



Bundesnetzagentur

Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12

03. Mai 2012

Inhaltsverzeichnis

I.	Zusammenfassung	10
II.	Zustand der Übertragungsnetze im Winter 2011/12	12
1.	Einleitung	12
2.	Grundsätzliches	12
2.1.	Leitungsauslastung	13
2.2.	Spannungshaltung	14
2.3.	Reservekraftwerke	14
2.4.	Rotierender Phasenschieber Biblis A	15
2.5.	Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG in den Wintern 2010/11 und 2011/12	16
2.6.	Einspeisereduzierungen mit Ursache im Übertragungsnetz durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 11 Abs. 1 EEG in den Wintern 2010/11 und 2011/12	20
2.7.	Erhöhung von Stromeinspeisungen durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG	25
3.	Stromhandel	26
3.1.	Importe und Exporte im Winter 2011/12 im Vergleich zum Vorjahr	26
3.2.	Erzeugung aus Photovoltaik und Wind im Winter 2011/12 im Vergleich zum Vorjahr	29
3.3.	Entwicklung des Großhandelspreises auf dem Day-Ahead Spotmarkt mit Vergleich mit dem Vorjahr	30
4.	Leistungsbilanz	33
4.1.	Kraftwerksliste	33
4.2.	Erwarteter Zubau und Außerbetriebnahmen von dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2014	36
4.2.1.	Voraussichtliche bundesweite Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten	36

4.2.2.	Voraussichtliche Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland..	38
4.3.	Last.....	40
4.4.	Kraftwerkseinsatz im Februar 2012.....	42
5.	Regelenergie	44
6.	Vertiefte Analyse besonderer Netzsituationen	47
6.1.	Ausfall Gundremmingen C und erstmaliger Einsatz der österreichischen Kaltreserve im Dezember 2011	48
6.2.	Überlastung von Netzelementen vom 8.bis 10. Februar 2012.....	51
6.3.	Überlastung von Netzelementen am 15. Februar 2012.....	54
6.4.	Überlastung von Netzelementen am 22.und 23. Februar 2012	55
6.5.	Ausfall des 380 kV Doppelleitungsstromkreises Wolmirstedt-Helmstedt in der Nacht vom 28. auf den 29. März 2012	58
6.6.	Überspeisung der Bilanzkreise im Dezember 2011.....	60
6.6.1.	Detaillierte Auswertung der Bilanzkreise in der 50Hertz Regelzone.....	61
6.6.2.	Detaillierte Auswertung der Bilanzkreise in der Amprion Regelzone.....	63
6.6.3.	Detaillierte Auswertung der Bilanzkreise in der TenneT Regelzone.....	64
6.6.4.	Detaillierte Auswertung der Bilanzkreise in der Transnet BW Regelzone	65
6.7.	Unterspeisung der Bilanzkreise im Februar 2012.....	66
6.8.	Interaktion von nationaler Stromversorgung und Europäischem Binnenmarkt.....	69
6.8.1.	Operativer Ablauf des Stromgeschäfts, einschließlich grenzüberschreitender Stromlieferungen.....	69
6.8.2.	Analyse der Situation im Februar aus Binnenmarktsicht	71
6.8.3.	Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemsicherheit und Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel.....	72
7.	Versorgungssicherheit und Spannungsqualität.....	73
8.	Ausblick	74
8.1.	Fortschritte beim Netzausbau.....	74
8.1.1.	Leitung Hamburg-Schwerin	74

8.1.2.	Leitung Osterath – Weißenthurm.....	75
8.1.3.	Thüringer Strombrücke	76
8.2.	Notwendigkeit von Reservekraftwerken für den Winter 2012/13	77
III.	Gasversorgungsengpass in Süddeutschland im Februar 2012	80
9.	Wesentliche Gründe für den Versorgungsengpass	80
9.1.	Reduzierter Gasimport am Grenzübergangspunkt Waidhaus	80
9.2.	Außergewöhnlich niedrige Temperaturen in Süddeutschland, Frankreich und Italien	81
9.3.	Auswirkungen der reduzierten russischen Gastransporte auf andere Mitgliedstaaten.	84
10.	Auswirkungen des Versorgungsengpasses auf Endkunden	85
10.1.	Betroffene Kunden auf der Fernleitungsnetzebene	86
10.2.	Betroffene (Groß-)Kunden auf der Gasverteilernetzebene	87
10.3.	Unterbrechung von Gaskraftwerken mit unterbrechbaren Kapazitätsverträgen	90
10.4.	Maßnahmen der Bundesnetzagentur	92
10.5.	Einsatz von Erdgasspeichern während des Versorgungsengpasses	92
10.6.	Reaktion des Gashandelsmarktes	94
10.6.1.	Verhalten der europäischen Handelspreise.....	94
10.6.2.	Auswirkungen auf den Regelenergiemarkt.....	95
10.7.	Unterschiede zur Ukraine-Krise	97
IV.	Handlungsempfehlungen.....	98
11.	Operative Maßnahmen	99
11.1.	Kontrahierung von Reservekraftwerken für den Winter 2012/13	99
11.2.	Kürzung der Erneuerbare-Energien-Stromvermarktung um vorhersehbar abzuregelnde Mengen	100
11.3.	Überarbeitung des Ausgleichenergiepreissystems.....	102
11.4.	Untersuchung der Brennstoffversorgung von Kraftwerken.....	103

11.5. Strom- und gasnetzübergreifende Etablierung von Kommunikations- und Entscheidungsprozessen für Versorgungsengpassfälle	104
11.6. Gasseitig verbesserte Einbindung systemrelevanter Kraftwerke über kurz- und mittelfristige Maßnahmen.....	105
11.6.1. Unmittelbare Aufnahme von Gesprächen mit FNB zur kurzfristigen gasseitigen Zugangssicherung im kommenden Winter	105
11.6.2. Berücksichtigung „systemrelevanter Kraftwerke“ und des Versorgungsengpasses im Netzentwicklungsplan.....	106
11.6.3. Notfallmaßnahmen gem. § 16 Abs. 2 EnWG.....	106
12. Legislative Empfehlungen	106
12.1. Meldepflicht über geplante Kraftwerksstilllegungen.....	107
12.2. Konkretisierung des § 13 Abs. 1a EnWG	107
12.3. Zusammenarbeit der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber	108
12.4. Aufgabenerweiterung der Gasversorgungsnetzbetreiber bezüglich der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich.....	108
12.4.1. Kontrahierungspflicht von Gaskraftwerksbetreibern über feste Kapazitätsverträge	109
12.4.2. Gasnetzausbauverpflichtung zur Absicherung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich.....	109
12.4.3. Anweisungsrecht der Übertragungsnetzbetreiber zum Einsatz „systemrelevanter“ Gaskraftwerke	110
12.4.4. Anweisungsrecht der Fernleitungsnetzbetreiber zur Anpassung von Ein- und Ausspeisungen	111
12.5. Regionale Anreize für Kraftwerksneubauten	111
12.6. Kraftwerks-Außerbetriebnahmen aus immissionsschutzrechtlichen Gründen	113
V. Glossar	114

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Fahrweise des Phasenschiebers in Biblis A zwischen dem 13. Februar und 19. März 2012. Die Abbildung zeigt die Spannung am Netzknoten Bürstadt sowie die Abgegebene Blindleistung. Quelle: Amprion	16
Abbildung 2: Grafische Darstellung der Netzelemente zu deren Entlastung die meisten Redispatchmaßnahmen im Winterhalbjahr 2011/12 durchgeführt werden mussten. Quelle: Maßnahmenscharfe Datenerhebung der BNetzA bei den deutschen ÜNB, Grafik: BNetzA	19
Abbildung 3: Regionale Verteilung von überlasteten Betriebsmitteln die zu Einspeisereduzierungen durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG oder § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 11 Abs 1 EEG im Winter 2011/2012 geführt haben.	23
Abbildung 4: PV- und Windstromeinspeisung im Netzgebiet von TenneT TSO GmbH vom 01.10.2011 bis 31.03.2012 in MW (stündliche Einspeisemengen mit EEG-Vergütung und Marktprämie).	24
Abbildung 5: PV- und Windstromeinspeisung im Netzgebiet von 50Hertz Transmission GmbH vom 01.10.2011 bis 31.03.2012 in MW (stündliche Einspeisemengen mit EEG-Vergütung und Marktprämie). Die gelbe Markierung umfasst die Zeiträume, in denen zusätzlich zu den herkömmlichen netzstabilisierenden Maßnahmen zu Einspeisereduzierungen aufgerufen werden musste, um eine weiterreichende kritische Netzsituation abzuwenden.	24
Abbildung 6: Vergleich der deutschen Nettostromexporte in den Wintern 2010/11 und 2011/12. Quelle: entso-e	27
Abbildung 7: Stromaustausch (Handel) zwischen Deutschland und Österreich im Monat Februar 2012.....	28
Abbildung 8: Photovoltaik- und Windstromeinspeisung vom 01.10.2011 bis 31.03.2012 in MW. Quelle: EEG/KWK Transparenzplattform der ÜNB.	29
Abbildung 9: Photovoltaik- und Windstromeinspeisung vom 01.10.2010 bis 31.03.2011 in MW. Quelle: EEG/KWK Transparenzplattform der ÜNB.	30
Abbildung 10: Preisentwicklung des Phelix Day Base in den Wintern 2010/11 und 2011/12. Quelle: EEX.....	31
Abbildung 11: Einfluss von Wind- und Photovoltaik-Einspeisung auf den Preis des Phelix Day Base in den Wintern 2010/11 und 2011/12 Quellen: EEX, EEG/KWK Transparenzplattform der ÜNB.....	32
Abbildung 12: Voraussichtliche bundesweite Entwicklung dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten 2012-2014	38
Abbildung 13: Voraussichtliche Entwicklung dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten 2012-2014 Frankfurt (Main) und südlicher	40
Abbildung 14: Vertikale Netzlast in MW im Netz der 50Hertz in einem Zeitraum 01.10.2011-31.03.2012. Negative Werte stellen eine Rückspeisung aus unterlagerten Netzen in das Übertragungsnetz dar. Quelle: 50Hertz.....	41
Abbildung 15: Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall (nach Redispatch) am 8. Dezember 2011 um 23:30. Da die Stromkreise zwischen der 50Hertz- und der TenneT-Regelzone mit Wintergrenzwerten betrieben wurden, die in der Darstellung nicht berücksichtigt werden konnten, liegt die Leitungsauslastung noch im akzeptablen Bereich. Quelle: ÜNB	49

Abbildung 16: Verlauf der Windenergieeinspeisung in Deutschland (grün) sowie der Einspeisung der Reservekraftwerke in Österreich (blau). Quelle: TenneT	50
Abbildung 17: Wirksamkeit der österreichischen Reservekraftwerke auf Stromkreise im Netz der TenneT am 8. Dezember 2011 um 23:30. Quelle: TenneT	51
Abbildung 18: Grafische Darstellung der physikalischen Lastflüsse an den Grenzen zu Frankreich, der Schweiz und Österreich in MW im Zeitraum vom 7. bis 11. Februar 2012. Positive Werte: Export, negative Werte: Import. Quelle: Entso-e, Grafik: BNetzA	52
Abbildung 19: Auslastung der 380 kV Mittelrheintrasse (Rommerskirchen – Weißenthurm) im (n-1)-Fall vom 8. Februar bis 10 Februar 2012. Quelle: Amprion	53
Abbildung 20: Redispatchaufkommen (eingesenkte Erzeugung) in MW im Netz der Amprion vom 8. bis zum 10. Februar 2012. Quelle: ÜNB, Grafik: BNetzA.....	54
Abbildung 21: Übersicht über die Redispatchmaßnahmen in der 50Hertz Regelzone am 15. Februar 2012. Quelle: ÜNB	55
Abbildung 22: Verlauf der Windeinspeisung (Stundenwerte für Einspeisungen mit EEG-Vergütung und Marktprämie) vom 19. bis zum 26. Februar 2012 mit einer Spitze von 19882 MW in der Nacht vom 22. auf den 23. Februar 2012. Quelle: EEG/KWK Transparenzplattform der ÜNB, ÜNB; Grafik: BNetzA.	56
Abbildung 23: Ausfallrechnung einer Freileitung (Leitung 413) nach Redispatch und netzbezogenen Maßnahmen auf der Trasse Remptendorf-Redwitz für die Nacht vom 22. auf den 23. Februar 2012. Die Berechnung zeigt zeitweise deutliche Überschreitungen der Nennbelastbarkeit von 3000 A auf dem verbleibenden Leitungsabschnitt (Leitung 414). Quelle: ÜNB.	57
Abbildung 24: Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall (nach erheblichem Redispatch) am 23. Februar, 0:30 Uhr. Quelle: ÜNB.	58
Abbildung 25: Maximale Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall am 28. März 2012 um 21:15 nach Ausfall der Kuppelleitung Wolmirstedt-Helmstedt. Quelle: ÜNB.....	59
Abbildung 26: Gegenüberstellung Ausgleichsenergiepreis / Day-Ahead-Börsenpreis im Zeitraum vom 24.12.2011 bis 21.12.2011 Quelle: ÜNB.	61
Abbildung 27: Bilanzkreisabweichungen der zehn Bilanzkreisverantwortlichen in der 50Hertz Regelzone, die im Betrachtungszeitraum die saldiert energetisch die höchsten Überspeisungen aufweisen. Quelle: ÜNB.	63
Abbildung 28: Bilanzkreisabweichungen der zehn Bilanzkreisverantwortlichen in der Amprion Regelzone, die im Betrachtungszeitraum die saldiert energetisch die höchsten Überspeisungen aufweisen. Quelle: ÜNB.	64
Abbildung 29: Bilanzkreisabweichungen der 15 Bilanzkreise in der TenneT RZ, die im Betrachtungszeitraum die saldiert energetisch höchsten Überspeisungen aufweisen. Quelle: ÜNB.....	64
Abbildung 30: Bilanzkreisabweichungen der 15 Bilanzkreise in der TransnetBW Regelzone, die im Betrachtungszeitraum die saldiert energetisch die höchsten Überspeisungen aufweisen Quelle: ÜNB	66
Abbildung 31: Verbund austauschfahrpläne mit Frankreich, Österreich und der Schweiz im Februar 2012 in MW. Positive Werte: Export, negative Werte: Import. Quelle: Entso-e, Grafik: BNetzA.....	71
Abbildung 32: Einschränkungen der Erdgaslieferungen am Grenzübergangspunkt Waidhaus.....	81

Abbildung 33: Vergleich der Tiefsttemperaturen in °C am Feldberg vom 30. Januar bis 16. Februar in den Jahren 2010 bis 2012. Quelle: Wetterspiegel.de: Institut für Wetter- und Klimakommunikation GmbH	82
Abbildung 34: Vergleich der Tiefsttemperaturen in °C in Chieming (Bayern) vom 30. Januar bis 16. Februar in den Jahren 2010 bis 2012. Quelle: Wetterspiegel.de: Institut für Wetter- und Klimakommunikation GmbH	82
Abbildung 35: Tagesmitteltemperaturen während des Versorgungseinganges in ganz Deutschland.....	83
Abbildung 36: Unterbrochene Kapazitäten im Fernleitungsnetz der OGE und bayernets bezogen auf unterschiedliche Netzanschluss- und Netzkopplungspunkte.....	87
Abbildung 37: Vereinbarungen zwischen VNB und Endkunden über Reduzierungen der Anschlussleistung.....	89
Abbildung 38: Technische Einrichtungen zur Verbrennung alternativer Brennstoffe bei Letzverbrauchern.....	90
Abbildung 39: aggregierte Entnahmemengen aus deutschen Speichern, Quelle: GSE Transparency Platform]	93
Abbildung 40: Vergleich der Ist-Entnahmen aus Süddeutschen Speichern mit der maximal möglichen Entnahme	94
Abbildung 41: Entwicklung der europäischen Großhandelspreise für Erdgas im kurzfristigen Handel. Datenquelle: ICIS Heren Database/NetConnect Germany.....	95
Abbildung 42: Darstellung der eingesetzte Regelenergiemengen und der mengengewichteten Regelenergie-Tagesdurchschnittspreise in den Marktgebieten im relevanten Zeitraum.....	96
Abbildung 43: Vergleich des Temperaturverlaufes der Tagesmitteltemperaturen für Deutschland während des Ukraine-Konflikts zum diesjährigen Versorgungseingang.....	97

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Redispatchmaßnahmen im Winterhalbjahr 2010/11 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Maßnahmenscharfe Datenerhebung der BNetzA bei den deutschen ÜNB	17
Tabelle 2: Redispatchmaßnahmen im Winterhalbjahr 2011/12 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Maßnahmenscharfe Datenerhebung der BNetzA bei den deutschen ÜNB	18
Tabelle 3: Anzahl der Einspeisereduzierungen mit Ursache im Übertragungsnetz durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 11 Abs. 1 EEG im Winterhalbjahr Okt. 2011 – März 2012 (Vergleich mit dem Winterhalbjahr Okt. 2010 – März 2011). Die Zuordnung zum Bundesland erfolgt nach Lage des die Maßnahme verursachten überlasteten Betriebsmittels.	21
Tabelle 4: Länderscharfer Vergleich der Nettoexporte Deutschlands in den Wintern 2010/11 und 2011/12, Quelle: entso-e	27
Tabelle 5: Ergebnis Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweite Darstellung; alle Netz- und Umspannebenen; Netto-Engpassleistung \geq 10 MW; Stand 25.04.2012)	34
Tabelle 6: Ergebnis Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher; alle Netz- und Umspannebenen; Netto-Engpassleistung \geq 10 MW; Stand 25.04.2012)	35
Tabelle 7: Voraussichtliche bundesweite Entwicklung dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten 2012-2014	37
Tabelle 8: Voraussichtliche Entwicklung dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten 2012-2014 Frankfurt (Main) und südlicher	39

I. Zusammenfassung

- 1 Die Situation in den Stromnetzen war im Winter 2011/2012 sehr angespannt.
- 2 Neben den von der Bundesnetzagentur im Bericht vom 31. August 2011 aufgezeigten Szenarien kam mit der Gasversorgungsknappheit im Februar 2012 ein unerwartetes Ereignis hinzu, das die Stromnetze zusätzlich belastete bzw. zusätzliche Maßnahmen seitens der Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit erforderte.
- 3 Darüber hinaus haben ebenfalls im Februar 2012 ungewöhnlich hohe Prognoseabweichungen zu einer Ausschöpfung der Regelenergieserven geführt, sodass die Übertragungsnetzbetreiber zusätzliche Maßnahmen ergreifen mussten. Zur Verbesserung der Prognosen wird die Bundesnetzagentur durch Anpassungen im Ausgleichsenergiepreissystem entsprechende Anreize schaffen.
- 4 Der Phasenschieber Biblis ist im Februar 2012 in Betrieb gegangen und hat mit Blick auf die Spannungshaltung die erwartete entlastende Wirkung gebracht.
- 5 Die deutschen und österreichischen Reservekraftwerke wurde mehrmals angefordert. Teilweise dienten sie der Leitungsentlastung, teilweise der Aufstockung der ausgeschöpften Regelenergie. Die Reservekraftwerke werden in etwa gleicher Größenordnung auch im folgenden Winter benötigt.
- 6 Die Kraftwerkssituation hat sich nachteilig entwickelt. Geplante Zubauten verzögern sich. Stilllegungen weiterer konventioneller Kraftwerke sind derzeit in Deutschland nicht vertretbar. Es sind regulatorische und gesetzgeberische Maßnahmen gefordert, um Kraftwerksstilllegungen im Bereich der konventionellen Erzeugung zu unterbinden. Sollten dennoch weitere Kraftwerke in Süddeutschland stillgelegt werden, so erhöht sich der Bedarf an Reservekraftwerken entsprechend. Darüber hinaus sollte mittelfristig die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen intensiv geprüft werden.
- 7 Wenn mehr Strom aus Erneuerbaren Quellen vermarktet wird, als tatsächlich vom Netz transportiert werden kann, führt dies durch entsprechende Preissignale zu zusätzlicher Netzbelastung, da in der Merit Order konventionelle Kraftwerke verdrängt werden und im Binnenmarkt zusätzliche Exporte aus Deutschland resultieren. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur gibt der bestehende Rechtsrahmen bereits Raum für entsprechende Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, die Vermarktung auf die Menge zu beschränken, die auch tatsächlich transportiert werden kann. Eine normative Klarstellung erscheint dennoch sinnvoll.

- 8 Die Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern im Strom- und im Gasbereich muss verbessert werden, um der gewachsenen Bedeutung der Gaskraftwerke und somit der Gasversorgung derselben für die Systemsicherheit im Stromnetz Rechnung zu tragen. Auch hier empfehlen sich Änderungen des Rechtsrahmens.
- 9 Es gibt keine technisch validen Maßnahmen, die den Netzausbau substituieren könnten. Ein konsequenter Einsatz der eingeführten Beschleunigungsinstrumente für den Netzausbau ist erforderlich.
- 10 Die Versorgungseinschränkungen mit Erdgas im Februar 2012 haben Schwachpunkte in den Erdgasnetzen offengelegt. Handlungsbedarf in den Gasnetzen besteht, dieser bleibt erfreulicherweise deutlich hinter dem Handlungsbedarf in den Stromnetzen zurück.

II. Zustand der Übertragungsnetze im Winter 2011/12

1. Einleitung

Die drei Berichte der Bundesnetzagentur zum Zustand der Übertragungsnetze aus dem Jahr 2011 waren in erster Linie im Gefolge des beschleunigten Atomausstiegs erforderlich geworden. Sie haben mögliche Auswirkungen des Atomausstiegs auf die Netze untersucht und eine Prognose für die Versorgungssicherheit vor allem für den kritischen Winterzeitraum angestellt. Dieser vierte Bericht soll zum einen die Netzsituation im Winter 2011/2012 vom 1. Oktober 2011 bis zum 31. März 2012 einer eingehenden Rückschau unterziehen. Zum anderen soll er auch einen Ausblick auf die bevorstehenden Herausforderungen geben. Dabei steht nicht die singuläre Frage des Atomausstiegs im Vordergrund. Vielmehr geben die Energiewende, die verstärkte marktseitige Vernetzung Europas und die gewachsene Unsicherheit im Bereich der Gasversorgung Anlass zu einer umfassenden Betrachtung.

2. Grundsätzliches

In Folge des Atommoratoriums vom 14. März 2011, bei dem sechs Kernkraftwerke mit einer Nettoleistung von 6.305 MW abgeschaltet wurden. (die ebenfalls betroffenen Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel mit einer Nettoleistung von 2.116 MW waren bereits seit 2007 praktisch durchgängig nicht im Leistungsbetrieb), wurden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur umfangreiche Untersuchungen zur Systemsicherheit im Übertragungsnetz durchgeführt. Durch den Wegfall von 4.960 MW nuklearer Kraftwerksleistung im Süden Deutschlands wurden sowohl ein möglicher Transportengpass als auch Probleme mit der Spannungshaltung insbesondere in Süddeutschland, jedoch auch im Großraum Hamburg, unter bestimmten Rahmenbedingungen identifiziert. Als Randbedingungen für potentiell kritische Situationen wurden zwei Szenarien entworfen. Zum einen ein Starklastszenario mit sehr geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien und zum anderen ein Starklastszenario mit einer sehr hohen Einspeisung aus Windenergie. Zusätzlich wurde bei den Betrachtungen gemäß Transmission Code 2007 immer der Ausfall eines großen Kraftwerksblocks sowie ein Common-Mode-Fehler im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Im Zuge der Novellierung des Atomgesetzes wurde beschlossen die im Atommoratorium abgeschalteten Kraftwerke endgültig stillzulegen. Gleichzeitig wurde der Bundesnetzagentur die Möglichkeit eingeräumt, bei dringendem Bedarf die Reservevorhaltung eines

der zum 1. September 2011 endgültig stillzulegenden Kernkraftwerke anzuordnen. Durch Ergreifen von umfangreichen Maßnahmen, wie die vertragliche Bindung von konventionellen Reservekraftwerken sowie dem Umbau des Turbosatzes des Kernkraftwerks Biblis A durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber in enger Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur, musste von der Möglichkeit zur Anordnung eines Reservekraftwerks durch die Bundesnetzagentur kein Gebrauch gemacht werden. Im Folgenden sollen kurz die identifizierten Probleme beim Netzbetrieb sowie deren Lösungen beschrieben werden.

2.1. Leitungsauslastung

Im vergangenen Jahr führten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber umfangreiche Lastflussberechnungen für potentiell kritische Situationen durch. Als besonders kritisch wurden folgende Szenarien identifiziert:

Es handelt sich um einen kalten Wintertag in den frühen Abendstunden, d. h. es herrscht eine hohe bis sehr hohe Last im Netz. Wegen Dunkelheit steht keine Einspeisung aus Photovoltaikanlagen zur Verfügung und es tritt der so genannte (n–1)-Fall ein, d. h. ein wesentliches Betriebsmittel im Übertragungsnetz steht nicht zur Verfügung. Gesondert zu betrachten sind folgende Fälle:

- a) Es herrscht so gut wie keine Windeinspeisung.
- b) Es herrscht sehr hohe Windeinspeisung.
- c) Es fällt unvorhergesehen das Kernkraftwerk Brokdorf als einer der größten Einspeiser im Norden aus.
- d) Es fällt unvorhergesehen das Kernkraftwerk Philippsburg 2 als einer der größten Einspeiser im Süden aus.

Der Ausfall eines wesentlichen Betriebsmittels kombiniert mit dem gleichzeitigen Ausfall eines großen Kraftwerks ist zwar selten, aber nicht so selten, dass er vernachlässigt werden dürfte. Eine solche Betrachtung entspricht sorgfältigem Vorgehen bei der Netzplanung.

Die im Vorfeld betrachteten Szenarien traten nicht so ein, wie sie in den Berechnungen angenommen wurden. Jedoch kam es im Winter 2011/12 durchaus zu kritischen Situationen, die denen in den Vorscheurechnungen sehr nahe kamen. Dazu gehörte unter anderem der Ausfall des Kernkraftwerks Gundremmingen C im Dezember 2011 bei gleichzeitig hoher Windeinspeisung. Dieses Ereignis machte den Abruf der Einspeisung aus

österreichischen Reservekraftwerken zur Leitungsentlastung notwendig. Weitere schwierige Ereignisse werden in Kapitel 6 dargestellt.

Außerdem war zu beobachten, dass sowohl die die Exporte nach Österreich als auch die Importe aus Dänemark und Schweden deutlich angestiegen (vgl. im Einzelnen Kapitel 3.1). Diese Entwicklung dürfte zu einer verstärkten Auslastung der Nord-Süd Trassen beitragen.

2.2. Spannungshaltung

Im Zuge des Atommoratoriums im vergangenen Jahr und den darauf folgenden Vorschauberechnungen identifizierten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber lokale Probleme bei der Spannungshaltung im Netz. Insbesondere die Rhein-Main-Neckar Region sowie Hamburg waren beim Eintritt von Kraftwerksausfällen in Verbindung mit Netzfehlern potentiell von Unterspannungen betroffen. In diesem Fall hätte die Gefahr spannungsabhängiger Lastabwürfe bestanden. Im Winter 2011/12 traten die Szenarien nicht ein, da die zur Spannungshaltung benötigten Kraftwerke und Betriebsmittel jederzeit verfügbar waren. Der Umstand, dass es im vergangenen Winter nicht zu Spannungsbandverletzungen kam bedeutet jedoch nicht, dass die potentielle Gefährdung nicht mehr vorliegt. Durch die Inbetriebnahme des rotierenden Phasenschiebers im Kernkraftwerk Biblis A im Februar 2012 sowie durch geplante Netzertüchtigungen zum Winter 2012/13 kann das Sicherheitsniveau jedoch weiter angehoben werden.

2.3. Reservekraftwerke

Um nach der Abschaltung der fünf Kernkraftwerke in Süddeutschland in 2011 und dem damit deutlich verringerten Redispatchpotential im Süden, den Übertragungsnetzbetreibern einen größeren Handlungsspielraum zum Redispatch zu eröffnen, hatte die Bundesnetzagentur im Sommer 2011 mehrere Kraftwerke in Kaltreserve identifiziert, die bei Bedarf aktiviert werden können. Dazu gehörten neben den deutschen Kraftwerken Mainz-Wiesbaden 2 (350 MW), Großkraftwerk Mannheim Block 3 (200 MW), Heizkraftwerk Freimann (160 MW) und Ensdorf Block 3 (286 MW) auch österreichische Kraftwerke der EVN (785 MW), der Verbund AG (150 MW) sowie der Wien Energie (140 MW). Von den vorgenannten Kraftwerken wurden Redispatch- bzw. Reservevorhaltungsverträge mit dem Großkraftwerk Mannheim Block 3 sowie den Kraftwerken der EVN und der Verbund AG geschlossen. Mit den Kraftwerken Mainz Wiesbaden wurde keine spezielle vertragliche Vereinbarung getroffen. Seitens des Kraftwerksbetreibers wurde der Einsatz auf Basis der gesetzlichen Regelungen aber zugesagt. Das Kraftwerk Ensdorf stand zum Ab-

schluss eines Redispatchvertrages nicht mehr bereit, da Block 3 des Kraftwerks vom Betreiber VSE an Saarstahl zur Stromversorgung für die Stahlproduktion verpachtete. Dies ist durchweg als positiv zu beurteilen, da mit diesem Einsatzzweck des Kraftwerks die Netzlast und der Transportbedarf gesenkt werden. Das Kraftwerk der Wien Energie wurde nicht kontrahiert. Insgesamt standen den Übertragungsnetzbetreibern somit im Winter 2011/12 1.645 MW Reservekapazität in Süddeutschland und in Österreich sowie das zusätzlich im Vergleich zur Situation am Tage der Abschaltung der acht Kernkraftwerke laufende Kraftwerk Ensdorf Block 3 mit 286 MW zur Verfügung.

2.4. Rotierender Phasenschieber Biblis A

Die im vergangenen Jahr durch die Übertragungsnetzbetreiber und die FGH Mannheim (Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.) angestellten Berechnungen zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz zeigten, dass es insbesondere in Starklastsituationen durch die Außerbetriebnahme von vier großen Blindleistungsquellen (Kernkraftwerke Biblis A und B, Philippsburg 1 und Neckarwestheim 1) im südwestdeutschen Übertragungsnetz zu Unterschreitungen des zulässigen Betriebsspannungsbanden kommen kann. Neben der vertraglichen Bindung von Reservekraftwerken zum Redispatch in der Region, wurde unter enger Einbindung der Bundesnetzagentur im Oktober 2011 ein Vertrag zwischen RWE und Amprion geschlossen, den Synchrongenerator im Kernkraftwerk Biblis A zum rotierenden Phasenschieber umzubauen.

Nach umfangreichen Berechnungen und Baumaßnahmen konnte der nun als Synchronmotor am Netz mitlaufende Generator als Phasenschieber zur Blindleistungsbereitstellung am 13. Februar 2012 in Betrieb genommen werden.

Der Phasenschieber ist in der Lage, in den Grenzen von + 900 MVar (übererregt) bis - 400 MVar (untererregt) Blindleistung am Netzknoten Bürstadt in das Übertragungsnetz einzuspeisen. Damit ist eine Erhöhung des Spannungsniveaus von bis zu 10 kV möglich, was zu einer erheblichen Verbesserung des Spannungsniveaus im Rhein-Main-Gebiet beiträgt. Zudem stellt der Phasenschieber bauartbedingt Trägheitsmoment, welches sich positiv auf die Frequenzhaltung auswirkt, sowie Kurzschlussstrom, der für die Funktionstüchtigkeit des Netzschutzes essentiell ist und bisher nur von Synchronmaschinen geliefert werden kann, zur Verfügung.

Seit seiner Inbetriebnahme am 13. Februar 2012 hat sich der Phasenschieber im operativen Betrieb bewährt und wird bei Starklast zur Anhebung und bei Schwachlast zur Absenkung der Netzspannung eingesetzt (siehe Abbildung 1).

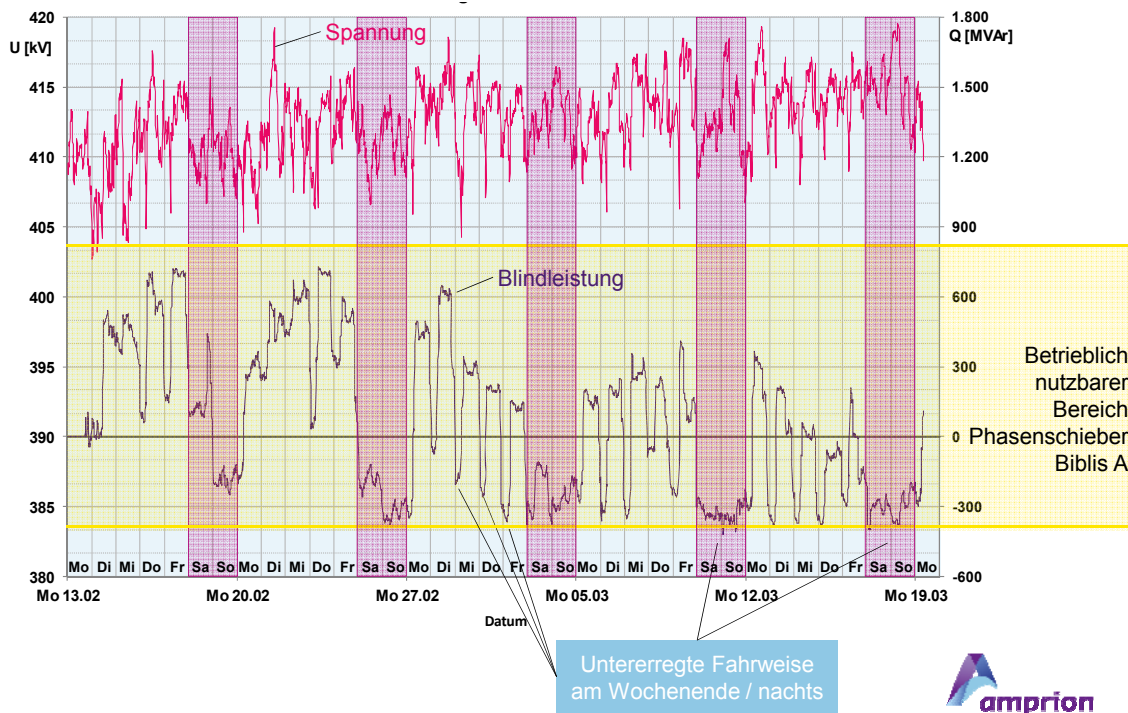


Abbildung 1: Fahrweise des Phasenschiebers in Biblis A zwischen dem 13. Februar und 19. März 2012. Die Abbildung zeigt die Spannung am Netzknoten Bürstadt sowie die Abgebene Blindleistung. Quelle: Amprion

Exemplarisch kann der 15. Februar 2012, 12:00 Uhr angeführt werden, an dem bei einer Blindleistungseinspeisung von +544 MVar die Spannung von 396,0 kV auf 403,1 kV angehoben wurde.

2.5. Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG in den Wintern 2010/11 und 2011/12

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz durch netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Soweit Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch Verteilernetzbetreiber gemäß § 14 Abs. 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 Redispatch und Countertrading: Redispatch ist die präventive oder kurative Anpassung der

Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen und Speichern durch die ÜNB mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen (strombedingter Redispatch) oder zur Spannungshaltung (spannungsbedingter Redispatch). Diese Maßnahme kann regelzonenintern und -übergreifend 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.

Winterhalbjahr 2010/2011 (Vorjahr)

Im Winterhalbjahr 2010/2011 sind insbesondere die nachfolgend in tabellarischer Form aufgeführten Netzelemente durch kritische Netzsituationen aufgefallen, bei denen Übertragungsnetzbetreiber Redispatch-Maßnahmen durchführen mussten, um das Netz (n-1)-sicher zu betreiben.

Betroffenes Netzelement	Anzahl Stunden	MWh
Remptendorf – Redwitz	805	100.150
Wolmirstedt – Helmstedt	183	8.925
Audorf – Hamburg	104	7.527
Vieselb./Eisen. –Mecklar	78	1.350
Lehrte – Mehrum	34	2.492

Tabelle 1: Redispatchmaßnahmen im Winterhalbjahr 2010/11 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Maßnahmenscharfe Datenerhebung der BNetzA bei den deutschen ÜNB

Wie auch in den Jahren zuvor, zeichnet sich insbesondere die Situation auf der Leitung Remptendorf (50Hertz) – Redwitz (TenneT) mit einem überdurchschnittlichen hohen Bedarf an Redispatch-Maßnahmen von 805 Stunden aus. An zweiter Stelle folgt dann mit 183 Stunden Wolmirstedt (50Hertz) – Helmstedt (TenneT).

Die übrigen im deutschen Übertragungsnetz notwendigen Redispatch-Maßnahmen (kleiner 30 Stunden je Leitung) umfassen einen Gesamtzeitraum von 240 Stunden und damit weniger als ein Drittel der Maßnahmen allein auf der Leitung Remptendorf – Redwitz.

Winterhalbjahr 2011/2012

Die Daten des Winterhalbjahres 2011/2012 zeigen, dass die Anzahl der kritischen Netzsituationen insgesamt sehr stark angestiegen ist und insgesamt auch mehr Netzelemente betroffen waren. Das für Redispatch-Maßnahmen herangezogene Volumen ist ebenfalls stark angestiegen.

Es ist deutlich geworden, dass die Leitungen Remptendorf – Redwitz sowie Wolmirstedt – Helmstedt auch im vergangenen Winter wieder starken Belastungen ausgesetzt gewesen sind. Die Anzahl der Stunden mit Redispatch-Maßnahmen ist aber nicht nur auf diesen Leitungen deutlich angestiegen, wie die nachfolgende Tabelle verdeutlicht.

Betroffenes Netzelement	Anzahl Stunden	MWh	Veränderung im Vergleich zum WH 2010/2011
			Stunden
Redwitz – Remptendorf	2.000	2.140.997	+ 148 %
Helmstedt-Wolmirstedt	326	24.021	+ 78 %
UW Kriegenbrunn	308	50.051	+ 30.800 %
Lehrte – Mehrum	212	17.877	+ 523 %
Vierraden-Krajnik	177	18.528	+ 17.700 %
UW Conneforde	102	25.935	+ 10.200 %
Röhrsdorf-Hradec	57	15.495	+ 5.700 %
Vieselb./Eisen.-Mecklar	50	2.470	- 35 %
Audorf - Hamburg	0	0	- 100 %

Tabelle 2: Redispatchmaßnahmen im Winterhalbjahr 2011/12 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz. Quelle: Maßnahmenscharfe Datenerhebung der BNetzA bei den deutschen ÜNB

Zudem sind noch weitere Redispatch-Maßnahmen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ergriffen worden (Anzahl der Stunden je Leitung kleiner 50), welche einen Gesamtzeitraum von immerhin noch knapp 500 Stunden umfassen.

Die nachfolgende Karte stellt die Leitungen bzw. Umspannwerke dar, aufgrund derer im Winterhalbjahr 2011/2012 Redispatch-Maßnahmen ergriffen werden mussten, und ordnet sie (anhand der Daten aus Tabelle 2) in Bezug auf die Schwere der kritischen Netzsituationen ein.



Abbildung 2: Grafische Darstellung der Netzelemente zu deren Entlastung die meisten Redispatchmaßnahmen im Winterhalbjahr 2011/12 durchgeführt werden mussten. Quelle: Maßnahmenscharfe Datenerhebung der BNetzA bei den deutschen ÜNB, Grafik: BNetzA¹

¹ Quelle der Karte von Deutschland: http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/0/0d/Germany_location_map.svg Urheber: NordNordWest. Bearbeitung: BNetzA. Lizenz: Creative Commons: Namensnennung-Weitergabe unter gleichen Bedingungen 3.0 Unported

Das Winterhalbjahr 2011/2012 hat gezeigt, dass insbesondere das Netz der 50Hertz starken Belastungen ausgesetzt war.

Auch wenn sich die kritischen Netzsituationen nach Anzahl und Umfang deutlich erhöht haben, so waren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der vorhandenen Instrumente jederzeit in der Lage, die Situation zu beherrschen.

Es wird davon ausgegangen, dass die Situation, insbesondere in den Übertragungsnetzen der TenneT und 50Hertz, weiterhin angespannt bleibt und für den kommenden Winter mit ähnlich vielen Eingriffen in die Fahrweise von Kraftwerken zu rechnen ist. Umso wichtiger ist die Notwendigkeit der raschen Fertigstellung des Leitungsbauprojekts Rempendorf – Redwitz sowie Hamburg – Schwerin. Mit der Fertigstellung würde sich die Situation deutlich entspannen und es würden deutlich weniger kritische Netzsituationen entstehen.

2.6. Einspeisereduzierungen mit Ursache im Übertragungsnetz durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 11 Abs. 1 EEG in den Wintern 2010/11 und 2011/12

Bedingt durch die hohe Einspeisung von Strom aus EEG-Anlagen wurden im Berichtszeitraum durch die Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO und 50Hertz aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (Notfall- bzw. Anpassungsmaßnahmen) oder nach § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 11 Abs. 1 EEG (Einspeisemanagement-Maßnahmen) angewiesen oder selbst durchgeführt (Tabelle 3). Die Anzahl der Maßnahmen lag dabei deutlich höher als im gleichen Zeitraum ein Jahr zuvor. Insbesondere die Bundesländer Brandenburg und Schleswig-Holstein waren mit einem Anteil von knapp 47 Prozent bzw. 36 Prozent von diesen Maßnahmen betroffen. Im Gegensatz zum Vorjahreszeitraum musste 50 Hertz im Winter 2011/12 auch in Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Sachsen die Reduzierung von Einspeisungen anweisen.

Bundesland/Gebiet	ÜNB	Okt 11	Nov 11	Dez 11	Jan 12	Feb 12	Mrz 12	Gesamt im Zeitraum Okt 2011 - März 2012	Gesamt im Zeitraum Okt 2010 - März 2011
Brandenburg	50Hertz	9	4	43	15	14	7	92	26
Mecklenburg- Vorpommern		-	4	2	-	5	3	14	-
Sachsen-Anhalt		-	-	-	1	-	1	2	-
Thüringen		-	-	3	-	2	1	6	-
Sachsen		-	-	1	-	-	-	1	-
Niedersachsen	TenneT TSO	-	1	5	4	2	-	12	4
Schleswig-Holstein		-	1	13	24	20	12	70	9
bundesweit	-	9	10	67	44	43	24	197	39

Tabelle 3: Anzahl der Einspeisereduzierungen mit Ursache im Übertragungsnetz durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 11 Abs. 1 EEG im Winterhalbjahr Okt. 2011 – März 2012 (Vergleich mit dem Winterhalbjahr Okt. 2010 – März 2011). Die Zuordnung zum Bundesland erfolgt nach Lage des die Maßnahme verursachten überlasteten Betriebsmittels.

In 184 der insgesamt 197 Fälle im Winter 2011/2012 lag die Ursache der Maßnahmen in den aufgrund von hohen Einspeisungen aus Windenergieanlagen verursachten massiven Rückspeisungen aus dem Verteilernetz ins Übertragungsnetz. Die dadurch verursachten Überlastungen von Betriebsmitteln des Übertragungsnetzbetreibers erforderten die Anweisung von netzgebietsübergreifenden Maßnahmen an den nachgelagerten Verteilernetzbetreiber nach § 14 Abs. 1c EnWG.

In fast allen Fällen in denen keine Weisung nach § 14 Abs. 1c EnWG an den nachgelagerten Verteilernetzbetreiber erfolgten (13 von 197 Fällen), musste der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz den an seiner Höchstspannungsebene angeschlossenen Windpark Bertikow in Brandenburg wegen (n-1)-Verletzungen der 220 kV-Leitung Vierraden – Krajnik abregeln.

Die Schwerpunkte der überlasteten Betriebsmittel, die zu Einspeisereduzierungen im Winterhalbjahr Okt. 2011 bis März 2012 geführt haben, konzentrieren sich in der Regelzone von TenneT ausschließlich auf die unmittelbare Küstenregion von Schleswig-Holstein und Niedersachsen (siehe Abbildung 3). In der Regelzone 50 Hertz sind die Schwerpunkte weiter verteilt zu finden.

Schwerpunkte im Netzgebiet 50Hertz:

UW Perleberg (Brandenburg)

UW Siedenbrünzow (Mecklenburg-Vorpommern)

UW Vierraden (Brandenburg)

UW Schönwalde (Brandenburg)

Schwerpunkte im Netzgebiet TenneT:

Region Dithmarschen (Schleswig-Holstein)

Region Nordfriesland (Schleswig-Holstein)

Region Flensburg (Schleswig-Holstein)

Region Oldenburg (Niedersachsen)



Abbildung 3: Regionale Verteilung von überlasteten Betriebsmitteln die zu Einspeisereduzierungen durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG oder § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 11 Abs 1 EEG im Winter 2011/2012 geführt haben.²

Die Gründe für die erhebliche Zunahme solcher Maßnahmen im Vergleich zum vorherigen Winterhalbjahr liegen, wie im Kapitel 3.2 dargestellt, im unverminderten Zubau von Windleistung und der Tatsache, dass das Windaufkommen im aktuellen Winterhalbjahr höher lag, als im gleichen Winterhalbjahr zuvor. Dies gilt insbesondere für den Monat Dezember 2011, hier wurden rund ein Drittel der Maßnahmen zur Einspeisereduzierung durchgeführt (siehe Abbildung 8 und Abbildung 9).

² Quelle der Karte von Deutschland:
http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/0/0d/Germany_location_map.svg Urheber: NordNordWest.
Bearbeitung: BNetzA. Lizenz: Creative Commons: Namensnennung-Weitergabe unter gleichen Bedingungen 3.0 Unported

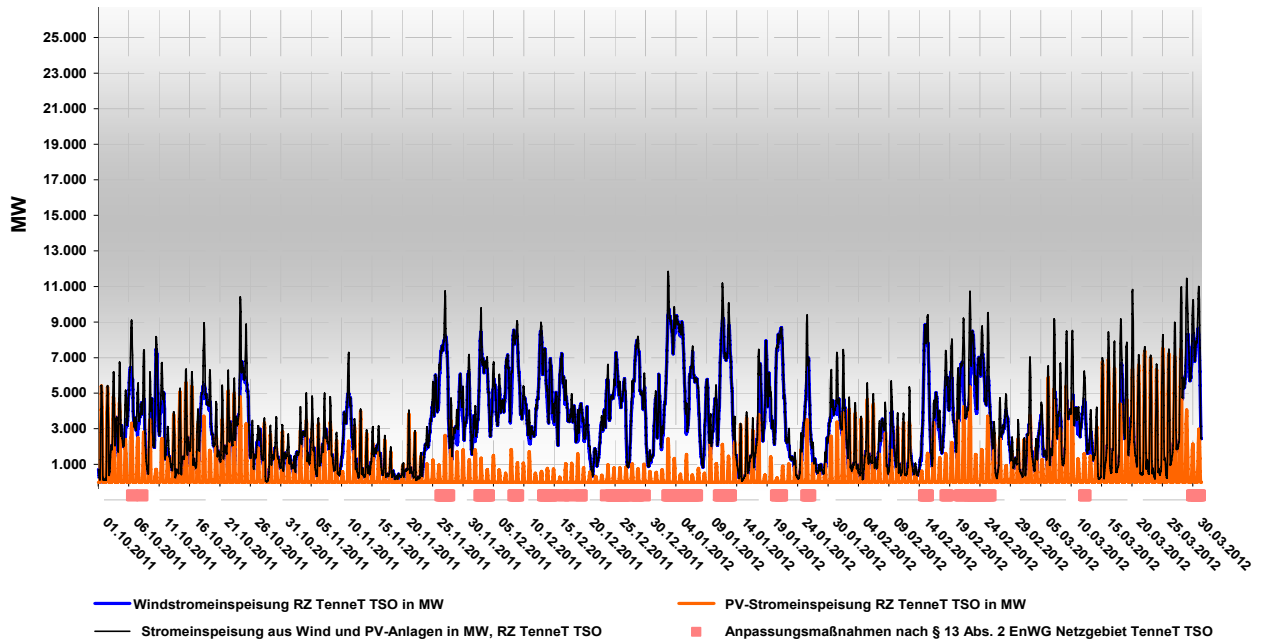


Abbildung 4: PV- und Windstromspeisung im Netzgebiet von TenneT TSO GmbH vom 01.10.2011 bis 31.03.2012 in MW (stündliche Einspeisemengen mit EEG-Vergütung und Marktprämie).

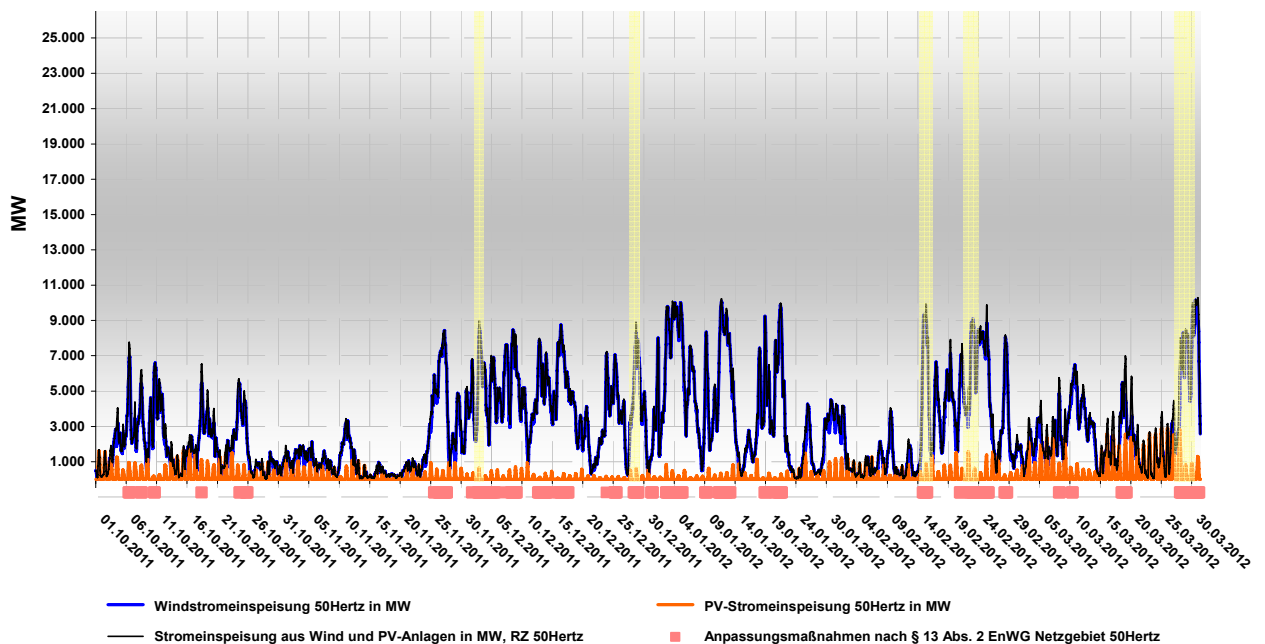


Abbildung 5: PV- und Windstromspeisung im Netzgebiet von 50Hertz Transmission GmbH vom 01.10.2011 bis 31.03.2012 in MW (stündliche Einspeisemengen mit EEG-Vergütung und Marktprämie). Die gelbe Markierung umfasst die Zeiträume, in denen zusätzlich zu den herkömmlichen netzstabilisierenden Maßnahmen zu Einspeisereduzierungen aufgerufen werden musste, um eine weiterreichende kritische Netzsituation abzuwenden.

Mit Ausnahme von fünf Ereignissen hatten die Ursachen für die Reduzierung von Stromeinspeisungen im letzten Winterhalbjahr einen starken lokalen Bezug und stellten keine Belastung für das Elektrizitätsversorgungssystem der Bundesrepublik dar. Im Dezember 2011 und in der zweiten Februarhälfte 2012 gab es Situationen in denen zusätzlich zu den herkömmlichen netzstabilisierenden Maßnahmen zu Einspeisereduzierung aufgerufen werden musste, um eine weiterreichende kritische Netzsituation abzuwenden (gelb markierte Zeiträume in der Abbildung 5). In den betroffenen Zeiträumen war ein hohes Windaufkommen, insbesondere in der Regelzone von 50Hertz zu verzeichnen, bei teilweise zeitgleicher geringer Last.

- 03. Dezember 2011: Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG zur Entlastung der Leitungen Röhrsdorf – Hradec.
Zur Vermeidung unzulässiger Überlastungen erfolgten in der Zeit von 15:45 Uhr bis 18:15 Anpassungen über 1.000 MW.
- 29. Dezember 2011: Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG zur Entlastung der Leitungen Remptendorf – Redwitz und der Leitung Vierraden – Krajnik.
Zur Vermeidung unzulässiger Überlastungen erfolgten Anpassungen in der Zeit von 12:30 Uhr bis 15:00 über 1.000 MW und in der Zeit von 15:00 Uhr bis 16:30 Uhr über 500 MW.
- 15. Februar 2012: Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 11 Abs. 1 EEG zur Entlastung der Leitungen Remptendorf-Redwitz und Bärwalde – Schmölln (siehe Kapitel 6.3).
- 22./23. Februar 2012: Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 11 Abs. 1 EEG zur Entlastung der Leitungen Remptendorf – Redwitz (siehe Kapitel 6.4)
- 28./29. Februar 2012: Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG zur Entlastung Leitungen Remptendorf – Redwitz, Eisenach – Mecklar und Vieselbach – Mecklar (siehe Kapitel 6.5)

2.7. Erhöhung von Stromeinspeisungen durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO hat am 13. Februar 2012 über eine Anpassungs- bzw. Notfallmaßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG zusätzliche Kraftwerksleistungen angefordert. Hintergrund war eine zu beobachtende Unterdeckung der Bilanzkreise, die zu einer Aufzehrung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgehaltenen Regelleis-

tung geführt hat. Das Defizit konnte auch nach Abruf aller Reservekraftwerke und aller Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht ausgeglichen werden.

Als Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG wurde der Einsatz der Kraftwerke Veltheim 4 mit bis zu 154 MW (13.02.2012 18:00 Uhr bis 14.02.2012 01:39 Uhr) und Gebersdorf 1 mit bis zu 99 MW (13.02.2012 18:30 Uhr bis 14.02.12 01:18 Uhr) seitens TenneT TSO angewiesen. Diese Kraftwerksblöcke dienten bis zur Inanspruchnahme durch TenneT TSO der Reserve von Bilanzkreisen gegen interne Kraftwerksausfälle.

Am 14. Februar 2012 um 01:39 Uhr wurde die Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG beendet.

3. Stromhandel

Der Stromhandel ist ein wichtiger Indikator für die Stellung Deutschlands als Erzeuger und Verbraucher im Europäischen Kontext.

3.1. Importe und Exporte im Winter 2011/12 im Vergleich zum Vorjahr

Sowohl die Exporte als auch die Importe waren im Winter 2011/12 etwas höher als im vorangegangenen Winter 2010/11. Dabei stiegen die Exporte um ca. 16 Prozent von 22,3 TWh auf 25,8 TWh (+ 3,5 TWh), die Importe erhöhten sich um ca. 31 Prozent von 11,4 TWh auf 15,0 TWh (+ 3,6 TWh). Die Nettoexporte veränderten sich daher nur marginal. Während im Winter 2010/11 netto ca. 10,95 TWh exportiert wurden, lag dieser Wert im Winter 2011/12 bei 10,87 TWh.

Die folgende Abbildung verdeutlicht, dass die Nettoexporte in beiden Wintern nicht nur eine in Summe vergleichbare Höhe hatten, sondern sich auch im Zeitverlauf in ähnlicher Weise entwickelten. Davon deutlich ausgenommen ist lediglich der Zeitraum ab dem 16. März, in dem im Winter 2010/11 eine besondere Marktsituation durch das gerade in Kraft getretene Atomkraftmoratorium herrschte.

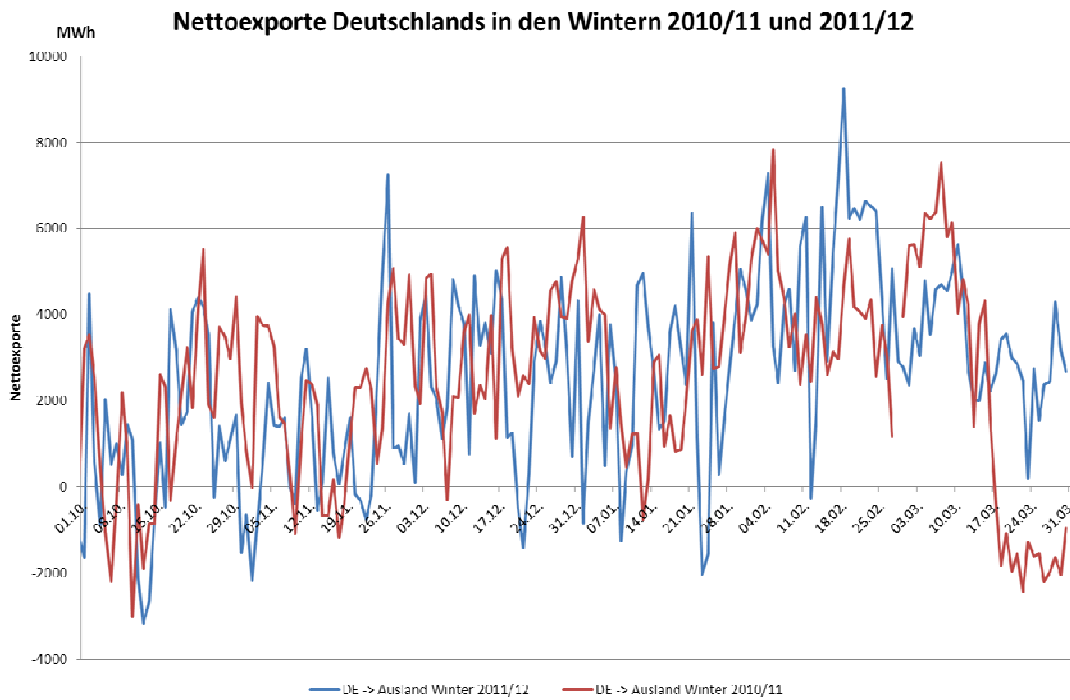


Abbildung 6: Vergleich der deutschen Nettostromexporte in den Wintern 2010/11 und 2011/12. Quelle: entso-e

Die Ziele deutscher Exporte bzw. Quellen deutscher Importe finden sich in der folgenden Tabelle 4.

Nettoexporte Deutschlands			
	Nettexport (TWh) Winter 2010/11	Nettoexport (TWh) Winter 2011/12	Veränderung (TWh)
DE - AT	1.68	11.97	10.29
DE - CH	4.09	3.32	-0.76
DE - CZ	-5.76	-4.67	1.09
DE - FR	4.94	4.01	-0.94
DE - NL	4.07	3.07	-1.00
DE - SE	1.04	-1.70	-2.73
DE - DK	1.57	-3.54	-5.11
DE - PL	-0.69	-1.59	-0.90
Gesamt	10.95	10.87	-0.07

Tabelle 4: Länderscharfer Vergleich der Nettoexporte Deutschlands in den Wintern 2010/11 und 2011/12, Quelle: entso-e

Auffällig sind dabei vor allem die stark angestiegenen Exporte nach Österreich, die sich um ca. 10,29 TWh erhöhten. Diese werden vor allem durch stark gestiegene Importe aus Dänemark und Schweden ausgeglichen, die um 7,84 TWh zunahmen. Bei allen anderen Ländern zeigt sich hingegen nur eine leichte Änderung der Export-Import Bilanz.

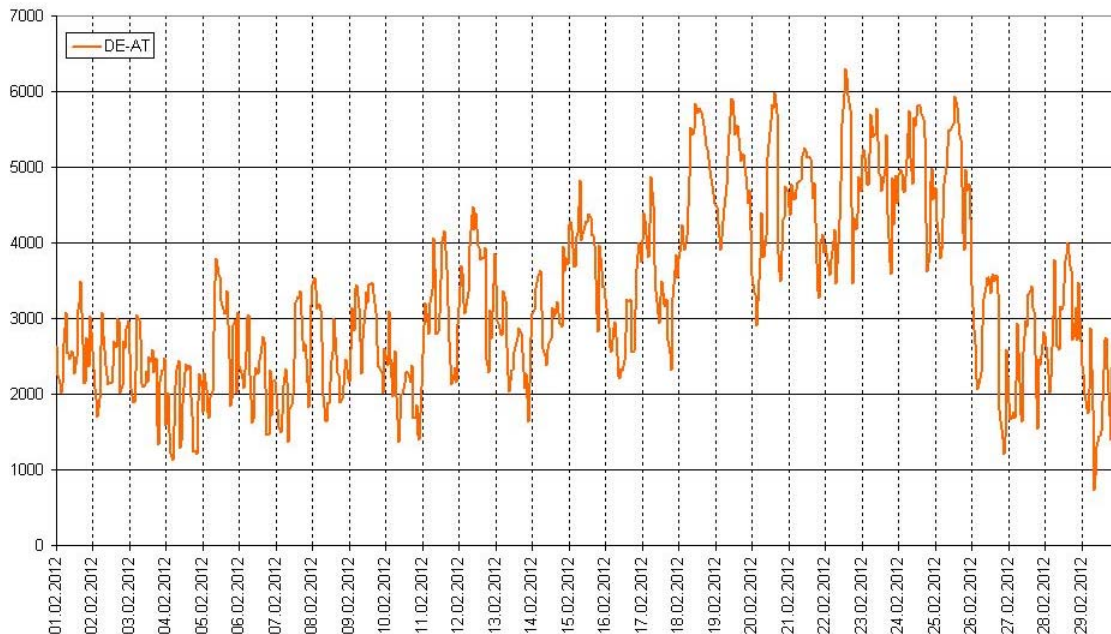


Abbildung 7: Stromaustausch (Handel) zwischen Deutschland und Österreich im Monat Februar 2012

Trotz des starken Anstiegs der Exporte nach Österreich liegen die Voraussetzungen für eine Engpassbewirtschaftung der deutsch-österreichischen Grenze nicht vor. Die thermische Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich liegt nach Angaben des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG bei über 10.000 MW³ und übersteigt somit die oben dargestellte Größenordnung der Handelsflüsse. Es liegt somit kein struktureller Engpass vor, wie ihn die maßgebliche VO (EG) Nr. 714/2009 zur Einführung einer Engpassbewirtschaftung aber voraussetzt. Unabhängig vom Fehlen der nötigen Voraussetzungen wäre die Einführung einer Engpassbewirtschaftung im deutsch-österreichischen Marktgebiet auch wegen der damit einhergehenden Implikationen für die Versorgungssicherheit sowie die erheblichen Umbrüche in der Marktstruktur, einschließlich möglicher negativer Effekte für Liquidität und Wettbewerb und der damit einhergehende Verunsicherung äußerst kritisch zu betrachten.

³ Offener Brief der APG vom 4. April 2012.

3.2. Erzeugung aus Photovoltaik und Wind im Winter 2011/12 im Vergleich zum Vorjahr

Das Winterhalbjahr vom Oktober 2011 bis März 2012 war zunächst durch ungewöhnlich milde Temperaturen bis in den Januar hinein und dann insbesondere im Februar durch eine extreme mehrwöchige Kältewelle gekennzeichnet.

In diesem Zeitraum erfolgte im Vergleich zum Vorjahr Oktober 2010 bis März 2011 eine höhere Stromerzeugung sowohl aus Photovoltaik als auch aus Wind. Hauptverantwortlich dafür ist der ungebrochen starke Zubau bei der Photovoltaik und dem stetigen Zuwachs bei der Windenergie. Im Jahr 2011 gingen in der Bundesrepublik ca. 7.500 MW Photovoltaik- und mehr als 1.800 MW Windleistung zusätzlich ans Netz.

Das häufig für netzkritische Netzsituationen verantwortliche Windaufkommen lag im aktuellen Winterhalbjahr ebenfalls höher als im Vergleichszeitraum. Die mehrwöchige Kältewelle einhergehend mit einer hohen Zahl an Sonnenstunden zu Beginn des Jahres 2012 führte zudem zu einer für diese Jahreszeit sehr hohen Einspeisung aus Photovoltaik.

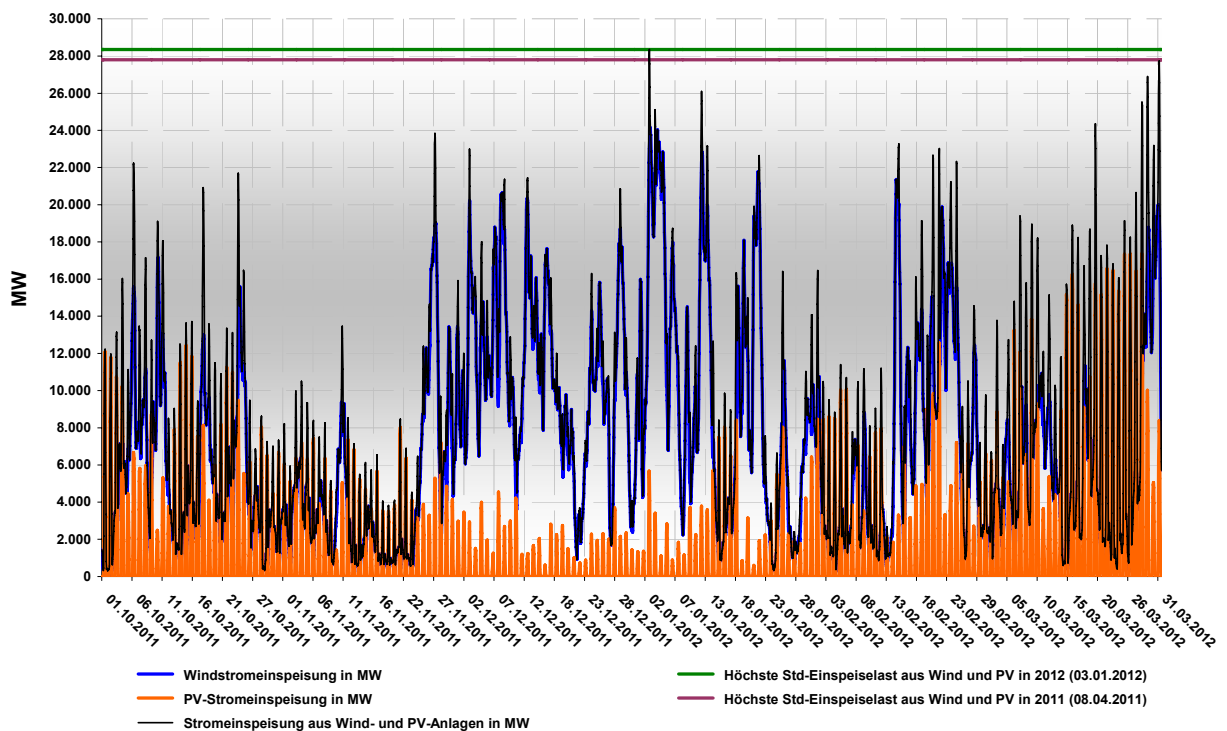


Abbildung 8: Photovoltaik- und Windstromerzeugung vom 01.10.2011 bis 31.03.2012 in MW. Quelle: EEG/KWK Transparenzplattform der ÜNB.

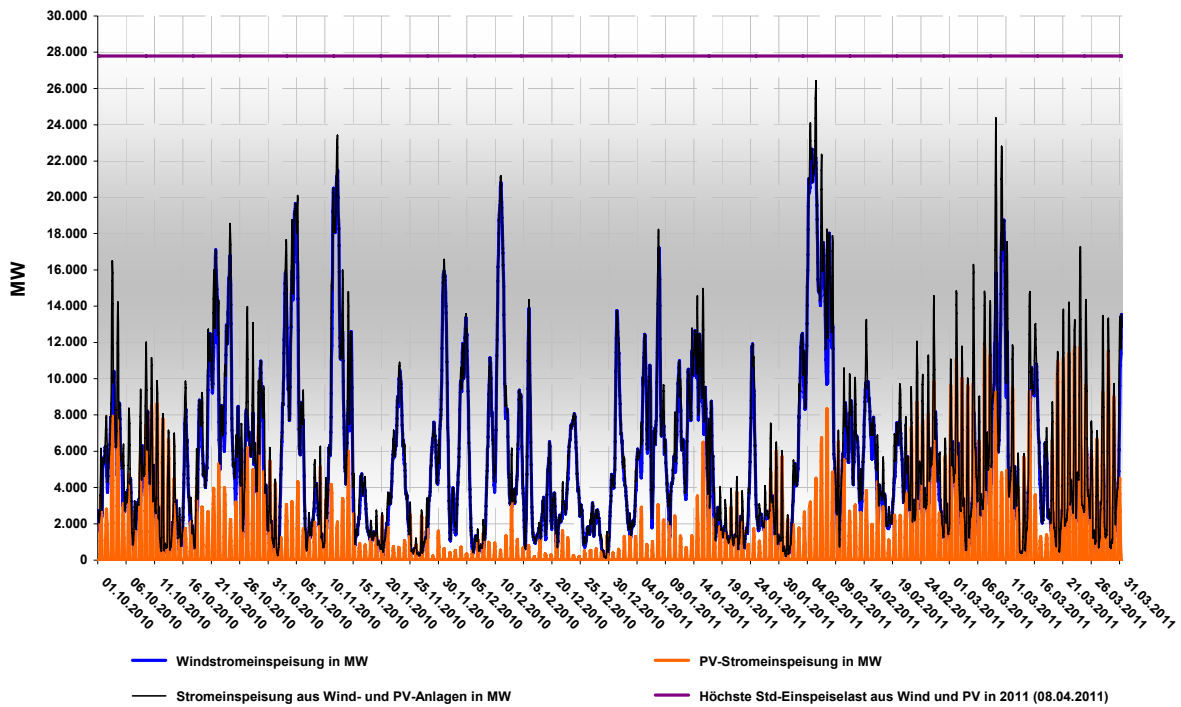


Abbildung 9: Photovoltaik- und Windstromeinspeisung vom 01.10.2010 bis 31.03.2011 in MW. Quelle: EEG/KWK Transparenzplattform der ÜNB.

Die Stunde mit der höchsten Einspeiselast aus Wind und Photovoltaik in diesem Winterhalbjahr wurde zu Beginn des Jahres am 03. Januar 2012 mit 28.350 MW registriert. Dieser Wert wurde Ende März 2012 an zwei Tagen stundenweise annähernd noch einmal erreicht. Weder im Vergleichszeitraum Oktober 2010 bis März 2011 (Stunde mit der höchsten Einspeiselast am 05. Februar 2011 mit 26.425 MW) noch über das Jahr 2011 insgesamt betrachtet (Stunde mit der höchsten Einspeiselast aus Wind und PV in 2011 am 08. April 2011 mit 27.798 MW) wurde dieser Wert erreicht.

3.3. Entwicklung des Großhandelspreises auf dem Day-Ahead Spotmarkt mit Vergleich mit dem Vorjahr

Der durchschnittliche Preis am Day-Ahead Spotmarkt der EEX lag im Winter 2011/12 unter dem des Winters 2010/11. Während im Winter 2010/11 noch durchschnittlich 51,67 Euro für eine Megawattstunde Strom bezahlt wurden, sank der Preis im darauffolgenden Winter 2011/12 um 4,15 Euro/MWh auf durchschnittlich 47,52 Euro/MWh.

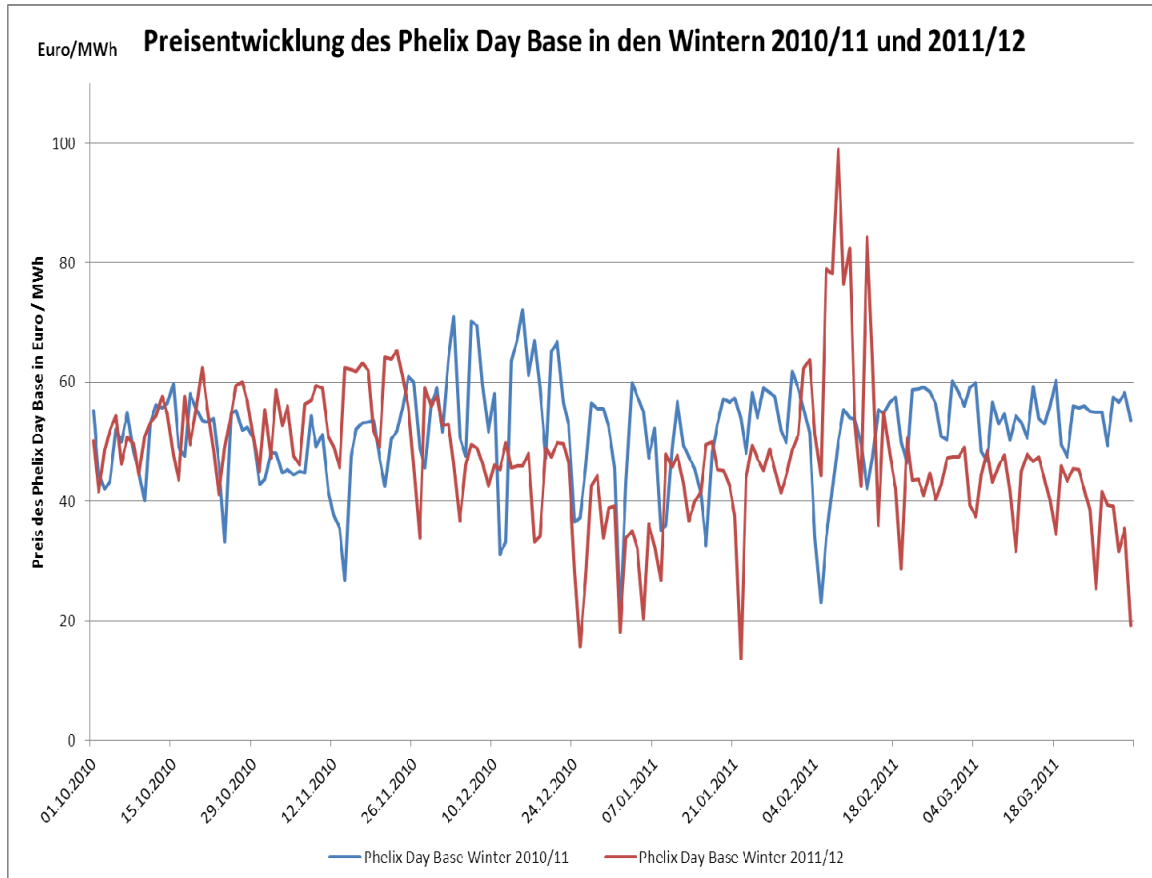


Abbildung 10: Preisentwicklung des Phelix Day Base in den Wintern 2010/11 und 2011/12.
Quelle: EEX

Insbesondere ab Anfang Dezember lag der Preis im Winter 2011/12 fast durchgehend unter dem des Winters 2010/11. Eine Ausnahme davon findet sich im Februar 2012, in dem sehr kalte Temperaturen und eine aus dem Gasengpass im Süden Deutschlands resultierende Erzeugungsverknappung die Spotpreise deutlich ansteigen ließen.

Mögliche Gründe für die geringeren Preise im Winter 2011/12 könnten in der gestiegenen Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen sowie Windkraftwerken liegen, die sich dämpfend im Preis niederschlägt. Verglichen mit dem Winter 2010/11 erhöhte sich die gesamte Wind- und Photovoltaik-Einspeisung im Winter 2011/12 um 38 Prozent (10,2 TWh) auf 36,7 TWh.

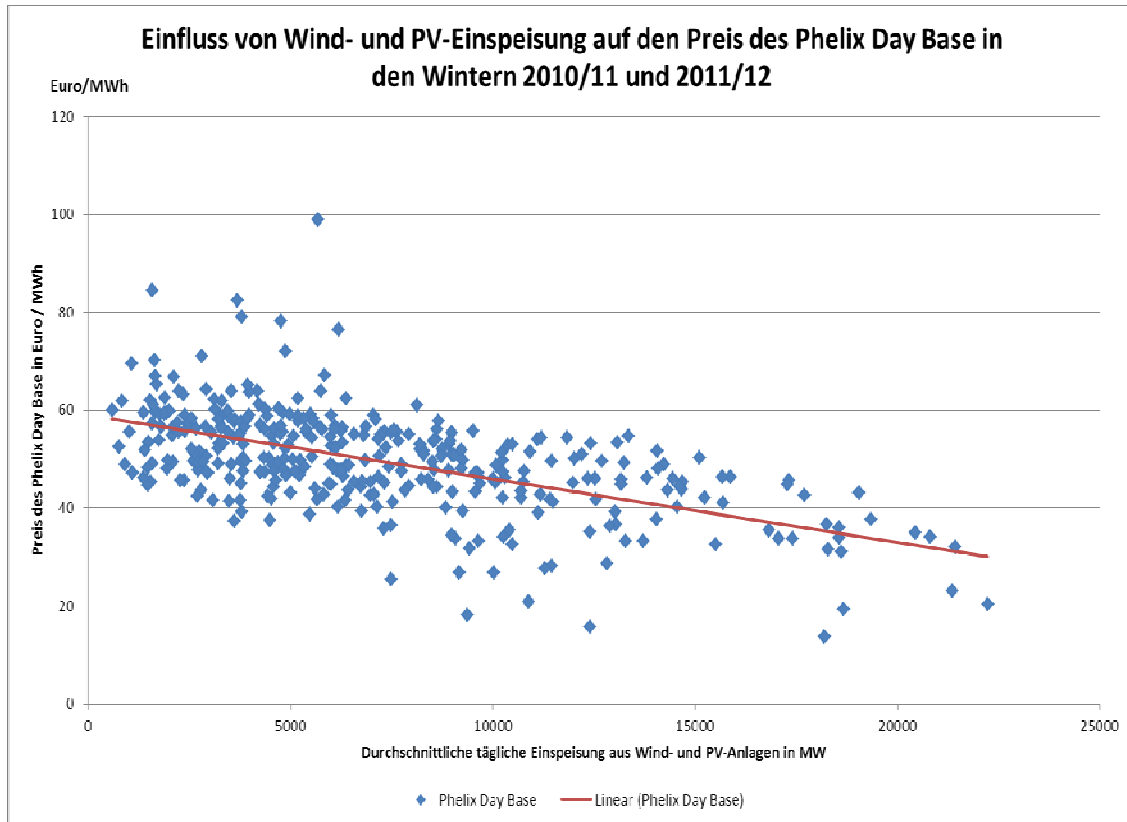


Abbildung 11: Einfluss von Wind- und Photovoltaik-Einspeisung auf den Preis des Phelix Day Base in den Wintern 2010/11 und 2011/12 Quellen: EEX, EEG/KWK Transparenzplattform der ÜNB

Die durchschnittliche Wind- und PV-Einspeisung im Winter 2011/12 lag mit 8.354 MW um 2.284 MW höher als die im Winter 2010/11 (durchschnittlich 6070 MW).

Ein weiterer möglicher Grund für die gesunkenen Preise ist die milde Witterung und die damit einhergehende niedrigere Stromnachfrage. Im Winter 2011/12 betrug die Durchschnittstemperatur in Deutschland ca. 3,27 °C und lag damit 0,58 °C über der des vorangegangenen Winters. Die von ENTSO-E veröffentlichten Stromverbrauchszahlen für Deutschland, die allerdings erst bis Januar 2012 vorliegen, weisen für die Monate Oktober 2011 bis Januar 2012 einen Stromverbrauch von 189,4 TWh aus. In den gleichen Monaten im Winter 2010/11 betrug der Verbrauch dagegen 192,8 TWh.

Zusätzlich zu den hier betrachteten Faktoren ist der Strompreis allerdings vielen weiteren Faktoren ausgesetzt. Hier ist insbesondere das Atommoratorium zu nennen, durch welches eine beträchtliche Menge an grundlastfähiger Erzeugungskapazität vom Markt genommen wurde. Auch Brennstoffpreise und die konjunkturelle Gesamtsituation haben

einen potentiell signifikanten Einfluss auf die Großhandelsstrompreise, welcher allerdings nur schwer aufzuschlüsseln ist.

Nicht zuletzt ist der Preis im deutschen Marktgebiet zu einem gewissen Anteil auch von den Preisen in den verbundenen europäischen Marktgebieten abhängig. Daher können auch Gründe, die nicht im deutschen Markt selber liegen, einen Einfluss auf den Großhandelsstrompreis an der EEX haben.

4. Leistungsbilanz

Die deutsche Leistungsbilanz lässt Schlussfolgerungen über die Möglichkeit einer autarken Stromversorgung zu. Angesichts der starken Europäischen Vernetzung und der Funktionsweisen des Binnenmarktes ist sie daher kein absolut valider Indikator über die Versorgungssicherheit. Da die erforderlichen Daten nur teilweise vorliegen, können die Ausführungen zur Leistungsbilanz nur eine indikative Näherung leisten.

4.1. Kraftwerksliste

Die im Juni 2011 von der Bundesnetzagentur durchgeführte erstmalige umfangreiche Erhebung der Bestandskraftwerke umfasste Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung⁴ von mindestens 20 MW, die an Übertragungs- oder Verteilernetze in Deutschland angeschlossen sind.

Die Liste der Bestandskraftwerke wird seither fortgeschrieben und ergänzt. Durch Einarbeitung von EEG Anlagen ab 10 MW, insbesondere Windenergie (Onshore-Anlagen), sind zwischenzeitlich ca. 400 Kraftwerksblöcke in der Kraftwerksliste gegenüber der erstmaligen Erhebung ergänzt worden. Die Liste der Bestandskraftwerke (Stand 25. April 2012) umfasst derzeit 1.078 Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von ca. 110,7 GW. Hiervon sind aktuell 1.062 Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von ca. 108,1 GW in Betrieb.

⁴ Netto-Leistung ist die an das Versorgungssystem (Übertragungs- und/oder Verteilernetz, Letztverbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit; Engpass-Leistung ist die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist.

Elektrische Netto-Engpassleistung in MW (Bundesweit, alle Netz- und Umspannebenen ≥ 10 MW) Stand 25.04.2012				
Energieträger	gemeldete Kaltreserve	Sonderfall ⁵	noch nicht in Betrieb	in Betrieb
Abfall				460
Biomasse				998
Braunkohle	383			16.831
Deponiegas				10
Erdgas	940	144	98	19.757
Grubengas				82
Kernenergie				12.068
Laufwasser				1.894
Mehrere Energieträger	3			10.272
Mineralölprodukte	20			3.103
Pumpspeicher		276		8.876
Solare Strahlungsenergie				464
Sonstige				1.348
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)				1.343
Steinkohle	755			21.514
Windenergie (Offshore-Anlage)				188
Windenergie (Onshore-Anlage)				8.863
Gesamtergebnis	2.101	420	98	108.071

Tabelle 5: Ergebnis Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweite Darstellung; alle Netz- und Umspannebenen; Netto-Engpassleistung ≥ 10 MW; Stand 25.04.2012)

⁵ Erdgas: Block ist bis zu seiner endgültigen Stilllegung 2014 nur noch wenige Stunden betreibbar; Pumpspeicher: derzeit Probetrieb nach schadensbedingter Reparatur

Von den bundesweit 108,1 GW Kraftwerkskapazitäten, die sich derzeit in Betrieb befinden, liegen 34,9 GW südlich von Frankfurt am Main.

Elektrische Netto-Engpassleistung in MW (Frankfurt (Main) und südlicher , alle Netz- und Umspannebenen ≥ 10 MW) Stand 25.04.2012				
Energieträger	gemeldete Kaltreserve	Sonderfall	noch nicht in Betrieb	in Betrieb
Abfall				22
Biomasse				310
Braunkohle				0
Deponiegas				0
Erdgas	510		98	7.003
Grubengas				42
Kernenergie				7.969
Laufwasser				1.884
Mehrere Energieträger	3			1.327
Mineralölprodukte				1.634
Pumpspeicher		276		5.020
Solare Strahlungsenergie				149
Sonstige				0
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)				1.323
Steinkohle	203			7.701
Windenergie (Offshore-Anlage)				0
Windenergie (Onshore-Anlage)				525
Gesamtergebnis	716	276	98	34.909

Tabelle 6: Ergebnis Kraftwerkliste Bundesnetzagentur (Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher; alle Netz- und Umspannebenen; Netto-Engpassleistung ≥ 10 MW; Stand 25.04.2012)

Die bundesweite Kaltreserve summiert sich derzeit auf 2.101 MW, hiervon liegen 716 MW in Süddeutschland. Hierzu zählen das Kraftwerk Mainz-Wiesbaden 2 (350 MW), das Großkraftwerk Mannheim Block 3 (203 MW) sowie das Heizkraftwerk Freimann (160 MW). Das Kraftwerke Ens Dorf Block 3 (286 MW) wurde der Kategorie „in Betrieb“ zuge-

ordnet. Die österreichischen Reservekraftwerke sind in der obigen Liste nicht enthalten, da nur Kraftwerke berücksichtigt worden sind, die direkt mit dem deutschen Netz verbunden sind.

4.2. Erwarteter Zubau und Außerbetriebnahmen von dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2014

Bei dem prognostizierten Zubau von Kraftwerksleistung wurden nur die bereits im Bau befindlichen Kraftwerke berücksichtigt, die dargebotsunabhängig sind. Aufgrund ihrer volatilen Einspeisung sind erneuerbare Energieträger in dem Vergleich nicht aufgeführt. Die im Folgenden dargestellten Daten für die bundesweite Entwicklung sowie die Analyse für Süddeutschland basieren auf der Monitoringerhebung 2011 der Bundesnetzagentur und wurden durch zwischenzeitliche Unternehmensabfragen aktualisiert.

Darüber hinaus sind bei der Bundesnetzagentur weitere erste Informationen zu anstehenden zusätzlichen Außerbetriebnahmen bis 2014 in Höhe von 2.641 MW eingegangen. Hiervon handelt es sich bei rund 2.600 MW um ältere thermische Kraftwerke in Süddeutschland auf Basis der Energieträger Erdgas, Steinkohle und Mineralölprodukte. Diese Kraftwerke gehen über die im Monitoring 2011 der Bundesnetzagentur gemeldeten Außerbetriebnahmen hinaus. Die anstehenden zusätzlichen Außerbetriebnahmen lassen sich überwiegend auf fehlende Wirtschaftlichkeit der Anlagen sowie emissionschutzrechtliche Restriktionen zurückführen. Diese Außerbetriebnahmen sind derzeit noch nicht realisiert, sondern angekündigt.

4.2.1. Voraussichtliche bundesweite Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten

Zusammen mit den bereits der Bundesnetzagentur aus dem Monitoring 2011 vorliegenden Informationen ergibt sich damit derzeit folgendes Gesamtbild zur bundesweiten Entwicklung dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten im Zeitraum 2012 – 2014.

Netto-Engpassleistung in MW	Zubau	Außerbetriebnahme	Summe	Zubau	Außerbetriebnahme	Summe	Zubau	Außerbetriebnahme	Summe
Energieträger	2012			2013			2014		
Abfall	7	0		26	0		0	0	
Braunkohle	2.740	-1.960		0	-60		0	0	
Erdgas	509	-160		875	-1.037		0	-383	
Laufwasser	10	0		0	0		0	0	
Mehrere Energieträger	0	-110		126	-50		11	0	
Mineralölprodukte	0	0		0	0		0	-772	
Pumpspeicher	0	-40		195	0		0	0	
Steinkohle	0	-1.110		5.665	-520		2.365	0	
Saldo			-114			5.220			1.221
Summe	3.266	-3.380		6.887	-1.667		2.376	-1.155	

Tabelle 7: Voraussichtliche bundesweite Entwicklung dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten 2012-2014

Gemäß bisheriger Auswertungen der Bundesnetzagentur, die im Bericht der Bundesnetzagentur vom 31. August 2011 veröffentlicht sind, wurde für 2012 noch ein bundesweiter Zuwachs dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten von 939 MW erwartet. Jedoch ist nach den aktuellen Einschätzungen für 2012 eine bundesweite Reduzierung der Erzeugungskapazitäten um 114 MW zu erwarten, was einer Korrektur der ursprünglichen Zuwachsprognose um minus 1.053 MW entspricht.

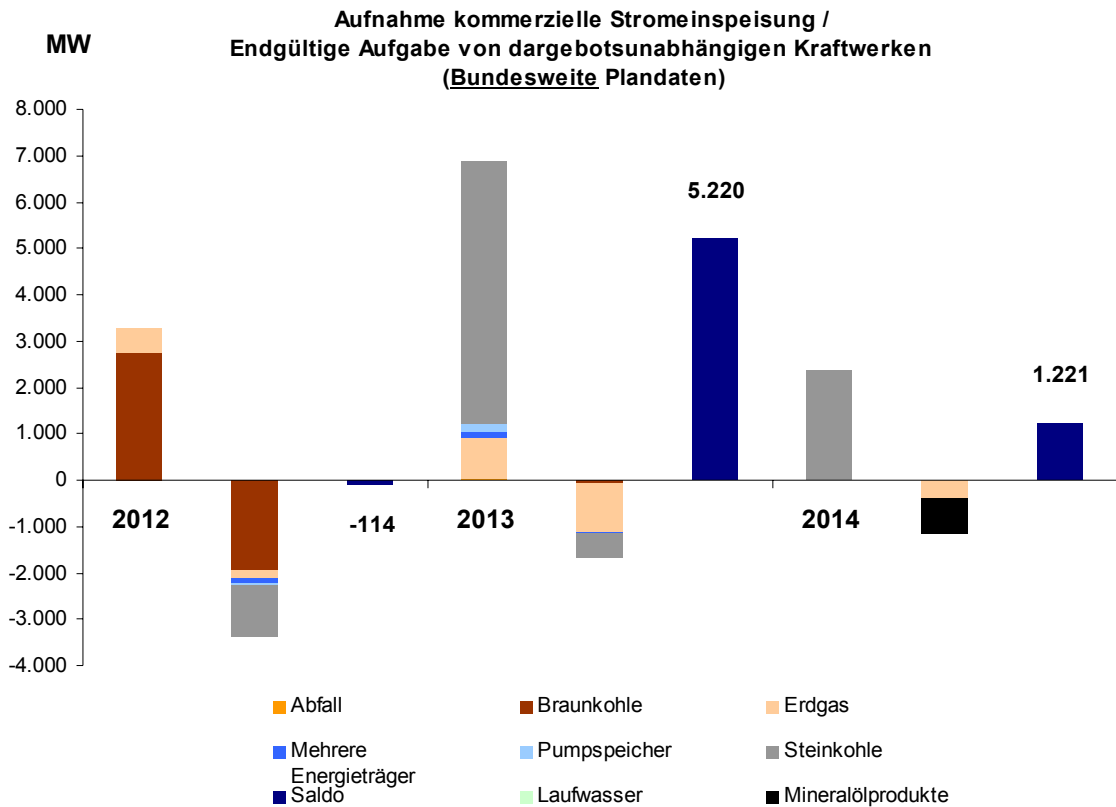


Abbildung 12: Voraussichtliche bundesweite Entwicklung dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten 2012-2014

4.2.2. Voraussichtliche Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland

Die voraussichtliche Entwicklung von dargebotsunabhängigen Kraftwerken in Süddeutschland ist von besonderer Bedeutung für die Systemstabilität in den Übertragungsnetzen. Auf Basis der Unternehmensmeldungen zum Monitoring 2011 und der zusätzlich erwarteten Außerbetriebnahmen ergibt sich jedoch eine weitere Abnahme dargebotsunabhängiger Kraftwerke in Süddeutschland, die sich negativ auf die Versorgungssicherheit auswirkt.

Gemäß des Berichtes der Bundesnetzagentur vom 31. August 2011 hatte sich für den Zeitraum 2012 bis 2014 eine Zuwachsprognose von 1.281 MW als Saldo von Zubau und Rückbau für Süddeutschland ergeben, die sich wie folgt auf die einzelnen Jahre verteilte:

- 2012: - 32 MW
- 2013: + 874 MW
- 2014: + 439 MW

Nach den aktuellen Einschätzungen ist jedoch für den Zeitraum 2012 bis 2014 eine gesamte Reduzierung um 791 MW als Saldo von Zu- und Rückbau in Süddeutschland zu erwarten. Bereits im Jahr 2012 kann nach derzeitigem Kenntnisstand der Bundesnetzagentur in Süddeutschland von einer Reduzierung in Höhe von 513 MW im Saldo ausgegangen werden. 2013 sollte die Kraftwerkssituation nach den derzeitigen Ankündigungen in Süddeutschland vermutlich fast unverändert bleiben (plus 32 MW im Saldo), bevor für das Jahr 2014 eine weitere Reduzierung von 310 MW im Saldo erwartet wird. Die Steigerung bei den zu erwartenden Außerbetriebnahmen gegenüber bisherigen Prognosen der Bundesnetzagentur beruhen auf aktuell bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Informationen, dass einige ältere thermische Kraftwerke in Süddeutschland aus immissionsschutzrechtlichen bzw. wirtschaftlichen Gründen nicht weiter betrieben werden können bzw. sollen.

Netto-Engpassleistung in MW	Zubau	Rückbau	Saldo	Zubau	Rückbau	Saldo	Zubau	Rückbau	Saldo
Energieträger	2012			2013			2014		
Abfall	7	0		0	0		0	0	
Braunkohle	0	0		0	0		0	0	
Erdgas	190	-160		0	-1.037		0	-383	
Laufwasser	0	0		0	0		0	0	
Mehrere Energieträger	0	0		0	0		0	0	
Mineralölprodukte	0	0		0	0		0	-772	
Pumpspeicher	0	0		195	0		0	0	
Steinkohle	0	-550		874	0		845	0	
Saldo			-513			32			-310
Summe	197	-710		1.069	-1.037		845	-1.155	

Tabelle 8: Voraussichtliche Entwicklung dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten 2012-2014 Frankfurt (Main) und südlicher

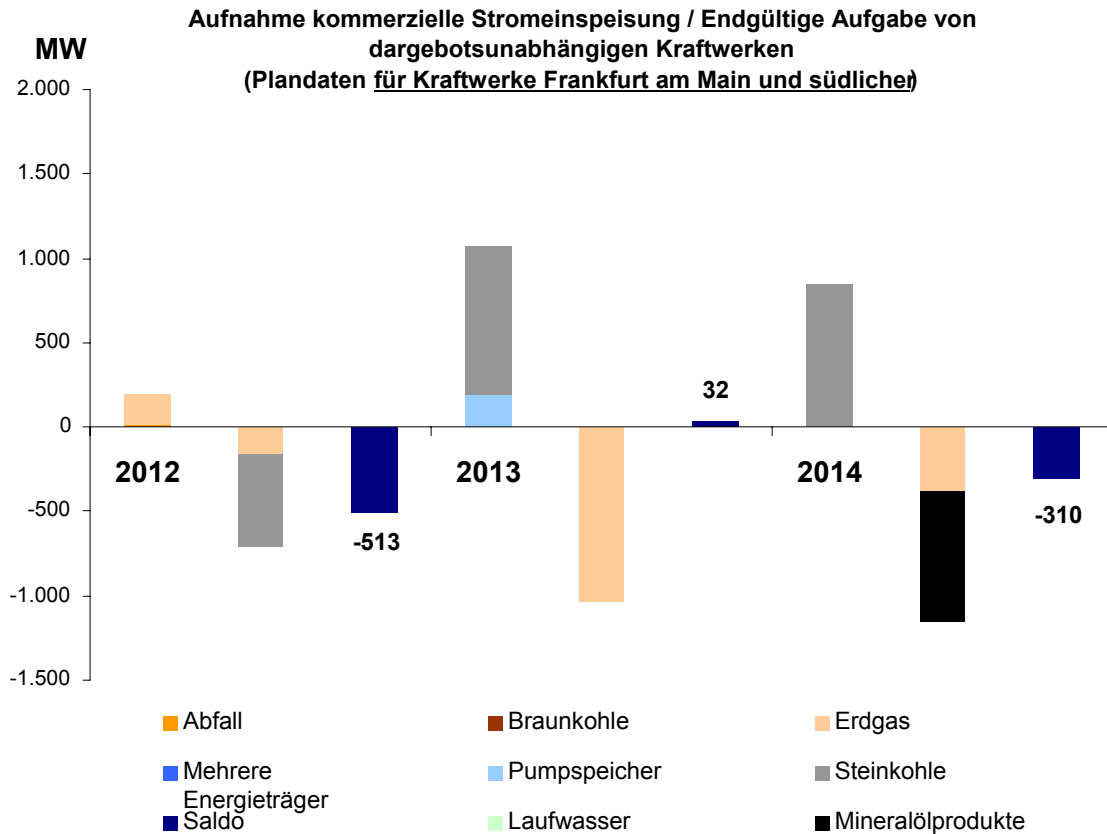


Abbildung 13: Voraussichtliche Entwicklung dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten 2012-2014 Frankfurt (Main) und südlicher

Es ist darüber hinaus davon auszugehen, dass noch weitere Erzeugungseinheiten aus den unterschiedlichsten Gründen vom Netz genommen werden. Zukünftig wird die Bundesnetzagentur monatlich die aktuellen Kraftwerksinformationen mit Bestand, Zubau und Rückbau auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Bei der aktuellen Monitoringabfrage 2012 werden jetzt auch Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 10 MW erfasst. Erste Ergebnisse der Monitoringabfrage 2012 liegen voraussichtlich zur Jahresmitte belastbar vor.

4.3. Last

Die vertikale Netzlast ist die Summe aller Leistungsflüsse aus dem Übertragungsnetz in unterlagerte Netze oder an direkt an die Höchstspannungsebene angeschlossene Verbraucher. Sie muss durch in die Höchstspannungsebene einspeisende Erzeugungseinheiten oder durch Import aus dem Ausland gedeckt werden. Folglich muss die vertikale

Netzlast vom Höchstspannungsnetz transportiert werden, um Verbrauch und Erzeugung zusammen zu führen. Damit definiert die vertikale Netzlast die Belastungen des Höchstspannungsnetzes. Diese Belastungen sind ausschlaggebend für die Bemessung und Auslegung des Netzes. Im Folgenden wird daher die maximale vertikale Netzlast zur Beurteilung der Lastsituationen im Winter herangezogen.

Im Zeitraum vom 01. Oktober 2011 bis 31. März 2012 betrug die maximale gleichzeitige Vertikallast aller vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 54.546 MW. Diese Last trat am 16. November 2011 um 17:45 Uhr auf. Die zeitungleiche Maximallast lag mit 56.283 MW nur geringfügig über der gleichzeitigen Maximallast. Laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sind derzeit konventionelle Kraftwerkskapazitäten von insgesamt ca. 77 GW am deutschen Höchstspannungsnetz angeschlossen. Bei Vernachlässigung von Im- und Exporten und Annahme konstanter Verhältnisse auf den unterlagerten Ebenen wären demnach etwa 71 Prozent aller konventionellen Kraftwerke zur Deckung der vertikalen Höchstlast des Übertragungsnetzes notwendig.

In Abbildung 14 ist die vertikale Netzlast im Übertragungsnetz von 50Hertz dargestellt. Es ist zu erkennen, dass in ca. 1000 Viertelstunden im Jahr (ca. 3 Prozent der Zeit) negative Netzlasten auftreten. Dies bedeutet, dass unterlagerte Netze in das Übertragungsnetz einspeisen, sich also die Lastflussrichtung umkehrt. Ein Grund hierfür ist u.a. die gestiegene Einspeisung erneuerbarer Energien in unterlagerten Netzen und deren damit verbundener Rückspeisung ins Höchstspannungsnetz.

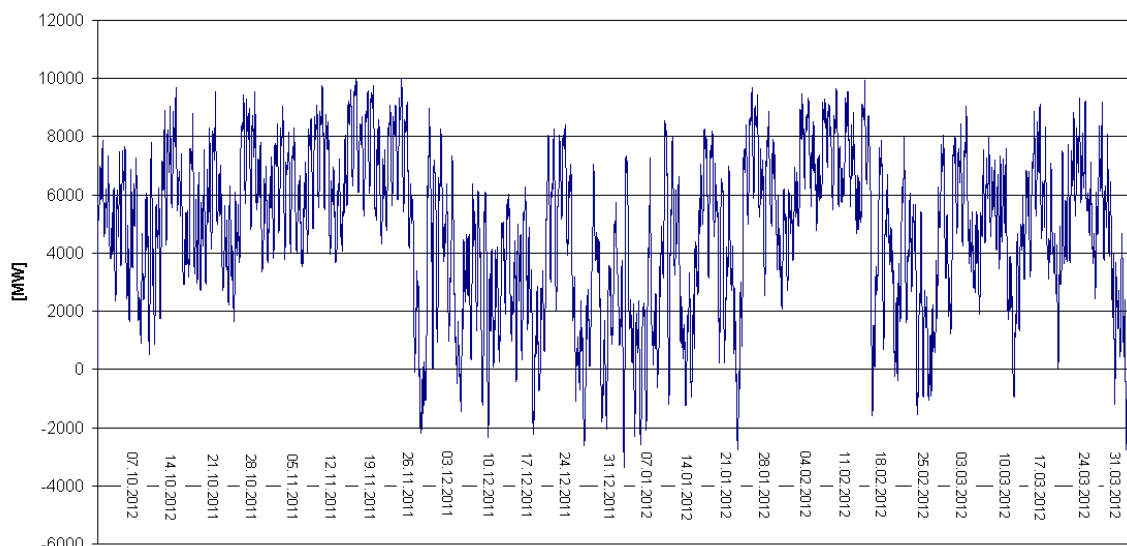


Abbildung 14: Vertikale Netzlast in MW im Netz der 50Hertz in einem Zeitraum 01.10.2011-31.03.2012. Negative Werte stellen eine Rückspeisung aus unterlagerten Netzen in das Übertragungsnetz dar. Quelle: 50Hertz.

4.4. Kraftwerkseinsatz im Februar 2012

Es stellt sich die Frage, ob die gesicherte Erzeugungsleistung in Deutschland in der bestehenden Netzstruktur in den entsprechenden Markt-, Netz- und Wettersituationen ausreichend ist. So wies der deutsche Regelblock am 13. Februar 2012 insbesondere am Nachmittag erhebliche Unterdeckungen von in der Spitze 6.159 MW auf. Diese waren durch die von den vier Übertragungsnetzbetreibern kontrahierten Regelenergie reserven in Höhe von 3.824 MW nur zum Teil auszugleichen.

Die Übertragungsnetzbetreiber mussten daher zusätzliche Maßnahmen wie die Anweisung zur Einspeisung aus Reservekraftwerken in Deutschland (200 MW inkl. Notreserve) und Österreich (785 MW) sowie weitere Notmaßnahmen mit Übertragungsnetzbetreibern im angrenzenden Ausland ergreifen (1.350 MW). Mit den Betreibern dieser Reservekraftwerke konnten die Übertragungsnetzbetreiber im Spätsommer 2011 für den Winter 2011/2012 Vereinbarungen zur Gewährleistung eines Reservebetriebes abschließen. Diese waren nach der dauerhaften Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke notwendig geworden, um auch in außergewöhnlichen Situationen noch Reserven zur Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs im Raum Süddeutschland/Österreich zur Verfügung zu haben. Bei den Kraftwerken handelte es sich um vorübergehend stillgelegte Kraftwerke in „Kaltreserve“, die aus wirtschaftlichen Erwägungen nicht marktgeführt zum Einsatz gekommen wären. Sie wären schlicht zu teuer gewesen.

Da ein Einsatz der Reservekraftwerke, insbesondere derjenigen in Österreich, aufgrund technischer Restriktionen nur mit einem großen zeitlichen Vorlauf und zu vergleichsweise hohen Kosten möglich ist, ist eine entsprechende Anfahranweisung durch die Übertragungsnetzbetreiber nur bei hinreichender sicherer Notwendigkeit sinnvoll. Durch den zeitlichen Vorlauf ist eine punktgenaue Steuerung des Erzeugungsbedarfs nicht möglich. Weil die Übertragungsnetzbetreiber die im Bedarfsfalle in den Reservekraftwerken erzeugte, aber nicht für Redispatch- oder Spannungshaltungszwecke benötigte Energie vermarkten müssen, kann dieser Eingriff zu gewissen Verzerrungseffekten führen, die zu minimieren sind. Insbesondere die österreichischen Reservekraftwerke wurden deshalb im vergangenen Winter nur sehr begrenzt als Notfallmaßnahme eingesetzt.

Es kann nicht abschließend beurteilt werden, ob zur Deckung Bilanzierungsungleichgewichts von gut 6.000 MW in den fraglichen Stunden am 13. Februar 2012 grundsätzlich genügend Erzeugungskapazität in Deutschland vorhanden gewesen wäre. Für eine präzise Analyse der Situation und gesicherte Einschätzung wäre eine genaue Kenntnis der Last erforderlich, wie auch der freien Erzeugungskapazitäten. Ferner würde zur Beurteilung der Nachfrageverlagerungs- und Exporteffekte letztlich ein genaues Marktmodell zur

Simulation des Kraftwerkseinsatzes in Europa benötigt. Diese Informationen liegen der Bundesnetzagentur nicht in der entsprechenden Detailtiefe vor.

Über die Last liegen keine aggregierten Daten für das gesamte deutsche Höchst- und Hochspannungsübertragungsnetz vor. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen jeweils Daten zur vertikalen Netzlast, deren simple Aggregation allerdings unterlagerte Netzebenen vernachlässigen würde. Lastwerte der Verteilnetzebene liegen nicht gesichert vor. ENTSO-E veröffentlicht zwar Daten zur Gesamtlast der ENTSO-E Mitgliedsländer. Allerdings geschieht dies mit einem größeren zeitlichen Nachlauf (Stand 23. April 2012 waren beispielsweise noch keine Daten für Februar für Deutschland vorhanden) und mit Einschränkungen hinsichtlich der Validität der Daten. Um in Zukunft verlässlichere Untersuchungen anstellen zu können, ist daher ein entsprechendes Last-Monitoring aufzubauen. Ebenso ist es notwendig, die Übertragungsnetzbetreiber mit besseren Informationen über die unterlagerten Netzebenen auszustatten. Die Bundesnetzagentur unterstützt dieses Ansinnen der Übertragungsnetzbetreiber ausdrücklich.

Hinsichtlich der freien Erzeugungskapazität standen nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber am 13. Februar 2012 am Übertragungsnetz noch 1.270 MW ohne Netzrestriktionen zur Verfügung. Ohne die Unterbrechungen einiger Gaskraftwerke in diesem Zeitraum wären grundsätzlich zusätzlich noch rund 1.350 MW verfügbar gewesen. Über die an den Verteilnetzen ggf. angeschlossenen freien Erzeugungskapazitäten liegen der Bundesnetzagentur keine Informationen vor. Um die verbleibenden Unterdeckungen bis zum unterstellten Spitzenwert von 6.159 MW vollständig abzufedern wären jedoch weitere Erzeugungskapazitäten von 3.539 MW notwendig gewesen.

Um den Effekt eines Bilanzungleichgewichts von 6.000 MW auf das Marktergebnis genau abschätzen zu können, wäre das Hinzuziehen eines Marktmodells zur Simulation des Kraftwerkseinsatzes in Europa notwendig. Denn diese Unterspeisung der deutschen Regelzone kann nicht einfach mit einer nicht gedeckten Nachfrage gleichgesetzt werden. In einem europäischen Binnenmarkt hat eine falsche Erzeugungsprognose deutliche Verlagerungen der Nachfrage über Ländergrenzen hinweg zur Folge. Wenngleich keine abschließende Einschätzung möglich ist, erscheint die Erzeugungskapazität in Deutschland für solche Fälle aufgrund der dargestellten groben Abschätzung keinesfalls beruhigend auskömmlich sondern bestenfalls knapp ausreichend zu sein. Vor diesem Hintergrund erscheint es daher geboten, die aktuell zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität zumindest zu sichern und wo möglich auszubauen.

Auch vor dem Hintergrund dieser Erkenntnisse zur schwachen Datenbasis hinsichtlich Last und Einspeisung unterstützt die Bundesnetzagentur daher den Wunsch der Übertra-

gungsnetzbetreiber ihre Informationsgrundlagen zu verbessern und ein Energieinformationsnetz aufzubauen.

5. Regelenergie

In Stromversorgungsnetzen müssen sich Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie stets die Waage halten, da sich elektrische Energie nicht oder nur sehr bedingt in elektrischen Energieversorgungssystemen speichern lässt. Differenzen zwischen Einspeisung und Entnahme führen in elektrischen Energieversorgungsnetzen daher unmittelbar zu Leistungsungleichgewichten, die Abweichungen der Netzfrequenz vom Sollwert von 50 Hz zur Folge haben. Die Ursachen für Abweichungen liegen beispielsweise in Prognoseungenauigkeiten von Händlern und Lieferanten oder in Produktionsausfällen von Kraftwerken. Damit es zu keiner Gefährdung der Systemstabilität kommt, müssen Leistungsungleichgewichte durch den Einsatz von Regelenergie egalisiert und die Netzfrequenz insoweit auf ihren Sollwert zurückgeführt werden. Im Falle eines Leistungsüberschusses im Stromversorgungsnetz, d. h. einer Überspeisung, muss dem Netz elektrische Energie entzogen werden. Dies erfolgt durch den Einsatz sogenannter negativer Regelenergie. Spiegelbildlich muss im Falle eines Leistungsmangels, d. h. einer Unterspeisung, dem Energieversorgungsnetz elektrische Energie zugeführt werden. Dies erfolgt durch den Einsatz sogenannter positiver Regelenergie.

Verantwortlich für den Ausgleich von Leistungsungleichgewichten, sind die Übertragungsnetzbetreiber. Für die Ausregelung der Übertragungsnetze stehen den Übertragungsnetzbetreibern drei Regelenergiequalitäten zur Verfügung: die Primärregelung (PRL), die Sekundärregelung (SRL) und die Minutenreserve (MRL). Die Primärregelleistung dient der schnellen Ausregelung größerer Leistungsungleichgewichte im gesamten ENTSO-E-Verbund Kontinentaleuropa und wird solidarisch von allen beteiligten Übertragungsnetzbetreibern erbracht. Sie arbeitet automatisch und proportional zur Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert 50 Hz. Die Sekundärregelleistung wird demgegenüber zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichtes innerhalb der einzelnen Regelzonen eingesetzt und arbeitet zur Vermeidung störender Wechselwirkungen mit der Primärregelung etwas verzögert. Die Minutenreserve wird bei größeren und länger andauernden Leistungsungleichgewichten zur Ablösung der Sekundärregelleistung aktiviert.

Die Höhe der vorzuhaltenden Primärregelleistung entspricht der Leistung, die beim zeitgleichen Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E auszugleichen wäre. Die innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E vorzuhaltende Primärregelleistung wird entsprechend

des Letztverbraucherabsatzes auf die beteiligten Regelzonen geschlüsselt und jährlich angepasst. Derzeit werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern insgesamt 567 MW Primärregelleistung vorgehalten, im Jahr 2011 waren es 612 MW.

Demgegenüber wird die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregelleistung sowie der vorzuhaltenden Minutenreserve von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in einem gemeinsamen Dimensionierungsverfahren ermittelt, in welches Parameter wie z. B. Ausfallhäufigkeiten von Kraftwerken, Prognosefehler und das Niveau der Versorgungssicherheit (ausgedrückt durch eine Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit von 0,025 Prozent⁶) einfließen. Dieses Dimensionierungsverfahren wurde im Auftrag der Bundesnetzagentur durch das Beratungsunternehmen Consentec in den Jahren 2008 sowie 2010 gutachterlich untersucht und von den Gutachtern bestätigt. Der Bedarf an vorzuhaltender Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung wird unter Berücksichtigung aktueller Eingangsparameter vierteljährlich angepasst. Im 4. Quartal 2011 haben die Übertragungsnetzbetreiber 3.385 MW positive Regelleistung (2.073 MW SRL, 1.812 MW MRL) sowie 4.535 MW negative Regelleistung (2.044 MW SRL, 2.491 MW MRL) vorgehalten. Im 1. Quartal 2012 betrug die Vorhalteleistung für die positive Regelleistung 3.821 MW (2.084 MW SRL, 1.737 MW MRL) und bei der negativen Regelleistung 4.272 MW (2.114 MW SRL, 2.158 MW MRL).

Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen die drei Regellenergiequalitäten in Form von gemeinsamen offenen Ausschreibungen auf der Internetplattform www.regelleistung.net gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur (vgl. Beschlüsse BK6-10-097/098 vom 12. April 2011, BK6-10-099 vom 18. Oktober 2011). Danach erfolgt die Ausschreibung des jeweiligen Bedarfs für Primär- und Sekundärregelleistung wöchentlich und zwar bei der Primärregelleistung grundsätzlich am Dienstag bzw. für die Sekundärregelleistung am Mittwoch der Vorwoche für die Folgewoche. Die Ergebnisse der Ausschreibung sind von den Übertragungsnetzbetreibern für die bezuschlagten Angebote unter Angabe von Angebotsleistung, Leistungspreis und Arbeitspreis bis 12:00 Uhr des Folgetags zu veröffentlichen. Den Bedarf an Minutenreserve hingegen haben die Übertragungsnetzbetreiber in täglichen Ausschreibungen grundsätzlich am Vortag für den Folgetag zu beschaffen und die Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse bis spätestens zwei Stunden vor Beginn der nachfolgenden Minutenreserveausschreibung vorzunehmen; in der Regel erfolgt jedoch die Veröffentlichung der Ergebnisse der Ausschreibung noch am Ausschreibungs-

⁶ Eine Defizitwahrscheinlichkeit von 0,025% bedeutet, dass statistisch betrachtet die deutschlandweit vorgehaltene Regelleistung für 2,19 Stunden pro Jahr nicht ausreicht, um Leistungsungleichgewichte auszugleichen. In diesen Fällen können die Übertragungsnetzbetreiber auf Aushilfsvereinbarungen mit benachbarten ausländischen Übertragungsnetzbetreibern zugreifen.

tag. Darüber hinaus sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die jeweils eingesetzte Sekundärregel- und Minutenreservearbeit in je viertelstündlicher Auflösung, getrennt nach positiver und negativer Regelrichtung, sowohl für die jeweiligen Regelzonen als auch für den Netzregelverbund als Gesamtheit aller vier Regelzonen zu veröffentlichen. Ebenso sind die Salden der einzelnen Regelzonen sowie der Saldo des Netzregelverbunds zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung der abgerufenen Regelarbeit und der genannten Salden hat bis zum Folgetag zu geschehen, wird von den Übertragungsnetzbetreibern aber in der Regel zeitnah (mit einem Zeitversatz von ca. einer Stunde) vorgenommen.

Die Bezuschlagung der im Rahmen der Ausschreibung eingegangenen Regelleistungsangebote erfolgt auf Basis der Leistungspreise der Angebote, beginnend mit dem Angebot mit dem geringsten Leistungspreis in aufsteigender Reihenfolge. Der Leistungspreis dient der Vergütung der Vorhaltung der Regelleistung. Der Abruf der Regelenergie, d. h. der Sekundärregelenergie und der Minutenreserve, folgt jeweils einer gesonderten deutschlandweiten Liste, die aus den bezuschlagten Angeboten besteht, und wird mit dem vom Anbieter bei der Gebotsabgabe geforderten Arbeitspreis entgolten. Die Abrufreihenfolge (Merit-Order) erfolgt grundsätzlich in Reihung der Arbeitspreise, beginnend mit dem günstigsten.

Die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung gehen in die Netznutzungsentgelte ein und werden über alle Netznutzer sozialisiert. Demgegenüber werden die Kosten der eingesetzten Regelarbeit den Leistungsungleichgewichte verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen (d. h. Lieferanten, Händler, Kraftwerksgesellschaften) im Rahmen der Begleichung ihrer für den Bilanzausgleich jeweils in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie angelastet. Denn die Aufgabe der Sicherstellung eines ausgewogenen Verhältnisses von Einspeisungen und Entnahmen ist gemäß der Regelung des § 4 Abs. 2 Satz 2 StromNZV den einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen auferlegt worden. Den Bilanzkreisverantwortlichen obliegt es, die Stromentnahmen mit hinreichender Sorgfalt zu prognostizieren und in ausreichendem Maße Energiedeckungsgeschäfte zu tätigen.

Die Bilanzungleichgewichte der Bilanzkreisverantwortlichen werden – wie zuvor dargestellt – seitens der Übertragungsnetzbetreiber durch die Bereitstellung von Ausgleichsenergie ausgeglichen. Berechnungsgrundlage für die Abrechnung dieser Ausgleichsenergie bildet der Ausgleichsenergiepreis, der sogenannte reBAP – regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis – in Euro/MWh. Dieser wird auf viertelstündlicher Basis ermittelt, indem die Kosten bzw. Erlöse für die Inanspruchnahme von

Sekundärregel- und Minutenreservearbeit durch die abgerufene Regelarbeit geteilt werden.

Im gegenwärtigen System besteht für die Bilanzkreisverantwortlichen – wenn auch ggf. mit deutlichem Aufwand - die Möglichkeit, diesen Ausgleichsenergiepreis vorab selbst zumindest in grober Näherung zu ermitteln. Aufgrund der aus Gründen der Schaffung von Markttransparenz auf den Regelenergiemärkten vorgegebenen Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse, sind die Arbeitspreise der bezuschlagten Sekundärregelenergie- und Minutenreserveangebote und insoweit die jeweilige Merit-Order des Abrufs vorher (in der Regel day-ahead) bekannt. Hinsichtlich der Abschätzung der abgerufenen Regelarbeit setzt dies die Beobachtung der zeitnah veröffentlichten Salden der einzelnen Regelzonen und des Saldos über alle vier Regelzonen, d. h. über den Netzregelverbund, voraus. Diesbezüglich ist zu berücksichtigen, dass die großen Bilanzkreisverantwortlichen, d. h. die großen Handels- und Kraftwerksgesellschaften, die ihrerseits als Regelenergieanbieter auftreten, über die Anforderung von Regelarbeit seitens der Übertragungsnetzbetreiber mittelbar Informationen über den Stand der Regelzonen erhalten, hochrechnen und zur Bestimmung des etwaigen Ausgleichsenergiepreises nutzen können. Ferner könnte seitens der Bilanzkreisverantwortlichen unter Zugrundelegung einer Worst-Case-Betrachtung, dass die gesamte Sekundärregelleistung und Minutenreserve benötigt würde, zumindest der annähernd maximale Ausgleichsenergiepreis bestimmt werden.

Eine Kenntnis des etwaigen Ausgleichsenergiepreises eröffnet zumindest die theoretische Möglichkeit für die Bilanzkreisverantwortlichen, sich zu Lasten der Ausgleichsenergie gegen den Markt in Form der Börse zu optimieren.

6. Vertiefte Analyse besonderer Netzsituationen

Anhand einer exemplarischen Betrachtung markanter Netzsituationen können Rückschlüsse auf Schwachstellen und mögliche Abhilfemaßnahmen getroffen werden. Die im Winterhalbjahr realisierten Netzsituationen entsprechen im Wesentlichen denjenigen, die die Übertragungsnetzbetreiber im Sommer 2011 zum Gegenstand ihrer Untersuchung gemacht hatten.

6.1. Ausfall Gundremmingen C und erstmaliger Einsatz der österreichischen Kaltreserve im Dezember 2011

Am 8. und 9. Dezember 2011 kamen die österreichischen Reservekraftwerke erstmals zur Stützung des deutschen Übertragungsnetzes zum Einsatz. Auslöser für den Einsatz der Reservekraftwerke war der Eintritt dreier Kriterien für den Einsatz der Kaltreserve im Betriebsplanungsprozess der Übertragungsnetzbetreiber am 7. Dezember:

In der Nacht vom 8. auf den 9. Dezember wurde mit dem Eintreffen einer Windfront und damit mit einer hohen Einspeisung von mehr als 19.000 MW aus Windenergieanlagen bei Vorliegen einer hohen Netzlast („Winterwerktag“) gerechnet. Seit dem 29. November 2011 war mit dem Kernkraftwerk Gundremmingen C mit einer Nettoleistung von 1.288 MW zudem ein großer Erzeuger (Einsatzkriterium für die Reservekraftwerke: Erzeuger größer 700 MW im Süden nicht verfügbar) in Süddeutschland nicht verfügbar, was das vorhandene Redispatchpotential zur Entlastung überlasteter Stromkreise einschränkte.

Tatsächlich stellten sich am 8. und 9. Dezember hohe Nord-Süd-Lastflüsse infolge der hohen Einspeisung aus Windenergie ein. Einem Verlust der (n-1)-Sicherheit der 380 kV Stromkreise Vieselbach – Remptendorf, Röhrsdorf – Remptendorf (50Hertz) sowie Remptendorf – Redwitz (50Hertz/TenneT) konnte nur unter Zuhilfenahme von erheblichem Redispatch zwischen 50Hertz und TenneT und der entlastenden Wirkung der österreichischen Reservekraftwerke entgegengewirkt werden. Der tatsächliche Lastfluss, wie er sich in der (n-1)-Betrachtung in der Nacht des 8. Dezember einstellte ist in Abbildung 15 dargestellt.

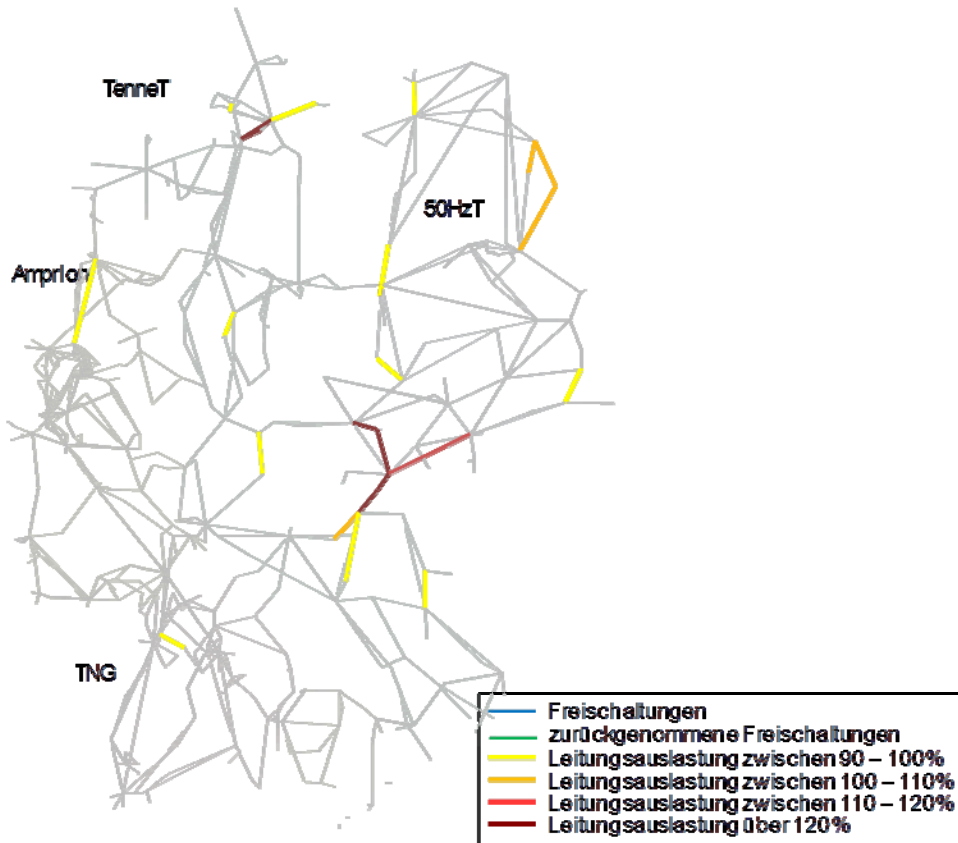


Abbildung 15: Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall (nach Redispatch) am 8. Dezember 2011 um 23:30. Da die Stromkreise zwischen der 50Hertz- und der TeneT-Regelzone mit Wintergrenzwerten⁷ betrieben wurden, die in der Darstellung nicht berücksichtigt werden konnten, liegt die Leitungsauslastung noch im akzeptablen Bereich. Quelle: ÜNB

Während ihres Einsatzes wurden die österreichischen Kaltreservekraftwerke von ihrer Mindestleistung bis auf Nennleistung von zusammen 935 MW hochgefahren. Beispielhaft ist der Verlauf der Leistungsabgabe der österreichischen Reservekraftwerke in Abbildung 16 dargestellt.

⁷ Die Grenzwerte für die maximal zulässige Leitungsbelastung werden für Windgeschwindigkeiten von 0,6 m/s und Sonneneinwirkung bei einer Umgebungstemperatur von 35 °C bestimmt. Die zulässige Seilendtemperatur liegt bei AL1, AL2 sowie AL1/STA1A Seile bei 80 °C. Bei einer geringeren Umgebungstemperatur und einer höheren Windgeschwindigkeit weisen die Leiterseile aufgrund der besseren Wärmeabfuhr eine höhere Stromtragfähigkeit auf.

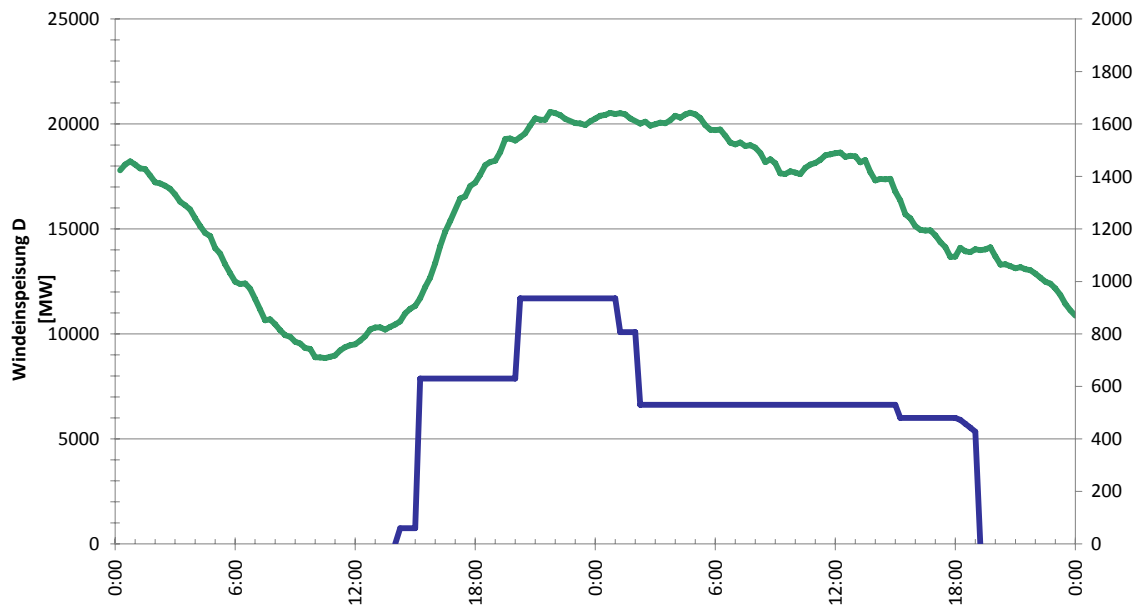


Abbildung 16: Verlauf der Windenergieeinspeisung in Deutschland (grün) sowie der Einspeisung der Reservekraftwerke in Österreich (blau). Quelle: TenneT

In der nachfolgenden Auswertung der Wirksamkeit der österreichischen Kaltreserve bzw. der Überprüfung der Vorschauberechnung zur Engpassentlastung zeigte sich eine gute Wirksamkeit auf die überlasteten Stromkreise im Netz der TenneT. Eine grafische Aufbereitung ist in Abbildung 17 dargestellt.

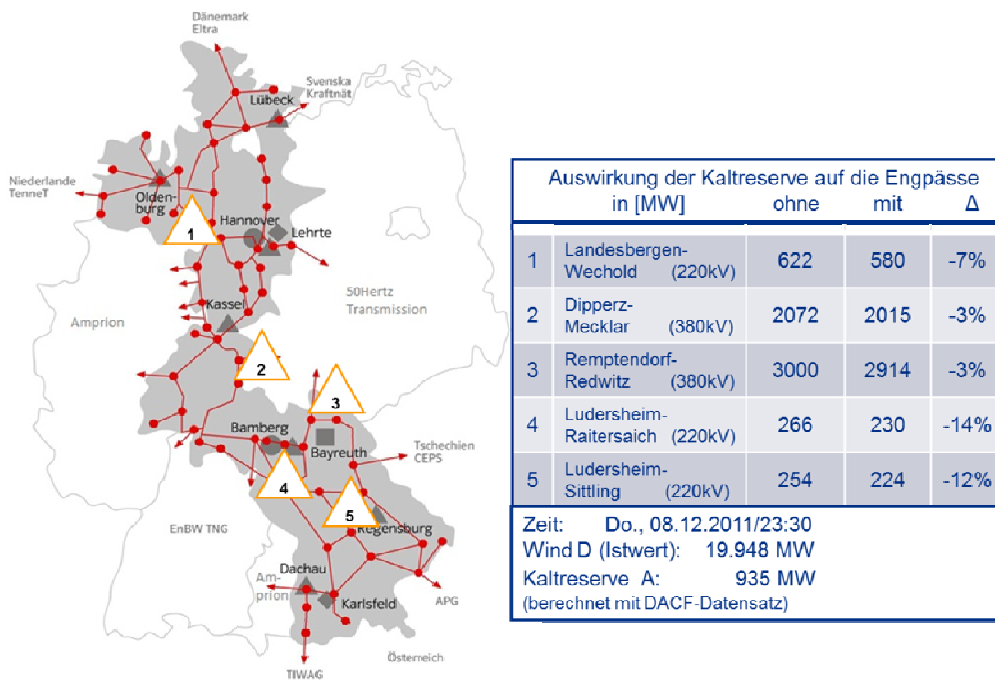


Abbildung 17: Wirksamkeit der österreichischen Reservekraftwerke auf Stromkreise im Netz der TenneT am 8. Dezember 2011 um 23:30. Quelle: TenneT

6.2. Überlastung von Netzelementen vom 8. bis 10. Februar 2012

Während der Kältewelle, die Anfang Februar Europa erfasst hatte, war die Situation insbesondere im Netz der Amprion angespannt. Grund dafür war der erhebliche Transportbedarf von im Nordwesten Deutschlands gelegenen Kraftwerken in die Verbrauchszentren im Süden sowie der hohe Importbedarf Österreichs, Frankreichs und der Schweiz (siehe Abbildung 18). Insbesondere in Frankreich bestand in den ersten beiden Wochen des Februars eine Importabhängigkeit, die nicht von wirtschaftlichem Kalkül sondern vielmehr vom Mangel an Erzeugungsleistung zur Lastdeckung getrieben war.

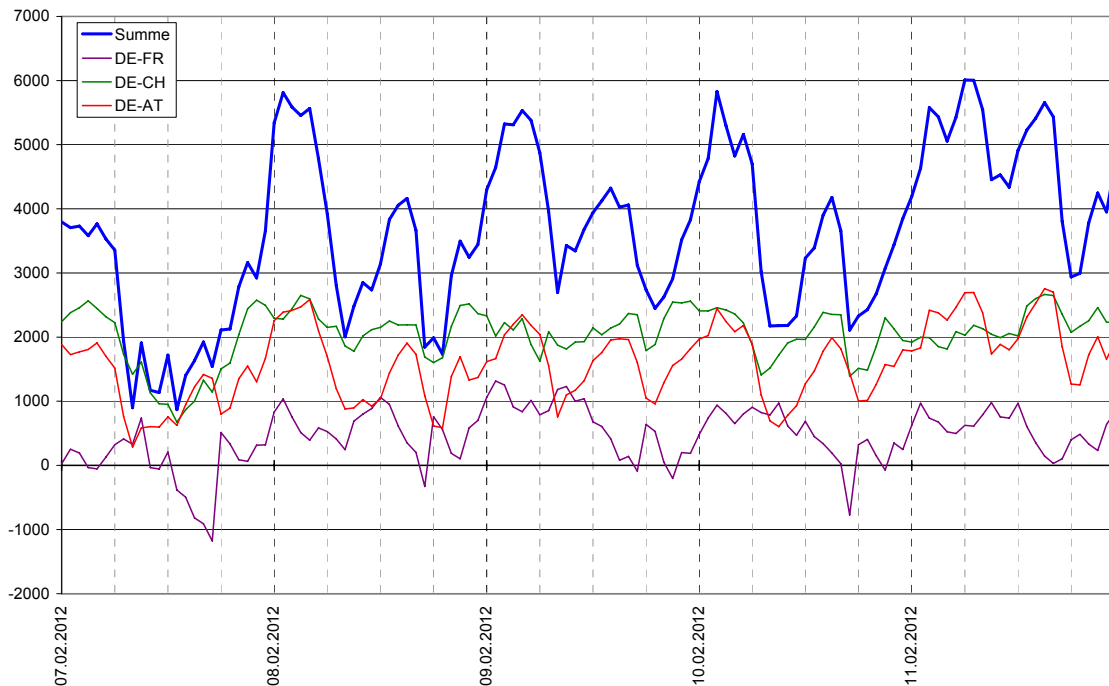


Abbildung 18: Grafische Darstellung der physikalischen Lastflüsse an den Grenzen zu Frankreich, der Schweiz und Österreich in MW im Zeitraum vom 7. bis 11. Februar 2012. Positive Werte: Export, negative Werte: Import. Quelle: Entso-e, Grafik: BNetzA

Diese im Allgemeinen hohe Last führte dazu, dass in Deutschland die meisten Kraftwerke, die zu produzieren in der Lage waren, Strom ins Netz einspeisten (vgl. Kapitel 4.1). Aufgrund der Ballung des Kraftwerksparks im Norden, sowie der Lastzentren im Süden Deutschlands resultierten daraus hohe Nord-Süd-Lastflüsse. Diese wurden zudem durch die Nichtverfügbarkeit aufgrund von Gasversorgungsengpässen bei Gaskraftwerken in Süddeutschland noch verschärft. So mussten im Netz der Amprion zeitweise bis zu 1.000 MW Kraftwerksleistung eingesenkt werden (Abbildung 20), die durch die Erhöhung von Einspeisung südlich der Mittelrheintrasse ausgeglichen werden musste. In Folge dessen kam es zeitweise zu der Situation, dass in Süddeutschland keine weiteren Kraftwerke zum Redispatch zur Verfügung standen. Auch im benachbarten südlichen Ausland war es laut der Übertragungsnetzbetreiber nicht möglich, noch Reserven zu mobilisieren. Wäre es in dieser Situation zum Ausfall eines großen Kraftwerks gekommen, hätte kaum noch Handlungsspielraum zur Verfügung gestanden, zumal die (n-1)-Sicherheit nicht zu jeder Zeit gewährleistet werden konnte (Abbildung 19).

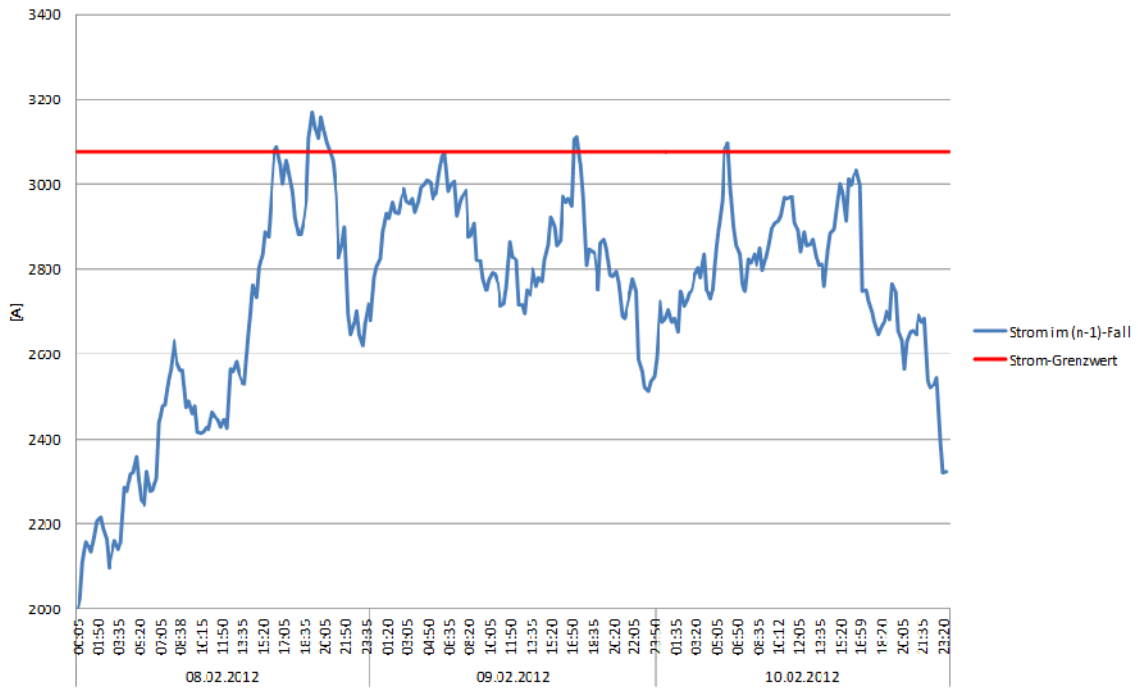


Abbildung 19: Auslastung der 380 kV Mittelrheintrasse (Rommerskirchen – Weißenthurm) im (n-1)-Fall vom 8. Februar bis 10 Februar 2012. Quelle: Amprion

Auch an dieser Stelle zeigt sich, dass ein beschleunigter Ausbau der Nord-Süd-Trassen vonnöten ist und aus Netzsicht ein dringender Zubaubedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung besteht.

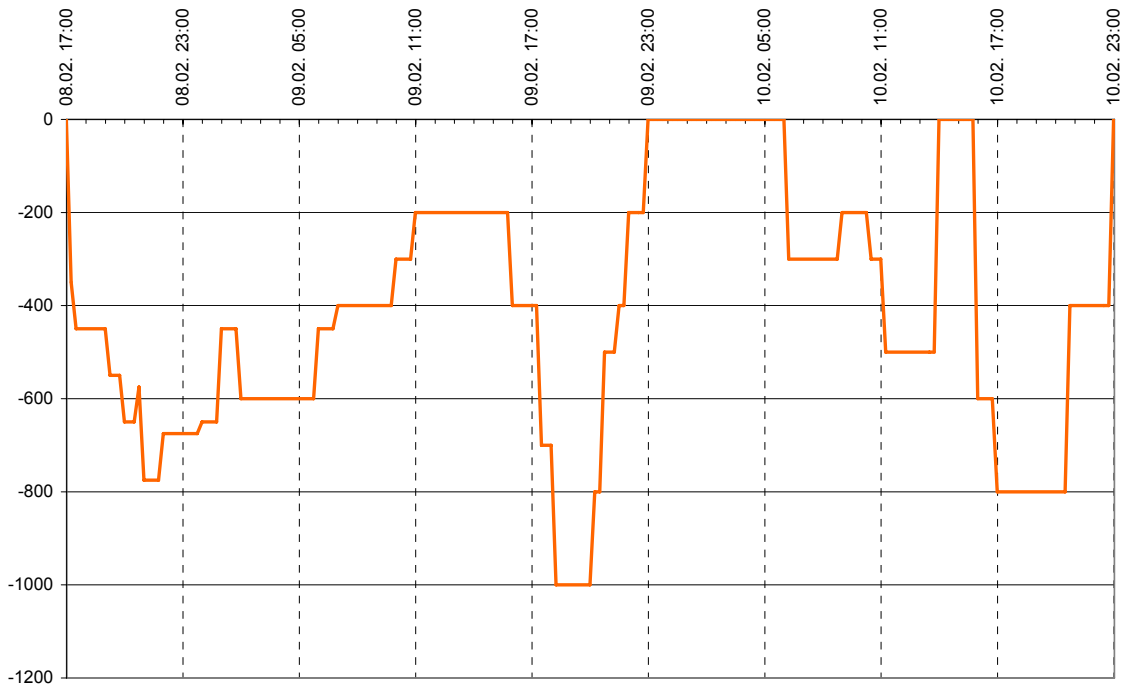


Abbildung 20: Redispatchaufkommen (eingesenkte Erzeugung) in MW im Netz der Amprion vom 8. bis zum 10. Februar 2012. Quelle: ÜNB, Grafik: BNetzA

6.3. Überlastung von Netzelementen am 15. Februar 2012

Aufgrund des auffrischenden Windes der mit dem Wetterumschwung zum Ende der Kälteperiode einherging, kam es zu einer massiven Windenergieeinspeisung insbesondere im Netz der 50Hertz und der TenneT. Das Maximum der Windeinspeisung lag dabei in der Nacht des 15. Februar gegen 2:15 bei 21.500 MW. Alleine in der 50Hertz Regelzone erreichte die Einspeisung aus Windenergie Spitzenwerte von 9.412 MW. Aufgrund bereits am Vortag in der Windeinspeisungsprognose erkannten (n-1)-Verletzungen leitete 50Hertz erhebliche Redispatch- Countertrading- und SiV-Maßnahmen präventiv ein. Die Redispatchmaßnahmen mit TenneT beliefen sich auf bis zu 921 MW und mit PSE-O, dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber, wurde Redispatch von bis zu 200 MW zur Entlastung der Kuppelleitung Vierraden – Krajnik vereinbart. Auch regelzonenintern musste ein Redispatch von bis zu 1.190 MW durchgeführt werden (eine Übersicht der Maßnahmen ist in Abbildung 21 dargestellt). Unter weiterer Zuhilfenahme von Schaltmaßnahmen im Übertragungsnetz konnte so am 15. Februar ein praktisch (n-1)-sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden, auch wenn dies eine Anpassung von Leistungseinspeisung von ca. 80 GWh erforderte.

15.02.2012	SIV	RD PräV	RD LIPP	RD ROST	RZÜ RD	CBRD PSE-O Lokal/Global	
Tages max (MW)	1'460	921	890	300	700	200	1500
Tagessumme (MWh)	25'430	15'102	21'360	6942	8600	2000	10550
Tageseinsatzstunden (h)	24	24	24	24	21	10	18
von - bis	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
00:00 - 01:00	600	412	890	257	300	0	120
01:00 - 02:00	600	412	890	257	80	200	320
02:00 - 03:00	630	412	890	257	100	200	410
03:00 - 04:00	730	412	890	257	0	200	410
04:00 - 05:00	730	412	890	257	0	200	410
05:00 - 06:00	660	412	890	257	0	200	350
06:00 - 07:00	1140	501	890	300	195	200	350
07:00 - 08:00	1240	501	890	300	195	0	150
08:00 - 08:15	1040	501	890	300	450	200	350
09:00 - 10:00	1080	501	890	300	640	200	350
10:00 - 11:00	1150	501	890	300	650	0	350
11:00 - 12:00	1180	501	890	300	640	0	590
12:00 - 13:00	1210	683	890	300	500	0	590
13:00 - 14:00	1230	683	890	300	680	0	590
14:00 - 15:00	1230	683	890	300	680	200	590
15:00 - 16:00	1220	683	890	300	680	200	1500
16:00 - 17:00	1140	683	890	300	700	0	1500
17:00 - 18:00	1370	683	890	300	550	0	1500
18:00 - 19:00	1360	921	890	300	260	0	0
19:00 - 20:00	1240	921	890	300	260	0	0
20:00 - 21:00	1460	921	890	300	260	0	0
21:00 - 22:00	1280	921	890	300	260	0	0
22:00 - 23:00	1030	921	890	300	260	0	0
23:00 - 00:00	880	921	890	300	260	0	0

Abbildung 21: Übersicht über die Redispatchmaßnahmen in der 50Hertz Regelzone am 15. Februar 2012. Quelle: ÜNB.

Auch an diesem Beispiel zeigt sich deutlich die Notwendigkeit zum Netzausbau. Insbesondere die geplanten Leitungsbauprojekte innerhalb der 50Hertz Regelzone sowie der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen zu Polen (flankiert vom innerpolnischen Netzausbau) hätten den operativen Aufwand und die Eingriffe in den Markt verringern können.

6.4. Überlastung von Netzelementen am 22. und 23. Februar 2012

Aufgrund hoher Prognose für die Windeinspeisung mit Höchstwerten von über 20.000 MW wurden für die Nacht vom 22. auf den 23. Februar 2012 mehrere (n-1)-Verletzungen in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT prognostiziert. Es wurden bereits zahlreiche präventive Redispatchmaßnahmen zwischen 50Hertz und TenneT vorgenommen, um insbesondere die 380 kV Stromkreise zwischen den Umspannwerken Remptendorf (50Hertz) und Redwitz (TenneT) zu entlasten.

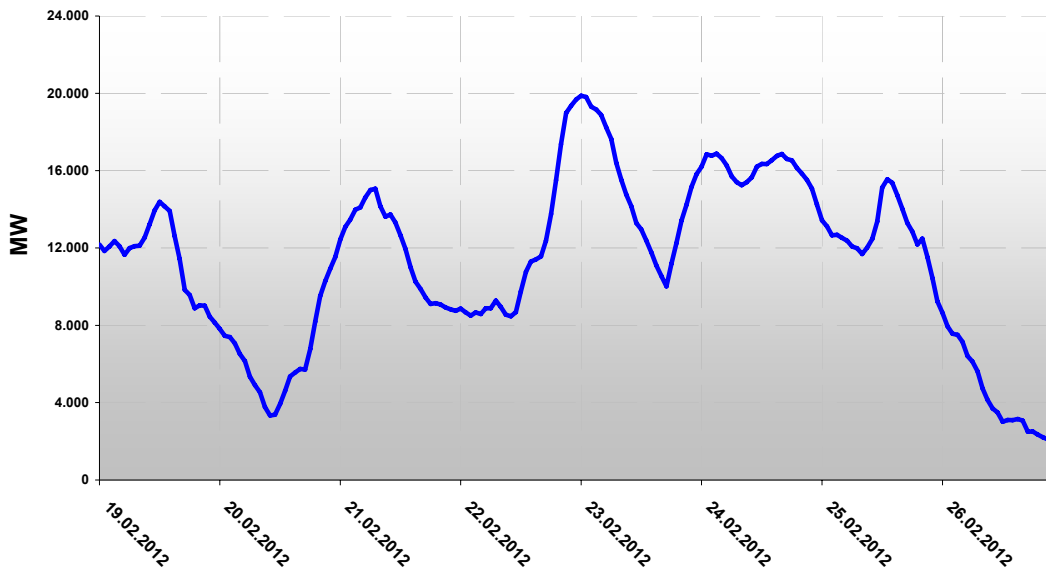


Abbildung 22: Verlauf der Windeinspeisung (Stundenwerte für Einspeisungen mit EEG-Vergütung und Marktprämie) vom 19. bis zum 26. Februar 2012 mit einer Spitze von 19882 MW in der Nacht vom 22. auf den 23. Februar 2012. Quelle: EEG/KWK Transparenzplattform der ÜNB, ÜNB; Grafik: BNetzA.

Trotz erheblichem präventivem und kurativem Redispatch sowie Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von bis zu 1.000 MW konnte die (n-1)-Sicherheit in dieser Nacht für ca. 1,5 Stunden nicht sichergestellt werden (siehe Abbildung 23). In Folge dessen setzten 50Hertz und TenneT die RAAS-Ampel⁸ in der Nacht des 22. Februars um 23:17 Uhr auf gelb.

⁸ System zur gegenseitigen Unterrichtung der Übertragungsnetzbetreiber über den Systemzustand (→ Glossar)



Abbildung 23: Ausfallrechnung einer Freileitung (Leitung 413) nach Redispatch und netzbezogenen Maßnahmen auf der Trasse Remptendorf-Redwitz für die Nacht vom 22. auf den 23. Februar 2012. Die Berechnung zeigt zeitweise deutliche Überschreitungen der Nennbelastbarkeit von 3000 A auf dem verbleibenden Leitungsabschnitt (Leitung 414). Quelle: ÜNB.

Nach Ausschöpfung sämtlicher Redispatchmöglichkeiten mussten durch 50Hertz Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG in Verbindung mit § 11 Abs. 1 EEG ergriffen und Windenergieanlagen abgeregelt werden. Erst am Morgen des 23. Februar 2012 um 7:30 Uhr konnte die RAAS-Ampel von TenneT wieder auf grün gesetzt werden. Insgesamt mussten in dem Zeitraum fast 4.000 MW Leistung abgesenkt und durch Redispatch ausgeglichen werden, um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können.

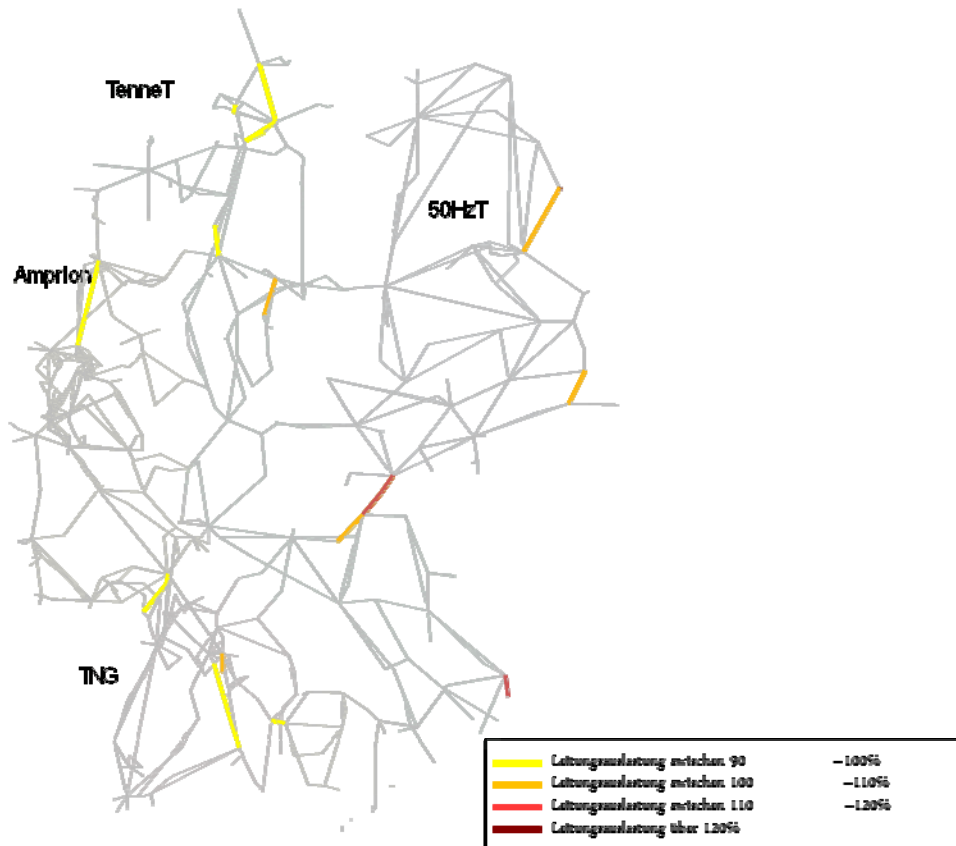


Abbildung 24: Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall (nach erheblichem Redispatch) am 23. Februar, 0:30 Uhr. Quelle: ÜNB.

Auch hier zeigt sich deutlich die Notwendigkeit eines beschleunigten Ausbaus der Anbindung der 50Hertz Regelzone an das Netz der TenneT sowie auch die Notwendigkeit des Ausbaus der Nord-Süd-Verbindungen im Netz der TenneT.

6.5. Ausfall des 380 kV Doppelleitungsstromkreises Wolmirstedt-Helmstedt in der Nacht vom 28. auf den 29. März 2012

In der Nacht vom 28. auf den 29. März 2012 kam es zum Ausfall der 380 kV Kuppelleitung Wolmirstedt – Helmstedt (Ausfall des Stromkreises 491-1 um 20:48, Ausfall des Stromkreises 491-2 um 21:00), die die nördlichste Verbindung zwischen dem Netz der 50Hertz und der TenneT darstellt. Ursache war ein Netzfehler im Umspannwerk Helmstedt der TenneT. In Folge dessen trat eine Phasendifferenz von bis zu 32° zwischen den Umspannwerken Wolmirstedt und Helmstedt auf. Eine Zuschaltung der Leitung ist bei dieser Abweichung nicht möglich und könnte im schlimmsten Fall zu einer Zerstörung

von Netzbetriebsmitteln und Kraftwerken (mechanische Belastungen an Generatoren) führen. Außerdem würde der sich einstellende große Ausgleichsstrom zu einer erneuten Auslösung von Netzschutzeinrichtungen führen. Zudem wurden im Netz der 50Hertz auf einigen Netzelementen (n-1)-Verletzungen festgestellt (siehe Abbildung 25). Um die beiden Regelzonen zu synchronisieren mussten im Netz der 50Hertz Kraftwerke herunter gefahren und im Netz der TenneT Kraftwerke in ihrer Leistung erhöht werden. Da im nördlichen Netz der TenneT kaum freie Leistung zur Verfügung stand (u. a. durch die Nichtverfügbarkeit des KKW Brokdorf und der Kraftwerke Wilhelmshaven, Irsching 3 und Buschhaus), die erhöht werden konnte, musste im 50Hertz-Netz Einspeisung im großen Maßstab reduziert (Anpassungen i.H.v. bis zu 4805 MW) werden, um die Leitung noch in der Nacht bei Schwachlast wieder in Betrieb nehmen zu können und die (n-1)-Sicherheit auf den 380 kV Leitungen Remptendorf-Redwitz, Eisenach-Mecklar und Vieselbach-Mecklar sicherzustellen. Um 0:41 Uhr waren die beiden Netze wieder so weit synchronisiert, dass die Leitung bei einem Phasenwinkel von $18,5^\circ$ wieder zugeschaltet werden und der Verbundbetrieb wieder aufgenommen werden konnte.

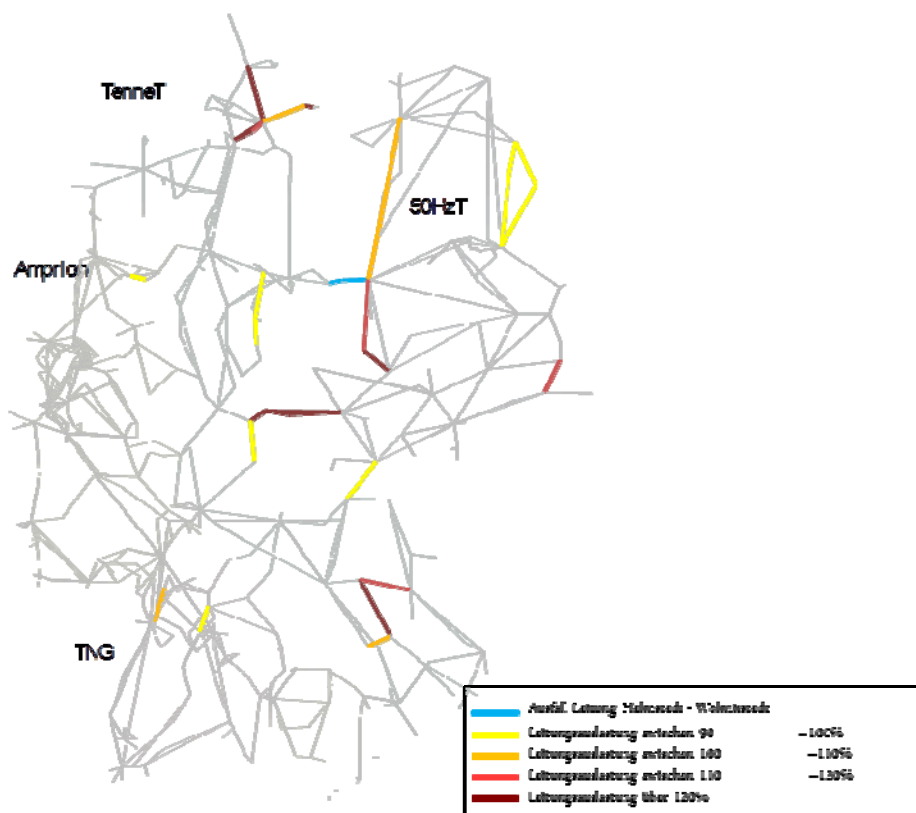


Abbildung 25: Maximale Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall am 28. März 2012 um 21:15 nach Ausfall der Kuppelleitung Wolmirstedt-Helmstedt. Quelle: ÜNB.

Der Doppelleitungsausfall zwischen den Umspannwerken Wolmirstedt und Helmstedt zeigt noch einmal deutlich die Notwendigkeit einer raschen Fertigstellung des Leitungsbauprojekts Hamburg – Schwerin. Mit dieser Leitung wären die Auswirkungen des Ausfalls deutlich begrenzter gewesen und der operative Aufwand, der zur Wiedereinschaltung der Leitung notwendig war, wäre deutlich geringer ausgefallen.

6.6. Überspeisung der Bilanzkreise im Dezember 2011

Im Zeitraum von Weihnachten bis Silvester 2011, der durch eine ungewöhnlich warme Witterung gekennzeichnet war, kam es zu deutlichen Überspeisungen in den deutschen Regelzonen. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgehaltene negative Regelleistung von 4.535 MW hat nicht ausgereicht, das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Entnahme elektrischer Energie einzustellen, so dass die Übertragungsnetzbetreiber darüber hinaus Notreserven mittels Stromverkäufen am Intraday-Markt der Börse sowie durch Anforderung negativer Reserven beim niederländischen sowie beim Schweizer Übertragungsnetzbetreiber einsetzen mussten.

Gegenwärtig führen die Übertragungsnetzbetreiber auf Aufforderung durch die Bundesnetzagentur eine detaillierte Auswertung des Bilanzkreisverhaltens durch, um festzustellen, welche Bilanzkreisverantwortlichen maßgeblich an der Systembilanzabweichung beteiligt waren. Dazu haben die Übertragungsnetzbetreiber separat für ihre jeweilige Regelzone die Summe der zehn bzw. 15 Bilanzkreise mit den über den Betrachtungszeitraum 23. Dezember 2011 bis 31. Dezember 2011 saldiert mengenmäßig höchsten Überspeisungen dem insgesamt beobachteten Bilanzungleichgewicht im Viertelstundenraster gegenübergestellt. Erste vorläufige Ergebnisse der regelzonenspezifischen Analysen sind in den Kapiteln 6.6.1 bis 6.6.4 dargestellt.

Ferner wurde analysiert, ob die Ausgleichsenergiepreise (reBAP) in dem genannten Zeitraum im Vergleich zu den Börsenpreisen für die Bilanzkreisverantwortlichen einen Anreiz dafür gesetzt haben könnten, sich bewusst zu überdecken, statt die Energie an der Börse zu verkaufen. Dazu wurde vereinfacht der Day-Ahead-Börsenpreis zu dem reBAP in Bezug gesetzt.

In Abbildung 26 ist zu erkennen, dass die Ausgleichsenergiepreise für jene Bilanzkreise, die hinsichtlich des Bilanzungleichgewichts mit dem Saldo des Netzregelverbunds gleichgerichtet waren (überdeckter Bilanzkreis bei überdecktem Netzregelverbund und unterdeckter Bilanzkreis bei unterdecktem Netzregelverbund) stets ungünstiger für den Bilanzkreisverantwortlichen waren, als der Day-Ahead-EEX-Preis. Bei unterdecktem Netzregelverbund wäre es auf Grundlage dieses Vergleichs für einen unterdeckten Bi-

lanzkreis finanziell besser gewesen, die Mengen an der Börse zu beschaffen, da der reBAP höher war als der EEX-Preis (rechter Teil der Abbildung 26).

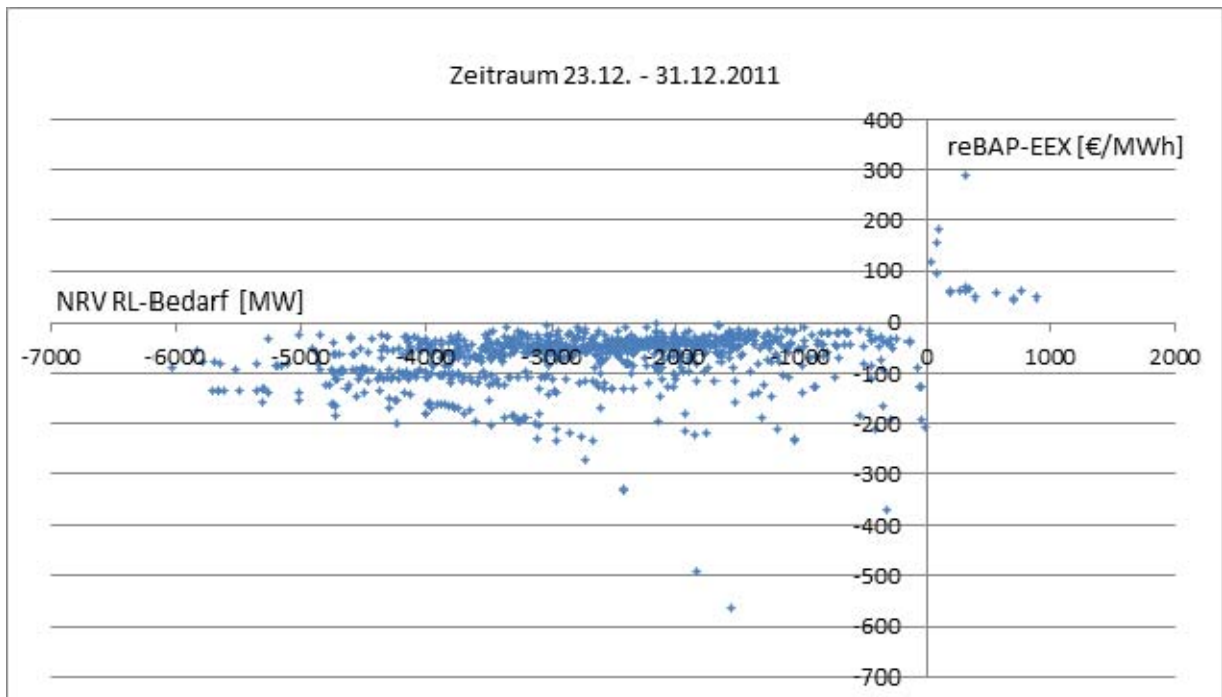


Abbildung 26: Gegenüberstellung Ausgleichsenergiepreis / Day-Ahead-Börsenpreis im Zeitraum vom 24.12.2011 bis 21.12.2011 Quelle: ÜNB.

Bei überdecktem Netzregelverbund wäre es für einen überdeckten Bilanzkreis finanziell günstiger gewesen, die Mengen an der Börse zu vermarkten, da er durch den EEX-Preis höhere Erlöse erzielt hätte als durch den niedrigeren reBAP (linker Teil der Abbildung 26 und zeitlich dominierend im Betrachtungszeitraum).

Damit steht zu vermuten, dass auf Basis der Ausgleichsenergiepreise in diesen Dezembertagen grundsätzlich ein Agieren gegen die Börse durch bewusst systemgefährdendes Verhalten für die Bilanzkreisverantwortlichen, im Nachhinein betrachtet, wirtschaftlich nicht sinnvoll gewesen wäre. Dies heißt nicht, dass ex ante betrachtet, für die Bilanzkreisverantwortlichen keine Versuchung bestand, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen, statt ihren Bilanzkreis ordnungsgemäß zu bewirtschaften.

6.6.1. Detaillierte Auswertung der Bilanzkreise in der 50Hertz Regelzone

Die ersten Analysen der zehn am stärksten überspeisten Bilanzkreise in der 50Hertz Regelzone im Zeitraum vom 23. Dezember 2011 bis 31. Dezember 2011 haben ergeben, dass der 50Hertz-EEG-Bilanzkreis maßgeblich die Überspeisung der Regelzone beein-

flusst hat. Nach Darstellung des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz neigt die Windhochrechnung seines Prognose-Dienstleisters bereits seit längerem zu einer Unterschätzung der Windenergieeinspeisung insbesondere bei mittlerem Windaufkommen. Da Unterschätzung aber nicht dauerhaft und vor allem auch nicht bei starkem Windaufkommen auftrat, erschien 50Hertz nach eigenen Aussagen eine pauschale Korrektur nicht sachgerecht. Stattdessen wurden die Ursachen in 2011 in einer Studie zusammen mit dem Dienstleister analysiert und eine neue Parametrierung der Hochrechnung erarbeitet, die seit März 2012 verwendet wird. Grundsätzlich könne das Problem jedoch nur durch die Verarbeitung von wesentlich mehr Echtzeitmessungen von Windenergieanlagen (WEA) gelöst werden. Aufgrund der freiwilligen Datenmeldungen sei der Prozess zur Verbreiterung der Datenbasis in der Hochrechnung langwierig. Dennoch arbeitet 50Hertz bereits seit längerem intensiv daran und erwartet, dass spätestens in 2013 mehr als 70 Prozent der installierten WEA-Leistung in deren Regelzone als Messwerte in der Hochrechnung berücksichtigt werden.

Das Problem der Unterschätzung der Windeinspeisung ist nach der Analyse von 50Hertz jedoch nur eine Ursache der hohen Überspeisung des EEG-Bilanzkreises bei 50Hertz. Auch die Einspeisung von Wasserkraft und Biomasse wurde im Dezember 2011 im Mittel um ca. 100 MW unterschätzt, was energetisch zu etwa 25 Prozent zur Überspeisung des EEG-Bilanzkreises beigetragen hat. Dass Einspeisungen aus Wasserkraft, Biomasse und Wind gleichermaßen unterschätzt wurden, sei vermutlich ein Zufall, der zuvor in diesem Umfang nicht aufgetreten ist.

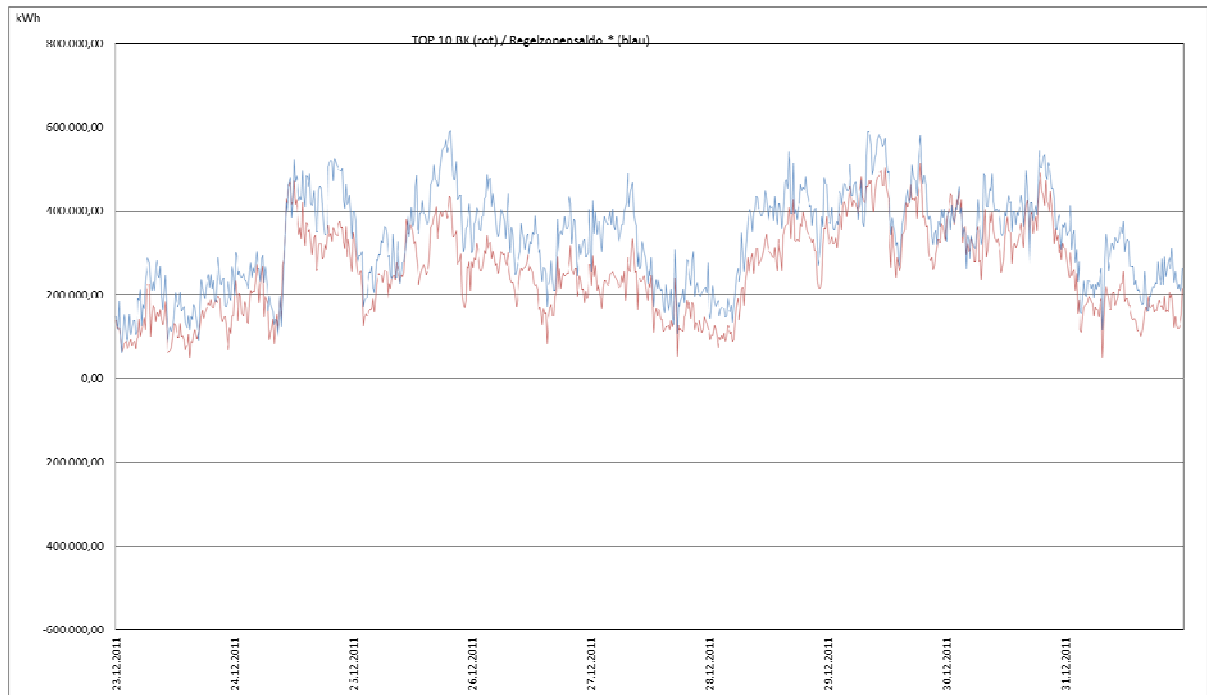


Abbildung 27: Bilanzkreisabweichungen der zehn Bilanzkreisverantwortlichen in der 50Hertz Regelzone, die im Betrachtungszeitraum die saldiert energetisch die höchsten Überspeisungen aufweisen. Quelle: ÜNB.

6.6.2. Detaillierte Auswertung der Bilanzkreise in der Amprion Regelzone

Der folgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass nach ersten Ergebnissen der Auswertungen beim Übertragungsnetzbetreiber Amprion die zehn Bilanzkreise mit den höchsten Überspeisungen nicht ausschließlich die massive Überspeisung der Regelzone in dem betrachteten Zeitraum verursacht haben können. Vielmehr ist eine Korrelation des Regelzonensaldos in vielen Viertelstunden mit dem Verhalten der dargestellten zehn Bilanzkreise nicht ersichtlich. Eine unmittelbare Zuordnung der Überspeisungen zu den Top-10-Bilanzkreisen in dieser Regelzone ist somit nicht möglich. Die Überdeckung der Regelzone wurde demnach vielmehr durch eine Vielzahl von Bilanzkreisen hervorgerufen.

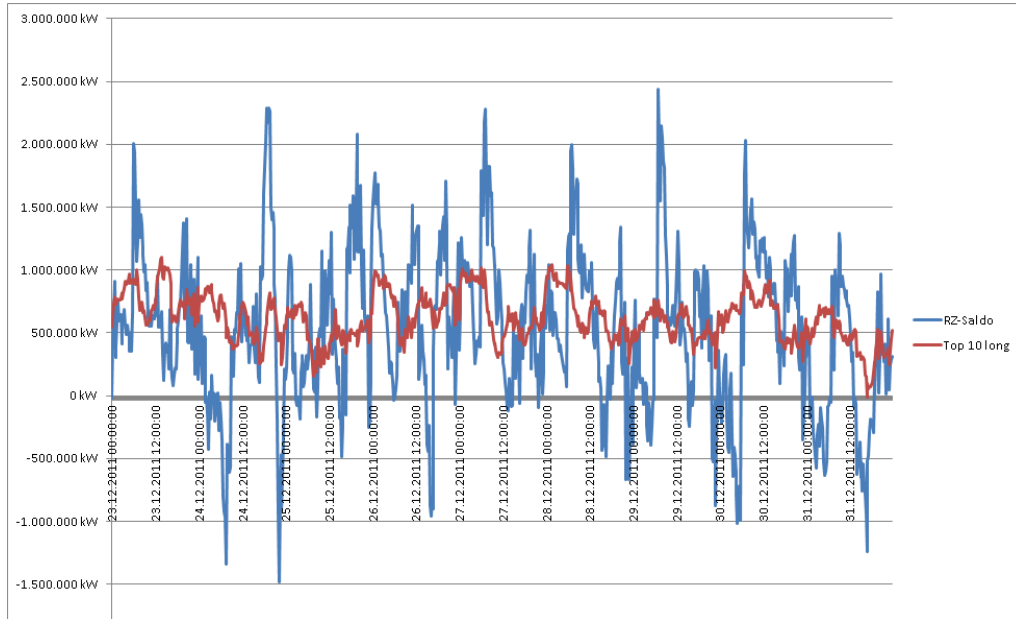


Abbildung 28: Bilanzkreisabweichungen der zehn Bilanzkreisverantwortlichen in der Amprion Regelzone, die im Betrachtungszeitraum die saldiert energetisch die höchsten Überspeisungen aufweisen. Quelle: ÜNB.

6.6.3. Detaillierte Auswertung der Bilanzkreise in der TenneT Regelzone

Die Überdeckungen der Regelzone TenneT wurden nach ersten Erkenntnissen von vielen Bilanzkreisen verursacht; in der grafischen Darstellung sind die „TOP 15“ Verursacher in Summe dargestellt. Unter diesen 15 Bilanzkreisen ist u. a. auch der EEG-Bilanzkreis der TenneT als maßgeblicher Verursacher der Überdeckungen zu nennen.

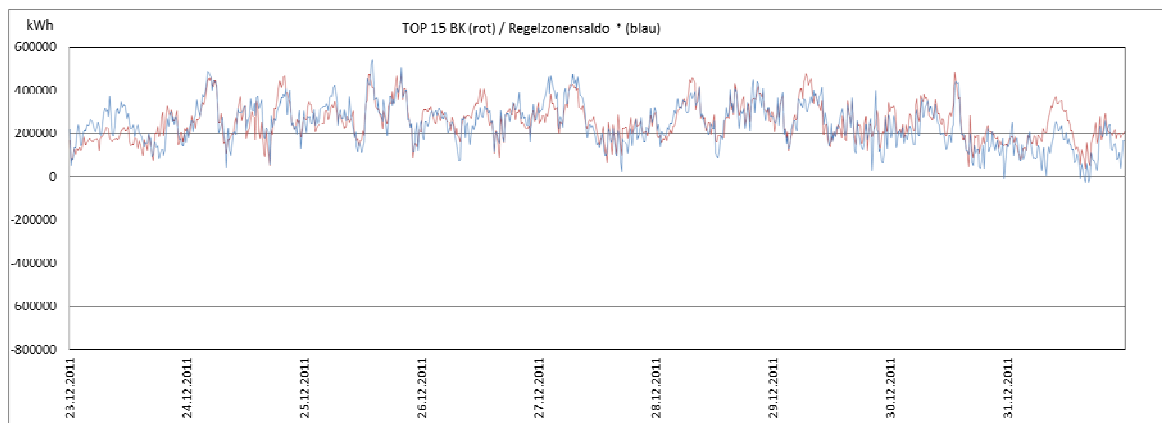


Abbildung 29: Bilanzkreisabweichungen der 15 Bilanzkreise in der TenneT RZ, die im Betrachtungszeitraum die saldiert energetisch höchsten Überspeisungen aufweisen⁹. Quelle: ÜNB

⁹Das dargestellte Regelzonensaldo ist um die Einflüsse des Redispatch-Bilanzkreises korrigiert, der bewusst zur Entlastung des Bilanzkreisgleichgewichts nicht ausgeglichen wurde.

Ursache für die Überspeisung waren nach Aussage von TenneT Prognosefehler bei verschiedenen Energieträgern. Bei der Vermarktung von Einspeisungen aus Biomasse sei es aufgrund von nicht vollständiger Meldungen der aktuell installierten Leistung durch die Verteilnetzbetreiber zu einer Unterschätzung gekommen. Bei der Einspeisung aus Windenergieanlagen wurde insbesondere im Zeitraum 23. Dezember 2011 bis 27 Dezember 2011 seitens der Prognoseanbieter die Höhe der Einspeisung unterschätzt sowie die an- und absteigenden Flanken im zeitlichen Verlauf zum Teil falsch prognostiziert. Der Effekt der Unterschätzung sei dadurch ungünstig beeinflusst worden, dass die TenneT-Meta-Kurzfristprognose, welche für den Intradayhandel relevant ist, historische Erfahrungswerte mit berücksichtigt, welche für die einfließenden Monate September und Oktober tendenziell zu hoch waren. Ferner kam es auch aufgrund einer zu niedrigen Laufwasserprognose seitens des Prognoseanbieters hier zur deutlichen Unterschätzung.

Darüber hinaus hat TenneT bereits Kontakt zu den übrigen 14 Bilanzkreisverantwortlichen aufgenommen, um gemäß ihrer Pflicht aus dem von der Bundesnetzagentur mit Beschluss BK6-06-013 festgelegten Standardbilanzkreisvertrag mögliche Prognosepflichtverletzungen aufzuklären.

6.6.4. Detaillierte Auswertung der Bilanzkreise in der Transnet BW Regelzone

Die Regelzone der Transnet BW zeigte insgesamt keine so deutliche Überspeisung, wie die anderen Regelzonen in Deutschland. Den dargestellten 15 Bilanzkreisen, die die höchste Überspeisung aufwiesen, standen wiederum andere gegenüber, die durch Überspeisung teilweise die Energiebilanz ausgeglichen haben.

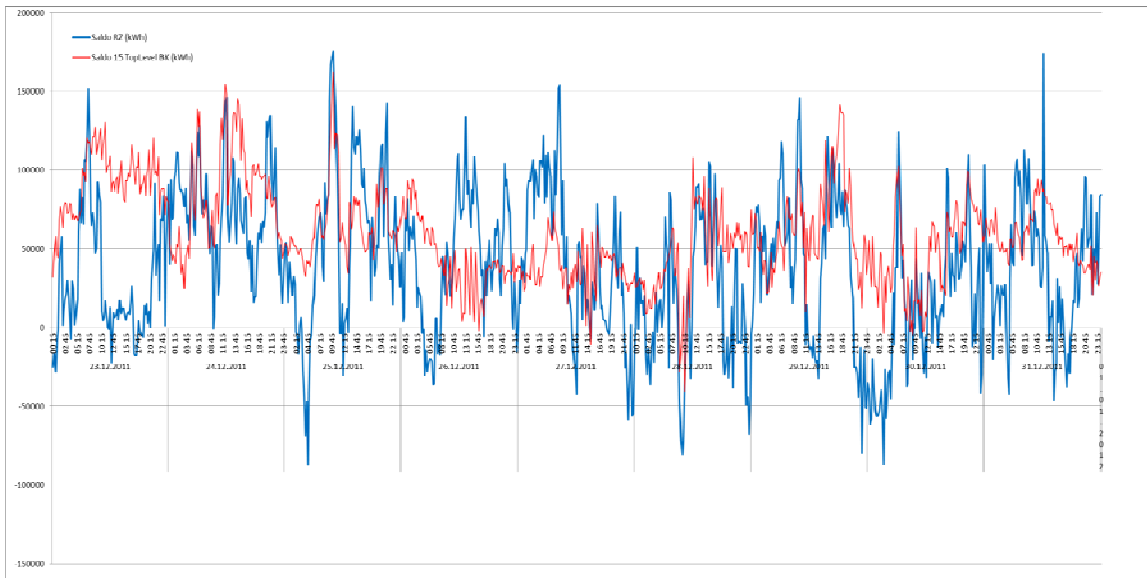


Abbildung 30: Bilanzkreisabweichungen der 15 Bilanzkreise in der TransnetBW Regelzone, die im Betrachtungszeitraum die saldiert energetisch die höchsten Überspeisungen aufweisen Quelle: ÜNB

Nach ersten Erkenntnissen zeigt sich, dass der EEG-Bilanzkreis der TransnetBW durch Unterschätzung bei den Einspeisungen aus Wind und Biomasse deutlich zu der Überspeisung der Regelzone beigetragen hat. Darüber hinaus ist kein auffälliges Verhalten bei einzelnen Marktteilnehmern insofern zu beobachten, als an der Überdeckung eine Vielzahl von Bilanzkreisen beteiligt gewesen ist. Einzelne Bilanzkreise, die hier eine besondere Verantwortung tragen, sind nach ersten Erkenntnissen nicht auszumachen.

6.7. Unterspeisung der Bilanzkreise im Februar 2012

Die erste Hälfte des Monats Februar war durch eine extreme Kaltwetterlage geprägt. Insbesondere im Zeitraum vom 06. Februar 2012 bis 14. Februar 2012 verzeichnete die Systembilanz Deutschlands erhebliche über mehrere Stunden anhaltende Unterdeckungen. Die den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stehende positive Regelleistung in Höhe von 3.821 MW war nicht ausreichend, die aus Bilanzkreisunterspeisungen resultierenden Leistungsungleichgewichte auszugleichen. Daher mussten die Übertragungsnetzbetreiber zusätzliche Maßnahmen in erheblichem Umfang ergreifen. Dazu zählen die Beschaffung von Notreserve an der Börse, der Einsatz der österreichischen und deutschen Kaltreservekraftwerke, die Anforderung von Notreserve bei be-

nachbarten ausländischen Übertragungsnetzbetreibern (Schweiz, Niederlande) sowie die Anweisung von Kraftwerken im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG.

Gegenwärtig sind sowohl die Bundesnetzagentur als auch die Übertragungsnetzbetreiber mit einer detaillierten Analyse der Ereignisse im Februar 2012 befasst.

Nach einer ersten Auswertung der bislang den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur bekannten Daten der Bilanzkreisabrechnung für den Monat Februar 2012 lässt sich feststellen, dass die im Februar aufgetretenen Regelzonenunterspeisungen weder einzelnen wenigen Akteuren noch einem strukturell homogenen Bewirtschaftungsfehlverhalten zuzuordnen sind. Die bisherigen Detailauswertungen der Übertragungsnetzbetreiber haben gezeigt, dass es vielmehr eine Vielzahl verschiedener Phänomene war, die in der Gesamtwirkung zu der im Februar aufgetretenen Netzsituation geführt haben. Zwar lässt sich bisher nicht gänzlich ausschließen, dass vereinzelt Bilanzkreisverantwortliche Arbitragegeschäfte zu Lasten des Systemsicherheit vorgenommen haben, jedoch ist dies bei weitem nicht die alleinige Ursache.

Für einige Phänomene, die sich auf die Gesamtsituation maßgeblich ausgewirkt haben, waren die im Februar vorherrschenden teilweise extremen Witterungsbedingungen in nicht unerheblichem Umfang mitursächlich. So wiesen z. B. etwa die Differenzbilanzkreise zahlreicher Verteilnetzbetreiber deutlich größere bilanzielle Abweichungen auf als sonst üblich. In den Differenzbilanzkreisen werden Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Verbrauchsverhalten der Standardlastprofilkunden (das sind Kunden mit einem Jahresverbrauch von unter 100.000 kWh/Jahr) und den im jeweiligen Lastprofil hinterlegten Verbrauchswerten bilanziert. Die Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise obliegt den Verteilnetzbetreibern. Nach bisherigen Erkenntnissen haben die Wetterbedingungen im Februar teilweise zu deutlich größeren Energieverbräuchen bei den Standardlastprofilkunden geführt (mehr Lichtbedarf, mehr Stromverbrauch durch Heizungsanlagen), als von den Standardlastprofilen abgebildet und den Verteilnetzbetreibern erwartet.

Ebenso zeigen erste Auswertungen der Übertragungsnetzbetreiber, dass die im Rahmen des zum Jahresbeginn 2012 eingeführte EEG-Marktprämienmodells (MPM) gestarteten MPM-Bilanzkreise von ihren Bilanzkreisverantwortlichen noch nicht in der zu erwartenden Güte bewirtschaftet wurden, woraus ebenfalls witterungsbedingt nicht unerhebliche Abweichungen resultierten.

Soweit die weitere Untersuchung der Übertragungsnetzbetreiber – dies betrifft ebenso die Analyse des Monats Dezember 2011 – Verdachtsmomente in Bezug auf eine Verletzung der vertraglichen Prognose- und Bewirtschaftungspflichten eines Bilanzkreisverantwortlichen im Einzelfall erhärtet, sind die Übertragungsnetzbetreiber seitens der Bundes-

netzagentur aufgerufen, dem nachzugehen und betreffende Bilanzkreisverantwortliche notfalls auf die Möglichkeit der Kündigung des Bilanzkreisvertrages hinzuweisen. Darüber hinaus sind die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, ihren im Standardbilanzkreisvertrag niedergelegten Pflichten nachzukommen und der Bundesnetzagentur über ermittelte Auffälligkeiten von Bilanzkreisverantwortlichen Bericht zu erstatten. Die Bundesnetzagentur behält sich zudem vor, auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Abrechnungen und Auswertungen eigene Maßnahmen gegenüber diesen Bilanzkreisverantwortlichen zu ergreifen.

Nicht geeignet für eine Verhinderung derartiger Situationen ist der verschiedentlich geäußerte Vorschlag, bei Unterspeisung des deutschen Regelblocks die zeitgleich stattfindenden Exporte ins Ausland, im konkreten Falle nach Frankreich und Italien, zu unterbinden.

Sofern ein Bilanzungleichgewicht nicht im Vorhinein absehbar ist (und dies war im konkreten Falle nicht gegeben), müsste im Nachhinein jeder einzelne Bilanzkreis kontaktiert werden und zur Anpassung seiner Fahrpläne aufgefordert werden (zu den Einzelheiten siehe nachfolgend 6.8.1). Das ist praktisch weder hinsichtlich der rein nationalen noch hinsichtlich der grenzüberschreitenden Fahrpläne in der zur Verfügung stehenden, extrem knappen Zeit machbar. Aus genau diesem Grunde werden solche Situationen des Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch zentral von den Übertragungsnetzbetreibern durch Regelenergie ausgeglichen und nicht durch Einzelaufforderung zur Anpassung von Erzeugung und Verbrauch an die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen.

Ausländische Nachfrager werden insofern wie inländische Nachfrager behandelt. Die getätigten regelzonenübergreifenden Handelsgeschäfte sind den Übertragungsnetzbetreibern am Tag zuvor oder bei intraday Geschäften mit 15 Minuten Vorlauf zur jeweiligen Viertelstunde anzugeben. Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen und müssen davon ausgehen, dass diese Geschäfte korrekt abgewickelt wurden. Aus Sicht des Netzes ist der Strom verkauft und wird produziert. Ein Übertragungsnetzbetreiber hat in der Realität keine Chance festzustellen, welcher der Bilanzkreise insofern seinen Verpflichtungen nicht nachgekommen ist. Die Ermittlungen der Bundesnetzagentur zeigen, dass dies selbst im Nachhinein noch einen Aufwand von mehreren Monaten erfordert.

6.8. Interaktion von nationaler Stromversorgung und Europäischem Binnenmarkt

Der deutsche Strommarkt ist über eine Vielzahl von Stromleitungen mit seinen Nachbarländern verbunden. Aus dem Stromaustausch mit den Nachbarn können sich entlastende, aber auch belastende Effekte für das deutsche Stromnetz ergeben.

6.8.1. Operativer Ablauf des Stromgeschäfts, einschließlich grenzüberschreitender Stromlieferungen

Innerdeutsche Handelsgeschäfte¹⁰, sei es über einen organisierten Markt wie z.B. die EPEX Spot Strombörse oder über bilaterale Geschäfte, können von den Marktteilnehmern uneingeschränkt durchgeführt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber stellen die physikalische Umsetzbarkeit dieser Handelsgeschäfte z. T. unter (zunehmendem) Einsatz von netz- und marktseitigen Maßnahmen wie Redispatch, Countertrade und netztologischen Maßnahmen sicher. Grenzüberschreitender Handel ist aufgrund der begrenzten Übertragungskapazitäten nur eingeschränkt möglich – mit Ausnahme des Handels zwischen Deutschland und Österreich, der nicht durch einen Netzengpass beschränkt ist.

Die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten werden zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern in koordinierten Verfahren bestimmt und anschließend in mehreren Tranchen (Jahres-, Monats-, Tageskapazitäten) dem Markt über Auktionsverfahren zur Verfügung gestellt.

Die Nutzung der langfristig (Jahr, Monat) vergebenen Kapazitäten können die Marktteilnehmer für alle engpassbehafteten Netzkuppelstellen durch entsprechende Nominierung am Vortag der Nutzung der Kapazität und spätere Fahrplananmeldungen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern verbindlich erklären.

Am Vortag der Stromlieferung bzw. des physikalischen Stromflusses werden die Tageskapazitäten an den deutschen Grenzen in zwei unterschiedlichen Verfahren vergeben: An den Grenzen zu Frankreich, den Niederlanden und Dänemark sowie über die Seekabelverbindung nach Schweden erfolgt die Kapazitätsvergabe im Rahmen des Marktkopplungsverfahrens (day-ahead Market Coupling), bei dem die Stromhandelsgeschäfte an den beteiligten Strombörsen (EPEX, APX, BelPex, NordPool) der beteiligten Länder unter Einbeziehung der verfügbaren Übertragungskapazitäten ausgeführt werden.¹¹ An den

¹⁰ Genauer genommen bilden Deutschland und Österreich ein einheitliches Marktgebiet.

¹¹ CWE Market Coupling von Frankreich, BeNeLux und Deutschland und Interim Tight Volume Coupling (ITVC) von CWE und dem nordischen Markt.

übrigen Grenzen werden die Kapazitäten den Marktteilnehmern über explizite Auktionen zur Verfügung gestellt.

Die Auktion an der Strombörse EPEX Spot ist wesentlich für die Bestimmung der Preise im kurzfristigen Börsenhandel und schließt um 12:00 Uhr des Vortages. Anschließend bestimmt die EPEX Spot das Börsenhandelsergebnis gemeinsam mit den anderen an der Marktkopplung beteiligten Börsen. Die Börsen melden die Ausführung der jeweiligen Gebote den Handelsteilnehmern und EPEX Spot erstellt als Bilanzkreisverantwortliche für den Börsenbilanzkreis einen Fahrplan für die innerdeutschen und grenzüberschreitenden Börsenhandelsgeschäfte. Hinzu kommen dann noch die Fahrpläne der Handelsgeschäfte aus bilateralen Handelsbeziehungen.

Um 14:30 geben alle Bilanzkreisverantwortlichen bei den Übertragungsnetzbetreibern vollständige Fahrpläne zur geplanten Einspeisung bzw. Entnahme von Elektrizität im Viertelstundenraster für den Folgetag ab.

Um 16:00 öffnet der Intraday-Handel der EPEX, in welchem Handelsgeschäfte noch bis 45 Minuten vor der tatsächlichen Stromlieferung durchgeführt werden können. Hinzu kommen dann wiederum noch die Fahrpläne der Handelsgeschäfte aus bilateralen Handelsbeziehungen.

Untertägliche (regelzonenübergreifende) Fahrplanänderungen können die Bilanzkreisverantwortlichen mit einem Vorlauf von 15 Minuten zur nächsten Viertelstunde den Übertragungsnetzbetreibern bekanntgeben. Der letzte abgegebene Fahrplan ist verbindlich.

Unter Berücksichtigung der verbindlichen Fahrpläne ist es dann Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber den sicheren Betrieb der Übertragungsnetze zu gewährleisten. Unter Einsatz von Regelenergie stellen sie eine stets ausgeglichene Systembilanz sicher, so dass sich erzeugte Leistung und Stromverbrauch bei einer Netzfrequenz von 50 Hz stets im Gleichgewicht befinden. Plötzlich auftretende Veränderungen der Erzeugung oder des Stromverbrauchs verursachen Frequenzabweichungen, die durch den Einsatz von Primärregelung ausgeregelt werden. Nach dem Ausregeln dieser Frequenzabweichungen verbleibende Abweichungen werden durch Sekundärregelung ausgeglichen. Dazu wird im Sekundenbereich die Summe aller Lastflüsse aus der Regelzone über alle Kuppelleitungen in andere Regelzonen gemessen, mit den Fahrplananmeldungen der Bilanzkreisverantwortlichen verglichen und Differenzen ausgeregelt. Im Fall von länger andauernden Abweichungen setzt der Übertragungsnetzbetreiber zudem Kraftwerke aus der Minutenreserve ein.

6.8.2. Analyse der Situation im Februar aus Binnenmarktsicht

Die kritische Netzsituation im Februar 2012 war von hoher Last, hohen Spotmarkt Preisen und aufgrund von Erdgasknappheit verringerten Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet. Es wurden mögliche gasnetzseitige Notfallmaßnahmen im Sinne von § 16 Abs. 2 EnWG erwogen, um das Gas der Stromerzeugung in Gaskraftwerken zukommen zu lassen. Gleichzeitig wurde im genannten Zeitraum in erheblichem Umfang Strom in das Ausland, insbesondere nach Frankreich, Österreich und die Schweiz exportiert. Dies ist in Abbildung 31 exemplarisch für die deutsch-französische, deutsch-schweizerische und deutsch-österreichische Grenze dargestellt. (Eine Darstellung der gesamten Im- und Exporte enthält Kapitel 3.1.)

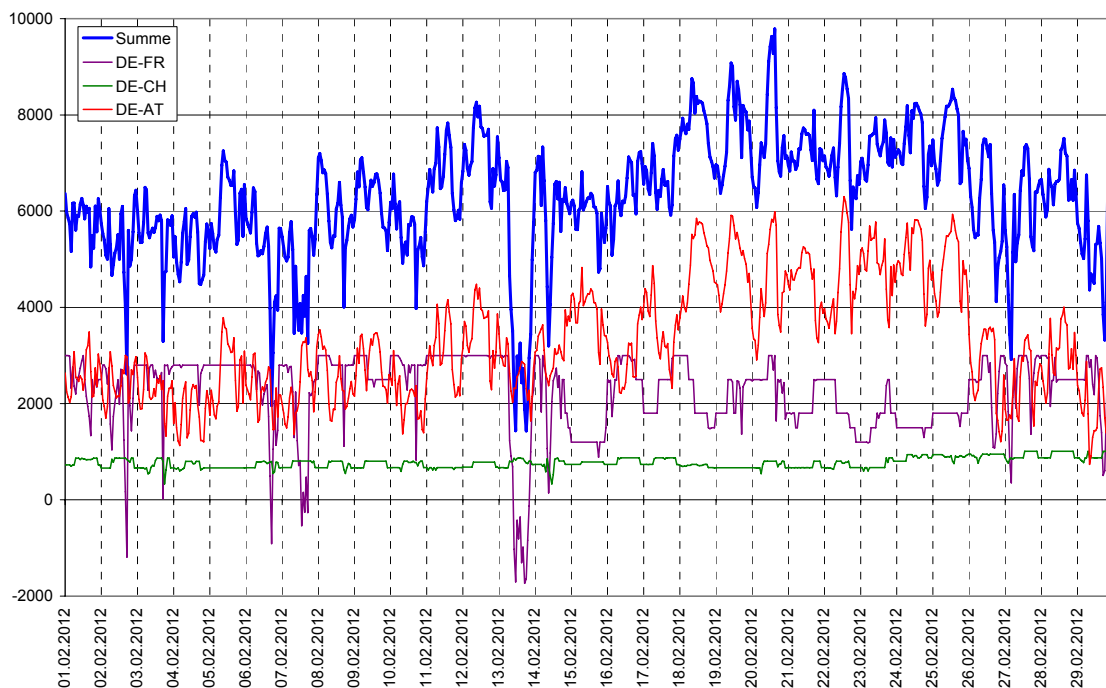


Abbildung 31: Verbundaustauschfahrpläne mit Frankreich, Österreich und der Schweiz im Februar 2012 in MW. Positive Werte: Export, negative Werte: Import. Quelle: Entso-e, Grafik: BNetzA

Die Stromexporte haben zu einer Verschärfung der Situation im deutschen Stromnetz bzw. bei der Erzeugungsbilanz beigetragen, da die vertraglich eingegangenen Exportverpflichtungen eingehalten werden müssen. Der Export wirkte daher als zusätzliche Nachfrage deutscher Erzeugungsleistung in einer ohnehin schon von hoher (nationaler) Last geprägten Situation.

Das am Spotmarkt der EPEX um 12 Uhr des Vortages ermittelte Marktergebnis stellt sich in der Rückschau in Kenntnis der aufgetretenen Unterdeckung der Bilanzkreise als verzerrt heraus, da der bei der Ermittlung der Preise berücksichtigte Strombedarf geringer war als der tatsächliche Strombedarf. Wenn die Bilanzkreise ausgeglichen gewesen wären und auch am Vortag am Spotmarkt den höheren Strombedarf prognostiziert hätten, hätte sich demzufolge eine höhere Nachfrage am Spotmarkt eingestellt. Diese höhere Nachfrage hätte zu einem relativen Anstieg des deutschen Preises am Spotmarkt der EPEX geführt. Exporte finden – vereinfacht dargestellt – nur statt, wenn sich mit diesen Exporten Geld verdienen lässt, wenn also vom Niedrigpreis- ins Hochpreisland Strom geliefert wird¹². Bei ausgeglichenen Bilanzkreisen wären Exporte ins Ausland daher in geringerem Umfang getätigt worden bzw. es wäre (mehr) importiert worden, sobald das Preisniveau in Deutschland über dem Preisniveau des jeweiligen Nachbarlandes liegt¹³. Es kann daher geschlussfolgert werden, dass die Spotmarktpreise an den relevanten Tagen und Stunden für den deutschen Markt tendenziell zu niedrig waren, um das tatsächliche Verhältnis von Angebot und Nachfrage widerzuspiegeln. Durch die Unterdeckung der Bilanzkreise fand daher in gewisser Weise eine Verzerrung des Spotmarktpreisniveaus statt. (Eine Analyse der Bilanzkreise und mögliche Schlussfolgerungen für das Ausgleichsenergiepreissystem werden in Kapitel 6.7 und 11.3 dargestellt.)

6.8.3. Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemsicherheit und Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel

Sollten aufgrund einer unausgeglichenen Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch Situationen auftreten, welche die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährden oder stören¹⁴, sind die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, netz- und marktbezogene Maßnahmen, wie den im Februar erfolgten Einsatz von Regelenergie oder Reservekraftwerken, zu ergreifen. Reichen diese Maßnahmen nicht aus, so haben die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 2 EnWG die Berechtigung und die Verpflichtung

¹² Dies vernachlässigt, dass Exporte auch bei Preisgleichheit stattfinden können. Ein Ex- bzw. Import hat durch das zusätzliche Angebot eine preisreduzierende Wirkung im Hochpreisland und durch die zusätzliche Nachfrage eine preissteigernde Wirkung im Niedrigpreisland. Die Preisgleichheit ist in diesem Fall Ergebnis der Ex- bzw. Importe.

¹³ Eine Quantifizierung des Effekts ist wegen der verschiedenen Abhängigkeiten und der unterschiedlichen Elastizitäten auf Basis der vorliegenden Daten nicht möglich.

¹⁴ Nach § 13 Abs. 3 EnWG liegt eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Aus physikalischen Gründen hat ein Bilanzungleichgewicht auch immer einen direkten Einfluss auf die Frequenz des Elektrizitätsversorgungssystems.

tung, sämtliche Stromeinspeisung, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen. Somit könnten die Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich auch in den grenzüberschreitenden Stromhandel, z. B. durch die Kürzung von bereits akzeptierten Export-Fahrplänen eingreifen. Gemäß Art. 16 Abs. 2 der Verordnung (EU) 714/2009 dürfen grenzüberschreitende Transaktionen in Notfällen eingeschränkt werden, in denen der Übertragungsnetzbetreiber schnell handeln muss und ein Redispatching oder Countertrading nicht möglich ist. Als Ultima Ratio können deutschland- und europaweit Lasten zum Ausgleich der Systembilanz abgeschaltet werden.

Eine Reduktion der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität bereits vor der Vergabe der Übertragungskapazität (z. B. am Vortag der Lieferung) ist nach den geltenden Regeln des europäischen Binnenmarktes nicht vorgesehen. Gemäß Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) 714/2009 sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den Marktteilnehmern unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen zur Verfügung zu stellen. Eine präventive Einschränkung des grenzüberschreitenden Energiehandels durch präventive Reduzierung der am Vortag für den Handel zur Verfügung stehenden Kapazitäten ist daher nur zur Sicherstellung des sicheren Netzbetriebs möglich, soweit schon zu diesem Zeitpunkt absehbar ist, dass die in § 13 Abs. 1 EnWG aufgeführten Maßnahmen nicht ausreichen.

Sofern (insbesondere durch eine Anpassung des Ausgleichsenergieregimes) sichergestellt wird, dass der an der EPEX gebildete Spotmarktpreis die Angebots- und Nachfragesituation weitestgehend verzerrungsfrei abbildet, scheint auch zweifelhaft, ob ein präventiver Eingriff in den grenzüberschreitenden Handel überhaupt notwendig und sinnvoll wäre. Bei einer entsprechenden Knappheit in der Stromerzeugung wäre ein zusätzlicher Export und damit eine weitere Verknappung der Systembilanz nur dann gegeben, wenn in allen Nachbarländern zu diesem Zeitpunkt ebenfalls eine hohe Knappheit an Erzeugung und eine hohe Zahlungsbereitschaft der Verbraucher vorläge. Eher sind allerdings entlastende Effekte durch die Importe aus den europäischen Nachbarländern zu erwarten.

7. Versorgungssicherheit und Spannungsqualität

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und -qualität wurden von mehreren Seiten Befürchtung an die Bundesnetzagentur herangetragen, dass es bedingt durch die Energiewende bereits zu einer deutlichen Verschlechterung gekommen sei. Die Bundesnetzagentur wertet im Hinblick auf eine nachhaltig sichere Versorgung mit Energie seit 2006

die Berichte zu Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG aus. Die Übermittlung der Berichte hat zum 30. April jeden Jahres für das vergangene Kalenderjahr zu erfolgen. In Ermangelung von Informationen zu Versorgungsunterbrechungen für das Jahr 2011 hat die Bundesnetzagentur deshalb Netzbetreiber befragt, die von in Beschwerden exemplarisch aufgeführten Versorgungsunterbrechungen betroffen waren.

Laut den Mitteilungen der Netzbetreiber sind diese im Jahr 2011 aufgetretenen Versorgungsstörungen auf den Ausfall konventioneller Erzeugung, auf Fehler im Zusammenhang mit Bauarbeiten an Leitungen, auf Blitzschlag, auf Tiefbauarbeiten und auf Fehler im Verteilernetz zurückzuführen. Diese Ursachen der Versorgungsstörungen lassen keinen Zusammenhang zur Energiewende erkennen. Zudem sind die beispielhaft angeführten Versorgungsstörungen zum überwiegenden Teil im Verteilernetz entstanden und deren Auswirkungen blieben auch weitestgehend regional begrenzt. Versorgungsgefährdungen aufgrund des Kernkraftausstiegs oder die Verlegung von der zentralen Kraftwerksproduktion auf dezentrale Erzeugung mittels regenerativer Energien hatten in keinem Fall einen erkennbaren Zusammenhang mit den Beeinträchtigungen, auch wenn dies seitens einzelner Unternehmen anders wahrgenommen werden mag.

Informationen eines Übertragungsnetzbetreibers zu den ebenfalls von Letztverbrauchern thematisierten sogenannten Spannungseinbrüchen, die durch die Berichte nach § 52 EnWG nicht erfasst werden, zeigen ebenfalls keine auffällige Häufung von Störungen im Übertragungsnetz. Insbesondere wurde auch hier kein Zusammenhang zur Energiewende ersichtlich.

8. Ausblick

Das folgende Kapitel umreißt im Rahmen des derzeit möglichen die Netzsituation vor allem mit Blick auf den folgenden Winter 2012/2013. Die daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen schließen sich unten in Abschnitt IV an.

8.1. Fortschritte beim Netzausbau

8.1.1. Leitung Hamburg-Schwerin

Der dritte Moratoriumsbericht wies auf die im Raum Hamburg potentiell auftretenden Probleme bei der Spannungshaltung hin. Die niedrigen Spannungen resultieren aus fehlenden Anlagen zur Blindleistungskompensation, zu geringer regionaler konventioneller Erzeugung sowie dem sich daraus ergebenden Stromtransport über lange Strecken. Weiterhin ist der Netzbereich Nord laut Aussage von TenneT durch einen zunehmenden

Transportbedarf von Leistung aus EEG-Anlagen an Land, Offshore-Windparks und konventioneller Kraftwerke über das Höchstspannungsnetz zu den Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands gekennzeichnet. Das daraus und in Zusammenhang mit dem Kernkraftausstieg resultierende Problem der Spannungshaltung im Raum Hamburg kann zeitnah und nachhaltig nur durch die Fertigstellung der 380 kV-Leitung von Hamburg/Krümmel nach Schwerin gelöst werden, da relevante Kraftwerksneubauten in der Region nicht vor 2013 zu erwarten sind.

Weiterhin hätte die Leitung Hamburg – Schwerin die Netzsituation vom 28. auf den 29. März 2012 deutlich entschärfen und die Sicherheit des Netzbetriebs erhöhen können (siehe Kapitel 6.5).

In Mecklenburg-Vorpommern wurde für den Abschnitt von Schwerin/Görries bis zur Landesgrenze zu Schleswig-Holstein im September 2009 vom Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus der Planfeststellungsbeschluss erteilt. Dieser Abschnitt wurde bereits errichtet. Eine mitgeführte 110 kV-Leitung vom Umspannwerk Görries bis zum Umspannwerk Zarrentin (ca. 48 km) ist seit Sommer 2010 in Betrieb.

In Schleswig-Holstein wurde der Planfeststellungsbeschluss am 20. April 2012 erlassen. Laut Aussage des Wirtschaftsministers des Landes Schleswig-Holstein, Jost de Jager, und den Aussagen des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz im Jahr 2011 kann dieser Streckenabschnitt noch in 2012 fertig gestellt werden. Sollte dies nicht der Fall sein, bleibt die Situation im Raum Hamburg deutlich angespannt. Vor allem im Hinblick auf den nächsten Winter 2012/2013 kann dies zu großen Problemen führen (siehe Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerks im Sinne der Neuregelung des Atomgesetzes“ vom 31. August 2011).

In beiden Bundesländern laufen parallel zu den Planfeststellungsverfahren die Verhandlungen mit den Grundstückseigentümern über die grundbuchliche Sicherung der Nutzungsrechte ihrer Grundstücke.

8.1.2. Leitung Osterath – Weißenthurm

Die Abschaltung der Moratoriumskraftwerke hat laut Aussage von Amprion zu einem erhöhten Nord-Süd-Transportbedarf im Übertragungsnetz geführt. Folglich können Überlastungen der Leitungen auftreten. Die Leitung Osterath – Weißenthurm ist eine wesentliche Erweiterung des Amprion-Netzes. Sie erhöht die erforderliche Nord-Süd-Transportkapazität sowie deren Robustheit.

Der Abschnitt Weißenthurm – Pkt. Neuenahr (Länge ca. 33 km) ist bereits realisiert. In Teilen des verbleibenden Abschnitts Neuenahr – Osterath kommt es im Planfeststellungsverfahren wegen notwendiger Vorabstimmungen mit Eigentümern aufgrund einer technisch und privatrechtlich anspruchsvollen Trassenführung zu Verzögerungen. Weiterhin führen personelle Engpässe der Behörden teilweise zu Rückständen in der Antragsbearbeitung.

Der Abschnitt Osterath – Rommerskirchen befindet sich seit 2011 im Planfeststellungsverfahren, die Vollständigkeitsprüfung ist abgeschlossen. Im Abschnitt Rommerskirchen – Sechtem läuft das Planfeststellungsverfahren seit Februar 2012, im Abschnitt Sechtem – Landesgrenze Nordrhein-Westfalen/Rheinland-Pfalz seit 2010. Das Planfeststellungsverfahren für den Abschnitt Landesgrenze – Neuenahr ist bereits abgeschlossen. Die Inbetriebnahme der Leitung von Osterath nach Weißenthurm ist für 2015 geplant.

8.1.3. Thüringer Strombrücke

Die „Thüringer Strombrücke“ ist die 380 kV-Verbindung des 50Hertz-Netzes mit dem TenneT-Netz. Sie geht durch die drei Bundesländer Sachsen-Anhalt, Thüringen und Bayern. Die Strombrücke beginnt im Umspannwerk Lauchstädt in der Nähe von Halle/Saale und endet im Umspannwerk Grafenrheinfeld. Dabei werden zwischen Lauchstädt und dem Umspannwerk Redwitz (Bayern) ca. 210 km neue Leitungen gebaut. Zwischen Redwitz und Grafenrheinfeld wird eine bestehende 220 kV-Leitung auf 380 kV umgerüstet.

Die Thüringer Strombrücke soll eine wichtige und leistungsfähige Verbindung im Übertragungsnetz werden und daher ab Inbetriebnahme zu einer deutlichen Entlastung des restlichen Übertragungsnetzes führen. Weiterhin wird sie die zur Verfügung stehenden Redispatchmöglichkeiten gerade in kritischen Zeiten entlasten, da diese nicht mehr zur Beseitigung von Engpässen benötigt werden. So wird sich die Situation im gesamten süddeutschen Raum wesentlich entspannen, da die Redispatch-Kapazitäten für andere kurzfristige Bedarfe zur Verfügung stehen.

Der erste Teilabschnitt (ca. 76 km) von Bad Lauchstädt (Sachsen-Anhalt) bis Vieselbach (Erfurt/Thüringen) ist am 18. Dezember 2008 in Betrieb gegangen.

Für die Strecke Vieselbach – Altenfeld ist am 20. Februar 2012 der Planfeststellungsbeschluss ergangen. Dieser beinhaltet Parallelführungen zu vorhandenen Trassen, zur Bundesautobahn A71 sowie zur ICE-Trasse Nürnberg-Erfurt. Der Planfeststellungsbeschluss wird derzeit beklagt. Bis zur Klärung der Klage ist der Bau eingestellt.

Das Raumordnungsverfahren für den Abschnitt Altenfeld – Redwitz ist abgeschlossen, derzeit werden von TenneT die Unterlagen für die Planfeststellung vorbereitet. Ab Antragstellung ist mit mindestens 2 ½ Jahren bis zur Fertigstellung der Leitung zu rechnen.

Von Redwitz nach Grafenrheinfeld (Schweinfurt/Bayern) werden vorhandene 220 kV-Leitungen auf 380 kV-Betrieb umgerüstet, wodurch sich die Transportkapazität der ca. 96 km-Strecke erhöht. Allerdings gibt es Verzögerungen im Genehmigungsverfahren, sodass sich die bislang für 2010 geplante Inbetriebnahme auf 2012 oder später verschiebt.

8.2. Notwendigkeit von Reservekraftwerken für den Winter 2012/13

In ihrem „Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerks im Sinne der Neuregelung des Atomgesetzes“ vom 31. August 2011 hat die Bundesnetzagentur festgestellt, dass die Bestimmung eines Kernkraftwerks für den Reservebetrieb nicht erforderlich ist.

Die Entscheidung wurde unter folgenden Maßgaben getroffen:

- Zum 14. Juli 2011 ist in Süddeutschland (Frankfurt am Main und südlicher) eine Nettoengpassleistung aus dargebotsunabhängigen Kraftwerken (ab 20 MW) von 30.418 MW in Betrieb. Hierzu werden Erzeugungskapazitäten auf Basis von Abfall, Braunkohle, Erdgas, Kernenergie, die Kategorie „Mehrere Energieträger“, Mineralölprodukte und Steinkohle sowie Pumpspeicherkraftwerke gezählt.¹⁵
- Aus der Kaltreserve können der Block 2 der Kraftwerke Mainz Wiesbaden, der Block 3 des Großkraftwerks Mannheim, der Block 3 des Kraftwerks Ensdorf (VSE) und ein Kraftwerk der Mineralöelraffinerie Oberrhein mit einer Leistung von insgesamt 849 MW mobilisiert werden.
- Aus Kraftwerken in Österreich kann eine Erzeugungleistung von 1.075 MW kontrahiert werden. Zudem werden in Österreich im Januar 2012 832 MW Erzeugungleistung in betrieb genommen.

Verbindliche Verträge bzw. Vereinbarungen wurden in Vorbereitung für den Winter 2011/12 mit folgenden Kraftwerksbetreibern geschlossen:

- Verbund Kraftwerke Österreich, Kraftwerk Werndorf mit 150 MW;

¹⁵ Vgl. Bundesnetzagentur, Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerks im Sinne der Neuregelung des Atomgesetzes“, 31. August 2011, Tabelle 4, S. 31.

- EVN AG, Österreich, Block Theiß Kombi mit 450 MW, Theiß Block A mit 130 MW, Korneuburg mit 140 MW und Theiß Maschine 1 mit 65 MW;
- Großkraftwerk Mannheim, Block 3, mit 200 MW;
- Stadtwerke München Heizkraftwerk Freimann mit 160 MW
- Kraftwerke Mainz Wiesbaden mit 350 MW, wobei hier keine spezielle vertragliche Vereinbarung getroffen wurde, sondern seitens des Kraftwerksbetreibers der Einsatz auf Basis der gesetzlichen Regelungen zugesagt wurde.

Von dem Potenzial des Jahres 2011 von 1.075 MW aus Österreich wurden 935 MW fest kontrahiert. Die Gesamtbilanz des Bestands an dargebotsunabhängiger Leistung im süddeutschen Raum setzte sich im Winter 2011/12 somit aus ca. 30.400 MW Erzeugungslleistung aus dargebotsunabhängigen, am Markt agierenden Bestandskraftwerken in Süddeutschland und 1.645 MW Erzeugungskapazität aus Reservekraftwerken in Süddeutschland und Österreich zusammen.

Unter Berücksichtigung der vorgenannten Umstände und durchgeführten Maßnahmen ist die Bundesnetzagentur in dem am 31. August 2011 veröffentlichten Bericht zu dem Ergebnis gekommen, dass extreme Belastungssituationen beherrschbar sind. Dazu gehören hohe Belastungen des Amprion-Netzes Richtung Frankfurt und Spannungshaltungsprobleme im Raum Südwestdeutschland.

Im Vergleich zum Vorjahresbestand an Erzeugungskapazitäten in Süddeutschland ergibt sich im Jahr 2012 ein Rückgang von 513 MW als Saldo von Zubau (+ 197 MW) und Rückbau (- 710 MW). Bei Gleichbleiben aller sonstigen Rahmenbedingungen empfiehlt die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern, für den Winter 2012/13 Reservekraftwerkskapazitäten im Umfang von etwa 2.150 MW zu kontrahieren:

- Der Analyse aus Kapitel 4.4 ist zu entnehmen, dass die kontrahierten Kapazitäten der Kraftwerke aus Österreich mit 785 MW und GKM 3 mit 200 MW bspw. am 13. Februar 2012 nahezu ausgeschöpft wurden. Das für den Winter 2011/12 im süddeutschen Raum verfügbare Erzeugungspotenzial ist somit für die Systemstabilität fast vollständig ausgeschöpft worden. Größere Störungen bzw. Ausfälle von Betriebsmitteln im Netz wären nicht mehr sicher beherrschbar gewesen.
- Es können sich gegenüber den Bestandsdaten durch unvorhergesehene Außerbetriebnahmen von Kraftwerken noch steigende Reservekapazitäts-

bedarfe ergeben, deren Beschaffung kurzfristig ggf. nur schwer umzusetzen sein wird. Grundsätzlich muss für jede gegenüber dem hier erfassten Stand zusätzlich entfallende Leistungseinheit eine Anpassung der zu kontrahierenden Reserveleistung geprüft werden.

Selbst wenn die Empfehlung der Bundesnetzagentur zu einem größeren Kapazitätspuffer als für den letzten Winter führen sollte, wäre dies angesichts der möglichen Risiken angemessen.

III. Gasversorgungsengpass in Süddeutschland im Februar 2012

9. Wesentliche Gründe für den Versorgungsengpass

In dem Zeitraum vom 02. Februar bis zum 16. Februar 2012 war die Gasversorgungssituation in weiten Teilen Baden-Württembergs und Bayerns aufgrund der außergewöhnlich hohen Auslastung der dortigen Gasversorgungsnetze und der gleichzeitigen Reduzierung der Gaseinspeisungen nach Deutschland erheblich angespannt. Der Versorgungsengpass wirkte sich mittelbar auch auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze aus, da einige gasbefeuerte Kraftwerksblöcke im süddeutschen Raum teilweise oder vollständig von der Gasversorgung unterbrochen wurden.

Zu den wesentlichen Ursachen dieses Versorgungsengpasses und den hieraus folgenden vollständigen oder teilweisen Unterbrechungen bestimmter Industrie- und Gewerbebetriebe bei der Gasversorgung durch die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber, gehörten zum einen die reduzierten Einspeisungen in das deutsche Fernleitungsnetz am Grenzübergangspunkt Waidhaus). Ein weiterer wesentlicher Faktor lag in der außergewöhnlich hohen Gasabnahme durch Haushaltskunden infolge der gleichzeitig herrschenden, sehr niedrigen Außentemperaturen in (Süd-) Deutschland sowie in den Mitgliedstaaten Frankreich und Italien, die (mittelbar) aus dem deutschen Fernleitungsnetz aufgespeist werden.

9.1. Reduzierter Gasimport am Grenzübergangspunkt Waidhaus

Am deutsch-tschechischen Grenzübergangspunkt Waidhaus wird Gas, aus russischen Quellen stammend, über die Ukraine und Tschechien in das deutsche Fernleitungsnetz eingespeist. Waidhaus stellt mit Abstand den größten Einspeisepunkt dar im Hinblick auf die Gasversorgung in Süddeutschland und ist zudem der Punkt über den russisches Erdgas zur Versorgung des französischen Marktes eingeführt wird. Ab dem 02. Februar konnten die Transportanmeldungen der Gashändler (sog. Nominierungen), die in Waidhaus Gas nach Deutschland einführen wollten, durch den in Waidhaus operierenden Fernleitungsnetzbetreiber nicht mehr in der angefragten Höhe erfüllt werden. So lagen die zugunsten der Händler tatsächlich eingespeisten Gasmengen in der Spitze um bis zu 30 Prozent unter den von ihnen abgegebenen Einspeisenominierungen.

Hintergrund für die eingeschränkte Verfügbarkeit russischen Erdgases war ebenfalls eine länger andauernde Kältewelle in Russland, die dort zu einem erheblichen Anstieg des

Gasbedarfs führte sowie innenpolitische Gründe, die nicht ohne Auswirkungen auf den Umfang der verfügbaren, für Europa bestimmten Importmengen blieb.

Die Importsituation an anderen Grenzübergangspunkten, über die russisches Erdgas nach Deutschland eingeführt wird, insbesondere am bedeutenden Einspeisepunkt in Mallnow (an der Grenze zu Polen) oder in der Nähe von Lubmin, wo die Leitung North Stream anlandet, blieb nach Informationen der Netzbetreiber unverändert.

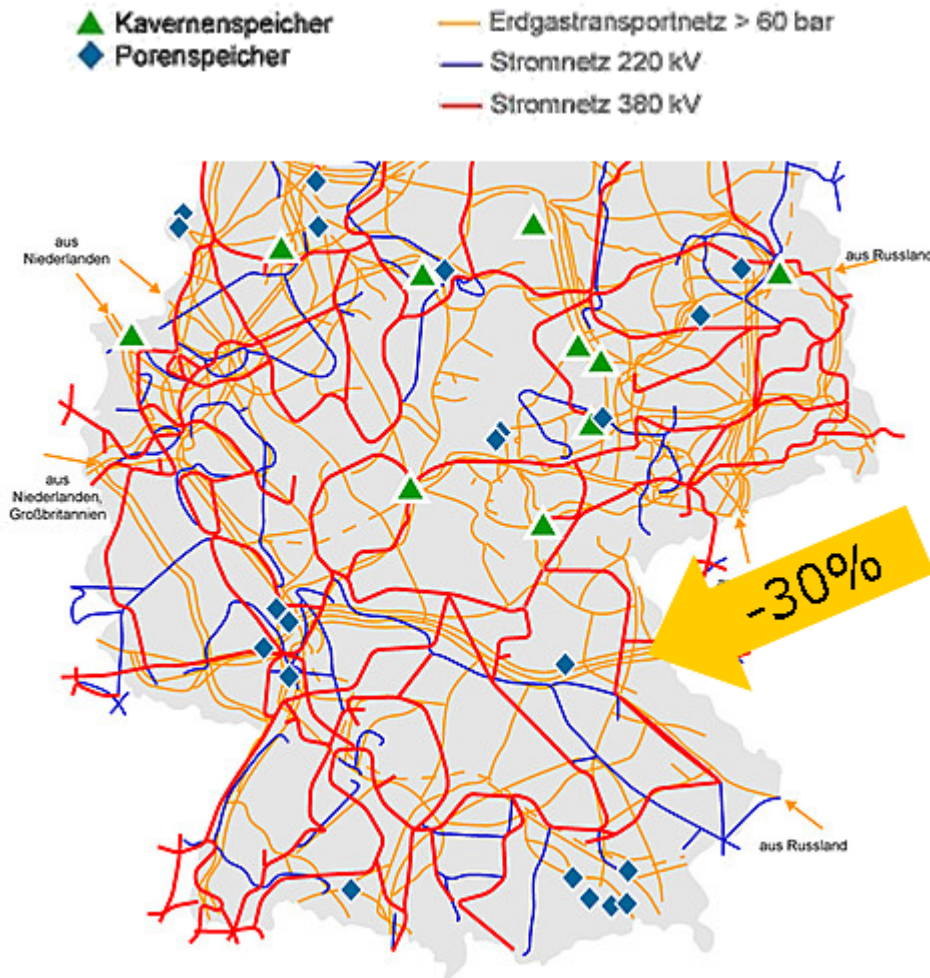


Abbildung 32: Einschränkungen der Erdgaslieferungen am Grenzübergangspunkt Waidhaus

9.2. Außergewöhnlich niedrige Temperaturen in Süddeutschland, Frankreich und Italien

Während der Einschränkungen der Gasimporte am Grenzübergangspunkt Waidhaus herrschte in ganz Deutschland strenger Frost. Die beiden folgenden Abbildungen zeigen exemplarisch die Tagestiefsttemperaturen, in den von dem Versorgungsengpass hauptsächlich betroffenen Regionen in Baden-Württemberg (Wetterstation Feldberg) und Bay-

ern (Wetterstation Chieming). Für den Zeitraum von Ende Januar bis Mitte Februar 2012 wurden die beiden Vorjahre als Referenzzeiträume gegenüber gestellt.

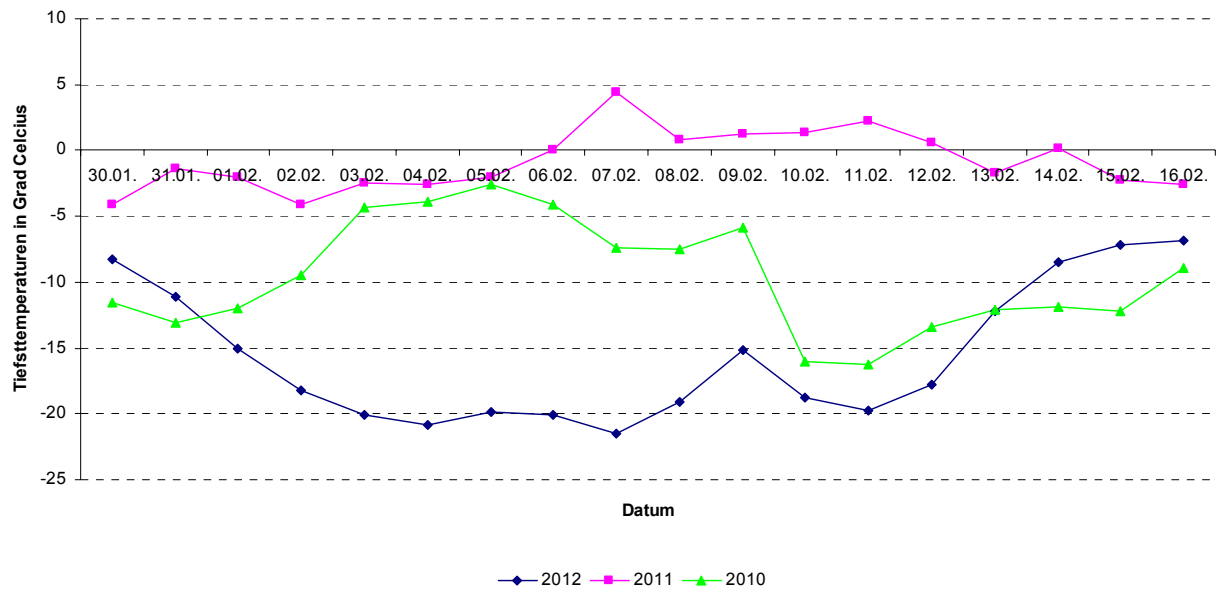


Abbildung 33: Vergleich der Tiefsttemperaturen in °C am Feldberg vom 30. Januar bis 16. Februar in den Jahren 2010 bis 2012. Quelle: Wetterspiegel.de: Institut für Wetter- und Klimakommunikation GmbH

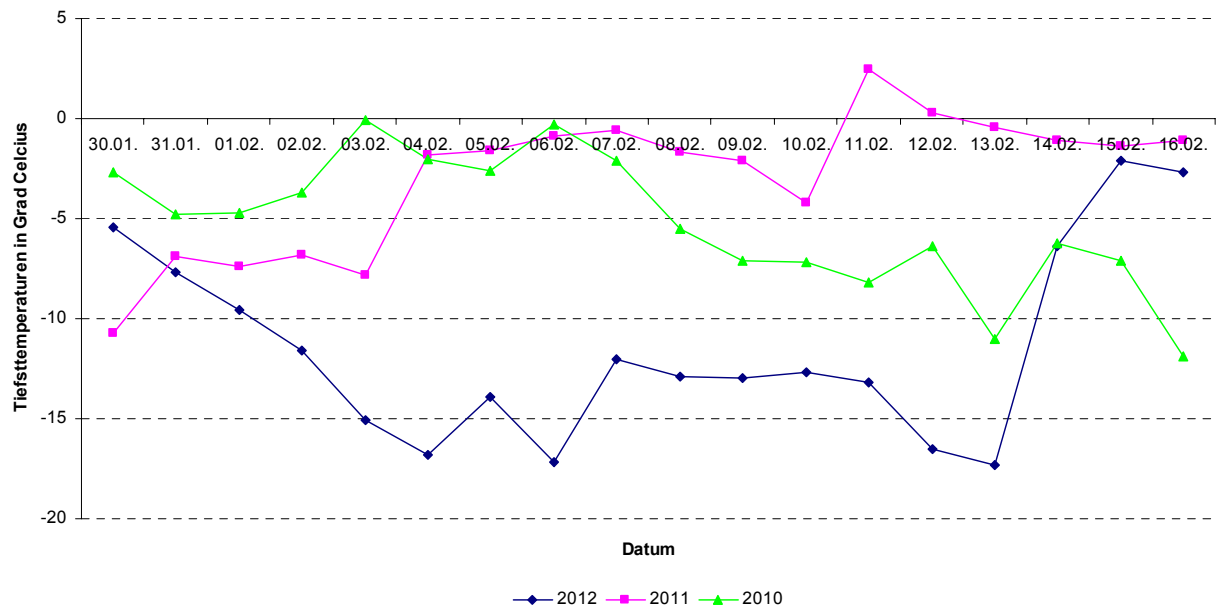


Abbildung 34: Vergleich der Tiefsttemperaturen in °C in Chieming (Bayern) vom 30. Januar bis 16. Februar in den Jahren 2010 bis 2012. Quelle: Wetterspiegel.de: Institut für Wetter- und Klimakommunikation GmbH

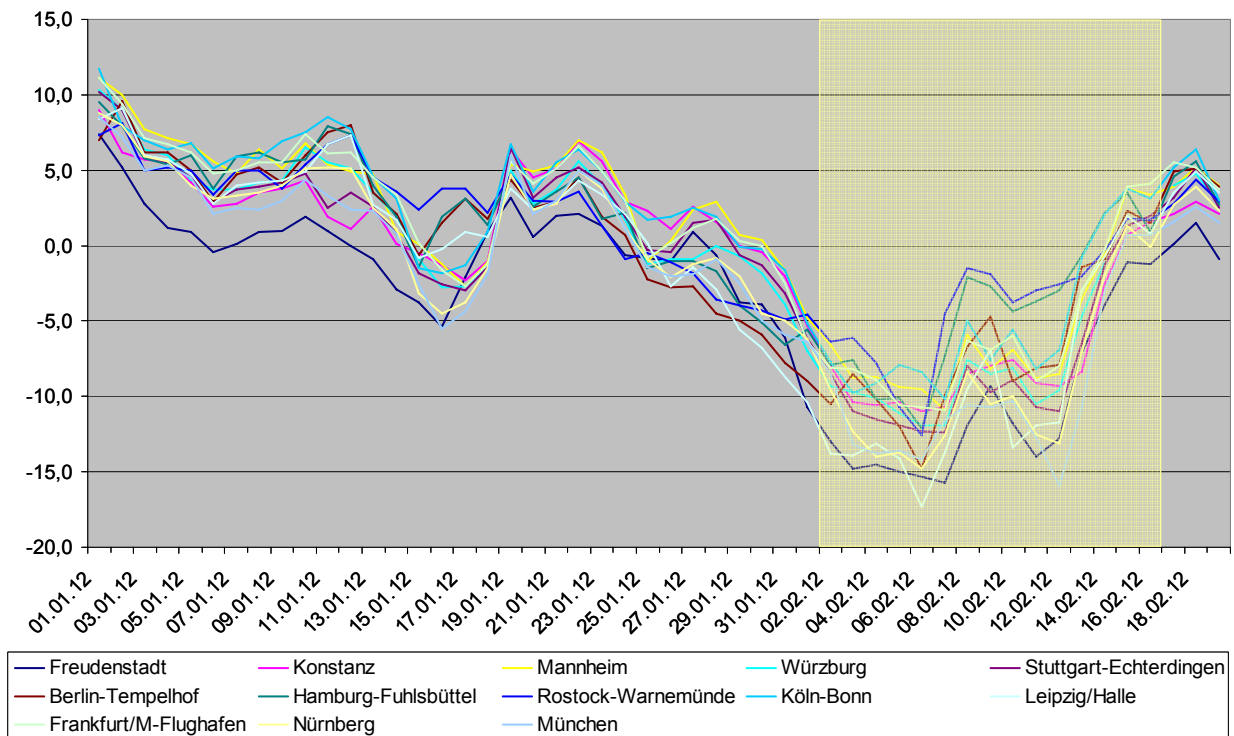


Abbildung 35: Tagesmitteltemperaturen während des Versorgungsengpasses in ganz Deutschland

Die außergewöhnlich kalten Außentemperaturen in den vom Versorgungsausfall betroffenen Regionen führten zu einer entsprechend hohen Gasentnahme in den nachgelagerten Verteilernetzen, in denen, laut Angaben einzelner Netzbetreiber, ebenfalls „historische“ Höchstwerte bezüglich der Netzauslastung zu beobachten gewesen sind.

Eine lang andauernde, strenge Frostperiode mit entsprechend hohem Gasbedarf, herrschte während der ersten und dritten Februarwochen 2012 auch in einer Reihe benachbarter Mitgliedstaaten. Hierbei seien nach Angaben einzelner Fernleitungsnetzbetreiber Italien und Frankreich hervorzuheben, in die in erheblichem Umfang Gas aus dem deutschen Fernleitungsnetz ausgespeist worden sei (in Bezug auf Italien erfolgt der Gastransport über die Schweiz). Diese Ausspeisungen sind über Grenzübergangspunkte erfolgt, die sich in der Nähe zu den in Deutschland von der Gasknappheit betroffenen Netzgebieten befinden. So wurden der Bundesnetzagentur erhöhte Ausspeisungen am Grenzübergangspunkt Medelsheim in Richtung Frankreich gemeldet (Ferngasleitung MEGAL). Die Ausspeiseleistung in Richtung Frankreich (auf der Leitung „MEGAL“) habe um durchschnittlich rund 5 GWh/h höher gelegen im Verhältnis zu den „durchschnittlichen, winterbedingten“ Ausspeisungen über den Grenzübergangspunkt Medelsheim.

Vergleichbares ist der Bundesnetzagentur für den an der Grenze zur Schweiz gelegenen Grenzübergangspunkt Wallbach (Ferngasleitung „TENP“) berichtet worden. Die Ausspeiseleistung in Wallbach habe an einigen Tagen um bis zu rund 6 GWh/h über den „Erfahrungswerten“ gelegen, die im Vergleichszeitraum „herkömmlich“ an dem Ausspeisepunkt zu beobachten seien. Nach Auskunft eines für den Punkt Wallbach verantwortlichen Netzbetreibers waren die gebuchten festen Ausspeisekapazitäten in Wallbach, während der hier fraglichen Kälteperiode zum Teil vollständig ausgelastet, während unter „herkömmlichen Winterbedingungen - ohne Importausfälle und ohne vergleichbare Wetterbedingungen – lediglich etwa 60 Prozent der in Richtung Italien gebuchten, festen Ausspeisekapazitäten von den Gastransporteurs tatsächlich in Anspruch genommen würden.

Im Hinblick auf die Versorgungssituation in Italien ist anzumerken, dass neben den niedrigen Temperaturen technische bedingte Einschränkungen bei der Gasversorgung in Form eines Defekts an einem LNG-Terminal vorlagen. In Italien wurden Kraftwerksbetreiber angewiesen, von der Gas- auf die Öl-Befuerung der Kraftwerksblöcke zu wechseln. Weiter wurden auch Industriekunden zeitweise von der Gasversorgung unterbrochen, um so die Versorgung der anderen Haushalte sicher zu stellen.

Insgesamt seien während des fraglichen Zeitraums im Februar in der Spitze insgesamt rund 11 GWh/h Erdgas zusätzlich zum „herkömmlichen“ Gasfluss in Richtung Italien (+ 6 GWh/h) und Frankreich (+ 5 GWh/h) durch Deutschland transportiert und ausgespeist worden.

9.3. Auswirkungen der reduzierten russischen Gastransporte auf andere Mitgliedstaaten.

Im Folgenden werden die Auswirkungen der eingeschränkten Transporte für andere Mitgliedstaaten dargestellt, in denen die Gasversorgungssituation ebenfalls überdurchschnittlich stark stärksten betroffen war.

In Österreich, am physischen Handelspunkt Baumgarten, wurde am 4. Februar eine Reduzierung der sonst üblichen Gasliefermengen um 37 Prozent registriert. Der österreichische Netzbetreiber war in der Lage die fehlenden Liefermengen durch erhöhte Ausspeichermengen aus Gasspeichern auszugleichen. Die Netzsituation war stabil. Aufgrund von Ferien sank in den darauffolgenden Tagen die Nachfrage deutlich, was zu einer zusätzlichen Entspannung der Situation führte.

In Griechenland wurden die Liefermengen, die über die bulgarische Grenze eingeführt werden um 50 Prozent reduziert. Zugleich wurden die Gaslieferungen in Richtung der

Türkei seitens des griechischen Netzbetreibers unterbrochen. Dies war als Vorsichtsmaßnahme für den Fall einer möglichen weiteren Reduzierung der bulgarischen Liefermengen zu verstehen. Kraftwerksbetreiber wurden aufgefordert, sog. „Fuel-Switch Maßnahmen“ vorzubereiten.

In der Slowakei wurde eine Reduzierung der Liefermenge um 36 Prozent registriert. Im Wesentlichen wurden die fehlenden Mengen durch Einsatz von Speichern kompensiert. Das Netz konnte stabil betrieben werden. Für die Gasverbraucher hat es keine Restriktionen gegeben.

10. Auswirkungen des Versorgungsengpasses auf Endkunden

Hervorzuheben ist, dass der Versorgungsengpass nicht dazu geführt hat, dass die Gasversorgung von Haushaltskunden ganz oder teilweise unterbrochen werden musste¹⁶. Auch andere direkt an ein Fernleitungs- oder ein Verteilernetz angeschlossenen Endkunden, die über feste Kapazitäts- oder Netzanschlussverträge verfügen, mussten nicht unterbrochen werden.

Zu den wesentlichen Beobachtungen des Versorgungsengpasses gehört weiter, dass die Gasversorgung der zuvor genannten Kundengruppen insbesondere deshalb aufrechterhalten werden konnte, da die betroffenen Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber in großem Umfang von den in § 16 Abs. 1 EnWG (für Verteilernetzbetreiber gilt diese Regelung über den Verweis in § 16a EnWG entsprechend) aufgeführten – marktbezogenen - Instrumenten Gebrauch machten. Innerhalb des § 16 Abs. 1 EnWG wurde von den Netzbetreibern allem von der in Nummer 2 enthaltenen Möglichkeit Gebrauch gemacht, die mit ihren Vertragspartnern auf unterbrechbarer Basis abgeschlossenen Kapazitätsverträge zu unterbrechen. Durch die Befreiung von den „unterbrechbaren“ Transportverpflichtungen konnten sich die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber und die ihnen nachgelagerten Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzen, jedenfalls die Versorgung der Kunden sicherzustellen, die über feste Kapazitätsverträge verfügen. Hierdurch konnte wiederum die Versorgung der Haushaltskunden aufrechterhalten werden, da die Verteilernetzbetreiber, die das Gas zu den Haushaltskunden transportieren, ihrerseits regelmäßig über feste Kapazitätsverträge mit vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber verfügen.

¹⁶ Die Gruppe der Haushaltskunden wird nunmehr gemäß Art. 2 Abs. 1 der VO (EU) Nr. 994/2010 im Zusammenhang mit Sicherheit der Erdgasversorgung als „besonders schutzbedürftig“ privilegiert.

10.1. Betroffene Kunden auf der Fernleitungsnetzebene

Im Fernleitungsnetz der Netzbetreiber Open Grid Europe (OGE), terranets bw und der bayernets kam es nach Anwendung von Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG durch die Netzbetreiber zu Unterbrechungen bei der Gasversorgung von Kunden (eingeschlossen nachgelagerter Verteilernetzbetreiber), die direkt an die genannten Fernleitungsnetze angeschlossen sind.

So sah sich OGE gemäß § 16 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität dazu veranlasst, in Baden-Württemberg, Bayern und im mitteldeutschen Raum alle auf unterbrechbarer Basis abgeschlossenen Kapazitätsverträge zu unterbrechen.

Ebenfalls stark betroffen war zudem das Netz der terranets bw. Zur Stabilisierung des Netzbetriebs wurden hier vor allem gegenüber den nachgelagerten Verteilernetzbetreibern Maßnahmen gemäß § 16 Abs. 1 EnWG getroffen. Hierzu gehörte die Entziehung des den Verteilernetzbetreibern gemäß § 8 Ziffer 6 der Kooperationsvereinbarung IV (KoV) zustehenden Toleranzwertes von 5 Prozent. Diese Regelung erlaubt es den Verteilernetzbetreibern, ihre beim Fernleitungsnetzbetreiber eigentlich gebuchte Leistung bei der Nominierung um 5 Prozent zu überziehen. Weiter erfolgte die Aufforderung an über 40 nachgelagerte Verteilernetzbetreiber, „alle unterbrechbaren Kapazitätsverträge zu unterbrechen, alle verfügbaren Speicher zur Einspeisung in Ihr Netz zu nutzen und alle weiteren Ihnen zur Reduzierung Ihres Bezuges aus unserem Netz zur Verfügung stehenden Maßnahmen anzuwenden.“ Darüber hinaus sah sich die terranets bw in einem Einzelfall gezwungen auf sog. nicht-marktbezogene Sicherungsmaßnahmen nach § 16 Abs. 2 EnWG zurückzugreifen, indem die an das Netz der terranets bw angeschlossenen Speicher Sandhausen und Fronhofen zu einer erhöhten Ausspeicherung angewiesen wurden. Im Unterschied zu Maßnahmen gemäß § 16 Abs. 1 EnWG erlaubt § 16 Abs. 2 EnWG den Einsatz von (Zwangs-)Maßnahmen durch die Gasversorgungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität des Gasversorgungsnetzes, von denen auch ohne eine entsprechende vertragliche Vereinbarung Gebrauch gemacht werden darf bzw. Gebrauch gemacht werden muss.

Hinsichtlich des Netzgebiets der terranets bw ist festzuhalten, dass die geologischen Gegebenheiten es in Baden-Württemberg nicht zulassen, (weitere) Untergrundspeicher zu erschließen. Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, ob es eines entsprechenden Netzausbaus bedarf, damit das Netz der terranets bw Zugang zu Untergrundspeichern in anderen Regionen erhält, insbesondere zu den in Bayern gelegenen Erdgasspeichern. Zudem könnte eine Neuregelung des § 16 Abs. 1a EnWG in derartigen Situationen Abhilfe schaf-

fen, die es den Fernleitungsnetzbetreibern künftig erlauben soll, Speicherbetreiber und Speicherkunden, anzuweisen, sich netzdienlich zu verhalten.

Auch im Netz der bayernets mussten Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität getroffen werden. Nach aktueller Kenntnis war das Netz allerdings nicht so massiv betroffen wie das der terranets bw, mit entsprechend weniger Auswirkungen auf den Netzbetrieb der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber. Als möglicher Grund hierfür wird unter anderem angegeben, dass im Vergleich zur terranets bw deutlich mehr Speicherleistung direkt an das Fernleitungsnetz der bayernets angeschlossen ist.

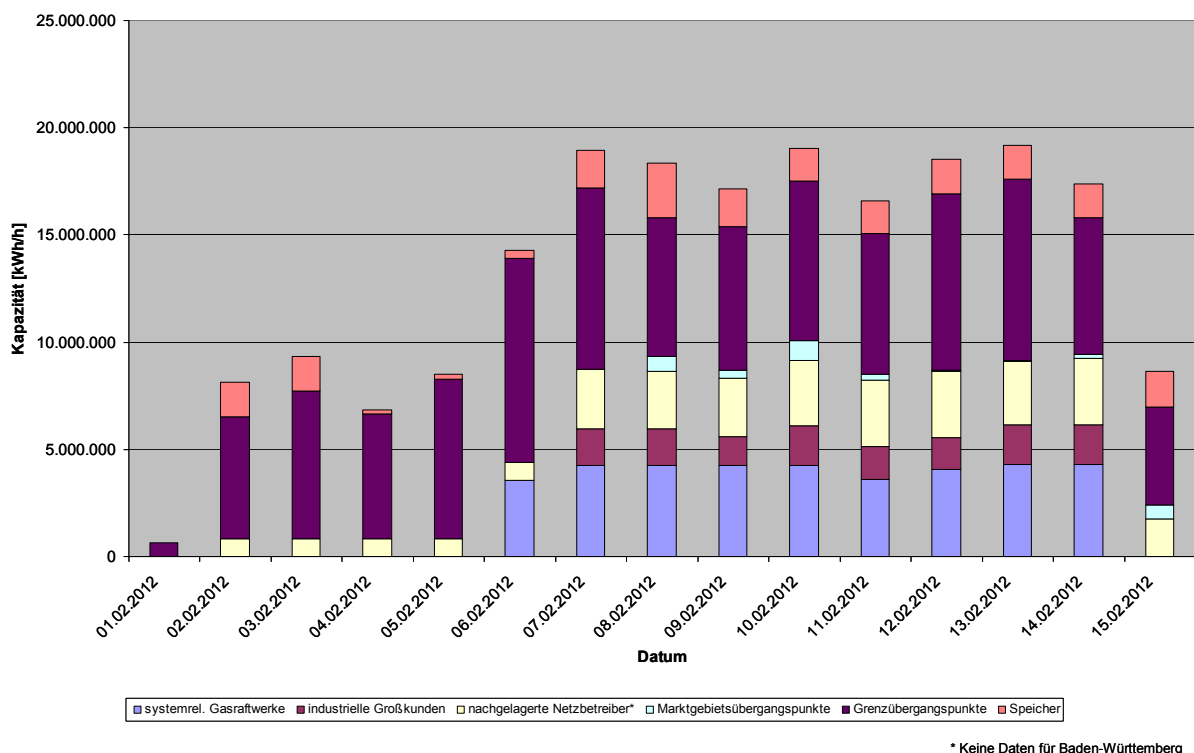


Abbildung 36: Unterbrochene Kapazitäten im Fernleitungsnetz der OGE und bayernets bezogen auf unterschiedliche Netzanschluss- und Netzkopplungspunkte

10.2. Betroffene (Groß-)Kunden auf der Gasverteilernetzebene

Wie bereits hervorgehoben, führte der Versorgungsengpass zu keinen Beeinträchtigungen bei der Gasversorgung der Haushaltskunden. Dieses Ergebnis konnte gerade durch den Einsatz der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern von Instrumenten gemäß § 16 Abs. 1 EnWG (in Verbindung mit § 16a EnWG) erzielt werden. Entsprechend führte der Einsatz entsprechender Maßnahmen insbesondere bei den besonders stark betroffenen Verteilernetzbetreibern in Baden-Württemberg zu Versorgungsbeeinträchtigungen bei

den direkt an das Verteilernetz angeschlossenen (Groß-)Kunden. Hierzu zählen in erster Linie sog. „rLM-Kunden“ (siehe Glossar), also insbesondere Industrie- oder Gewerbebetriebe, aber auch öffentliche Einrichtungen. Die Bundesnetzagentur führte in diesem Zusammenhang eine Abfrage bei den von der terranets bw aufgespeisten 45 baden-württembergischen Verteilernetzbetreibern durch, um ein genaueres Bild über die Versorgungssituation dieser „rLM“-Großkunden während des Zeitraums vom 01. Februar bis 16. Februar auf der Verteilernetzebene zu bekommen¹⁷.

Hinsichtlich der betroffenen Kundengruppe ergab die Auswertung, dass insbesondere Letztverbraucher aus den Branchen Lebensmittelherstellung und Metallverarbeitung, aber auch öffentliche Einrichtungen, das Gesundheitswesen sowie Heiz(kraft)werke für die Fernwärmeversorgung betroffen waren. Insgesamt waren in den abgefragten Netzgebieten 255 Letztverbraucher beeinträchtigt. Das Maximum in einem einzelnen Netzgebiet (schwaben netz GmbH) betrug 33 Kunden. Als Durchschnittswert ergeben sich neun betroffene Letztverbraucher pro Netzgebiet.

Hinsichtlich der Höhe der vertraglich zugesicherten Anschlussleistung ergibt sich bei den betroffenen Kunden eine Summe der vertraglich zugesicherten Anschlussleistung in Höhe von 2.690.205 kW, also rund 2,7 GW. Die größten unterbrochenen Einzelkunden sind ein Großkraftwerk sowie eine Papierfabrik. Im Durchschnitt ergibt sich pro Kunde eine Anschlussleistung von 107.608 kW. Ohne Berücksichtigung des erwähnten Kraftwerkes ergibt sich noch eine durchschnittliche Anschlussleistung von 63.088 kW. Der am stärksten betroffene Netzbetreiber ist die Energienetze Bayern GmbH mit 1.652.500 kW Anschlussleistung. Einzelne Netzbetreiber haben hierzu keine Angaben gemacht.

Hinsichtlich der erbetenen Angaben zum Unterbrechungszeitraum ist festzuhalten, dass die erste gemeldete Unterbrechung bereits am 31. Januar 2012 statt fand (Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim). Die längste Unterbrechung dauerte 16 Tage (Netzgebiet Stadtwerke Stockach), der zweitlängste 15 Tage (Netzgebiet Stadtwerke Homburg, unaufgeforderte Rückmeldung). Lediglich eine Stunde betrug die Dauer der kürzesten Einzelunterbrechung (Netzgebiet Stadtwerke Ettlingen). Die meisten Unterbrechungen endeten wieder zwischen dem 08. Februar 2012 und dem 15. Februar 2012.

Aus der Auswertung geht weiter hervor, dass die tatsächliche Reduzierung der Anschlussleistung 2.218.280 kW (ca. 2,2 GW) betrug, also durchschnittlich 82,5 Prozent der vertraglich zugesicherten Leistung der betroffenen Kunden. Ohne Berücksichtigung der Kraftwerke betrug die Reduzierung 1.105.280 kW. Die Bandbreite reichte von vollständi-

¹⁷ Zehn Netzbetreiber gaben eine Leermeldung ab, neun Netzbetreiber haben nicht auf die Anfrage reagiert

ger Reduktion bis zur Reduktion um wenige Prozent der vertraglich zugesicherten Anschlussleistung. Allerdings sind diese Werte nicht zeitgewichtet, d.h. es findet keine Berücksichtigung, ob die Reduzierung eine Stunde oder 16 Tage lang dauerte.

Von besonderem Interesse im Hinblick auf die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in den Verteilernetzen sind mögliche vertragliche Vereinbarung zwischen Verteilernetzbetreiber und Letztverbrauchern über eine Reduzierung der Anschlussleistung. Hier ergab die Abfrage, dass mit 106 der betroffenen Kunden eine vertragliche Vereinbarung zur Reduzierung der Anschlussleistung bestand, während dies bei 97 betroffenen Kunden nicht der Fall war. In 39 Fällen bestand die Möglichkeit einer teilweisen Reduzierung, während zu den übrigen Kunden keine Angabe gemacht wurde.

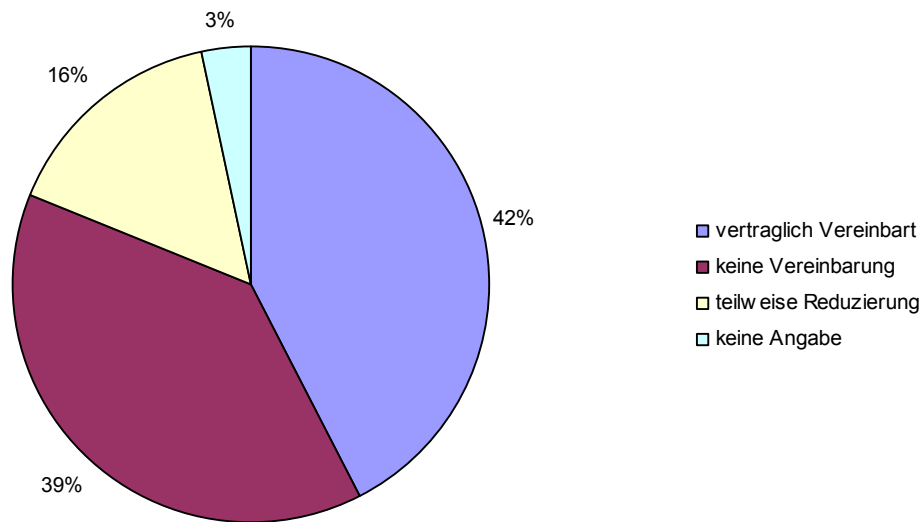


Abbildung 37: Vereinbarungen zwischen VNB und Endkunden über Reduzierungen der Anschlussleistung.

Zur Frage, ob Letztverbraucher auf alternative Brennstoffe zurückgreifen können, gaben die befragten Netzbetreiber an, dass bei 211 Letztverbrauchern ein alternativer Brennstoff eingesetzt werden konnte. Bei 35 Letztverbrauchern wurden keine Angaben gemacht, lediglich neun Letztverbraucher konnten nicht auf alternative Brennstoffe zurückgreifen. Von diesen neun wurden drei auf Veranlassung des Netzbetreibers abgeschaltet, bei den übrigen sechs erfolgte die Reduzierung auf freiwilliger Basis.

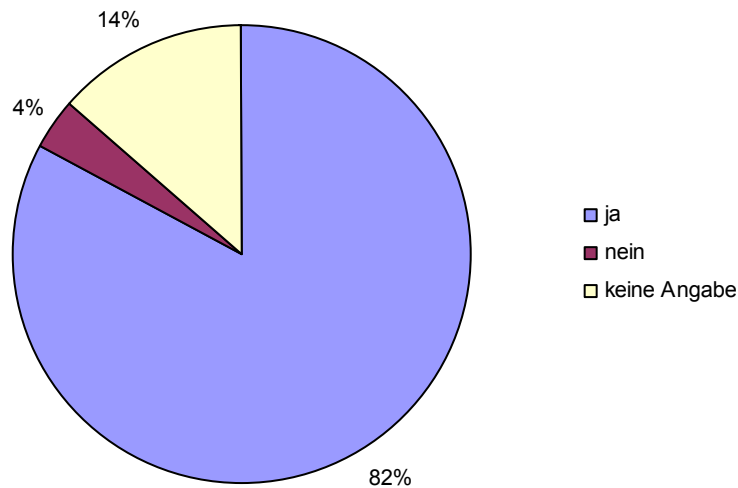


Abbildung 38: Technische Einrichtungen zur Verbrennung alternativer Brennstoffe bei Letzverbrauchern.

10.3. Unterbrechung von Gaskraftwerken mit unterbrechbaren Kapazitätsverträgen

Besonderes Augenmerk ist auf die Auswirkungen des Gasversorgungsengpasses auf die Betreiber von Gaskraftwerken und den Verfügbarkeit dieser Kraftwerke zu legen. Der Gasversorgungsengpass im Februar 2012 hat die gestiegene Bedeutung einer sicheren und zuverlässigen Erdgasversorgung für die Gewährung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität in den Vordergrund gerückt. Hintergrund ist, dass mehrere gasbefeuerte Kraftwerksblöcke in Süddeutschland im Anschluss an die Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitätsverträge durch den Fernleitungsnetzbetreiber OGE auf Grundlage von § 16 Abs. 1 Nr. 2 EnWG vollständig oder zum Teil nicht mehr mit Gas versorgt worden sind und entsprechend nicht zur Absicherung der Systemstabilität in den Elektrizitätsversorgungsnetzen zur Verfügung standen.

Bis zum Inkrafttreten des sog. „Kernenergie-Moratoriums“ wurde in dem Umstand, dass Gaskraftwerksbetreiber ihre Gasbelieferung auf Grundlage unterbrechbarer Kapazitätsverträge organisieren, noch kein Risikofaktor für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gesehen. Die Erfahrung des Versorgungsengpasses im Februar 2012 zeigt deutlich auf, dass es nach der Reduzierung gesicherter Erzeugungsleistungen im süddeutschen Raum zur Aufrechterhaltung der Elektrizitätsversorgungssicherheit notwendig ist, die Verfügbarkeit der verbleibenden konventionellen Erzeugungskapazitäten abzusichern. Dieses Ziel ist jedoch gefährdet, sofern die Gasver-

sorgung eines Gaskraftwerks auf der Grundlage unterbrechbarer Transportverträge erfolgt, die im Fall eines Gasversorgungsengpasses vertragsgemäß durch den Gasnetzbetreiber unterbrochen werden.

Von einer vertragsgemäßen Unterbrechungen infolge des Gasversorgungsengpasses waren folgende, für die Aufrechterhaltung der sicheren Elektrizitätsversorgung bedeutende Kraftwerke im süddeutschen Raum betroffen: das Kraftwerk „Irsching“ in Vohburg bei Ingolstadt (Kraftwerksblöcke 3 und 4, Nettoleistung insgesamt 965 MW), das „Rheinhafen-Dampfkraftwerk“ in Karlsruhe (RDK 4S, Nettoleistung 353 MW), das Kraftwerk „Franken I“ (auch bezeichnet als „Gebersdorf“) bei Nürnberg (Kraftwerksblöcke 1 und 2, insgesamt 823 MW). Hinsichtlich der Kraftwerksanlage „Franken I“ sowie „Irsching“ Block 3 besteht die Möglichkeit, von der Erdgasbefuerung auf den Öl-Betrieb umzuschalten. Bezüglich des Kraftwerke „Franken“ und des Kraftwerks „Irsching“ Block 3 fand während der Unterbrechung eine Öl-Befuerung statt, wodurch die Leistungsminderung teilweise wieder aufgefangen werden konnte. Insgesamt standen während des Unterbrechungszeitraumes zeitgleich rund 1.350 MW Erzeugungsleistung nicht zur Verfügung. In einem „worst-case“-Szenario, in dem sowohl ein Gasversorgungsengpass vorliegt und auch keine Ölvorräte für eine alternative Befuerung der genannten Anlagen (mehr) vorhanden sind würden zeitgleich insgesamt 2.141 MW nicht zur Verfügung stehen. Dieses Szenario gilt es in jedem Falle zu vermeiden, denn in diesem Falle wäre die Sicherheit des deutschen Stromübertragungsnetzes nicht mehr gewährleistet.

Bis auf den Block 3 des Kraftwerks „Irsching“, der über das Verteilernetz der Energienetze Bayern aufgespeist wird, sind alle übrigen aufgeführten Kraftwerksblöcke direkt mit dem Fernleitungsnetz der OGE verbunden. Dies gilt auch für den Block 5 des Kraftwerks „Irsching“, der als einziger Block dieses Kraftwerks auf Grundlage eines festen Kapazitätsvertrags versorgt wird.

Hervorzuheben ist, dass die zuvor aufgeführten Kraftwerke von den Übertragungsnetzbetreibern als „systemrelevant“ im Hinblick auf die Gewährung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung eingestuft worden sind. Um zu identifizieren, welche Versorgungsunterbrechungen von gasbefeuerten Kraftwerken sich besonders kritisch auf die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems auswirken, haben die Übertragungsnetzbetreiber auf Anforderung durch die Bundesnetzagentur sämtliche Kraftwerke aufgelistet, denen eine solche „Systemrelevanz“ zukommt. Als „systemrelevant“ haben die Übertragungsnetzbetreiber im Sinne des § 13 Abs. 1a EnWG sämtliche gasbefeuerte Kraftwerksblöcke mit einer Nennleistung von mehr als 50 MW klassifiziert, die südlich der

Mainlinie gelegen sind und zur Spannungshaltung und als Redispatch-Potential zur Verfügung stehen. In einem Einzelfall wurden in Nordrhein-Westfalen, also außerhalb des Definitionsbereichs „systemrelevanter“ Gaskraftwerke, die gasbefeuerten Blöcke eines Kraftwerks (Nettoleistung 1.200 MW), die auf Grundlage von unterbrechbaren Kapazitätsverträgen mit Gas versorgt werden, aufgrund des Versorgungsengpasses unterbrochen.

10.4. Maßnahmen der Bundesnetzagentur

Nachdem die Bundesnetzagentur durch Mitteilung der Fernleitungsnetzbetreiber terranets bw und OGE von der angespannten Versorgungssituation in Kenntnis gesetzt worden war, wurden die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber und sowie die Übertragungsnetzbetreiber unmittelbar zur Zusammenarbeit und zum Informationsaustausch aufgefordert, mit dem Ziel ein „Übergreifen“ des Gasversorgungsengpasses auf die Elektrizitätsversorgung zu verhindern. Entsprechende Kommunikationswege zwischen den Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern existierten vorher nicht. Seitens der Bundesnetzagentur wurden zudem Vorgaben zur koordinierten Anwendung der §§ 13 und 16 EnWG an die Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber gerichtet, um die netzbezogenen Sicherungsmaßnahmen im Gasbereich im Verhältnis zu denen im Strombereich näher zu konkretisieren.

10.5. Einsatz von Erdgasspeichern während des Versorgungsengpasses

Stabilisierend auf die Netzsituation ausgewirkt haben sich die hohen Füllstände der Erdgasspeicher. Aufgrund der milden Witterung, die während des vergangenen Winters bis zum Eintritt der Kältephase Anfang Februar 2012 herrschte, waren die Speicher verhältnismäßig gut gefüllt. (Anfang Februar 2012 lagen die Speicherfüllstände im Durchschnitt bei über 70 Prozent).

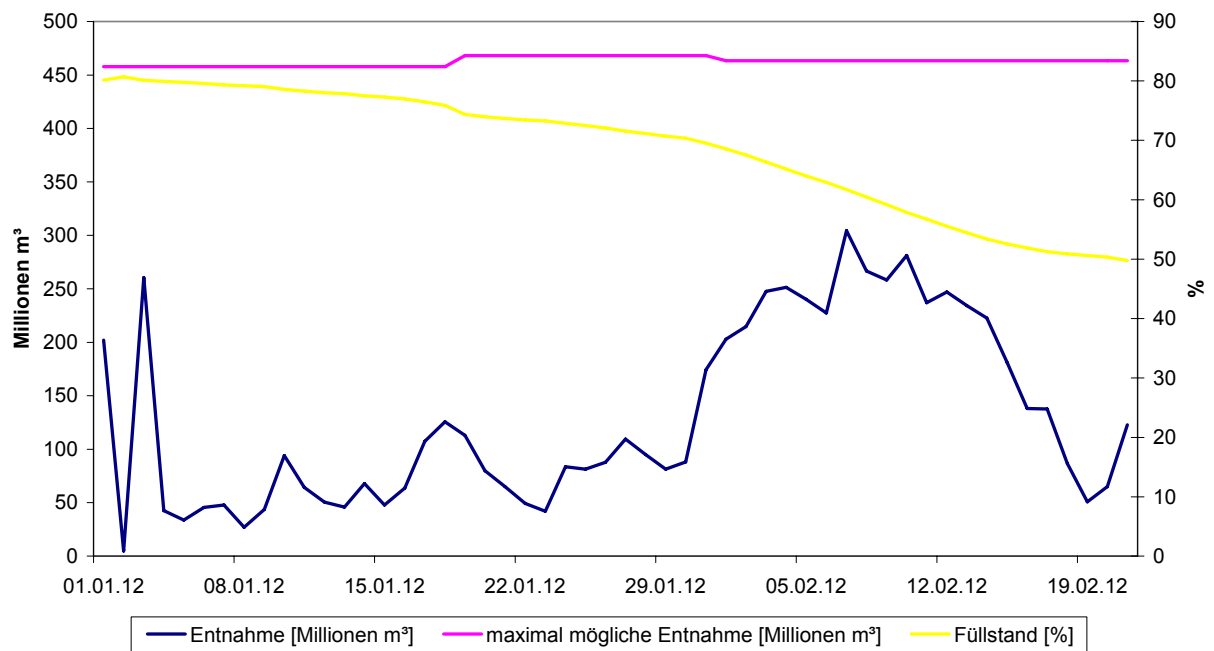


Abbildung 39: aggregierte Entnahmemengen aus deutschen Speichern, Quelle: GSE Transparency Platform]

Die Differenz zwischen der blauen und der magentafarbenen Linie lässt die Interpretation zu, dass aus den Speichern bei weitem nicht unter Volllast ausgespeichert wurde. Da in der Aggregation aber Speicher aus ganz Deutschland betrachtet werden, muss die Situation der Speichernutzung in Süddeutschland genauer betrachtet werden. Dies wird durch die folgende Abbildung dargestellt:

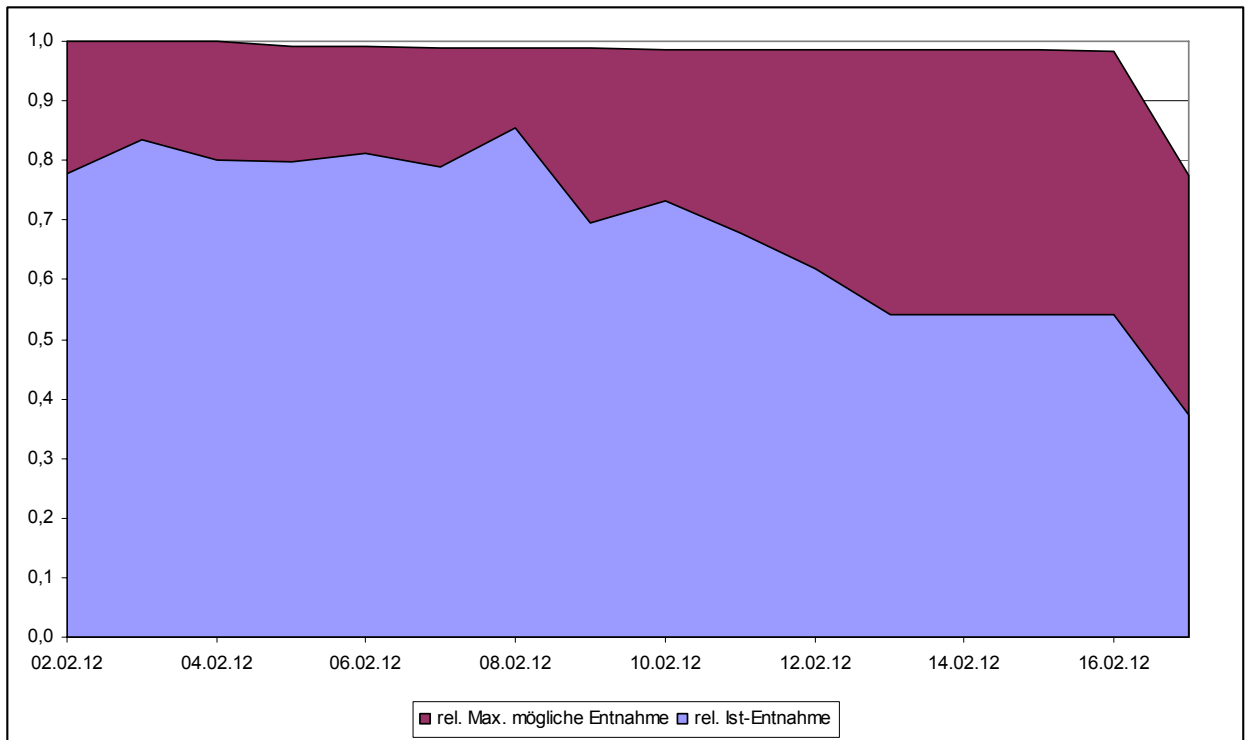


Abbildung 40: Vergleich der Ist-Entnahmen aus Süddeutschen Speichern mit der maximal möglichen Entnahme

Bei einer Einzelbetrachtung von Speicheranlagen in Süddeutschland zeigt sich allerdings ein ähnliches Bild wie bei der Aggregation über alle deutschen Speicher. Es lässt den Schluss zu, dass Speichernutzer keinen Anreiz sahen ihre Speicherkapazitäten in vollem Umfang einzusetzen und somit mit ihrem Transportverhalten selbst netzstabilisierend zu agieren. Aus diesem Grund wurde es im Netz der GVS nötig die beiden angebotenen Speicher Fronhofen und Sandhausen nach § 16 Abs. 2 EnWG anzuweisen in größerem Umfang auszuspeichern, als das dies durch die Transportkunden vorgenommen wurde.

10.6. Reaktion des Gashandelsmarktes

10.6.1. Verhalten der europäischen Handelspreise

Ähnlich wie beim Gaskonflikt zwischen der Ukraine und Russland im Januar 2009 haben die Großhandelspreise für Erdgas im kurzfristigen Handel direkt auf die Engpasssituation reagiert. Innerhalb einer Woche verteuerte sich Erdgas auf Grund der gesteigerten Nachfrage und des reduzierten Angebots von Erdgas aus Russland von einem Preisniveau von 24 €/MWh auf knapp über 40 €/MWh (Preissteigerung fast 63 Prozent). Aber es zeigt sich auch deutlich, dass der europäische Gasmarkt funktioniert hat. An allen Handels-

plätzen zog auf Grund der Mehrnachfrage nach Gas der Preis gleichzeitig an und nach der Entspannung der Situation sanken die Preise wieder gleichmäßig auf das Niveau vor dem Versorgungsengpass ab.

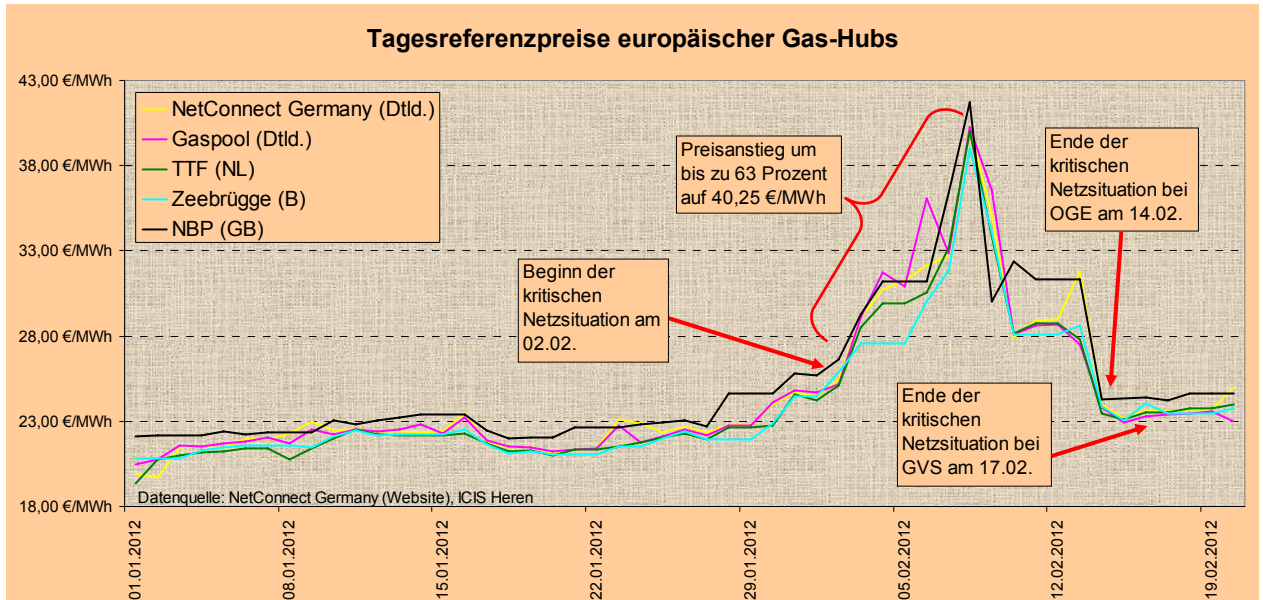


Abbildung 41: Entwicklung der europäischen Großhandelspreise für Erdgas im kurzfristigen Handel. Datenquelle: ICIS Heren Database/NetConnect Germany.

10.6.2. Auswirkungen auf den Regelenenergiemarkt

Die angespannte Netzlage in Süddeutschland hatte sowohl preislich als auch unter Mengengesichtspunkten Auswirkungen auf den Regelenenergieeinsatz in den Marktgebieten:

Im Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) mussten am 8. und 9. Februar zur Erhaltung der Netzstabilität auch lokale Regelenenergieprodukte in der „Regelenenergiezone Süd“ eingesetzt werden, d.h. die freie Zuordenbarkeit war soweit eingeschränkt, dass „globale“ Regelenenergie, die über den virtuellen Handlungspunkt beschafft werden kann, nicht mehr zur Stabilisierung des Systems im Süden beitragen konnte. Dabei ist anzunehmen, dass die lokale Regelenenergie auch zur Kapazitätserhaltung eingesetzt worden ist. Für die lokalen Lose mussten zeitweise Preise von über 90 €/MWh (teuerstes Los bei 111,11 €/MWh) akzeptiert werden.

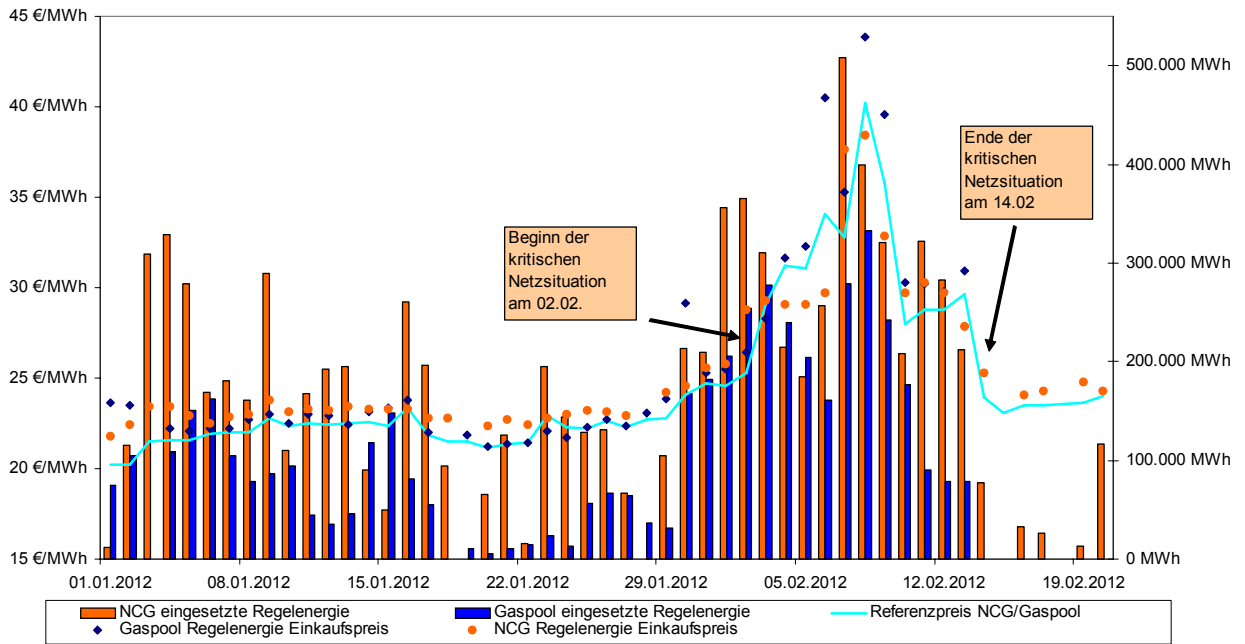


Abbildung 42: Darstellung der eingesetzte Regelenergiemengen und der mengengewichteten Regelernergie-Tagesdurchschnittspreise in den Marktgebieten im relevanten Zeitraum

Wie aus Abbildung 42 zu erkennen ist, lagen die mengengewichteten Beschaffungspreise für Regelernergie im Zeitraum vom 2. bis 10. Februar im Durchschnitt 9 Euro/MWh bis 15 Euro/MWh über den Beschaffungspreisen des Januar 2012.

Zwischen dem 7. und dem 10. Februar wurden die höchsten Tagesmengen des relevanten Zeitraumes abgerufen - allein an diesen vier Tagen 1,4 TWh. Zum Vergleich: Im gesamten Februar 2011 wurden 1,6 TWh abgerufen.

Mit steigenden Temperaturen ab dem 14. Februar bestand keine große Nachfrage nach Regelernergie mehr, es wurde auch wieder Regelernergie verkauft.

Auch im Marktgebiet Gaspool wurden insbesondere zwischen dem 2. und dem 10. Februar große Mengen an Regelernergie eingesetzt. Auf Grund der gestiegenen Spotmarktpreise mussten von Gaspool ebenfalls deutlich höhere Preise bezahlt werden als im Januar 2012. Auch hier entspannte sich mit steigenden Temperaturen ab dem 14. Februar die Regelerzielage wieder.

Einer stärkeren Verteuerung der Regelernergie im betrachteten Zeitraum konnte seitens der Marktgebietsverantwortlichen durch das Zurückgreifen auf langfristig beschaffte Regelerzielose, die sich nicht an den Spotpreisen orientieren, entgegengewirkt werden.

10.7. Unterschiede zur Ukraine-Krise

Während im Verlauf der sog. „Ukraine-Krise“ im Jahr 2009 lag eine Reduzierung der Einfuhrmengen in Waidhaus um zeitweise bis zu ca. 90% vor, während im Februar 2012 „nur“ bis zu ca. 30% weniger Gas eingeführt werden konnte, als von den Gashändlern angefordert. Trotzdem waren die Auswirkungen im deutschen Netz im Februar 2012 weitaus massiver. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass die Temperaturen während des Ukraine-Konflikts zwar ebenfalls relativ niedrig aber im Vergleich deutlich milder waren. Dasselbe gilt für die Temperaturen in Osteuropa (extreme Kälte). Aber auch in Südeuropa und Nordafrika war es deutlich kälter als in einem durchschnittlichen Winter.

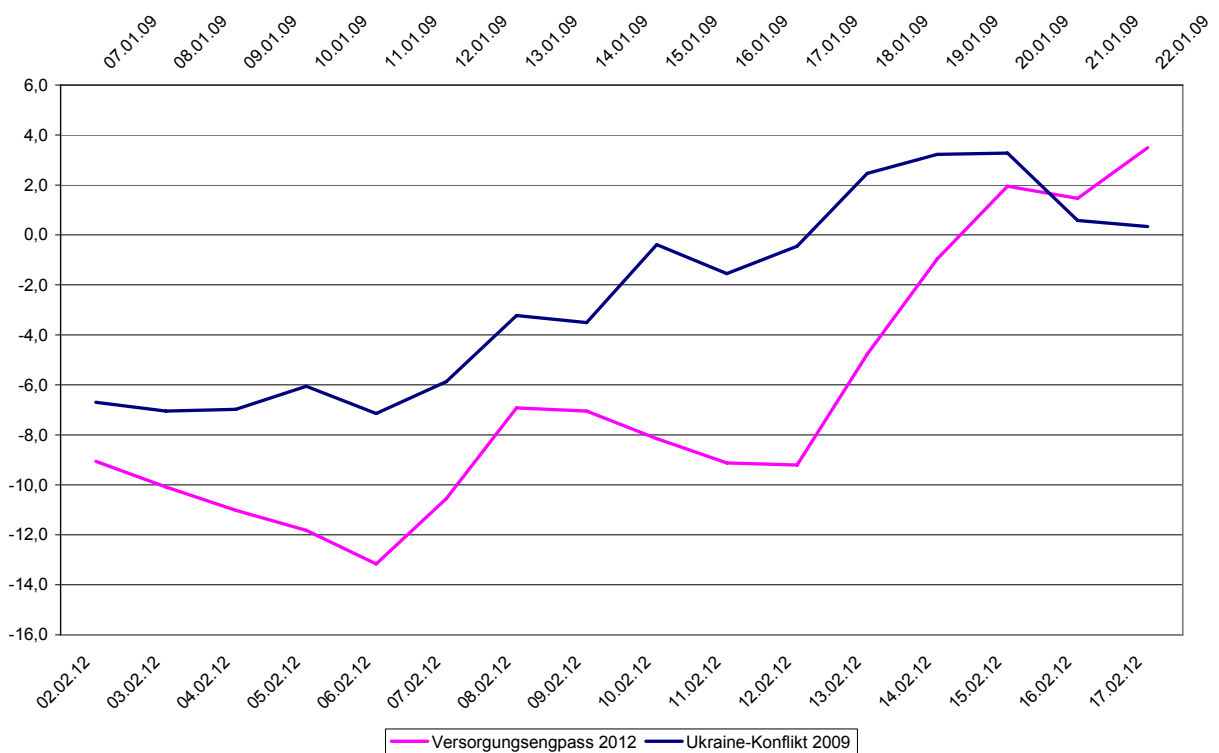


Abbildung 43: Vergleich des Temperaturverlaufes der Tagesmitteltemperaturen für Deutschland während des Ukraine-Konflikts zum diesjährigen Versorgungsengpass

Einfluss hatte in diesem Fall auch die zwischenzeitlich durchgeführte Integration des Marktgebietes „GRTgaz“ in die die Marktgebietskooperation NCG, welche es den Transportkunden des Fernleitungsnetzbetreibers GRTgaz neuerdings erlaubt, alternativ Erdgas auch am NCG-VHP zu beschaffen, dies war während des „Ukraine-Konflikts“ im Januar 2009 noch nicht möglich. Zu diesem Zeitpunkt gab es nur die Möglichkeit, das nach Frankreich zu transportierende Erdgas in Waidhaus anzustellen.

IV. Handlungsempfehlungen

Die Erfahrungen des letzten Winters lassen sich wie folgt bewerten: Die Systemsicherheit konnte mit großer Mühe aufrecht erhalten werden. Die von der Bundesnetzagentur initiierten und von den Übertragungsnetzbetreibern umgesetzten Vorsorgemaßnahmen haben sich als dringend erforderlich erwiesen und bewährt. Sie sollten auch im Winter 2012/2013 auf jeden Fall fortgesetzt werden.

Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber konnten nicht alle kritischen Belastungsszenarien vorhersehen. Auch in der im Sommer 2011 noch nicht in den Blick genommenen Risikosituation, wie der drastischen Unterspeisung des deutschen Regelblocks im Februar 2012 und dem teilweisen Ausfall der russischen Gaslieferungen am GÜP Waidhaus haben sich die Vorsorgemaßnahmen jedoch als sehr nützlich erwiesen.

Gleichzeitig haben die Ereignisse im Februar dieses Jahres gezeigt, dass die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland ganzheitlich gedacht werden muss. Die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit muss spartenübergreifend gewährleistet werden. Isolierte Betrachtungen der Strom und Gasnetze werden den Herausforderungen durch die Energiewende nicht mehr gerecht

Die aufgetretenen Verletzungen der (n-1)-Sicherheit, die ständig zunehmende Zahl der Markteingriffe, die Abschaltungen von Gasverbrauchern und die Schwierigkeiten die erforderlichen Gaskapazitäten für den Transport, ausreichend angebotenen Gases zur Verfügung zu stellen zeigen, dass sowohl in den Strom als auch den Gasnetzen dringlicher Ausbaubedarf besteht. Durch Netzausbau lässt sich die Systemsicherheit deutlich und nachhaltig verbessern. Demgegenüber sind alle anderen Maßnahmen zwar nicht entbehrlich, führen aber langfristig nicht zu Infrastrukturen, die dem Industriestandort Deutschland und den Bedürfnissen der Bevölkerung angemessen sind.

Das heißt nicht, dass Netze für jeden noch so unwahrscheinlichen Nutzungsfall oder das letzte kW Spitzenleitung ausgebaut werden müssen. Wie der Winter jedoch gezeigt hat, sind wir bereits heute in einer Situation, in der schon „normale“ Probleme zu einer deutlichen Einschränkung und Anpassung des Nutzungsverhaltens zwingen.

Neben dem Ausbau der Netzinfrastruktur muss auch der Erhalt der notwendigen Erzeugungs- und Importinfrastruktur sichergestellt werden.

Auf Grundlage der oben dargestellten Erkenntnisse empfiehlt die Bundesnetzagentur, die folgenden operativen und legislativen Maßnahmen.

11. Operative Maßnahmen

Die Bundesnetzagentur konnte die folgenden operativen Maßnahmen zur Begegnung kritischer Netzsituationen identifizieren.

11.1. Kontrahierung von Reservekraftwerken für den Winter 2012/13

Die Untersuchungen zur erwarteten Netzsituation für den Winter 2012/13 in Kapitel 8.2 zeigen, dass für die Sicherung eines ungefährdeten Netzbetriebs Reservekraftwerke weiterhin zwingend erforderlich sein werden. Die vorläufige Analyse unter Einbeziehung der gegenwärtig sicher bekannten Neubauten und angekündigten Außerbetriebnahmen im Jahre 2012 ergibt zum gegenwärtigen Zeitpunkt einen Bedarf an Reservekraftwerkskapazität im Umfang von etwa 2.150 MW. Der tatsächliche Bedarf hängt unter anderem von der Lösung der Stilllegungsfrage, einschließlich möglicher Stilllegungen aus Gründen des Immissionsschutzrechts, ab. Bei einer Verschiebung der Stilllegungen kann dieser Reservekapazitätsbedarf deutlich reduziert werden.

Die Bundesnetzagentur empfiehlt den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, umgehend mit der Kontrahierung des erforderlichen Bedarfs an Reservekraftwerkskapazität in Deutschland und Österreich zu beginnen. Bei neuen Erkenntnissen in Bezug auf den Bedarf an Reservekraftwerkskapazität ist der Umfang eventuell nochmals anzupassen. Die Bundesnetzagentur soll in den Prozess der Kontrahierung zwischen den Kraftwerksbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern aktiv eingebunden werden. Die entstehenden Kosten werden in die Netzentgelte einfließen.

Für die Kontrahierung durch die Übertragungsnetzbetreiber soll, soweit in der Kürze der Zeit möglich, ein marktlich organisierter, strukturierter Beschaffungsprozess zur Anwendung kommen, in den ein möglichst großer Kreis von Anbietern gesicherter Leistung einzubeziehen ist. Zur Begrenzung möglichen Marktmachtpotenzials können für die zu kontrahierende Kapazitätsvorhaltung im Beschaffungsverfahren Höchstpreise vorgegeben werden, die im Rahmen des Prozesses unterboten werden können. Sollte hierfür eine verbindliche Vorgabe notwendig werden, bedürfte es einer gesetzlichen Ermächtigung der Bundesnetzagentur.

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen die kontrahierten Kraftwerksreserven ein, wenn voraussichtlich alle über den Markt verfügbaren Potentiale ausgeschöpft sind und ein darüber hinausgehender Bedarf zur Erhaltung der Netzsicherheit besteht.

Sollte die ermittelte Reservekraftwerksleistung nicht kontrahiert werden können, obwohl ein Angebot an Reservekraftwerkskapazität verfügbar ist, oder üben die Anbieter Markt-

macht aus, um marktunübliche Preise durchzusetzen, erachtet die Bundesnetzagentur im Anwendungsbereich des EnWG eine Durchsetzung der Verpflichtung zur Teilnahme der am Reservekraftwerksmarkt im Einzelfall auf Basis des § 13 Abs. 1a EnWG für den Übergangszeitraum des kommenden Winters bei gegebener Sachlage noch für möglich. Es ist sicherzustellen, dass die zum Reservebetrieb verpflichteten Kraftwerksbetreiber eine angemessene Kompensation erhalten.

11.2. Kürzung der Erneuerbare-Energien-Stromvermarktung um vorhersehbar abzuregelnde Mengen

Nach derzeitiger Praxis werden an der Börse wohl auch dann ungekürzt die gesamten nach den Wetterdaten prognostizierten Strommengen aus Erneuerbaren Energien (im Folgenden „EE-Strom“) vermarktet, wenn absehbar ist, dass aufgrund von Systemsicherheitsmaßnahmen (in der Regel Einspeisemanagement) ein Teil dieses EE-Stromes gar nicht produziert werden kann. Da somit an windreichen Tagen mehr EE-Strom über die Börse verkauft wird als die einspeisevergüteten EE-Anlagen tatsächlich erzeugen können, werden die fehlenden Mengen faktisch wohl von konventionellen Kraftwerken als Regelernergie bzw. im Rahmen von Redispatch geliefert. Diese Praxis erscheint nicht nur ökologisch und volkswirtschaftlich fragwürdig, sondern belastet auch die Systemsicherheit. Nicht zuletzt auch aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber erscheint daher eine Änderung der Praxis sinnvoll.

Die Bundesnetzagentur hat die Fragestellung nochmals geprüft und ist nunmehr der Auffassung, dass die die Anpassung der Vermarktungspraxis bereits nach der bestehenden Rechtslage möglich ist.. Nach ihrer rechtlichen Einschätzung ist EE-Strom, der am Folgetag aufgrund von vorhersehbaren, öffentlich angekündigten Systemsicherheitsmaßnahmen gegenüber einspeisevergüteten EE-Anlagen nicht eingespeist werden kann, von den Übertragungsnetzbetreibern am vortägigen Spotmarkt nicht mit zu vermarkten. Das gilt entsprechend auch für die Vermarktung am untertägigen Spotmarkt. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen daher möglichst bereits im Rahmen ihrer Vortagesprognose für die day ahead-Vermarktung des EE-Stroms vorhersehbar abzuregelnde, einspeisevergütete EE-Erzeugung abziehen. Liegen hinreichend gesicherte Erkenntnisse über die Abregelung von EE-Anlagen erst später vor, so müssen sie die intraday-Vermarktung entsprechend kürzen.

Über eine Reduzierung der Vermarktungsmengen ist der Markt unverzüglich zu informieren. Dies könnte über die Transparenzplattform der European Energy Exchange (EEX) erfolgen, welche bereits die Daten zu Kraftwerksausfällen veröffentlicht.

Die gesichert abzuregelnden EE-Strommengen gar nicht erst über die Spotmärkte zu vermarkten, sollte die Netze entlasten. Der Regelenergie- bzw. Redispatch-Bedarf wird tendenziell sinken, so dass die entsprechenden Kapazitäten für andere Netzprobleme frei werden. Zugleich können in windstarken Zeiten Netzbelastungen durch zusätzliche hohe Nachfrage aus Nachbarstaaten aufgrund von sehr niedrigen Preisen an der EPEX Spot gemindert werden. Denn die Nichtvermarktung der nichterzeugten EE-Mengen dürfte zu höheren Preisen an der Strombörse und somit zu einer Dämpfung der Exportnachfrage in diesen ohnehin netzbelastenden Situationen führen.

Die ÜNB sind im Rahmen des EE-Ausgleichsmechanismus dazu verpflichtet, den einspeisevergüteten EE-Strom an dem vortägigen Spotmarkt einer Strombörse zu vermarkten (§ 1 Abs. 1 und 3 AusglMechAV i.V.m. § 2 Satz 1 AusglMechV i.V.m. § 37 Abs. 1 EEG). Konkret müssen sie über den vortägigen Spotmarkt für jede Stunde des Folgetages „die gemäß Vortagesprognose vorhergesagte Einspeiseleistung des nach § 16 oder § 35 Absatz 1 EEG zu vergütenden Stroms“ veräußern (§ 1 Abs. 1 AusglMechAV). Wird eine EE-Anlage aufgrund einer Systemsicherheitsmaßnahme abgeregelt, so erhält der Betreiber für die nicht eingespeisten Strommengen keine Einspeisevergütung. Es handelt sich folglich gerade nicht um einspeisevergüteten EE-Strom im Sinne des Vermarktungsgebots. Das gilt auch für die – in der Praxis maßgeblichen – Einspeisemanagement-Fälle, in denen EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen abgeregelt und für die entgangenen Einnahmen entschädigt werden (§ 13 Abs. 2, 2a, 4 EnWG i.V.m. §§ 11, 12 EEG). Sie erhalten dafür nach § 12 EEG gerade keine Einspeisevergütung, sondern eine Entschädigung für die entgangenen Einnahmen.

Die Kürzung der zu vermarktenden Mengen gegenüber den Mengen, die der Markt aufgrund der Wetterprognose erwartet, kann Einfluss auf die Preisbildung haben. Deshalb muss der Markt rechtzeitig über die Reduzierung der verfügbaren EE-Erzeugungskapazitäten informiert werden. Dies lässt sich in gleicher Weise wie die Information über nicht verfügbare konventionelle Kraftwerke handhaben. Diese Transparenzvorgabe ist geboten, um die Funktion eines Übertragungsnetzbetreibers als treuhänderähnlicher Vermarkter des EE-Stroms einerseits von seiner Funktion als systemverantwortlicher Netzbetreiber andererseits ausreichend getrennt zu halten. Die strikte Trennung der beiden Funktionen ist entflechtungsrechtlich eine wesentliche Voraussetzung für die Vermarktungsaufgabe der ÜNB im Ausgleichsmechanismus-System und für das Vertrauen der Handelsteilnehmer in eine transparente, diskriminierungsfreie Vermarktung des EE-Stroms. Für die praktische Umsetzung wird weiter zu klären sein, auf welche Weise die bestehenden Prozesse – ggf. auch im Zuge der Entwicklung eines „Energieein-

formationsnetzes“ - verbessert werden können, um ein frühzeitiges, transparentes und praktikables Vorgehen zu ermöglichen und die bestehenden Informationspflichten zu erfüllen.

11.3. Überarbeitung des Ausgleichenergiepreissystems

Die Bilanzkreisverantwortlichen haben – wie bereits in Kapitel 5 ausgeführt – gem. § 4 Abs. 2 Satz 2 StromNZV für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in ihren Bilanzkreisen in jeder Viertelstunde zu sorgen. Sie tragen hierfür die wirtschaftliche Verantwortung. Die Bilanzkreisabweichungen werden nach einem in § 8 Abs. 2 StromNZV festgelegten System in Rechnung gestellt. Hierzu werden die Ausgleichsenergiekosten, die von den Übertragungsnetzbetreibern für die Inanspruchnahme von Regelenergie in der jeweiligen Viertelstunde aufgewendet worden sind, auf die Bilanzkreisverantwortlichen auf Grundlage des ermittelten viertelstündlichen Bilanzsaldos in Rechnung gestellt. Auch wenn es faktisch nicht immer möglich ist, die tatsächlichen Entnahmen aus einem Bilanzkreis exakt zu prognostizieren und nachzufahren, so sind die Bemühungen der Bilanzkreisverantwortlichen um eine mögliche Ausgeglichenheit der Bilanzkreise – wie die Ereignisse im Februar 2012 nunmehr deutlich gemacht haben – eine elementare Voraussetzung für die Aufrechterhaltung des Systemgleichgewichts in den Übertragungsnetzen. Es ist daher entscheidend, dass das Abrechnungssystem entsprechende Anreize setzt, das Bemühen um die Ausgeglichenheit der Bilanzkreise ernsthaft wahrzunehmen. Hierzu gehören insbesondere der untertägliche Ausgleich und ein mindestens viertelstundengenaues Nachfahren der Lastkurven.

Bereits in der Vergangenheit gab es erste Anzeichen, dass das gegenwärtige Ausgleichsenergiepreisbildungs- und Abrechnungssystem nicht (mehr) in ausreichendem Umfang Anreize setzt. Diese Anzeichen werden durch die Situationen im Dezember 2011 und Februar 2012 bekräftigt, in denen aufgrund eines erheblichen Leistungsungleichgewichts selbst der vollständige Einsatz der als Systemreserve vorgehaltenen Regelenergie nicht ausgereicht hat, um das Systemgleichgewicht herzustellen.

Die Bundesnetzagentur sieht sich insoweit veranlasst, um vergleichbaren Situationen in der nächsten Winterperiode vorzubeugen, noch in diesem Jahr ein System zu etablieren, das die entsprechenden ökonomischen Anreize für eine ausgeglichene Bilanzkreisbewirtschaftung setzt, was auch die Verhinderung etwaiger Arbitragegeschäfte von Bilanzkreisverantwortlichen einschließt. Die Bundesnetzagentur hat daher bereits im März unter dem Aktenzeichen BK6-12-024 ein Festlegungsverfahren eröffnet, welches die Weiterentwicklung des gegenwärtigen Ausgleichsenergieabrechnungssystems zum Ziel hat.

Im Rahmen dieses Verfahrens gilt es insbesondere ein System zu entwickeln, das einerseits die erforderliche Anreizwirkung für die Bilanzkreisverantwortlichen zu Minimierung von Differenzen zwischen Einspeisung und Verbrauch entfaltet, andererseits aber keine Markteintrittsbarriere für die Bilanzkreisverantwortlichen darstellt, die Systemimmanenz von Prognosefehlern insbesondere bei Letztverbraucher beliefernden Bilanzkreisverantwortlichen berücksichtigt als auch mit dem deutschen Bilanzkreissystem, dem Regellenergieausschreibungs- und Regelenergieeinsatzsystem sowie dem deutschen und europäischen Börsensystem kompatibel ist. Es erscheint jedoch naheliegend, dass mit diesem neuen Ausgleichsenergiepreissystem eine Abkehr von der bisherigen Symmetrie der Preise für Unter- und Überspeisungen verbunden sein wird. Ferner wird zukünftig wohl auch der Preis für Überspeisungen unterhalb des Börsenpreises sowie der Preis für Unterspeisungen oberhalb des Börsenpreises liegen.

Angesichts des energiewirtschaftlich höchst komplexen Mechanismus mit weitreichenden Auswirkungen sowohl auf den Stromhandel als auch die Systemsicherheit hat die Bundesnetzagentur das Beratungsunternehmen Consentec mit der Erstellung eines Gutachtens „Kriterien für die missbräuchliche Über- und Unterspeisung von Bilanzkreisen und deren Abrechnung – Weiterentwicklung des Ausgleichsenergieabrechnungssystems“ beauftragt. Gegenstand dieses Gutachtens ist es, das derzeitige Ausgleichsenergiepreissystem auf seine Anreizwirkung hin zu prüfen, Treiber für systemwidrige Prognoseabweichungen der Bilanzkreise zu ermitteln und zu untersuchen sowie mögliche Modelle zur Neugestaltung des Ausgleichsenergiepreissystems zu erarbeiten und zu bewerten. Es ist vorgesehen, die entwickelten Konzepte im Vorfeld einer Entscheidung seitens der Bundesnetzagentur mit den Marktakteuren und insbesondere mit den Übertragungsnetzbetreibern als Verantwortliche für die Systemsicherheit zu konsultieren.

Sollten die weiteren Untersuchungen des Bilanzungleichgewichts der Kälteperiode vom Februar 2012 Indizien bestätigen, wonach die Standardlastprofile solche Wetterverhältnisse nicht in dem für die Systemsicherheit erforderlichen Maß abbilden, ist freiwillige oder behördlich veranlasste Anpassung ins Auge zu fassen.

11.4. Untersuchung der Brennstoffversorgung von Kraftwerken

Als eine Konsequenz aus der Gasversorgungsreduktion im Februar und der darin offenbar gewordenen kritischen Rolle der Brennstoffversorgung fossiler Kraftwerke empfiehlt es sich, auch die Anfälligkeit der Versorgungswege bzw. die Bevorratung mit anderen fossilen Brennstoffen zu untersuchen.

11.5. Strom- und gasnetzübergreifende Etablierung von Kommunikations- und Entscheidungsprozessen für Versorgungsengpassfälle

Vor dem Hintergrund des Versorgungsengpasses im Gasnetz im Februar 2012 wird deutlich, dass Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber spätestens bis zum Beginn des kommenden Winters ein Kommunikationskonzept etablieren müssen, dessen Anwendung sicherstellt, dass im Fall eines drohenden Gasversorgungsengpasses so früh wie möglich ein gegenseitiger Informationsaustausch zwischen den im jeweiligen Einzelfall betroffenen Gas- und Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber sowie Gaskraftwerksbetreiber erfolgt. Weiter muss sichergestellt sein, dass sich die konkret betroffenen Unternehmen über Art, Umfang und Ausmaß möglicherweise gasseitig vorzunehmender Maßnahmen gemäß § 16 Abs. 1 und ggf. § 16 Abs. 2 EnWG als auch stromseitig einzusetzender Maßnahmen gem. §§ 13 Abs. 1 und 2 EnWG in der Weise abstimmen, dass Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems als auch des Gasversorgungssystems verhindert werden.

Zu prüfen ist, ob in den Kommunikationsprozess in geeigneter Form auch Gashändler einzubeziehen sind, sobald den Umständen nach erkennbar ist, dass eine drohende Versorgungsstörung durch geeignete Maßnahmen der Gashändler erfolgreich abgewendet oder in ihren Auswirkungen gemindert werden kann. Es ist jedenfalls geboten, die Handelsteilnehmer mit in die Verantwortung für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Gasbereich zu nehmen. Schließlich sind sie es und nicht die Netzbetreiber die durch ihr Verhalten die Verteilung der Gasflüsse im Netz bestimmen.

Bei der Notfallüberlegung der Abschaltung von Verbrauchern sollte entsprechend eines übergreifenden Verhältnismäßigkeitsprinzips eine übergreifende Betrachtung und Abwägung der Folgewirkungen in den jeweiligen Netzen für die jeweiligen Verbraucher erfolgen (siehe näher dazu Legislativvorschlag in Kapitel 12.4.4). Die Gas- und Elektrizitätsverteilernetzbetreiber sind bei der Erstellung des Kommunikationskonzepts in geeigneter Form einzubinden. Dabei ist auch zu prüfen, in welcher Form eine Einbindung der Kommunikationsprozesse in die Kommunikationsprozesse des national zu erstellenden Notfallplans gem. Artikel 10 der Gasversorgungssicherheitsverordnung erfolgen kann. Auf jeden Fall müssen für den Notfall Doppelungsprozesse vermieden werden.

Im Zusammenhang mit der Erstellung des Kommunikationskonzepts haben die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen auch diejenigen Gaskraftwerke zu bestimmen, deren Stromeinspeisungen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems notwendig sind („stromseitig erforderliche Gaskraftwerke“). Die Bestimmung hat quantitativ, qualitativ und regional nach dem Kriterium zu erfolgen,

ob die Einspeisung eines bestimmten Gaskraftwerks möglicherweise saisonal und/oder nur zum Teil zur Aufrechterhaltung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich ist. Eine Aktualisierung hat in regelmäßigen Abständen zu erfolgen

11.6. Gasseitig verbesserte Einbindung systemrelevanter Kraftwerke über kurz- und mittelfristige Maßnahmen

Der Versorgungsengpass im Februar 2012 hat deutlich gemacht, dass systemrelevante Gaskraftwerke feste Kapazitäten an den Gasversorgungsnetzen erhalten sollten. Zudem müssen die Betreiber der Kraftwerke verbindliche Kapazitätsanfragen an die Fernleitungsnetzbetreiber stellen. Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen prüfen daraufhin kurzfristig, ob die Kapazitätssituation im Netz eine Vergabe von festen Kapazitäten ermöglicht. Da absehbar ist, dass dies aufgrund der Größe der Kraftwerke nicht ohne weiteres der Fall ist, sollte folgendes Vorgehen ergriffen werden:

11.6.1. Unmittelbare Aufnahme von Gesprächen mit FNB zur kurzfristigen gasseitigen Zugangssicherung im kommenden Winter

Unter Moderation der Bundesnetzagentur sollten kurzfristig Gespräche mit den relevanten Fernleitungsnetzbetreibern aufgenommen werden – unter Beteiligung ggf. der Übertragungsnetzbetreiber bzw. den betroffenen Gaskraftwerksbetreibern) aufgenommen werden, um ggf. Übergangslösungen – für den kommenden Winter zu erarbeiten. Ziel der Gespräche sollte es sein, kurzfristige Alternativlösungen für die Bereitstellung von festen Kapazitäten für den kommenden Winter zu eruieren, etwa über räumlich eingeschränkte Kapazitäten bzw. Zugangsrechte, ergänzende Speichereinsätze oder die Kontrahierung von Lastflusszusagen. Die entsprechenden Vorbereitungen laufen.

Gegebenenfalls muss auch erläutert werden, ob es notwendig und rechtlich sowie praktisch möglich ist, in bestehende Vertragsverhältnisse einzugreifen, um Kapazitäten zu verlagern. Ein denkbarer Ansatz könnte die Verlagerung fester Kapazitäten zu systemrelevanten Kraftwerken im Falle der Betroffenheit derselben Transportkunden sein (z.B. von einem nicht-systemrelevanten Gaskraftwerk zu einem systemrelevanten Gaskraftwerk).

11.6.2. Berücksichtigung „systemrelevanter Kraftwerke“ und des Versorgungsengpasses im Netzentwicklungsplan

Gemäß § 15a EnWG haben die Fernleitungsnetzbetreiber jährlich einen Netzentwicklungsplan zu erstellen. Der erste Planentwurf ist der Bundesnetzagentur am 2. April 2012 vorgelegt worden. In diesem befinden sich bereits einige Aussagen darüber, inwiefern durch bereits eingeleitete Netzausbaumaßnahmen mittelfristig bis 2013/14 eine deutliche Verringerung des Risikos eines entsprechenden Versorgungsengpasses erreicht wird. An dieser Problematik muss im Laufe des aktuellen Netzentwicklungsplanes weiter gearbeitet werden, insbesondere muss die mittelfristige Kapazitätsbereitstellung für systemrelevante Kraftwerke über Netzausbaumaßnahmen analysiert und – soweit erforderlich – umgesetzt werden. Hierzu hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der eingeleiteten Konsultation des Netzentwicklungsplanes bereits konkrete Fragen aufgeworfen und damit die Maßnahmen für eine Berücksichtigung der Kraftwerke eingeleitet.

11.6.3. Notfallmaßnahmen gem. § 16 Abs. 2 EnWG

Kommt es zu einer angespannten Netzsituation besteht nur sehr wenig Zeit für das Fällen von als „ultima ratio“ notwendige Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 EnWG und die für die Durchführung der angesprochenen netzübergreifenden Abwägung der „Schwere der Eingriffe“ (also insbesondere der Auswirkungen der Abschaltung bestimmter Kunden) Deshalb ist es erforderlich, dass jeder Netzbetreiber, ggf. marktgebietsübergreifend, vorab analysiert, welche Verbraucher zu netzdienlichem Verhalten angewiesen werden können (z.B. Speicher, Importkapazitätsinhaber) und in welchen Netzsituationen bestimmte Verbraucher technisch ggf. abgeschaltet werden, um den geringstmöglichen Gesamtschaden auszulösen. Zudem sollten in die Überlegungen Ersatzmaßnahmen mit ausländischen Netzbetreibern einbezogen werden, wie dies praktisch auch im Fall des diesjährigen Versorgungsengpasses geschehen ist.

Möglicherweise können diese Verpflichtungen als Teil des nach der Europäischen Versorgungssicherheitsverordnung (VO (EU) Nr. 994/20120) aufzustellenden Notfallplanes oder als gesetzliche Verpflichtung etabliert werden.

12. Legislative Empfehlungen

Im Bereich gesetzgeberischen Tätigwerdens hat die Bundesnetzagentur folgende Maßnahmen identifiziert.

12.1. Meldepflicht über geplante Kraftwerksstilllegungen

Für die Bestimmung des erforderlichen Bedarfs an Reservekraftwerkskapazitäten müssen die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur möglichst frühzeitig Kenntnis über geplante Kraftwerksstilllegungen im Bereich der konventionellen Erzeugung und der Pumpspeicher erlangen. Erst ein hinreichend langer zeitlicher Vorlauf erlaubt eine entsprechende Planungssicherheit.

Die Bundesnetzagentur empfiehlt daher, Kraftwerksbetreiber zur Anmeldung geplanter Kraftwerksstilllegungen mit einem Vorlauf von mindestens zwölf Monaten vor dem geplanten Termin der Stilllegung gesetzlich zu verpflichten. Die Meldung soll an die Bundesnetzagentur erfolgen, diese stellt die Daten den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung. Ohne erfolgte fristgerechte Anzeige der Stilllegung durch den Kraftwerksbetreiber soll die Stilllegung untersagt werden können.

Eine denkbare grundsätzliche Genehmigungspflicht für Kraftwerksstilllegungen wird von der Bundesnetzagentur nicht unterstützt. Sofern den nachfolgenden Empfehlungen unter 12.2 gefolgt wird, ist eine Genehmigungspflicht nicht erforderlich.

12.2. Konkretisierung des § 13 Abs. 1a EnWG

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur ist der § 13 Abs. 1a EnWG in seiner derzeitigen Fassung nicht geeignet, der endgültigen Stilllegung von Kraftwerken im Wege einer Festlegung durch die Bundesnetzagentur auf Dauer (rechts-)wirksam zu begegnen. Die Verpflichtung richtet sich an solche Betreiber von Erzeugungsanlagen, die tatsächlich betriebsbereit sind oder aus der so genannten Kaltreserve in einen betriebsbereiten Zustand versetzt werden können. Im Erstrechtschluss sind auch Erzeuger erfasst, die ihre noch betriebsbereite Anlage in den Zustand einer Kaltreserve überführen möchten. Entschließt sich hingegen ein Betreiber, eine Erzeugungsanlage endgültig außer Betrieb zu nehmen (z. B. durch Rückbau der Anschlussleitung oder der Anlage), bietet § 13 Abs. 1a EnWG keine hinreichende Ermächtigungsgrundlage, um in die betriebliche Entscheidungsbefugnis des Betreibers auf Dauer und nicht nur vorübergehend einzugreifen.

Es wird daher empfohlen, eine entsprechende Konkretisierung innerhalb des § 13 Abs. 1a EnWG oder an anderer Stelle des Gesetzes aufzunehmen, sofern der Gesetzgeber die Einschätzung der grundsätzlichen Erforderlichkeit des oben geschilderten Eingriff als grundsätzlich notwendig ansieht.

Zugleich sollte verhindert werden, dass von Kraftwerksbetreibern „strategische Außerbetriebnahmen“ vorgenommen werden können, beispielsweise mit dem Ziel, einen Bedarf

an Reservekraftwerkskapazitäten erst zu erzeugen oder Preise am Strommarkt durch Verknappung künstlich zu erhöhen, gleichzeitig aber den Markteintritt neuer Anbieter durch Vorhaltung der Kapazitätsreserve wirkungsvoll zu verhindern. Daher sollten Kraftwerke, für die Stilllegungen angezeigt wurden, ihre Betriebserlaubnis unumkehrbar verlieren. Die Möglichkeit eines „Wegs zurück“ sollte durch entsprechende gesetzliche Vorgaben verhindert werden.

12.3. Zusammenarbeit der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber

Die zunehmende Bedeutung dezentraler Erzeugungsleistung in den Verteilernetzen für die Systemstabilität wird in absehbarer Zukunft zu einer stärkeren Einbindung und Verantwortung der Verteilernetzbetreiber führen. Die Neuregelung des § 12 Abs. 4 EnWG ermöglicht es nunmehr den Übertragungs- und vorgelagerten Verteilernetzbetreibern, Informationen, die für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze notwendig sind, von Betreibern von Erzeugungsanlagen und nachgelagerten Verteilernetzen, industriellen und gewerblichen Letztverbrauchern sowie Lieferanten zu verlangen.

Beim Aufbau des sogenannten Energieinformationsnetzes wird die Bundesnetzagentur darauf hinwirken, dass die Bereitstellung von Daten und Informationen gemäß § 12 Abs. 4 Satz 1 EnWG durch den jeweils geeignetsten Verpflichteten erfolgt sowie auf ein notwendiges Maß beschränkt wird.

Dabei scheint absehbar, dass die sehr heterogene und komplexe Betreiberstruktur auf Verteilernetzebene eine Herausforderung für den Aufbau des Energieinformationsnetzes darstellen wird. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist jedoch ein Mindestniveau an organisatorischen und technischen Möglichkeiten in jedem Elektrizitätsverteilernetz vorauszusetzen.

12.4. Aufgabenerweiterung der Gasversorgungsnetzbetreiber bezüglich der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich

Vor dem Hintergrund des Versorgungsengpasses im Februar 2012 hat sich gezeigt, dass die bisherige, in den §§ 13 und 16 EnWG angelegte, isolierte Behandlung der beiden Sachverhalte „Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich“ einerseits und „Versorgungssicherheit im Gasbereich“ andererseits, aufzuheben ist. Es 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.

So ist eine gesetzliche Klarstellung im Rahmen der §§ 13 und 16 EnWG angezeigt, in der zum Ausdruck kommt, dass beim Betrieb von Fernleitungs- und Gasverteilernetzbetreibern neben dem sicheren und zuverlässigen Betrieb des Fernleitungs- und Gasverteilernetzes auch der sichere und zuverlässige Betrieb des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu berücksichtigen ist. Zugleich ist klarzustellen, dass diese Maßgabe spiegelbildlich auch für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Hinblick auf den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Gasversorgungsnetze gilt.

12.4.1. Kontrahierungspflicht von Gaskraftwerksbetreibern über feste Kapazitätsverträge

Neben der notwendigen Einbeziehung der Fernleitungs- und Gasverteilernetzbetreiber in den Aufgabenbereich über die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität hat der Versorgungsengpass im Februar 2012 darüber hinaus deutlich gemacht, dass auch die Betreiber von Gaskraftwerken – jedenfalls soweit sie „lediglich“ unterbrechbare Kapazitätsverträge abgeschlossen haben, eine nicht unwesentliche Mitverantwortung für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich zukommt. Vor dem Hintergrund der vertragsgemäßen Unterbrechungen einer Reihe von gasbefeuerten Kraftwerken ist ein öffentliches Interesse erkennbar, wonach die Betreiber von Gaskraftwerken Vorsorge zu leisten haben, dass die von ihnen betriebenen (systemrelevanten) Gaskraftwerke mit festen Kapazitätsverträgen versorgt werden. Vor diesem Hintergrund ergibt sich der Bedarf nach einer gesetzlichen Neuregelung, die vorsieht, dass Betreiber (systemrelevanter) Kraftwerke, die bisher noch über unterbrechbare Kapazitätsverträge verfügen, gesetzlich dazu verpflichtet werden, einen Vertrag über feste Ausspeisekapazitäten (entsprechend des als „systemrelevant“ eingestuften Erzeugungsanteils) abzuschließen.

12.4.2. Gasnetzausbauverpflichtung zur Absicherung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich

Sofern dieser Verpflichtung nicht nachgekommen werden kann, weil der jeweilige Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreiber über den die Versorgung der Kraftwerksanlage erfolgen soll, technisch nicht in der Lage ist, die begehrten festen Kapazitäten bzw. die feste Anschlussleistung zur Verfügung zu stellen, ist denkbar, den betroffenen Netzbetreiber zu den hierzu erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zu verpflichten. Mit dem Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 15a EnWG stünde jedenfalls bezogen auf die Fernleitungsnetzebene ein passendes Instrument zur Verfügung, mit dem die Schaffung der erforderlichen Transportkapazitäten zur Versorgung des jeweiligen

Kraftwerks angeordnet und durchgesetzt werden könnte. Hier wäre eine gesetzliche Klarstellung in § 15a EnWG, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Planaufstellung Maßnahmen aufzunehmen haben, die der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich dienen, sinnvoll.

12.4.3. Anweisungsrecht der Übertragungsnetzbetreiber zum Einsatz „systemrelevanter“ Gaskraftwerke

Schließlich scheint es geboten zu sein, eine Regelung einzuführen, die es den Übertragungsnetzbetreibern als „ultima ratio“ erlaubt, Fernleitungs- und Gasverteilnetzbetreiber anzuweisen, bestimmte „systemrelevante“ Kraftwerke (wieder) mit Erdgas zu versorgen, die nach Maßgabe von § 16 Abs. 1 EnWG von der Gasversorgung unterbrochenen worden sind oder denen konkret eine Unterbrechung droht. Diese Möglichkeit sollte aus Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten unter engen Voraussetzungen bestehen. So wäre jedenfalls zu fordern, dass infolge der Nichtverfügbarkeit eines Gaskraftwerks eine erhebliche Störung der Elektrizitätsversorgung droht und der Einsatz von Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG mit Blick auf den zu erwartenden Schaden außer Verhältnis steht gegenüber dem Schaden der Gasverbraucher, der infolge einer Maßnahme nach § 16 Abs. 2 EnWG entstehen würde.

Hintergrund ist, dass während des Gasversorgungsengpasses deutlich geworden ist, dass eine Situation eintreten kann, in der die Systemstabilität des Übertragungsnetzes unter anderem dadurch gefährdet wird, dass bestimmte „systemrelevante“ Gaskraftwerke – vertraglich einwandfrei – von der Gasversorgung unterbrochen werden, während die Belieferung von sonstigen industriellen oder gewerblichen Großverbrauchern, die über feste Kapazitätsverträge verfügen, aufrechterhalten bleibt. In einer solchen Konstellation sollte vermieden werden, dass „sehenden Auges“ ein lang andauernder, weiträumiger Stromausfall mit einer Vielzahl an Betroffenen in Kauf genommen wird, während mit den (unterbrochenen) Gaskraftwerken und dem Gas, mit dem Industrie- und Gewerbekunde versorgt werden, ein Mittel bereit stünde, um Versorgungsunterbrechungen im Strombereich abzuwenden.

Der Bedarf nach einem „Anweisungsrecht“ der Übertragungsnetzbetreiber im Fall von Gasversorgungsengpässen scheint jedenfalls so lange gegeben zu sein, als Kraftwerksbetreibern, die zwar zum Abschluss fester Transportverträge verpflichtet sind, aus netztechnischen Gründen jedoch keine festen Transportkapazitäten seitens der Gasnetzbetreiber angeboten werden können. Hierbei ist zu bedenken, dass der „ersatzweise“ erforderliche Netzausbau zur Bereitstellung fester Kapazitäten für das betroffene Gas-

kraftwerk mit nicht unerheblichen zeitlichen Verzögerungen bei der Fertigstellung verbunden sein kann. Gerade für den Zeitraum des erforderlichen Netzausbaus bedarf es eines kurzfristig wirkenden Instruments zur Absicherung der Elektrizitätsversorgung wie der „Anweisung“.

12.4.4. Anweisungsrecht der Fernleitungsnetzbetreiber zur Anpassung von Ein- und Ausspeisungen

Die für den Strombereich in § 13 Abs. 1a EnWG getroffene Regelung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit soll künftig durch die geplante Einführung des § 16 Abs. 1a EnWG auch auf den Gasbereich erstreckt werden. Ebenso wie im Stromsektor gibt es auch im Gasbereich Versorgungssituationen, in denen Netzbetreiber berechtigt sein sollten, Transportkunden und Speicheranlagenbetreiber notfalls zwangsweise zur Vornahme von Notfallmaßnahmen zu bewegen. Andernfalls müssten entschädigungslose Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 EnWG ergriffen und somit ggf. auch Letztverbraucher abgeschaltet werden.

12.5. Regionale Anreize für Kraftwerksneubauten

Die Ergebnisse der Untersuchung aus dem Kapitel 8.2 haben aufgezeigt, dass kurzfristig im süddeutschen Raum ein Bedarf an Reservekraftwerken zur Stabilisierung der Systemsicherheit besteht.

Grundsätzlich ergibt sich für die mittel- bis langfristige Entwicklung des Stromversorgungssystems in Deutschland mit seinen Wechselwirkungen aus Kraftwerken und Stromnetz zudem folgender Befund:

- Aus dem Wegfall dargebotsunabhängiger (konventioneller und nuklearer) Erzeugungskapazität in Süddeutschland und einem beschleunigten Zuwachs an erneuerbarer Windkraftkapazität in Norddeutschland ergibt sich tendenziell eine hohe Auslastung auf den Stromtrassen zwischen Nord- und Süddeutschland bzw. ein erhöhter Ausbaubedarf.
- Angesichts einer vermehrten (und vorrangigen) Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien sinkt die Auslastung und damit die Rentabilität konventioneller Kraftwerke. Zwar ergeben sich in Knappheitssituationen ggf. höhere Strompreise, doch könnten diese den Rückgang der Auslastung – aus Investorensicht – nicht hinreichend sicher ausgleichen. Die Neigung zur Investition in Kraftwerke nimmt daher ab.

- Der Rückgang in der Investitionstätigkeit kann dabei zu einer Reduktion des (gesicherten) Leistungsangebotes führen, so dass eine Lastabdeckung aus nationalen Quellen nicht in allen Nachfragesituationen gewährleistet ist. Für den Aufbau und den Unterhalt eines zur gesicherten Leistungsbereitstellung erforderlichen konventionellen „Schattenkraftwerksparks“ existieren auf dem „energy-only-market“ keine ausreichenden finanziellen Anreize.
- Um einen zum Erhalt der Netzstabilität ausreichenden Erzeugungspark zu entwickeln und hierfür einen hinreichend gesicherten Mittelzufluss für Kraftwerksbetreiber bereitzustellen, wird die Einführung sogenannter Kapazitätsmarktmodelle diskutiert. Hierbei erhalten die Kraftwerksbetreiber – vereinfacht dargestellt – allein für die Bereitstellung und Vorhaltung der Erzeugungsleistung eine gesicherte Vergütung. Die Vergütung löst das Problem von Unterinvestitionen indem die zum Erreichen der Rentabilitätsschwelle erforderlichen Mittel zum Beispiel in Form einer Optionsprämie an den Kraftwerksbetreiber fließen.

Inwieweit die Einführung eines Kapazitätsmechanismus als Anreiz für ausreichende Kraftwerksinvestitionen tatsächlich erforderlich ist, wird derzeit noch geprüft.

Es kann argumentiert werden, dass sich bei einer hinreichend flexiblen Stromnachfrage auch bei einem beschränkten Kapazitätsangebot eine Markträumung einstellt – allerdings unter Inkaufnahme unter Umständen sehr erheblicher Marktpreise und Renten (Unterschied aus der Zahlungsbereitschaft des letzten bedienten Kunden und den Grenzkosten des marginalen Kraftwerks) für den Kraftwerksbetreiber. Das Zustandekommen der Renten würde langfristig aber ausreichende Anreize für neue Kraftwerksinvestitionen setzen.

Fraglich ist hier, wie elastisch die Nachfrage in bestimmten (hohen) Preisbereichen ist, ob derart hohe Preisniveaus politisch tolerierbar sind bzw. wie sich die Elastizität der Nachfrage in den verschiedenen Abschnitten der Nachfragefunktion mittelfristig entwickeln wird.

- Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus ohne weitere räumliche Differenzierung würde bundesweit zum Erhalt einer ausgeglichenen, sicheren Leistungsbilanz anreizen. Es bestünde jedoch bei einem (regional) undifferenzierten Markt zumindest die Gefahr verstärkter Ansiedlungen von Kapazitäten im Norden des Landes (vorzugsweise in räumlicher Nähe zu Häfen für eine günstige Brennstoffversorgung). Eine vermehrte Ansiedlung im Norden würde allerdings die Netzengpasssituation in Deutschland (bedingt durch Erzeugung von Strom aus Windkraftanlagen im Norden mit Abnahmezentren im Süden) nicht mildern, sondern ggf. verschärfen.

Aus Netzsicht ist deshalb eine regional differenzierte Ansiedlung flexibler Kraftwerke vorzuziehen und bei der denkbaren Einführung eines Kapazitätsmechanismus, zu gewährleisten.

Die notwendigen Debatten über einen Kapazitätsmechanismus können nur dann mit der aus inhaltlichen und politischen Gründen notwendigen Intensität und Dauer geführt werden (der schlichte Verweis auf eine Fachdiskussion im Rahmen der Verordnungsermächtigung des § 53 EnWG dürfte dem grundsätzlichen wirtschaftspolitischen Charakter der Fragestellung nicht gerecht werden), wenn gleichzeitig sichergestellt ist, dass sich in der Zwischenzeit die Situation nicht mehr wesentlich verschlechtert. Dazu ist u.a. die oben unter 12.2 vorgeschlagene Konkretisierung des § 13 erforderlich.

12.6. Kraftwerks-Außerbetriebnahmen aus immissionsschutzrechtlichen Gründen

Neben wirtschaftlichen können auch immissionsschutzrechtliche Gründe zur Stilllegung von Erzeugungskapazitäten führen. Angesichts der gegenwärtigen und zukünftigen angespannten Situation ist es zur Erhaltung der vorhandenen konventionellen Erzeugungskapazitäten nach Einschätzung der Bundesnetzagentur erforderlich, immissionsschutzrechtlich bedingte Stilllegungen auszusetzen. Dies kann möglicherweise durch Erteilung von Ausnahmegenehmigungen durch die zuständigen Behörden zur Weiternutzung nach BImSchG erfolgen. Ein derartiges Vorgehen hat sich bereits im Vorjahr hinsichtlich des Reservekraftwerk GKM 3 bewährt. Aus Gründen der Rechtssicherheit empfiehlt es sich durch geeignete gesetzgeberische Maßnahmen flankierend Vorsorge zu treffen. Dies beugt gleichzeitig einer stillschweigenden Erosion des Immissionsschutzrechts vor.

V. 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 anlagen-spezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen) dauerhaft abgegeben werden kann.

Minutenreserve

Die Minutenreserve kann zur Unterstützung der Sekundärregelung vom Übertragungs-netzbetreiber aktiviert werden. Sie muss innerhalb von 15 Minuten durch Erhöhung (posi-tive Minutenreserve) oder Absenkung (negative Minutenreserve) der Einspeisung er-bracht werden.

(n–1)-Kriterium

Das (n–1)-Kriterium in der Systembetriebsplanung besagt, dass ein Netz auch bei stö-rungsbedingten Ausfällen oder Abschaltungen eines Betriebsmittels wie Freileitungs-, Kabelstromkreisen und Netztransformatoren bei prognostizierten maximalen Übertra-gungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit gewährleistet ist und Auswirkungen wie dauerhafte Grenzwertverletzungen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder, Kurz-schlussleistungen) 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 Versorgungsunterbrechun-gen, Folgeauslösungen durch weitere Schutzgeräte mit der Gefahr einer Störungsaus-weitung, Verlust der Stabilität von Erzeugungseinheiten oder der Unterbrechung von Übertragungen führen. Die (n–1)-Sicherheit ist integraler Bestandteil der Netzbetriebs-planung.

Nennfrequenz

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

Nennleistung

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

Netzknoten

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

Netztopologische Maßnahmen

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

Normalbetrieb

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

Phasenschieber

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

Primärregelung

Die Primärregelung begrenzt Frequenzschwankungen im Sekundenbereich.

Querregeltransformator

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

Redispatch

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

RAAS

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

Regelzone

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

Reserveleistung

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

RLM

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

Sammelschiene

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

Scheinleistung

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

Sekundärregelung

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

Sicherheitsbedingte Maßnahmen (SiV-Maßnahmen)

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

Sonderschaltzustand

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

Spannungshaltung

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

Strategische Reserve

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

Spitzenlast

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

Transmission Code

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

TSC

Transmission System Operator Security Cooperation. Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz (Deutschland), Amprion (Deutschland), ČEPS (Tschechien), ELES (Slovenien), HEP (Kroatien), MAVIR (Ungarn), PSE-O (Polen), Swissgrid (Schweiz),

TenneT (Niederlande und Deutschland), Transnet BW (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.