



Bundesnetzagentur

Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13

20. Juni 2013

Inhaltsverzeichnis

I.	Zusammenfassung	7
II.	Zustand der Übertragungsnetze im Winter 2012/13	9
1.	Einleitung	9
2.	Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2012/13	9
3.	Einsatz der Reservekraftwerke.....	13
4.	Bilanzkreisbewirtschaftung im Winter 2012/13.....	13
5.	Leistungsüberlastungen und -ausfälle im Winter 2012/13.....	18
5.1.	Doppelfehler auf der 380 kV Doppelleitung Pulgar – Vieselbach.....	18
5.2.	Versorgungsausfall am 27. Oktober 2012 im Netz von 50 Hertz	18
5.3.	Verletzung der (n-1)-Sicherheit am 25. und 26. März 2013	19
6.	Gefährdung der Spannungshaltung im Winter 2012/13.....	20
7.	Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG im Winter 2012/13.....	22
7.1.	Winterhalbjahr 2011/12	22
7.2.	Winterhalbjahr 2012/13	23
8.	Einspeisemanagementmaßnahmen mit Ursachen im Übertragungsnetz.	27
9.	Bestand und Entwicklung der Erzeugungskapazitäten	31
9.1.	Bestand von Erzeugungskapazitäten.....	31
9.2.	Erwarteter Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten	33
9.3.	Ausblick für den Zeitraum 2013-2018	36
9.4.	Ausblick für den Zeitraum 2013-2020	37
9.5.	Neuregelung bei Kraftwerksstilllegungen durch § 13a EnWG	38
10.	Entwicklung der Importe und Exporte im Winter 2012/13.....	40

11.	Entwicklung des Strompreises im Winter 2012/13	43
III.	Zustand des Gasversorgungssystems im Winter 2012/13	45
12.	Zustand der Gasfernleitungsnetze im Winter 2012/13	45
13.	Situation der Gasspeicher	45
13.1.	Speichernutzung im Winter 2012/13	45
13.2.	Speicher zwischen Marktwirtschaft und Versorgungssicherheit	47
13.3.	Notfallmaßnahmen gemäß § 16 Absatz 2 EnWG	48
IV.	Entwicklungen seit dem Bericht zum Zustand der Leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 vom 3. Mai 2012	49
14.	Umsetzung Handlungsempfehlungen des Berichts vom 3. Mai 2012	49
14.1.	Energieinformationsnetz	49
14.2.	Regionale Anreize für Kraftwerksneubauten	50
14.3.	Gaskraftwerke – Kapazitäts- und Brennstoffversorgung	52
14.4.	Kommunikationskonzept zwischen Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern	53
14.5.	Berücksichtigung von Gaskraftwerken und Versorgungsengpässen im Netzentwicklungsplan Gas 2013	54
14.5.1.	Modellierung der Gaskraftwerke	55
14.5.2.	Versorgungsengpässe	58
V.	Handlungsempfehlungen	59
15.	Kommerzielle Fernsteuerbarkeit der Anlagen in der Direktvermarktung..	59
16.	Kontrahierung von Reservekraftwerken für den Winter 2013/14	59
17.	Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherstellung der Systembilanz.....	60
18.	Verbesserte Abstimmung zwischen Strom- und Gasmarkt.....	60
VI.	Glossar	61

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Maximale Leitungsauslastungen im Starkwindszenario im (n-1)-Fall nach Netzsicherungen, präventivem Redispatch und lokaler Windenergieabregelung (links) und nach kurativen Redispatchmaßnahmen inklusive Reservekraftwerken (rechts). Quelle: Übertragungsnetzbetreiber	11
Abbildung 2: Maximale Leitungsauslastungen im Kälteszenario mit Gasknappheit im (n-1)-Fall nach Netzsicherungen (links) und nach Redispatchmaßnahmen in Höhe von 2,4 GW mit Reservekraftwerken (rechts). Quelle: Übertragungsnetzbetreiber	12
Abbildung 3: Systembilanz Deutschland (Netzregelverbund) im Zeitraum 24.12.2012 bis 4.1.2013 Quelle: Übertragungsnetzbetreiber	14
Abbildung 4: Deutschlandweite Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen vom 24.12.2012 bis 27.12.2012 Quelle: BNetzA.....	15
Abbildung 5: Verlauf von Regelleistungsbedarf, eingesetzter Minutenreserveleistung und Zusatz-/Notmaßnahmen im Netzregelverbund am 24.12.2012 Quelle: Übertragungsnetzbetreiber.....	16
Abbildung 6: Verlauf von Regelleistungsbedarf, eingesetzter Minutenreserveleistung und Zusatz-/Notmaßnahmen im Netzregelverbund am 10.2.2013 Quelle: Übertragungsnetzbetreiber.....	17
Abbildung 7: Vergleich PV-Prognose und tatsächliche PV-Einspeisung am 10.2.2013 Quelle: Übertragungsnetzbetreiber	18
Abbildung 8: Abhängigkeit der Exporte nach Österreich von Photovoltaik- und Windenergieeinspeisung im Zeitraum vom 20. bis 26.3.2013. Quelle: BNetzA	20
Abbildung 9: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen im Winterhalbjahr 2012/13 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung). Grafik: Eigene Darstellung mittels BNetzA GiS.....	25
Abbildung 10: Gesamte Photovoltaik- und Windeinspeisung in MW im Netzgebiet Übertragungsnetzbetreiber vom 01.10.2012 bis 31.03.2013 (stündliche Einspeisemengen mit EEG-Vergütung und Marktprämie). Quelle: Übertragungsnetzbetreiber	31
Abbildung 11: Installierte elektrische Erzeugungsleistung zum 31.12.2011 und 31.12.2012 (Netto-Nennleistung in MW). Quelle: BNetzA, vorläufige Daten	32
Abbildung 12: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2013 – 2015 (Bundesweite Plandaten für Netto-Nennleistungen, Stand: April 2013). Quelle: BNetzA	34
Abbildung 13: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2013 – 2015 (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher 2013 – 2015, Netto-Nennleistungen, Stand: April 2013). Quelle: BNetzA	34
Abbildung 14: Vergleich der deutschen Nettoexporte in den Wintern 2011/12 und 2012/13. Quelle: entso-e	41
Abbildung 15: Preisentwicklung des Phelix Day Base in den Wintern 2011/12 und 2012/13. Quelle: EPEX Spot	43
Abbildung 16: Spotmarktpreis am 25., 26 und 31.12.2012. Quelle: EPEX Spot.....	44
Abbildung 17: Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010. Quellen: Speicherfüllstände: gie, Temperaturen: Deutscher Wetterdienst	46

Abbildung 18: Handelspreise und Gasspeicherfüllstände im Winterhalbjahr 2012/13. Quellen: EEX, GSE	47
Abbildung 19: Geplante Netzausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2013, Variante IIc. Quelle: BNetzA.....	57

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen im Winterhalbjahr 2011/12 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)	23
Tabelle 2: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen im Winterhalbjahr 2012/13 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)	24
Tabelle 3: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen im Winterhalbjahr 2011/12 in den betroffenen Netzgebieten im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)	26
Tabelle 4: Anzahl der Tage an denen Einspeiserreduzierungen mit Ursache im Übertragungsnetz nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 EEG im Winterhalbjahr 2012/13 durchgeführt werden mussten. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung).....	27
Tabelle 5: Anzahl der Stunden mit Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 EEG in den betroffenen Bundesländern. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung).....	28
Tabelle 6: Anzahl der Stunden mit Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 EEG in den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung).....	29
Tabelle 7: Anzahl der Tage und Stunden an denen die Überlastung des Netzelements zu einer Einspeiserreduzierung während der Winterperiode 2012/13 geführt hat. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)	30
Tabelle 8: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung zwischen 31.12.2011 und 31.12.2012 (Netto-Nennleistung in MW) je Energieträger. Quelle: BNetzA, vorläufige Daten	33
Tabelle 9: Länderscharfer Vergleich der Nettoexporte Deutschlands in den Wintern 2012/13 und 2011/12 (positive Werte: Export, negative Werte: Import). Quelle: entso-e	41
Tabelle 10: Durchschnittlicher Day-Ahead Strompreis in Deutschland und den verbundenen Märkten im Winter 2012/2013. Quellen: EEX, CASC, EMCC	42
Tabelle 11: Im Netzentwicklungsplan Gas berücksichtigte Kraftwerke mit Anschluss an das Gasfernleitungsnetz. Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber.....	55

I. Zusammenfassung

- 1 Aus den Erfahrungen des Winters 2011/12 wurden für die folgenden Winter Maßnahmen zur Sicherstellung der leitungsgebundenen Energieversorgung abgeleitet. Diese sind im Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 vom 3. Mai 2012¹ als operative und legislative Handlungsempfehlungen dargestellt. Im Verlauf des Jahres 2012 wurden die dringlichsten Handlungsempfehlungen bereits umgesetzt.
- 2 Wie bereits 2011 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern auch 2012 Vorschauberechnungen für potentiell kritische Situationen im Winter durchgeführt. Als Ergebnis dieser Simulationen wurde ein Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 2,4 GW ermittelt. Bis zum Herbst 2012 konnte der Bedarf aus deutschen und österreichischen Kraftwerken in der Kaltreserve über Verträge mit den Betreibern gedeckt werden.
- 3 Insgesamt verlief der Winter 2012/13 weniger angespannt als der Winter 2011/12. Dennoch kam es an einigen Tagen zu Belastungssituationen, die durch teilweise umfangreiche Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber beherrscht werden konnten.
- 4 In einigen Stunden des Winters konnten die Übertragungsnetze trotz erheblicher Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber nicht (n-1)-sicher betrieben werden.
- 5 Wie schon im Winter 2011/12 kam es auch im Winter 2012/13 an einigen Tagen zu zeitweise erheblichen Bilanzkreisabweichungen. Insbesondere zwischen Weihnachten und Neujahr traten Bilanzkreisüberspeisungen auf, denen die Übertragungsnetzbetreiber mit dem Einsatz von Regelenergie und der zeitweisen Mobilisierung von Notreserven begegneten.
- 6 Im Gasnetz traten im Gegensatz zum Winter 2011/12 im vergangenen Winter keine Schwierigkeiten auf. Die Versorgung von Kunden und Gaskraftwerken wurde – nicht zuletzt wegen der insgesamt wärmeren Witterung – nicht unterbrochen.
- 7 Aus den Erfahrungen des vergangenen Winters sind folgende Konsequenzen zu ziehen:
 - a. Der Bestand an Erzeugungskapazitäten ist zurzeit ausreichend. Einer kurzfristigen einzuführenden Strategischen Reserve bedarf es nicht.

¹ http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1

- b. Dagegen ist eine ausreichend dimensionierte Netzreserve auch im kommenden Winter erforderlich. Die Bundesnetzagentur wird zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern die Höhe des Bedarfs ermitteln und die nötigen Kapazitäten kontrahieren.
- c. Eine Stilllegung von Kraftwerken im südlichen Deutschland gefährdet die Systemsicherheit und kann deshalb nicht hingenommen werden.
- d. Es muss beobachtet werden, ob die getroffenen Maßnahmen zur Verbesserungen der Prognosequalität und zur Verringerung von Bilanzkreisabweichungen ausreichen. Gegebenfalls ist nachzusteuern und das System der Ausgleichsenergie weiter zu überarbeiten.

Der zwar lange, aber relativ milde Winter darf nicht zu Leichtfertigkeiten führen: Zügiger Netzausbau bleibt sowohl im Strom- als auch im Gasnetz das Gebot der Stunde.

II. Zustand der Übertragungsnetze im Winter 2012/13

1. Einleitung

Mit dem Bericht zur leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13 legt die Bundesnetzagentur nach dem Bericht zur leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 vom 3. Mai 2012 nunmehr den zweiten Bericht mit einer Winterrückschau zur Versorgungssicherheit vor. Wesentlicher Gegenstand der Betrachtung ist die Systemsicherheit in den Übertragungs- und Fernleitungsnetzen im Winter 2012/13. Zudem enthält der Bericht einen Überblick über den Umsetzungsstand der im ersten Bericht (Mai 2012) ausgesprochenen Handlungsempfehlungen.

2. Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2012/13

Für den Winter 2012/13 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam mit der Bundesnetzagentur – wie bereits für den vorangegangenen Winter – umfangreiche Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit vorgenommen. Nach eingehenden Analysen wurde ein Reservekraftwerksbedarf von rund 2,5 GW ermittelt. Das entspricht einer Steigerung von etwa 1 GW im Vergleich zum vorangegangenen Winter und ist darauf zurückzuführen, dass zwei Kraftwerke – Staudinger 4 und Irsching 3 – aus dem Markt genommen wurden und deshalb nicht mehr für den Redispatch zur Verfügung standen. Die beiden genannten Kraftwerke wurden zum Zeitpunkt des Marktaustritts in die Reserve übernommen.

Zur Bestimmung des Reservekraftwerksbedarfs wurden die betrieblichen Grundsätze des Übertragungsnetzbetriebs wie sie in den Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Transmission Code 2007) festgeschrieben sind, zugrunde gelegt und um weitere Sicherheitsmargen erweitert. Zur im Transmission Code 2007 festgeschriebenen Betrachtung eines Leitungsausfalls, der keine weiteren Betriebsmittelüberlastungen nach sich ziehen darf (sogenannte (n-1)-Sicherheit) und dem Ausfall der Erzeugungseinheit mit den größten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, wurde der Ausfall weiterer Kraftwerke insbesondere in Süddeutschland (insgesamt 2,6 GW) unterstellt. Im Vergleich zum vorherigen Winter stand das Problem der Spannungshaltung nicht mehr im Vordergrund, da 2012 an wichtigen Stellen Blindleistungskompensationsanlagen in Betrieb genommen wurden.

Um das notwendige Redispatchpotential festzustellen, wurden von den Übertragungsnetzbetreibern zwei unterschiedliche Szenarien, die jeweils den Abend eines Winterwerktages repräsentieren (hohe Last, keine Photovoltaikeinspeisung), betrachtet. Zum einen ein Starkwindszenario mit einer hohen Einspeisung aus Windenergieanlagen und zum anderen ein extremes Kälteszenario in Verbindung mit einem Gasversorgungsengpass und der Unterbrechung der Versorgung von Gaskraftwerken, die mit unterbrechbaren Kapazitätsverträgen mit Erdgas versorgt werden. Aufgrund der weitestgehenden Unabhängigkeit der Netzlast von den Temperaturen wurde in beiden Szenarien eine Last im Übertragungsnetz von 64,7 GW angenommen.

Im Starkwindszenario wurde eine Einspeisung aus Windenergieanlagen in Höhe von 27,1 GW in die Berechnungen eingespeist. Aus der europäischen Marktsimulation ergab sich in diesem Szenario ein erheblicher Export von 9,5 GW, der in nicht unerheblichem Maße über Süddeutschland abgewickelt wird. Nach Schaltmaßnahmen im Übertragungsnetz, präventivem und kurativem Redispatch traten in den Simulationen Leitungsüberlastungen an einigen Stellen des Übertragungsnetzes auf, die erst mit dem Einsatz von Reservekraftwerken beseitigt werden konnten. Als Sensitivitätsbetrachtung wurde in diesem Szenario auch von einer präventiven Abregelung und 20%igen Nichtvermarktung von Windenergieanlagen ausgegangen. Dabei stellten sich aufgrund des europäischen Marktgeschehens erhöhte Importe vor allem im Nordwesten Deutschlands ein, die zu einer stärkeren Belastung der innerdeutschen Leitungen führten und letztlich mit einem Reservekraftwerksbedarf von 2,4 GW den auslegungsrelevanten Fall darstellte (vgl. Abbildung 1).

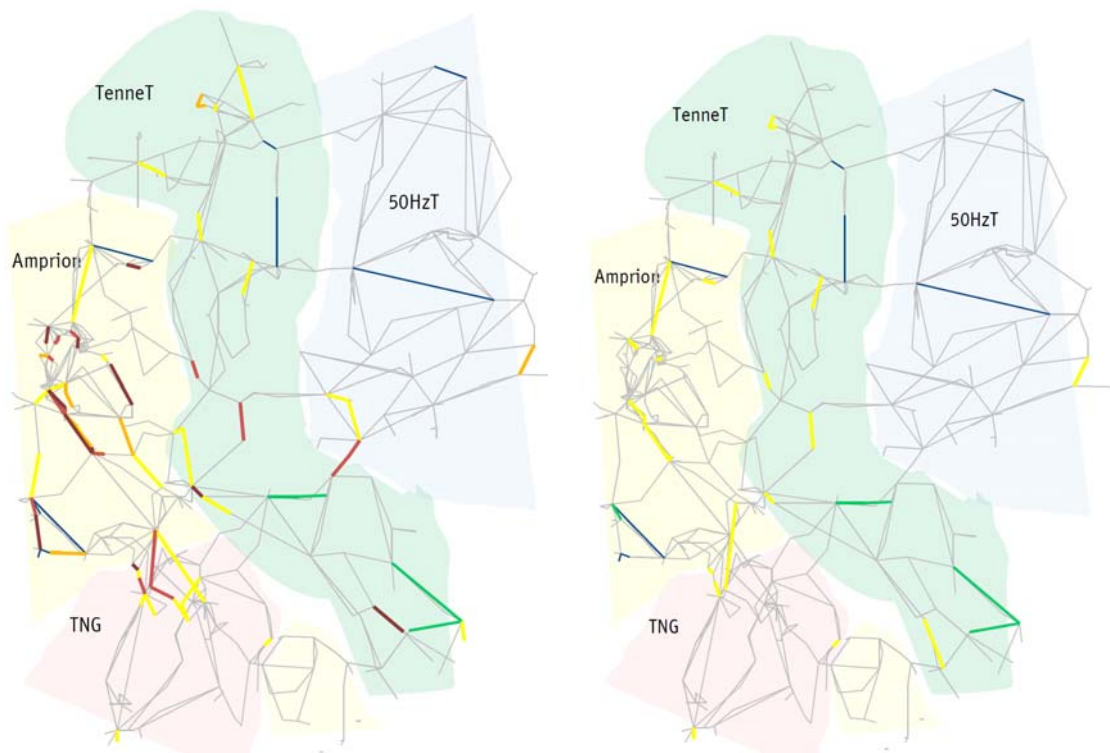


Abbildung 1: Maximale Leitungsauslastungen im Starkwindszenario im (n-1)-Fall nach Netzschaltungen, präventivem Redispatch und lokaler Windenergieabregelung (links) und nach kurativen Redispatchmaßnahmen inklusive Reservekraftwerken (rechts). Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Kälteszenario wurde keine Windenergieeinspeisung bei gleichzeitigem Ausfall von insgesamt 1,5 GW Gaskraftwerkskapazitäten aufgrund der Unterbrechung der Gasversorgung unterstellt. Nach den Untersuchungen der Bundesnetzagentur befinden sich die Gaskraftwerke, die lediglich über unterbrechbare Gaskapazitäten verfügen, überwiegend im Südwesten Deutschlands. In Folge dessen treten vor allem Überlastungen auf Leitungen zwischen den Erzeugungszentren Rheinisches Braunkohlerevier und Ruhrgebiet im Norden und dem Lastschwerpunkt Südwestdeutschland sowie den Kuppelleitungen nach Frankreich. Die Leitungsüberlastungen können mittels netzbezogener Maßnahmen sowie Redispatch unter Zuhilfenahme der Reservekraftwerke Staudinger 4, KMW 2 und GKM 3 beseitigt werden (vgl. Abbildung 2).

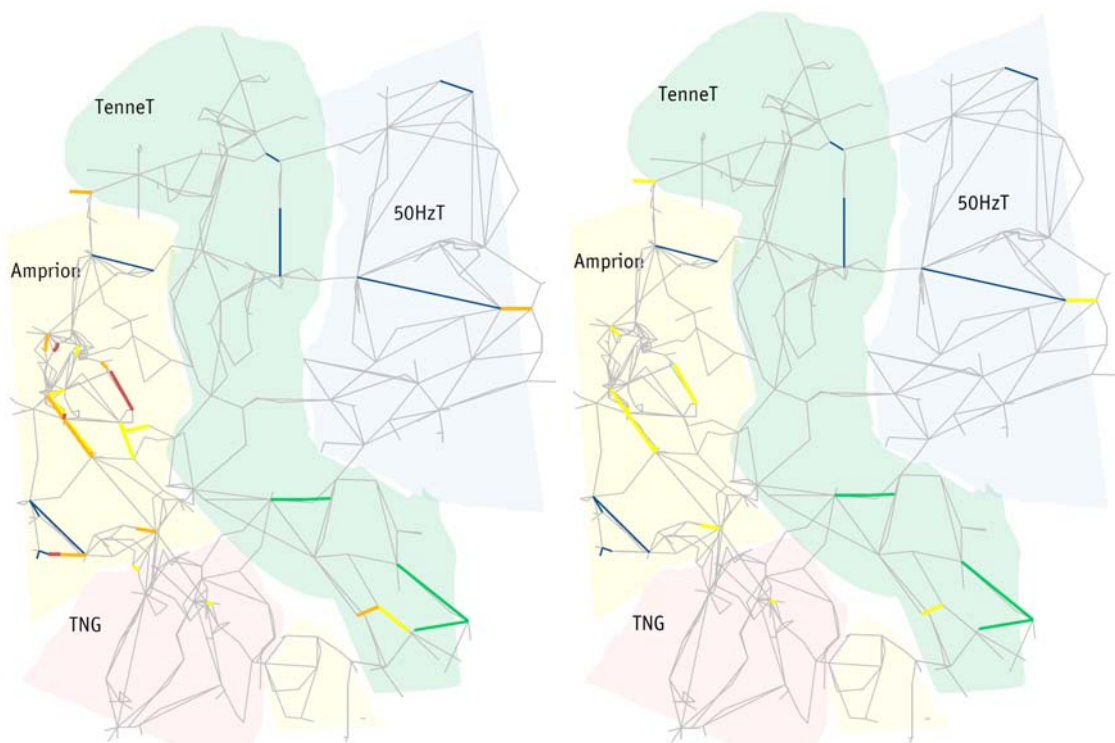


Abbildung 2: Maximale Leitungsauslastungen im Kälteszenario mit Gasknappheit im (n-1)-Fall nach Netzschaltungen (links) und nach Redispatchmaßnahmen in Höhe von 2,4 GW mit Reservekraftwerken (rechts). Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Ergebnis standen wie schon für den Winter 2011/2012 die deutschen Kraftwerke Mainz-Wiesbaden Block 2 (335 MW) und das Großkraftwerk Mannheim Block 3 (200 MW) als Reservekraftwerke zur Verfügung. Das Großkraftwerk Mannheim Block 3 konnte nach einer Störung, die am 27. Juni 2012 auftrat, ab dem 21. Dezember 2012 wieder in einen betriebsbereiten Zustand versetzt werden. Für das Kraftwerk Mainz-Wiesbaden 2, welches im Winter 2011/2012 die Einsatzbereitschaft auf Basis gesetzlicher Regelungen zugesagt hatten, gelang es für den Winter 2012/2013 die Bereitstellung der Kraftwerksleistung abzusichern. Auch die österreichischen Kraftwerke der EVN AG (785 MW) und der Verbund AG (152 MW) standen als Reservekraftwerke den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung.

Um den durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf zu decken, wurden noch mit weiteren Kraftwerken Verträge über die Vorhaltung von Reserveleistung getroffen. So sind im Wesentlichen individuelle Verträge mit dem Kraftwerk Irsching 3 (415 MW) und Staudinger 4 (622 MW) getroffen worden.

Im Ergebnis konnten für den Winter 2012/13 alle Szenarien ausreichend durch Kapazitäten aus Reservekraftwerken abgesichert werden.

Insgesamt stehen in Deutschland und Österreich rund 2,6 GW Reservekraftwerksleistung zur Verfügung. Davon entfallen 1,6 GW auf Reservekraftwerke in Deutschland und 937 MW auf österreichische Anlagen.

3. Einsatz der Reservekraftwerke

Ein echter Einsatz der kontrahierten Reservekapazitäten ist im Winter 2012 / 2013 nicht erforderlich geworden.

Aufgrund einer hohen prognostizierten Windenergieeinspeisung für den 29. Januar 2013 und auf Basis der Einsatzprognose und Verfügbarkeit süddeutscher Kraftwerke wurde von den Übertragungsnetzbetreibern die Aktivierung der Reservekraftwerke in Österreich sowie der deutschen Reservekraftwerke Irsching 3 und Staudinger 4 für diesen Tag zunächst mit Mindestleistung – insgesamt knapp 900 MW – am Vortag angefordert. Der prognostizierte Bedarf bestand für den 29. Januar zwischen 10 und 20 Uhr. Wegen aktualisierter Windprognosen konnte die Anforderung des Kraftwerks Irsching 3 bei Annäherung an den Echtzeitbetrieb zurückgezogen werden. Die verbleibenden Reservekraftwerke, bei denen der Anfahrvorgang nicht mehr unterbrochen werden konnte, wurden zum aufgrund der dennoch hohen Nord-Süd-Lastflüsse notwendigen Redispatch herangezogen.

Der für die Stromnetze eher angenehme Verlauf des Winters 2012/2013 und der deshalb nicht notwendige Einsatz der Reservekraftwerke darf nicht zu der Annahme verleiten, diese seien nicht mehr erforderlich. An den grundsätzlichen Rahmenbedingungen hat sich nichts geändert. Die Gründe, die zur Vorhaltung einer Netzreserve geführt haben, bestehen fort. Diese wird auch im kommenden Winter 2013/14 zu beschaffen sein.

4. Bilanzkreisbewirtschaftung im Winter 2012/13

Mit Wirkung zum 1. Dezember 2012 ist das Ausgleichsenergiepreissystem weiterentwickelt worden. Die Analyse der Wintersituation 2011/12 hat ergeben, dass das symmetrische Ausgleichsenergiepreissystem zwar grundsätzlich die richtigen Anreize zur ordnungsgemäßen Bilanzkreisbewirtschaftung setzt, jedoch offensichtlich nicht in ausreichendem Maße. Ziel der Weiterentwicklung war die Erhöhung der Anreizwirkung, was mit steigenden Ausgleichsenergiepreisen vor allem in extremen Situationen einhergehen wird. Dies wird einerseits durch das Setzen von Ober- bzw. Untergrenzen für den Ausgleichsenergiepreis, die dem Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde entspre-

chen, erreicht, so dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie in keinem Fall günstiger ist, als die Beschaffung an den Spotmärkten. Ferner wurden die Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen zu Zeiten hohen Regellenergiebedarfs, die den Einsatz von mehr als 80% der vorgehaltenen Regelleistung erfordern, durch einen Zuschlag von 50%, mindestens aber 100 Euro/MWh, auf den Ausgleichsenergiepreis erhöht, systemdestabilisierendes Handeln zu vermeiden. Ob diese angestrebte Lenkungswirkung in ausreichendem Umfang eintritt oder weitere Nachjustierungen erforderlich sind, wird von der Bundesnetzagentur sorgfältig beobachtet.

Insbesondere im ersten Monat des Inkrafttretens des neuen Regimes kam es am 24. Dezember 2012 zu einer erheblichen Überspeisung des Netzregelverbundes mit in der Spitze ca. 8,5 GW (vgl. Abbildung 3).

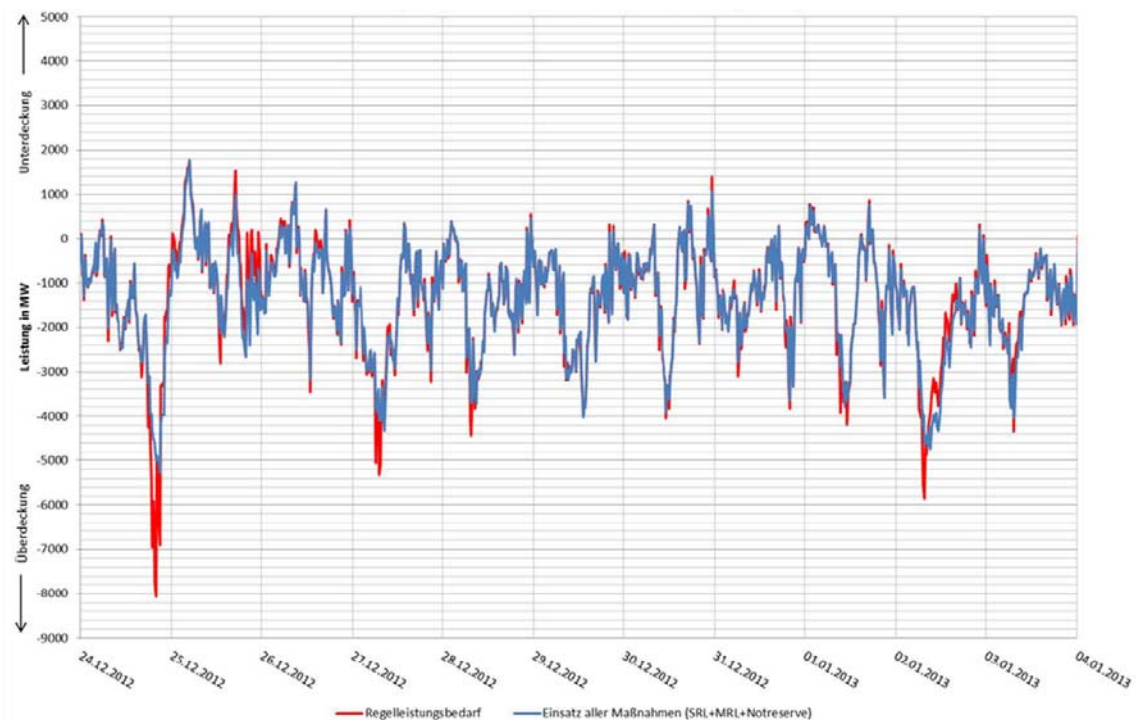


Abbildung 3: Systembilanz Deutschland (Netzregelverbund) im Zeitraum 24.12.2012 bis 4.1.2013 Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Diese Überspeisung fällt zeitlich zusammen mit einer steilen Windflanke, in der die Stromproduktion aus Windenergieanlagen von ca. 4 GW auf über 19 GW innerhalb von acht Stunden angestiegen ist (vgl. Abbildung 4). Ob hier ein Prognosefehler oder sonstige Gründe ursächlich für die Überspeisungen sind, wird von der Bundesnetzagentur zurzeit noch untersucht. Da am 24. Dezember 2012 sowohl negative Strompreise als auch Überspeisungen der Bilanzkreise auftraten, muss ein erhebliches Überangebot an Erzeugung vorgelegen haben. Dies dürfte zur Verschärfung der durch die Steilheit der

Windflanke ausgelösten Situation beigetragen haben. Die genauen Zusammenhänge sind Gegenstand der weiteren Untersuchungen der Bundesnetzagentur.

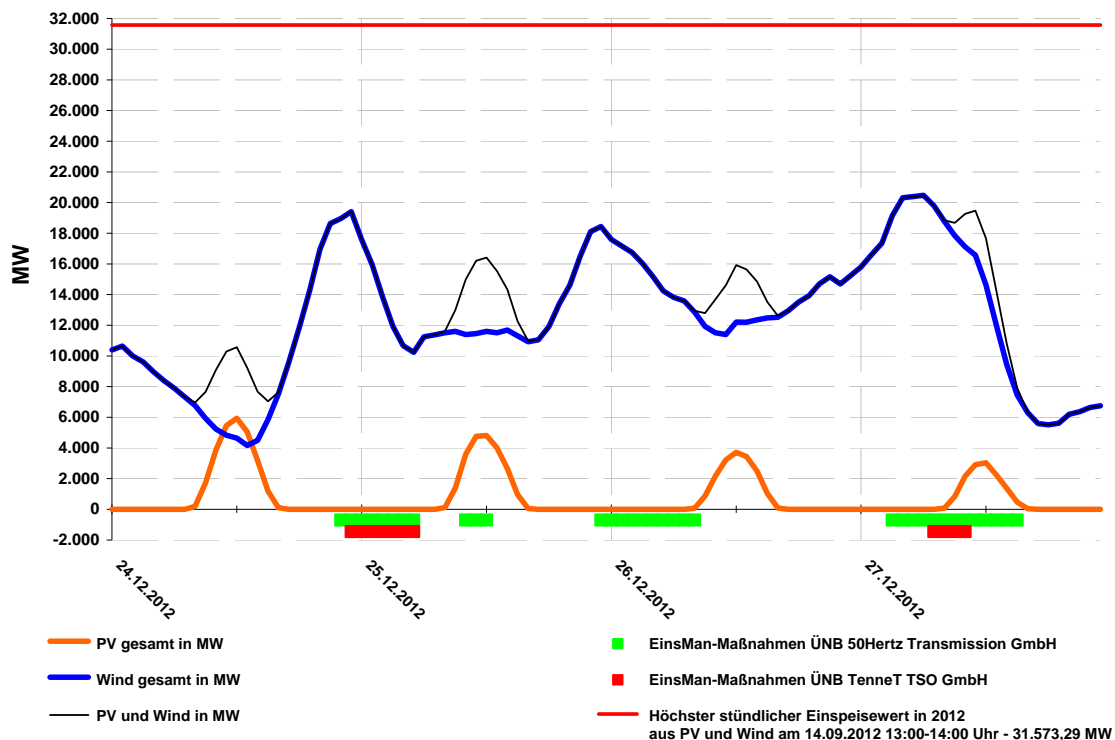


Abbildung 4: Deutschlandweite Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen vom 24.12.2012 bis 27.12.2012 Quelle: BNetzA

Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass das Problem der hohen Leistungssprünge zum Stundenwechsel die Situation an diesem Tag erheblich verschärft hat. Diese Stundensprünge treten typischerweise in den Stunden mit hohem Lastanstieg oder -abfall auf (typischerweise je in den Stunden zwischen 7 Uhr und 9 Uhr sowie 17 Uhr bis 21 Uhr). Grund hierfür ist, dass die Energiebeschaffung den steilen Flanken des Lastverlaufs nicht ausreichend nachgefahren wird, sondern lediglich Stundenmittelwerte eingestellt werden. Dies führt zu erheblichen Regelzonenungleichgewichten jeweils in der ersten und der letzten Viertelstunde der betreffenden Stunde. Abbildung 5 zeigt deutlich, dass gerade in den Abendstunden des 24. Dezember 2012 diese Stundensprünge zu einem erheblichen Mehrbedarf an Regelleistung und zur Zuspitzung der kritischen Situation geführt haben. Grundsätzlich sind die Bilanzkreisverantwortlichen gehalten, ihre Bilanzkreise viertelstündlich auszugleichen. Hierzu stehen ihnen mit den Viertelstundenprodukten im Intraday-Handel inzwischen auch ausreichende Handelsmöglichkeiten zur Vermeidung der Stundensprünge zur Verfügung. Ob durch das neue Ausgleichsenergiepreisregime hier möglicherweise noch nicht ausreichende finanzielle Anreize für eine verbesserte Nutzung

des Viertelstundenhandels gesetzt werden, kann anhand der Ergebnisse des ersten Monats des Inkrafttretens der Neuregelung noch nicht abschließend beurteilt werden. Die Bundesnetzagentur wird diese Entwicklung aufmerksam beobachten und bei Fortbestehen dieses Phänomens weitergehende Konsequenzen gegenüber den verantwortlichen Bilanzkreisverantwortlichen ergreifen.

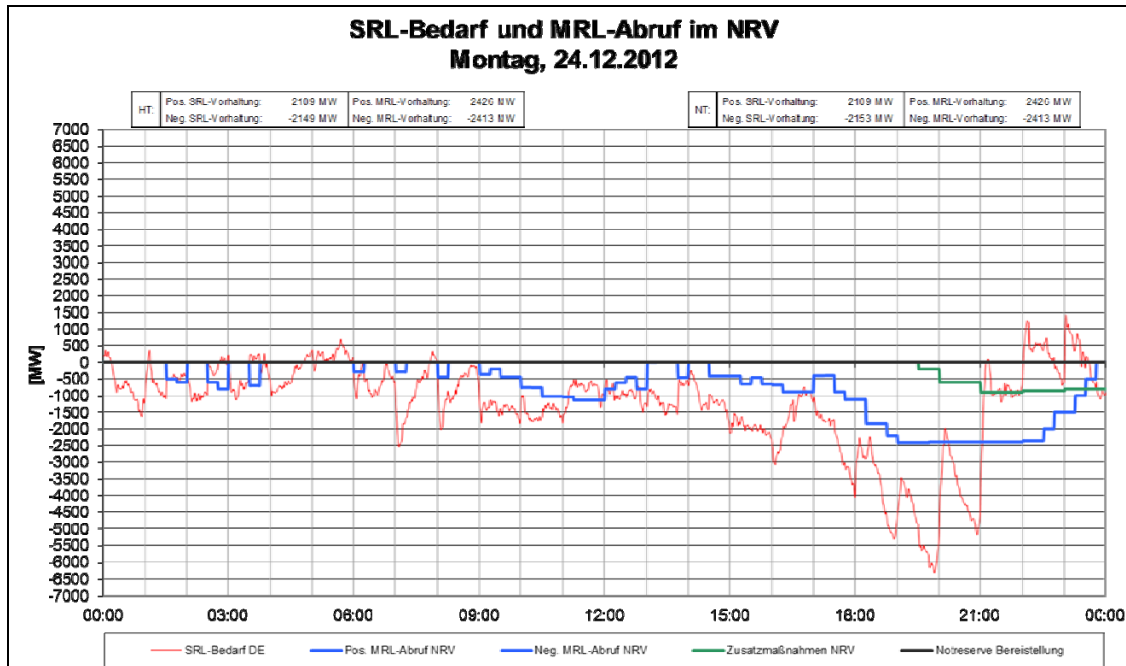


Abbildung 5: Verlauf von Regelleistungsbedarf, eingesetzter Minutenreserveleistung und Zusatz-/Notmaßnahmen im Netzregelverbund am 24.12.2012 Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Am 10. Februar 2013 kam es darüber hinaus nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber um die Mittagszeit zu einer erheblichen Überspeisung des deutschen Regelblocks. (vgl. Abbildung 6).

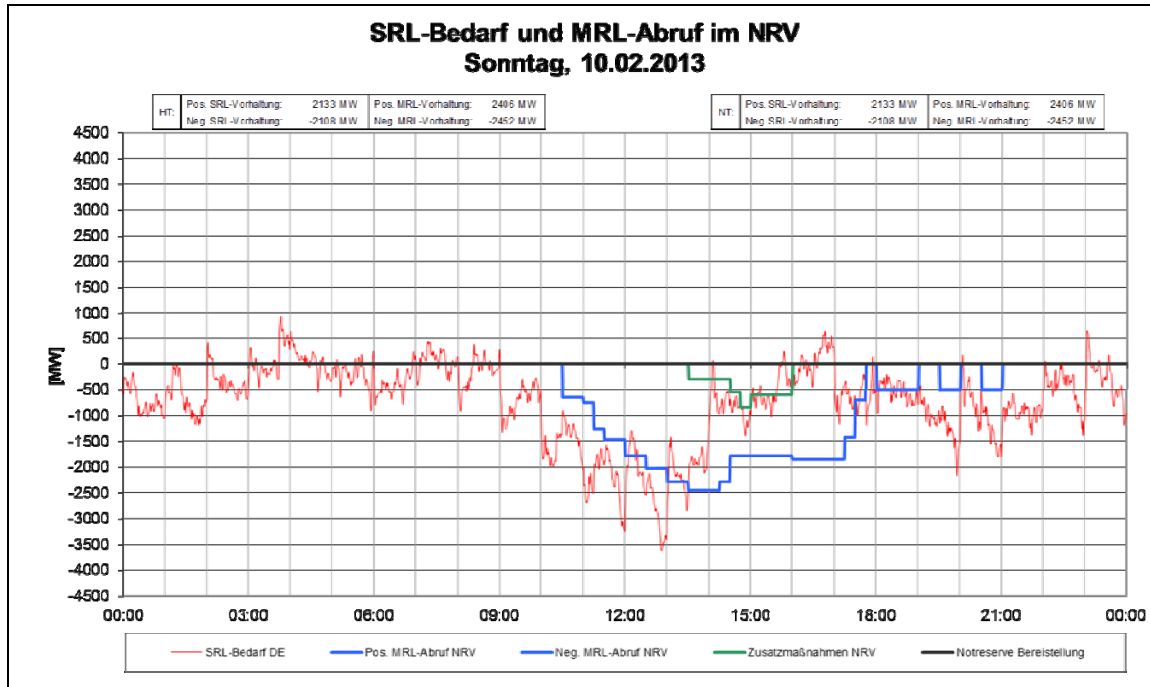


Abbildung 6: Verlauf von Regelleistungsbedarf, eingesetzter Minutenreserveleistung und Zusatz-/Notmaßnahmen im Netzregelverbund am 10.2.2013 Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber haben als Ursache hierfür eine systematische Unterschätzung der Einspeiseleistung aufgrund von fehlerhafter Berücksichtigung einer Schneebedeckung der PV-Anlagen ausgemacht (Abbildung 7). Während die Prognoseanbieter eine Schneebedeckung der Module angenommen und bei der Einspeiseprognose berücksichtigt hatten, lag tatsächlich auf den Anlagen selbst größtenteils kein Schnee mehr. Die Übertragungsnetzbetreiber als die größten Vermarkter der PV-Mengen halten hier eine deutliche Verbesserung der Solarprognosegüte für dringend erforderlich und schlagen hierfür z.B. den Aufbau eines Referenzmessanlagensystems vor, um in Situationen wie Nebel oder Schneefall verlässlichere Prognosen zu erhalten. Die Bundesnetzagentur erwartet von den Übertragungsnetzbetreibern, dass sie ihre eigenen Vorschläge bezüglich der von ihnen vermarkteten Erneuerbaren Erzeugung zügig umsetzen. Auch hinsichtlich der direkt vermarkteten Mengen ist die Schneebedeckung ein vergleichsweise leicht zu behebender Fehler, der sich nicht wiederholen sollte. Die Bundesnetzagentur führt Gespräche mit den Übertragungsnetzbetreibern zu nachhaltigen Verbesserung der Prognosegüte.

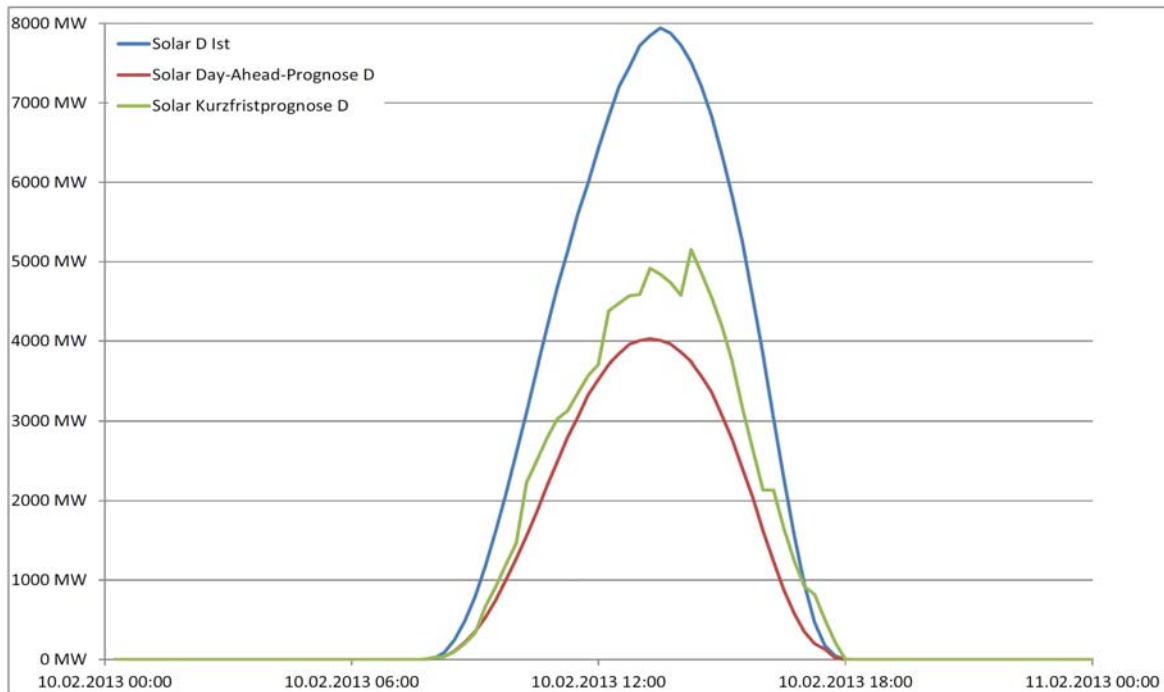


Abbildung 7: Vergleich PV-Prognose und tatsächliche PV-Einspeisung am 10.2.2013 Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5. Leitungsüberlastungen und -ausfälle im Winter 2012/13

5.1. Doppelfehler auf der 380 kV Doppelleitung Pulgar – Vieselbach

Am 4. Oktober 2012 kam es im Netz der 50 Hertz zu einem länger andauernden Ausfall der Doppelleitungstrasse Pulgar – Vieselbach. Ein lokal begrenzter Tornado führte zu einem Mastumbruch und zur Beschädigung weiterer Masten. Der Fehler führte zu hohen Belastungen weiterer Betriebsmittel, jedoch trat keine Verletzung der (n-1)-Sicherheit auf. In Folge des Leitungsausfalls, musste Einspeiseleistung des Braunkohlekraftwerks Lippendorf in der Nähe von Leipzig begrenzt werden, bis am 19. Oktober 2012 ein einsystemiges Provisorium in Betrieb genommen werden konnte. Erst am 21. Februar 2013 waren die Instandsetzungsmaßnahmen an der Leitungstrasse vollständig beendet. Beide Systeme stehen seitdem wieder uneingeschränkt zur Verfügung.

5.2. Versorgungsausfall am 27. Oktober 2012 im Netz von 50 Hertz

Am 27. Oktober 2012 kam es in der 50Hertz Regelzone zum Ausfall eines nachgelagerten über eine Stichleitung versorgten 110kV Netzbereiches. Durch Windeinwirkung traten auf der 220kV-Doppelleitung Röhrsdorf – Weida Leiterseilschwingungen auf, die inner-

halb kürzester Zeit zur Abschaltung beider Systeme führten. Aufgrund des kurz aufeinander folgenden Ausfalls der Systeme war es nicht möglich, eine alternative Versorgung des betroffenen unterlagerten Netzes zu koordinieren. Die Versorgung des betroffenen 110kV Netzes konnte nach ca. 30 Minuten wiederhergestellt werden, das 220kV-Doppelleitungssystem Röhrsdorf – Weida wurde nach 45 Minuten wieder eingeschaltet.

5.3. Verletzung der (n-1)-Sicherheit am 25. und 26. März 2013

Im März 2013 kam es insbesondere am 25. und 26. zu angespannten Situationen im Übertragungsnetz, in denen in einigen Stunden der (n-1)-sichere Betrieb nicht gewährleistet werden konnte. Am 25. März traten die (n-1)-Verletzungen auf der Leitung Remp-tendorf-Redwitz zwischen 9:15 Uhr und 11:00 Uhr sowie auf der Leitung Mecklar-Dipperz am 25. März zwischen 9:00 Uhr und 15 Uhr und am 26. März zwischen 10:45 Uhr und 17:00 Uhr auf. Ursächlich war die Verbindung aus hoher Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen von bis zu knapp 30 GW am 25. März 2013, vorwiegend im nördlichen Deutschland und einer hohen Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerke im Süden. Bereits in der vortägigen Betriebsplanung zeigten sich potentielle Engpässe auf einigen Leitungen, denen mit präventivem und kurativem Redispatch begegnet wurde. Der Aufwand an präventivem Redispatch betrug dabei 550 MW. Im kurativen Redispatch musste Redispatch in einer Höhe von bis zu 2620 MW abgerufen werden und Windeinspeisung in einer Höhe von bis zu 1390 MW in der Regelzone von 50Hertz eingesenkt werden. Eine darüber hinaus gehende Absenkung von Erzeugung war nicht möglich, da kein weiteres Redispatchpotential zum Hochfahren mehr verfügbar war. Eine weitere Leitungsentlastung hätte deshalb zu einem Bilanzungleichgewicht in der Regelzone und damit einer Gefährdung der Systemstabilität geführt.

Aufgrund unvorhergesehener Nichtverfügbarkeiten von vier Kraftwerken in Süddeutschland, zwei aus technischen Gründen (Irsching 5 und Staudinger 5), eines wegen unzureichender Gaskapazitätsbuchungen und einem Anfahrverbot des Kraftwerks Ingolstadt wegen hoher Belastung des Anschlussnetzes, konnte das erforderliche Redispatchpotential in Süddeutschland nicht mobilisiert werden. In dieser Situation musste daraufhin kurzfristig auf bestehendes Redispatchpotential in Österreich zurückgegriffen werden. Die Anforderung von Reservekraftwerken hätte einen Beitrag zur Reduzierung der Leitungsbelastungen beitragen können. Jedoch konnte auf Grundlage der vortägig verfügbaren Informationen nicht prognostiziert werden, dass es einer Anforderung der Reservekraftwerke bedurfte. In dem Moment, als erkennbar wurde, dass die Reservekraftwerke zur

Netzstabilisierung benötigt wurden, wäre ihr Einsatz aufgrund ihrer Vorlaufzeit „zu spät“ gekommen, um die netzkritische Situation zu entspannen.

In dieser Situation wirkten sich hohe Exporte insbesondere nach Österreich zusätzlich negativ auf die ohnehin hoch belasteten Leitungen aus.

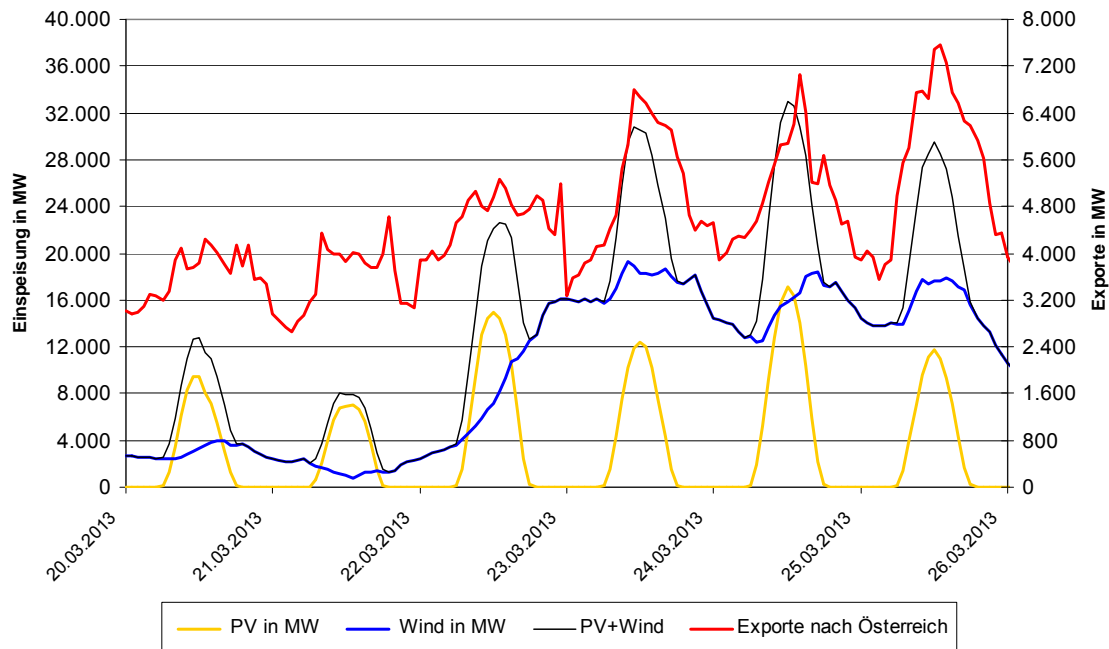


Abbildung 8: Abhängigkeit der Exporte nach Österreich von Photovoltaik- und Windenergieeinspeisung im Zeitraum vom 20. bis 26.3.2013. Quelle: BNetzA

In Abbildung 8 werden die Exporte nach Österreich sowie die Einspeisung aus erneuerbaren Energien exemplarisch für den Zeitraum vom 20. bis 26. März 2013 dargestellt. Es zeigt sich, eine Abhängigkeit von Export und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Dies hat zur Folge, dass insbesondere zu Zeiten, in denen das deutsche Übertragungsnetz durch hohe Einspeisungen aus erneuerbaren Energien – maßgeblich aus norddeutschen Windenergieanlagen – beansprucht wird, durch hohe Exporte nach Österreich weiter belastet wird.

6. Gefährdung der Spannungshaltung im Winter 2012/13

Bereits im Jahr 2011 wurden in den Berechnungen für den Winter 2011/12 mögliche Gefahren für Spannungshaltung identifiziert. Dabei wurde befürchtet, dass es durch die moratoriumsbedingte Abschaltung von sieben Kernkraftwerken zu unzulässig niedrigen Spannungen in einigen Bereichen des Übertragungsnetzes – insbesondere in Südwestdeutschland – kommen könnte. Für den Winter 2012/13 wurde dieses Risiko als deutlich

geringer eingeschätzt, da im Jahr 2012 sowohl der Umbau des Generators des Kernkraftwerks Biblis A zum rotierenden Phasenschieber vollendet wurde als auch konventionelle Blindleistungskompensationsanlagen in Betrieb genommen wurden. Als eine weitere wichtige Komponente bei der Spannungshaltung im Raum Hamburg ging im Dezember 2012 die 380kV Leitung Hamburg – Schwerin in Betrieb, so dass ein 2011 noch als kritisch eingestuftes Szenario entschärft werden konnte.

Dennoch traten insbesondere vom 9. auf den 10. November 2012 kritische Systemzustände wegen Spannungsbandverletzungen bei TenneT im Raum Emden auf. Es kam jedoch nicht zur Unterschreitung der zulässigen Betriebsspannung sondern zu oberen Grenzwertverletzungen. Grund war die Kombination aus schwach ausgelasteten unterlagerten Netzen mit Blindleistungsrückspeisung ins Höchstspannungsnetz, nicht ausreichende Blindleistungseinspeisung aus Kraftwerken und Blindleistungskompensationsanlagen aufgrund von geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten. In Folge dessen meldete TenneT obere Spannungsgrenzwertverletzungen in den 380kV Schaltanlagen Conneforde, Unterweser, Ganderkesee und Sottrum sowie in den 220kV Schaltanlagen Emden/Borßum, Cloppenburg/Ost, Conneforde und Farge. Zur Beherrschung der Überspannungen wurden drei 380kV Stromkreise abgeschaltet, um durch die höhere Belastung der verbleibenden Stromkreise die Spannung zu senken. Die Abschaltungen waren jedoch nicht ausreichend, um die Spannungsbandverletzungen vollständig zu beheben. Die Abschaltung weiterer Stromkreise war aus Systemsicherheitsgründen und der notwendigen lokale Redispatch aus technischen Gründen nicht möglich.

Mit der Inbetriebnahme neuer Kompensationsspulen Ende 2012 und Anfang 2013 trat bereits eine Verbesserung der Situation in der Region auf. Mit der Inbetriebnahme der HGÜ-Konverterstationen Dörpen-West (Konverter zum Anschluss des Offshore Windparks DolWin) und Diele (Konverter zum Anschluss des Offshore Windparks BorWin) wird mit einer deutlichen Verbesserung der Spannungshaltung gerechnet. Hintergrund ist die Möglichkeit, HGÜ-Konverterstationen im reinen Blindleistungsbetrieb zu nutzen, ohne dass eine Wirkleistungseinspeisung aus dem anzuschließenden Windpark notwendig ist. TenneT rechnet damit, dass die Aufnahme des Betriebs und damit eine effiziente Steuerung der Blindleistung bereits im Jahr 2013 möglich ist. In diesem Fall kann mit einer deutlichen Entspannung der Spannungshaltungsproblematik im Schwachlastfall im TenneT Nordnetz gerechnet werden.

7. Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG im Winter 2012/13

Gemäß § 13 Absatz 1 EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Soweit Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch diese gemäß § 14 Absatz 1 EnWG zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden von den ÜNB nahezu an jedem Tag des Jahres ergriffen. Bei den marktbezogenen Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen des Engpassmanagements relevant. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading. Unter Redispatch fallen die präventive oder kurative Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen und Speichern. Strombedingter Redispatch dient dazu kurzfristig auftretende Netzengpässe in Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung ab. Redispatch-Maßnahmen können regelzonenintern und regelzonenübergreifend angewendet werden. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung unverändert.

Countertrading ist demgegenüber das präventive oder kurative, vom ÜNB veranlasste gegenläufige und regelzonenübergreifende Handelsgeschäft, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

7.1. Winterhalbjahr 2011/12

Im vorherigen Winterhalbjahr sind auf den in der Tabelle 1 aufgeführten Netzelementen kritische Netzsituationen aufgetreten, bei denen durch die Ergreifung von strombedingten Redispatch-Maßnahmen eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums verhindert werden musste.

Betroffenes Netzelement	Dauer in Std.	Menge in MWh
Remptendorf-Redwitz	2.000:00	2.140.997
Helmstedt-Wolmirstedt	326:00	24.021
UW Kriegenbrunn	308:00	50.051
Lehrte – Mehrum	212:00	17.877
Vierraden-Krajnik (PL)	177:00	18.528
UW Conneforde	102:00	25.935
Röhrsdorf-Hradec (CZ)	57:00	15.495
Vieselbach-Mecklar	50:00	2.470

Tabelle 1: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen im Winterhalbjahr 2011/12 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)

Insbesondere auf der Leitung Remptendorf (50Hertz) – Redwitz (TenneT) wurde mit 2.000 Stunden und einem Volumen von über 2000 GWh der größte Teil der gemeldeten Redispatch-Maßnahmen durchgeführt. Mit einigem Abstand folgten die Leitungen Helmstedt (TenneT) – Wolmirstedt (50Hertz) mit 326 Stunden sowie das Umspannwerk Kriegenbrunn (TenneT) mit 308 Stunden. Insgesamt wurden im Winterhalbjahr 2011/12 aus allen Netzgebieten strombedingte Redispatch-Maßnahmen mit einer Dauer von 3718 Stunden gemeldet. Davon entfielen 525 Stunden auf Leitungen, auf denen Maßnahmen in einem Umfang von weniger als 50 Stunden je Leitung durchgeführt wurden.

7.2. Winterhalbjahr 2012/13

Die Datenauswertung für das Winterhalbjahr 2012/13 ergibt, dass sich die Gesamtsituation gegenüber dem starken Anstieg im Vorjahr stabilisiert hat. Im Zeitraum zwischen dem 01. Oktober 2012 und dem 31. März 2013 wurden strombedingte Redispatch-Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 3700 Stunden gemeldet. Dies entspricht fast exakt dem Wert des Vorjahres.

Bei den einzelnen überlasteten Netzelementen haben sich Verschiebungen im Vergleich zum Winter 2011/12 ergeben. Wodurch diese Verschiebungen verursacht wurden, ist zurzeit noch Gegenstand von Untersuchungen der Bundesnetzagentur. Auf der Leitung Lehrte – Mehrum im Netzgebiet von TenneT ist ein sprunghafter Anstieg auf über 1500 Stunden bei einer Menge von über 1000 GWh festzustellen. Damit haben sich die gemeldeten Stunden von strombedingten Redispatch-Maßnahmen mehr als versiebenfacht. Auch im Umspannwerk Conneforde (TenneT) ist ein Anstieg erfolgt. Erstmals gemeldet wurden Redispatch-Maßnahmen im Umfang von 346 Stunden auf der Leitung Pulgar – Vieselbach in der Regelzone von 50Hertz. Dies steht ursächlich im Zusammenhang mit

dem in Kapitel 5.1 beschriebenen Ereignis. Auf der Leitung Vierraden (50Hertz) – Krajnik (PL) ist die Zahl der Stunden leicht zurückgegangen, während das Volumen um 50 GWh stark angestiegen ist.

Neben den Zuwächsen auf den beschriebenen Netzelementen gab es für den Meldezeitraum des Winters 2012/13 bei anderen vormals stark überlasteten Netzelementen wesentliche Rückgänge bei der Zahl von Redispatch-Eingriffen. So hat sich die gemeldete Dauer von Maßnahmen auf der Leitung Remptendorf (50Hertz) – Redwitz (TenneT) mehr als halbiert, das Volumen ist sogar um drei Viertel gesunken. Auch auf den Leitungen Vieselbach (50 Hertz) – Mecklar (Tennet), Röhrsdorf (50Hertz) – Hradec (CZ) sowie im Umspannwerk Kriegenbrunn (TenneT) sind massive Rückgänge bei den Meldungen hinsichtlich Dauer und Menge zu verzeichnen. Die detaillierten Ergebnisse der Meldungen sind nachfolgender Tabelle zu entnehmen.

Betroffenes Netzelement	Dauer in Std.	Veränderung Dauer in Std. zum Vorjahr	Menge in MWh	Veränderung Menge in MWh zum Vorjahr
Lehrte-Mehrum	1564:45	+1352:45	120.064	+102.187
Remptendorf - Redwitz	983:30	-1016:30	521.958	-1.619.039
Pulgar-Vieselbach	346:00	+346:00	160.610	+160.610
UW Conneforde	214:15	+112:15	29.245	+3.310
Vierraden - Krajnik (PL)	157:00	-20:00	69.194	+50.666
Wolmirstedt - Helmstedt	121:30	-204:30	46.336	+22.315
Vieselbach - Mecklar	06:00	-44:00	1.800	-670
UW Kriegenbrunn	02:15	-305:45	113	-49.939
Röhrsdorf-Hradec (CZ)	01:00	-56:00	300	-15.195

Tabelle 2: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen im Winterhalbjahr 2012/13 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)

Die nachfolgende Karte ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung > 50) aus der Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zu:

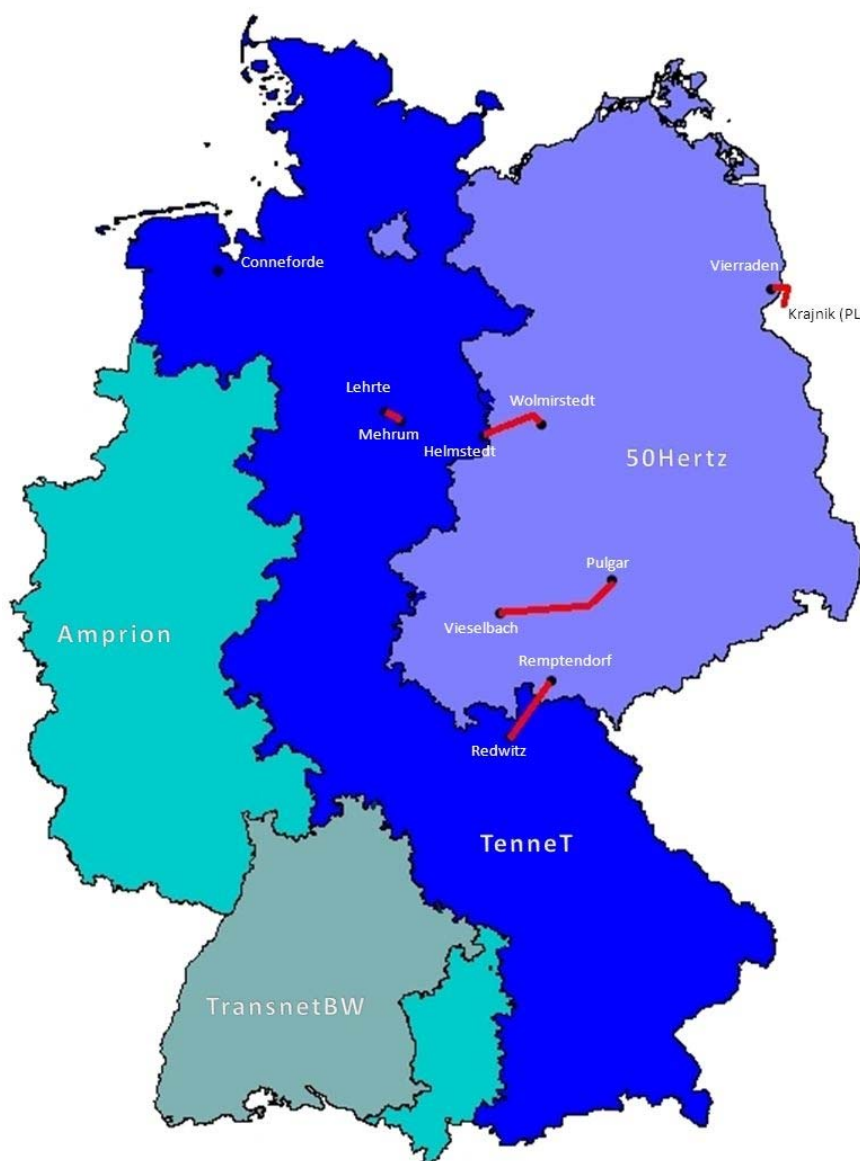


Abbildung 9: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen im Winterhalbjahr 2012/13 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung). Grafik: Eigene Darstellung mittels BNetzA GiS.

Darüber hinaus wurden von den Übertragungsnetzbetreibern weitere strombedingte Redispatch-Maßnahmen von insgesamt 304 Stunden bei Netzelementen ergriffen, auf denen Maßnahmen jeweils im Umfang von weniger als 50 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden.

Neben den strombedingten Redispatch-Maßnahmen wurden im Winterhalbjahr 2012/13 für die Regelzone von TenneT spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen von insge-

samt 719 Stunden gemeldet, die in der Mehrzahl präventiv getätigt wurden. Das Gesamtvolumen der Maßnahmen belief sich dabei auf 76,82 GWh. Am stärksten betroffen war das „Netzgebiet Süd“ auf das über 50 % der Stunden und nahezu 60 % des Volumens entfielen. Der Großteil der Maßnahmen (über 500 Stunden) wurde im Zeitraum zwischen dem 24. Dezember 2012 und dem 6. Januar 2013 durchgeführt. Es ist nicht auszuschließen, dass ein Zusammenhang mit der geringen Stromnachfrage und dem hohen Angebot in diesem Zeitraum gefunden werden könnte. TenneT hat neue Kompensationsanlagen vorgesehen, welche den spannungsbedingten Redispatch verringern sollen. Aus den übrigen drei Regelzonen wurden für das Winterhalbjahr keine spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen gemeldet.

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	375:00	45,77
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	265:00	24,19
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	79:30	6,90

Tabelle 3: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen im Winterhalbjahr 2011/12 in den betroffenen Netzgebieten im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)

Insgesamt lässt sich für das Winterhalbjahr 2012/13 feststellen, dass überwiegend die Netzgebiete von 50Hertz und TenneT starken Belastungen ausgesetzt waren. Die Situation hat sich hinsichtlich der Dauer der getroffenen Maßnahmen beim strombedingten Redispatch auf dem Niveau des Vorjahres stabilisiert. Deutliche Steigerungen sind auf der Leitung Lehrte – Mehrum zu verzeichnen. Demgegenüber steht eine Entlastung der Leitung Remptendorf – Redwitz. Darin kann sich eine leistungsfähigere Beseilung der Leitung widerspiegeln, aber auch eine Veränderung der Merit Order beim Kraftwerksdispatch. Eine genauere Ursachenermittlung steht noch aus.

Die Übertragungsnetzbetreiber waren aufgrund der vorhandenen Instrumente nach § 13 Absatz 1 EnWG mit Ausnahme der in Kapitel 5.3 geschilderten Sondersituation in der Lage, die Situation zu beherrschen.

Es kann in näherer Zukunft nicht davon ausgegangen werden, dass der Redispatchbedarf abnimmt. TenneT hat im Hinblick auf den Einsatz der Kraftwerksblöcke Irsching 4 und 5 glaubhaft dargelegt, dass diese Kraftwerksblöcke regelmäßig für den strom- und spannungsbedingten Redispatch bis mindestens zum Ablauf des Jahres 2015 herangezogen werden.

Vor diesem Hintergrund fanden unter Moderation der Bundesnetzagentur Gespräche zwischen den Betreibern der Kraftwerke und der TenneT statt. Im Ergebnis der Gesprä-

che wurde ein Vertrag zwischen Tennet und den Kraftwerksbetreibern geschlossen, in dem den Kraftwerken Irsching 4 und 5 auf Grundlage der Festlegung der Bundesnetzagentur (BK8-12-019) auch ein jährliches Leistungsentgelt zugesichert wird, das sich am jeweiligen Verhältnis der Anteile der marktgetriebenen Erzeugung der Kraftwerke bzw. der netzgetriebenen Erzeugung an der Gesamterzeugung orientiert

8. Einspeisemanagementmaßnahmen mit Ursachen im Übertragungsnetz

In der Winterperiode 2012/13 waren die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und TenneT aufgrund der hohen Einspeisung aus EEG-Anlagen gezwungen, an insgesamt 42 Tagen Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 in Verbindung mit § 11 EEG (Einspeisemanagement) vorzunehmen. Besonders stark betroffen waren davon wie in den vergangenen Jahren die Bundesländer Brandenburg (35 Tage), Niedersachsen (26 Tage) und Schleswig-Holstein (21 Tage). Insgesamt ist die Anzahl der Tage, an denen die beiden Übertragungsnetzbetreiber Einspeisereduzierungen nach § 13 Absatz 2 EnWG in Verbindung mit § 11 EEG durchführen mussten, im Vergleich zum Winterhalbjahr jedoch stark zurückgegangen. Im Winterhalbjahr 2011/12 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern an 66 Tagen (50Hertz: 55 Tage, TenneT: 36 Tage) Einspeisemanagementmaßnahmen durchgeführt. Anders als im Winterhalbjahr 2011/12 wurden für das Winterhalbjahr 2012/13 keine Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG (Notfallmaßnahmen) durch die Übertragungsnetzbetreiber gemeldet.

Bundesland/ Gebiet	Regelzone	Okt 12	Nov 12	Dez 12	Jan 13	Feb 13	Mrz 13	Gesamt im Zeitraum Okt. 2012- Mrz. 2013	Regel- zonen- be- trach- tung
Brandenburg	50Hertz	5	5	8	7	4	12	41	41
Sachsen- Anhalt		2	1	0	0	0	1	4	
Mecklenburg- Vorpommern		1	0	1	0	0	1	3	
Thüringen		0	0	0	0	0	1	1	
Sachsen		0	0	0	0	0	1	1	
Niedersachsen	Tennet	0	2	3	6	3	3	17	24
Schleswig- Holstein		1	2	3	1	3	8	18	
Bundesweit									42

Tabelle 4: Anzahl der Tage an denen Einspeisereduzierungen mit Ursache im Übertragungsnetz nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 EEG im Winterhalbjahr 2012/13 durchgeführt werden mussten. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)

Insgesamt wurden während der Winterperiode im Rahmen von Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG in Verbindung mit § 11 EEG an 724 Stunden Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt. In 86,5 % der Abregelungen lag der Grund in einer hohen Rückspeisung aus dem unterlagerten Verteilernetz. Diese Rückspeisung kann punktuell zu Überlastungen von Betriebsmitteln wie Transformatoren oder Sammelschienen in Umspannwerken führen und eine Einsenkung der Erzeugung notwendig machen. In den restlichen 13,5 % war eine (n-1)-Verletzung die Ursache für die Durchführung der Regelungsmaßnahmen. Im Fall einer (n-1)-Verletzung kann die Ursache vom Ort der Abregelung weiter entfernt sein. In der Regel wird in diesem Fall zu Einspeisemanagementmaßnahmen gegriffen, wenn keine konventionellen Erzeuger mehr zur Einsenkung zur Verfügung stehen.

Auch hier zeigt sich, dass die Bundesländer Brandenburg (381 Stunden), Niedersachsen (143 Stunden) und Schleswig-Holstein (133 Stunden) besonders von den Abregelungen betroffen waren. Im Vergleich zum Winterhalbjahr 2011/12 bestätigt sich auch an der Anzahl der abgeregelten Stunden ein starker Rückgang der Einspeisereduzierung nach § 13 Absatz 2 EnWG in Verbindung mit § 11 EEG mit Ursache im Übertragungsnetz. So wurden im Winterhalbjahr 2011/12 im Vergleich Erneuerbare-Energien-Anlagen über einen Zeitraum von 1632 Stunden wegen eines Engpasses im Übertragungsnetz abgeregelt.

Bundeslandbetrachtung	Dauer in Std.	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	381:40	52,66 %
Niedersachsen	143:28	19,80 %
Schleswig-Holstein	133:36	18,43 %
Sachsen-Anhalt	34:00	4,69 %
Thüringen	14:00	1,93 %
Mecklenburg-Vorpommern	11:45	1,62 %
Sachsen	06:15	0,86 %

Tabelle 5: Anzahl der Stunden mit Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 EEG in den betroffenen Bundesländern. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)

Insgesamt war die Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz mit 447 abgeregelten Stunden im vergangenen Winterhalbjahr 2012/13 deutlich häufiger von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen als die Regelzone von TenneT mit 277 abgeregelten Stunden.

Regelzonenbetrachtung	Dauer in Std.	Prozentuale Verteilung
TenneT	277:04	38,23%
50Hertz	447:40	61,77%
Summe	724:44	100,00%

Tabelle 6: Anzahl der Stunden mit Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 EEG in den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)

Die Schwerpunkte der überlasteten Netzelemente, die zu den Einspeisereduzierungen nach § 13 Absatz 2 EnWG in Verbindung mit § 11 EEG in der Winterperiode 2012/13 geführt haben, sind in der Regelzone von 50Hertz relativ gleichmäßig verteilt im Netzgebiet zu finden. Wie im vergangenen Berichtszeitraum war auch Winterhalbjahr 2012/13 eine Überlastung des Umspannwerkes Perleberg hauptsächlich für Einspeisereduzierung in der Regelzone von 50Hertz verantwortlich. Insgesamt wurden durch die Überlastung des Umspannwerkes Perleberg im Berichtszeitraum Oktober 2012 bis April 2013 an 41 Tagen Einspeisemanagementmaßnahmen erforderlich. Dabei wurden Erneuerbare-Energien-Anlagen über einen Zeitraum von 319 Stunden abgeregelt. Dies erfolgte in allen Fällen durch eine Weisung nach § 14 Absatz 1c EnWG an unterlagerte Verteilernetzbetreiber.

In der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TenneT zeigt sich eine starke Konzentration der überlasteten Netzelemente in den nördlichen Küstenregionen. Hauptursache für Einspeisereduzierung ist hier die Überlastung des Umspannwerkes Flensburg. Hierdurch wurden Abregelungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen über einen Zeitraum von 126 Stunden im Winterhalbjahr 2012/13 verursacht. Auch hier erfolgte in allen Fällen eine Weisung an nachgelagerten Verteilernetzbetreiber.

Netzelement	Regelzone	Tage	Zeitraum der Abregelung verursacht durch das Netzelement in Std.
UW Perleberg	50Hertz	41	319:00
UW Bertikow		3	21:25
UW Ragow		4	18:15
UW Vierraden		4	15:00
UW Klostermansfeld		3	12:15
UW Flensburg	TenneT	15	126:17
UW Conneforde		9	69:58
Sotrum-Landsbergen		2	31:20
UW Wechold		3	25:33
UW Emden		3	13:17

Tabelle 7: Anzahl der Tage und Stunden an denen die Überlastung des Netzelements zu einer Einspeisereduzierung während der Winterperiode 2012/13 geführt hat. Quelle: Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 bei den ÜNB (Engpassevaluierung)

Grund für den starken Rückgang der Einspeisemanagementmaßnahmen ist vermutlich die im Vergleich zum Winterhalbjahr 2011/12 weniger angespannte Wettersituation in der Winterperiode 2012/13, welche im Übertragungsnetz in weniger Situationen zu einem Engpass geführt hat. Dies ist auch ablesbar an den im Winterhalbjahr eingespeisten Photovoltaik- und Windmengen. Im Vergleich zum Winterhalbjahr 2011/12 kam es weit weniger oft zu Einspeisespitzen, welche in der Folge Ursache für die Einspeisereduzierungen sind.

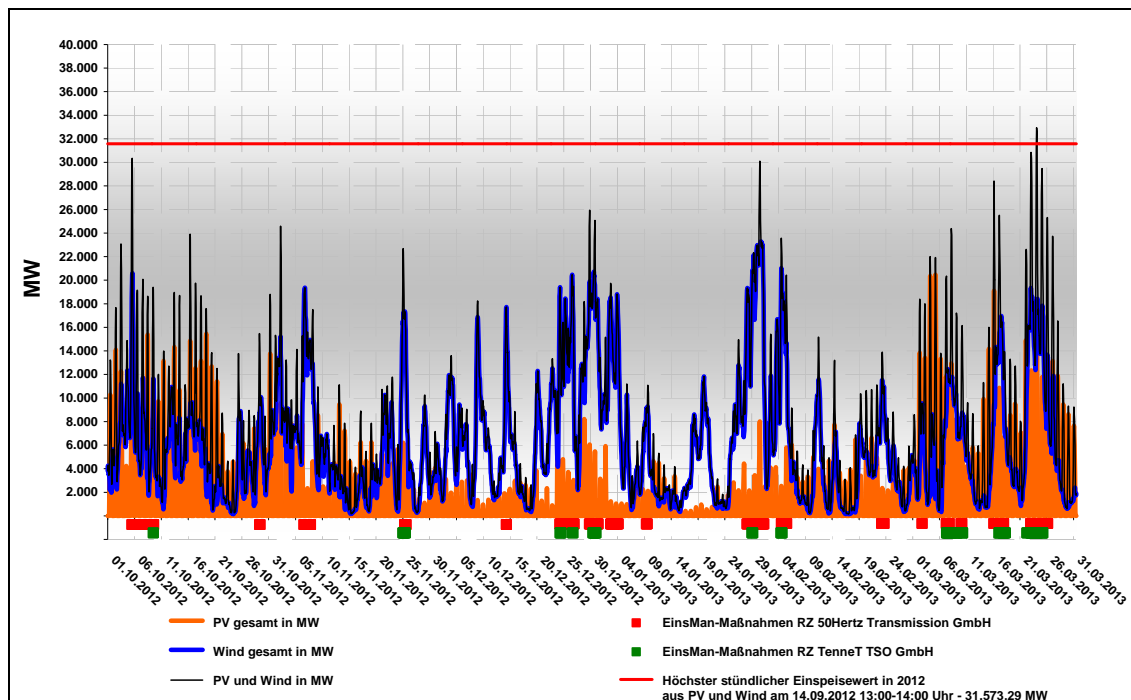


Abbildung 10: Gesamte Photovoltaik- und Windeinspeisung in MW im Netzgebiet Übertragungsnetzbetreiber vom 01.10.2012 bis 31.03.2013 (stündliche Einspeisemengen mit EEG-Vergütung und Marktprämie). Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

9. Bestand und Entwicklung der Erzeugungskapazitäten

9.1. Bestand von Erzeugungskapazitäten

Die insgesamt zum 31. Dezember 2012 installierte Erzeugungskapazität, die mit dem deutschen Stromnetz verbunden ist, beträgt gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur 174,2 GW (31. Dezember 2011: 164,0 GW). Dabei sind 74,6 GW (31. Dezember 2011: 65,3 GW) den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen. Insgesamt 70,6 GW (31. Dezember 2011: 61,0 GW) sind nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütungsfähig.

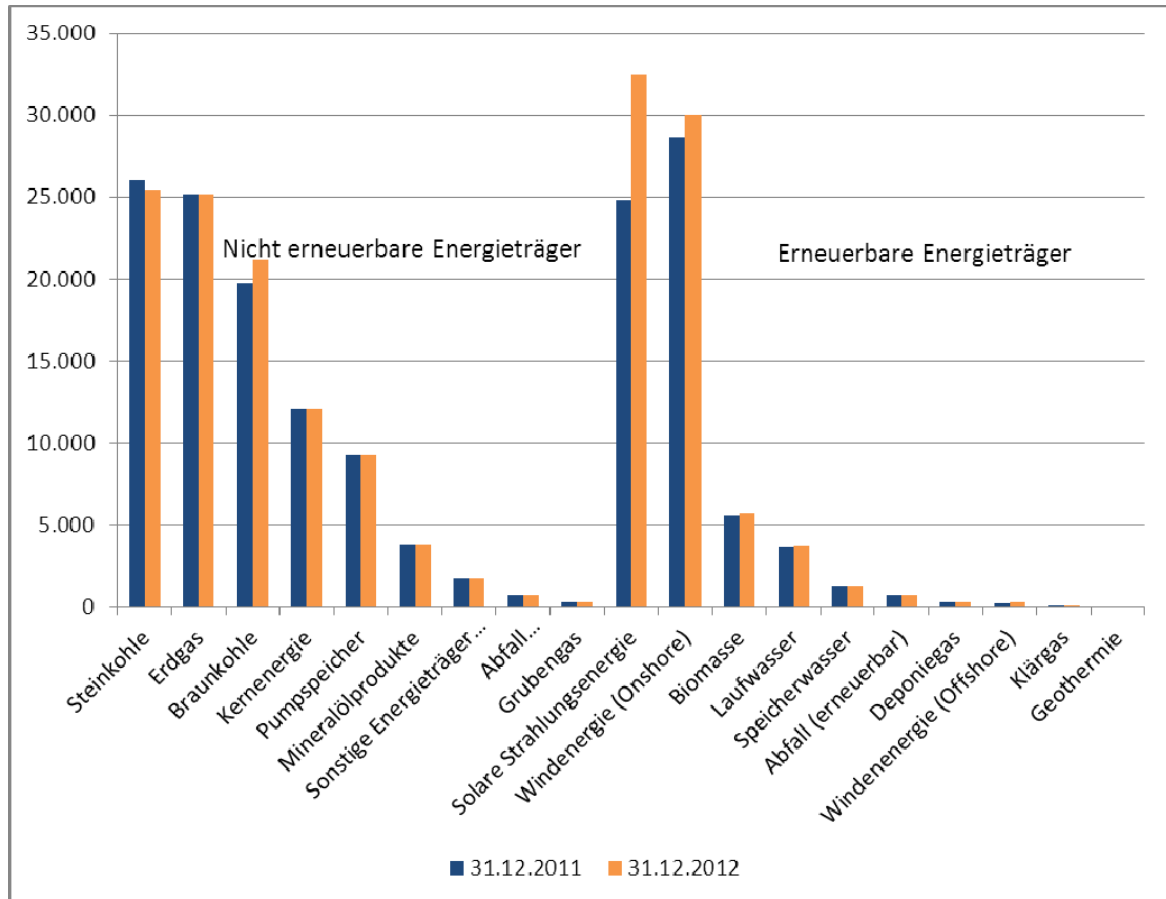


Abbildung 11: Installierte elektrische Erzeugungsleistung zum 31.12.2011 und 31.12.2012 (Netto-Nennleistung in MW). Quelle: BNetzA, vorläufige Daten

Die Entwicklungen im Erzeugungsbereich waren im Jahr 2012 erneut durch einen starken Zuwachs der solaren Stromerzeugungskapazitäten um 7,7 GW von 24,8 GW (31. Dezember 2011) auf 32,5 GW (31. Dezember 2012) charakterisiert. Weitere Energieträger mit hervorzuhebenden Änderungsraten sind Braunkohle sowie Onshore-Windenergie mit einem Zuwachs von jeweils 1,4 GW.

Summe elektrische Netto-Nennleistung in MW (ohne endgültig stillgelegte Anlagen)	31.12.2011	31.12.2012	Saldo
Steinkohle	26.007	25.488	-519
Erdgas	25.160	25.201	41
Braunkohle	19.737	21.156	1.419
Kernenergie	12.068	12.068	0
Pumpspeicher	9.229	9.229	0
Mineralölprodukte	3.849	3.819	-30
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	1.728	1.728	0
Abfall (nicht erneuerbar)	666	670	4
Grubengas	260	254	-6
Solare Strahlungsenergie	24.784	32.508	7.724
Windenergie (Onshore)	28.619	30.016	1.397
Biomasse	5.579	5.715	136
Laufwasser	3.703	3.713	10
Speicherwasser	1.309	1.309	0
Abfall (erneuerbar)	728	732	4
Deponiegas	260	262	2
Windenergie (Offshore)	188	268	80
Klärgas	86	90	4
Geothermie	8	12	4
Summe (nicht erneuerbar)	98.704	99.613	909
Summe (erneuerbar)	65.264	74.625	9.361
Gesamtsumme	163.968	174.238	10.269

Tabelle 8: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung zwischen 31.12.2011 und 31.12.2012 (Netto-Nennleistung in MW) je Energieträger. Quelle: BNetzA, vorläufige Daten

9.2. Erwarteter Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten

Aufgrund des weiterhin steigenden Anteils volatiler Energieträger wäre ein Zubau dargebotsunabhängiger Kraftwerke, insbesondere in Süddeutschland, von besonderer Bedeutung für die Systemsicherheit in der Stromversorgung.

Die bundesweiten Plandaten der Kraftwerksbetreiber weisen im Zeitraum 2013 bis 2015 einen Zuwachs im Saldo von Zu- und Rückbau in Höhe von ca. 5,5 GW bei dargebotsunabhängigen Kapazitäten (ohne Sonne, Wind und Wasser) auf.

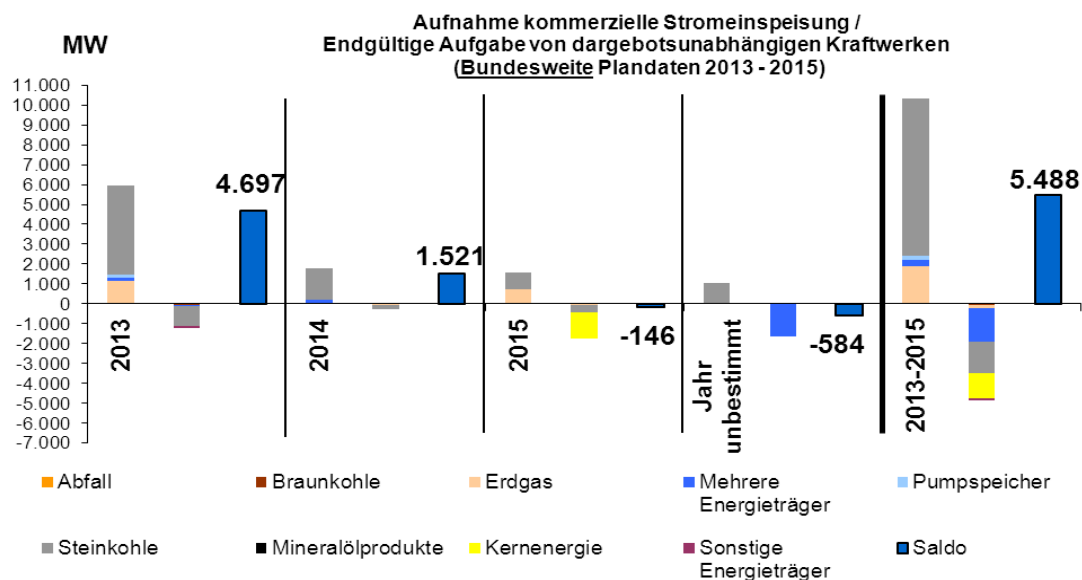


Abbildung 12: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2013 – 2015 (Bundesweite Plandaten für Netto-Nennleistungen, Stand: April 2013). Quelle: BNetzA

Für Süddeutschland ergibt sich im Zeitraum 2013 – 2015 ein voraussichtlicher Rückgang im Saldo von Zu- und Rückbau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten gemäß den Planungen der Kraftwerksbetreiber von bis zu ca. 1,7 GW.

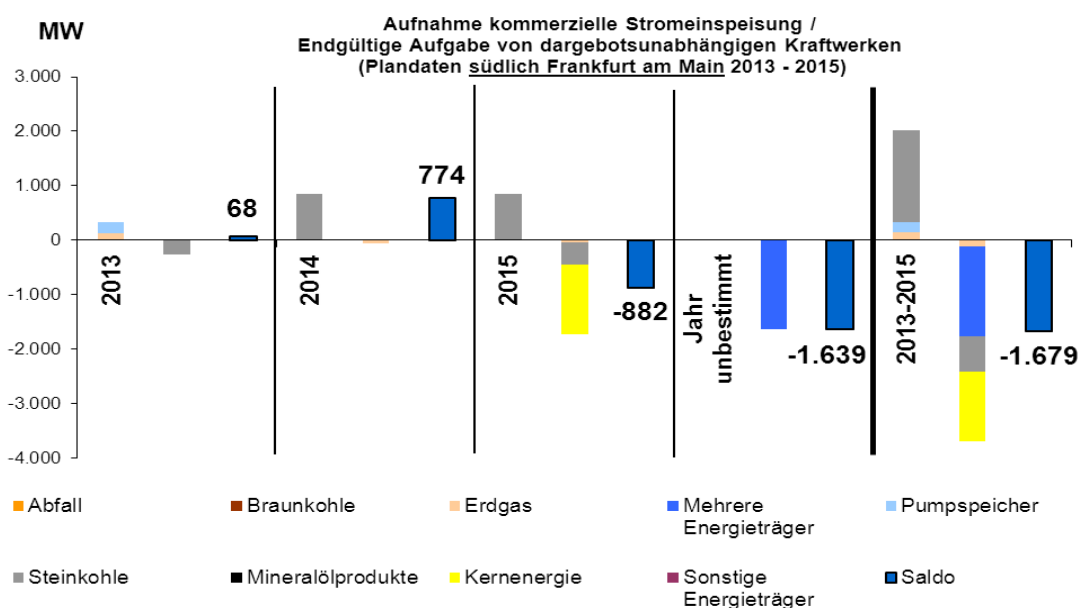


Abbildung 13: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2013 – 2015 (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher 2013 – 2015, Netto-Nennleistungen, Stand: April 2013). Quelle: BNetzA

Die in 2013 außer Betrieb gehende Kraftwerkskapazität südlich von Frankfurt am Main ergibt sich nahezu vollständig aus der Stilllegung des Kraftwerks Staudinger I, das bei einer Leistung von etwa 250 MW auf Grund einer Verfügung des Regierungspräsidiums Darmstadt in 2013 aus immissionsschutzrechtlichen Gründen endgültig stillgelegt werden soll. Das Regierungspräsidium Darmstadt hält die Stilllegung für unumgänglich und lehnt weitere Gespräche mit der Bundesnetzagentur als „nicht zielführend“ ab.

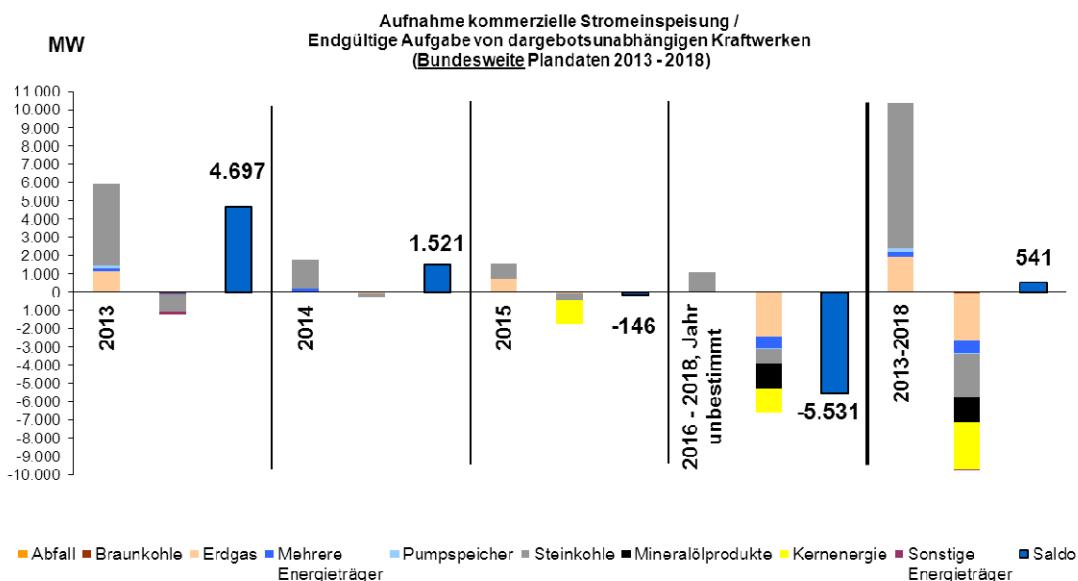
Diese Stilllegung ist aus Sicht der Systemsicherheit nicht vertretbar. Sie gefährdet die Versorgungssicherheit in der Rhein-Main Region und bundesweit, da in der Folge des Atommoratoriums in Süddeutschland alle verbleibenden konventionellen Kraftwerke in der Region dringend benötigt werden (insbesondere zur Entlastung von Leitungen in kritischen Netzsituationen mittels des sog. Kraftwerks-Redispatch und zur Haltung der Netzspannung innerhalb betrieblicher Grenzwerte). Dem Kraftwerk Staudinger I kommt eine besondere Bedeutung zu, da es an zentraler Stelle im Übertragungsnetz liegt. Eine endgültige Stilllegung des Kraftwerks könnte insbesondere zu einer Gefährdung der Spannungshaltung in der Rhein-Main-Region führen. Außerdem wird das Kraftwerk Staudinger zur Entlastung hoch belasteter Nord-Süd-Leitungen benötigt.

Mit dem Abschalten von Staudinger I wurden den Übertragungsnetzbetreibern 250 MW Erzeugungsleistung in der Rhein-Main-Region zur Beherrschung angespannter Systemzustände entzogen.

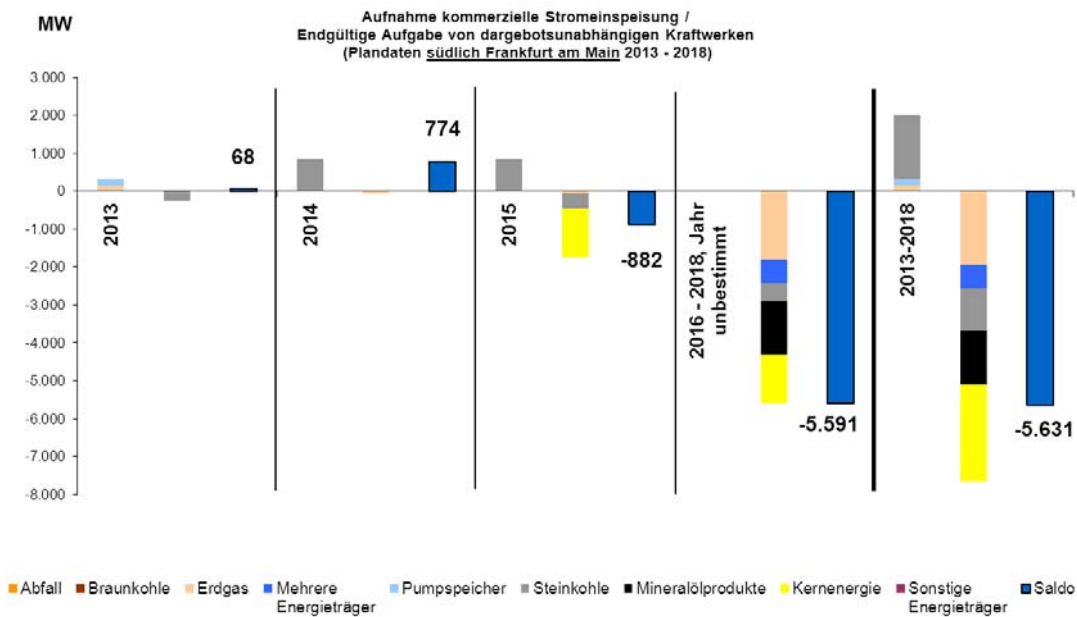
9.3. Ausblick für den Zeitraum 2013-2018

Bei den folgenden Ausblicken zur Entwicklung der dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten in den Zeiträumen bis 2022 werden nur derzeit im Bau befindliche Erzeugungsanlagen berücksichtigt.

Die bundesweiten Plandaten der Kraftwerksbetreiber weisen im Zeitraum 2013 – 2018 einen Zuwachs im Saldo von Zu- und Rückbau in Höhe von ca. 0,5 GW bei dargebotsunabhängigen Kapazitäten auf.

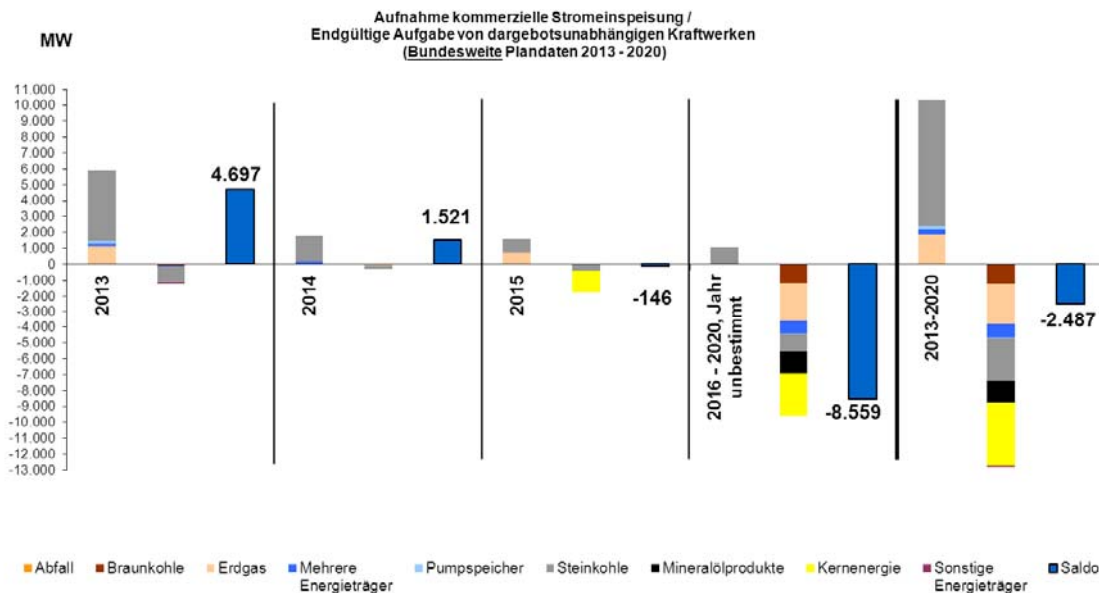


Für Süddeutschland ergibt sich im Zeitraum 2013 – 2018 ein voraussichtlicher Rückgang im Saldo von Zu- und Rückbau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten gemäß den Planungen der Kraftwerksbetreiber von bis zu ca. 5,6 GW.

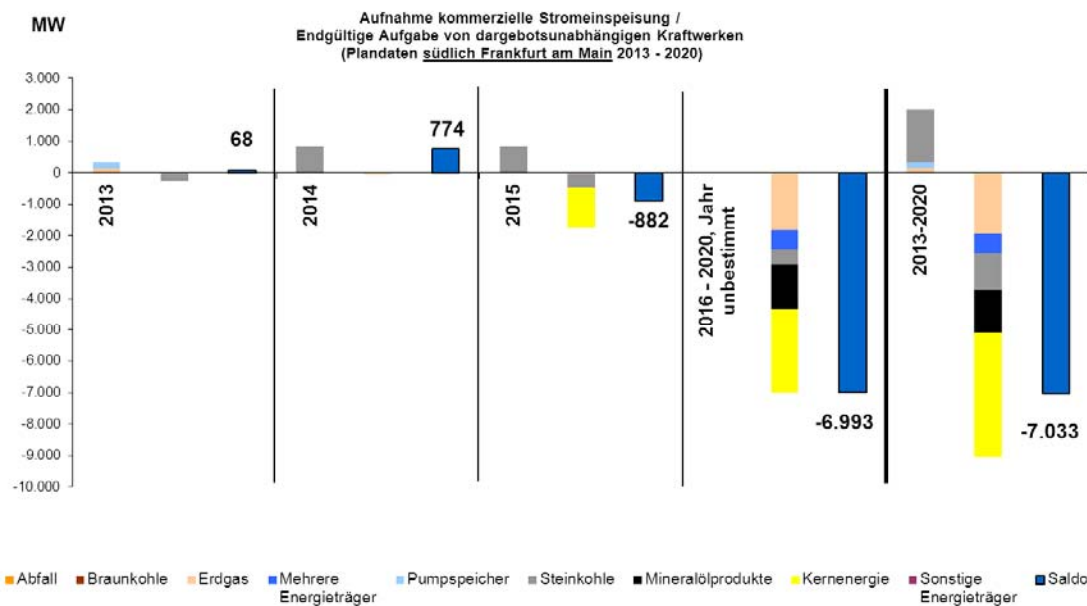


9.4. Ausblick für den Zeitraum 2013-2020

Die bundesweiten Plandaten der Kraftwerksbetreiber weisen im Zeitraum 2013 – 2020 einen Rückgang im Saldo von Zu- und Rückbau in Höhe von ca. 2,5 GW bei dargebotsunabhängigen Kapazitäten auf.



Für Süddeutschland ergibt sich im Zeitraum 2013 – 2020 ein voraussichtlicher Rückgang im Saldo von Zu- und Rückbau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten gemäß den Planungen der Kraftwerksbetreiber von bis zu ca. 7,0 GW.



Der vorstehende Ausblick zeigt, dass die bundesweite Situation der Erzeugungskapazitäten bis 2020 noch erträglich ist, die regionale Verteilung aber großen Anlass zur Sorge gibt. Dementsprechend sollten auch Handlungsinstrumente insbesondere auf die Situation in Süddeutschland zugeschnitten sein.

9.5. Neuregelung bei Kraftwerksstilllegungen durch § 13a EnWG

In Reaktion auf die im vergangenen Jahr von Kraftwerksbetreibern verstärkt geäußerten Überlegungen, Erzeugungsanlagen aus wirtschaftlichen Gründen kurzfristig stilllegen zu wollen, wurde Ende vergangenen Jahres die Regelung des § 13a in das EnWG aufgenommen. Angesichts der angespannten Lage der Systemstabilität des Übertragungsnetzes bestand die Notwendigkeit, mögliche kurzfristige Stilllegungen von Erzeugungsanlagen in Süddeutschland zu verhindern. Kraftwerksstilllegungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt würden die Gefahr von Versorgungsstörungen noch weiter ansteigen lassen.

Mit der Einführung des § 13a EnWG sind Kraftwerksbetreiber gegenüber dem jeweils systemverantwortlichen ÜNB und der Bundesnetzagentur zur Anzeige geplanter vorläufiger oder endgültiger Kraftwerksstilllegungen verpflichtet und zwar mit einem Vorlauf von zwölf Monaten vor dem geplanten Termin der Stilllegung. Eine Stilllegung durch den Kraftwerksbetreiber vor Ablauf der zwölfmonatigen Frist ist nach § 13a Absatz 1 Satz 2 EnWG verboten, wenn ein Weiterbetrieb rechtlich und technisch möglich ist. Die vorzeitige Stilllegung kann gem. § 95 Absatz 1 Nummer 3f EnWG mit einer Geldbuße geahndet werden

Auf vorläufig stillgelegte Anlagen kann der Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage des § 13 Absatz 1a EnWG weiterhin zugreifen und den Anlagenbetreiber gegen eine angemessene Vergütung zur Anpassung der Wirkleistungs- und Blindleistungseinspeisung verpflichten. Um eine endgültige Stilllegung zu verhindern, kann der Übertragungsnetzbetreiber die Anlage als systemrelevant ausweisen und bei der Bundesnetzagentur einen Antrag auf Genehmigung dieser Ausweisung stellen. Die Bundesnetzagentur genehmigt den Antrag auf Ausweisung, wenn das betroffene Kraftwerk systemrelevant ist, d.h. eine dauerhafte Stilllegung eine konkrete Gefahr für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems verursacht.

Seit Inkrafttreten des § 13a EnWG Ende Dezember 2012 sind bei der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern lediglich eine im einstelligen Bereich liegende Anzahl an Anzeigen über vorläufige oder endgültige Stilllegungen eingegangen. Bisher haben die Übertragungsnetzbetreiber noch keines der Kraftwerke, bei denen eine endgültige Stilllegung geplant ist, als systemrelevant ausgewiesen. Die Übertragungsnetzbetreiber geben als wesentliches Kriterium für die Bejahung der Systemrelevanz an, dass sich das betroffene Kraftwerk südlich des engpassbehafteten Netzabschnitts auf der „Mittelrheintrasse“ und der Leitung Remptendorf-Redwitz befindet. Hintergrund ist, dass infolge des Wegfalls von Erzeugungsleistung südlich des zuvor genannten Engpasses, der Bedarf an Reserveleistung im entsprechenden Maße ansteigt. Sobald dieser Bedarf nicht mehr mit den verfügbaren (Reserve-)Kraftwerken gedeckt werden kann, wird eine nicht unerhebliche Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems bejaht.

Zwar gab es vereinzelt Anzeigen von Kraftwerksbetreibern über endgültige Stilllegungen von kleineren Industriekraftwerken im betroffenen Netzgebiet in Süddeutschland. Von der Herbeiführung von Stilllegungsverboten wurde aus Gründen der Verhältnismäßigkeit abgesehen, da die betroffenen Anlagen durch Neuanlagen mit gleicher oder höherer Leistung ersetzt werden.

Die übrigen Stilllegungsanzeigen beziehen sich auf Anlagen, die nördlich der geschilderten, engpassbehafteten Leitungsabschnitte liegen und somit das wesentliche Kriterium für die Annahme der Systemrelevanz nicht erfüllen. Die von einem Stadtwerk aus dem Ruhrgebiet angezeigte endgültige Stilllegung eines Kraftwerksblocks könnte sich sogar positiv auf die Systemstabilität des Übertragungsnetzes auswirken. Abhängig von der geographischen Lage eines Kraftwerks kann der Ort der Einspeisung in das Netz so gewählt sein, dass hierdurch ein ohnehin schon bestehender Netzengpass noch verstärkt

wird und eine konkrete Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems begründet wird.

Zu den prominenteren Fällen von Kraftwerksstilllegungen zählte im vergangenen Winter die Außerbetriebnahme des Kraftwerks „Robert Frank“ in Landesbergen. Die Stilllegung wurde der Bundesnetzagentur und dem systemverantwortlichen Netzbetreiber TenneT zwar noch vor Inkrafttreten der Neuregelung § 13a EnWG mitgeteilt. Gleichwohl wurde im Vorgriff auf die neue Rechtslage von der TenneT die Systemrelevanz des Kraftwerks überprüft. Nachdem eine Systemrelevanz bei der Überprüfung nicht festgestellt worden ist, hat der Betreiber zwischenzeitlich die Stilllegung der Anlage eingeleitet.

Zu erwähnen ist in diesem Kontext auch die Beendigung des kommerziellen Leistungsbetriebs der Kraftwerke Staudinger 4 und Irsching 3 mit einer Nennleistung von insgesamt rund 1000 MW. Eine wesentliche Verschlechterung der Versorgungssicherheitslage stellte sich hierdurch jedoch nicht ein, da beide Kraftwerke unmittelbar im Anschluss in das Reservekraftwerksregime überführt worden sind und eine Stilllegung hierdurch verhindert werden konnte.

Aufgrund der allgemeinen Knappheit an Erzeugungsanlagen im südlichen Deutschland ist nach aktuellem Kenntnisstand davon auszugehen, dass auf absehbare Zeit dort keine Stilllegungen von Erzeugungsanlagen genehmigt werden können. Erst mit erfolgreichem Netzausbau und abgeschlossenem Kernenergieausstieg werden voraussichtlich einige konventionelle Erzeugungsanlagen entbehrlich.

Hinsichtlich der Kraftwerke Irsching 4 und 5 ist festzustellen, dass in Bezug auf diese Anlagen keine Stilllegungsanzeige gegenüber der BNetzA oder dem betroffenen ÜNB abgegeben worden ist. Vielmehr wurde eine vertragliche Vereinbarung zwischen den Kraftwerksbetreibern und der TenneT geschlossen, die vorsieht, dass die Kraftwerke zwar der TenneT für den Redispatch-Einsatz zuverlässig und gesichert zur Verfügung stehen und gleichzeitig weiterhin am Erzeugungsmarkt anbieten.

10. Entwicklung der Importe und Exporte im Winter 2012/13

Im Winter 2012/13 fiel der Handel mit dem europäischen Nachbarn wesentlich höher als im vorangegangenen Winter 2011/12 aus. Die Exporte stiegen um 65 % von 25,8 TWh auf 42,6 TWh (+16,8 TWh). Die Importe erhöhten sich um 45 % von vormals 15,0 TWh auf nun mehr 21,7 TWh. Die Nettoexporte veränderten sich ebenfalls sehr stark gegenüber dem Vorjahr. Lagen sie im Winter 2011/12 noch bei 10,9 TWh, so stiegen sie im Winter 2012/13 auf 20,8 TWh (+9,9 TWh). Das entspricht einem Anstieg von 92 %.

Die Abbildung 14 verdeutlicht diesen Anstieg.

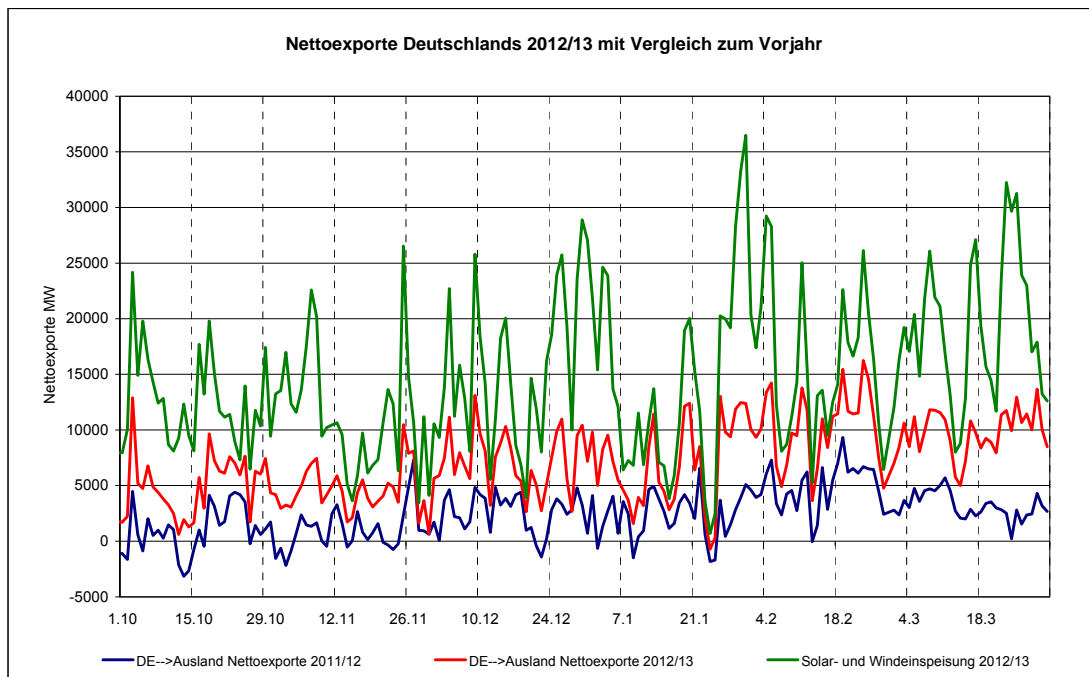


Abbildung 14: Vergleich der deutschen Nettoexporte in den Wintern 2011/12 und 2012/13.
Quelle: entso-e

Die Ziele der deutschen Exporte bzw. die Quellen deutscher Importe finden sich in Tabelle 9.

Nettoexporte Deutschlands			
	Nettexport (TWh) Winter 2011/12	Nettoexport (TWh) Winter 2012/13	Veränderung (TWh)
DE - AT	11,97	9,02	-2,95
DE - CH	3,32	3,22	-0,10
DE - CZ	-4,67	-5,4	-0,73
DE - FR	4,01	7,84	3,83
DE - NL	3,07	8,9	5,83
DE - SE	-1,7	-0,44	1,26
DE - DK	-3,54	-1,18	2,36
DE - PL	-1,59	-1,12	0,47
Gesamt	10,87	20,84	9,97

Tabelle 9: Länderscharfer Vergleich der Nettoexporte Deutschlands in den Wintern 2012/13 und 2011/12 (positive Werte: Export, negative Werte: Import). Quelle: entso-e

Für die gegenüber dem Vorwinter stark gestiegenen Exporte können mehrere Gründe vorliegen. Diese können sowohl auf der Angebotsseite, also einem gestiegenen Stromangebot in Deutschland selber, als auch auf der Nachfrageseite, also einer gestiegenen Stromnachfrage in den deutschen Nachbarländern, liegen.

Dabei ist grundsätzlich festzuhalten, dass die Exporte immer ein Resultat der sich in den verschiedenen Märkten ergebenden Preise ist. Ein hoher Export deutet also darauf hin, dass der Strompreis in Deutschland im Durchschnitt niedriger war als in den meisten anderen europäischen Nachbarländern. Tabelle 10 zeigt die Strompreise in Deutschland und den mit Deutschland verbundenen Strommärkten zwischen dem 01.10.2012 und dem 31.03.2013. Der deutsche Durchschnittspreis lag deutlich unter dem der westlichen und südlichen Nachbarmärkte, in die folglich auch die höchsten Exporte erfolgt sind (Niederlande, Frankreich, Schweiz).

Strom importiert wurde dagegen aus den nordischen Nachbarmärkten Schweden und Dänemark, deren Preise im Durchschnitt leicht unter den deutschen Preisen lagen. Der nur geringfügige Preisunterschied führte dazu, dass die Importe vergleichbar geringfügig ausfielen.

Land	Durchschnittlicher Spotpreis in Euro/MWh
Deutschland	41,82
Niederlande	53,22
Frankreich	50,21
Schweiz	52,64
Schweden	39,83
Dänemark West	38,40
Dänemark Ost	39,28
Polen	Daten nicht verfügbar
Tschechien	Daten nicht verfügbar

Tabelle 10: Durchschnittlicher Day-Ahead Strompreis in Deutschland und den verbundenen Märkten im Winter 2012/2013. Quellen: EEX, CASC, EMCC

Die grenzüberschreitenden Handelsgeschäfte finden dabei mit sogenanntem „Graustrom“ statt. Es ist daher beim Handelsgeschäft nicht erkennbar, aus welcher Erzeugungsart der gehandelte Strom produziert wurde. Daher ist eine Aufschlüsselung der Exporte und Importe nach den verschiedenen Erzeugungsarten nicht möglich.

11. Entwicklung des Strompreises im Winter 2012/13

Der durchschnittliche Preis am Day-Ahead Spotmarkt der EPEX lag im Winter 2012/13 unter dem des Winters 2011/12. Wurden durchschnittlich 47,52 Euro für eine Megawattstunde Strom im Winter 2011/12 bezahlt, sank der Preis im darauffolgenden Winter 2012/13 um 5,70 Euro/MWh auf durchschnittlich 41,82 Euro/MWh. Diese Entwicklung ist nicht auf die Wintermonate beschränkt, sondern folgt dem allgemeinen Trend zu niedrigeren Preisen am Spotmarkt. Im Winter 2012/13 lag der Strompreis im Zeitraum von Anfang Oktober bis Ende November, bis auf wenigen Ausnahmen unter dem des Winters 2011/12 (vgl. Abbildung 15).

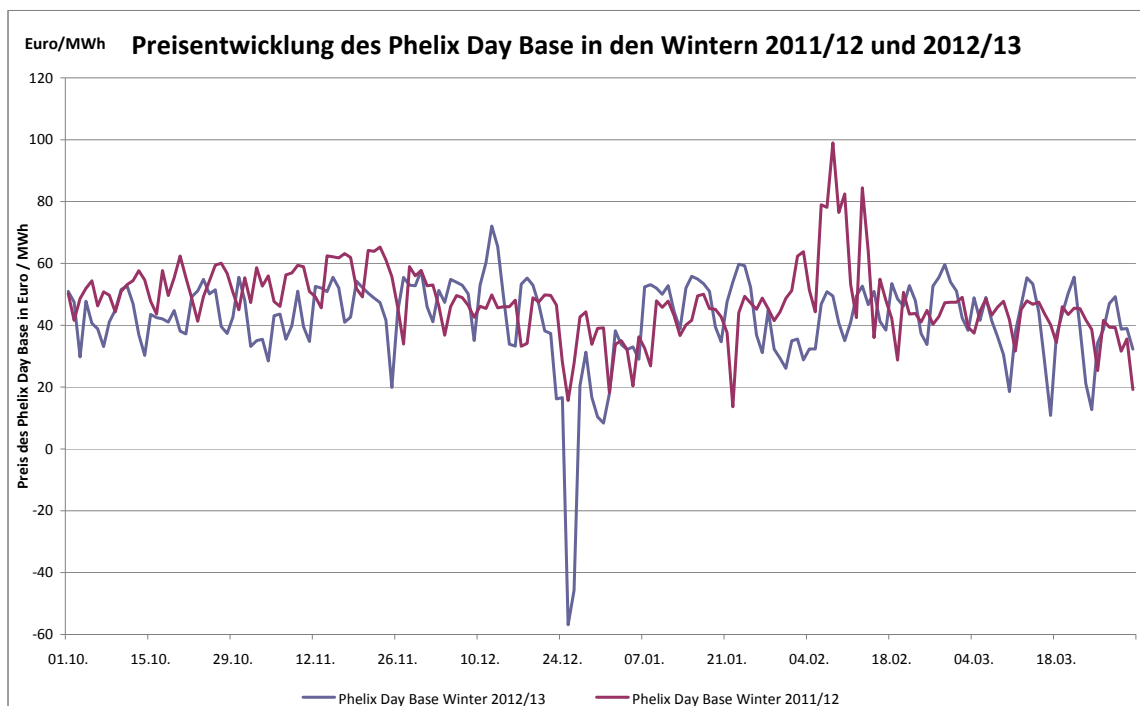


Abbildung 15: Preisentwicklung des Phelix Day Base in den Wintern 2011/12 und 2012/13.
Quelle: EPEX Spot

Eine deutliche Abweichung ist am 25. und 26. Dezember 2012 zu erkennen. In der Nacht des 25. Dezember (zwischen 0 Uhr und 8 Uhr) nahm der Strompreis negative Werte an und fiel auf bis zu -221,99 Euro/MWh. Eine mögliche Ursache hierfür hätte die prognostizierten Einspeisung von Windenergie sein können. Von 24 Uhr bis morgens um 7 Uhr lag sie in der Spitze bei hohen 19.360 MW. Diese beträchtliche zu erwartende Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der geringe Stromverbrauch zur Weihnachtszeit wäre ein Grund gewesen die Preise ins Negative zu drücken. Der gleiche Vorgang spielte sich auch in der Nacht des 26. Dezember 2012 ab. Der in der Spitze prognostizierte Strom aus Windenergie lag bei 20.312 MW, was die Preise abermals auf bis zu -188,91 Euro

pro MWh fallen ließ. Erst als die prognostizierte Nachfrage anstieg (8 Uhr), drehten die Preise ins Positive.

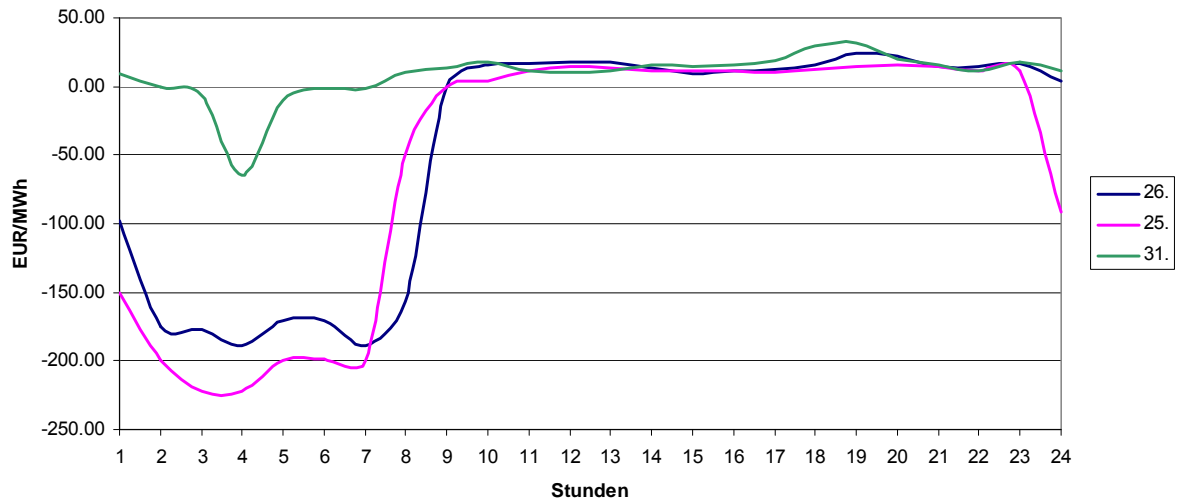


Abbildung 16: Spotmarktpreis am 25., 26 und 31.12.2012. Quelle: EPEX Spot

Am 31. Dezember 2012 waren aber die Wetter- und Windverhältnisse ähnlich wie an Weihnachten 2012. Trotzdem ergaben sich an diesem Tag Preise, die deutlich weniger in den negativen Bereich drehten. Eine Auswertung der Windenergieeinspeisung ergibt, dass diese kein Grund für den Unterschied in den Spotpreisen ist, da sie an allen drei Tagen auf vergleichbarem Niveau lagen. Auch die Last im deutschen Netz, als auch die Nettoexportbilanz war an allen drei Tagen ähnlich. Die Preisunterschiede können daher nicht aufgrund der vorliegenden Fundamentaldaten nachvollziehbar erklärt werden, sondern liegen möglicherweise im Bereich eines optimierten Angebots- und Nachfrageverhaltens seitens der Marktteilnehmer, insbesondere in der Vermarktung der konventionellen Erzeugungsleistung.

III. Zustand des Gasversorgungssystems im Winter 2012/13

12. Zustand der Gasfernleitungsnetze im Winter 2012/13

Der Bundesnetzagentur sind keine Engpässe und daraus resultierenden Versorgungsprobleme im Winter 2012/13 bekannt. Alle Importe waren stabil und die virtuellen Handelspunkte der beiden Marktgebiete entsprechend liquide. Es mussten keine Maßnahmen nach § 16 Absatz 2 EnWG ergriffen werden.

13. Situation der Gasspeicher

13.1. Speichernutzung im Winter 2012/13

Auf Grund der Prognose eines relativ milden Winters und dementsprechend niedrigen Handelspreisen für Gas für das 1. Quartal 2013 Ende November 2012 nutzten viele Händler den Preisanstieg Anfang Dezember 2012 dazu, große Mengen Speichergas im Kurzfristhandel zu verkaufen, so dass der Füllstand aller deutschen Speicher schon am 13. Dezember 2012 unter 80 % gesunken war. Zu Beginn des Versorgungsengpasses im Februar 2012 lag der Füllstand aller deutschen Speicher noch bei 70 %; am 1. Februar 2013 hingegen war bereits ein Gesamtspeicherfüllstand von nur noch 58 % erreicht. Abbildung 17 zeigt die aufsummierten Füllstände mehrerer deutscher Gasspeicher im Zeitraum Januar 2010 bis April 2013. Die zugrunde liegenden Daten stammen aus Veröffentlichungen von gie², die den deutschen Gasspeichermarkt nicht in vollem Umfang abdecken (Abdeckung ca. 92 %), da nicht alle Speicherbetreiber in diesem Verband vertreten sind. Als Quelle für die Temperaturverläufe dienten Wetteraufzeichnungen des Deutschen Wetterdienstes. Für eine Interpretation hinsichtlich der Fähigkeit von Gasspeichern zur Netzstabilisierung ist jedoch deren geographische Lage von erheblicher Bedeutung. Entscheidend ist die Frage nach den Füllständen in bestimmten verbrauchsintensiven Regionen und nicht eine Aufsummierung der Füllstände mehrerer räumlich verteilter Speicher. Ein weiterer Aspekt ist, dass die Ausspeicherleistung und damit die Fähigkeit zur kurzfristigen Netzstabilisierung mit sinkendem Füllstand immer weiter abnimmt. Besonders hinzuweisen ist in der Abbildung auf den Temperaturverlauf in den Wintermonaten 2012/2013. Hier war – im Gegensatz zu den Vorjahren – der Temperaturverlauf be-

² Gas Infrastructure Europe; <https://transparency.gie.eu.com>

züglich der Tiefstwerte zwar nicht so extrem wie z. B. im Winter 2011/2012, jedoch hat sich die Kaltluft- und damit auch die Heizperiode über einen deutlich längeren Zeitraum hingezogen. Die niedrigen Füllstände der deutschen Speicher am Ende der Heizperiode korrespondieren mit der Situation anderer europäischer Untergrundspeicher.

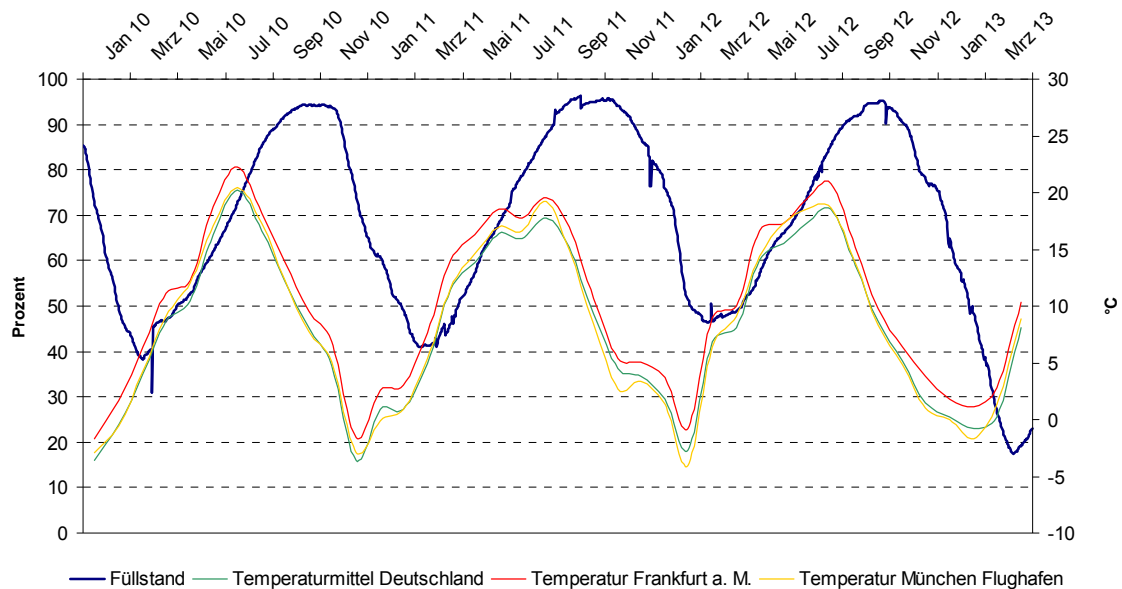


Abbildung 17: Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010. Quellen: Speicherfüllstände: gte, Temperaturen: Deutscher Wetterdienst

Durch die anhaltende Kälte im März 2013 und die damit verbundenen hohen Börsenpreise (siehe dazu Abbildung 18) wurden bis weit in den April 2013 große Gasmengen aus den Untergrundspeichern ausgespeichert, so dass am 13. April 2013 ein Minimalfüllstand von 17,5 % erreicht wurde. In den vergangenen Jahren lagen die minimalen Speicherfüllstände zu Beginn der Einspeicherperiode, die jeweils etwa Mitte März begann, jeweils deutlich über 40 %.

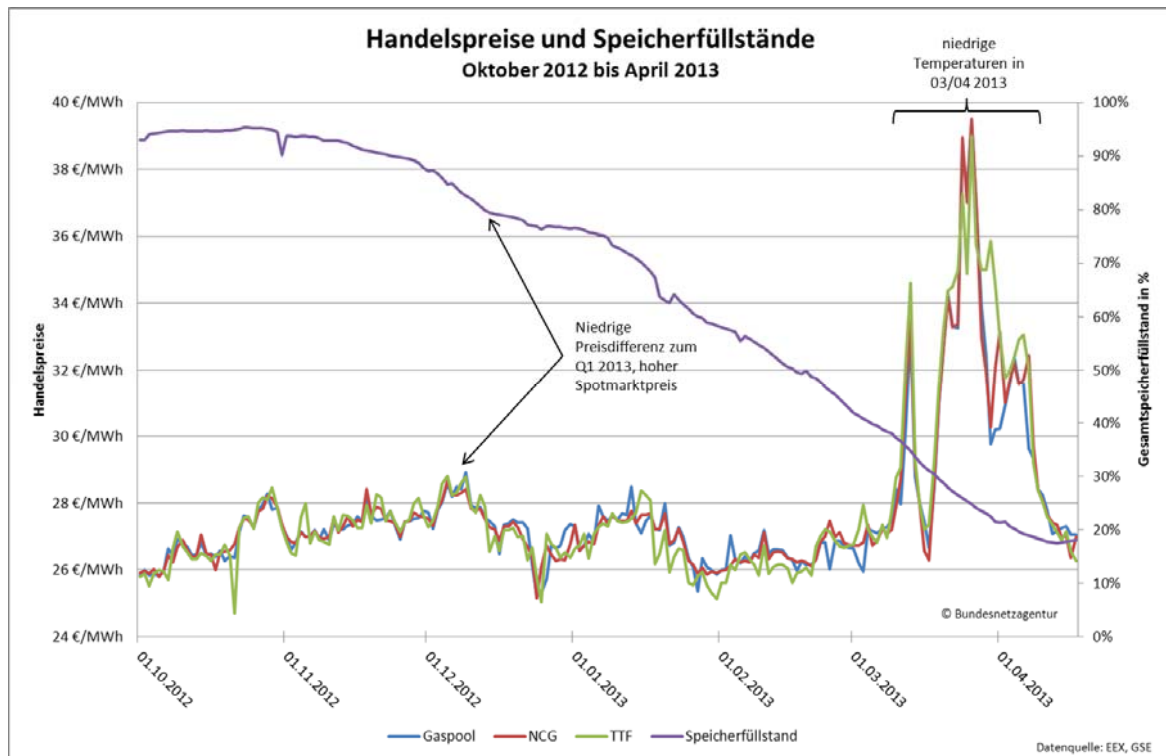


Abbildung 18: Handelspreise und Gasspeicherfüllstände im Winterhalbjahr 2012/13. Quellen: EEX, GSE

13.2. Speicher zwischen Marktwirtschaft und Versorgungssicherheit

Erdgasspeicher haben eine Doppelrolle: Zum einen werden sie von unabhängigen Unternehmen im Handelsbereich vermarktet, also zur Strukturierung der schwankenden Lieferverpflichtungen an die Endkunden und zur preislichen Optimierung eingesetzt. Zum anderen sind sie für die Versorgungssicherheit der Erdgasnetze wichtig, da sie bei Höchstlast oder im Fall eines physischen Engpasses im Netz schnell und lokal größere Gasmengen zur Verfügung stellen können.

Im derzeitigen Marktmodell werden die Erdgasspeicher von den Transportkunden gebucht und genutzt. Die früher im integrierten Unternehmen übliche Nutzung zum saisonalen Ausgleich der langfristig abgeschlossenen Lieferverträge und zur Spitzenlastkappung nimmt ab. Dafür nimmt die Nutzung der Speicher – als ein Mittel unter anderen – das Portfolio zu optimieren, zu. Da diese Optimierung unter kundenspezifischen Voraussetzungen erfolgt, ist der Einsatz der Speicher für die Netzbetreiber schwieriger planbar. Der Einsatz ist auch längst nicht immer netzstabilisierend.

Der derzeit niedrige Füllstand der Speicher ist durch die falsche Wetterprognose zu Beginn des Winters, dessen lange Dauer und das sehr kühle Frühjahr gut erklärbar und als

solcher kein Grund zur Beunruhigung. Positiv ist ferner zu werten, dass die Marktteilnehmer die Speicherkapazitäten auch nahezu vollständig gebucht haben.

Sorgfältig zu beobachten bleibt jedoch, ob rechtzeitig mit der tatsächlichen Befüllung der Speicher begonnen wird. Dafür bedarf es eines hinreichenden Spreads zwischen den aktuellen Gaspreisen und den Winterforwards, der sich bislang nur sehr zögernd einstellt.

Um auf einen Gesamtfüllstand vom etwa 90 % zu kommen, müssten bis zum 01. Oktober 2013 täglich durchschnittlich 89 Mio. m³ Erdgas eingespeichert werden. Bisher lag die durchschnittliche tägliche Einspeicherung bei etwa 45 Mio. m³. Die Bundesnetzagentur beobachtet deshalb laufend die Entwicklung der Speicherfüllstände. Bislang wird aber noch davon ausgegangen, dass Maßnahmen der Netzbetreiber, die Händler gemäß § 16 Absatz 1 oder Absatz 2 EnWG zu Speicherbefüllungen zu verpflichten, nicht erforderlich werden.

13.3. Notfallmaßnahmen gemäß § 16 Absatz 2 EnWG

Im Winter 2012/2013 mussten keine Maßnahmen nach § 16 Absatz 2 EnWG ergriffen werden.

IV. Entwicklungen seit dem Bericht zum Zustand der Leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 vom 3. Mai 2012

14. Umsetzung Handlungsempfehlungen des Berichts vom 3. Mai 2012

Der Bericht zur Leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 enthielt einige Handlungsempfehlungen zur Sicherung der leitungsgebundenen Energieversorgung in angespannten Situationen. Nachfolgend wird der Umsetzungsstand dieser Handlungsempfehlungen dargestellt.

Wie bereits verschiedentlich erwähnt, hat der Gesetzgeber die wesentlichen normativen Handlungsempfehlungen aufgegriffen und umgesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben mit Unterstützung der Bundesnetzagentur insbesondere ca. 2,6 GW Reservekapazität kontrahiert und in einem breit konsultierten Festlegungsverfahren die Bilanzierungs- und Ausgleichsenergieregeln überarbeitet. Diese Maßnahmen des Gesetzgebers und der Bundesnetzagentur sind hinreichend bekannt bzw. bereits an verschiedenen Stellen erwähnt. Zur Vermeidung von Wiederholungen wird deshalb an dieser Stelle darauf nicht näher eingegangen.

14.1. Energieinformationsnetz

Durch die mit der voranschreitenden Energiewende verbundenen Herausforderungen der Übertragungsnetzbetreiber bei der Wahrnehmung der Systemverantwortung besteht weiterhin ein dringender Bedarf zur Verbesserung der Informationsgrundlage über die zu erwartende Last- und Einspeisesituation.

§ 12 Absatz 4 Satz 1 EnWG ermöglicht den Übertragungs- sowie vorgelagerten Verteilernetzbetreibern, Informationen, die für den sicheren und zuverlässigen Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Übertragungsnetze notwendig sind, von Betreibern von Erzeugungsanlagen, Betreibern von nachgelagerten Verteilernetzen, Betreibern von Gasversorgungsnetzen, industriellen und gewerblichen Letztverbrauchern und Lieferanten von Elektrizität zu verlangen.

Bezüglich des notwendigen Datenbedarfs zur operativen Wahrnehmung der Systemverantwortung haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine gemeinsame Stellungnahme zum Aufbau des Energieinformationsnetzes erarbeitet. Im März 2012 fand dazu

bereits mit den Übertragungsnetzbetreibern und mehreren Bilanzkreisverantwortlichen ein trilaterales Gespräch bei der Bundesnetzagentur statt.

Unter der Moderation der Bundesnetzagentur wurden die Gespräche zum Energieinformationsnetz mit den Übertragungsnetzbetreibern und mehreren Verteilernetzbetreibern sowie mehreren Betreibern von Erzeugungsanlagen im September 2012 fortgeführt. Die Beteiligten verständigten sich darauf, unter der Leitung des BDEW ein gemeinsames Papier zum Daten- und Informationsbedarf und -austausch zu erstellen.

Im Rahmen dieser Arbeiten werden derzeit noch intensive Gespräche über die Bereitstellung von Stammdaten, Planungsdaten, Mess-/Online-Werten und Zählwerten geführt. Zusätzlich gibt es auch Überlegungen wie man insbesondere in Bezug auf die Bereitstellung von Stammdaten bereits diesbezüglich bestehende Melde- und Informationspflichten ersetzt bzw. integriert. Das Papier soll nun zeitnah finalisiert werden.

Parallel dazu haben die Übertragungsnetzbetreiber bereits damit begonnen, mit den Beteiligten bezüglich der erforderlichen einheitlichen Prozesse und Formate zur Verbesserung des Informations- und Datenflusses in den Dialog zu treten. Im Mai 2013 wurde hierzu bereits ein Workshop mit den Betreibern von Erzeugungsanlagen zum Austausch von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten durchgeführt.

Beim Aufbau des Energieinformationsnetzes wird die Bundesnetzagentur auch weiterhin darauf hinwirken, dass die Bereitstellung von Daten und Informationen gemäß § 12 Absatz 4 Satz 1 EnWG durch den jeweils geeignetsten Verpflichteten erfolgt sowie auf das notwendige Maß beschränkt wird.

Die Bundesnetzagentur wird zudem zukünftig noch stärker darauf achten, dass die Beteiligten ihren bestehenden Verpflichtungen nachkommen werden. Hier stehen derzeit insbesondere die Verteilernetzbetreiber der ersten Ebene in einem verschärften Blickfeld. Aber auch die Verteilernetzbetreiber anderer Ebenen bleiben im Fokus der Bundesnetzagentur. Sie haben für den Aufbau des Energieinformationsnetzes ein Mindestniveau an organisatorischen und technischen Möglichkeiten in ihrem Elektrizitätsverteilernetz vorzusehen. Dies gehört zu ihrem Pflichtenkatalog.

14.2. Regionale Anreize für Kraftwerksneubauten

Was die Erforderlichkeit „Regionaler Anreize für Kraftwerksneubauten“ angeht, hat sich die Sachlage gegenüber dem Netzbericht vom 3. Mai 2012 nicht grundsätzlich geändert.

Kurzfristig besteht bedingt durch den Wegfall gesicherter Erzeugungskapazität südlich des Mains auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, Reservekapazi-

täten zu kontrahieren. Diese Reservekraftwerke werden außerhalb des regulären Marktgeschehens durch den Übertragungsnetzbetreiber exklusiv zur Absicherung der Netzstabilität eingesetzt. Einsatzfelder sind hier beispielsweise die Erbringung von Einspeisungen zur Reduzierung stromseitiger Netzüberlastungen („Redispatch“) oder aber der Einsatz zur Blindleistungsbewirtschaftung. Der Bedarf nach gesicherter Erzeugungsleistung ergibt sich damit nicht wegen eines dauerhaften, bundesweiten Mangels an Erzeugungsleistung. Stattdessen ist die gesicherte Erzeugungsleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber nur solange zu kontrahieren, bis der Netzausbau soweit vorangeschritten ist, dass die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems auch bei der veränderten Ausstattung mit Kraftwerkskapazität gewährleistet werden kann. Die Notwendigkeit zur Kontrahierung von gesicherter Kraftwerksleistung wird sich insofern nur vorübergehend ergeben.

In den vergangenen Wintern 2010/11 und 2011/12 wurden gesicherte Kraftwerkskapazitäten nach Abschluss von Vertragsverhandlungen durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsvorhaltung und Einspeisung im Bedarfsfall verpflichtet.

Die EnWG-Novelle vom Dezember 2012 sieht nun mit § 13b die Möglichkeit vor, den Prozess zur Beschaffung einer „Netzreserve“ auf dem Wege einer Rechtsverordnung zu regeln. Durch die Regelung in einer Verordnung soll die Transparenz bei der Beschaffung der erforderlichen Kraftwerksleistung gegenüber dem Vorgehen in den vergangenen zwei Wintern gesteigert werden. Die sogenannte „Reservekraftwerksverordnung“ ist am 12. Juni 2013 von der Bundesregierung verabschiedet worden. Danach können in die „Netzreserve“ bestehende Anlagen und in begründeten Ausnahmefällen auch Neuanlagen einbezogen werden. Von einem begründeten Ausnahmefall ist auszugehen, wenn die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht allein durch die Beschaffung einer Netzreserve aus bereits bestehenden Anlagen gesichert werden kann oder eine Ertüchtigung bestehender Anlagen nicht wirtschaftlich ist.

Mit diesen Regelungen im EnWG und in der Reservekraftwerksverordnung ist die Möglichkeit zur Anreizung von Kraftwerksneubauten grundsätzlich gegeben, soweit der Bedarf aus netzbetrieblicher Sicht zwingend gegeben ist. Eine regionale Steuerung der Standorte für Kraftwerksneubauten ergibt sich zwangsläufig aus der für die Auslegung der Netzreserve maßgeblichen Netzdienlichkeit.

Da sich die Notwendigkeit zur Vorhaltung von Kraftwerken zur Behebung netzseitiger Engpässe absehbar nur vorläufig gegeben sein wird – der erforderliche Netzausbau wird in den kommenden Jahren vorangetrieben, was die Vorhaltung einer „Netzreserve“ erübrigen wird – sind die Regelungen zur Beschaffung der Netzreserve gem. § 13b Absatz 1

Nummer 2 EnWG und somit auch die Reservekraftwerksverordnung bis zum 31. Dezember 2017 befristet.

Die bedingt durch den zu erwartenden voranschreitenden bedarfsgerechten Netzausbau für einen vergleichsweise kurzen Zeitraum beschränkte Erforderlichkeit der Netzreserve hat dabei auch Rückwirkungen auf die Vorteilhaftigkeit der Beschaffung von Neuanlagen gegenüber der Nutzung von Altanlagen. So muss sich die Vorteilhaftigkeit der Beschaffung einer Neuanlage innerhalb eines vergleichsweise kurzen Zeitraums ergeben.

Neben dieser eher kurzfristigen Perspektive eines regionalen, netztechnisch getriebenen Kapazitätsmangels wurde im Bericht zum Zustand des leitungsgebundenen Energieversorgungssystems im Winter 2011/12 der Bundesnetzagentur das langfristige Szenario eines strukturellen, bundesweiten Kapazitätsmangels aufgezeigt. Die Diskussion hierüber wird unter dem Stichwort „neues Strommarktdesign“, „Kapazitätsmarkt“ oder „Kapazitätsmechanismus“ seit 2011 intensiv diskutiert. Grundannahme ist hier, dass ein an der Grenzkostenpreisbildung orientierter Strommarkt langfristig zu einem aus Perspektive der Versorgungssicherheit nur unzureichenden Kapazitätsbestand anreizen wird. Verstärkt wird dieser Effekt durch das parallele Einbringen dargebotsabhängiger, d.h. nicht gesicherter, Kapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien in erheblichem Umfang. Eine Unterausstattung mit Kapazität würde in extremen Situationen dazu führen, dass die Nachfrage zumindest in einzelnen Zeitpunkten nicht durch ein entsprechendes Angebot abgedeckt werden kann und nicht alle Kunden sicher mit Strom beliefert werden können.

Aktuell werden Überlegungen zur Notwendigkeit und zur möglichen Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus unter Einbeziehung der betroffenen Verbände und Unternehmen beim BMWi im sogenannten Kraftwerksforum ausgetauscht. Diese Diskussion hier zu schildern würde den Rahmen eines Winterberichts zur leitungsgebundenen Energieversorgung sprengen.

14.3. Gaskraftwerke – Kapazitäts- und Brennstoffversorgung

Nachdem sich im Februar 2012 die Unterbrechung der Gasversorgung von Kraftwerken aufgrund von Engpässen im Fernleitungsnetz auf die Sicherheit der Stromübertragungsnetze ausgewirkt hat, kann man davon ausgehen, dass das Risiko eines solchen Szenarios geringer geworden ist. Neben der Inbetriebnahme von neuer Gastransportinfrastruktur in 2012/2013 (Loopeitung Sannerz-Rimpar der Open Grid Europe in Hessen, sowie Gazelle-Leitung in der Tschechischen Republik) konnten frei werdende Kapazitäten von Grenzübergangspunkten zu einem Gaskraftwerk in Karlsruhe verlagert werden. Kapazitätsverlagerungen frei werdender fester Kapazitäten kamen auch nachgelagerten Netzen

in Süddeutschland zugute, die vom Engpass im Februar 2012 betroffen waren und in deren Netzgebieten Gaskraftwerke liegen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben zudem dort, wo feste Kapazitäten für Gaskraftwerke in Fernleitungsnetzen zur Verfügung stehen, die Kraftwerksbetreiber auf Veranlassung der Bundesnetzagentur zur Buchung aufgefordert (Irsching 5 in Vohburg und RDK 4 in Karlsruhe). Diese haben daraufhin feste Buchungen vorgenommen. Die daraus entstehenden Mehrkosten werden von den Übertragungsnetzbetreibern übernommen und auf die Netzentgelte umgelegt.

Vor dem Hintergrund der vertragsgemäßen Unterbrechungen einer Reihe von gasbefeuerten Kraftwerken ist es sinnvoll, die Betreiber von Gaskraftwerken dazu anzuhalten, dass die von ihnen betriebenen Gaskraftwerke mit alternativen Brennstoffen befeuert werden können. Eine gesetzliche Neuregelung zur Verpflichtung von systemrelevanten Gaskraftwerken, gesicherte Netzkapazitäten zu buchen, ist nicht eingeführt worden. Hier bleibt der Bedarf zu beobachten.

14.4. Kommunikationskonzept zwischen Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern

Die Bundesnetzagentur hat die die Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, ein sogenanntes Kommunikationskonzept zu erstellen. Vor dem Hintergrund des Versorgungsengpasses im Februar 2012 ist deutlich geworden, dass die Systemverantwortung für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Elektrizitätsversorgungsnetzes unter besonderen Umständen sowohl beim Betrieb von Elektrizitäts- als auch beim Betrieb von Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen ist. Die Erfahrungen des Februars 2012 haben gezeigt, welche vielfältigen Wechselwirkungen zwischen Strom- und Gasnetz existieren. Ziel dieses Kommunikationskonzeptes soll es sein, möglichen Versorgungsengpässen vorzubeugen und eine funktionierende Kommunikation zwischen den Fernleitungsnetz- und den Übertragungsnetzbetreibern zu gewährleisten.

Das der Bundesnetzagentur vorgelegte Kommunikationskonzept sieht folgende Schritte vor:

In einem ersten Schritt prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber den möglichen Bedarf an Gaskraftwerken für die Folgewoche im Rahmen eines Wochenplanungsprozesses. Bei einem identifizierten Bedarf wird entsprechend Kontakt mit den Gaskraftwerksbetreibern bezüglich der Brennstoffversorgung aufgenommen. Gleichzeitig erheben die Fernleitungsnetzbetreiber Informationen mit potentiellen Auswirkungen auf die Gasversorgung, insbesondere zur prognostizierten Wetterlage sowie etwaigen Störungen im Gasnetz.

In einem zweiten Schritt melden die Übertragungsnetzbetreiber den Wochenplanungsprozess an die Fernleitungsnetzbetreiber-Koordinatoren.

Anschließend prüfen die Übertragungsnetzbetreiber und die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam, ob bei den tatsächlich benötigten Gaskraftwerken gasnetzseitig Kapazitätseinschränkungen vorliegen oder nicht. Sollten Kapazitätseinschränkungen vorliegen, erfolgt in einer anschließenden Telefonkonferenz zwischen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern eine gemeinsame Diskussion über mögliche Lösungsalternativen.

Zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, den Fernleitungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur wurden vollständige Listen der jeweils zuständigen Ansprechpartner ausgetauscht, so dass jederzeit eine funktionierende Kommunikation sichergestellt ist.

Nunmehr ist in § 16 Absatz 2a EnWG eine gesetzliche Klarstellung erfolgt, in der zum Ausdruck kommt, dass beim Betrieb von Fernleitungs- und Gasverteilernetzen neben dem sicheren und zuverlässigen Betrieb der Gasnetze auch der sichere und zuverlässige Betrieb des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu berücksichtigen ist. Zugleich wurde durch § 13 Absatz 2a Satz 1 EnWG klargestellt, dass diese Maßgabe spiegelbildlich auch für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Hinblick auf den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Gasversorgungsnetze gilt.

14.5. Berücksichtigung von Gaskraftwerken und Versorgungsengpässen im Netzentwicklungsplan Gas 2013

Der Winter 2011/2012 hatte unzureichende Transportmöglichkeiten im Gasfernleitungsnetz offengelegt. Zur Bestimmung des konkret notwendigen Netzausbaubedarfs hat die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber dazu bewegt, im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas entsprechende Modellierungen vorzunehmen, welche die wesentlichen Risiken bzw. Verbesserungen der Versorgungssicherheit abbilden sollen.

Ausgangspunkt der Modellierung war die Ermittlung und Weiterverarbeitung von relevanten Daten zu Gasmengen und Kapazitäten sowie darauf aufbauende Prognosen, unter anderem bezogen auf Grenzübergangspunkte, Marktgebietsübergangspunkte, industrielle Großverbraucher und Kraftwerksanfragen. Es wurden aber auch solche bestehende Gaskraftwerke in der Prognose miteinbezogen, die von den Stromnetzbetreibern infolge der angespannten Versorgungssituation im Februar 2012 für die Absicherung im Stromnetz als wesentlich für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes eingestuft wurden.

14.5.1. Modellierung der Gaskraftwerke

Bei der Modellierung der Gaskraftwerke ist zu unterscheiden, ob das Gaskraftwerk an ein Fernleitungs- oder an ein Verteilernetz angeschlossen ist. Kraftwerke in den Verteilernetzen werden in der Modellierung nicht separat ausgewiesen, da diese in den Berechnungen zu den internen Bestelleistungen (Kapazitätsbuchungen der Verteilernetzbetreiber bei den Fernleitungsnetzbetreibern) für die relevanten Netzkoppelpunkte enthalten sind. Die in der Modellierung berücksichtigten Gaskraftwerke am Fernleitungsnetz sind in Tabelle 11 aufgeführt.

Lfd. Nr.	BNetzA-ID	Kraftwerks-Name	Nettoleistung in MW _{el}	FNB
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1 0	175	bayernets
2	BNA0374	Staudinger 4	622	OGE
3	BNA0497	ADS-Anlage 0	97	OGE
4	BNA0499	Heizkraftwerk Block A	86	OGE
5	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 4S	353	OGE
6	BNA0574	Landesbergen Gas 0 (nach Modellierungszeitpunkt Stilllegungsanzeige erfolgt)	500	GUD
7	BNA0614a	Kraftwerk Mitte GT 1	289	GASCADE
8	BNA0614b	Kraftwerk Mitte GUD A 800 GT 11, GT 12, DT 10	490	GASCADE
9	BNA0615	Kraftwerk Süd GUD C 200 GT 1, GT 2, DT 1	390	GASCADE
10	BNA0744	Franken 1 1	383	OGE
11	BNA0745	Franken 1 2	440	OGE
12	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim M120	112	OGE
13	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	846	OGE
14	BNA0995	Irsching 4	545	OGE
15	BNA0616b	BASF Kraftwerk Nord	56	GASCADE
16	BNA0498	HKW Infraser	66	OGE
17	BNA0520	Stora Enso Maxau	81	OGE

Tabelle 11: Im Netzentwicklungsplan Gas berücksichtigte Kraftwerke mit Anschluss an das Gasfernleitungsnetz. Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Systemrelevanz einzelner Kraftwerke hängt vom fortschreitenden Stromnetzausbau ab und ist demnach zeitlich befristet. Ein möglicherweise heute notwendiger Gasnetzausbau für derzeit als systemrelevant eingestufte Kraftwerke kann auf lange Sicht unangemessen sein, wenn die Erforderlichkeit aus Stromnetztsicht entfällt. Zeichnen sich solche Fälle konkret ab, ist zu erwägen, an Stelle von Netzausbau die Versorgungssicherheit durch Lastflusszusagen oder andere kurzfristige kurative Maßnahmen zu gewährleisten.

Für die nach § 13c EnWG noch zu bestimmenden systemrelevanten Kraftwerke ist die Kapazitätsversorgung zu prüfen. Eine unterbrechbare Kapazitätsversorgung ist für die Übertragungsnetzbetreiber aus Gründen der Versorgungssicherheit im Stromnetz inakzeptabel, wenn Maßnahmen nach § 13 Absatz 1a (Herstellung der festen Kapazitätsver-

sorgung) oder § 13c EnWG (bivalente Befeuerung) im bestehenden Netz oder aus wirtschaftlichen Gründen nicht möglich sind.

Im Fall der unterbrechbar versorgten Kraftwerke kann die Netzausbaumodellierung entweder das Ziel vorgeben, die Vergabe fester frei zuordenbare Kapazitäten zu ermöglichen (Varianten IIa,d,e des NEP Gas) oder die Vergabe dynamisch zuordenbare Kapazitäten zu ermöglichen (Varianten IIb,c des NEP Gas). Bei beiden Kapazitätsarten ist die Versorgung durchgehend fest, Unterschiede bestehen jedoch im jeweiligen Netzausbaubedarf und in den Handelsopportunitäten der Kraftwerksbetreiber (beides im FZK-Fall höher). Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen in ihrem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 vor, das Gasnetz (nur) so auszubauen, dass dynamisch zuordenbare feste Kapazitätsprodukte möglich werden. Variante IIc verursacht Netzausbaukosten in Höhe von 1,6 Mrd. € (siehe Abbildung 19).

Diese Frage ist Gegenstand der öffentlichen Konsultationen zum Netzentwicklungsplan Gas 2013. Ihre Beantwortung durch die Bundesnetzagentur kann hier nicht vorweg genommen werden.

Für die fest versorgten Kraftwerke stellt sich die Frage nach einem potentiellen Netzausbau nicht.

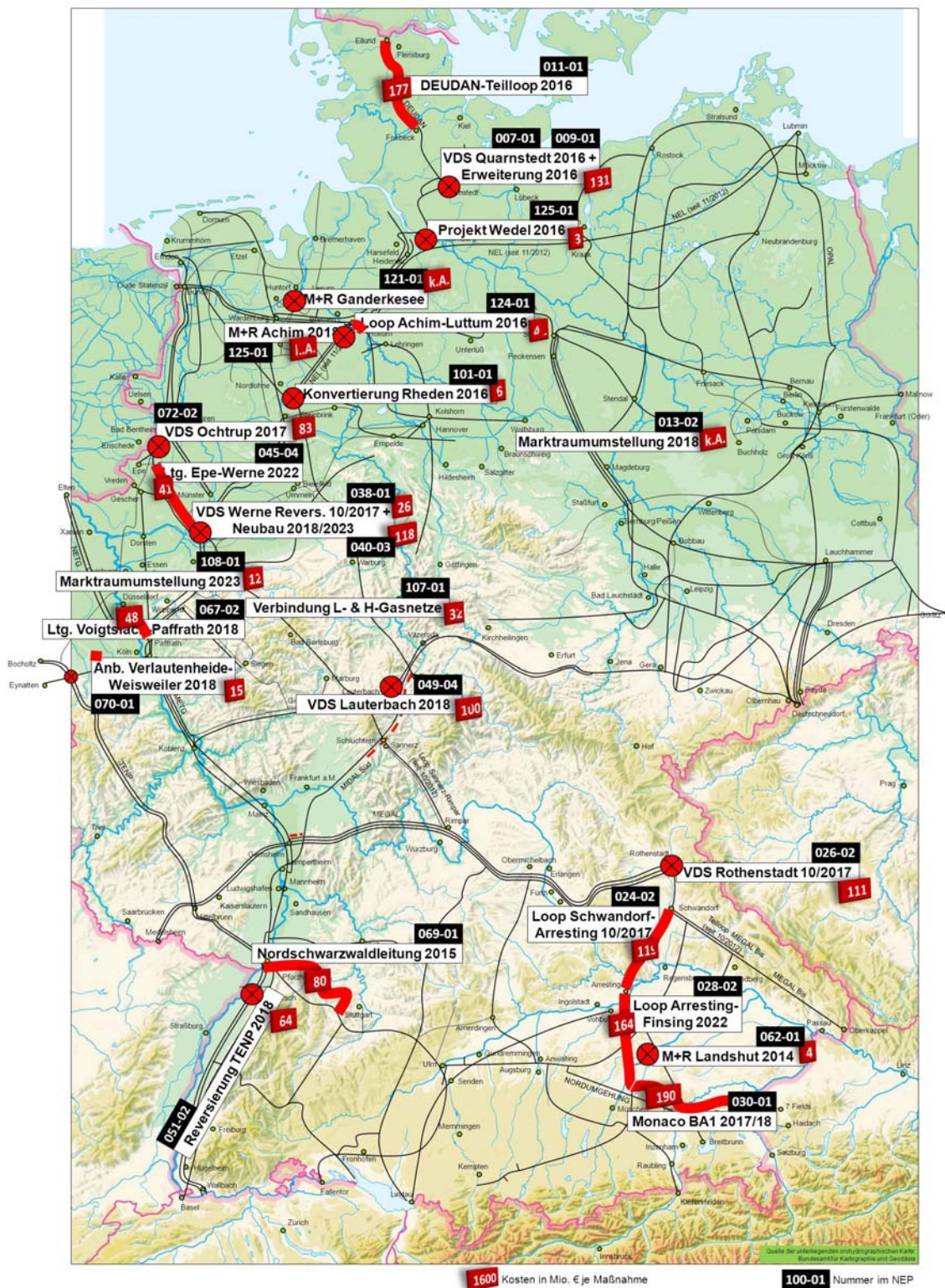


Abbildung 19: Geplante Netzausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2013, Variante IIc. Quelle: BNetzA

14.5.2. Versorgungsengpässe

In der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2013 vom 18. Oktober 2012 definierte die Bundesnetzagentur zwei Versorgungssicherheitsszenarien, die die FNB entsprechend im NEP modellierten. Eines davon behandelt einen möglichen Versorgungsengpass analog zum Februar 2012.

Zur Modellierung des Versorgungsengpasses wie im Februar letzten Jahres gehören die Ermittlung der möglichen Ausbaumaßnahmen im H-Gas-Netz, die für die Kompensation von Lieferausfällen am Grenzübergangspunkt Waidhaus anzusetzen sind, die Beschäftigung der Marktgebietsübergangspunkte mit dem maximalen Fluss, wie er sich im Februar 2012 von Gaspool nach NetConnect Germany eingestellt hat, und die volle Beschäftigung der technisch verfügbaren Exit-Kapazität an den Grenzübergangspunkten. Hierbei wurden drei Varianten der Reduzierung des Importflusses am Grenzübergangspunkt Waidhaus untersucht: eine 30 %-, 50 %- und 70 %-Reduktion.

Im Ergebnis führen die angesetzten Werte zu folgenden simulierten Lastflussreduktionen am Einspeisepunkt Waidhaus: -14,8 GW Import (30 %), -24,7 GW (50 %) bzw. -34,6 GW (70 %) (siehe Grafiken NEP Gas 2013 S. 157ff).

Zwecks Ausgleich durch zusätzliche H-Gas-Mengen an anderen Entry-Punkten und an Speichern sind Netzausbaumaßnahmen erforderlich. Da die Ausgleichsmengen in den drei Varianten jedoch unverändert bleiben, ergeben sich identische Ausbaumaßnahmen:

- Verdichterstationen Werne, Drohne und Lauterbach: +91 MW (FNB: Open Grid Europe, Gascade, Fluxys Deutschland, GOAL, NEL),
- Leitungsbau Schwandorf-Arresting-Finsing, Epe-Werne und Drohne: +244 km (FNB: Open Grid Europe, Bayernets, Thyssengas, Gascade, Fluxys Deutschland, GOAL, NEL),
- Aufsummierte Kosten: 766 Mio. €.

Bis auf Drohne sind die Varianten mit gleichen oder niedrigeren Investitionsvolumina (Epe-Werne, Lauterbach) auch in dem von den FNB vorgeschlagenen NEP-Maßnahmenkatalog (Variante IIc, s. Abbildung 19) enthalten.

V. Handlungsempfehlungen

15. Kommerzielle Fernsteuerbarkeit der Anlagen in der Direktvermarktung

Die mit der Einführung der Direktvermarktung verbundenen Ziele der Marktintegration und einer Reaktion der EEG-Anlagen auf Preissignale können letztlich nur erreicht werden, wenn der Direktvermarkter Zugriff auf die Anlagensteuerung hat und tatsächlich reagieren kann (kommerzielle Fernsteuerbarkeit durch den Direktvermarkter zusätzlich zur Fernsteuerbarkeit im Sinne des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber). Bislang ist eine „Fernsteuerbarkeit“ nur vorgeschrieben (§ 33c Absatz 2 Nummer 2 in Verbindung mit § 6 Absatz 1 Nummer 1 EEG), um einen Anspruch auf Entschädigungen im Falle von Einspeisemanagement geltend machen zu können. Momentan können daher auch Anlagen direkt vermarkten, auf deren Fahrweise seitens des Direktvermarkters keine gezielte Steuerung ausgeübt werden kann.

Das birgt erhebliche Risiken für eine zuverlässige Prognose der Bilanzkreise der Direktvermarkter, was wiederum Gefahren wegen einer vermeidbaren Ausschöpfung der Regelernergie hervorruft. Viele Direktvermarkter rüsten derzeit die Anlagen mit entsprechender Infrastruktur nach. Die Steuerbarkeit sollte jedoch umfassend sichergestellt werden.

Im Zuge der Weiterentwicklung der gesetzlichen Grundlagen sollte daher die Inanspruchnahme der Marktprämie und des Grünstromprivilegs von vornherein an das Vorliegen einer direkten Steuerungsmöglichkeit durch die Direktvermarkter gekoppelt werden.

16. Kontrahierung von Reservekraftwerken für den Winter 2013/14

Auch für den Winter 2013/14 wird die Vorhaltung von Reservekraftwerken notwendig werden. Der Prozess der Bedarfsermittlung sowie die Kontrahierung der entsprechenden Kapazitäten wird sich dabei am Verfahren der Jahre 2011 und 2012 orientieren. Die Reservekraftwerksverordnung, die zur Kodifizierung der Bestimmung des Bedarfs sowie zu dessen Beschaffung beitragen soll, ist am 12. Juni 2013 verabschiedet worden.

17. Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherstellung der Systembilanz

Die Übertragungsnetzbetreiber haben verschiedene Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherstellung der Systembilanz (Über- und Unterspeisungen des Netzregelverbunds) dargestellt. Insbesondere die Prognosegüte für die Einspeisung aus erneuerbaren Energien müsse verbessert werden. Die Bundesnetzagentur unterstützt das Vorhaben der Übertragungsnetzbetreiber, weiter an der Prognosegüte ihrer Modelle zur Prognose der Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu arbeiten.

Darüber hinaus wird auch in der Zukunft eine genaue Beobachtung der Auswirkungen des neuen Ausgleichenergiepreissystems notwendig sein, um sicherzustellen, dass die geschaffenen monetären Anreize ihre Wirkung entfalten.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen zudem fest, dass das für Haushaltskunden verwendete Standardlastprofil insbesondere bei extremen klimatischen Bedingungen zu große Abweichungen habe und angepasst werden müsse. Die Bundesnetzagentur unterstützt eine Untersuchung, ob eine Anpassung des Standardlastprofils notwendig ist.

18. Verbesserte Abstimmung zwischen Strom- und Gasmarkt

Aufgrund von Unterschieden im Strom- (0 Uhr bis 24 Uhr) und Gashandelstages (6 Uhr bis 6 Uhr) kann es dazu kommen, dass Gaskraftwerke nicht kurzfristig zum notwendigen Redispatch eingesetzt werden können, obwohl sie technisch dazu in der Lage wären. Es fehlt aus rein administrativen Gründen an der Buchbarkeit von Gasnetzkapazitäten. Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen deshalb vor, den Strom- und Gashandelstag zu harmonisieren. Da es sich sowohl beim Strom- als auch beim Gashandel um einen international harmonisierten Vorgang handelt, wäre eine Anpassung der europäischen Marktregeln bei Strom- und Gashandel erforderlich. Die Bundesnetzagentur schlägt deshalb vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber auf Ebene des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber (entso-e) Gespräche mit dem europäischen Verband der Gasfernleitungsnetzbetreiber (entso-g) aufnehmen und die Möglichkeit einer Harmonisierung prüfen.

Dieser Prozess wird jedoch erhebliche Zeit in Anspruch nehmen. Parallel dazu sollten kurzfristig umzusetzende verbesserte Abstimmungsmechanismen zur Ermöglichung einer untertägigen Beschaffung identifiziert werden.

VI. Glossar

Common-Mode-Ausfall

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

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. 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

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 betrieben 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 vorzu-

beugen (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), Amprión (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.