



Bundesnetzagentur

Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit

–

AKTUALISIERUNG

26. Mai 2011

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	III
Zusammenfassung	IV
1. Einleitung	1
2. Situation seit In-Kraft-Treten des Moratoriums	2
2.1 Erzeugungssituation und Leistungsbilanz	2
2.1.1 Zeitraum vom 16. bis 25.05.2011.....	2
2.1.2 Substitution der durch das Moratorium entzogenen Erzeugungskapazität. 5	
2.2 Export- und Importsituation	6
2.2.1 Entwicklung der Im- und Exporte seit Beginn des Moratoriums.....	6
2.2.2 Einfluss der Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf die Handelsflüsse.....	12
2.2.3 Zusammensetzung der Stromimporte.....	15
2.2.4 Erhöhtes Risiko durch hohe Importe.....	18
2.3 Preisentwicklung an den Strommärkten	21
2.4 Entwicklung der Netzsituation (Netzlast und Spannungshaltung)	22
2.4.1 Erwartete Netzsituation und geplante Maßnahmen	22
2.4.2 Ist-Situation und Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität	29
2.5 Ausblick auf den Sommer 2011	36
3. Erwartete Auswirkungen im Herbst / Winter 2011 / 2012 bei dauerhafter Außerbetriebnahme der 7 + 1 Kernkraftwerke	38
3.1 Erzeugungssituation / Leistungsbilanz	38
3.1.1 Bundesweite Leistungsbilanzvorschau für den Winter 2011/12.....	38
3.1.2 Revisionsbedingt nicht verfügbarer Kapazitätsreserven	42
3.1.3 Erwarteter Zu- und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten bis 2013	44
3.2 Export / Import	47
3.3 Preisentwicklung	48
3.4 Entwicklung der Netzsituation (Netzlast und Spannungshaltung)	52
3.4.1 Erwartete Auswirkungen nach Ablauf des Moratoriums bei dauerhafter Außerbetriebnahme der 7 + 1 Kernkraftwerke	52
3.4.2 Weitere Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Spannungshaltung im Herbst / Winter 2011 / 2012	67

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Verlauf der aufgrund von Revisionen nicht verfügbaren Leistung von Kraftwerken mit mindestens 100 MW Nettoleistung.....	3
Abbildung 2:	Einspeisungen aus Energieerzeugungsanlagen, konventionelle Kraftwerkskapazität und Import-/Exportbilanz.....	4
Abbildung 3:	Gesamtdeutsche Im- und Exporte von Strom, 01.01. – 24.05.11.	7
Abbildung 4:	Deutsch - Französischer Stromaustausch, 01.01. – 24.05.11.	10
Abbildung 5:	Deutsch - Österreichischer Stromaustausch, 01.01. – 24.05.11.....	10
Abbildung 6:	Deutsch - Schweizerischer Stromaustausch, 01.01. – 24.05.11.....	11
Abbildung 7:	Deutsch - Niederländischer Stromaustausch, 01.01. – 24.05.11.....	11
Abbildung 8:	Deutsch - Tschechischer Stromaustausch, 01.01. – 24.05.11.....	12
Abbildung 9:	Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen und Handelsflüsse im Zeitraum vom 05.03.2011 bis 25.03.2011 (Zeitraum vor und nach Moratoriumsbeginn).....	13
Abbildung 10:	Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen und Handelsflüsse im Zeitraum vom 11.04.2011 bis 18.05.2011 (aktueller Zeitraum).....	13
Abbildung 11:	Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Zeitraum vom 01.01.2011 bis 31.01.2011 – Beispiele für Perioden geringer Einspeisung aus PV und Wind.....	14
Abbildung 12:	Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Zeitraum vom 02.04.2011 bis 16.04.2011 - Wind- und PV-starker Zeitraum im April 2011	15
Abbildung 13:	Erzeugung aus französischen AKW, 14.02. – 15.05.11.....	17
Abbildung 14:	Notierung Phelix Day Base an der EEX, 01.02. – 26.05.11.....	21
Abbildung 15:	Leitungsbelastungen im (n-1)-Fall nach Anwendung von SiV-Maßnahmen durch 50 Hertz und vor Implementierung weiterer Gegenmaßnahmen.	24
Abbildung 16:	Erhöhte Belastbarkeit von Stromkreisen bei Starkwind.	28

Abbildung 17:	Aufgrund von Kraftwerksrevisionen nicht verfügbare Nettoerzeugungsleistung von Erzeugungseinheiten mit 100 MW oder mehr Leistung.	42
Abbildung 18:	Revisionsbedingte planbare nichtverfügbare Nettoerzeugungsleistung unter Berücksichtigung des Moratoriums.	43
Abbildung 19:	Aufnahme kommerzieller Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken ohne KKW (bundesweit).....	45
Abbildung 20:	Aufnahme kommerzieller Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken ohne KKW (Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher).....	46
Abbildung 21:	Notierung Phelix Base Future, Cal. 2012 an der EEX, 01.02. – 25.05.11.	49
Abbildung 22:	Notierung Phelix Baseload Quater Futures, Q 3/2011 bis Q 4/2012, an der EEX, 01.02. – 25.05.11.	50
Abbildung 23:	Anstieg der Notierung für Quartalsprodukte.....	51
Abbildung 24:	Winter Szenario 29.11.11 / hohe Winderzeugung ohne Maßnahmen.	54
Abbildung 25:	Winter Szenario 29.11.11 / hohe Winderzeugung mit Maßnahmen..	55
Abbildung 26:	Ausfall Paffendorf-Süd-Leitung, Januar 2012.	57
Abbildung 27:	Ausfall Paffendorf-Süd-Leitung mit Zuschaltung von Kernkraftwerken bzw. Reduktion der Last in Süddeutschland, Januar 2012.	58

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Stromhandelsbilanz aus deutscher Sicht im Überblick (ein negatives Vorzeichen „-“ kennzeichnet Import nach DE).	8
Tabelle 2:	„Vergleichstabelle“ zur Situation am 18.5.	30
Tabelle 3:	Einsatz von Redispatch-, Countertrading und SiV-Maßnahmen.....	32
Tabelle 4:	Leistungsbilanzvorschau Winter 2011/2012.	40
Tabelle 5:	Nicht einsetzbare Leistung.....	41
Tabelle 6:	Zubau und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten, bundesweit, 2011 – 2013.	45
Tabelle 7:	Zubau und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten, Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher, 2011 – 2013.	47

Zusammenfassung

Die Fortschreibung des Berichts der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerks-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit bestätigt im Wesentlichen die Einschätzungen und Empfehlungen des Berichts vom 11. April 2011.

Die historisch einmalige zeitgleiche Abschaltung von 5.000 MW Leistung und das längerfristige Fehlen von 8.500 MW Leistung bringen die Netze an den Rand der Belastbarkeit. Das Fehlen dieser Leistung führt dazu, dass in sehr vielen Zeiten der Markt über die entsprechenden Handelsgeschäfte und die Prognosen der Einspeisung erneuerbarer Energien eine Situation, d.h. einen Kraftwerkseinsatz verursacht, der einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb nicht ermöglicht. (Von einem (n-1)-sicheren Betrieb spricht man, wenn das Netz auch bei Ausfall *eines* wesentlichen Betriebsmittels noch stabil betrieben werden kann. Eine solche Vorsorge ist notwendig, da Ausfälle von Betriebsmitteln nicht ungewöhnlich sind.)

Die Übertragungsnetzbetreiber sind daher gezwungen, das Marktergebnis durch gesteigerten Einsatz ihrer Handlungsinstrumente wie Schalthandlungen, gegenläufige Handelsgeschäfte (Countertrading, SiV, Redispatch) und andere Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz (Anweisung zur Blindleistungsbereitstellung, Verschieben von Revisionszeiten, Bereitstellung von Kraftwerken aus der Kaltreserve, Einspeisemanagement der Erneuerbaren Erzeuger) zu korrigieren. Maßnahmen des Lastmanagements (d.h. die kontrollierte Abschaltung von Verbrauchern) konnten bislang vermieden werden.

Damit wird das eigentlich anzustrebende, wettbewerblich strukturierte Marktergebnis durch einen mehr oder weniger zentral gesteuerten planerischen Ansatz ersetzt. Das ist energiewirtschaftlich zweifelhaft, ökonomisch ineffizient und ökologisch schädlich, aber für einen Übergangszeitraum hinnehmbar und zur Zeit nicht vermeidbar. Das erhebliche netztechnische Problem, das mit dieser Marktkorrektur verbunden ist, besteht darin, dass das genannte Maßnahmenpaket eigentlich für Ausnahmesituationen wie Ausfälle von Kraftwerken oder Leitungen gedacht ist, nunmehr aber oft bereits für den Normalfall eines intakten Netzes nahezu vollständig ausgeschöpft wird und damit bei zusätzlichen unerwarteten Nofällen nicht mehr zur Verfügung steht. Damit steigt das Risiko der Nichtbeherrschbarkeit von Störungsfällen im Netz deutlich an.

Die im ersten Bericht vom 11. April 2011 getätigte Prognose, dass das Risiko für die Netze im Sommerhalbjahr noch beherrschbar bleibt, kann - vorbehaltlich einer von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigten gesonderten Untersuchung der Niedriglast-Situation über Pfingsten - zunächst aufrecht erhalten bleiben. Sie deckt sich auch mit den bisherigen Erfahrungen und Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber.

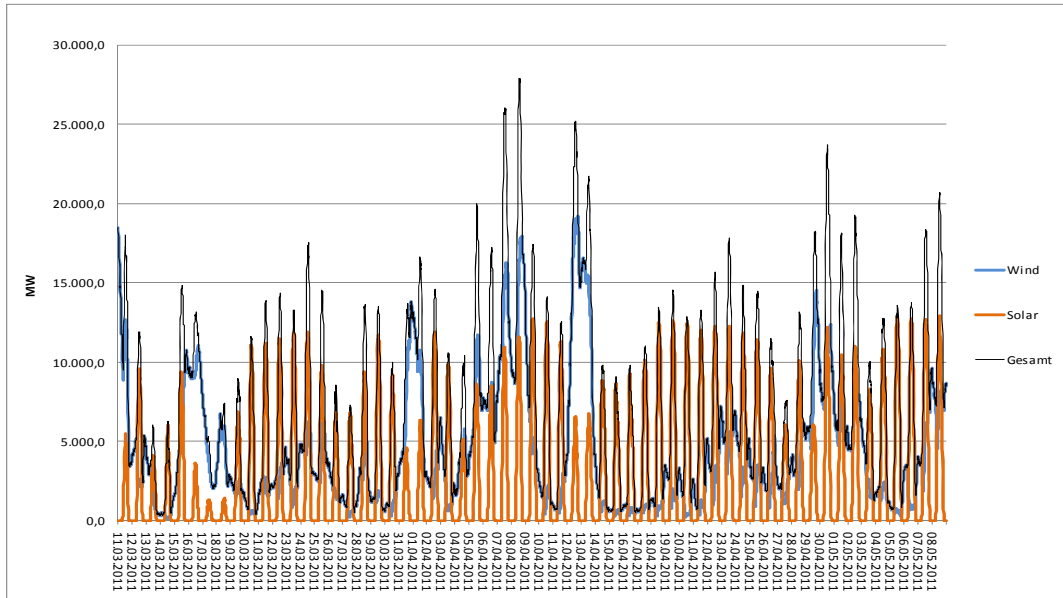
Gleiches gilt aber auch für die Aussage, dass sich das Risiko im Winterhalbjahr bei der dann typischerweise höheren Netzbelastung durch höhere Stromnachfrage sowohl im Inland wie im Ausland und der signifikant niedrigeren Photovoltaikerzeugung nochmals deutlich erhöht. Ob zur Absicherung dieses deutlich erhöhten Risikos über die genannten und in der Neufassung des EnWG vorgesehenen Maßnahmen hinaus zusätzliche Maßnahmen zur Leistungsbereitstellung angebracht sind, bedarf einer wertenden Entscheidung, die aber erst nach einer sorgfältigen Überprüfung der Sachlage getroffen werden sollte und für die zeitlich noch Spielraum besteht.

Die Bundesnetzagentur hat die europäischen Übertragungsnetzbetreiber in der ENTSO-E und die europäischen Regulierer gebeten, Auswirkungen und Folgen des Moratoriums auf die Nachbarländer zu prüfen und zu bewerten. Die entsprechenden Untersuchungen dauern an. Dessen ungeachtet besteht kein Anlass, von der Aufforderung der Bundesnetzagentur, vor weitergehenden Maßnahmen und Beschlüssen, die Abstimmung mit den europäischen Nachbarn zu suchen, abzugehen. Ebenso wenig besteht Anlass, von der Mahnung Abstand zu nehmen, vorerst keine weiteren Kraftwerke auf Grund politischer Überlegungen vom Netz zu nehmen bzw. solche Schritte erst nach sorgfältiger Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur einzuleiten.

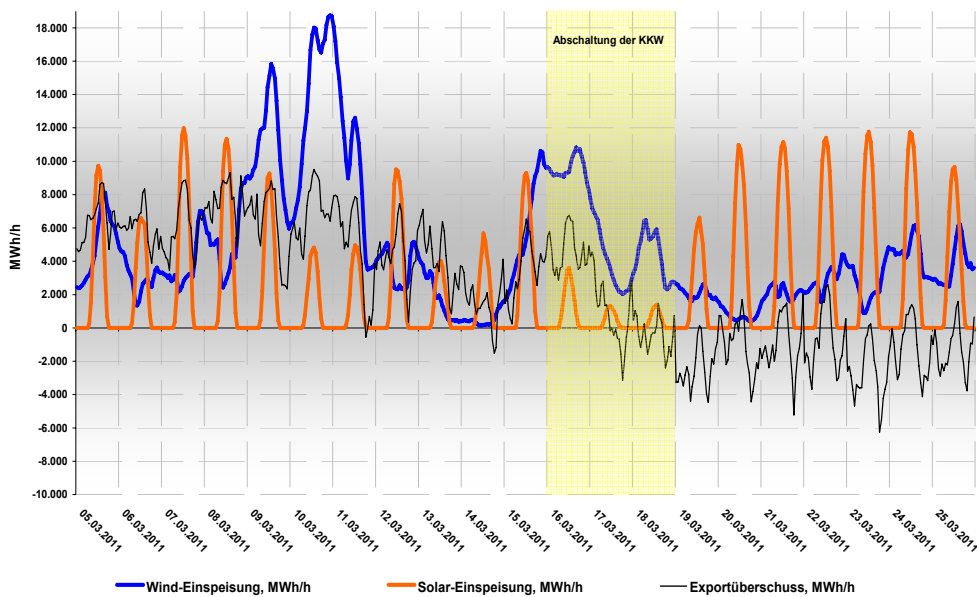
Im Einzelnen ergibt sich folgender Befund:

1. Aufgrund der günstigen Witterungsbedingungen (moderate Last, wenig Wind, häufig viel Sonne) seit Beginn des Moratoriums sind bisher keine erheblichen Beeinträchtigungen durch veränderte Lastflüsse erkennbar. Das Einspeiseverhalten aus PV-Anlagen und Windenergie im Zeitraum vom 11.03. bis 08.05.2011 ist in den nachfolgenden Grafiken dargestellt. Sie verdeutlichen das enorme Potential zur Lastdeckung, das erneuerbare Energien schon heute haben. In der Spitze erreicht dies bis zu 28 GW, was annähernd einer Zahl von 28 Kernkraftwerken entspricht und in günstigen Wetterlagen zu der beschriebenen Beherrschbarkeit der Netzsituation führt.

Die Grafiken verdeutlichen allerdings auch, dass diese Leistung nicht gesichert zur Verfügung steht, sondern regelmäßig auch nahezu völlig entfällt.



Einspeisung Wind, Solar und kumuliert im Frühjahr 2011
Quelle: ÜNB



Einspeisung Wind, Solar und Export/Importbilanz im Frühjahr 2011
Daten: ENTSO-E, EEX; Grafik: BNetzA

Der fluktuierenden Einspeisung stehen derzeit und mittelfristig keine auch nur annähernd ausreichenden Speicherkapazitäten gegenüber. Gegenwärtig sind innerhalb Deutschlands Pumpspeicher mit einer Leistung von etwa 7 GW und Entladezeiten von einigen Stunden in Betrieb, die meist im täglichen Zyklus für Frequenzregelung und Stromhandel genutzt werden. Die gesamte verfügbare Speicherkapazität beträgt derzeit etwa 40 GWh. Zum Vergleich: Im Mai 2011 betrug der Stromverbrauch im Schnitt an einem Tag rund 1.440 GWh.

2. Die Erwartung einer stärkeren Belastung durch die Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke der Nord-Süd- und Ost-West-Trassen in Gestalt verstärkter Lastflüsse im Übertragungsnetz hat sich bestätigt. Insbesondere in Zeiten von Starkwind werden häufiger Sicherheitseingriffe nach § 13 Abs. 1 EnWG (u. a. Schaltmaßnahmen, Redispatch, Countertrading) erforderlich. In Zeiten hoher Windstromeinspeisung ist bei drohenden Überlastungen im Übertragungsnetz auch mit einer Zunahme der Abschaltung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu rechnen.
3. Die veränderte Netzbelastung durch die Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke hat bereits zu Verzögerungen bei geplanten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten im Übertragungsnetz geführt, da viele Arbeiten nur bei wenig oder unbelasteten Netzen durchgeführt werden können. So wurden beispielsweise Wartungsarbeiten am Umspannwerk Großkrotzenburg, welches ein zentraler Nord-Süd-Knotenpunkt im Übertragungsnetz nahe Frankfurt ist, wegen Unentbehrlichkeit der betroffenen Stromkreise ausgesetzt. Mit weiteren Verzögerungen muss gerechnet werden. In gewissem Umfang sind Verschiebungen von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten verkraftbar. Welche weiteren Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten betroffen sein können und ob daraus spürbare Einschränkungen bzw. Probleme erwachsen, muss Gegenstand weiterer von den Übertragungsnetzbetreibern durchzuführende Detailanalysen sein.
4. Bedingt durch die höhere Netzlast in Folge des Moratoriums ist auch bei Netzausbaumaßnahmen mit Verzögerungen zu rechnen. Es ergibt sich die paradoxe Situation, dass durch das Moratorium ein Mehr an Transportkapazitäten erforderlich wird und gleichzeitig Netzausbau- oder Netzverstärkungsmaßnahmen aufgrund der erhöhten Netzbelastung nicht mehr wie geplant durchgeführt werden können. Die Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke im Rahmen des Moratoriums verstärkt daher die Notwendigkeit, die zusätzlich geplanten neuen Netzausbau-trassen im deutschen Übertragungsnetz (insbesondere die EnLAG-Projekte und

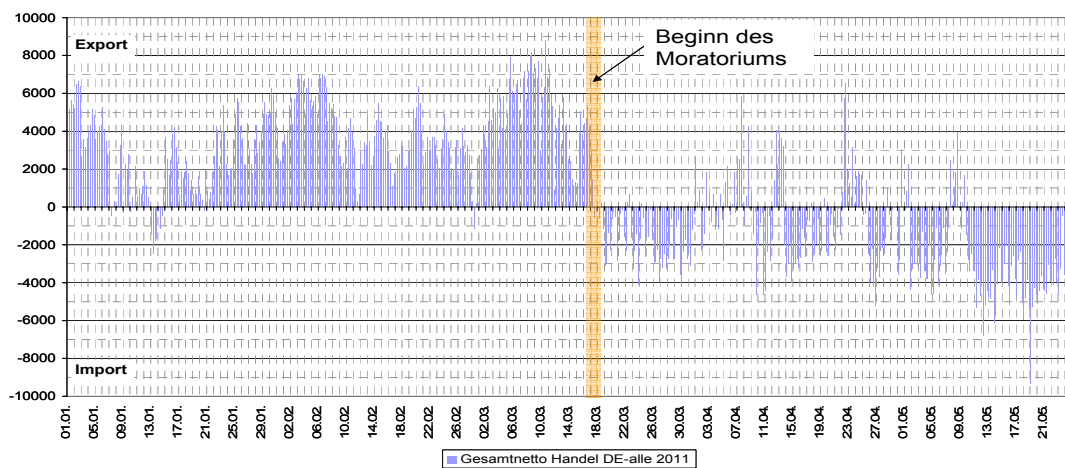
darunter insbesondere die Vollendung der Projekte Görries-Krümmel, Osterath-Weißenthurm und der sog. Thüringer Strombrücke) zeitnah zu realisieren und mit Nachdruck zu beschleunigen.

5. Durch das Moratorium entstehen sowohl in der Rhein-Main- und in der Rhein-Neckar-Region als auch im Raum Hamburg große Probleme bei der Spannungshaltung, weil dadurch große Bereitsteller von Blindleistung durch das Moratorium weggefallen sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber helfen sich zum Einen gegenseitig durch die Zurverfügungstellung entsprechender Betriebsmittel (Blindleistungskompensatoren). Die Übertragungsnetzbetreiber greifen zum Anderen in den Kraftwerkseinsatz und in die Revisionspläne konventioneller Kraftwerke ein, um hinreichend Blindleistung zur Verfügung zu haben.

Die Übertragungsnetzbetreiber prüfen den Einsatz nicht am Netz befindlicher Kraftwerke im sogenannten Phasenschieberbetrieb. Dieser ist prinzipiell geeignet, einen gewissen Beitrag zur Bereitstellung der nötigen Blindleistung zu leisten; dies erfordert aber Umbaumaßnahmen mit einer Dauer zwischen drei bis sechs Monaten und wirft je nach Kraftwerkstyp auch rechtlich komplizierte, noch zu untersuchende Fragen auf.

6. Bei einer dauerhaften Stilllegung der acht Kernkraftwerke des Moratoriums kann Deutschland schon heute nicht mehr im bisherigen Umfang als eine der Stützen der Versorgungssicherheit im europäischen Verbund auftreten, wie die nachfolgende Grafik verdeutlicht. Dies ist im Hinblick darauf, dass Nachbarländer auf den deutschen Export gebaut und sich darauf verlassen haben, nicht unproblematisch.



Daten: ENTSO-E, Grafik: BNetzA

7. Auch nach wiederholter Analyse besteht sowohl im Sommer 2011 als auch im Winterhalbjahr 2011/12 in kritischen Last-/Erzeugungssituationen gerade noch ein ausreichendes erzeugungsseitiges Versorgungssicherheitsniveau. Demnach kann eine ausreichende erzeugungsseitige Versorgungssicherheit in Deutschland autark, also ohne zusätzliche Importe, gewährleistet werden. Dies heißt aber nicht, dass Deutschland nicht auch tage- und wochenweise Nettoimporteur von Strom wird. Diese Importe sind allerdings marktgetrieben auf Basis günstigerer Erzeugungskosten in Nachbarländern.

Ein etwaiger Puffer für zusätzliche Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten besteht nicht. Vielmehr erscheint es unabdingbar, die Fertigstellung bereits im Bau befindlicher dargebotsunabhängiger Kraftwerke zu gewährleisten und die Realisierung geplanter Kraftwerksprojekte zu beschleunigen. Es bedarf sorgfältiger Prüfung, ob alle im Bau befindlichen Projekte auch wie geplant ans Netz gehen.

Nach heutigem Kenntnisstand der Bundesnetzagentur entwickelt sich der Zu- und Rückbau dargebotsunabhängiger Kapazitäten wie aus der nachfolgenden Tabelle ersichtlich. Unwägbarkeiten wie Kesselprobleme oder andere technische Probleme können naturgemäß nicht vorhergesehen werden.

Leistung in MW	Zubau	Rückbau	Saldo	Zubau	Rückbau	Saldo	Zubau	Rückbau	Saldo
Energieträger	2011			2012			2013		
Abfall	0	0		7	-33		26	0	
Braunkohle	1.050	-980		1.690	-980		0	-60	
Erdgas	1.038	0		251	0		445	0	
diverse	36	-89		0	-110		70	0	
Pumpspeicher	0	0		195	0		0	0	
Steinkohle	725	0		1.481	-861		5.824	-214	
Summe	2.849	-1.069		3.625	-1.984		6.365	-274	
Saldo			1.780			1.640			6.092

Quelle BNetzA

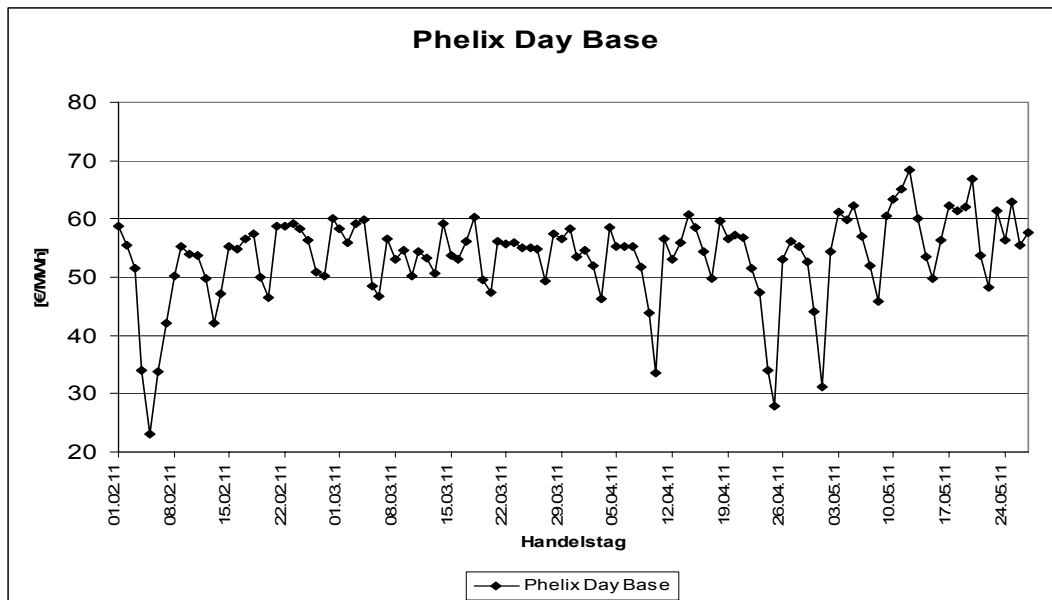
Der Zubausaldo bis 2013 beträgt voraussichtlich insgesamt 9.512 MW.

Davon entfallen aber nur rund 2.700 MW auf Süddeutschland, die Region, in der Kraftwerkskapazität am dringendsten benötigt wird.

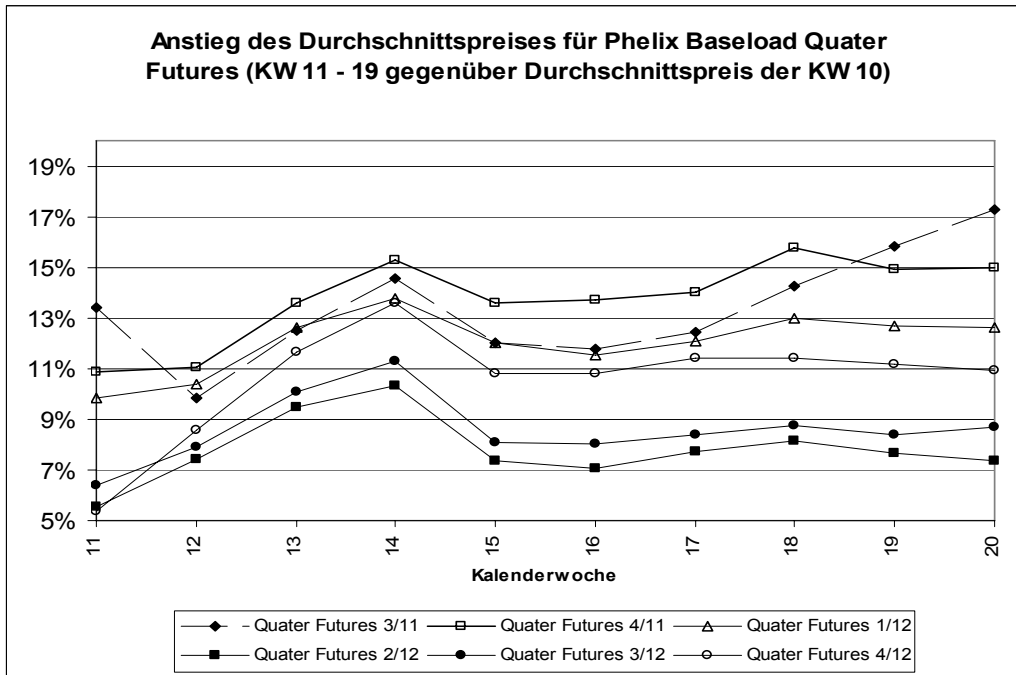
In diesem Jahr wird in Süddeutschland nach Kenntnis der Bundesnetzagentur nur das Gaskraftwerk Irsching 4 mit einer Leistung von 530 MW in Betrieb genommen werden können. Es ist allerdings angekündigt, die Heizölkraftwerke Pleinting 1 und 2 mit zusammen 740 MW stillzulegen. Es bleibt zu prüfen, ob dies gegebenenfalls verschoben werden sollte und könnte.

Alle übrigen Gas- und Kohlekraftwerke, die noch 2011 ans Netz gehen sollen, befinden sich in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen und können damit die dargestellte kritische Netzsituation nicht beheben.

- Das Strompreisniveau an den Spot- und den Terminmärkten hat auf Grund des Moratoriums angezogen. Allerdings handelt es sich überwiegend um einen einmaligen Preisschritt, dem keine weiteren wesentlichen Anstiege gefolgt sind. Der Preisanstieg ist für die Quartale des Winterhalbjahres signifikant höher als für das Gesamtjahr 2012 und für die Quartale des Sommerhalbjahres (Winter quartale verteuern sich um ca. 11 bis 15%, Sommer quartale nur um ca. 7 bis 8%). Einen vergleichsweise starken Preisanstieg verzeichnen Stromlieferungen im dritten Quartal 2011. Besondere Nervosität der Handelsmärkte ist noch nicht festzustellen.



Quelle: EEX, BNetzA



Quelle: EEX, BNetzA

9. Es ist sinnvoll, Kraftwerke aus der Kaltreserve zurückzuholen und wieder in einen kurzfristig einsatzfähigen Zustand zu versetzen. Die Bundesnetzagentur begrüßt ausdrücklich, dass das neue EnWG entsprechende klarstellende Befugnisse der Übertragungsnetzbetreiber enthalten wird. Eine baldige Verabschiedung ist anzuraten. Diese Maßnahme dient zur Entlastung der Netze insbesondere südlich der Mainlinie. Eine exakte Bestimmung, wie hoch das Kaltreservepotential in Süddeutschland ist, kann zur Zeit noch nicht erfolgen; derzeit sind der Bundesnetzagentur lediglich 280 MW bekannt, die kurzfristig aktiviert werden können. Damit kann die Kaltreserve die in Süddeutschland bestehenden Netzprobleme alleine nicht beheben.
10. Die Bundesnetzagentur hat ein Festlegungsverfahren eingeleitet, das eine kurzfristige Verpflichtung aller Kraftwerke mit Anschluss an das Übertragungsnetz oder mit signifikantem Einfluss auf das Übertragungsnetz, Redispatch auf Basis der aktuellen Musterverträge anzubieten, sicherstellen soll. Die Frage einer angemessenen Kostenbewertung und -erstattung wird von der Bundesnetzagentur ebenfalls geklärt werden.
11. Die bestehenden Zeitpläne für Kraftwerksrevisionen bedürfen der fortlaufenden Überprüfung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben (im Falle des Kraftwerks Staudinger 5) und werden insoweit Verschiebungen und Umgestaltungen herbei-

führen müssen. Auch insoweit hat die Bundesnetzagentur klarstellende gesetzliche Regelungen vorgeschlagen und begrüßt, dass diese im neuen EnWG enthalten sein werden.

12. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber entsteht bei gleichgerichteten weiträumigen Transportkorridoren infolge lastferner Erzeugung ein erhöhtes Risiko kaskadierender und damit großflächiger überregionaler Auswirkungen bei außergewöhnlichen Fehlerereignissen, falls bei Ausfall eines zentralen Leitungssystems der Lastfluss von anderen, ebenfalls bereits stark ausgelasteten Leitungen aufgenommen werden muss. Es ist erwartbar, dass derartige Fehler in Deutschland auch Auswirkungen auf die europäischen Nachbarregelzonen hätten. Die Weiträumigkeit derartiger Fehlerauswirkungen ist jedoch nicht allein ein Spezifikum des Moratoriums. Allerdings wird das deutsche Transportnetz durch die fehlende Einspeisung der 7+1 Kernkraftwerke tendenziell erheblich anfälliger in Hinblick auf sog. Mehrfachfehler.
13. Die Übertragungsnetzbetreiber haben zum Teil aus eigener Überlegung, zum Teil auf Verlangen der Bundesnetzagentur bestimmte besonders risikobehaftete Szenarien sowohl im Hinblick auf die zulässige Belastung der Leitungen als auch im Hinblick auf die Spannungshaltung durchgerechnet. Zu diesen Szenarien zählen:
- a) der Fall eines Starklast-Tages im Sommerhalbjahr, bei dem zusätzlich zum Moratorium eine Vielzahl von Kraftwerken wegen Revisionen nicht am Netz ist,
 - b) der Fall eines Starklast/Starkwind-Tages im Winterhalbjahr,
 - c) der Fall eines Starklast-Tages mit sehr geringer EEG-Einspeisung im Winterhalbjahr und
 - d) der Fall eines Starklast-Tages mit sehr geringer EEG-Einspeisung im Winterhalbjahr verbunden mit dem Ausfall einer hoch belasteten Nord-Süd-Leitung.
- Diese Szenarien sind für das Netz äußerst kritisch. Die Szenarien a) und b) erscheinen nach heutigem Kenntnisstand mit den geschilderten, erheblichen Eingriffen in die Stromerzeugung gerade noch beherrschbar. Die Szenarien c) und d) sind nach derzeitiger Kenntnislage die kritischsten und bedürfen daher der intensiven weiteren Prüfung und möglicherweise weitergehender, noch zu diskutierender Maßnahmen.

14. Im angenommenen Fall c) eines Dezember- oder Januarwochentages gegen 17.00 Uhr stehen bei Windstille keine relevanten Mengen EEG-Einspeisung zur Verfügung. Gleichzeitig steht dem bei Temperaturen unter null Grad Celsius typischerweise eine Lastspitze nahe der Jahreshöchstlast gegenüber. Diese Situation ist nicht ungewöhnlich und in der Praxis der letzten Jahre vorgekommen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für diesen Fall dargelegt, dass zwar die Leitungsbelastungen unter Ausnutzung des vorhandenen Instrumentariums gerade noch im zulässigen Bereich gehalten werden können. Durch das Moratorium kann aber die Spannungshaltung im Raum Hamburg auch unter Ausschöpfung aller bekannten Redispatch-Möglichkeiten nicht mehr gewährleistet werden.

Die Gefahrenlage könnte gelöst und das Moratorium jedenfalls für diese Region aufrecht erhalten werden, wenn das Leitungsbauprojekt Görries-Krümmel (ENLAG-Projekt Nr. 9) kurzfristig vollendet würde. Die Leitung ist in Mecklenburg-Vorpommern bis zur Landesgrenze Schleswig-Holstein bereits fertig gebaut. Der verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz steht bereit, das Projekt noch vor der Frostperiode fertig zu stellen, wenn die im Jahre 2008 beantragte Planfeststellungsgenehmigung umgehend erteilt werden würde.

15. Fällt in der Situation eines kalten, windstillen Wintertages gegen 18.00 Uhr (Fall d) eine hoch belastete Nord-Süd-Verbindung (z. B. die so genannte Paffendorf-Leitung) aus, entstehen bereits im (n-1)-Fall Leitungsbelastungen von 120-125 % und im Raum Frankfurt ein kritisches Spannungsniveau, selbst wenn der Übertragungsnetzbetreiber die ihm dann noch zur Verfügung stehenden Entlastungsmaßnahmen (Lastabschaltungen außer Betracht gelassen) ergreift. Ob unter Anwendung von Temperatur-Monitoring im zu Grunde gelegten Frost-Szenario die Situation gerade noch beherrschbar bleiben könnte, muss durch weitere Berechnungen gründlich untersucht und geklärt werden.

16. Jedenfalls bleibt die Lage im Falle d) riskant, da bei einem möglichen Hinzutreten weiterer Umstände (Kraftwerksausfall oder Ausfall eines weiteren Betriebsmittels) eine Leitungsbelastung von 140 % und mehr aufträte, die wegen des kaskadenartigen automatischen Auslösens der Schutzeinrichtungen nicht mehr beherrschbar wäre. Es ist zu bewerten, ob über den für die Netzauslegung üblicherweise zu Grunde zu legenden (n-1)-Fall hinaus auch für diesen Fall Vorsorge getroffen werden soll. Dies ist nicht allein eine Aufgabe der Bundesnetzagentur, sondern in der Diskussion über den Ausstieg aus der Nukleartechnologie bzw. die Verlänge-

zung des Moratoriums sollte auch der Aspekt, welches Niveau an Versorgungssicherheit gewährleistet werden soll, entschieden werden.

17. Will man auch im (n-2)-Falle (damit werden die Fälle bezeichnet, in denen nicht nur ein, sondern gleich zwei Betriebsmittel mit wesentlicher Bedeutung für das Netz ausfallen) einen beherrschbaren Netzzustand sicherstellen, muss man zusätzliche Leistung insbesondere in Süddeutschland zur Verfügung stellen oder vorbeugend und gezielt Last, d.h. Stromnachfrage abschalten. Die Prüfungen, ob sich zusätzliche Leistung aus Pumpspeicherkraftwerken und/oder aus Kraftwerken, die unterhalb der dem Übertragungsnetzbetreiber zugänglichen Höchstspannungsebene am Verteilnetz angeschlossen sind, finden lässt, konnten trotz intensiver Bemühungen noch nicht abgeschlossen werden; sie werden allerdings vertieft fortgesetzt.
18. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen diese zusätzlichen Erzeugungsleistungen am Markt derzeit nicht. Die Übertragungsnetzbetreiber schildern je nach Konstellation einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf im Süden aus abgeschalteten Moratoriumskraftwerken in Höhe von 1.400 bis 2.000 MW. Die Bundesnetzagentur kann diese Größenordnung zur Zeit noch nicht mit der erforderlichen Sicherheit bestätigen. Im (n-2)-Falle [s.o.] müsste jedoch eine Größenordnung von 1.000 MW auch nach Einschätzung der Bundesnetzagentur bereitgestellt werden. Da angesichts der zur Verfügung stehenden Zeit noch nicht mit der erforderlichen Klarheit und Sicherheit schon heute feststeht, wie hoch der zusätzliche Leistungsbedarf ist und wie er gegebenenfalls auch alternativ gedeckt werden könnte, muss eine sorgfältige Untersuchung bis Mitte August durchgeführt und abgeschlossen sein. Da die kritische Situation nach Angabe der Übertragungsnetzbetreiber erst im Winter droht, sollte die Option, die fehlende Kapazität auch aus den im Moratorium befindlichen Kraftwerken insbesondere im Süden decken zu können, erhalten bleiben.
19. Die oben beschriebene äußerst kritische Situation macht nochmals deutlich, wie wichtig ein rascher und effizienter Netzausbau ist. Die Überlegungen zum NABEG sind daher unverzichtbar. Ein ausreichend dimensioniertes Netz könnte nach einem schnellen Ausbau entsprechender Nord-Süd-Trassen, insbesondere des EnLAG-Projekts Nr. 15 (die Leitung Osterath-Weißenthurm), den genannten kritischen Fall d) zuverlässig und ohne zusätzliche Kraftwerksleistung beherrschbar machen.

20. Entsprechendes gilt für ähnlich gelagerte Probleme in Nord- und Süddeutschland. Insbesondere die Realisierung der für Hamburg wichtigen Leitung Görries-Krümmel und der Thüringer Strombrücke würden die Beherrschbarkeit der durch das Moratorium geschaffenen Stresssituationen für die Netze deutlich verbessern.

1. Einleitung

Die vorliegende Analyse der Bundesnetzagentur ist eine Aktualisierung des am 12. April 2011 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) übersandten Berichtes zur Bewertung der Auswirkungen des Kernkraft-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Der erste Teil dieses aktualisierten Berichtes fasst rückblickend die seit Beginn des Moratoriums Mitte März eingetretenen Entwicklungen und Ereignisse zusammen und entwirft einen Ausblick auf die Situation im Sommer 2011 nach Ablauf des Moratoriums (Kap. 2). Zunächst wird eine Bewertung der Erzeugungssituation / Leistungsbilanz vorgenommen. (Kap. 2.1). Gegenstand von Kap. 2.2 ist die Entwicklung der Import und Export-Situation seit Inkrafttreten des Moratoriums. Kapitel 2.3 behandelt die Preisentwicklung an den Strommärkten rückblickend für den bisherigen Zeitraum des Moratoriums. Kapitel. 2.4 betrachtet die Entwicklung Netzsituation (Netzbelastung und Spannungshaltung) nach Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke. Kapitel 2.5 eröffnet unter der Annahme einer dauerhaften Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke einen Ausblick auf die Netz- / Erzeugungssituation im Sommer 2011.

Der folgende Teil dieses aktualisierten Berichtes (Kap. 3) befasst sich mit den möglichen Auswirkungen einer dauerhaften Abschaltung der 7 + 1 Kernkraftwerke im Zeitraum Herbst 2011 und Winter 2011 / 2012. Analog der Struktur im vorhergehenden Kapitel wird zunächst eine Bewertung der Erzeugungssituation / Leistungsbilanz vorgenommen (Kap. 3.1). Gegenstand von Kapitel 3.2 ist die weitere Entwicklung der Import- und Export-Situation. Kapitel 3.3 setzt sich mit der Entwicklung der Strompreise für den Herbst und Winter 2011 auseinander. In Kapitel 3.4 wird die Entwicklung der Netzsituation (Netzbelastung und Spannungshaltung) dargestellt.

Grundlagen für die Erstellung dieses Berichts sind neben eigenen Auswertungen und Untersuchungen der Bundesnetzagentur insbesondere

- der Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zu den Auswirkungen des Moratoriums vom 20.04.2011;
- der Vortrag der Übertragungsnetzbetreiber im BMWi am 18.05.2011;
- der Bericht Amprions vom 20.05.2011 zur „Bewertung der Systemsicherheit im Rahmen des Kernkraftwerks-Moratoriums“;
- Erkenntnisse und Informationen aus einem Termin in der Leitwarte Amprions in Brauweiler am 23.05.2011;

- Der ergänzende Bericht Amprions vom 25.05.2011 „Zusätzliche Berechnungen nach Aufforderung der Bundesnetzagentur zur Bewertung der Systemicherheit im Rahmen des Kernkraftwerke-Moratoriums“;
- Auswertung der Übertragungsnetzbetreiber zur „Beschreibung der Netzsituation in Deutschland am 18.05.2011“;
- Ergebnisse der Lastflussberechnungen der FGH und IAEW im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber vom 25.05.2011;

Angesichts der Kürze der zur Verfügung stehenden Zeit sind insbesondere die Bewertungen zu den Aussagen der vier Übertragungsnetzbetreiber als vorläufig anzusehen. Eine detaillierte Auswertung und Bewertung, insbesondere der von Amprion und den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Berichte sowie der zugrundeliegenden Annahmen und Modellparameter, ist noch durchzuführen.

2. Situation seit Inkrafttreten des Moratoriums

Der Bericht der Bundesnetzagentur an das BMWi vom 12. April 2011 deckte entsprechend des Datums der Abgabe lediglich den Zeitraum vom Beginn des Moratoriums bis Mitte April ab. Insofern verfügen die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur in der Zwischenzeit über einen zusätzlichen Erfahrungshorizont von etwa einem weiteren Monat unter den Rahmenbedingungen des Moratoriums. Im vorliegenden Kapitel werden die Erkenntnisse und Entwicklungen aus dem Zeitraum bis Ende Mai 2011 verarbeitet.

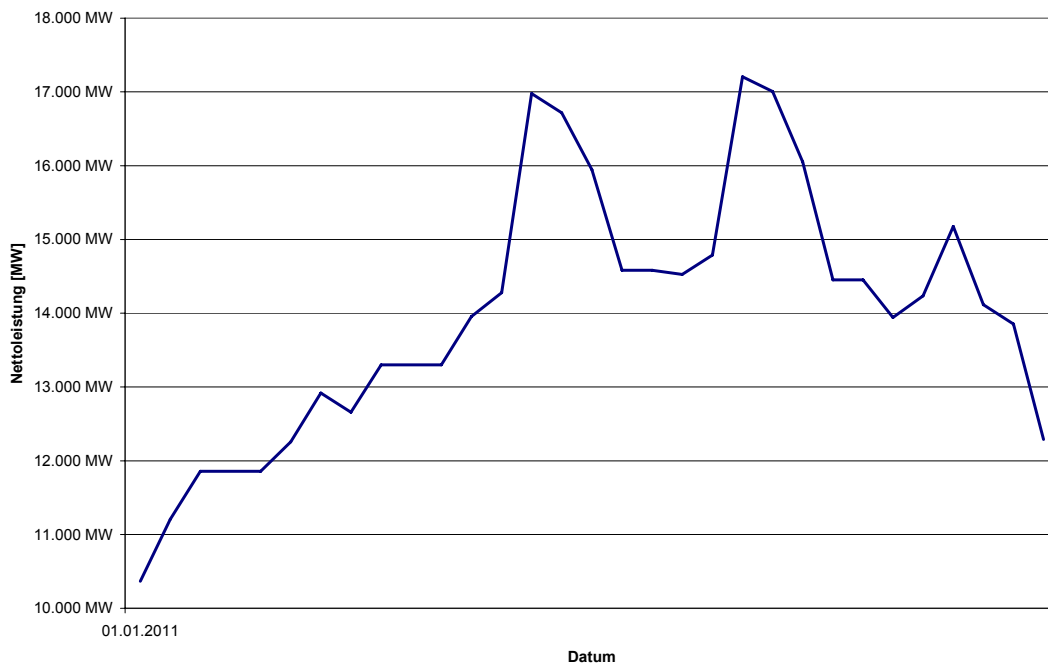
2.1 Erzeugungssituation und Leistungsbilanz

2.1.1 Zeitraum vom 16. bis 25.05.2011

Am 21.05.2011 erreichte die aufgrund von Revisionen nicht verfügbare Leistung von Kraftwerken mit mindestens 100 MW Nettoleistung ein Maximum von 17,2 GW. Hierin enthalten sind die Erzeugungsleistungen der nicht vom Moratorium erfassten Kernkraftwerke Grafenrheinfeld, Grundremmingen, Philippsburg 2, Emsland und Grohnde, die ab dem 26.03.2011 sukzessiv in Revision gegangen sind (Kernkraftwerke, die aufgrund des Moratoriums stillstehen, sind nicht in diesem Wert berücksichtigt). Ab dem 21.05.2011 sind somit lediglich vier der insgesamt 17 Kernkraftwerke in Deutschland in Betrieb gewesen. Abbildung 1 zeigt den Verlauf der aufgrund von Revisionen nicht verfügbaren Leistung von Kraftwerken mit einer Leistung von mindestens 100 MW für

das Jahr 2011.¹ Die Kraftwerksrevisionen werden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Betreibern der Kraftwerke im Herbst des Vorjahres für das jeweils kommende Jahr abgestimmt. Aus der Abbildung ist das Maximum der durch Revisionen nicht verfügbaren Leistung im Mai 2011 zu erkennen.

Abbildung 1: Verlauf der aufgrund von Revisionen nicht verfügbaren Leistung von Kraftwerken mit mindestens 100 MW Nettoleistung.



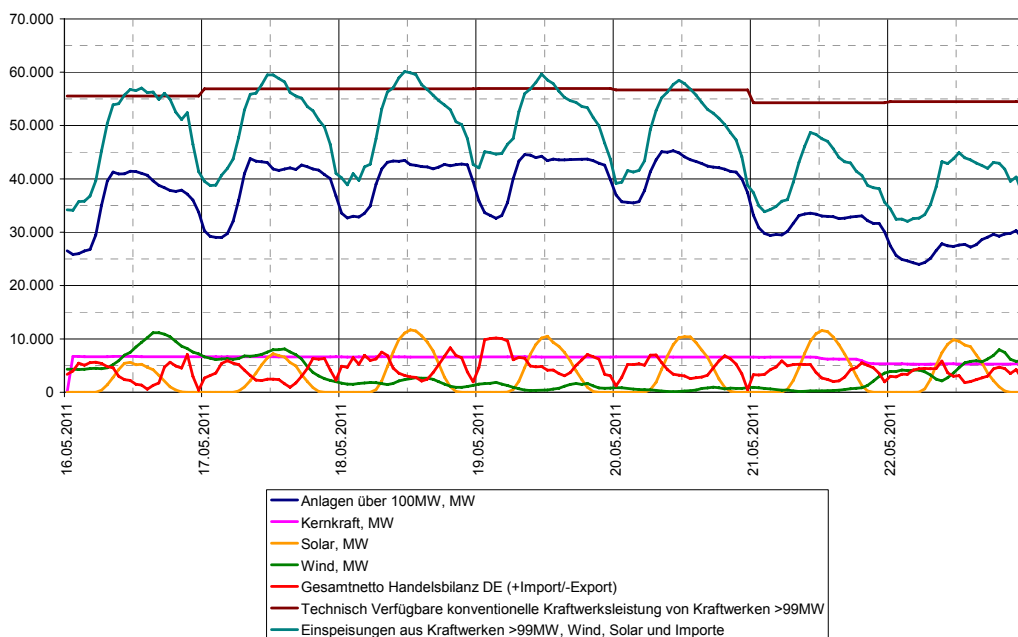
Quelle: Daten Amprion, Darstellung Bundesnetzagentur.

Trotz der revisionsbedingt im Mai nicht verfügbaren Kraftwerksleistung von max. 17,2 GW war die Versorgungssicherheit nicht gefährdet. Dies zeigt eine Auswertung der Bundesnetzagentur, die die Erzeugungs-/Last-Situation im Zeitraum vom 16.05 bis 22.05.2011 untersucht hat. Die Auswertung umfasst die wesentlichen Einspeisungen aus Windenergieanlagen, Solaranlagen und konventionellen Kraftwerken mit mindestens 100 MW Leistung sowie die Import-/Exportbilanz der deutschen Regelzonen. Die Zeitreihe zur Einspeiseleistung von Kernkraftwerken ist bereits in der Zeitreihe zur Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken mit mindestens 100 MW Leistung enthalten, wird aufgrund der Fokussierung des vorliegenden Berichts auf Kernkraftwerke jedoch nochmals gesondert ausgewiesen. Weiterhin dargestellt wird die technisch verfügbare konventionelle Kraftwerkskapazität mit einer Leistung von mindestens 100 MW. Die technische verfügbare konventionelle Kraftwerksleistung wurde aus der Summe Netto-

¹ Unberücksichtigt bleiben bei dieser Betrachtung Kraftwerke mit weniger als 100 MW Leistung.

leistung für Kraftwerke mit mindestens 100 MW Leistung abzüglich der Kraftwerksleistung in Revision, abzüglich einer angenommenen Ausfalleistung von 6.300 MW und abzüglich einer angenommenen, vorzuhaltenden Systemdienstleistungsreserve in Höhe von 5.100 MW bestimmt. Ebenfalls dargestellt ist eine Approximation des Lastverlaufs durch Addition der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken mit mindestens 100 MW mit Handelsimporten und Einspeisungen aus Wind- und Solarenergieanlagen. Der Lastverlauf dürfte hierdurch in guter Näherung wiedergegeben sein, da sich Ein- und Ausspeisungen zu jedem Zeitpunkt die Waage halten müssen.

Abbildung 2: Einspeisungen aus Energieerzeugungsanlagen, konventionelle Kraftwerkskapazität und Import-/Exportbilanz.



Quelle: EEX, ENTSO-E, Amprion

In Bezug auf die Last ist zunächst festzuhalten, dass sie auch zur Mittagsspitze mit rund 60.000 MW bisher deutlich unter der Jahreshöchstlast der vergangenen Jahre von über 78.500 MW liegt. Gut erkennbar ist die im Tagesverlauf zyklische Einspeisung von PV-Anlagen, die zur Mittagszeit Spitzenwerte von über 11.000 MW erreicht. Die Einspeisung aus Windkraftanlagen verlief sehr unstetig und lieferte im Zeitraum vom etwa 19.05. bis 21.05. nahezu keinen Beitrag zur Lastabdeckung. Die in Betrieb stehenden Kernkraftwerke haben mit einer Leistung von rund 6.000 MW eingespeist. In Bezug auf den Export-/ Import ergibt sich für den gesamten betrachteten Zeitraum ein kontinuierlicher Import je Stunde, welcher – antizyklisch zur Einspeisung aus Photovoltaikanlagen – zur Mittagszeit abnimmt und abends bzw. nachts wieder ansteigt.

Im Ergebnis lassen sich Auslastungen der konventionellen Kraftwerke mit mindestens 100 MW von 44% bis 80% im betrachteten Zeitraum errechnen. Es zeigt sich, dass die Last zumeist allein über die Kraftwerke mit mindestens 100 MW Leistung hätte gedeckt werden können. Nur die Mittagsspitze wäre nicht allein über die konventionelle Kraftwerksleistung ≥ 100 MW aufzubringen gewesen. Zur Lastabdeckung hat im betrachteten Zeitraum insbesondere die Einspeisung aus Photovoltaik beigetragen.

Hinsichtlich des zeitlichen Verlaufs der Importe ist kein Zusammenhang zwischen der Höhe der Importe und einer eventuell zu geringen konventionellen Kraftwerkskapazität erkennbar. Auch zur Mittagsspitze war genug freie Kraftwerkskapazität vorhanden, so dass keine Importe zur Bedarfsdeckung zwingend erforderlich gewesen wären. Die importierten Strommengen hätten auch durch freie konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Deutschland erzeugt werden können. Dass Strom importiert statt national erzeugt wurde, ist Ergebnis des europäischen Strommarktes bzw. der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes auf europäischer Ebene.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass sich für den Zeitraum seit Beginn des Moratoriums bis zum 20. Mai 2011 die Leistungsbilanz als unkritisch darstellte, da die Last in diesem Zeitraum mit 60.000 MW eher geringer ausfiel. Das Kapitel 3.1 beschäftigt sich vertiefend mit der Leistungsbilanz bei dauerhafter Abschaltung der 7+1 Atomkraftwerke.

2.1.2 Substitution der durch das Moratorium entzogenen Erzeugungskapazität

Europaweit flächendeckende (öffentliche) Daten über den Kraftwerkseinsatz in hinreichend hoher Auflösung liegen nicht vor. Insofern ist auch nicht detailliert zu beurteilen, wie die dem Markt entzogene Leistung aus Kernkraftwerken seit Beginn des Moratoriums substituiert wird. Dennoch kann eine generelle theoretische Abschätzung der Effekte vorgenommen werden. Die resultierenden Austauschbeziehungen sind dabei immer Ergebnis des europaweiten marktgetriebenen Optimierungsprozesses der Stromproduktion.

Die Substitution von Kraftwerksleistung kann generell nur durch anderweitige Erzeugung innerhalb Deutschlands oder durch erhöhte Importe nach Deutschland bzw. verringerte Exporte in die Nachbarländer erfolgen. Dabei werden die kostengünstigen Erzeugungstechnologien (Laufwasser, Kernenergie, moderne Braunkohlekraftwerke) bzw. die ohnehin zu betreibenden (EE-Erzeugung) i. d. R. immer eingesetzt. Teurere Kraftwerkstechnologien (wie Steinkohle, GuD und anderes Erdgas) werden nur dann

eingesetzt, wenn günstigere Technologien (auch im Ausland) nicht mehr verfügbar sind, z. B. weil die grenzüberschreitenden Leitungen nicht mehr Strom transportieren können. Über diesen Mechanismus passen sich ähnlich „kommunizierender Röhren“ die Erzeugungssituation und auch die Marktpreise im gesamten europäischen Stromverbund an.

Einer Untersuchung² der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zufolge habe eine Marktsimulation gezeigt, dass die Substitution innerhalb Deutschlands vorwiegend durch Gas- und Kohlekraftwerke erfolge. Gleichzeitig würden Importe aus den Nachbarländern eine zunehmende Bedeutung für die Lastdeckung in Deutschland erlangen. Insbesondere in Situationen mit niedriger Last in Deutschland ist keine wesentliche Veränderung der Austauschsalen mit dem Ausland, sondern eine innerdeutsche Erzeugungssubstitution zu erwarten. Die Ergebnisse hängen dabei stark von der Höhe der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ab.

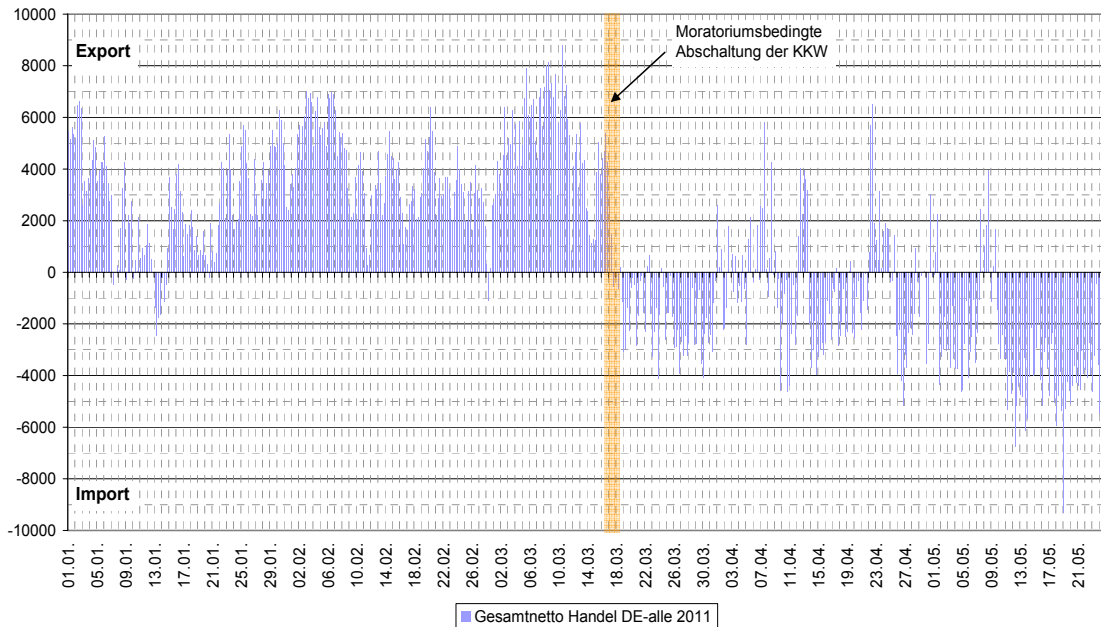
2.2 Export- und Importsituation

2.2.1 Entwicklung der Im- und Exporte seit Beginn des Moratoriums

In Bezug auf den kommerziellen Stromhandel war Deutschland im langjährigen Mittel und auch zu Beginn des Jahres 2011 Netto-Exporteur. Nach der Abschaltung der Kernkraftwerke Mitte März 2011 hatte sich dies (auf Basis der Datenlage für den erst kurzen Zeitraum bis zur Erstellung des ersten Berichts der Bundesnetzagentur vom 11. April 2011) umgekehrt. Deutschland wurde in der Phase nach Beginn des Moratoriums vermehrt zum Netto-Importeur von Strom. Zwischenzeitlich sind weitere Kernkraftwerke zur Revision vom Netz genommen worden, so dass zurzeit lediglich vier Kernkraftwerke am Netz sind. Der nachfolgend untersuchte Betrachtungszeitraum umfasst den 01.01.2011 bis 24.05.2011.

² Bericht der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Bewertung der Netzsituation während des Moratoriums für die 7 Kernkraftwerke (KKW), 20.04.2011.

Abbildung 3: Gesamtdeutsche Im- und Exporte von Strom, 01.01. – 24.05.11.
(4 Mittelwerte pro Tag³)



Daten: ENTSO-E, Grafik: BNetzA

In der Gesamtbetrachtung des grenzüberschreitenden Stromhandels über alle deutschen Grenzen wurde ein Netto-Export von durchschnittlich rund 3.560 MW in den Monaten vor dem Moratorium von einem Netto-Import von durchschnittlich rund 1.665 MW nach der Abschaltung der Kernkraftwerke abgelöst.⁴ Eine Prognose über die zukünftige Entwicklung ist mit der vorhandenen Datenbasis nicht zu treffen (siehe Ausführungen im ersten Bericht).

In nachfolgender Tabelle ist die Stromhandelsbilanz Deutschlands mit den Nachbarländern vor und nach dem Moratorium einander gegenüber gestellt.

³ 0-6 Uhr, 6-12 Uhr, 12-18 Uhr, 18-24 Uhr.

⁴ Dies entspricht einem durchschnittlichen täglichen Import von rund 40 GWh, dem ein durchschnittlicher täglicher Export von 85,5 GWh vor dem Moratorium gegenübersteht.

Tabelle 1: Stromhandelsbilanz aus deutscher Sicht im Überblick (ein negatives Vorzeichen „-“ kennzeichnet Import nach DE).

Durchschnittliche Stromhandelsbilanz 2011 mit Nachbarländern in MW pro Tag			Durchschnittliche Handelsbilanz 2011 mit Nachbarländern in GWh pro Tag		
Grenze	01.01. bis 16.03.	17.03. bis 24.05.	Grenze	01.01. bis 16.03.	17.03. bis 24.05.
DE-FR	1.009	-1.046	DE-FR	24,2	-25,1
DE-CH	1.050	145	DE-CH	25,2	3,5
DE-PL	-168	-300	DE-PL	-4,0	-7,2
DE-DK	313	-79	DE-DK	7,5	-1,9
DE-AT	965	597	DE-AT	23,2	14,3
DE-CZ	-1.312	-1.273	DE-CZ	-31,5	-30,6
DE-NL	1.506	253	DE-NL	36,1	6,1
DE-SE	198	39	DE-SE	4,8	0,9
DE ges.	3.561	-1.664	DE ges.	85,5	-39,9

Daten: ENTSO-E

Hierbei handelt es sich um eine Momentaufnahme, die nicht in die Zukunft fortgeschrieben werden kann. Richtung und Höhe der Transite ergeben sich aus dem Unterschied der Strompreise zwischen den Ländern. So wird Deutschland weiterhin bei hoher Windeinspeisung resultierenden geringeren Strompreisen Exporteur sein. Außerdem ist der Strompreis insbesondere in Frankreich stark von der Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke geprägt. In den letzten Jahren konnte beobachtet werden, dass insbesondere im Sommer, bei hohen Temperaturen und niedrigen Flusspegeln, thermische Kraftwerke nicht unter Volllast betrieben werden konnten oder gar ganz abgefahren werden mussten. Grund dafür sind sowohl die fehlende Kondensatorkühlung als auch unzulässig hohe Einleitungstemperaturen in Gewässer. Diese Problematik kann, ebenso wie die sommerliche Kraftwerksrevisionsphase, zu hohen Strompreisen in Frankreich und damit zu erneuten Lastflussverlagerungen führen.

Die Bilanz für den Handel mit Schweden ist insbesondere vom Ausfall des Baltic Cable und der anschließenden (vorgezogenen) Revision einer Schaltanlage seit dem 12.04.2011 geprägt, wodurch der durchschnittliche Export nach Schweden nach dem Moratorium stark abgenommen hat. Mit einer Wiederinbetriebnahme ist nicht vor dem 27.5.2011 zu rechnen.⁵

⁵ http://umm.nordpoolspot.com/web/umm_details.cgi?u_id=44338&umm_type=1&nomonitor=1.

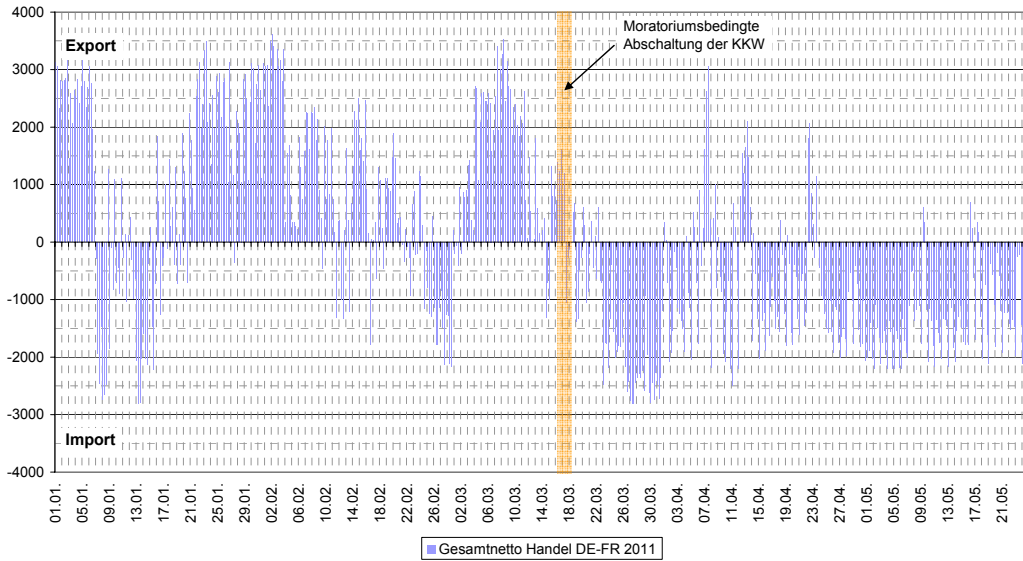
In einigen Länderbilanzen zeigen sich zum Teil deutliche Veränderungen: War Deutschland seit Beginn des Jahres bis zum Moratorium mit durchschnittlich 1.009 MW Netto-Exporteur für Strom nach Frankreich, kehrt sich dieses Verhältnis nach dem Moratorium um. Deutschland wird mit durchschnittlich 1.046 MW zum Netto-Importeur aus Frankreich.

Neben Frankreich hat der Austausch mit den Niederlanden, der Schweiz und Dänemark seit Beginn des Moratoriums die gravierendsten Änderungen erfahren. Im Handel mit den Niederlanden kann dabei die stärkste Veränderung in den Handelsflüssen beobachtet werden. Wurden in den Wochen vor dem Moratorium noch durchschnittlich 1.506 MW exportiert, sank der Export danach auf 253 MW. Der Handel mit der Schweiz zeigt ein ähnliches Bild. Der Export reduzierte sich nach dem Beginn des Moratoriums von durchschnittlich 1.050 MW auf 145 MW. Im Handel mit Dänemark wurde Deutschland vom Netto-Exporteur mit 313 MW zum Netto-Importeur mit 79 MW.

Netto-Importbeziehungen bestanden vor dem Moratorium nur mit Polen und Tschechien. Nach Beginn des Moratoriums erweiterte sich der Kreis um Frankreich und Dänemark, wobei der Import aus Dänemark mit 79 MW gering ausfällt. Die Veränderung des Imports aus Tschechien fällt im Vergleich zum Betrachtungszeitraum vor dem Moratorium relativ gering aus. Im Vergleich zum Zeitraum vor dem Moratorium ist sogar ein leichter Rückgang der durchschnittlichen Importe zu beobachten (von 1.312 MW auf 1.273 MW). Im Bericht vom 11.4.2011 wurde noch von „einem Rückgang des Exports nach Tschechien“ ausgegangen. Dem lag eine fehlerhafte Auswertung zugrunde, die hier korrigiert ist.

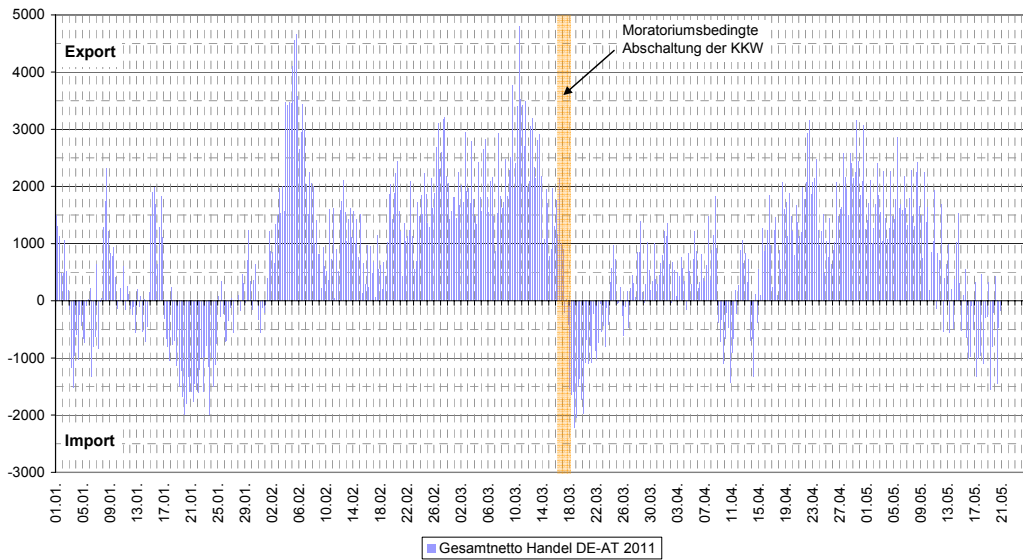
Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Austauschbeziehungen Deutschlands mit Frankreich, Österreich, der Schweiz, den Niederlanden und Tschechien im Zeitraum vom 01.01.2011 bis 24.05.2011.

Abbildung 4: Deutsch - Französischer Stromaustausch, 01.01. – 24.05.11.
(4 Mittelwerte pro Tag)



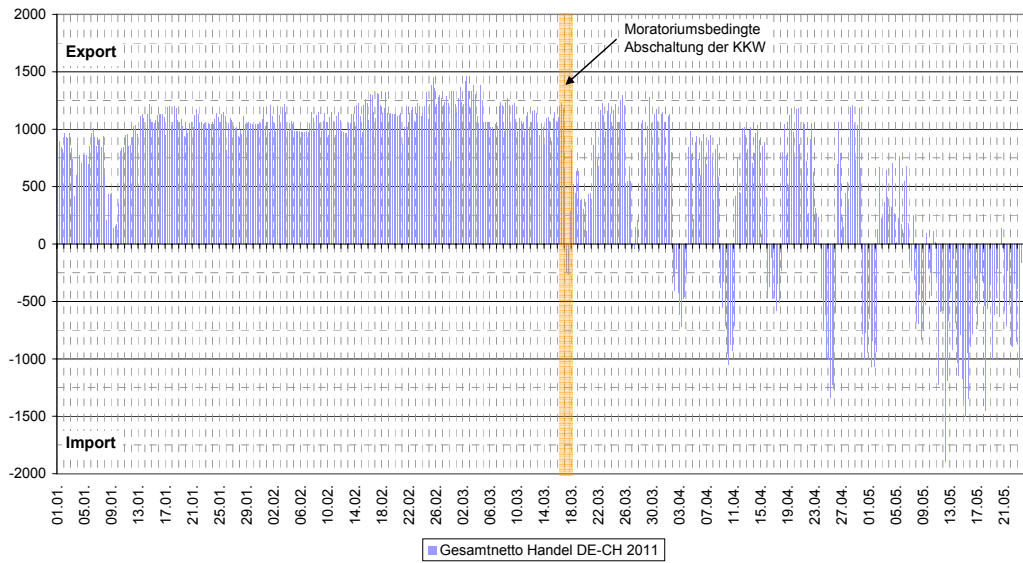
Daten: ENTSO-E, Grafik: BNetzA

Abbildung 5: Deutsch - Österreichischer Stromaustausch, 01.01. – 24.05.11.
(4 Mittelwerte pro Tag)



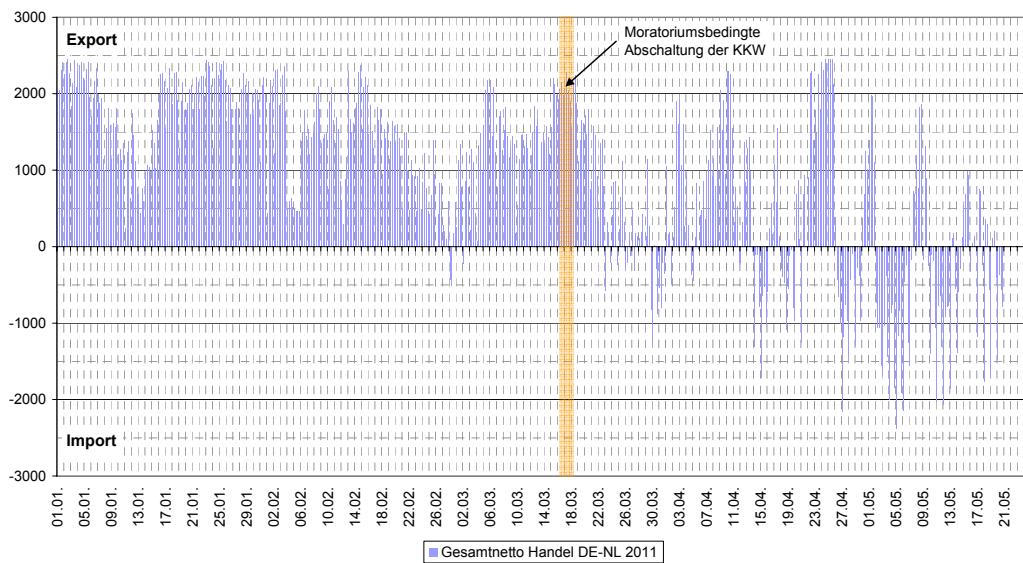
Daten: ENTSO-E, Grafik: BNetzA

Abbildung 6: Deutsch - Schweizerischer Stromtausch, 01.01. – 24.05.11.
(4 Mittelwerte pro Tag)



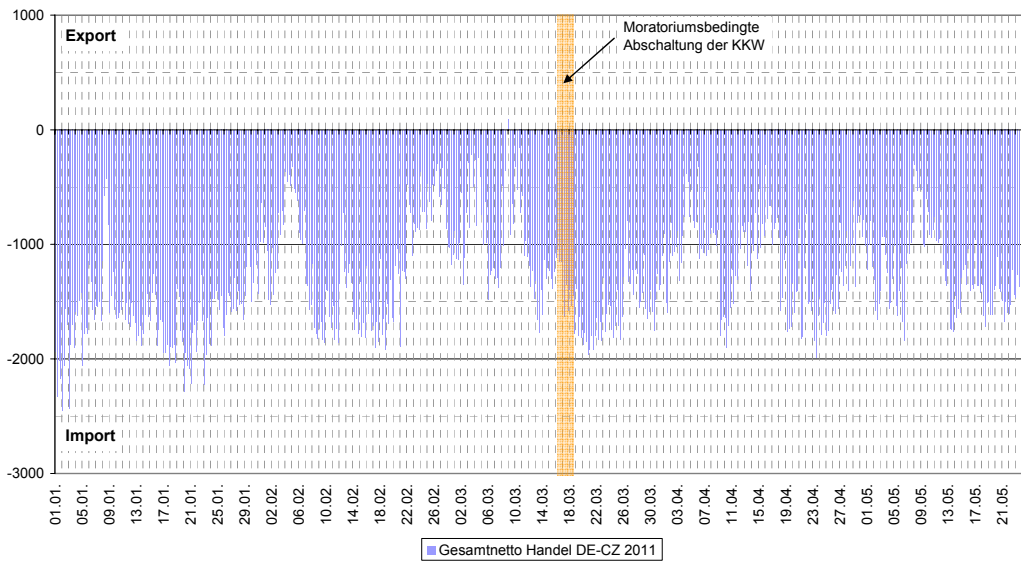
Daten: ENTSO-E, Grafik: BNetzA

Abbildung 7: Deutsch - Niederländischer Stromtausch, 01.01. – 24.05.11.
(4 Mittelwerte pro Tag)



Daten: ENTSO-E, Grafik: BNetzA

Abbildung 8: Deutsch - Tschechischer Stromaustausch, 01.01. – 24.05.11.
(4 Mittelwerte pro Tag)



Daten: ENTSO-E, Grafik: BNetzA

2.2.2 Einfluss der Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf die Handelsflüsse

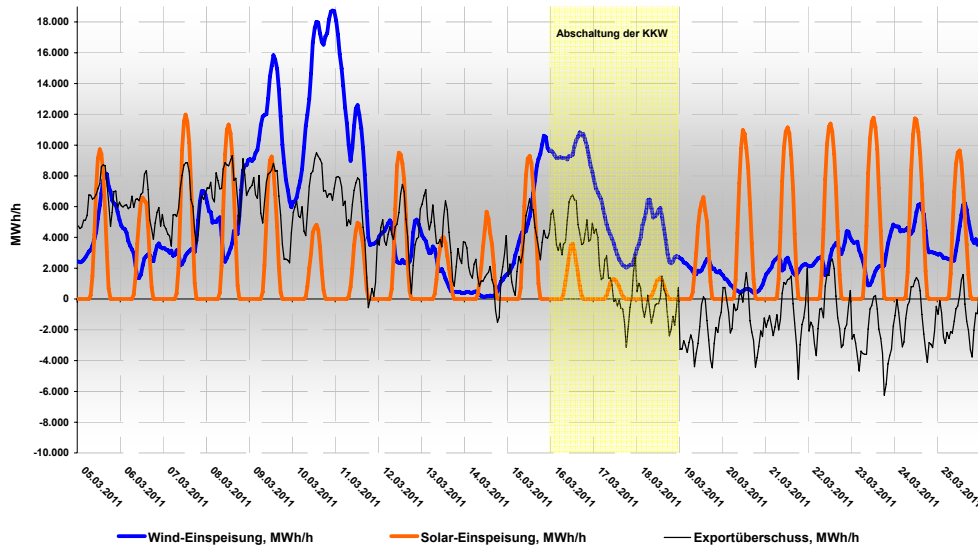
Die Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen hat maßgeblichen Einfluss auf die Lastflusssituation in Deutschland und die Ausprägung von Im- und Exportflüssen. Bedingt durch den unregelmäßigen Witterungsverlauf zeichnen sich beide Erzeugungsarten durch starke Volatilität in der Einspeisung aus. Die Einspeiselastgänge der PV-Anlagen sind vorwiegend von den saisonal bedingten Tageslängen sowie den witterungsbedingten Einschränkungen der Sonneneinstrahlung (z.B. durch Wolkenbildung) abhängig. Typisch für die solare Stromerzeugung ist, dass die maximale stündliche Einspeisung zur Tagesmitte erreicht wird und dann bis zum Sonnenuntergang rückläufig ist. Sie trägt somit regelmäßig zur Abfederung der sog. „Mittagsspitze“ bei. Für die Einspeisung aus Windenergieanlagen ist auf Grund der stochastisch verlaufenden Witterungsverhältnisse kein typisierter Tageslastgang mit nachhaltig ausgeprägtem Einspeiseprofil bestimmbar. Die nachfolgenden Grafiken zeigen Zusammenhänge zwischen der Einspeisung von Wind- und PV-Strom sowie den zeitgleichen Handelsflüssen auf. Untersucht werden drei verschiedene Perioden:

- Zeitraum um Moratoriumsbeginn sowie der aktuelle Zeitraum bis 18.5.2011;
- Wind- und PV-schwacher Zeitraum im Januar 2011;
- Wind- und PV-starker Zeitraum im April 2011;

Zeitraum um das Moratorium sowie der aktuelle Zeitraum bis 18.05.2011

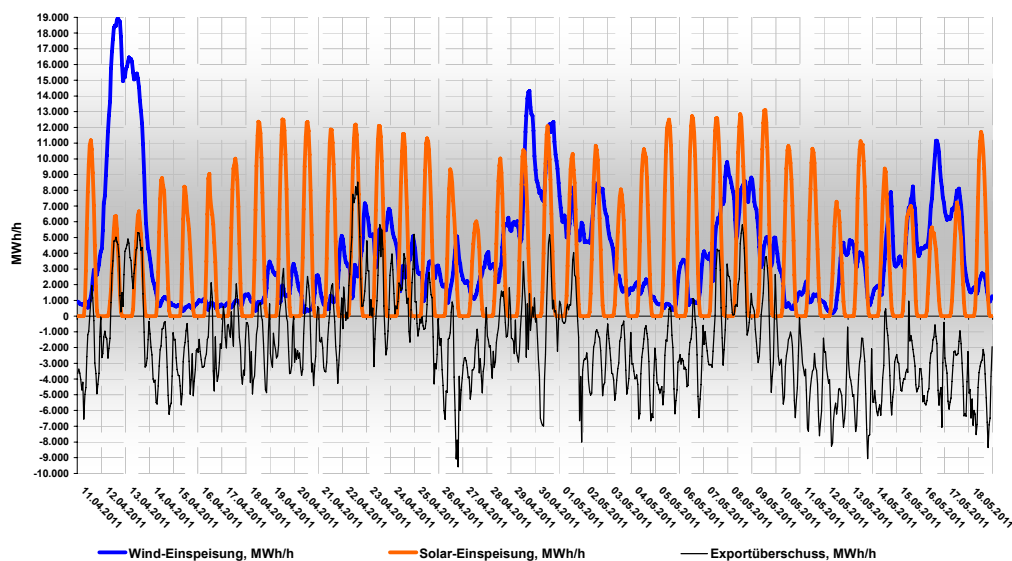
Der Trend, dass nach dem Moratorium vermehrt Strom importiert wurde, hat sich im April und Mai unverändert fortgesetzt.

Abbildung 9: Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen und Handelsflüsse im Zeitraum vom 05.03.2011 bis 25.03.2011 (Zeitraum vor und nach Moratoriumsbeginn).



Daten: Daten: ENTSO-E, EEX; Grafik: BNetzA

Abbildung 10: Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen und Handelsflüsse im Zeitraum vom 11.04.2011 bis 18.05.2011 (aktueller Zeitraum).

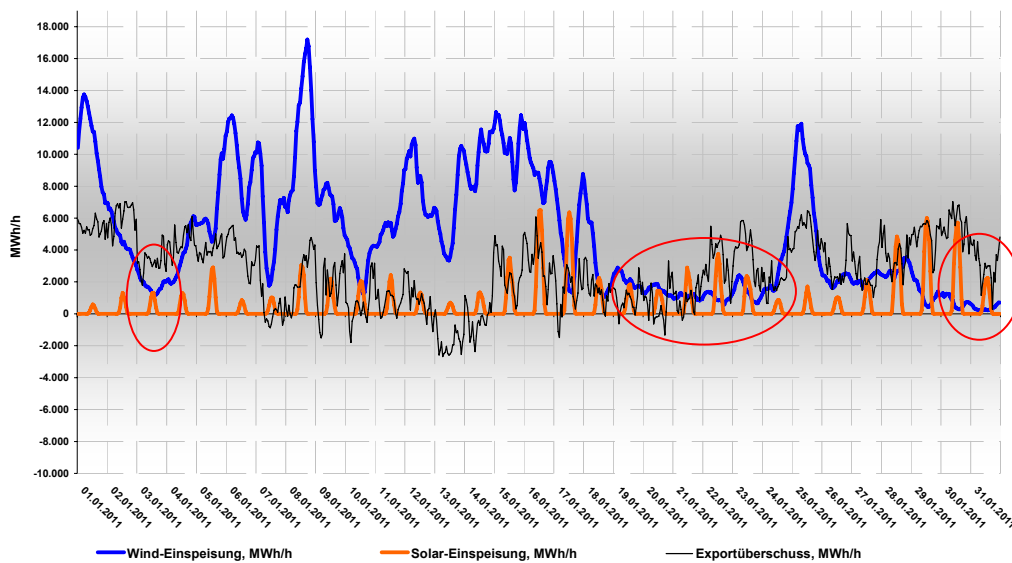


Daten: ENTSO-E, EEX; Grafik: BNetzA

Wind- und PV-schwache Zeiträume im Januar 2011

Wind- und sonnenschwache Perioden waren im Januar 2011 regelmäßig (siehe Abbildung 11) zu beobachten. Die Einspeisung beider Energieträger zusammen betrug z.B. vom 19. bis 24.01.2011 zeitweise nur 200 bis 600 MW. In diesen Zeiten vor dem Moratorium wies der Handelsfluss dennoch weiterhin einen Exportüberschuss auf.

Abbildung 11: Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Zeitraum vom 01.01.2011 bis 31.01.2011 – Beispiele für Perioden geringer Einspeisung aus PV und Wind.

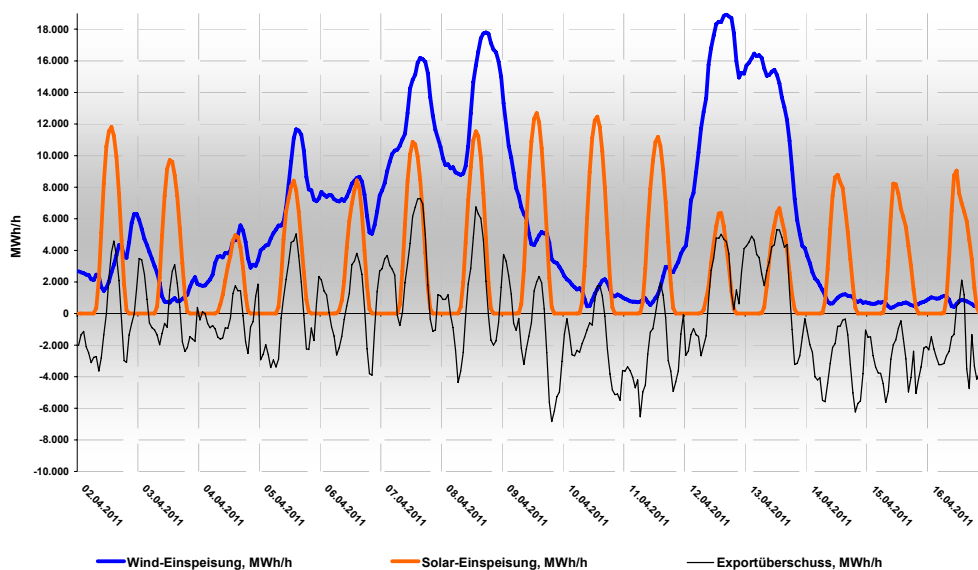


Daten: ENTSO-E, EEX; Grafik: BNetzA

Wind- und PV-starker Zeitraum im April 2011

In Phasen starken Windaufkommens und/oder erheblicher PV-Einspeisung kehrt sich der grundsätzliche Trend von Stromimporten regelmäßig um, und Phasen von Exportüberschüssen sind zu verzeichnen.

Abbildung 12: Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Zeitraum vom 02.04.2011 bis 16.04.2011 - Wind- und PV-starker Zeitraum im April 2011



Daten: ENTSO-E, EEX; Grafik: BNetzA

Zum Einfluss der Einspeisungen aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf die Höhe der Stromex- oder –importe lässt sich folglich allgemein festhalten, dass

- vor Beginn des Moratoriums selbst in Phasen vernachlässigbarer Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen Stromexporte realisiert werden konnten.
- seit Außerbetriebnahme der 7 + 1 Kraftwerke im Rahmen des Moratoriums mehr Strom importiert wird, Deutschland also trotz Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien zum Netto-Importeur wird.
- sich die Rolle Deutschlands als Stromimporteur bei starker Wind- oder Sonneneinspeisung umkehrt.

2.2.3 Zusammensetzung der Stromimporte

Die öffentliche Diskussion fokussiert sich häufig auf die These, die Abschaltung der Kernkraftwerke in Deutschland würde zwangsläufig einen vermehrten Import von in Kern- oder Braunkohlekraftwerken erzeugten Strom aus „Frankreich oder Tschechien“ nach sich ziehen. Der folgende Abschnitt befasst sich daher mit der Zusammensetzung des importierten Stroms.

Determinanten der erzeugungsseitigen Zusammensetzung der Stromimporte

Da die Stromerzeugung letztlich der sog. Merit Order (unter Berücksichtigung der grenzüberschreitend Übertragungskapazitäten) folgt, also immer diejenigen Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten eingesetzt werden, ist davon auszugehen, dass die mit relativ geringen Grenzkosten operierenden Kernkraftwerke i. d. R. mit einer Auslastung von (nahezu) 100% betrieben werden. Dies gilt sowohl für die am Netz verbliebenen deutschen wie auch ausländischen Kernkraftwerke.⁶ Kernkraftwerke mit geschätzten Betriebskosten, die etwa in einer Bandbreite zwischen 10 €/MWh und 20 €/MWh liegen, kommen bei üblichen Großhandelspreisen (rund 30-70 €/MWh), i. d. R. immer zum Einsatz. Andernfalls verhielten sich die Betreiber nicht ökonomisch rational. Ausgenommen davon sind Zeiträume für die Kraftwerksrevision und den Brennelemente-tausch.

Daher ist aus ökonomischen Erwägungen zu erwarten, dass der durch das Moratorium dem deutschen und europäischen Markt entzogene Kernkraftstrom nicht durch zusätzliche Erzeugung aus ausländischen Kernkraftwerken kompensiert wird. Anders ausgedrückt bedeutet dies, dass durch das deutsche Moratorium nicht mehr Strom in Kernkraftwerken im Ausland erzeugt wird. Es ist nicht zu erwarten, dass im Ausland KKW-Kapazitäten zur Verfügung stehen, die derzeit aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht zur Stromerzeugung genutzt werden. Es müssen folglich andere Kraftwerkstypen die Erzeugung übernehmen.

Empirisch untermauern dies exemplarisch hoch aufgelöste Transparenzdaten des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE zur Erzeugung französischer (Kern-) Kraftwerke. Seit Mitte Februar ist die Erzeugung französischer Kernkraftwerke insgesamt zurückgegangen (von ca. 55 GW auf 45 GW). Die AKW-Erzeugung folgt dabei dem gleichlaufenden Trend der französischen Last (von ca. 70 GW auf ca. 58 GW). Die verfügbare französische Erzeugungskapazität⁷ aus Kernkraftwerken, die ebenfalls seit Mitte Februar rückläufig ist, wird zu durchschnittlich 96% – also nahezu vollständig – sowohl vor als auch seit dem deutschen Moratorium ausgenutzt. Ähnliche Beobach-

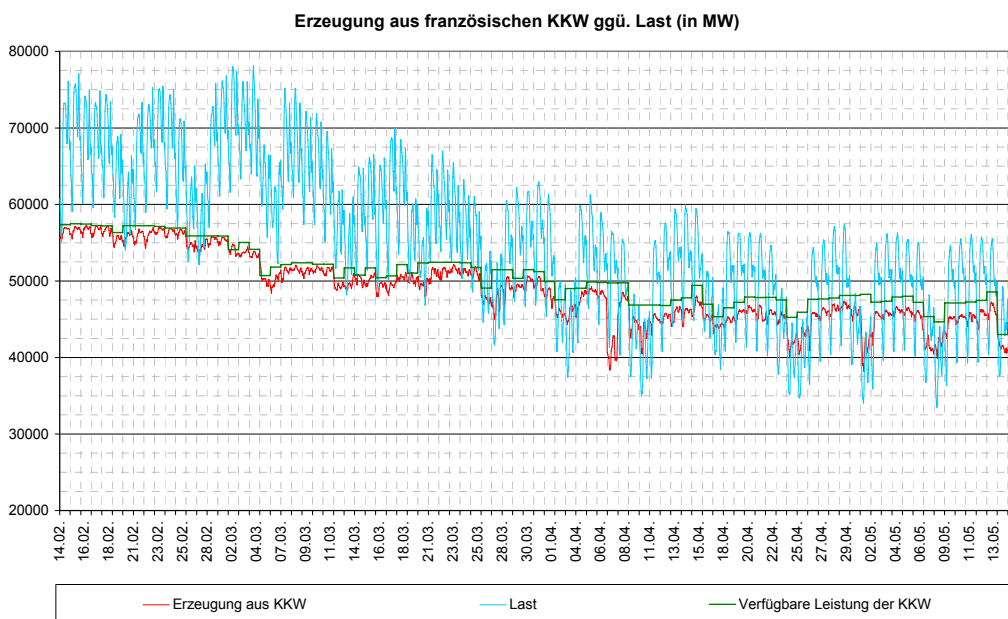
⁶ Ausnahmen bildeten die deutschen KKW, deren Restlaufzeiten über verbleibende Strommengen geregelt waren. Dies führte zum Teil zu einer strategischen Drosselung der Kraftwerke. Ein weiterer Grund für die Reduktion der Leistung von KKW kann die Systemsicherheit des Übertragungsnetzes sein. Ist die Sicherheit gefährdet, können die ÜNB einzelne Kraftwerke anweisen, ihre Leistung zu reduzieren.

⁷ Dazu wurden Transparenzdaten des französischen Netzbetreibers RTE ausgewertet, die tagesscharf die verfügbare Leistung aus Kernkraftwerken sowie stundenscharf die französische Netzlast darstellen.

tungen, auch wenn im vorliegenden Bericht nicht detailliert ausgewertet, lassen sich auch für andere Länder des europäischen Netzverbundes erwarten.⁸

Ein Zusammenhang mit der Export-/Importsituation zu Deutschland ist ebenfalls nicht erkennbar: Frankreich produziert die gleiche Menge Atomstrom, unabhängig davon, ob Frankreich nach Deutschland exportiert oder aus Deutschland importiert. Denn auch seit dem Moratorium gibt es immer wieder einzelne Stunden oder auch Tage, an denen Deutschland nach Frankreich exportiert.

Abbildung 13: Erzeugung aus französischen AKW, 14.02. – 15.05.11.



Quelle: RTE, Grafik BNetzA

Diese Überlegungen sprechen dafür, dass es sich bei den zur Deckung der in Deutschland moratoriumsbedingt zusätzlich benötigten Strommengen, sofern sie aus dem Ausland importiert werden, um in Steinkohle- bzw. Gaskraftwerken (wie in Frankreich verfügbar) oder in Braunkohlekraftwerken (wie bspw. in Tschechien) erzeugten Strom handelt.

⁸ Die Erzeugung französischer Kernkraftwerke deckt zudem sowohl vor als auch seit dem Moratorium die französische Last nicht bzw. hätte dies auch nicht erbringen können. Die verfügbare Erzeugungskapazität der französischen Kernkraftwerke hätte dazu auch erst seit Anfang April an wenigen Tagen und Stunden grundsätzlich ausgereicht. Ausnahmen gibt es seit dem Moratorium an wenigen Tagen und Stunden, an denen die Erzeugung bzw. die verfügbare Erzeugungskapazität die französische Last übersteigt. Das bedeutet, dass als Ergebnis der europaweiten Marktoptimierung zur Deckung der französischen Last neben französischen Kernkraftwerken auch andere Kraftwerkstypen eingesetzt wurden bzw. zum Teil Strom importiert wurde.

Dasselbe gilt für den verringerten Export Deutschlands in die Niederlande, Österreich und die Schweiz. Dortige Lasten werden durch den vermehrten Einsatz von Steinkohle- und Gaskraftwerken bzw. Wasserkraft gedeckt.

Substitutionseffekte ergeben sich zusätzlich dadurch, dass sich durch den aufgrund des Moratoriums veränderten verfügbaren Kraftwerks-Park in Deutschland der gesamte Kraftwerkseinsatz in Europa angepasst hat. In der Folge kommt es zeitweilig auch zu veränderten Austauschbeziehungen zwischen anderen Ländern, die einen Export von Frankreich nach Deutschland ermöglichen.

Insofern ist handelsseitig nicht davon auszugehen, dass Deutschland aufgrund des Moratoriums zusätzlichen Atomstrom aus dem Ausland importiert. Das Handelsergebnis ergibt sich aus dem europaweiten Optimierungsprozess des Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung der grenzüberschreitend zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten. Somit setzen sich alle Handelsströme letztlich (mehr oder weniger) aus dem europäischen Strommix zusammen.

Stromerzeugermix in den Nachbarländern und Zusammensetzung der Im-/Exporte

Physikalisch stellt sich die Betrachtung des den grenzüberschreitenden Stromflüssen zu Grunde liegenden Erzeugungsmixes anders dar als handelsseitig. Die Zusammensetzung der physikalischen Importe hängt nicht nur vom jeweiligen nationalen Erzeugungsmix des Exportlandes ab. Für die Analyse des physikalisch importierten Strommixes wäre eine komplexe Untersuchung und unter anderem eine lückenlose und eindeutige Zuordnung (der durch das Moratorium in Deutschland bedingten Änderungen) des Kraftwerkseinsatzes auf internationaler Ebene erforderlich. Ein einfaches Anwenden beispielsweise eines historischen durchschnittlichen Erzeugungsmixes aus Frankreich auf den durchschnittlichen Import ist daher nicht zulässig. Eine umfassende Aufdeckung der Wirkungsbeziehungen ist ohnehin nicht möglich. Physikalisch gesprochen: Die Elektronen, welche die Grenze passieren, tragen keinen kraftwerksbezogenen Herkunftsnachweis.

2.2.4 Erhöhtes Risiko durch hohe Importe

Bei einer dauerhaften Abschaltung der 7 + 1 Kernkraftwerke aus dem Moratorium ist davon auszugehen, dass Deutschland zukünftig mehr Strom aus dem Ausland importieren wird als vor In-Kraft-Treten des Moratoriums. Dies gilt zumindest so lange, bis

neue Kraftwerke, die durch die abgeschalteten Kernkraftwerke entstandene Erzeugungslücke geschlossen haben, errichtet wurden und in Betrieb sind (vgl. Kapitel 3.1.2 zu Kraftwerkszubauten). Dadurch erhöhen sich auch die Phasen mit einem hohen Importbedarf, was Deutschland bei Störungen und Fehlern im Übertragungsnetz anfälliger für Versorgungsunterbrechungen mit u. U. weiträumigen Auswirkungen macht.

Gerade in Zeiten hoher Stromimporte konzentrieren sich die Stromflüsse oft auf wenige benachbarte Grenzkuppelleitungen. Dabei ist der Ausfall einer – auch hoch belasteten – Leitung verkraftbar, da die Übertragungsnetze nach dem (n-1)-Prinzip betrieben werden. Das (n-1)-Prinzip besagt, dass der Stromfluss eines ausgefallenen Betriebsmittels von den verbliebenen, intakten Betriebsmitteln übernommen wird, ohne dass Überlastungen von Betriebsmitteln auftreten. Die Übertragungsnetze sind allerdings nicht flächendeckend für den zeitgleichen Ausfall zweier benachbarter, die gleiche Transportaufgabe erledigender Betriebsmittel ausgelegt. Die Wahrscheinlichkeit für einen solchen Doppelausfall ist zwar sehr gering, die Auswirkungen eines Doppelausfalls steigen aber mit zunehmender Transportentfernung und mit zunehmender übertragender Leistung an. Da eine wachsende Importabhängigkeit zu einer Zunahme weiträumiger, mit hohen Netzauslastungen einhergehenden Stromflüssen führt, werden Situationen, aus denen Gefahren für die Systemsicherheit erwachsen können, zukünftig zunehmen.

Eine Europäisierung der Stromversorgung erfordert daher wesentlich stärker als bisher ausgebaute und international eng vermaschte Übertragungsnetze. Der grenzüberschreitende Netzausbau ist weiter voranzutreiben, um den vorstehend beschriebenen Entwicklungen entgegen zu treten.

Als kritisch einzustufen sind dabei insbesondere Situationen mit einem hohen gerichteten Stromimport, bei dem der importierte Strom hauptsächlich aus einer Nachbarregion vorwiegend über wenige benachbarte Grenzkuppelleitungen nach Deutschland (z. B. aus Frankreich und der Schweiz) fließt. Denn ein zeitgleicher Ausfall zweier hoch ausgelasteter Grenzkuppelleitungen kann von den verbleibenden Grenzkuppelleitungen u. U. nicht mehr aufgefangen werden, so dass Folgeausfälle unter den verbleibenden Grenzkuppelleitungen aufgrund von Überlastungen zu befürchten sind. Kaskadenartige Folgeabschaltungen weiterer Grenzkuppelleitungen aufgrund Überlast sind die wahrscheinliche Folge. Im Extremfall droht eine Abtrennung von Netzbereichen mit einem Erzeugungsüberschuss von Netzbereichen mit einem Erzeugungsmangel. Eine solche Situation hat es am 04.11.2006 gegeben, als das kontinentaleuropäische Verbundnetz in drei Teilnetze aufgespaltet wurde. Insbesondere kritisch ist eine solche Situation für den Netzbereich mit dem Erzeugungsdefizit, da die Verbraucherlast aufgrund der weg-

gebrochenen Importe u. U. nicht mehr gedeckt werden kann, so dass wie am 04.11.2006 Lastabschaltungen zur Netzstabilisierung erforderlich werden. Nach wie vor bilden die häufig im Rahmen des Engpassmanagements bewusst bis zur technisch vertretbaren Grenze belasteten Staatengrenzen dabei wahrscheinliche Stellen für eine Netzauftrennung, da die Übertragungsnetze historisch bedingt grenzüberschreitend deutlich geringer vermascht sind als es innerhalb der einzelnen Staaten der Fall ist.

Beispiel für die möglichen Folgen einer starken Importabhängigkeit ist auch der Schwarzfall Italiens in der Nacht zum 28.09.2003. Ein Spannungsüberschlag auf einen Baum löste damals den Ausfall einer der hoch belasteten 380-kV-Grenzkuppelleitungen von der Schweiz nach Italien aus. Trotz sofort eingeleiteter Maßnahmen fielen in der Folge sämtliche Leitungen nach Italien kaskadenartig aus, was zu einem flächendeckenden Netzzusammenbruch in Italien und in Grenzregionen der Schweiz führte. Zentrale Ursache für das Ereignis war letztlich die hohe Auslastung der Grenzkuppelleistungen in Folge der strukturellen Importabhängigkeit Italiens.

Die damalige Situation in Italien (wenige, einseitig nach Norden ausgerichtete Grenzkuppelleitungen) kann sicher nicht mit der Situation Deutschland mit 57 Grenzkuppelleitungen zu 8 Nachbarländern eins zu eins verglichen werden. Die grundsätzliche Zunahme von Gefährdungspotentialen mit wachsender Importabhängigkeit gilt allerdings auch für Deutschland. Andererseits werden an diversen Grenzen die Kuppelkapazitäten ausgebaut, bspw. in Richtung Belgien, der Niederlande oder Polen. Diese Ausbaumaßnahmen wirken, sofern sie den Vermaschungsgrad erhöhen, dem entgegen.

Ein in einem anderen Zusammenhang in Auftrag der Bundesnetzagentur erstelltes Gutachten aus dem Jahr 2010 quantifiziert die Höhe des Stromimports, ab dem ein Doppelausfall einer Grenzkuppelleitung und eine anschließende Bildung einer im Wesentlichen Deutschland umfassenden Netzinsel jedenfalls zu ernsthaften Stabilitätsproblemen im Übertragungsnetz führen wird, auf rd. 3.700 MW.⁹ Im Zeitraum vor dem Moratorium hatte Deutschland nur in etwa 4 – 5 % der Zeit einen so hohen Stromimport. Seit Beginn des Moratoriums haben sich jedoch die Situationen hoher Stromimporte deutlich erhöht. Seitdem treten in rd. 20% der Zeit Stromimporte von 3.700 MW oder mehr auf, die bei einem zeitgleichen Mehrfachfehler benachbarter Grenzkuppelleitungen zu ernsthaften Stabilitätsproblemen im Übertragungsnetz führen könnten. Insoweit ist zu konstatieren, dass Deutschland bei einem dauerhaften starken Strom-

⁹ Diese Zahl basiert auf ENTSO-E Angaben zur Netzstatik im kontinentaleuropäischen Synchronverbund. Sofern die tatsächliche Netzstatik im kritischen Frequenzbereich zwischen 49,8 Hz und 49 Hz niedriger liegt bzw. lokale Überlastprobleme durch Regelleistungsflüsse auftreten, können bereits kleinere Importleistungen systemkritisch werden.

import, wie er seit Abschaltung der 7 + 1 Kernkraftwerke gegenüber dem Zeitraum vor dem Moratorium zu beobachten ist, anfälliger für seltene Netzstörungen mit weiträumigen Auswirkungen wird.

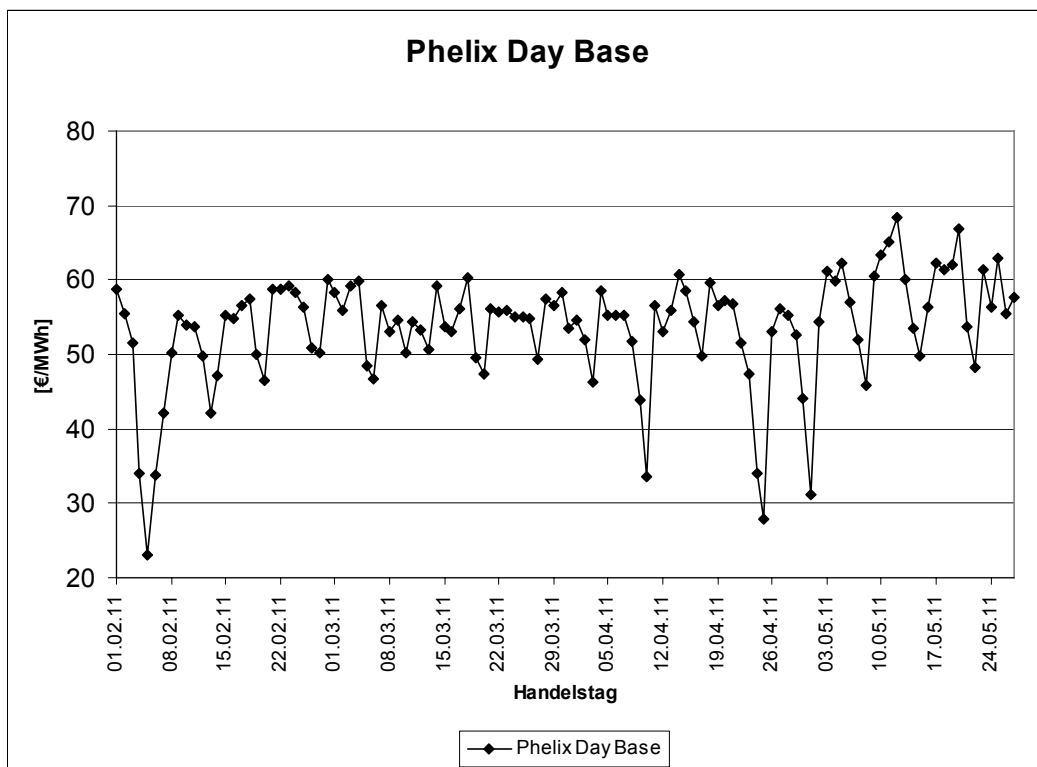
2.3 Preisentwicklung an den Strommärkten

Ein weiterer Untersuchungsgegenstand ist, inwiefern sich der Strompreis in der Folge des Moratoriums geändert hat. In diesem Absatz wird die Entwicklung am deutschen Spotmarkt (Phelix Base) während des Moratoriums dargestellt.

Die Entwicklung der Phelix Base Futures für das Jahr 2012 sowie der Phelix Baseload Quater Futures wird in Kapitel 3.3 thematisiert. Aus den Notierungen für Futures lassen sich Rückschlüsse auf die erwartete Preisentwicklung in der Zukunft ziehen.

Die Daten der Phelix Day Base Notierungen waren im Bericht der Bundesnetzagentur für den Zeitraum vom 01.02. bis 11.04.2011 abgebildet (Vgl. Abbildung 13 im Bericht der Bundesnetzagentur). In der vorliegenden Darstellung (Vgl. Abbildung 14) sind die aktuellen Preisdaten für Lieferungen bis einschließlich zum 26.05.2011 enthalten.

Abbildung 14: Notierung Phelix Day Base an der EEX, 01.02. – 26.05.11.



Daten EEX, eigene Darstellung

Es wird erkennbar, dass auch in der Zeit ab dem 11.04.2011 keine offensichtlich durch das Moratorium beeinflusste abweichende Preisentwicklung zu verzeichnen ist. Die Notierungen bewegen sich weiterhin überwiegend in einem Band zwischen ca. 45 und 60 € je MWh. Vereinzelt sind deutliche Abweichungen nach unten in Bereiche von ca. 30 € je MWh zu beobachten. Diese finden sich jedoch vor und nach Ankündigung und Einsetzen des Moratoriums. Seit Anfang Mai sind allerdings gehäuft auch Notierungen von deutlich oberhalb von 60 € je MWh aufgetreten. Die Preise für kurzfristige Stromlieferungen liegen seit Anfang Mai eher in einem Band zwischen 50 und nahezu 70 € je MWh.

Als Gründe für die vergleichsweise stabile Preisentwicklung sind neben kompensierenden Stromimporten aus dem Ausland auch die Einspeisung von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu nennen. Deutlich größere Reaktionen auf die Höhe des Preises sind zu erwarten, wenn bei einem geringen Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien, eingeschränkt verfügbaren Kraftwerkskapazitäten und gleichzeitig hoher Last die Importmöglichkeiten aus dem Ausland wegen ausgelasteter Kapazitäten beschränkt sind. So kann der Anstieg der Notierungen im Bereich des 20.05.2011 ggf. auch durch die revisionsbedingte Einschränkung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland erklärt werden.

2.4 Entwicklung der Netzsituation (Netzlast und Spannungshaltung)

Im folgenden Absatz werden zunächst die von den Übertragungsnetzbetreibern für die Zeit des Moratoriums erwarteten Situationen und die dafür von ihnen eingeplanten Maßnahmen dargestellt. Ein Abgleich mit der tatsächlichen Ist-Situation erfolgt im Anschluss.

2.4.1 Erwartete Netzsituation und geplante Maßnahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich mit Unterstützung des IAEW¹⁰ in Aachen und der FGH¹¹ in Mannheim intensiv mit der erwarteten Netzsituation am 18.5. auseinandergesetzt, entsprechend Berechnungen angestellt und am 20.5. dem BMWi und der Bundesnetzagentur einen Bericht hierzu vorgelegt. Untersuchungsgegenstand war zum einen die Spannungshaltung und (n-1)-Sicherheit im „Bad-Case-Szenario“ des 18.

¹⁰ Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, http://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/front_content.php .

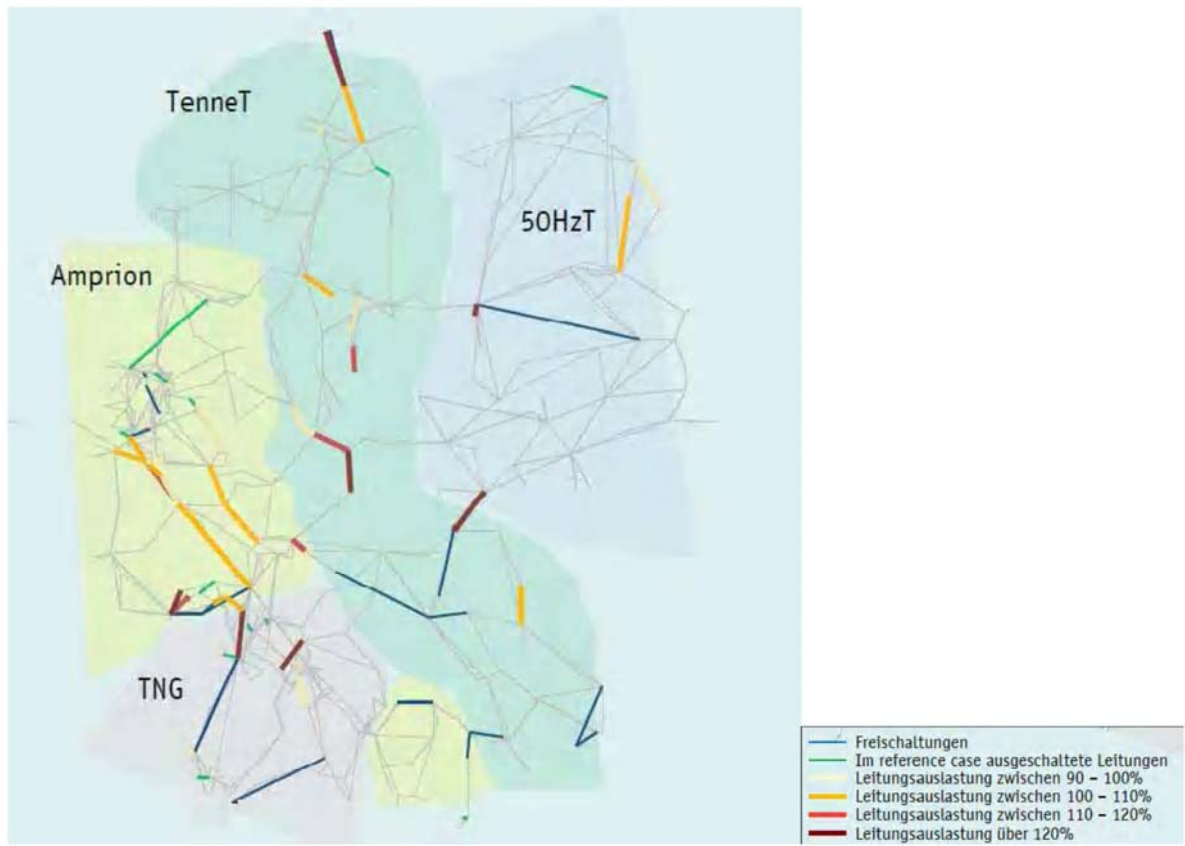
Mai. Der 18. Mai stellte als Wochentag einen Starklasttag im Mai dar, an dem zahlreiche Kraftwerke – auch im Ausland mit Cattenom, Fessenheim und Temelin – und Netzelemente geplant nicht verfügbar waren. In Deutschland waren am 18. Mai fast 16.000 MW an Kraftwerksleistung in Revision (u.a. auch das KKW Grafenrheinfeld,, nicht jedoch wie ursprünglich geplant der Block 5 des Kohlekraftwerks Staudinger). Drei Varianten der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (EE hoch, EE niedrig, nur Wind hoch) wurden untersucht.

Im Ergebnis wurde bis exklusive Pfingsten eine beherrschbare Netzsituation prognostiziert. Pfingsten als extreme Schwachlastphase wurde in dem Bericht und auch in der Folge nicht vollständig untersucht. Die Übertragungsnetzbetreiber führen hierzu derzeit allerdings auf Basis der ungeplanten Verlängerungen der Revisionen in den Kernkraftwerken Grohnde und Grafenrheinfeld Untersuchungen durch.

Falls sich das ungünstige Szenario am 18.5. tatsächlich eingestellt hätte, wären jedoch einige Eingriffe der ÜNB in Kraftwerksrevisionen, -fahrweisen, Netzwartungen und -umrüstungen, etc. erforderlich gewesen.

¹¹ Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., <http://www.fgh-ma.com/> .

Abbildung 15: Leitungsbelastungen im (n-1)-Fall nach Anwendung von SiV-Maßnahmen durch 50 Hertz und vor Implementierung weiterer Gegenmaßnahmen.



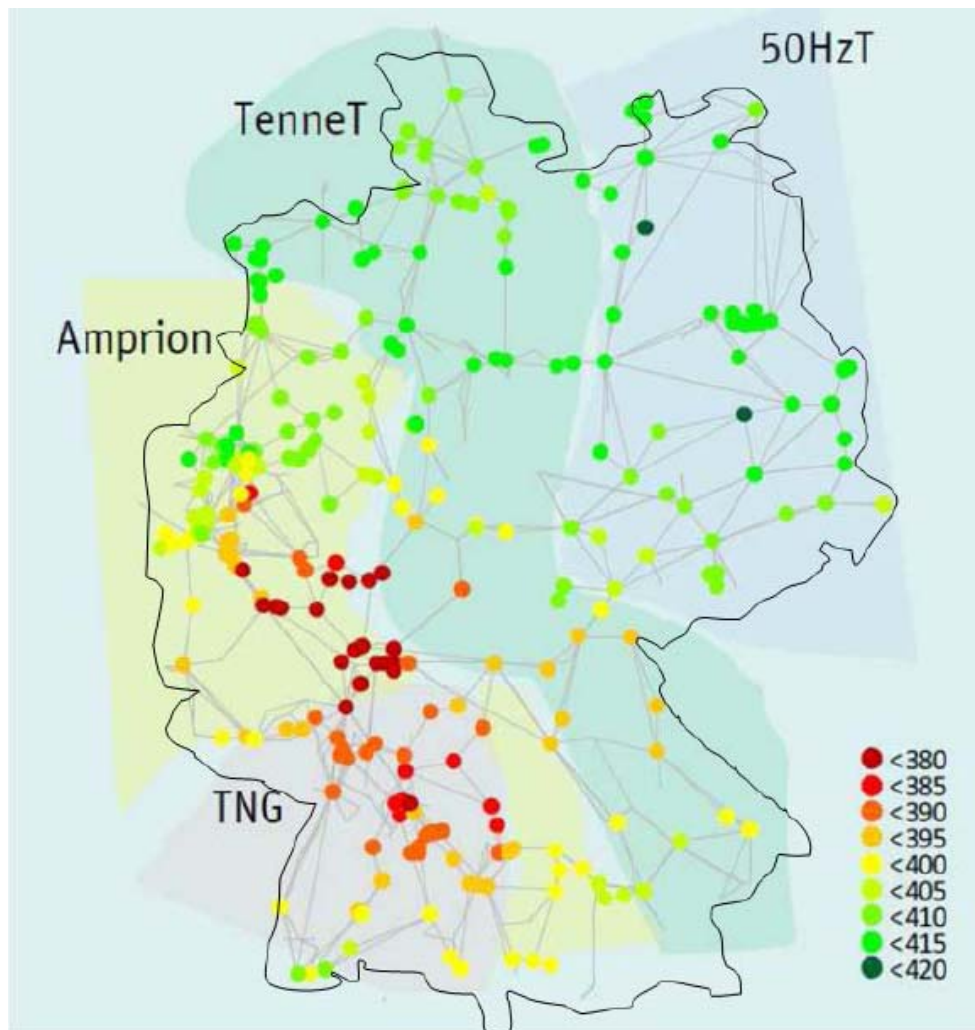
Quelle: EnBW TNG, Amprion, TenneT TSO, 50Hertz

In Abbildung 10 sind die Leitungsbelastungen im (n-1)-Fall¹² nach Anwendung von SiV-Maßnahmen¹³ in der Größenordnung 3.500 MW durch 50Hertz und vor Implementierung weiterer Gegenmaßnahmen dargestellt. In den Farben gelb, orange und rot sind Leitungsbelastungen oberhalb von 100% dargestellt. Es fallen diverse überlastete Leitungen auf, u.a. die Südwestkuppelleitung zwischen Thüringen und Bayern oder die Nord-Süd-Achse zwischen dem Ruhrgebiet und der Region Karlsruhe/Stuttgart.

¹² Das (n-1)-Kriterium besagt, dass auch nach Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (z. B. einer Leitung oder eines Transformators) keine Überlastungen bei den übrigen Betriebsmitteln auftreten dürfen. Zur Prüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums werden mittels einer Computersimulation alle sich im Zuge eines Betriebsmittelausfalles ergebenden Netzbelastungssituationen berechnet und auf Überlastungen hin geprüft.

¹³ Bei den SiV-Maßnahmen (sog. Sicherheitsbedingte regelzoneninterne Verkäufe) kauft 50Hertz im untertägigen Handel Strom an der Börse ein und verkauft diesen Strom an in der Regelzone von 50Hertz gelegene Kraftwerke. Die Kraftwerke senken ihre Produktion entsprechend ein, so dass netto – analog dem Redispatch und dem Countertrading – ein dem Engpass entgegen gerichteter gerichteter und damit ein den Engpass entlastender Leistungsfluss entsteht.

Abbildung 11: Minimale Spannung im (n-1)-Fall nach Anwendung von SiV-Maßnahmen durch 50 Hertz vor weiteren Gegenmaßnahmen.



Quelle: EnBW TNG, Amprion, Tennet TSO, 50Hertz

In Abbildung 11 ist die minimale Spannung im (n-1)-Fall dargestellt. Durch fehlende Blindleistungsquellen¹⁴ im Süden verbunden mit hohen, u.a. windbedingten Nord-Süd-Transiten kommt es zu niedrigen Spannungen nahe 380 kV im Raum Frankfurt, Mannheim, Stuttgart, aber auch entlang der Rheinschiene bis Köln.

Folglich hatten die Übertragungsnetzbetreiber weitere Maßnahmen neben SiV zur Entlastung der Übertragungsnetze geplant: 1.100 MW an Redispatch¹⁵ zur Entlastung der

¹⁴ Blindleistung wird im Übertragungsnetz zur Spannungshaltung innerhalb der betrieblich zulässigen Spannungsbänder benötigt. Blindleistung ist derjenige Teil der im Netz vorhandenen Leistung, welcher im Gegensatz zu der von den Verbrauchern bezogenen Wirkleistung nicht den Netz entnommen und für die Verrichtung von Arbeit zur Verfügung steht. Anschaulich gesprochen pendelt diese Leistung im System unverbrauchbar hin und her, ohne dass dieser Effekt unterbunden werden könnte. Blindleistung ist das „Schmiermittel“ des Netzes, ohne das eine Stromübertragung über das Netz nicht möglich ist.

¹⁵ Redispatch bezeichnet die Reduzierung der Einspeisung eines (oder mehrerer) Kraftwerke auf der Seite des Engpasses mit dem Erzeugungsüberschuss in Verbindung mit der gleichzeitigen Erhöhung der Einspeisung von

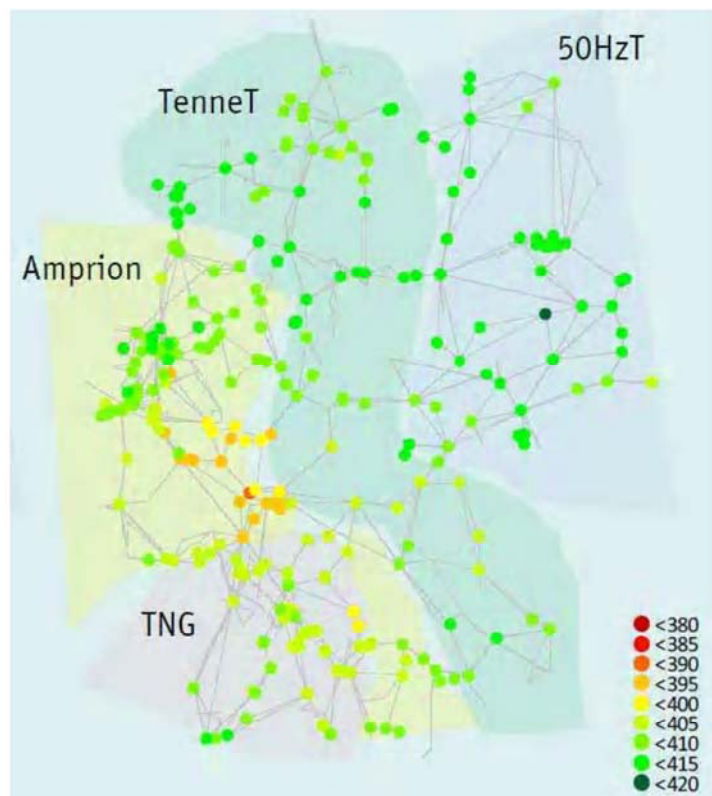
Südwestkuppelleitung plus weiterer Redispatch in nicht spezifiziertem Umfang zur Engpassbeseitigung und Blindleistungsbereitstellung.

Die Übertragungsnetzbetreiber sahen sich durch die errechneten hohen Belastungen der Übertragungsnetze auch gezwungen, Freischaltungen von einigen Netzelementen bis auf Weiteres auszusetzen oder zu verschieben. Betroffen sind zum Beispiel:

- 380-kV-Leitung Bürstadt (Amprion)
- 380-kV-Anlage Großkrotzenburg, Erneuerung geplant (Tennet)
- Weitere zurückgenommene Freischaltungen sind in der folgenden Abb. 13 erkennbar (grüne Leitungen).

Mit den beschriebenen Maßnahmen wäre die Spannungshaltung nicht mehr gefährdet, aber einige Überlastungen blieben weiter bestehen.

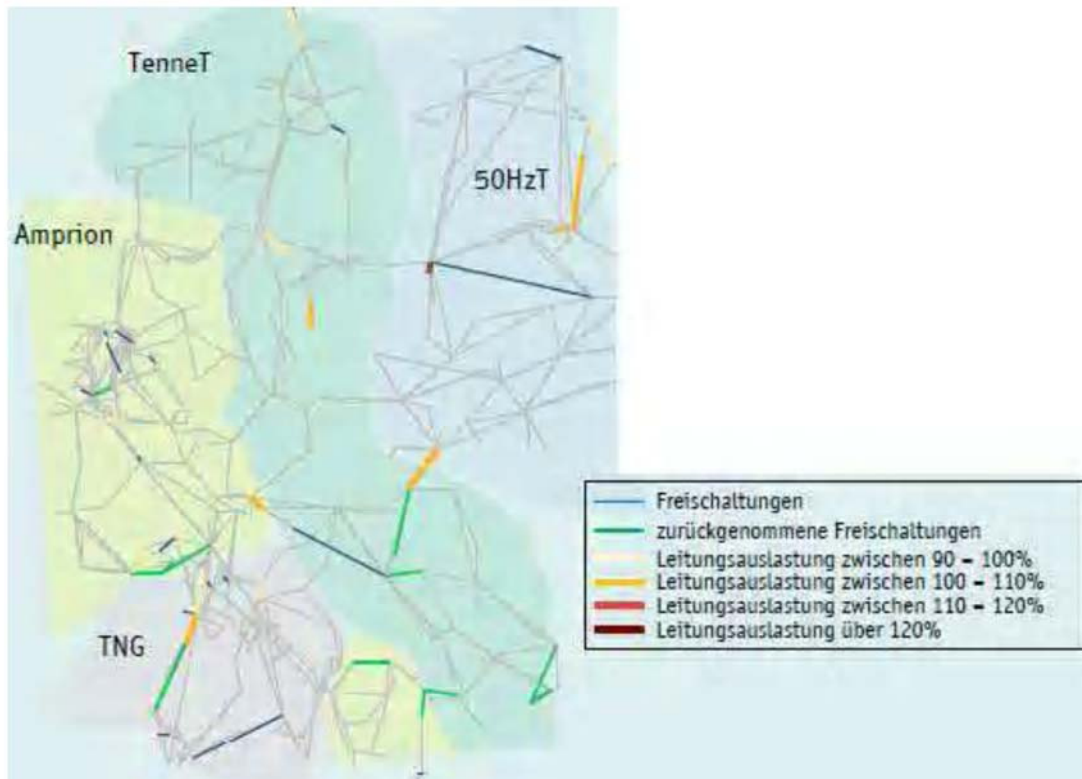
Abbildung 12: Minimale Spannung im (n-1)-Fall nach Anwendung von SiV-Maßnahmen durch 50 Hertz, 1100 MW Redispatch zur Entlastung der Leitung Redwitz – Remptendorf und zusätzlichem Redispatch zur Unterstützung der Spannungshaltung.



Quelle: EnBW TNG, Amprion, Tennet TSO, 50Hertz

Kraftwerken der Seite des Engpasses mit dem Erzeugungsdefizit. Durch diese Maßnahme entsteht ein den Engpass entgegen gerichteter und damit ein den Engpass entlastender Leistungsfluss.

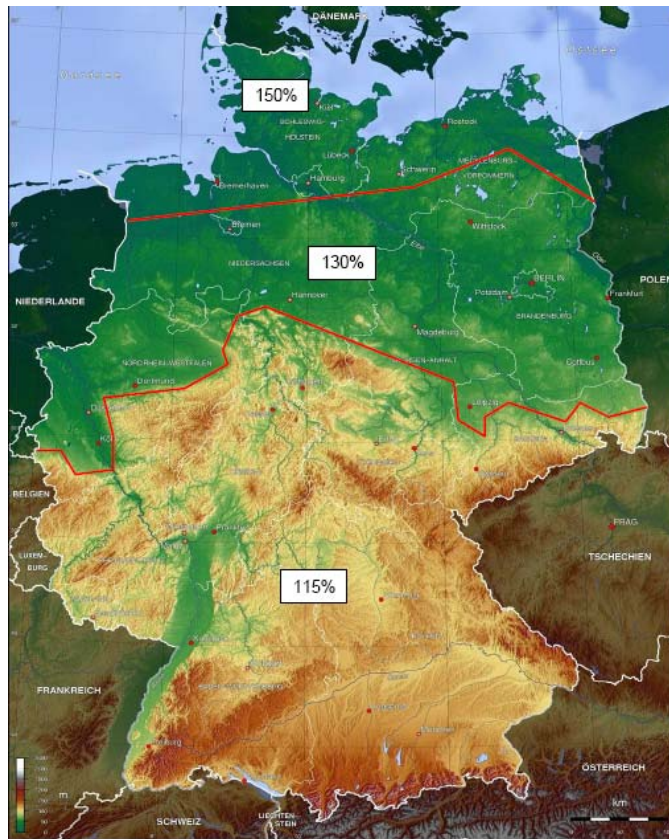
Abbildung 13: Leitungsbelastungen im (n-1)-Fall nach Anwendung von SiV-Maßnahmen durch 50 Hertz, 1100 MW Redispatch zur Entlastung der Leitung Redwitz – Remptendorf und zusätzlichem Redispatch zur Unterstützung der Spannungshaltung.



Quelle: EnBW TNG, Amprion, TenneT TSO, 50Hertz

Auch mit den o.g. Maßnahmen (SiV und Redispatch) sind weiterhin einige Verletzungen der (n-1)-Sicherheit mit Auslastungen oberhalb von 100% möglich (Vgl. Abb. 13). Aus Sicht der Bundesnetzagentur kann insbesondere im Starkwindfall das Freileitungsmonitoring zur Behebung der verbleibenden Überlastungen helfen.

Abbildung 16: Erhöhte Belastbarkeit von Stromkreisen bei Starkwind.



Quelle: dena- Netzstudie 2

Bei Starkwind kann die Übertragungskapazität größenordnungsmäßig auf 115% in Süddeutschland, 130% in Mitteldeutschland und 150% in Norddeutschland erhöht werden. Diese zusätzlichen Übertragungspotentiale sind grundsätzlich sowohl für den Netzbetrieb als auch für die Netzplanung in den Höchstspannungsnetzen nutzbar. Im Einzelfall ist aber eine detaillierte Untersuchung notwendig.

Die Übertragungsnetzbetreiber beschreiben auf Nachfrage der Bundesnetzagentur den möglichen Umgang mit diesen verbleibenden Überlastungen. Ein Großteil der verbleibenden Überlastungen könnte demnach durch „topologische Maßnahmen“¹⁶ beseitigt werden. Auch die Absage von Netzfreisaltungen könne helfen, um die möglichen Überlastungen im geschilderten Szenario abzuwenden. Hinsichtlich der 380 kV-Leitung Redwitz-Remptendorf verweisen TenneT und 50Hertz darauf, dass der mögliche Engpass erst bei Außentemperaturen von über 25° C auftreten würde. Für diesen Fall würden weitere Redispatch-Maßnahmen zwischen den beiden Netzbetreibern eingesetzt werden.

¹⁶ „Topologische Maßnahmen“ sind Änderungen des Schaltzustandes in den Stromnetzen, die zu einem geänderten Stromfluss führen.

Falls alle oben skizzierten Maßnahmen nicht ausgereicht hätten, um die Netzstabilität zu gewährleisten, behielten sich die EnBW TNG und Amprion vor, zusätzlich die Leitungskapazitäten zwischen Deutschland und Frankreich um 300 MW zu reduzieren. Ein geringeres Transitaufkommen im Westen und Südwesten würde den Blindleistungshaushalt verbessern.

2.4.2 Ist-Situation und Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität

2.4.2.1 Aussagen zum Szenario „18.05.2011“

In ihrem Bericht vom 20.04.2011 haben die Übertragungsnetzbetreiber für den Zeitraum des Moratoriums ein worst-case Szenario modellhaft für den 18.05.2011 berechnet. Dem Szenario wurde ein Starklastzeitpunkt für den Monat Mai mit hoher Windeinspeisung bei gleichzeitig niedriger Einspeisung aus Photovoltaikanlagen sowie gleichzeitiger Nichtverfügbarkeit zahlreicher Großkraftwerke zu Grunde gelegt. Der 18.05.2011, 12:00 Uhr, wurde dabei stellvertretend für einen Tag ausgewählt, an dem oder um den herum die entsprechenden Szenariobedingungen eintreten „könnten“. Ein entsprechendes Vorgehen im Sinne einer Risikovorsorgeplanung durch die Übertragungsnetzbetreiber ist erforderlich, da die für die Netzauslastung mit entscheidenden Wetterbedingungen nicht sicher über einen längeren Zeitraum hinweg prognostiziert werden können und der Eintritt eines „worst-case“ oder „really bad case“ immer denkbar ist.

Der im Bericht der Übertragungsnetzbetreiber vom 20.4. betrachtete, für das Netz potenziell ungünstige Fall des 18.5. hat sich rückblickend als eher unkritisch erwiesen. Das bedeutet nicht, dass die Übertragungsnetzbetreiber zusammen mit FGH und IAEW in ihren Analysen übertrieben haben, sondern zunächst lediglich, dass am 18.05. nicht die im worst-case Szenario angenommenen, aber durchaus möglichen Bedingungen eingetreten sind.

Ein Vergleich der Prognose der ÜNB und der Ist-Situation am 18.5., 12:00 Uhr, ergibt folgendes:

Tabelle 2: „Vergleichstabelle“ zur Situation am 18.5.

	Prognose im Bericht	Tatsächlicher Ist-Zustand
Windeinspeisung	17.000 MW	ca. 2351 MW
Solareinspeisung	0 MW ¹⁷	11.487 MW
Import/Export	Export von 2.034 MW	Import von 2.853 MW
SiV-Maßnahmen durch 50Hertz	3.500 MW	50Hertz: keine
Redispatch	<ul style="list-style-type: none"> - TenneT und 50Hertz: 1.100 MW auf Kuppelleitung Redwitz-Remptendorf 	<ul style="list-style-type: none"> - 50Hertz: keine - Amprion: keine - EnBW: keine - TenneT: Anforderung von Redispatch bei einem Kraftwerk zur Spannungshaltung
weitere Maßnahmen.	<ul style="list-style-type: none"> - Absage von Freischaltungen - Verschiebung von Kraftwerksrevisionen: TenneT (Staudinger 5) - zur Spannungsstützung in Rheinland-Pfalz, Hessen, nördliches Baden-Württemberg: zusätzliches Anfahren von Kraftwerken im süddeutschen Raum zur Bereitstellung von Blindleistung - Koordinierte Steuerung des Ausgleichs der Bilanzgleichgewichte der deutschen Regelzonen zur Vermeidung zusätzlicher Belastung von hoch ausgelasteten Transportachsen - Verringerung der internationalen Transportkapazitäten an den deutschen Außengrenzen - zusätzlicher Redispatch zur weiteren Reduzierung blindleistungssintensiver Nord-Süd-Transite 	<ul style="list-style-type: none"> - präventive Eingriffe in geplante Netzfreeschaltungen: 50Hertz, EnBW, TenneT - übliche „kurative“ Eingriffe in Netztopologie: 50 Hertz, Amprion, TenneT - keine Zwangseinsätze von Kraftwerken zur Spannungshaltung - Verschiebung von Kraftwerksrevisionen: TenneT (Staudinger 5) - Abschaltungen von Leitungen und Anfahren des Kraftwerks Hunddorf zur Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes (TenneT)

Quelle: Annahmen und Daten der Übertragungsnetzbetreiber

Der „tatsächlich eingetretene“ 18.05. war – wie der Tabelle zu entnehmen ist – geprägt von niedriger Wind- und hoher Photovoltaikeinspeisung, verlief insofern umgekehrt zu den Annahmen aus dem für die Übertragungsnetze negativen Szenario. Vor diesem Hintergrund wurde für den Betrachtungszeitraum statt einer Exportleistung von 2.034 MW eine Importleistung von 2.853 MW realisiert.

Die im letzten Kapitel für den 18.05. erwarteten Maßnahmen wie SiV im Umfang von 3.500 MW durch 50 Hertz, 1.100 MW Redispatch zur Entlastung der Leitung Redwitz – Remptendorf und zusätzlicher Redispatch zur Unterstützung der Spannungshaltung waren letztlich aufgrund der günstigen Ist-Situation nur in sehr geringem Umfang bzw. überhaupt nicht erforderlich. Seitens der Übertragungsnetzbetreiber wurden keine SiV- oder Redispatchmaßnahmen und keine Eingriffe in die Kraftwerksfahrweise vorgenommen. Lediglich Eingriffe in die Netztopologie wurden von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen.

2.4.2.2 Gesamter Zeitraum seit Inkrafttreten des Moratoriums

Im Zeitraum seit Inkrafttreten des Moratoriums bis zur Erstellung dieser Aktualisierung habend die Übertragungsnetzbetreiber diverse Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität ergriffen. Hierbei sind insbesondere Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Kapazitätsengpässen im Sinne des § 13 Abs. 1 EnWG eingesetzt worden. Bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG handelt es sich um die Gruppe der netzbezogenen Maßnahmen, z. B. Netzschaltungen, und der marktbezogenen Maßnahmen wie bspw. der Einsatz vertraglich vereinbarter zu- oder abschaltbarer Lasten sowie u.a. auch Redispatch. Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG wurden bisher nur von 50Hertz ergriffen. Hierbei handelt es sich um durch den Übertragungsnetzbetreiber veranlasste Anpassungen der Einspeisungen, Transite und Abnahmen. Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG dürfen daher nur eingesetzt werden, wenn alle Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 ausgeschöpft und immer noch eine Gefährdungssituation vorliegt.

Einsatz von Redispatch und Countertrading und SiV-Maßnahmen

In der folgenden Tabelle ist das für Redispatch-, Countertrading- und SiV-Maßnahmen eingesetzte Arbeitsvolumen in MWh eingetragen. Da alle Maßnahmen hinsichtlich ihrer Wirkungsweise in eine ähnliche Richtung zielen, wurde das in den jeweiligen Maßnahmen eingesetzte Arbeitsvolumen addiert. Dargestellt ist das eingesetzte Arbeitsvolumen für den Zeitraum des Moratoriums (hier vom 15.03. bis 15.05.2011), wobei aus dem Gesamtwert ein durchschnittlich eingesetztes Volumen je Monat berechnet wurde. Als Vergleichsbasis hierzu wird einerseits das im Vorjahreszeitraum 01.04. bis 31.05.2010 (als Referenzwert für einen Frühjahrszeitraum) sowie das für das gesamte Sommerhalbjahr vom 01.04. bis 30.09.2010 eingesetzte Arbeitsvolumen herangezogen. Für beide Zeiträume wird wiederum ein Monatsdurchschnittswert je Netzbetreiber errechnet.

¹⁷ Aus Sicht der BNetzA ein sehr extreme Annahme für einen Maitag, 12h.

Tabelle 3: Einsatz von Redispatch-, Countertrading und SiV-Maßnahmen.

Einsatz von Redispatch-, Countertrading- und SiV-Maßnahmen - Eingesetztes Volumen in MWh						
Netzbetreiber	Betrachtungszeitraum					
	Moratoriumszeitraum		Vorjahreszeitraum - Frühjahr		Vorjahreszeitraum - Sommerperiode	
	15.03. - 15.05.2011		01.04. - 31.05.2010		01.04. - 30.09.2010	
	Volumen in MWh	[MWh / Monat]	Volumen in MWh	[MWh / Monat]	Volumen in MWh	[MWh / Monat]
Amprion	0	0	0	0	14.011	2.335
EnBW	0	0	0	0	0	0
50Hertz	414.845	207.422	205.763	102.882	276.184	46.031
TenneT	140.264	70.132	33.130	16.565	40.938	6.823
Gesamt	555.108	277.554	238.893	119.447	331.132	55.189

Quelle: Datenlieferung Amprion, EnBW, 50Hertz und TenneT, Datenauswertung und Darstellung Bundesnetzagentur.

Hinsichtlich des Einsatzes von Redispatch-, Countertrading- und SiV-Maßnahmen zeigen die Netzbetreiber ein stark unterschiedliches Bild, das sich überwiegend durch strukturelle Unterschiede der verschiedenen Netzbetreiber hinsichtlich der in ihrem Netzbereich installierten Last, der installierten Einspeiseleistung und der verfügbaren Leitungskapazitäten erklären lässt.

So hat EnBW im gesamten betrachteten Zeitraum vom 01.04.2010 bis einschließlich zum 16.05.2011 keinerlei Maßnahmen in seinem Netzbereich getroffen. Für Amprion zeigt die Tabelle während des Moratoriums ebenfalls keinen Einsatz von Redispatch-, Countertrading-Maßnahmen, während im der Sommerhalbjahr 2010 noch vereinzelt (Redispatch-)Maßnahmen eingesetzt wurden.

TenneT verzeichnet für den Zeitraum des Moratoriums einen drastischen Anstieg beim Einsatz von Maßnahmen, hier steigt das durchschnittlich eingesetzte Arbeitsvolumen gegenüber dem Frühjahrszeitraum 2010 mit ca. 16.500 MWh je Monat auf knapp über 70.000 MWh an. Der Anstieg ist hier nahezu vollumfänglich auf Redispatch-Maßnahmen zurückzuführen, die nach Aussage von TenneT seit Beginn des Moratoriums auch vermehrt für die Gewährleistung der Spannungshaltung eingesetzt werden mussten. Die Revisionsverschiebung des Kraftwerks Staudinger 5 wurde nach Angabe von TenneT auf Basis einer vertraglichen Einigung veranlasst, also nicht als Maßnahmen i.S.d. § 13 Abs.2 EnWG abgewickelt.

50Hertz nimmt bzgl. des Einsatzes von Redispatch-, Countertrading- und SiV-Maßnahmen eine strukturelle Sonderstellung im negativen Sinne ein. Die installierte Leistung in der Regelzone übersteigt die Last regelmäßig sehr deutlich und in umfangreicherem Maß als bei den anderen Netzbetreibern. Hinzu kommt das Fehlen der sog. Südwestkuppelleitung (genauer die Leitungsabschnitte zwischen Redwitz, Vieselbach und Altenfeld).

Gegenüber dem Frühjahrsreferenzzeitraum vom 01.04. bis 31.05.2010 hat sich das durchschnittlich eingesetzte Arbeitsvolumen von ca. 103.000 MWh pro Monat auf ca. 207.000 MWh pro Monat etwa verdoppelt. Bei 50Hertz machen SiV-Maßnahmen den mit weitem Abstand bedeutendsten Anteil der eingesetzten Maßnahmen aus. Diese kommen bei anderen Übertragungsnetzbetreibern nicht zum Einsatz.

50Hertz setzt gemäß im Internet dargestellten Daten auch Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ein.¹⁸ U.a. wurden wegen unzulässiger Überlastungen der Netztransformatoren im Umspannwerk Vierraden am 08.04.2011 lokale Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen.

Insgesamt steigt der Einsatz der betrachteten Maßnahmen von durchschnittlich etwa 120.000 MWh je Monat im Frühjahr 2010 auf etwa 278.000 MWh im Betrachtungszeitraum nach dem Moratorium an. Die in Tabelle 3 dargestellte Entwicklung während des Moratoriums wird dabei überwiegend von den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz mit einem starken Anstieg der SiV-Maßnahmen und TenneT mit erheblichen Zunahmen beim Einsatz von Redispatch ausgelöst. Der Grund dafür sind die beschränkten Kuppelkapazitäten zwischen den beiden Netzbereichen, die bei Starkwindzeiten einen Engpass darstellen, dem entsprechend entgegen gewirkt werden muss. Die Reduktion der Kraftwerkskapazität im süddeutschen Raum scheint dabei eine weitere Steigerung der Auslastung verursacht zu haben.

Bzgl. der mit vermehrtem Einsatz von Maßnahmen einhergehenden Kosten liegen der Bundesnetzagentur noch keine vollständig aktualisierten Daten vor.

Verschiebung von Kraftwerksrevisionen

Die Netzbetreiber haben als Mittel zur Vermeidung von Netzengpässen angeregt, Kraftwerksrevisionstermine durch den Übertragungsnetzbetreiber allein unter dem Aspekt der Netzsicherheit freizugeben. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist es erforderlich, bereits in der Jahresplanung eingeplante Revisionen einzelner Kraftwerke zeitlich zu verschieben, um unnötige zeitgleiche Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerkskapazitäten zu vermeiden.

So wurden die Revisionen der Steinkohlekraftwerke Staudinger 5 und Heyden auf Anforderung von Tennet verschoben. Die Revision des KKW Grafenrheinfeld hat sich um zwei Wochen verlängert und endet nun erst gegen Ende Mai. Staudinger 5 geht jetzt

¹⁸ Vgl. http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/157.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-6D31A998-C6658A71.

entgegen der ursprünglichen Revisionsplanung erst nach dem verspäteten Wiederanfahren von Grafenrheinfeld vom Netz. Die Revision des Kraftwerks Heyden ist bereits im April erfolgt und nicht erst im Mai wie ursprünglich geplant. Grund für diese Verschiebung war eine Vermeidung einer gleichzeitigen Revision von Heyden und dem KKW Grohnde. Bezüglich der Anerkennung von Kosten in diesen und anderen Fällen steht die Bundesnetzagentur im Kontakt mit TenneT.

Die kurzfristige zeitliche Verschiebung von Revisionsterminen steht allerdings unter dem Vorbehalt der technischen Möglichkeit und rechtlichen Zulässigkeit einer Verschiebung. Bspw. ist beim Brennelementewechsel in Kernkraftwerken eine Verschiebung der Revisionen technisch nicht möglich. Weiterhin dürfen einzelne Revisions- und Wartungsmaßnahmen aus rein rechtlicher und sicherheitstechnischer Sicht nicht verschoben werden.

Wird eine Kraftwerksrevision gegenüber dem ursprünglich geplanten Zeitpunkt verschoben, können hierbei für den Kraftwerksbetreiber Kosten entstehen. Folgende Kostenpositionen wurden im Austausch mit der Bundesnetzagentur besonders erwähnt:

- eventuell entstehende Mehrkosten für die Beschaffung von Ersatzstrommengen für den Zeitraum der Revisionsverschiebung;
- Mehrkosten für die Vorhaltung von Revisionspersonal;
- Folgekosten aus Revisionsverschiebungen (bspw. durch erhöhtes Risiko technischer Ausfälle in Folge einer „verschleppten Revision“, die auch zeitverzögert auftreten können);
- Mehrkosten bei nicht optimaler Anlagenfahrweise;

Die Bundesnetzagentur erkennt an, dass es bei der Verschiebung von Kraftwerksrevisionen bei den Kraftwerksbetreibern zu Mehrkosten kommen kann; ob und in welchem Umfang bleibt dabei jedoch einer Einzelfallbetrachtung überlassen.

Für die Übertragungsnetzbetreiber ist in erster Linie relevant, auf welcher Anspruchsgrundlage der Kraftwerksbetreiber die Kosten der Revisionsverschiebung beim Netzbetreiber rechtlich geltend machen kann und – wenn dies möglich ist – ob und in welcher Form die entstehenden Mehrkosten in der Erlösobergrenze der Netzbetreiber berücksichtigt werden können. Hier ist zu prüfen ob, die Kosten grundsätzlich anerkenungsfähig sind (dem Grunde nach) und in welcher Höhe (der Höhe nach) sie Anerkennung finden können.

Wird die Revisionsverschiebung erforderlich, bspw. um den Blindleistungsbedarf eines Netzbetreibers zu decken, sind die entstehenden Mehrkosten der Revisionsverschiebung als Kosten für die Blindleistungsbeschaffung beim Netzbetreiber anzusehen, für die bereits eine Kostenposition in der Erlösobergrenze enthalten ist. Grundsätzlich sind alle Kosten für die Beschaffung von Blindleistung aus der Erlösobergrenze zu decken. Dabei kann es im System der Anreizregulierung durchaus Phasen der Kostenunter- und -überdeckung geben, dies ist systemkonform. Bislang wurden von Seiten der Netzbetreiber lediglich für zwei Kraftwerke Revisionsverschiebungen angeordnet und über weitere geplante Verschiebungen sowie eventuell entstehende Mehrkosten liegen der Bundesnetzagentur keine Abschätzungen seitens der Netzbetreiber vor. Die Notwendigkeit zur Schaffung etwaiger Sonderregelungen zur Kostenanerkennung wird daher unmittelbar nicht gesehen.

Sollten fundierte Abschätzungen der Netzbetreiber auf Basis transparenter Berechnungen allerdings nahelegen, dass im weiteren Verlauf des Jahres Revisionsverschiebungen in gehäufterem Umfang und unter Aufwendung erheblicher Kosten entstehen, steht die Bundesnetzagentur für einen konstruktiven Dialog mit der Branche zur Lösung des Problems zur Verfügung. Entsprechende Abschätzungen und Belege sollten der Bundesnetzagentur allerdings frühzeitig vorgelegt und erläutert werden.

Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber und Maßnahmen der Bundesnetzagentur

Mit Inkrafttreten des Kernkraftwerk-Moratoriums Mitte März 2011 hat sich die Erzeugungs- und Einspeisesituation in Deutschland deutlich verändert. Hierdurch hat sich auch die physikalische Lastflusssituation im Übertragungsnetz teilweise erheblich verändert. Nach den bisherigen Erkenntnissen der Bundesnetzagentur wird die nun vorliegende Netz- und Einspeisesituation dazu führen, dass es zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zukünftig einen erhöhten Bedarf für den Einsatz von Redispatch zur Vermeidung temporärer Überlastsituationen sowie zur Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung durch die an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke geben wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten deshalb angeregt, alle Kraftwerke mit Anschluss an das Übertragungsnetz bzw. mit signifikantem Einfluss auf das Übertragungsnetz zum Angebot von Redispatch auf Basis aktueller Musterverträge zu verpflichten. Die Frage einer angemessenen Kostenbewertung sei mit der Bundesnetzagentur gesondert zu erörtern. Die Beschlusskammer 6 hat am 19. April 2011 ein Festlegungsverfahren zur Standardisierung vertraglicher Redispatchbedingungen eingeleitet.

Der Einsatz von Redispatch und Blindleistung erfolgt derzeit auf Basis bilateraler vertraglicher Vereinbarungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Betreibern von Kraftwerken auf freiwilliger Basis. Gegenwärtig arbeitet nach Kenntnis der Bundesnetzagentur deshalb nur ein Teil der Kraftwerksbetreiber mit den Übertragungsnetzbetreibern beim Redispatch und bei der Blindleistung zusammen. Zudem ist die Ausgestaltung der bilateralen Vereinbarungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Kraftwerksbetreibern uneinheitlich.

Das eingeleitete Verfahren dient der Schaffung einheitlicher Regelungen für den Einsatz von Redispatch und Blindleistung sowie der verpflichtenden Teilnahme aller an das Energieversorgungsnetz in Höchst- und Hochspannung (380 / 220 kV sowie 110 kV) angeschlossenen Kraftwerke.

Beabsichtigte Eckpunkte der Festlegung sind:

- Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bis hin zur vollständigen Abschaltung;
- Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung, inklusive des Aktivierens und Hochfahrens von Erzeugungsanlagen auch aus dem abgeschalteten Zustand;
- Änderung der Blindleistungseinspeisung;
- Verschiebung von geplanten Kraftwerksrevisionen auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers;
- Vorgehensweise der Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern beim Zugriff auf Kraftwerke in 110-kV-Netzen;

Für die Inanspruchnahme der Betreiber von Erzeugungsanlagen ist eine angemessene Entschädigung zu zahlen. Die hierfür zuständige Beschlusskammer 8 wird zur Höhe der Entschädigungszahlung gesondert Stellung nehmen. Die Bundesnetzagentur hat Eckpunkte zur Ausgestaltung möglicher zukünftiger Regelungen mit der Verfahrenseinleitung zur Konsultation gestellt.

2.5 Ausblick auf den Sommer 2011

Im ersten Bericht der Bundesnetzagentur war für die Zeit der Revision des KKW Brokdorf (11.6. bis 30.6.2011) ein mögliches Problem mit unzulässigen Spannungserhöhung auf über 420 kV beschrieben worden. 50Hertz erklärt auf Anfrage der Bundesnetzagentur, zur Zeit stark forciert an der Erhöhung der Anzahl der einsatzbereiten

Drosselspulen in den Hamburger Umspannwerken zu arbeiten, um dieses Problem zu lösen. Darüber hinaus hat die EnBW TNG 50Hertz eine weitere 100-MVAR-Drosselspule zur Verfügung gestellt, die nun im Umspannwerk Hamburg/Nord aufgestellt und bei Bedarf angeschaltet werden kann. Weiterhin wurden mit den Schaltleitungen von Tennet Deutschland und dem Verteilnetzbetreiber in Hamburg eine Reihe von organisatorischen Maßnahmen vereinbart, die sich zu den Osterfeiertagen bewährt haben und in Verbindung mit der erhöhten Verfügbarkeit von Drosselleistung in den Hamburger Umspannwerken laut 50Hertz erwarten lassen, die für den Zeitraum der revisionsbedingten Nichtverfügbarkeit des KKW Brokdorf befürchteten Spannungsprobleme bewältigen zu können.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben vorgetragen, dass es während der Sommermonate in Europa bedingt durch Trockenheit und längere Hitzeperioden zu Einschränkungen der Kraftwerksleistungen kommen könne. Als Grund hierfür geben die Übertragungsnetzbetreiber bei thermischen Kraftwerken eine unzureichende Verfügbarkeit von Kühlwasser, bei Pumpspeicherkraftwerken einen beschränkten Zulauf und bei Laufwasserkraftwerken ebenfalls ein reduziertes Wasserdargebot an.

Daher werde von Seiten ENTSO-E für den „Summer Outlook 2011“ eine pauschale Reduzierung der gemeldeten Erzeugungsleistung für die Leistungsbilanz vorgenommen. Die Ergebnisse von ENTSO-E lägen allerdings noch nicht vor. EnBW lasse für den Fall von Hitze/Niedrigwasser-Situationen ein Gutachten zum erforderlichen Mindestkraftwerkspark erstellen.

Für Deutschland bewerten sie die Kapazitätssituation für den Sommer 2011 in ihrer Meldung an ENSTO-E trotz vergleichsweise geringer Reservekapazitäten als „gesichert“. Positiv würden sich hier gesicherte Importe und der Beitrag erneuerbarer Energien zur Leistungsbereitstellung auswirken.

Die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich nicht unplausibel, zumal sie sich mit Erfahrungswerten aus den vergangenen Jahren deckt. Deutlich zu kritisieren ist dabei jedoch die Form der Ergebnisdarstellung, aus der nicht hervorgeht, aus welchen Ländern die Importe stammen, in welchem Umfang konkret auf gesicherte Importe zurückgegriffen wird und welcher Beitrag aus erneuerbaren Energiequellen - hier vor allem der Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen – stammt. Eine abschließende Wertung ist daher erst nach Vorlage der zu Grunde liegenden Daten möglich.

3. Erwartete Auswirkungen im Herbst / Winter 2011 / 2012 bei dauerhafter Außerbetriebnahme der 7 + 1 Kernkraftwerke

3.1 Erzeugungssituation / Leistungsbilanz

3.1.1 Bundesweite Leistungsbilanzvorschau für den Winter 2011/12

Basierend auf der Annahme einer dauerhaften Stilllegung der acht Kernkraftwerke gemäß des Moratoriums wurde von Amprion für den Bericht der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit vom 11.04.2011 eine Leistungsbilanzvorschau gemäß der ENTSO-E Systematik des „Scenario Outlook and System Adequacy Forecast“ (SO&AF) für zwei Referenzzeitpunkte 2011 vorgenommen. Demnach betrug die Kenngröße „RC-ARM“ (Remaining Capacity minus Adequacy Reference Margin) für den Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Juli 2011 um 11:00 Uhr“ plus 0,4 GW und für den „Dritten Mittwoch im Dezember 2011 um 19:00 Uhr“ plus 1,4 GW.

Im Zuge der Erstellung der vorliegenden Aktualisierung wurde Amprion um die Überprüfung und Neuberechnung der Leistungsbilanzvorschau gemäß der ENTSO-E Systematik gebeten. Hieraus ergibt sich für die Kenngröße „RC-ARM“ für den Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Juli 2011 um 11:00 Uhr“ ein Wert von null GW und für den „Dritten Mittwoch im Dezember 2011 um 19:00 Uhr“ ein Wert von minus 3,6 GW. Gemäß Amprion „zeigt demnach die SO&AF-Methodik zur Ermittlung der Leistungsbilanz Deutschlands ein Leistungsdefizit (negative überschüssige Leistung) von bis zu 3.600 MW zu Spitzenlastzeiten und gleichzeitig geringere Einspeisung aus Anlagen nach dem EEG. Dies bedeutet, dass in diesen Situationen Deutschland auf Importleistung aus dem benachbarten Ausland angewiesen sein könnte, um den Strombedarf in Deutschland zu decken.“

Vor dem Hintergrund der gemäß Amprion zu erwartenden Knappheitssituation im kommenden Winter wurde durch die Bundesnetzagentur eine eigene Leistungsbilanzvorschau für den Winter 2011/12 erstellt. Diese basiert auf vorliegenden Daten von Amprion sowie eigenen Erhebungen der Bundesnetzagentur.

Bei den installierten Erzeugungskapazitäten wurden die vorläufigen Ergebnisse aus dem diesjährigen Monitoring der Bundesnetzagentur über die Stromerzeugungsanlagen verwendet, die unmittelbar oder mittelbar (z.B. über ein Areal- bzw. Industrienetz) an den Netzen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zum 31.12.2010 angeschlossen sind. Im Monitoring waren dabei nur nicht nach EEG vergütungsfähige Anla-

gen anzugeben.¹⁹ Zur Ermittlung der Plandaten zum 31.12.2011 wurden die im Monitoring der Bundesnetzagentur von den Erzeugern erhobenen Plandaten über den erwarteten Zu- und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2011 berücksichtigt, deren Herleitung im übernächsten Abschnitt über den erwarteten Zu- und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten im Zeitraum 2011 bis 2013 ausführlich dargestellt wird.

Hinsichtlich der Validität der Daten aus der Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur ist zu berücksichtigen, dass es sich um vorläufige Daten handelt, die sich bei der weiteren Plausibilisierung der Daten noch ändern können. Zudem fehlen zu einer Voll-erhebung die Daten von rund 170 Verteilernetzbetreibern. Die fehlende Erzeugungskapazität lässt sich nicht quantifizieren, jedoch gibt die ungefähre Marktabdeckung bezüglich der Entnahmemengen einen Hinweis auf die Höhe der Marktabdeckung hinsichtlich der Kapazität. Die Monitoringdaten basieren auf den Angaben von rund 700 Netzbetreibern (Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber) mit einer Gesamtentnahmemenge von Letztverbrauchern in Höhe von ca. 492 TWh im Kalenderjahr 2010. Dies entspricht einer mengenbezogenen Marktabdeckung von rund 96 Prozent. Hinsichtlich des Beitrages der erfassten Kapazitäten zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit ist zu berücksichtigen, dass in der Monitoringerhebung im Bau befindliche Erzeugungsanlagen enthalten sein können, die bereits an das Netz angeschlossen sind, jedoch mit der kommerziellen Stromeinspeisung noch nicht begonnen haben.

Bei den erneuerbaren Energieträgern Wind, Solar und Biomasse wurden die von Amprion bereitgestellten Daten verwendet, da der letzte der Bundesnetzagentur vorliegende Stand zu den nach EEG vergüteten Erzeugungsanlagen mit den Energieträgern Wind und Biomasse der 31.12.2009 bzw. zu den Solaranlagen der 31.12.2010 ist.

Die Bundesnetzagentur hat ein Basisszenario und ein konservatives Szenario betrachtet. Basierend auf den sich aus dem aus dem Monitoring ergebenden installierten Leistungen zum 31.12.2011 werden im Basisszenario für die die installierten Leistungen vermindernenden Abzugspositionen folgende Annahmen zu Grunde gelegt:

- Geplante Nichtverfügbarkeiten (Revisionen): Anwendung des Maximalwertes der für Dezember 2011 erwarteten Revisionen auf Basis von Angaben der Übertragungsnetzbetreiber
- Nicht einsetzbare Leistung: Nicht-Verfügbarkeit von Biomasse 40 Prozent

¹⁹ Lediglich bei Laufwasser wurden die Monitoringdaten um 1.340 MW nach EEG vergüteter Wasserkapazität zum 31.12.2009 ergänzt.

- Höchstlast: Maximale Jahreshöchstlast aus den Jahren 2005 bis 2009 mit 78,5 GW im Jahr 2007 plus fünf Prozent Zuschlag

Im konservativen Szenario wurden die Abzugsgrößen von der installierten Leistung entsprechend den Amprion-Daten bzw. der Amprion-Systematik übernommen sowie die von Amprion erwartete Höchstlast verwendet.

Tabelle 4: Leistungsbilanzvorschau Winter 2011/2012.

Leistungsbilanzvorschau Winter 2011/2012

	Basisszenario	Konservatives Szenario
Erzeugungsart	Installierte Netto-Leistung (GW)	Installierte Netto-Leistung (GW)
Kernenergie	20,3	20,3
Braunkohle	21,1	21,1
Steinkohle	23,7	23,7
Erdgas	22,0	22,0
Mineralölprodukte	4,3	4,3
Abfall	0,8	0,8
Mehrere Energieträger	5,3	5,3
Wind	28,3	28,3
Solar	26,0	26,0
Biomasse	5,3	5,3
Laufwasser	3,7	3,7
Pumpspeicher und Speicherwasser	8,6	8,6
Sonstige Energieträger / Energieträger nicht bekannt	2,3	2,3
Summe Installierte Leistung	171,7	171,7
abzüglich	Leistung (GW)	Leistung (GW)
Ungeplante Nichtverfügbarkeiten (Ausfälle)	6,0	6,0
Geplante Nichtverfügbarkeiten (Revisionen)	2,5	4,0
Regelenergie	5,2	5,2
Sicherheitsmarge	5,1	5,1
Nicht einsetzbare Leistung ²⁰	66,9	67,4

²⁰ Dazu zählt auch die Leistung der auf Grund des Moratoriums nicht am Netz befindlichen AKW

Verfügbare Netto-Kapazität	86,1	84
Höchstlast	82,4	85,0
Überschuss / Fehlmenge	3,6	-1,0

Als Ergebnis der bundesweiten Leistungsbilanzvorschau ergibt sich für den kommenden Winter 2011/12 eine Bandbreite zwischen einem Leistungsdefizit von 1,0 GW im konservativen Szenario bis hin zu einem Leistungsüberschuss von 3,6 GW im Basis-szenario. Das von Amprion erwartete bundesweite Leistungsdefizit von minus 3,6 GW im kommenden Winter kann mit der vorliegenden Leistungsbilanzvorschau demnach nicht bestätigt werden.

Tabelle 5: Nicht einsetzbare Leistung.

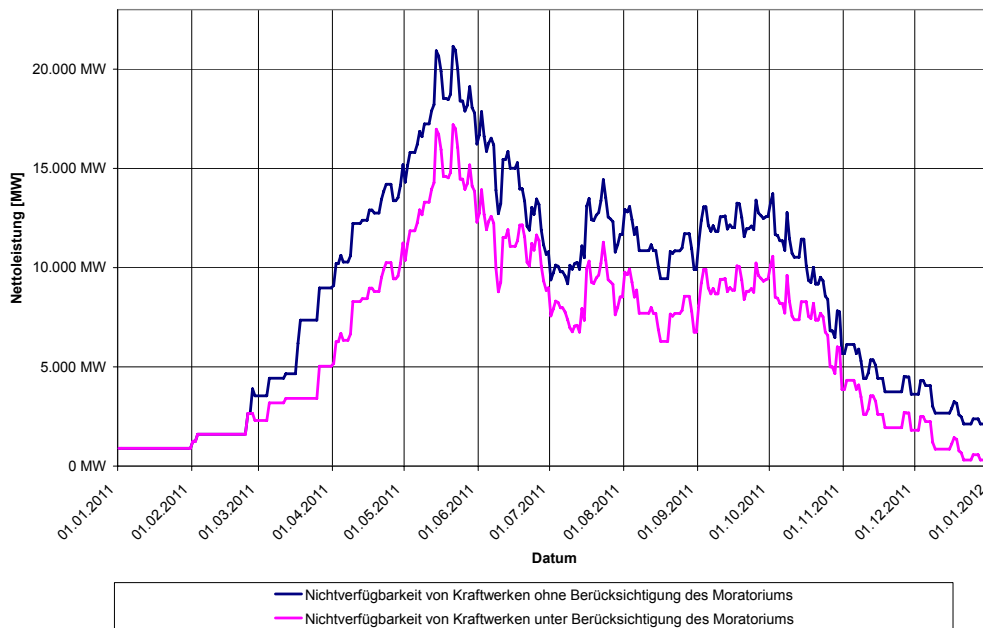
Nicht einsetzbare Leistung in GW	Konservatives Szenario		Basisszenario	
	Anteil	Wert	Anteil	Wert
Wind (onshore und offshore)	94%	26,6	94%	26,60
Solar	100%	26,0	100%	26,00
Biomasse	50%	2,7	40%	2,12
Laufwasser	75%	2,8	75%	2,78
KKW-Moratorium	100%	8,3	100%	8,30
Kaltreserve	100%	1,1	100%	1,10
Summe		67,4		66,9

Die nicht einsetzbare Leistung resultiert aus der Variabilität der Primärenergieträger Wind, Sonne, Biomasse und Laufwasser. Hierzu wurden von Amprion Prozentsätze für die Nichtverfügbarkeit dieser Energieträger in der Leistungsbilanzvorschau für den Winter angenommen, die im konservativen Szenario übernommen worden sind. Weiterhin wurden langfristig konservierte Anlagen (Kaltreserve) der nicht einsetzbaren Leistung zugerechnet. Zusätzlich wurde eine fortgesetzte Stilllegung der acht Kernkraftwerke gemäß des Moratoriums angenommen. Im Basisszenario wurde abweichend vom konservativen Szenario für Biomasse von einer Nichtverfügbarkeit in Höhe von 40 Prozent ausgegangen, die auf Basis der Jahresnutzungsdauer der Biomasseanlagen gemäß der EEG-Datenerhebung 2009 der Bundesnetzagentur ermittelt wurde.

3.1.2 Revisionsbedingt nicht verfügbare Kapazitätsreserven

Der Verlauf der revisionsbedingten planbar nicht verfügbaren Kapazitätsreserven von Erzeugungseinheiten ≥ 100 MW Leistung zeigt, dass am 21.05.2011 ein Spitzenwert von 17,2 GW bzw. 21,2 GW revisionsbedingt nicht verfügbarer Kapazitätsreserven erreicht wird. Die Differenz zwischen den Kurven stellt dabei die Kraftwerkskapazität dar, die auch ohne das Moratorium revisionsbedingt nicht verfügbar gewesen wäre.

Abbildung 17: Aufgrund von Kraftwerksrevisionen nicht verfügbare Nettoerzeugungsleistung von Erzeugungseinheiten mit 100 MW oder mehr Leistung.



Quelle: Annahmen und Daten der Übertragungsnetzbetreiber

Ein Vergleich zwischen den revisions- und moratoriumsbedingten planbar nicht verfügbaren Kapazitätsreserven und den rein revisionsbedingten planbar nicht verfügbaren Kapazitätsreserven zeigt, dass das Moratorium im Sommer im Vergleich zur Summe der revisionsbedingt nicht verfügbaren Kraftwerkskapazität zu geringeren Auswirkungen führt. Ab Anfang März wären jedoch durchgehend durch das Moratorium betroffene Kernkraftwerke bereits revisionsbedingt nicht verfügbar gewesen. Dies beschränkt den Effekt des Moratoriums auf die zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazität.

Abbildung 18: Revisionsbedingte planbare nichtverfügbare Nettoerzeugungsleistung unter Berücksichtigung des Moratoriums.



Quelle: Amprion, eigene Darstellung.

Der Verlauf der revisionsbedingt nicht zur Verfügung stehenden Nettoleistung von Kraftwerken mit mindestens 100 MW Leistung zeigt im Verlauf deutliche Schwankungen. Dies erschwert eine Abschätzung der hinsichtlich der Leistungsbilanz zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität. So sind im Mai sowohl Spitzenwerte in Höhe von 17,2 GW als auch 10,4 GW revisionsbedingt nichtverfügbare Kraftwerksleistung zu verzeichnen. Insbesondere aber auch im Dezember schwankt die revisionsbedingt nichtverfügbare Kraftwerksleistung zwischen 2,5 GW und 0,3 GW.

Aktivierung der „Kaltreserve“

Als „Kaltreserve“ außer Betrieb genommene Erzeugungsanlagen könnten bei entsprechenden Marktbedingungen in einem überschaubaren Zeitraum wieder in Betrieb genommen werden. Die Wiederinbetriebnahme würde die Aufhebung der Konservierungsmaßnahmen erfordern. Nach Recherchen der Bundesnetzagentur ist innerhalb eines Monats mit der Überführung der Erzeugungsanlagen, die über eine gültige Betriebsgenehmigung verfügen und in vollem Umfang technisch einsetzbar sind, in den Betrieb zu rechnen.

Ausschlaggebend für die Wiederinbetriebnahme sind dabei auch die Marktgegebenheiten. In Stellungnahmen von Kraftwerksbetreibern wird das aktuelle Preisniveau als

Grund für die Außerbetriebnahme von Erzeugungseinheiten angeführt. Auch sei nicht hinreichend sicher, welche Kraftwerkskapazitäten zukünftig zur Verfügung stünden und mit welcher Merit-Order somit zu rechnen sei.

Anfragen bei größeren Erzeugungsunternehmen haben ergeben, dass in Süddeutschland eine Kraftwerkskapazität in Höhe von 280 MW als Kaltreserve innerhalb eines Monats zur Verfügung stünde. Im Nordrhein-Westfalen stünden weitere 240 MW als Kaltreserve zur Verfügung und könnten in Abhängigkeit von der Marktlage wieder in Betrieb genommen werden.

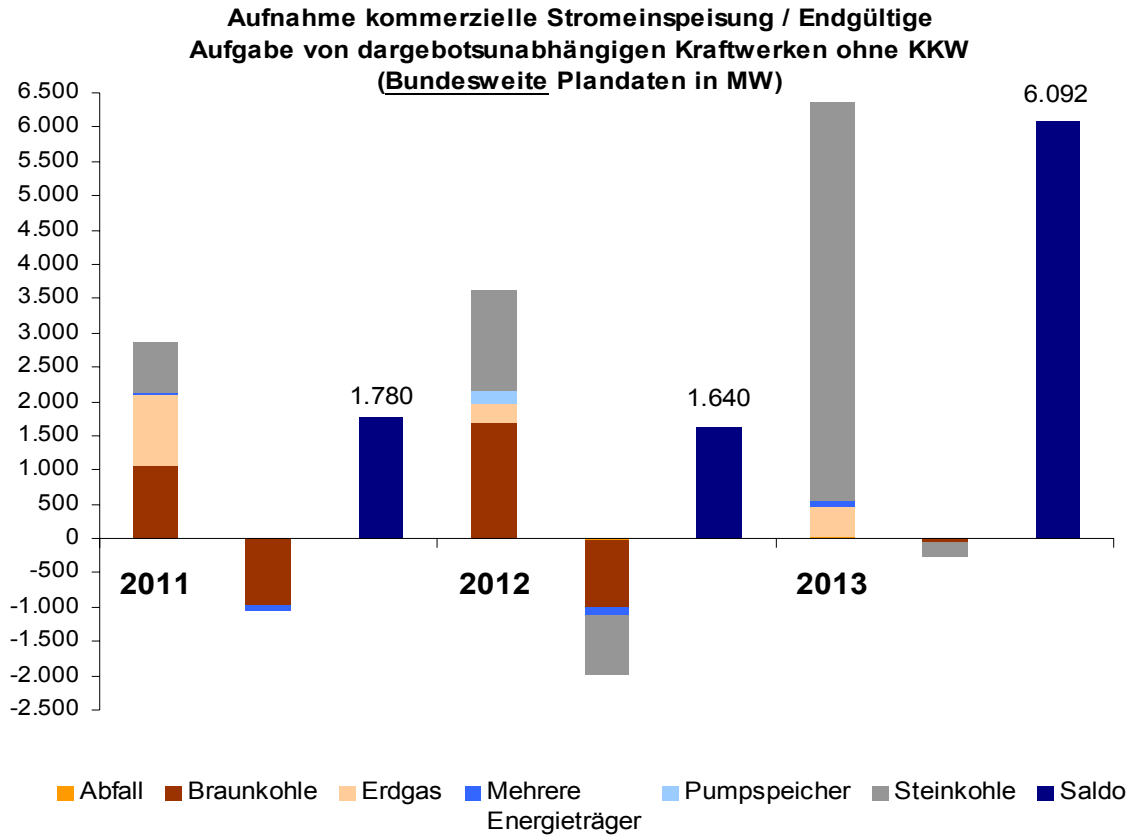
3.1.3 Erwarteter Zu- und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten bis 2013

Bundesweite Betrachtung der Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten

Im Bericht der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit vom 11.04.2011 wurden die erwarteten kommerziellen Inbetriebnahmen und endgültigen Stilllegungen von Kraftwerken an den Netzen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber in den Jahren 2011 und 2012 mit Stand 06.04.2011 dargestellt. Hieraus ergab sich in Summe für die Jahre 2011 und 2012 ein bundesweiter Zuwachs an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung um rund 6,6 GW (Netto-Leistung). Dieser basiert auf einem Zubau von 8,1 GW und einem Rückbau von 1,5 GW.

Im Monitoring 2011 der Bundesnetzagentur wurden die Erzeuger zum Stichtag 01.04.2011 um Angabe ihrer Investitionsvorhaben sowie geplanter endgültiger Stilllegungen von Erzeugungskapazitäten gebeten. In die vorläufige Auswertung sind hierzu die Daten von 225 Erzeugern einbezogen worden. Dabei wurden die derzeit im Bau befindlichen dargebotsunabhängigen Kraftwerksleistungen nach Energieträgern und Jahr der geplanten Aufnahme der kommerziellen Stromeinspeisung gruppiert. Diese Daten zu den Kraftwerksinvestitionen wurden den geplanten endgültigen Stilllegungen für den Zeitraum 2011 bis 2013 gegenübergestellt.

Abbildung 19: Aufnahme kommerzieller Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken ohne KKW (bundesweit).



Quelle: Monitoring der Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Zubau und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten, bundesweit, 2011 – 2013.

Netto-Leistung in MW	Zubau	Rückbau	Saldo	Zubau	Rückbau	Saldo	Zubau	Rückbau	Saldo
	2011			2012			2013		
Abfall	0	0		7	-33		26	0	
Braunkohle	1.050	-980		1.690	-980		0	-60	
Erdgas	1.038	0		251	0		445	0	
Mehrere Energieträger	36	-89		0	-110		70	0	
Pumpspeicher	0	0		195	0		0	0	
Steinkohle	725	0		1.481	-861		5.824	-214	
Saldo			1.780			1.640			6.092
Summe	2.849	-1.069		3.625	-1.984		6.365	-274	

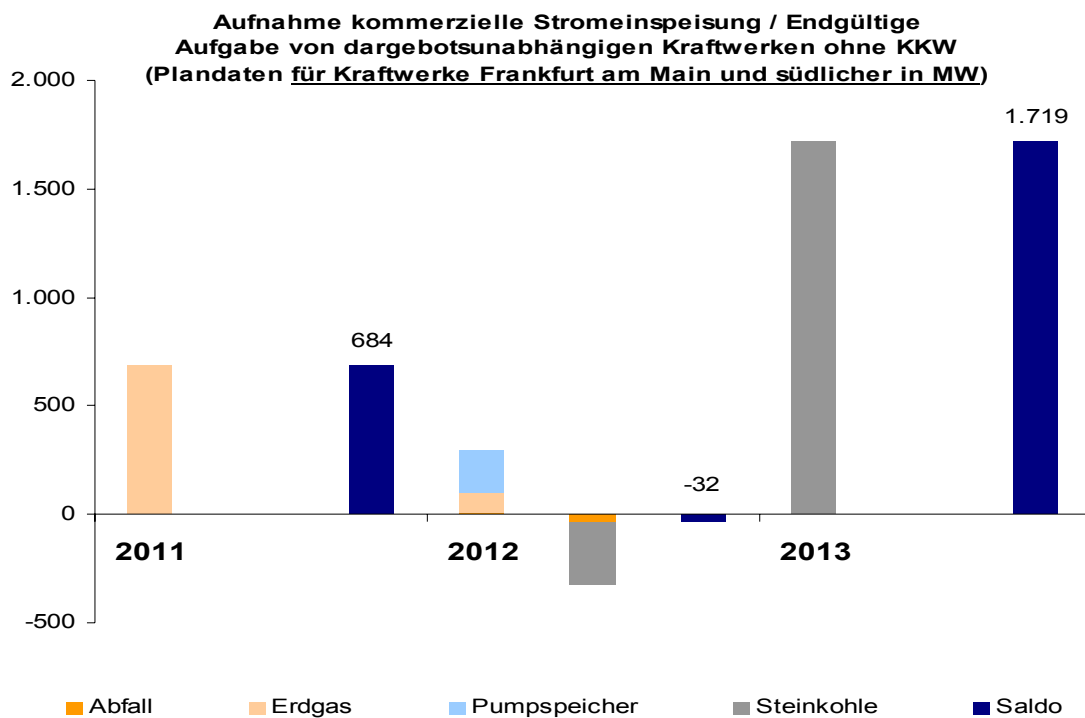
Quelle: Monitoring der Bundesnetzagentur

Aus der bundesweiten Betrachtung resultiert ein Zuwachs an dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2011 um ca. 1,8 GW und im Jahr 2012 um ca. 1,6 GW. Die Summe von ca. 3,4 GW liegt damit deutlich unter dem von den Übertragungsnetzbetreiber mit Stand 06.04.2011 erwarteten Zuwachs der Kraftwerke an den Netzen der Übertragungsnetzbetreiber von rund 6,6 GW in Summe der Jahre 2011 und 2012. Dies lässt sich zum einen mit der späteren geplanten Inbetriebnahme mehrerer im Bau befindlicher Kraftwerke sowie höheren Plandaten für die Stilllegungen begründen. Erst im Jahr 2013 wird nach den im Monitoring erfassten Plandaten der Erzeuger ein deutlicher Zuwachs um rund sechs GW erwartet.

Betrachtung der Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland

Hinsichtlich eines möglichen Beitrages zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland zur Erhöhung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit wurden die Monitoringdaten für Kraftwerke auf einer Linie von Frankfurt am Main und südlicher untersucht, die in den o.g. bundesweiten Plandaten aus dem Monitoring enthalten sind.

Abbildung 20: Aufnahme kommerzieller Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken ohne KKW (Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher).



Quelle: Monitoring der Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Zubau und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten, Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher, 2011 – 2013.

Netto- Leistung in MW	Zubau	Rückbau	Saldo	Zubau	Rückbau	Saldo	Zubau	Rückbau	Saldo
	2011			2012			2013		
Abfall	0	0		7	-33		0	0	
Braunkohle	0	0		0	0		0	0	
Erdgas	530	0		92	0		0	0	
Mehrere Energieträger	0	0		0	0		0	0	
Pumpspeicher	0	0		195	0		0	0	
Steinkohle	0	0		0	-293		1.719	0	
Saldo			530			-32			1.719
Summe	530	0		295	-326		1.719	0	

Quelle: Auf Basis Monitoring der Bundesnetzagentur (ohne angekündigte Stilllegung der Heizölkraftwerke Pleinting 1 und 2 mit zusammen 740 MW)

Demnach ist in Süddeutschland die Aufnahme des kommerziellen Betriebs von Gas-kraftwerken mit einer Gesamtleistung von rund 680 MW im Jahr 2011 zu erwarten. Im Jahr 2012 wird sich die Kraftwerkssituation in Süddeutschland nur wenig verändern, bevor im Jahr 2013 die kommerzielle Inbetriebnahme von rund 1.700 MW Steinkohlekapazitäten erwartet wird.

3.2 Export / Import

Eine Prognose über die zukünftige Entwicklung von Import und Export ist auf Basis der vorhandenen Daten nicht möglich. Insbesondere kann nicht vorausgesagt werden, ob in Starklastzeiten bestehende Kraftwerksreserven in Deutschland oder im benachbarten Ausland zusätzlich angefahren werden, da dies im Wesentlichen von den Marktmechanismen (sog. Merit-Order) abhängt. Inwieweit in Deutschland beispielsweise fossile Kraftwerke anstelle der abgeschalteten Kernkraftwerke eingesetzt werden, hängt von der jeweiligen Marktsituation ab. Auch konkurrieren die deutschen Kraftwerke mit allen europäischen Kraftwerken, soweit grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen. Kraftwerke kommen nur zum Zuge, wenn ihre Produktion günstiger als die der Wettbewerber ist. Verlagerungen von Handelsflüssen sind daher grundsätzlich weniger ein Zeichen mangelnder Versorgungssicherheit als ein Zeichen eines funktionierenden Marktes.

Laut Aussagen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber kann im Winter an Tagen ohne Windenergieeinspeisung in Situationen mit hoher Last die (n-1)-Sicherheit gefährdet sein. Diese könne nur durch zusätzliche Einspeisung in Süddeutschland oder Abschaltung von Last aufrechterhalten werden. Abhilfe könnte in diesen Situationen ein gesteigerter Import aus den südlichen Nachbarländern wie z.B. Österreich oder entsprechende Redispatch-Vereinbarungen mit dortigen Kraftwerksbetreibern schaffen.

Voraussetzung für grenzüberschreitende Redispatch-Maßnahmen ist die Teilnahme ausländischer Kraftwerke am deutschen Redispatch. Dazu bedarf es des Abschlusses von entsprechenden Verträgen zwischen deutschen ÜNB und ausländischen Kraftwerksbetreibern. Solche liegen nach Erkenntnissen der Bundesnetzagentur derzeit nicht vor. Auch wäre von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ggf. zu prüfen, wie ein solcher Redispatch wirksam organisiert werden könnte. Dahingehende Erkenntnisse liegen der Bundesnetzagentur derzeit nicht vor.

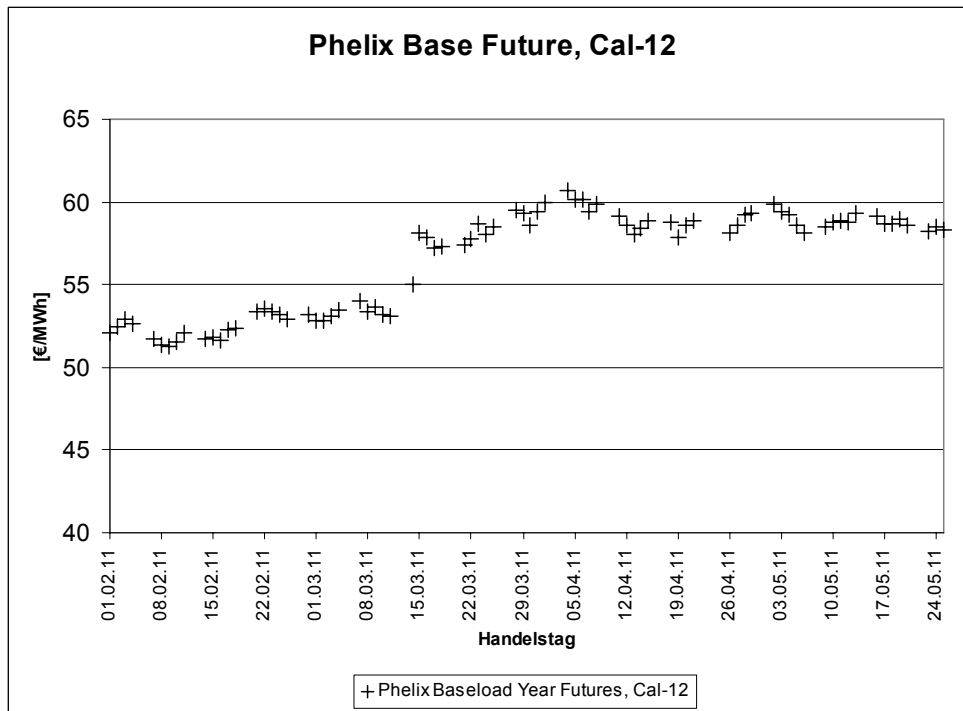
3.3 Preisentwicklung

Gegenüber den Notierungen des Phelix Day Base, welche die Preiserwartung über den Folgetag abbilden, zeigen die Preise für Futureprodukte die Preisentwicklung für weiter entfernt liegende Zeiträume, bspw. die folgenden Quartale oder Folgejahrlieferungen. Hieraus lässt sich daher unmittelbar ableiten, welche Erwartungen die Stromhändler über die erwartete Last, die verfügbare Kapazität und bspw. die Brennstoffkosten haben.

Phelix Base Futures, Cal. 2012

Die Darstellung zur Notierung des Phelix Base Futures (Lieferjahr 2012) im Bericht der Bundesnetzagentur erfasste die Daten aus dem Zeitraum 01.02. bis 08.04.2011 (Vgl. Abbildung 14 im Bericht der Bundesnetzagentur). In der vorliegenden Darstellung (Abbildung 21) sind die aktuellen Preisdaten bis zum 25.05.2011 abgebildet.

Abbildung 21: Notierung Phelix Base Future, Cal. 2012 an der EEX, 01.02. – 25.05.11.



Quelle: Daten EEX / Darstellung Bundesnetzagentur

Nachdem zum Anfang April die Notierungen für Lieferungen des Jahres 2012 teilweise über 60 € je MWh erreicht hatten, ist gegen Ende April eine Konsolidierung in einem Korridor von ca. 58 bis knapp unter 60 € je MWh zu verzeichnen. Das Moratorium beeinflusst die Preisbildung der langfristigen Lieferkontrakte damit nachhaltig. Gegenüber der Notierung von etwa 53 € je MWh in der Woche vor dem Moratorium liegt der Preisanstieg bzgl. des Phelix Base Futures 2012 Ende Mai bei etwa 9%.

Eine mögliche Interpretation der Preisentwicklung ist, dass der Markt die Außerdienststellung der vom Moratorium erfassten Kernkraftwerke über die Phase des Moratoriums hinaus dauerhaft unterstellt und entsprechend eingepreist hat. Der Preisanstieg im Umfeld der Ankündigung des Moratoriums kann damit wahrscheinlich überwiegend mit der dauerhaften Verknappung der Kraftwerkskapazitäten erklärt werden. Es ist dabei jedoch keine Aussage möglich, in welchem Umfang eine dauerhafte Außerdienststellung von Kernkraftwerken antizipiert wird. Grundsätzlich kann der Markt sowohl eine teilweise Wiederinbetriebnahme einzelner der 7 + 1 Kernkraftwerke annehmen, die vollständige und dauerhafte Außerdienststellung der 7 + 1 Kernkraftwerke oder eine darüber noch hinausgehende umfangreichere Kapazitätsreduktion im Jahr 2012.

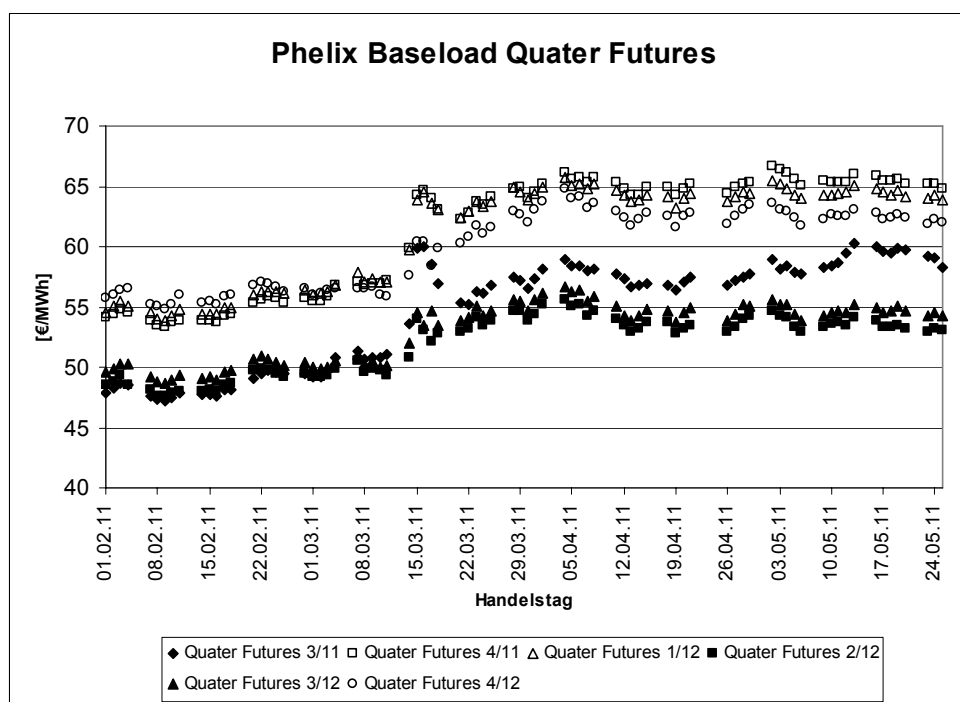
Hinzu kommt die Wirkung von Fundamentalfaktoren der Strompreisbildung, wie dem Preis für Erdgas und CO₂. So können bedingt durch eine höhere Nachfrage nach Erdgas im japanischen Kraftwerksbereich die Erdgasnotierungen angetrieben werden.

Dies kann – in Kombination mit einem ohnehin schon durch das Moratorium bedingten Mehreinsatz von Kohlekraftwerken in Deutschland – auch positive Effekte auf die Höhe des CO₂-Preises haben. Die Volatilität des Future-Preises seit Inkrafttreten des Moratoriums kann voraussichtlich gut über Änderungen der Fundamentalfaktoren erklärt werden.

Preisentwicklung der Phelix Baseload Quater Futures, Q 3 und 4/2011, Q 1 bis 4/2012

Die Notierungen der Phelix Baseload Quater Futures der Quartale 3/2011 bis 4/2012 zeigen ein einheitliches Muster: Mit Inkrafttreten des Moratoriums Mitte März ist ein Preissprung zu verzeichnen, danach weitgehend eine Seitwärtsbewegung. Sommerquartale 2 und 3 eines Jahres sind dabei vor und nach dem Moratorium stets günstiger als die Winterquartale 1 und 4. Dieser Unterschied ist auf die strukturell unterschiedlich hohe Stromnachfrage in den einzelnen Quartalen und Erwartungen bzgl. der Kapazitätsverfügbarkeit zurückzuführen.

Abbildung 22: Notierung Phelix Baseload Quater Futures, Q 3/2011 bis Q 4/2012, an der EEX, 01.02. – 25.05.11.

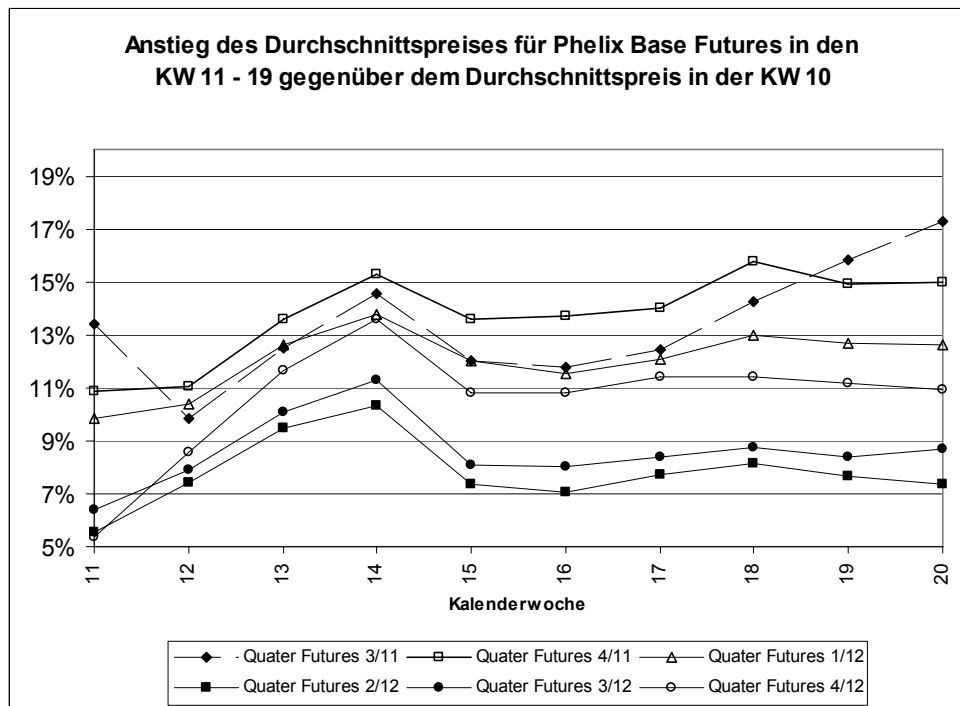


Quelle: Daten EEX / Darstellung Bundesnetzagentur

Eine Sonderentwicklung zeigt sich für das Quartal 3/2011, dessen Preis von der üblichen Preisentwicklung eines Sommerquartals deutlich abweicht. Der Preis liegt dauerhaft deutlich höher als für die Sommerquartale des Jahres 2012 und ist Mitte Mai gegenüber der Notierung aus Mitte April nochmals deutlich angestiegen.

Von den Netzbetreibern wird unter anderem vorgetragen, es könne bei kühler, windarmer Witterung ohne nennenswerte Einspeisung aus Photovoltaikanlagen im Januar während einiger Wochen zu Versorgungsengpässen kommen. Unter den genannten Rahmenbedingungen sei Frankreich auf Stromlieferungen zur Abdeckung der nationalen Last angewiesen. Deutschland könne die notwendigen Stromexportmengen ohne die Kernkraftwerkskapazitäten jedoch nicht bereitstellen (Vgl. Szenariobeschreibungen in Kapitel 3.4.1). Eine derartige Erwartung zur Kapazitätsverfügbarkeit müsste sich auch in der Preisbildung für die jeweiligen Quartalsprodukte in Form eines überproportionalen Preisanstiegs niederschlagen. Hierzu wird in der folgenden Abbildung 23 der durchschnittliche Preis der Quartalsprodukte aus der 10. Kalenderwoche 2011 ins Verhältnis zum durchschnittlichen Preis der folgenden Kalenderwochen gesetzt.

Abbildung 23: Anstieg der Notierung für Quartalsprodukte.



Quelle: Daten EEX / Bearbeitung und Darstellung Bundesnetzagentur

So stieg bspw. der durchschnittliche Preis des Quater Futures 04/2011 an der EEX in der 11. Kalenderwoche gegenüber dem für die 10. Kalenderwoche ermittelten Durchschnittspreis um ca. 11%. In der 14. Kalenderwoche liegt der Preisanstieg bei etwa 15% und stieg in der 18. Kalenderwoche auf nahezu 16% an.

In der Abbildung zeigt sich, dass sich die Winterquartale gegenüber den Produkten aus Sommerquartalen überproportional verteuert haben. So liegt der Anstieg der Winterquartale 4/2011, 1/2012 und 4/2012 in der 20. Kalenderwoche zwischen ca. 11% und

15%, für die Quartale 2 und 3/2012 jedoch nur bei etwa 8%. Das Quartal 3/2011 zeigt, wie auch in der Abbildung zur Preisentwicklung zu sehen, einen abweichenden Verlauf: Der Preisanstieg ist hier mit 17% gegenüber dem Durchschnittspreis der 10. Kalenderwoche untypisch hoch und übertrifft damit die Entwicklung für die Winterquartale.

D.h. dass Stromlieferungen in Winterquartalen einerseits strukturell teurer als Stromlieferungen in Sommerquartalen, zugleich aber auch durch das Moratorium von einem überproportionalen Preisanstieg betroffen sind. Es finden sich aus der Preisanalyse tendenziell Anzeichen für eine stärkere Kapazitätsverknappung in den Wintermonaten, die jedoch allein keinen Rückschluss auf mögliche zu erwartende gravierende Versorgungsengpässe zulässt. Das 3. Quartal 2011 ist nochmals gesondert zu betrachten und zeigt einen stark individuellen Verlauf, der möglicherweise auch von unsicheren Erwartungen der Händler bzgl. der Rahmenbedingungen geprägt ist.

3.4 Entwicklung der Netzsituation (Netzlast und Spannungshaltung)

3.4.1 Erwartete Auswirkungen nach Ablauf des Moratoriums bei dauerhafter Außerbetriebnahme der 7 + 1 Kernkraftwerke

Die Übertragungsnetzbetreiber haben mit Unterstützung der FHG und des IAEW für den kommenden Herbst / Winter zwei Einspeise-Last-Szenarien untersucht, die bereits in der Vergangenheit zu stark ausgelasteten oder angespannten Netzbelastungssituationen geführt haben. Es handelt sich dabei zum einen um die Situation **Starkwind / Starklast**, die von einer hohen Einspeisung aus Windenergie insbesondere im Norden Deutschlands bei zugleich hohem Stromverbrauch gekennzeichnet ist. Dieses Szenario führt typischerweise zu hohen Lastflüssen von den windreichen Regionen Norddeutschlands in die Verbrauchszentren Süddeutschlands. Das andere, insbesondere von Amprion als kritisch gesehene Szenario ist ein **kalter, windstiller Winterabend** während einer stabilen Hochdruckwetterlage. An solchen Tagen kommt der Verbrauch in der Abendspitze der Jahreshöchstlast nahe, und zugleich steht nahezu keine Erzeugung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien zur Deckung des Bedarfs zur Verfügung.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben erste Ergebnisse aus den Netzbelastungsrechnungen am 18.05.2011 im Rahmen einer Präsentation beim BMWi vorgestellt. Ergänzend dazu hat Amprion am 20.05.2011 einen Bericht zur „Bewertung der Systemsicherheit im Rahmen des Kernkraftwerks-Moratoriums“ vorgelegt. Offene Fragen und

Unklarheiten zu den vorgestellten ersten Ergebnissen und zu dem Bericht hat die Bundesnetzagentur im Rahmen eines kurzfristig angesetzten Termins in der Leitwarte Brauweiler am 23.05.2011 mit Amprion diskutiert. Auf Aufforderung der Bundesnetzagentur hat Amprion für das Szenario **kalter, windstiller Winterabend** ergänzende Sensitivitätsrechnungen durchgeführt und am 25.05.2011 nachgereicht. Parallel dazu haben die vier Übertragungsnetzbetreiber am 26.05.2011 der Bundesnetzagentur weitere Ergebnisse der in Zusammenarbeit mit der FGH und IAEW durchgeführten Lastflussberechnungen für den Winter 2011 / 2012 vorgestellt.

Die nachfolgende Beschreibung und Bewertung der von den Übertragungsnetzbetreibern benannten kritischen Netzsituationen basieren auf den vorgenannten Unterlagen und den im Rahmen der Gespräche gewonnenen Erkenntnissen. Der Umfang der der Bundesnetzagentur vorliegenden Unterlagen und die Kürze der zur Verfügung stehenden Zeit ist nicht ausreichend, um eine umfassende und sorgfältige Analyse der komplexen und vielschichtigen Thematik vornehmen zu können. Insoweit wird auf die Vorläufigkeit der nachfolgenden vorgenommenen Bewertungen der Bundesnetzagentur hingewiesen. Weitere Untersuchungen und Analysen unter Beteiligung von unabhängigen Sachverständigen wie der FGH oder des IAEW sind erforderlich, um eine solide Entscheidungsgrundlage zu erlangen.

Szenario Starkwind / Starklast

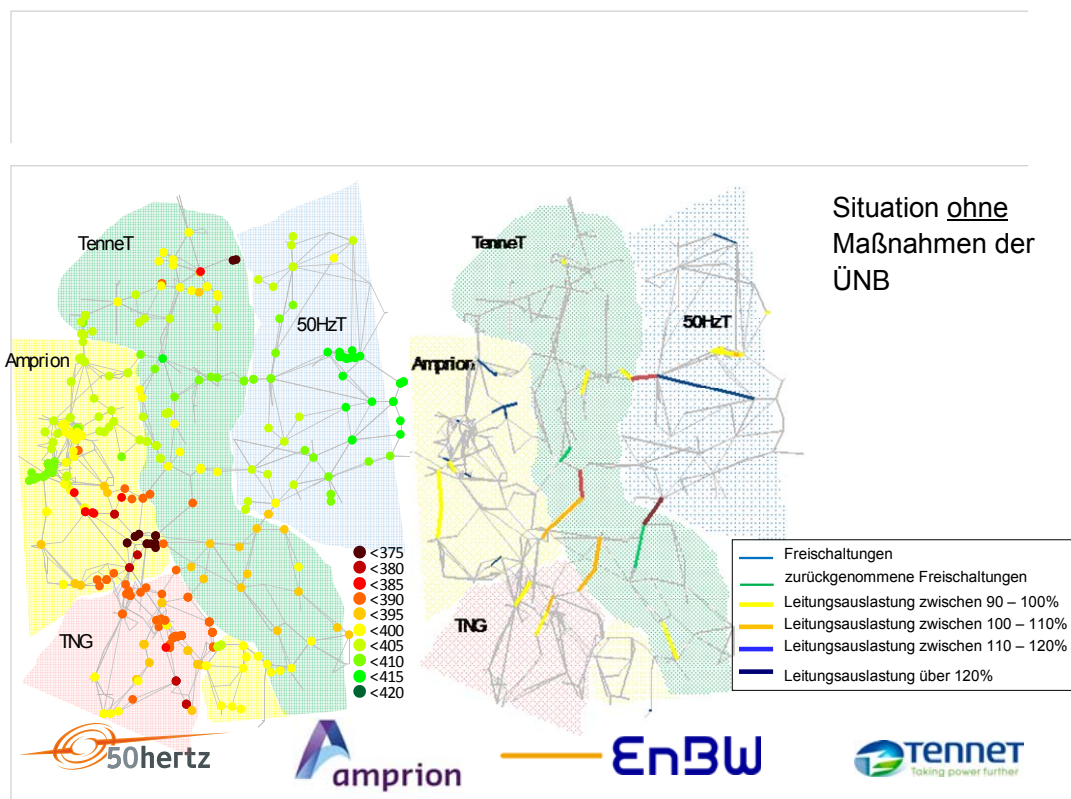
Die gemeinsam mit der FGH und dem IAEW erstellten Lastflussberechnungen für den Fall Starkwind / Starklast basieren auf einer Marktsimulation, die die Deckung der nach Abzug der EEG-Einspeisung verbleibenden Nachfrage anhand einer Merit-Order der Stromgestehungskosten der an das Übertragungsnetz (380/220/110kV) angeschlossenen Kraftwerke abbildet. Auch die sich einstellende Export-/Importsituation wird anhand einer Marktsimulation ermittelt. Damit wird netzknotenscharf ermittelt, welche Kraftwerke in diesem Szenario einspeisen. Berücksichtigt ist bei den Berechnungen auch die Verschiebung wichtiger Umbauarbeiten, wie z. B. die Verschiebung des Umbaus des UW Großkrotzenburg.

Die Berechnungen haben ergeben, dass bei dauerhafter Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke ohne jegliche vorbeugend korrigierende Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber im Großraum Rhein-Main und Rhein-Neckar Spannungen von unter 380 kV auftreten und damit das von 380 kV bis 420 kV reichende zulässige Spannungsband im Übertragungsnetz unterschritten wird. Betrachtet wurde dabei exemplarisch ein Tag

Ende November (29.11.2011). Spannungen unterhalb von 380 kV können zu einem Spannungseinbruch bzw. sogar Spannungskollaps führen, der weitreichende Versorgungsunterbrechungen zur Folge haben kann. Ohne vorbeugend durchgeführte Eingriffe und Gegenmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber sei das Netz laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber damit in einem sehr instabilen Zustand. Dies gelte erst recht für den Zustand des Netzes im (n-1)-Fall²¹, also nach Ausfall eines Betriebsmittels wie einer Leitung oder einer Schalteinrichtung. Amprion hat für diesen Fall Spannungen von unter 360 kV für den Raum Frankfurt berechnet. Die Wahrscheinlichkeit von Folgeausfällen weiterer Betriebsmitteln sei dann sehr hoch.

Auch in Bezug auf die Belastung der Stromleitungen durch hohe Stromflüsse ergeben die Berechnungen der FGH und des IAEW, dass ohne vorbeugend ergriffene Gegenmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber im (n-1)-Fall erhebliche Überlastungen zentraler Nord-Süd- sowie Ost-West-Verbindungsleitungen auftreten (z. B. Remptendorf-Redwitz; Helmsted-Wolmirstedt > 120%). Der Umfang der Spannungsabsenkung sowie der Grad der Auslastung der Netzleitungen sind in der nachfolgenden Abbildungen dargestellt:

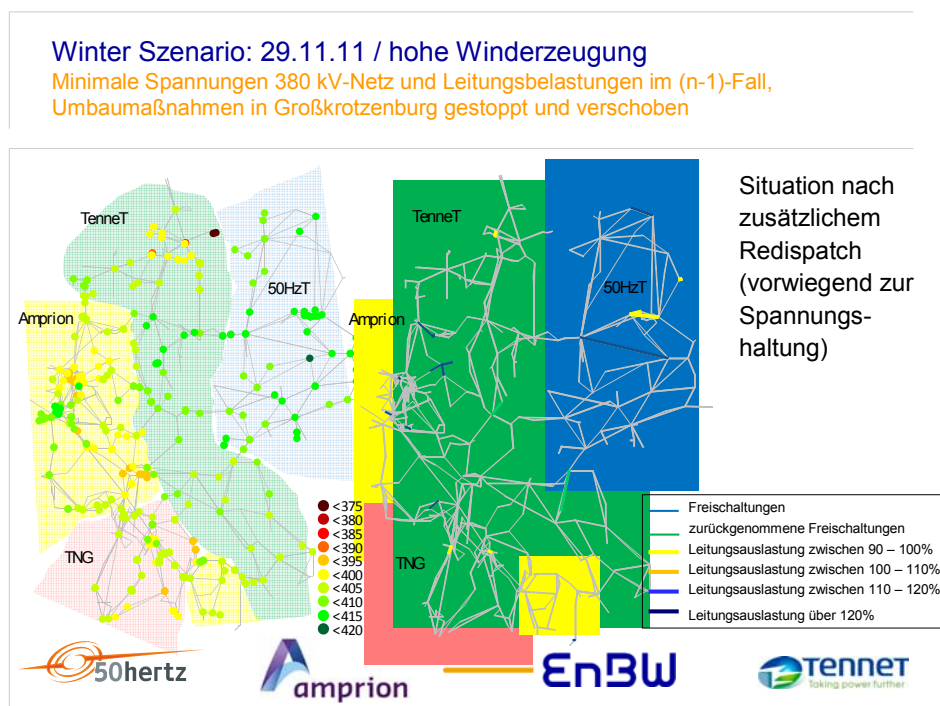
Abbildung 24: Winter Szenario 29.11.11 / hohe Winterzeugung ohne Maßnahmen.



²¹ Der „(n-1)-Fall“ bedeutet, dass der Netzzustand für die Situation eines ausgefallenen Betriebsmittels modelliert wird. Es handelt sich damit also nicht um den „Normalbetrieb“, sondern eine bereits gestörte Netzsituation

Gemäß den gemeinsam mit der FGH und dem IAEW erstellten Lastflussberechnungen gelingt es den Übertragungsnetzbetreibern erst durch Ergreifen umfangreicher koordinierter Gegenmaßnahmen unter Ausschöpfen nahezu aller den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stehenden Mittel, das Spannungsniveau im süddeutschen Raum auch im (n-1)-Fall auf Werte oberhalb von 380 kV anzuheben und die Belastungen der Leitungen auf zulässige Werte zu beschränken. Dabei seien massive Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den Strommarkt durch Countertrading, Redispatch und SiV sowie durch Beschränkung der Exportkapazitäten ins Ausland erforderlich. Auch Netzinstandhaltungsmaßnahmen bzw. Netzausbaumaßnahmen müssten verschoben werden. Die Spannung sowie der Grad der Auslastung der Netzleitungen nach Ergreifen der umfangreichen Gegenmaßnahmen sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt:

Abbildung 25: Winter Szenario 29.11.11 / hohe Winderzeugung mit Maßnahmen.



In der Konstellation **Starkwind/Starklast** zusammen mit einer **gleichzeitigen Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Philipsburg II** sind sogar sämtliche verfügbaren Redispatchreserven erforderlich, um das Spannungsniveau oberhalb von 380 kV zu halten. Eine Reserve für zusätzliche Belastungen bestünde nicht. Das Kernkraftwerk Philipsburg II ist hierbei nur exemplarisch zu verstehen. Eine Nichtverfügbarkeit von anderen großen Kraftwerken in der Region hätte einen sehr ähnlichen Effekt.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen zusammenfassend darauf hin, dass bereits gegenwärtig das Übertragungsnetz die aus dem Ergebnis der Markttätigkeit resultierende Transportaufgabe an Tagen mit hoher Windeinspeisung nicht bewältigen könne. Nur durch zusätzliche umfassend Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber und bei Ausbleiben von außergewöhnlichen Ereignissen könne die Systemsicherheit gewährleistet werden. Dies ist jedoch kein Novum durch das Moratorium, sondern galt auch schon zuvor – jedoch in abgeschwächter Form.

Szenario kalter, windstiller Winterabend (Region Süd-West-Deutschland)

Das von den Übertragungsnetzbetreibern zusätzlich betrachtete Szenario eines **kalten, windstillen Wintertages**, welches von Amprion einer separaten Untersuchung unterzogen worden ist, ist durch nachfolgend genannte Merkmale gekennzeichnet:

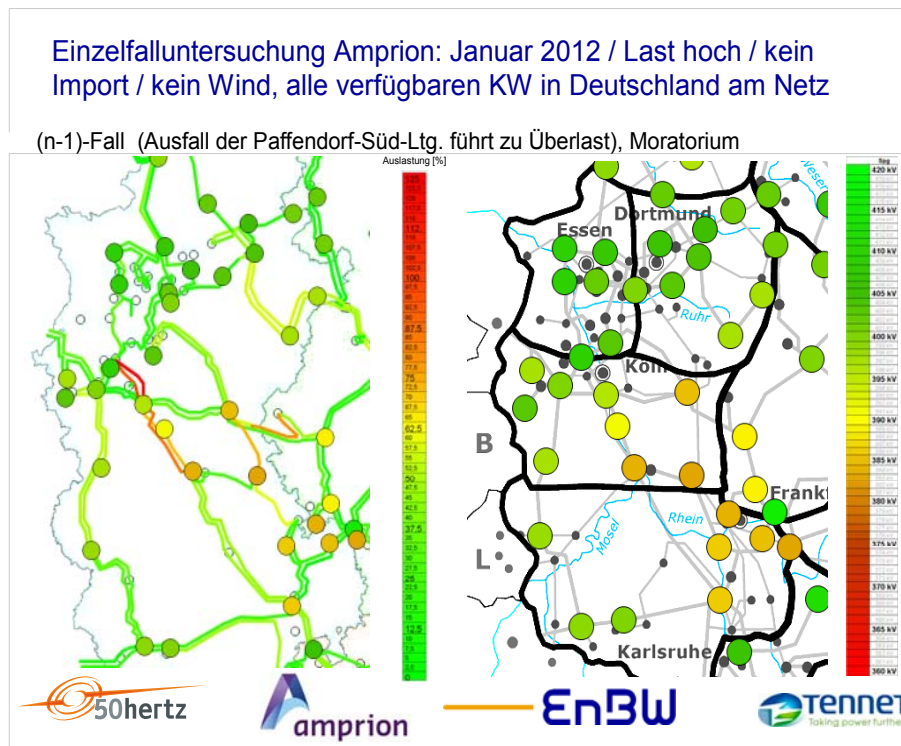
- Stabile kontinentaleuropäische Hochdruckwetterlage nahezu ohne Windenergieeinspeisung (nur 1,2 GW von ca. 30 GW installierter Leistung)
- Niedrige Temperaturen bis unter 0°C in großen Teilen Europas
- hohe Last in den frühen Abendstunden bei fehlender Einspeisung aus Photovoltaikanlagen
- hohe Netzlast auch in den europäischen Nachbarländern.

Im Gegensatz zu der gemeinsam von den Übertragungsnetzbetreiber mit Unterstützung der FGH und IAEW durchgeführten Analyse basieren die Amprion-Berechnungen auf keiner Marktsimulation. Amprion nimmt an, dass in dem von ihnen betrachteten Fall **kalter, windstiller Winterabend** drei Großkraftwerke, zwei im Raum Rhein-Ruhr und eins im Süden, nicht verfügbar sind und alle verfügbaren Kraftwerke im Süden voll einspeisen. Des Weiteren nimmt Amprion an, dass keinerlei Stromaustausch mit dem Ausland stattfindet, d. h. insbesondere Importe aufgrund der auch in den Nachbarländern angespannten Versorgungssituation nicht zur Lastdeckung in Deutschland zur Verfügung stehen. Die Übertragungsnetzbetreiber verweisen dazu z. B. auf den 15.12.2010, an dem Frankreich eine Spitzenlast von 96.710 MW hatte und auf Importe aus dem Ausland zur Lastdeckung angewiesen war.

Die Analysen von Amprion haben ergeben, dass bei dauerhafter Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke sich bereits im ungestörten Fall hohe Auslastungen von 85% bis 95% auf den 380-kV-Leitungen aus dem Großraum Köln in den Koblenzer Raum (sog.

„Rheinschiene“) einstellen. Der Ausfall eines der Stromkreise aus dem Raum Köln Richtung Süden (Paffendorf-Süd-Leitung) führe zu einer Belastung von 125% auf den verbleibenden Stromkreisen; der Ausfall einer weiteren Leitung ((n-2)-Fall) sogar zu Auslastungen von ca. 140%. In letzterem Fall sei eine überregionale Störungsausweitung wahrscheinlich. Beide Ausfallsituationen seien nicht im Einklang mit den internationalen Planungsgrundsätzen. In Bezug auf die Spannungssituation ergeben die Berechnungen von Amprion, dass die Netzspannungen in den kritischen Regionen, dem Großraum Frankfurt und Rhein-Neckar-Raum, im zulässigen Betriebsband der Spannung liegen – auch im Szenario Starkwind/Starklast. Der Grad der Auslastung der Netzleitungen und die Netzspannung sind in der nachfolgenden Abbildung 26 dargestellt.

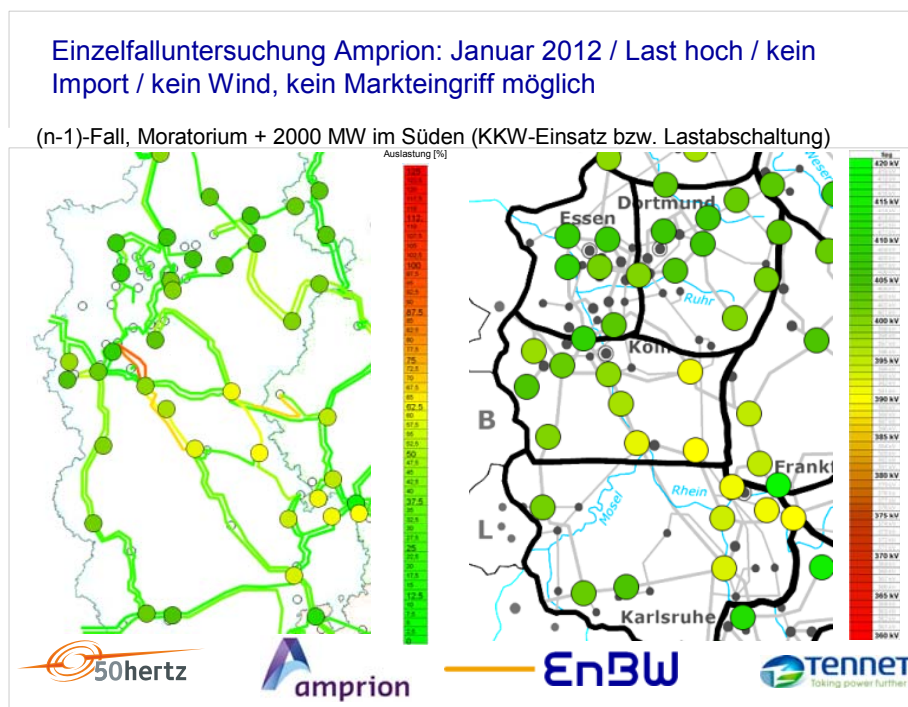
Abbildung 26: Ausfall Paffendorf-Süd-Leitung, Januar 2012.



Markteingriffe und Maßnahmen wie im Szenario Starkwind/Starklast, um die hoch belasteten bzw. bei Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel sogar überlasteten Betriebsmittel zu entlasten, seien durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr durchführbar, da sämtliche Kraftwerke in Süddeutschland zur Deckung der Last bereits eingesetzt würden. Engpassentlastende Redispatchmaßnahmen könnten daher nicht ergriffen werden.

Amprion führt aus, Abhilfe von dieser kritischen Netzsituation könne durch Zuschaltung einer Einspeisung von ca. 2.000 MW (oder einer Lastabsenkung von 2.000 MW) in Süddeutschland erreicht werden. Dann sinke die Belastung der relevanten Stromkreise zwischen dem Großraum Köln und dem Raum Koblenz im ungestörten Zustand auf 70% bis 80% ab. Auch bei einem Doppelausfall ((n-2)-Fall) steige die Belastung der verbleibenden Betriebsmittel höchstens auf 95%. Auf Nachfrage der Bundesnetzagentur hat Amprion erläutert, dass zur Bestimmung des Wertes der Einspeiseerhöhung in Süddeutschland von 2.000 MW in den durchgeführten Simulationsrechnungen angenommen wurde, dass die Kraftwerks-Einspeisung im nördlichen Rheinland und im Ruhrgebiet reduziert und im Süden Deutschlands drei Kernkraftwerke wieder einspeisen würden, was in Summe fast 2.400 MW entspräche. Die Netzauslastungssituation und die Netzspannung mit Einspeisung der drei Kernkraftwerke bereits im gestörten (n-1)-Fall nach Ausfall der Leitung Paffendorf-Süd ist in Abbildung 27 dargestellt:

Abbildung 27: Ausfall Paffendorf-Süd-Leitung mit Zuschaltung von Kernkraftwerken bzw. Reduktion der Last in Süddeutschland, Januar 2012.



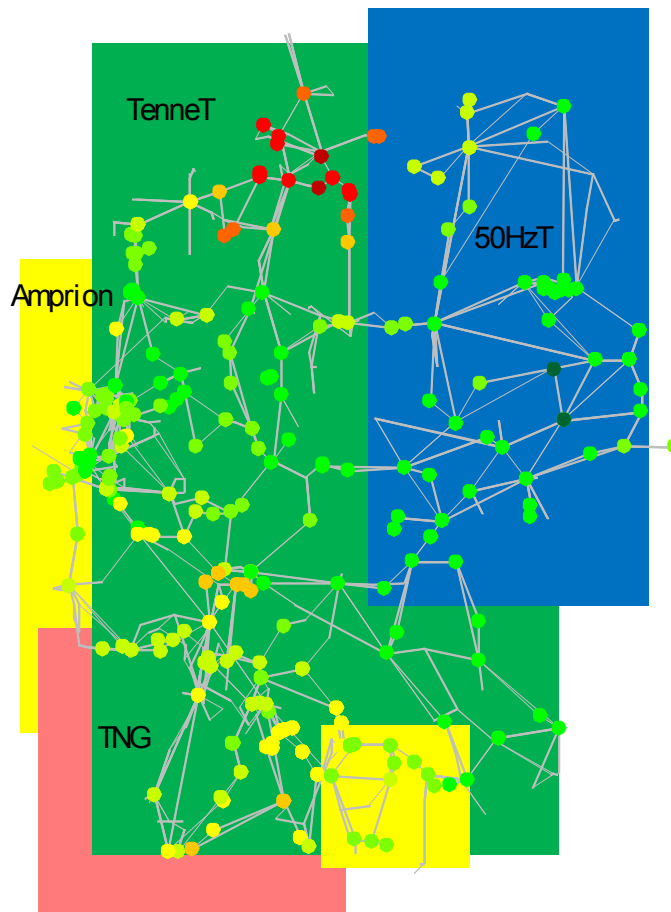
Zusammenfassend empfiehlt Amprion zur Reduzierung der sich aus beiden betrachteten Szenarien ergebenden Risiken, die Kraftwerk-Leistung in Süddeutschland um rund 2.000 MW für das Winterhalbjahr 2011/2012 zu erhöhen oder alternativ eine Lastabsenkung im gleichen Umfang.

Die der Bundesnetzagentur für das gleiche Szenario unter Verwendung eines vollständigen Marktmodells vorgestellten Ergebnisse der Lastflussrechnungen der FGH/IAEW ergeben ebenfalls hohe Belastungen der Leitungen aus dem Großraum Köln in den Bereich Koblenz, wenngleich auch im (n-1)-Fall keine Überlastungen der Leitungen auftreten. Gleichwohl befindet sich das Netz im (n-1)-Fall auch aus Sicht der Gutachter in einem kritischen Zustand, der ohne weitere Erzeugungsleistung in Süddeutschland nicht entschärft werden könne. Eine Erzeugungsleistung eines größeren Kraftwerksblocks von 1.400 MW sei erforderlich, um Sicherheitsreserven aufzubauen.

Szenario kalter, windstillen Wintertag (Raum Hamburg)

Die Übertragungsnetzbetreiber unterstützt durch die Gutachter der FGH und IAEW haben auch die Auswirkungen eines kalten, windstillen Wintertages im Raum Hamburg untersucht. Denn auch für die Übertragungsnetze in der Region um Hamburg stellt ein Winterszenario mit starker Last und wenig Wind ein ernsthaftes Problem dar. Auch nach Ausschöpfung aller den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stehenden Maßnahmen erreicht das Spannungsniveau im (n-1)-Fall den unteren Bereich des zulässigen Spannungsbandes von 380 bis 420 kV.

Abbildung 31: Szenario Winterwerktag 2011/12 mit geringer Windenergieeinspeisung, minimale Spannungen 380-kV-Netz im (n-1)-Fall, Situation nach netztopologischen Maßnahmen und Redispatch



Die Übertragungsnetzbetreiber und die Gutachter tragen vor, die effektivste Maßnahme zur Behebung dieses drohenden Problems sei die kurzfristige Realisierung und Inbetriebnahme der sog. Windsammelschiene vom Umspannwerk Krümmel nach Görries. Laut Kenntnis der Bundesnetzagentur ist der Umsetzungsstand des Projektes der Folgende:

- in Mecklenburg-Vorpommern ist die Errichtung der Leitung abgeschlossen
- in Schleswig Holstein ist das Planfeststellungsverfahren Ende März 2011 noch nicht abgeschlossen; der Abschluss wird aber für die Sommerzeit erwartet.

Die Inbetriebnahme war ursprünglich für Dezember 2007 geplant. Falls das Planfeststellungsverfahren noch im Juli abgeschlossen und eine Genehmigung erteilt wäre, könnte laut 50 Hertz der Bau innerhalb von vier Monaten abgeschlossen werden und damit die Inbetriebnahme noch vor der kritischen Winterzeit erfolgen.

Bewertung der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur hält die von den Übertragungsnetzbetreibern betrachteten Szenarien ebenfalls für problematische, das Übertragungsnetz stark beanspruchende Nutzungsfälle, die einer detaillierten Untersuchung bedürfen. Der Fall **Starkwind / Starklast** ist von einer hohen Strombelastung auf den zentralen Nord-Süd- und Ost-West-Leitungen des Übertragungsnetzes und einem damit einhergehenden hohen Blindleistungsbedarf zur Spannungshaltung gekennzeichnet. Dies haben derartige Witterungs- und Lastsituationen in der Vergangenheit wiederholt gezeigt. Es ist wahrscheinlich, dass solche Situationen auch im Herbst / Winter 2011 / 2012 auftreten werden. Der Fall **kalter, windstillen Wintertag** zeichnet sich durch einen hohen Verbrauch bei gleichzeitig nahezu fehlender Einspeisung aus PV-Anlagen und Windenergieanlagen aus, so dass eine hohe Belastung der Leitungen aus dem Erzeugungsschwerpunkt Rhein-Ruhr-Gebiet in das Verbrauchszentrum Rhein-Neckar-Gebiet zu erwarten ist. Auch derartige Witterungsbedingungen sind in der Vergangenheit bereits wiederholt aufgetreten.

Im Fall des Szenarios **Starkwind / Starklast** hält die Bundesnetzagentur nach erster vorläufiger Auswertung der vorliegenden Unterlagen die Berechnungsergebnisse grundsätzlich für plausibel. Offensichtliche Fehlannahmen oder Falschberechnungen, die zu fehlerhaften Werten der Netzauslastung bzw. der Spannungssituation führen, sind nicht ersichtlich. Diese Einschätzung der Bundesnetzagentur wird dadurch gestützt, dass sich die erforderlichen Redispatchmengen der besonders von der Wind-

einspeisung betroffenen Übertragungsnetzbetreiber Tennet und 50Hertz in den eher windschwachen zwei Monaten seit Inkrafttreten des Moratoriums gegenüber dem zum Vergleich herangezogenen Sommerhalbjahr 2010 bereits mehr als verdoppelt hat, wie die Auswertungen in Kap. 2.4.2.2 zeigen. Der diesbezüglich im ersten Moratoriumsbericht der Bundesnetzagentur beobachtete Anstieg der Einsätze von Redispatch, Countertrading und SiV hat sich im weiteren Verlauf des Moratoriumszeitraums insoweit bestätigt. Es ist daher davon auszugehen, dass bei dauerhafter Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke die Häufigkeit der Sicherheitseingriffe im kommenden, typischerweise windreichen Herbst und Winter erheblich zunehmen werden. Die Bundesnetzagentur hält die Aussage der Übertragungsnetzbetreiber daher für plausibel, dass die Systemicherheit im kommenden Winter im Fall Starkwind / Starklast nur unter Aufzehrung sämtlicher Sicherheitsreserven gewährleistet werden kann. Denn bereits in der Vergangenheit sind insbesondere bei 50Hertz an windstarken Tagen erhebliche Sicherheitseingriffe bis hin zu § 13.2-Maßnahmen erforderlich gewesen, um das Netz stabil zu halten. Die durch das Moratorium fehlende Einspeisung in Süddeutschland verschärft diese Situationen zusätzlich.

Die Schlussfolgerung der Übertragungsnetzbetreiber, eine Erhöhung der Einspeisung oder alternativ eine Absenkung der Last in Süddeutschland bei gleichzeitiger Reduzierung der Einspeisung im Norden Deutschlands führe zu einer Entlastung der drohenden kritischen Situationen im Winter, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur stimmig und logisch. Durch die zusätzliche Einspeisung in Süddeutschland wird der Nord-Süd-Lastfluss reduziert. Mit der Reduzierung des Nord-Süd-Lastfluss wird auch der Blindleistungsbedarf des Netzes reduziert, so dass die Spannungssituation entspannt wird.

In Bezug auf die Untersuchungen vom Amprion für das Szenario **kalter, windstillter Winterabend** ist zunächst festzuhalten, dass im Gegensatz zu den von der FGH und dem IAEW durchgeführten Untersuchungen keine Marktsimulation des Kraftwerkseinsatzes durchgeführt und zudem vereinfachend angenommen wurde, dass zu diesen Zeitpunkten keine Lastdeckung über Importe aus den Nachbarländern zur Verfügung stehen. Ob diese Annahme realistisch ist oder nur eine sehr konservative Abschätzung darstellt, konnte von der Bundesnetzagentur in der Kürze der zur Verfügung stehenden Zeit nicht abschließend geklärt werden. Allerdings haben stichprobenartige Auswertungen der Bundesnetzagentur ergeben, dass zu dem von den Übertragungsnetzbetreibern benannten Tag am 15.12.2010, an dem Frankreich eine Last von 96.710 MW hatte, Frankreich durchaus auch während der verbrauchsintensiven Abendstunden teilweise Strom nach Deutschland exportiert hat. Auch zur Stunde der Jahreshöchstlast

von 19:00 bis 20:00 Uhr hat Frankreich immerhin noch 563 MW nach Deutschland exportiert. Eine exemplarische Auswertung der durch einen hohen abendlichen Verbrauch in Frankreich gekennzeichneten Winterwoche vom 12. bis 17.12 2010 zeigt, dass Frankreich in den meisten Stunden Strom nach Deutschland exportiert, auch und gerade in den verbrauchsintensiven Abendstunden. Insoweit kann das von Amprion angenommene Szenario fehlender Importe im Szenario kalter, windstillen Winterabends nach den der Bundesnetzagentur vorliegenden realen Handelsdaten nicht bestätigt werden. Gleiches gilt für Annahme fehlender Importe aus den anderen europäischen Nachbarländern wie z. B. aus Österreich oder aus Tschechien. Die Bundesnetzagentur versteht die Annahme fehlender Importe durch Amprion daher im Sinne einer Wahrung der Unabhängigkeit von Stromimporten auch zu Zeitpunkten, in denen in den Nachbarländern die Stromnachfrage ebenfalls an die Grenzen der Kraftwerkskapazität stößt.

In Bezug auf die von Amprion durchgeführten Lastflussberechnungen zur Überlast ist festzustellen, dass mit einer Auslastung von 125% bei Ausfall eines Betriebsmittels und von über 140% bei Ausfall zweier Betriebsmittel zwar die gemäß dem Regelwerk der ENTSO-E zulässigen betrieblichen Obergrenzen für die Strombelastbarkeit auf den verbleibenden Betriebsmitteln überschritten sind. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass entsprechend der einschlägigen DIN-Normen die maximale Strombelastbarkeit der Leiterseile für eine hochsommerliche Außentemperatur von 35°C berechnet ist. Im vorliegenden Fall eines kalten Winterabends ist die Stromtragfähigkeit aufgrund der geringen thermischen Ausdehnung der Leiterseile allerdings deutlich höher, so dass – bei entsprechender Berücksichtigung bei den Schutzeinstellungen und bei einer entsprechenden Auslegung der gesamten Betriebsmittelkette – eine Überlast von 125% unter diesen speziellen Bedingungen ertragen werden und in diesem Zeitraum zu keiner überlastbedingten Auslösung eines weiteren Betriebsmittels führen dürfte. Insoweit übersteigt aus formaler Sicht im (n-1)-Fall die Strombelastung zwar die zulässige betriebliche Obergrenze, ein gewisser Puffer für eine Überlast ist im vorliegenden Fall aufgrund der Witterungsbedingungen aber vorhanden. Letzteres wurde der Bundesnetzagentur seitens Amprion auf Nachfrage bestätigt. Weitere Erläuterungen zu Temperaturmonitoring und saisonaler Mehrbelastbarkeit von Leiterseilen finden sich in der dena-II-Studie.²²

Insoweit ist festzuhalten, dass im von Amprion untersuchten Szenario kalter, windstillen Wintertag im (n-1)-Fall unmittelbare Folgeausfälle aufgrund der Überlastung der verbleibenden Betriebsmittel zwar nicht mit hundertprozentiger Sicherheit ausge-

²² dena-Netzstudie II, S. 124 ff.

geschlossen werden können, aber eher unwahrscheinlich sind. Dies gilt jedoch nicht für den (n-2)-Fall, also für den Ausfall zweier (oder mehrerer) Betriebsmittel. Der von Amprion auch betrachtete Doppelausfall kann mit nachvollziehbaren Gründen als eine Situation betrachtet werden, der es vorzubeugen gilt. Eine vorbeugende Betrachtung derartiger Fälle zur Ermittlung der in diesem Fall auftretenden Belastung des Netzes unter Risikogesichtspunkten ist sinnvoll. Amprion verweist i. d. Z. auf die zentrale Bedeutung der Rheinschiene und die Gefahr nicht-lokaler Störungen bis hin zum Blackout im (n-2)-Fall. Die potentielle überregionale Auswirkung des (n-2)-Falls gerade an dieser Stelle des Netzes sei der Grund für die Anwendung von (n-2). Der Umgang mit (n-2)-Fällen bei Planung und Betrieb der Übertragungsnetze wird z. B., im Bericht des BMWi zur Versorgungssicherheit²³ behandelt.

Nicht ausreichend und Fragen offen lassend ist auch bei dem von Amprion untersuchten Szenario die Ermittlung des Wertes der zusätzlich benötigten Einspeisung von 2.000 MW in Süddeutschland. Denn die Auswahl der drei Kernkraftwerke Isar 1, Philippsburg 1 und Neckarwestheim 1 als zusätzliche Einspeiser in Süddeutschland ist nicht ausreichend begründet. Zunächst beträgt die Summe der Einspeiseleistung dieser drei Kernkraftwerke 2.339 MW und nicht 2.000 MW. Zwar würde eine exakte, 1-MW-genaue Angabe des Wertes der zusätzlichen Leistung in Süddeutschland eine Scheingenauigkeit suggerieren, gleichwohl überrascht der über eine Abrundung hinausgehende pauschale Abschlag von 339 MW, da er nicht weiter begründet wird. Fraglich ist auch, warum erst auf Aufforderung der Bundesnetzagentur kurzfristig ergänzende Sensitivitätsrechnungen durchgeführt wurden. Die Bundesnetzagentur hat folgende Sensitivitäten rechnen lassen:

- Sensitivitätsrechnung 1: Angenommene Realisierung des EnLAG-Projektes Nr.15 (Osterrath - Weißenturm) bei dauerhafter Abschaltung der Moratoriums-Kernkraftwerke
- Sensitivitätsrechnung 2: Fiktive vorzeitige Inbetriebnahme der in Bau befindlichen Steinkohlekraftwerke in Karlsruhe und Mannheim mit ca. 1.500 MW Leistung bei dauerhafter Abschaltung der Moratoriums-Kernkraftwerke
- Sensitivitätsrechnung 3: Weiterbetrieb nur eines Kernkraftwerks der süddeutschen Moratoriums-Kernkraftwerke

Im ersten Fall (Realisierung EnLAG Nr. 15) wäre das von Amprion beschriebene Problem der thermischen Überlastung behoben. Auch im (n-2)-Fall träten keine Belastun-

²³ Monitoringbericht des BMWi nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit Januar 2011

gen oberhalb von 70% auf. Nach heutigem Planungs- und Genehmigungsstand wird das Projekt laut Aussage von Amprion jedoch nicht vor 2015 in Betrieb gehen können. Für einige Abschnitte konnte noch kein Anträge auf Planfeststellung gestellt werden; insofern erscheint auch 2015 noch optimistisch.

Die zweite Sensitivität (STK-Kraftwerke in Mannheim und Karlsruhe realisiert) ergibt eine beherrschbare Situation in (n-1)- und (n-2)-Fällen. In beiden Fällen treten keine Auslastungen von Stromkreisen oberhalb von 105% auf.

Im dritten Szenario (Weiterbetrieb nur eines Kernkraftwerks) wurden alle abgeschalteten Kernkraftwerke im Süden in einer Einzelbetrachtung untersucht. Sogar der Weiterbetrieb eines Kernkraftwerks mit einer Leistung von deutlich unter 1.000 MW würde ausreichen, um bedrohliche Belastungen im (n-2)-Fall auszuschließen. Falls jedoch ein weiteres Großkraftwerk im Süden ausfallen sollte, wäre der sichere Netzbetrieb nicht mehr möglich. Ob derartige Situationen, die zwar möglich, aber in der Kombination von Ereignissen sehr unwahrscheinlich, noch (netzauslegungs-) relevant sind, gilt es zu bewerten.

In Bezug auf die Spannungsproblematik an einem laststarken, aber windschwachen Wintertag im Raum Hamburg sieht auch die Bundesnetzagentur die zügige Fertigstellung der Windsammelschiene von Krümmel nach Görries als richtigen Lösungsansatz an. Nach glaubhafter Aussage von 50Hertz sei eine Realisierung des auf Schleswig-Holsteinischem Gebiet liegenden Leitungsabschnitts innerhalb von 4 Monaten nach Erteilung der Baugenehmigungen durch die zuständigen Behörden möglich. Da der Leitungsabschnitt auf der Seite Mecklenburg-Vorpommerns bereits fertig gestellt ist, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur eine zügige Fertigstellung des nur etwa 20 km langen Leitungsabschnitts von Krümmel nach Görries mit allen Mittel voranzutreiben. Dies gilt insbesondere, weil gleichwertige, auch kurzfristig wirksame Alternativen zur Lösung des Spannungsproblems im Raum Hamburg wohl nicht verfügbar sind.

Die Forderung der Gutachter FGH und IAEW zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern nach einer zusätzlichen Einspeisung in Süddeutschland in Höhe von 1.400 MW bedarf noch einer ausführlichen Überprüfung. In der Kürze der zur Verfügung stehenden Zeit war dies nicht möglich.

Alternativen zur Erhöhung der Einspeiseleistung in Süddeutschland

In Bezug auf die Quelle der von den Übertragungsnetzbetreibern geforderten zusätzlichen Einspeiseleistung ist aus Sicht der Bundesnetzagentur keineswegs zwingend,

dass es sich dabei um Kernkraftwerke handeln muss. Grundsätzlich kommt jede verfügbare Erzeugungstechnologie hierfür in Frage, oder auch alternativ die gezielte Abschaltung oder Verbrauchsreduzierung von Lasten. Die Bundesnetzagentur hat folgende Alternativen betrachtet, mit denen übergangsweise für den Winter 2011 / 2012 Einspeiseerhöhung in Süddeutschland herbeigeführt werden könnte:

- **Aktivierung von Kraftwerken aus der Kaltreserve:**

Wie bereits ausgeführt, hat die Bundesnetzagentur hierzu eine Abfrage aller ihr bekannten Kraftwerks-Betreiber in Süddeutschland mit Kraftwerken mit einer Leistung größer 100 MW durchgeführt. Die Abfrage hat ergeben, dass in Summe eine Kaltreserveleistung von 1.235 MW in Süddeutschland vorhanden ist. Allerdings sind davon nach Aussagen der Betreiber 952 MW nur langfristig reaktivierbar. Als Grund für die nur langfristige Reaktivierung wird angeführt, dass nicht mehr in jedem Fall die wesentlichen technischen Komponenten für den Kraftwerksbetrieb vorhanden sind und diese wieder beschafft werden müssten. Auch müsse das für den Betrieb erforderliche Personal wieder akquiriert und geschult werden. Bei anderen Kraftwerken lasse die Genehmigungssituation eine kurzfristige Aktivierung nicht zu. Nur ein Kraftwerk in Süddeutschland mit einer Leistung von 283 MW könne innerhalb weniger Wochen in Betrieb genommen werden.

- **Verschiebung von Kraftwerksrevisionen:**

Kraftwerksrevisionen finden hauptsächlich im Sommerhalbjahr statt. In den Wintermonaten sind nur wenige Kraftwerke, zumeist nur für wenige Tage oder Wochen in Revision. Im Dezember 2011 z. B. ist nach dem der Bundesnetzagentur vorliegenden Revisionsplan keines der süddeutschen Kraftwerke in Revision. Daher kann die Verschiebung von Kraftwerksrevisionen im Einzelfall zwar helfen, kritische Netzsituationen zu entspannen, steht aber in der Regel gerade im Winter nicht als Mittel zur Einspeiseerhöhung zur Verfügung.

- **Alternative Abschaltung von Lasten in Süddeutschland:**

Um Leistungsmengen in der erforderlichen Größenordnung zu reduzieren, kommen kurzfristig nur große Industrieverbraucher wie z. B. aus der Automobil- oder der Chemieindustrie in Frage. Angesichts des mit einer Abschaltung verbundenen erheblichen Produktionsausfalls und der ggf. sogar dadurch verursachten Schäden der Produktionsprozesse scheint eine Lastabschaltung industrieller Großverbraucher – ggf. über mehrere Stunden hinweg und sogar mehrfach innerhalb einer Woche – nicht vorstellbar. Die Unternehmen der energieintensi-

ven Nicht-Eisen-Industrien kommen auch nicht in Frage, da deren Produktionsstandorte in West- und Norddeutschland liegen und deren Abschaltdauer zu meist auf maximal eine Stunde beschränkt ist.

Zusammenfassend ist für beide Szenarien die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber zu teilen, dass bei Netzsituationen mit hoher Last, begrenzter Erzeugung und Importmöglichkeit sowie bei gleichzeitigem Ausfall wichtiger Betriebsmittel zunehmend kritische Situationen entstehen können, die das Risiko kaskadierender Folgefehler erhöhen. Durch die Reduktion der Erzeugungskapazität befindet sich das Netz gegenüber der Referenzsituation ohne Abschaltung von Kernkraftwerken in einem weniger robusten Zustand. Eine Erhöhung der Einspeisung im Süden Deutschlands würde die angespannte Netzsituation entschärfen und Sicherheitsreserven schaffen.

Ob hierzu allerdings – wie von den Übertragungsnetzbetreibern gefordert – eine Erhöhung der Einspeisung in Süddeutschland in Höhe von 1.400 MW oder gar 2.000 MW erforderlich ist, kann die Bundesnetzagentur aus den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Unterlagen nicht abschließend beurteilen. Hierzu sind weitere Untersuchungen erforderlich.

Im Gegensatz dazu hat die Bundesnetzagentur keine Zweifel, dass als vorbeugende Gegenmaßnahme für den Fall von Mehrfachausfällen eine zusätzliche Einspeisung im Süden erforderlich ist. Denn entsprechend der Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber senkt eine zusätzliche Einspeisung in Höhe von etwa 1.000 MW im Großraum Rhein-Main-Neckar die Netzbelastung um mindestens 20%-Punkte auf den von Überlast betroffenen Leitungen ab. Damit wäre die Netzauslastung auf den von Überlast betroffenen Leitungen auf nur noch geringe und damit unter diesen speziellen Bedingungen tragbare Überlastwerte reduziert. Auch in Bezug auf die Spannungshaltung in der betroffenen Region würde eine Zusatzeinspeisung von rd. 1.000 MW einen gewissen Sicherheitspuffer schaffen. Die genannte Leistung muss nicht notwendigerweise aus Kernkraftwerken stammen. Allerdings ist die alternative Aktivierung von Kraftwerken aus der Kaltreserve, die Verschiebung von Kraftwerksrevisionen bzw. von geplanten Kraftwerksstilllegungen in diesem Jahr oder wahlweise der Einsatz abschaltbarer Lasten ist jedenfalls nach derzeitiger Kenntnislage der Bundesnetzagentur nicht geeignet, die für den Herbst / Winter 2011 / 2012 ggf. benötigte zusätzliche Einspeisung / Lastreduzierung in Süddeutschland bereitstellen zu können.

3.4.2 Weitere Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Spannungshaltung im Herbst / Winter 2011 / 2012

Einsatz von Kondensatorbänken, Drosselspulen, FACTS

Amprion betreibt gegenwärtig zur Kompensation von Blindleistung Drosselspulen mit einer Gesamtnennleistung von 1.550 MVar an 14 Standorten in seiner Regelzone. Weitere Drosselspulen mit einer Nennleistung von insgesamt 250 MVar werden im Laufe des Jahres 2011 in Betrieb genommen, stehen also während der möglicherweise als angespannt zu betrachtenden Herbst- und Wintermonate bereits zusätzlich zur Verfügung. Kondensatorbänke werden von Amprion mit einer Gesamtnennleistung von 900 MVar an den Standorten Bürstedt und Wehrendorf geplant. Gemäß Angaben von Amprion wurde die Lieferung der Anlagenkomponenten kurzfristig eingeleitet. Die Inbetriebnahmen der Anlagen sind für das 2. Quartal 2012 bzw. das 4. Quartal 2012 vorgesehen, wobei die Lieferzeit der Anlagenkomponenten den Umsetzungszeitpunkt erheblich mitbestimmt. Die Projekte werden seitens Amprion „maximal möglich forciert“.

Von Seiten **50Hertz** liegen derzeit die in Betrieb befindlichen Anlagen zur Blindleistungskompensation vor. So werden derzeit an 28 Standorten im Netzgebiet Drosselspulen und Kondensatoren mit einer Gesamtnennleistung von ca. 4.500 MVar betrieben. Derzeit ist 50Hertz bestrebt, alle in Hamburger Umspannwerken verfügbaren Drosselspulen in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen. Eine weitere Drosselspule mit einer Nennleistung von 100 MVar wird seitens EnBW TNG an 50Hertz zur Verfügung gestellt und im Umspannwerk Hamburg/Nord eingesetzt.

Neben der Bereitstellung von Anlagen zur Blindleistungskompensation wurden von 50Hertz mit TenneT und dem lokalen Verteilernetzbetreiber organisatorische Maßnahmen zur Erhöhung der verfügbaren Drosselleistung im Bereich Hamburg umgesetzt. Diese sollen insbesondere bei der Beseitigung von Spannungsproblemen während der revisionsbedingten Außerbetriebnahme des KKW Brokdorf helfen.²⁴

TenneT hat in einem Gesprächstermin bei der Bundesnetzagentur darauf hingewiesen, dass entsprechende Anlagen bereits im Zuge der ursprünglichen Atomausstiegsplanungen projektiert worden seien. Die Neubeschaffung sei daher ebenfalls vergleichsweise kurzfristig möglich. Derzeit betreibt TenneT 35 Drosselspulen mit einer Gesamtnennleistung von ca. 3.350 MVar. Hinzu kommen drei Kondensatoren mit einer Gesamtnennleistung von 850 MVar zur Bereitstellung kapazitiver Blindleistung.

²⁴ Vgl. Email von 50Hertz vom 23.05.2011.

TenneT weist zudem einen erheblichen geplanten Ausbau an Drosselspulen und Kondensatoren aus. So werden für das Jahr 2012 zwei Drosselspulen mit einer Nennleistung von insgesamt 240 MVar, für 2013 vier Spulen mit insgesamt 480 MVar Nennleistung und für 2014 schließlich fünf Spulen mit einer Gesamtnennleistung von 600 MVar erwartet. Weiterhin werden an vier Standorten fünf Kondensatoren in MSCDN-Technologie mit einer Gesamtleistung von 1.500 MVar geplant. Die Ausschreibung für die Komponenten ist nach Aussage von TenneT für das Ende des Jahres 2011 geplant, zunächst werden allerdings Gutachten zur Vorbereitung des Antrags nach dem BImSchG erarbeitet. Erst nach Ablauf dieser „Konzeptphase“ könnten die voraussichtlichen Inbetriebnahmestandorte genannt werden. Da die Anlagenstandorte zunächst nur codiert angegeben wurden, kann eine oberflächliche Analyse des zu erwartenden Beitrags der Anlagen zur Blindleistungskompensation hier nicht abgeleitet werden.

EnBW betreibt gegenwärtig 2 kapazitive Blindleistungskompensationsanlagen mit einer Leistung von 500 Mvar und über 10 induktive Blindleistungskompensationsanlagen mit einer Leistung von rund 1.500 MVar.

Einsatz von Kraftwerksgeneratoren aus den stillgelegten Kernkraftwerken im Phasenschieberbetrieb

Der Einsatz der Kraftwerksgeneratoren aus den bedingt durch das Moratorium stillgelegten Kernkraftwerken im sog. Phasenschieberbetrieb ist eine Möglichkeit zur Bereitstellung von Blindleistung / oder Kompensation des Blindleistungsbedarfs.

Elektrische Drehstrom-Synchronmaschinen, die entweder motorisch oder generatorisch betrieben werden können, sind in der Lage Blindleistung bereit zu stellen. Als Phasenschieber bezeichnet man dabei einen Drehstrom-Synchronmotor, der im Leerlauf betrieben wird und einzig die Bereitstellung von kapazitiver oder induktiver Blindleistung zur Aufgabe hat. Die abgegebene Blindleistung ist dabei proportional zum Erregerstrom der Maschine und innerhalb gewisser Stabilitätsgrenzen sehr gut, schnell und insbesondere linear und stufenlos regelbar. Außerdem ist der Phasenschieberbetrieb mit einem sehr geringen Verschleiß der Maschine verbunden. Dies stellt einen gravierenden Vorteil gegenüber Kondensatorbatterien zur Blindleistungskompensation dar, die nur inkrementell, durch Zu- und Abschalten von Kondensatoren geregelt werden können, was auch mit einem erhöhten Verschleiß verbunden ist. Ein weiterer Vorteil des Phasenschieberbetriebs von Drehstrom-Synchronmotoren besteht darin, dass sie in der Lage sind, sowohl kapazitive als auch induktive Blindleistung bereit zu stel-

len, wozu sonst sowohl Spulen als auch Kondensatoren erforderlich wären. In hoch ausgelasteten elektrischen Netzen wird jedoch in der Regel meist ein kapazitives Verhalten der Kompensationseinrichtung benötigt.

Um eine Drehstrom-Synchronmaschine als Phasenschieber betreiben zu können, muss sie (wie auch ein üblicher Drehstrom-Synchronmotor) vor der Aufschaltung auf das Netz die Aufschaltbedingungen erfüllen. Zu diesem Zweck ist es notwendig, die Drehstrom-Synchronmaschine mit direktem Anschluss an das Netz vor der Aufschaltung auf Netzfrequenz zu beschleunigen und mit dem Netz zu synchronisieren. Üblicherweise wird dazu eine Hilfsmaschine mit deutlich geringerer Leistung eingesetzt.

Die deutschen Kernkraftwerke sind laut Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber zu einem nicht unerheblichen Teil an der Erzeugung von Blindleistung im deutschen Übertragungsnetz beteiligt. Sollten die 7+1 vom Moratorium betroffenen Kernkraftwerke dauerhaft stillgelegt werden, könnten sie dennoch zur Blindleistungsbereitstellung beitragen. Dazu ist es notwendig, die Generatoren der Kernkraftwerke, die zuvor von der Turbine getrennt werden müssen, als Motoren im Phasenschieberbetrieb zu betreiben (siehe oben). Diese Lösung brächte eine Reihe von Vorteilen mit sich. Zunächst wären die notwendigen Investitionskosten im Vergleich zur Errichtung von Kondensator- oder Spulenanlagen gering. Drehstrom-Synchronmaschinen, Synchronisierungs- und Schalteinrichtungen sowie Transformatoren sind bereits vorhanden (und vielfach bereits beschrieben). Es müsste neben der Trennung der Turbine vom Generator lediglich die Erregungssteuerung angepasst und eine Hilfsmaschine zur Netzsynchronisation des Phasenschiebers installiert werden. Außerdem befinden sich die Kernkraftwerke räumlich bereits dort, wo bedingt durch ihre Außerbetriebnahme ein Bedarf an Blindleistung im Netz besteht.

Der Einsatz von Phasenschiebern wird, wenn auch in kleinerem Maßstab, bereits heute praktiziert. Mittels dieser Technik wird unter anderem in Industrieanlagen, die über lange Sticheleitungen versorgt werden (z. B. Bergbaubetriebe in abgelegenen Gegenden), in der Größenordnung von einigen MW Blindleistungskompensation betrieben.

Die vorangegangene Betrachtung stellt ein mögliches Konzept dar, dessen technische und wirtschaftliche Überprüfung noch aussteht, von verschiedenen Seiten allerdings für durchaus realisierbar erachtet wird. Ein offener Punkt ist noch die jeweils erforderliche Zeit für eine solche Umrüstung. Amprion geht von mehreren Monaten aus. Das könnte für Spitzenlastmonate wie Dezember oder Januar mit einem Überschuss an Blindleistung in der Mitte und im Süden Deutschlands allerdings noch ausreichen, falls die Entscheidung für eine Umrüstung hin zum Phasenschieberbetrieb bald gefällt würde.