Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet

Von Friedrich Kunz, Clemens Gerbaulet und Christian von Hirschhausen

Trotz des Atommoratoriums aus dem März 2011 ist die Versorgungssicherheit des deutschen Stromsystems bisher nicht gefährdet gewesen und auch für das kommende Jahrzehnt ist keine Gefährdung abzusehen. Derzeit hat das System aufgrund des Zubaus konventioneller Kraftwerke sowie der erneuerbaren Energieträger hohe Überkapazitäten, welche zu niedrigen Großhandelsstrompreisen und hohen Exportüberschüssen führen. Derzeit werden die Überkapazitäten auf fünf bis zehn Gigawatt geschätzt. Die nach dem Atommoratorium im März 2011 eingeführte *Netzreserve* hat dazu beigetragen, dass auch netzseitig aufgetretene Engpässe beherrschbar waren. Mit der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom Juni 2013 ist auch für die nächsten Jahre vorgesorgt. Unterschiedliche Analysen der mittelfristigen Kapazitätssituation in Deutschland legen nah, dass das zu erwartende Leistungsdefizit beziehungsweise -überschuss gering sein wird. Auch regionale Netzengpässe sind beherrschbar, insbesondere in Süddeutschland: Modellrechnungen zeigen, dass selbst bei pessimistischen Annahmen bezüglich Netz- und Kraftwerksausbau das System sicher zu betreiben ist. Deutschlandweit stellt sich die gesamte Kapazitätssituation somit als beherrschbar dar; daher erscheint ein Systemwechsel in Richtung Kapazitätsmärkte als derzeit nicht notwendig.

Die Kapazitätsentwicklung sowie Instrumente zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit müssen kompatibel mit den Zielen der Energiewende sein. Diese umfassen unter anderem den endgültigen Atomausstieg bis spätestens 2022, die weitestgehend mögliche Dekarbonisierung der Stromerzeugung sowie die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf mindestens 50 Prozent im Jahr 2030, beziehungsweise 80 Prozent im Jahr 2050. Trotz des kurzfristig anberaumten Atommoratoriums vom März 2011, welches zur sofortigen Schließung von sechs Kernkraftwerken führte, und des konsequenten Ausbaus der erneuerbaren Energien hat sich das deutsche Stromsystem bisher als stabil erwiesen. Auch der gegenüber früheren Planungen leicht verzögerte Netzumbau hat sich als unkritisch erwiesen. Nun steht die deutsche Elektrizitätswirtschaft mit den absehbaren Abschaltungen von Kernkraftwerken, beginnend im Dezember 2015, vor einer weiteren Herausforderung. Bis Dezember 2022 sollen zwölf Gigawatt Kernkraftwerkskapazität abgeschaltet und der CO_2-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks drastisch gesenkt werden, um die Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Das bisherige Marktdesign und somit auch die Berechnungen des Netzentwicklungsplans treffen die Annahme einer deutschlandweiten „Kupferplatte", bei der es auf Grund ausreichender Übertragungsnetzkapazitäten keine Netzengpässe gibt; somit wird die gesamte in den Markt gebotene Kraftwerkskapazität unabhängig von ihrer regionalen Verteilung berücksichtigt. Neben einer deutschlandweiten Analyse der Kapazitäten ist aber auch ein regionalisierter Ansatz notwendig, liegt doch in Süddeutschland ein besonderer Schwerpunkt sowohl des Atomausstiegs als auch der Stromnachfrage. Für eine solche Regionalanalyse bedarf es eines integrierten Strommarkt- und -netzmodelles sowie einer disaggregierten Szenarienanalyse. Der vorliegende Beitrag ergänzt somit die aktuelle Diskussion zu Kapazitätsinstrumenten durch quantitative Szenarien zur Entwicklung des deutschen Stromsystems bis zum Jahr 2023, das heißt bis nach dem vollzogenen Ausstieg aus der

Kernenergie.[1] Die Betrachtung bezieht sowohl Stromangebot und Stromnachfrage als auch die Situation der Übertragungsnetze aufgrund regionaler Spezifika ein.

Versorgungssicherheit in der Vergangenheit: Monopole erzeugten Überkapazitäten

In allen Strommärkten spielt die Sicherung allzeit ausreichender Erzeugungskapazitäten eine zentrale Rolle. Versorgungssicherheit stellt insbesondere unter Einbeziehung des Netzbereiches ein sogenanntes *öffentliches Gut* dar, welches nicht von einem wettbewerblichen Markt zur Verfügung gestellt wird. Vielmehr benötigt die Sicherung der Versorgungssicherheit einen institutionellen Rahmen, bei dem sowohl kurzfristige Systemstabilität (system security) als auch die langfristige Versorgungssicherheit (system adequacy) gewährleistet sind. Dabei spielt auch die Entwicklung des Stromnetzes eine Rolle.

Im vergangenen Jahrhundert wurde die Versorgungssicherheit in Deutschland durch unterschiedliche Kapazitätsinstrumente gewährleistet: Zu Zeiten vertikal integrierter Energieversorgung (1935–1998) wurde den Stromerzeugern durch die Gewährleistung von Gebietsmonopolen praktisch freie Hand bei der Ausgestaltung ihrer Kraftwerkskapazitäten gegeben. Auskömmliche Monopolrenten sicherten ein überhöhtes Maß an Versorgungssicherheit zu Lasten der Stromverbraucher. Ein Vorteil im alten System bestand in der koordinierten Planung aus einer Hand, insbesondere an der Schnittstelle zwischen Kraftwerksstandorten und Netzgestaltung.

Auch nach der Liberalisierung der Stromwirtschaft im Jahr 1998 verfügten die Energieversorger über Finanzierungsquellen zum Erhalt von Versorgungssicherheit: Zum einen konnten aufgrund der oligopolistischen Marktstruktur relativ hohe Preise am Großhandelsmarkt erzielt werden, welche zur Refinanzierung von Kapazitäten eingesetzt werden konnten. Darüber hinaus gewährleistete auch die freie Zuteilung von CO_2-Zertifikaten ab dem Jahr 2005 in Verbindung mit der Einführung des CO_2-Emissionshandels den Energieversorgern erhebliche Renten.

Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom Juni 2013 gewährleistet derzeit Versorgungssicherheit

Mit dem Auslaufen der Monopolstrukturen und der vertikalen Trennung zwischen Stromerzeugung und Netzbetrieb musste ein neues institutionelles Arrangement zur Planung der Versorgungssicherheit gefunden werden. Nach einer gescheiterten Phase der Selbstverpflichtungen zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts ging die Verantwortung für die Netzregulierung mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 2005 an die Bundesnetzagentur (BNetzA) über. Seit der EnWG-Novelle 2011 ist die BNetzA auch mit der Erstellung von Szenariorahmen für die Stromkapazitäten sowie von Bundesbedarfsplänen im Netzbereich betraut; der Planungshorizont beträgt dabei zwei Jahrzehnte.

Angesichts des bereits im Jahr 2000 beschlossenen Atomausstiegs und der auch hierdurch induzierten Neubauten konventioneller Kraftwerke sind die heute beobachteten Überkapazitäten und auch die aktuellen, historisch niedrigen Großhandelsstrompreise zu erklären. Der Preiseffekt wird dabei durch den Ausbau erneuerbarer Energien verstärkt. Somit konnte auch die kurzfristig anberaumte Abschaltung von sechs Atomkraftwerken im März 2011 vom Sektor unproblematisch kompensiert werden. Der Preiseffekt war vernachlässigbar. Nach dem Atommoratorium vom März 2011 schlossen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit einigen deutschen sowie österreichischen Kraftwerksbetreibern Verträge über Reserveleistungsvorhaltung ab, welche von der BNetzA genehmigt wurden und somit in die Netzentgelte übernommen werden konnten.

Im Juni 2013 wurde dieser ad-hoc Mechanismus durch eine Reservekraftwerksverordnung (ResKV) ersetzt.[2] Die Verordnung regelt die Beschaffung von Reserven „zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems" (§ 1 ResKV), die sogenannte *Netzreserve*. Dabei können sowohl Kapazitäten aus bestehenden Anlagen als auch – in begründeten Ausnahmefällen – aus neu zu errichtenden Anlagen Verwendung finden. § 7 ResKV schreibt den Einsatz dieser Anlagen lediglich in Notfällen, das heißt außerhalb des Energiemarktes vor. Damit kommt die ResKV einer Strategischen Reserve, seit längerer Zeit unter anderem eingesetzt in Schweden und Finnland, relativ nahe.[3] Die ResKV läuft zum Dezember 2017 aus. Zuvor soll die Bundesnetzagentur die Möglichkeit einer zukünftigen Änderung der Beschaffung für den Zeitraum ab 2015/2016 untersuchen (§ 13 Abs. 3 ResKV).

Im Rahmen der ResKV hat sich inzwischen eine Vorgehensweise zwischen den ÜNB und der BNetzA eta-

1 Dieser Wochenbericht entstand im Rahmen des Projekts „Modellieren für die Energiewende – MASMIE", welches durch die Stiftung Mercator unterstützt wird.

2 Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssytems (Reservekraftwerksverordnung – ResKV) vom 27. Juni 2013, BGBl. I, 1947.

3 Vgl. Beckers, T., Hoffrichter, A., von Hirschhausen, C. (2012): Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion. TU Berlin.

bliert, welche jeweils zur Winterzeit die Höhe der Netzreserve definiert. Die ÜNB sichern diese Netzreserve dann vertraglich mit Anbietern von Kraftwerkskapazitäten ab. Nachdem für den Winter 2012/2013 eine Reserve von circa 2 000 Megawatt kontrahiert wurde, beträgt der von der BNetzA für den Winter 2013/2014 bestätigte Reservebedarf 2 540 Megawatt. Diese setzen sich aus 2 000 Megawatt bereits für 2012/2013 kontrahierte Leistung sowie circa 500 Megawatt neu kontrahierter Verträge zusammen. Dabei bezieht sich bereits heute der Schwerpunkt der Beschaffungsverträge auf Anlagen in Süddeutschland.[4] Auch in Zukunft ist absehbar, dass der Bedarf vor allem in Süddeutschland liegt und dass es auch zu anderen Instrumenten der Engpassbepreisung kommen könnte.[5]

Für den Winter 2015/2016, in dem das Atomkraftwerk Grafenrheinfeld vom Netz geht, haben ÜNB und die BNetzA bereits die Rahmenbedingungen für ausreichend Versorgungssicherheit festgelegt. In der Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 vom September 2013 (die sogenannte *t+3-Feststellung*) wurde ein Netzreservebedarf in Höhe von 4 800 Megawatt identifiziert.[6] Davon sollen Reservekraftwerke in Deutschland ungefähr 2 900 Megawatt darstellen und über 1 900 Megawatt Verträge mit Versorgern in Österreich, der Schweiz sowie Italien abgeschlossen werden. Es zeichnet sich in der mittleren Frist keine strukturelle Veränderung des Reservebedarfs ab.

Auch für 2023/2024 sind deutschlandweit ausreichende Kapazitäten zu erwarten

Bezüglich der Kapazitätssituation im Jahr 2023/2024, das heißt der Periode nach dem endgültigen Auslaufen der Atomkraft in Deutschland, liegen noch keine detaillierten Szenariorechnungen der ÜNB über den Netzreservebedarf vor. Jedoch liegen sowohl mit den Szenariorahmen der BNetzA als auch mit Berechnungen anderer Organisationen Schätzungen vor. So geht der Szenariorahmen 2013 der BNetzA davon aus, das im Jahr 2023 konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 93,3 Gigawatt verfügbar sind, welche den geschätzten Spitzenbedarf von 84 Gigawatt (ohne Netzverluste) decken können.

Ein genaues Verständnis der Versorgungssicherheit erhält man durch die Leistungsbilanzen, welche unter Verwendung verschiedener Methoden aus den erwarteten Kapazitäten, Lasten sowie anderer Parameter abgeleitet werden können. Allerdings gibt es bei der Erstellung dieser Leistungsbilanzen nicht nur Unterschiede bezüglich der verwendeten Daten (zum Beispiel dem Potential von Lastmanagement), sondern auch bezüglich der verwendeten Methoden, beispielsweise bei Leistungskrediten für dargebotsabhängige erneuerbare Energien oder auch der Höhe der Reservemarge. Der europäische Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) veröffentlicht regelmäßig einen Bericht zur mittelfristigen Versorgungssicherheit für jedes Mitgliedsland, somit auch für Deutschland.[7] In Deutschland erstellen die ÜNB regelmäßig Leistungsbilanzen nach § 12 Art. 4 und 5 EnWG.[8] Auch im Rahmen einer Konsultation des Bundesumweltministeriums zur Entwicklung der Versorgungssicherheit in Deutschland wurde eine Methode zur Berechnung der Versorgungssicherheit vorgestellt.[9]

Zwar sind aufgrund der genannten Differenzen bezüglich Daten und Methodik die Ergebnisse unterschiedlicher Leistungsbilanzen nicht vollständig vergleichbar, dennoch vermitteln sie einen Eindruck der relevanten Größenordnungen. Im Folgenden sollen anhand von drei Leistungsbilanzen für das Jahr 2020 die Vorgehensweise dargelegt werden. Tabelle 1 vergleicht drei unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung der Kapazitätssituation für das Jahr 2020 von der ENTSO-E und des Konsultationspapiers sowie die Schätzung des DIW Berlin. Das ENTSO-E-Szenario erwartet ein leichtes Defizit, wohingegen das Konsultationspapier einen signifikanten Überschuss errechnet; unsere eigene Schätzung liegt etwa mittig zwischen den beiden.

Bezüglich der mittelfristigen Entwicklung ist eine Leistungsbilanz für die Jahre 2023/2024 aufgrund des Atomenergieausstiegs noch bedeutsamer, wobei auch hierfür unterschiedliche Schätzungen vorliegen. Der ENTSO-E SOAF 2012, der bis 2025 reicht, sieht für 2024 ein Defizit von circa fünf Gigawatt. Das Konsultationspapier ermittelt dagegen einen erwarteten Überschuss in Höhe von 6,6 Gigawatt. Unsere eigene Schätzung lässt ein ausgeglichenes Verhältnis erwarten (–0,6 Gi-

4 So stammen 1 822 Megawatt der Netzreserve vom ÜNB TenneT aus den süddeutschen Kraftwerken Staudinger 4 und Irsching 3 sowie aus Österreich; weitere 200 Megawatt werden vom süddeutschen ÜNB TransnetBW im Gemeinschaftskraftwerk Mannheim (GKM 3) vertraglich gesichert. Pressemitteilung der Netzbetreiber vom 19. September 2013: Umsetzung der Reservekraftwerksverordnung durch die Übertragungsnetzbetreiber.

5 Auf europäischer Ebene werden hierzu derzeit Konzepte der Zonen- beziehungsweise Knotenbepreisung diskutiert.

6 Bundesnetzagentur (2013): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016. Bonn, 30. September 2013. Dabei lag der ursprünglich von den ÜNB vorgeschlagene Wert mit 7 000 Megawatt wesentlich höher. In Vorbereitung befinden sich weitere Analysen für die Jahre 2017, 2019 sowie 2021 (sogenannte t+5-, t+7- und t+9-Analysen).

7 Die aktuelle Version stammt vom April 2013; vgl. ENTSO-E (2013): Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SOAF) 2013–2030. Brüssel.

8 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2013): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013, 28. September 2013.

9 Das Konsultationspapier „Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland" vom September 2013 befindet sich gerade in der Fachdiskussion.

Tabelle 1

Versorgungssituation im deutschen Stromsystem 2020: Vergleich von drei Szenarien
In Gigawatt

Technologie	ENTSO-E 2020 Szenario B	Eigene Szenario-annahmen für 2020	Konsultationspapier BMU: Weiterentwickelte Methode für 2020, Datenbasis SOAF Szenario B
Kernenergie	8,1	8,1	8,1
Braunkohle	19,2	19,7	19,2
Steinkohle	29,0	25,8	29,0
Erdgas	32,5	24,8	32,5
Mineralölprodukte	3,1	2,7	3,1
Pumpspeicher	7,3	7,7	7,3
Sonstige Konventionelle	0,0	1,7	0,0
Summe konventionelle KW	**99,2**	**90,5**	**99,2**
Wind (offshore)	9,8	14,0	9,8
Wind (onshore)	43,6	44,4	43,6
Photovoltaik	56,4	53,3	56,4
Wasserkraft	4,9	4,3	4,9
Biomasse	8,0	7,9	8,0
Sonstige EE	4,4	1,1	4,4
Summe EE	**127,1**	**125,0**	**127,1**
Summe Erzeugung	**226,2**	**215,6**	**226,2**
Netto-Einspeiseleistung	226,3	215,6	226,3
Nicht sicher einsetzbare Leistung	120,3	112,9	114,0
Revisionen, Wartungen	3,2	2,0	2,0
Ungeplante Ausfälle	7,0	5,6	9,9
Regelleistung	4,8	4,8	4,8
Nicht verfügbare Leistung	135,2	125,3	130,7
Gesichert verfügbare Leistung	91,1	90,3	95,6
Last	**91,9**	**88,2**	**88,6**
Lastmanagement	0,0	4,0	10,0
Verbleibende Leistung (RC)	–0,8	6,1	17,0
Reserveleistung	4,6	0,0	0,0
Adequacy Reference Margin (ARM)	4,6	0,0	0,0
Leistung im Ausland	0,0	1,8	2,0
Reservemarge (RC-ARM)	**–5,4**	**7,9**	**19,0**

Quellen: ENTSO-E (2013): Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2013-2030. Brüssel; BMU (2013): Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland. Konsultationspapier; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die Abschätzungen über die zukünftige Versorgungssituation variieren.

gawatt). Die Unterschiede erklären sich wiederum insbesondere in Bezug auf die Bedeutung des Lastmanagements, des Beitrags von Nachbarstaaten, welche direkt in das deutsche Netz einspeisen beziehungsweise spezifisch kontrahiert sind, sowie der zusätzlichen Sicherheitsreserve (spare capacity). Angesichts der Unsicherheiten, welche im Stromsystem der nächsten zehn Jahre zu erwarten sind, erscheinen die Werte mit +/– 8 Prozent der Spitzenlast als relativ ähnlich. Berücksichtigt man darüber hinaus weitere Optionen so gibt es auch in Bezug auf 2023 keinen Grund zur Sorge bezüglich der Versorgungssicherheit auf aggregierter Ebene.

Regionalisierte Betrachtung notwendig

In Deutschland ist insbesondere ein Nord-Süd-Gefälle bei der Entwicklung der Kraftwerkskapazität zu beobachten: Während in Norddeutschland ein Zubau von konventionellen und erneuerbaren Kapazitäten (insbesondere Windenergie) erfolgt, ist Süddeutschland durch den Atomenergieausstieg sowie die traditionell schwach ausgeprägte Kraftwerkswirtschaft betroffen; der Süden Deutschlands ist zudem durch eine höhere Elektrizitätsnachfrage gekennzeichnet. Hierdurch entsteht, unter anderem abhängig von der Einspeisesituation im Norden, ein Transportbedarf von elektrischer Energie von den Erzeugungs- in die südlichen Nachfrageregionen. Bereits vor der Energiewende wurde Süddeutschland durch erhebliche Stromlieferungen aus fossilen Kraftwerken aus West- und Ostdeutschland versorgt. Aufgrund dieser regionalen Charakteristika des deutschen Elektrizitätssystems ist daher eine differenzierte Betrachtung aufschlussreich.

Der Argumentation für eine Regionalisierung folgend untergliedern wir die nationale Leistungsbilanz für Deutschland in fünf verschiedene Zonen, dargestellt in Abbildung 1:

- Region 1 (Nord Ost) spielt unter Umständen mittelfristig eine größere Bedeutung durch die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee und ist ansonsten von Onshore-Windeinspeisung charakterisiert;
- Region 2 (Nord West) ist zunehmend durch Offshore- und Onshore-Wind sowie Solaranlagen geprägt und weist einige Verbrauchsschwerpunkte auf;
- Region 3 (West) umfasst die große fossile Erzeugungsstruktur in NRW mit einem großen Stromverbrauch;
- Region 4 (Ost) ist eine Region mit bisher dominanter Braunkohleerzeugung, aber geringer Nachfrage;
- Region 5 (Süd) ist durch starken Zubau von Solaranlagen sowie perspektivisch Onshore-Wind sowie den Ausstieg aus der bisher dominanten Kernenergie und der höchsten Nachfrage gekennzeichnet.

Zur Verdeutlichung der regionalisierten Betrachtung erfolgt in Tabelle 2 eine Disaggregation der Kapazitäten auf die fünf Regionen.[10] Insgesamt erbringt die Regionalisierung die erwarteten Ergebnisse: Einerseits weist der Norden und insbesondere der Nord-Osten Deutschlands ein Exportpotential auf. Aufgrund der guten Bedingungen

10 Dabei gelten weiterhin die Annahmen des oben ausgeführten mittleren Szenarios. Näherungsweise werden die aggregierten Zahlen für ungeplante Kraftwerksausfälle und Lastmanagement proportional zur Erzeugungskapazität beziehungsweise der Last auf die fünf Regionen verteilt. Direkte Kraftwerksanbindung (Leistungen aus dem Ausland) besteht aus Österreich beziehungsweise aus Luxemburg in die Region 5 (Süd).

Abbildung 1

Einteilung der Zonen für die regionalisierte Analyse

Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Das deutsche Stromsystem kann in fünf charakteristische Regionen untergliedert werden.

Tabelle 2

Leistungsbilanz für Deutschland 2023

In Gigawatt

Technologie	Deutschland insgesamt	Region 1 (Nord Ost)	Region 2 (Nord West)	Region 3 (West)	Region 4 (Ost)	Region 5 (Süd)
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	19,7	0,0	0,4	9,6	9,8	0,0
Steinkohle	25,8	1,2	6,4	10,6	0,0	7,7
Erdgas	24,0	2,7	2,7	10,5	2,1	6,1
Mineralölprodukte	2,7	0,6	0,5	0,5	0,2	0,8
Pumpspeicher	6,3	0,0	0,3	0,9	2,6	2,4
Sonstige Konventionelle	1,7	0,3	0,3	0,6	0,1	0,4
Summe konv. KW	**80,2**	**4,8**	**10,6**	**32,6**	**14,8**	**17,4**
Wind Offshore	14,0	1,3	12,7	0,0	0,0	0,0
Wind Onshore	49,3	10,5	17,6	8,2	8,6	4,4
Photovoltaik	61,3	5,1	7,3	11,8	7,8	29,4
Wasserkraft	4,8	0,0	0,2	0,6	0,2	3,7
Biomasse	8,5	1,3	1,9	1,7	0,9	2,7
Sonstige EE	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
Summe EE	**139,4**	**18,2**	**39,8**	**22,2**	**17,5**	**41,7**
Summe Erzeugung	**219,7**	**23,0**	**50,4**	**54,9**	**32,4**	**59,1**
Netto-Einspeiseleistung	219,7	23,0	50,4	54,9	32,4	59,1
Nicht sicher einsetzbare Leistung	126,1	16,4	36,5	20,1	16,2	36,9
Revision, Wartungen	2,0	0,1	0,3	0,8	0,4	0,4
Ungeplante Ausfälle	5,0	0,5	0,8	1,9	0,6	1,3
Regelleistung	4,8	0,6	1,1	0,5	0,5	0,3
Nicht verfügbare Leistung	137,9	17,6	38,6	23,3	17,7	38,8
Gesichert verfügbare Leistung	81,8	5,3	11,8	31,6	14,7	20,3
Last (inklusive Netzverluste)	**88,2**	**3,5**	**13,6**	**27,7**	**9,0**	**34,3**
Lastmanagement	4,0	0,2	0,6	1,3	0,4	1,6
Verbleibende Leistung	-2,4	1,9	-1,2	5,1	6,0	-12,5
Leistungen im Ausland	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8
Reservemarge	**-0,6**	**1,9**	**-1,2**	**5,1**	**6,0**	**-10,7**

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die regional untergliederte Leistungsbilanz weist insbesondere für Süddeutschland eine negative Reservemarge auf.

für erneuerbare Energien und einem geringen Anteil an der nationalen Last besteht ein Überschuss an Stromerzeugungskapazitäten, welcher bei ausreichender Netzkapazität überregional ausgetauscht werden kann. Hingegen besteht im Süden Deutschlands ein deutlicher Importbedarf, welcher nicht nur in Zeiten der Jahreshöchstlast besteht, sondern in einem Großteil der Jahresstunden.

Für eine detailliertere Analyse der regionalisierten Szenarien wird das Stromsektormodell ELMOD verwendet (Kasten). Dieses regional hoch aufgelöste Modell berücksichtigt den gesamten Stromsektor, das heißt Erzeugung, Verbrauch, Übertragungsnetz sowie die Verbindungen mit dem Ausland. Basierend auf einer Analyse des Status quo sowie zwei Szenarien für 2023 werden die Kraftwerkseinsätze und die dazugehörige Netznutzung in Deutschland analysiert. Die Szenarien unterscheiden sich bezüglich der Kraftwerkskapazitäten und des zur Verfügung stehenden Leitungsnetzes. Die Simulation des Strommarktes erfolgt anhand von Typstunden, die die Stromnachfrage, Im- und Exporte und die Einspeisung erneuerbarer Energien festlegen. Daraus ergibt sich der Kraftwerkseinsatz für jede Typstunde, der in das nachgeschaltete Netzmodell einfließt. Für den Fall, dass sich durch diesen Kraftwerkseinsatz Überlastungen des Netzes ergeben, werden Änderungen an den Einspeisungen der Kraftwerke vorgenommen (sogenannter Redispatch). Hierbei wird die Erzeugung von Kraftwerken in der exportbeschränkten Überschussregion reduziert und durch Erzeugung in gleicher Höhe in der importbeschränkten Defizitregion ersetzt. Somit wird im Wesentlichen die Geographie der Erzeugung verändert, wobei sich die Summe der positiven und negativen Erzeugungsanpassungen ausgleicht. Im Folgenden konzentriert sich die Analyse auf den süddeutschen Raum sowie Szenarien zu dessen Stromversorgung. Hierfür erfolgt eine Regionalisierung sowohl der Angebots- als auch der Nachfrage-

Kasten

Modellbeschreibung ELMOD

Das deutsche Stromsystem besteht aus einer Vielzahl von Erzeugungs- und Verbrauchsstellen, welche durch ein stark verzweigtes Stromnetz verbunden werden. Aufgrund technischer und ökonomischer Spezifika des Stromsystems ist daher sowohl eine integrierte als auch eine regionale Betrachtung des Stromsystems notwendig: Hierzu gehören physikalische Gesetzte, insbesondere die Kirchschoff'schen Gesetze (Knotenregel und Maschenregel), Vorgaben zur Bewirtschaftung von Netzengpässen (sogenannter Redispatch) als auch unterschiedliche Flexibilitäten im System.

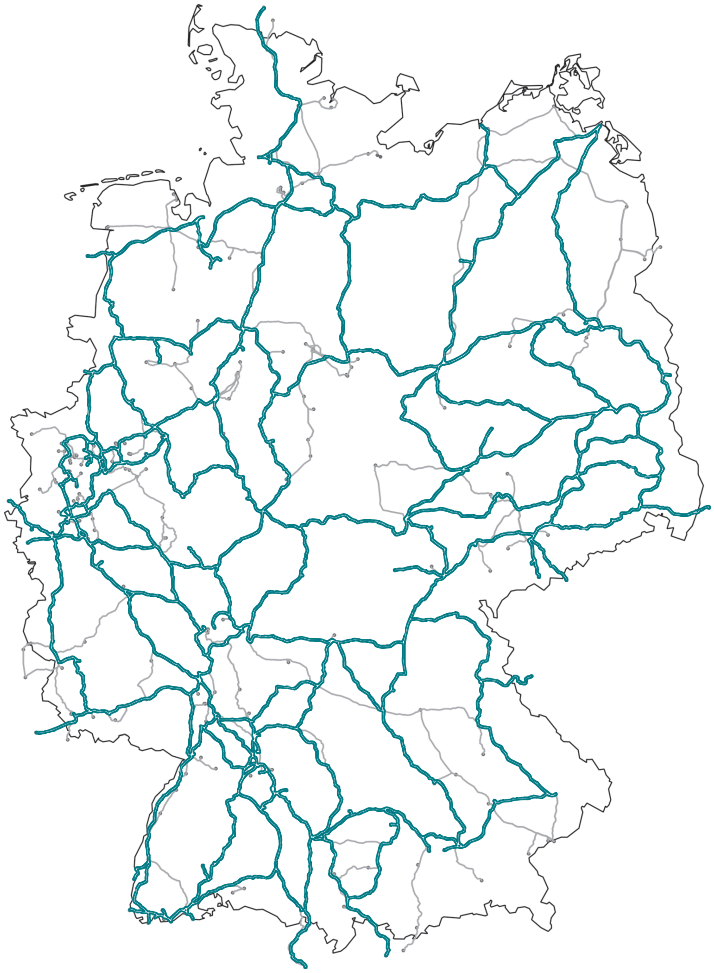
Zur Ermittlung des Kraftwerkseinsatzes und der Lastflüsse im deutschen Höchstspannungsnetz wird ein räumlich hoch aufgelöstes Modell des deutschen Stromsystems verwendet, welches auf einem europäischen Stromsektormodell aufbaut[1] und am DIW mit weiterentwickelt wird. Für die vorliegende Anwendung erfolgt eine blockscharfe Abbildung des deutschen Kraftwerksparks sowie des Pumpspeicherportfolios. Dabei fließen technische, ökonomische und geographische Parameter wie der Standort und Anschlussknoten im Netz, der verwendete Kraftwerkstyp und zugehöriger Brennstoff, und der Wirkungsgrad in das Modell ein. Die verfügbare Einspeiseleistung der erneuerbaren Energien und die Elektrizitätsnachfrage unterliegen Schwankungen, die anhand von Typstunden im Modell abgebildet werden.

In einem ersten Modellschritt wird in einem Marktmodell der Kraftwerks- und Reserveeinsatz für alle abgebildeten Kraftwerke optimiert. Dies erfolgt unter Annahme einer sogenannten „Kupferplatte", das heißt ohne Berücksichtigung möglicher Restriktionen die durch das Übertragungsnetz entstehen könnten. Interaktionen mit dem benachbarten Ausland werden hierbei durch zusätzlich durchschnittliche Im- und Exporte auf den entsprechenden grenzüberschreitenden Leitungen abgebildet.

In einem zweiten Schritt wird der ermittelte Kraftwerkseinsatz in das Netzmodell ELMOD übertragen, welches mittels Redispatch auftretende Überlastungen des Netzes durch Erhöhen oder Reduzieren der Erzeugung von Kraftwerken kostenminimal behebt. Hierbei wird das reale und zukünftige Übertragungsnetz detailliert abgebildet, sowie die Lage der Verbraucher und erneuerbarer und konventioneller Erzeuger berücksichtigt. ELMOD ist ein Lastflussmodell, welches durch eine Approximation der Phasenwinkel im Höchstspannungsnetz Lastflüsse als Gleichstrom abbildet. Durch Linearisierung technischer Nebenbedingungen wird so je nach Zielfunktion eine mathematische Lösbarkeit als Lineares Problem (LP) oder Quadratisches Problem (QCP) möglich. Regionale Informationen bezüglich der Lage der installierten Kapazität der erneuerbaren Energien wurden anhand der Anlagenstammdatenbank der Übertragungsnetzbetreiber für 2012 ermittelt und Netzknotenpunkten im Übertragungsnetz zugeteilt. Die räumliche Verteilung der Nachfrage erfolgt anhand regionaler Indikatoren über Einwohnerzahl und Bruttoinlandsprodukt (Abbildung).

Abbildung

Geographische Auflösung des verwendeten Stromsektormodells ELMOD



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

1 Vgl. Leuthold, F., Weigt, H., von Hirschhausen, C. (2012): A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. Network and Spatial Economics, Vol. 12, No. 1, 75–107.

seite. Es wird die Versorgungssituation auf regionaler Ebene für den Status quo 2013 sowie die beiden folgenden Szenarien betrachtet:

- Das Szenario *NEP 2023* beschreibt die offizielle Darstellung des Netzentwicklungsplans 2013; diese beinhaltet einen angenommenen Zubau von Erzeugungskapazitäten sowie einen erheblichen Netzausbau für 2023;
- das Szenario *NEP 2023 verzögert* geht davon aus, dass die angekündigten Rückbauten von Kraftwerkskapazitäten tatsächlich erfolgen und der Netzausbau sich verzögert, sodass jenseits des für 2020 geplanten *Startnetzes* lediglich die lange Hochspannungsgleichstromübertragungsverbindung (HGÜ) zwischen Nord- und Süddeutschland in Betrieb kommt (sogenannter Korridor C); zur Deckung des Kapazitätsbedarfs stehen Reservekapazitäten im Ausland (Österreich, Schweiz, Italien) sowie einige Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, welche von der Bundesnetzagentur als Reserve aufrechterhalten werden oder nach §8 ResKV neu in Betrieb gehen.

Stromflüsse im aktuellen System (2013) unproblematisch abzubilden

Das Szenario *Status quo 2013* spiegelt die Situation des heutigen deutschen Kraftwerks- und Stromnetzes wieder. Für dieses Szenario wird der aktuelle Kraftwerkspark sowie das aktuelle Leitungsnetz von 2013 im Fall höchster Stromnachfrage simuliert. Im Folgenden werden zwei Typstunden analysiert, die sich in der Höhe der Windproduktion unterscheiden. Für den Fall mit wenig Wind beträgt die maximale Windeinspeisung fünf Prozent der installierten Leistung. Im sogenannten Starkwind-Fall werden 83 Prozent der installierten Windleistung in das Netz eingespeist. Weiterhin werden durchschnittliche Flüsse auf allen grenzüberschreitenden Leitungen angenommen.

In einem ersten Schritt wird der Kraftwerkseinsatz ohne Berücksichtigung eventuell vorherrschender Netzrestriktionen ermittelt. Danach werden auf Grundlage dieser Kraftwerkseinsätze Netzüberlastungen ermittelt. Um diese zu beheben, wird die Leistung bestimmter Kraftwerke entweder erhöht oder reduziert. Diese Redispatchmaßnahmen werden durch die Übertragungsnetzbetreiber koordiniert.[11] Dieses Vorgehen entspricht dem aktuellen Marktdesign.

Im Fall niedriger Windeinspeisung treten in diesem Szenario keine Überlastungen im Übertragungsnetz auf, da die Nachfrage im Wesentlichen durch den thermischen Kraftwerkspark gedeckt wird. Somit sind unerhebliche Redispatchmaßnahmen notwendig. Im Fall hoher Windeinspeisung, die insbesondere im Norden und Osten Deutschlands auftritt, ist eine Reihe von Leitungen im Übertragungsnetz überlastet. Daher wird die Erzeugung von Kraftwerken nördlich und östlich der Engpässe reduziert, während im Süden und im Westen Deutschlands Kraftwerke ihre Erzeugung erhöhen. Die dadurch resultierende Verschiebeleistung beträgt circa 8,5 Gigawatt. Dies entspricht ungefähr 20 Prozent der thermischen Erzeugung in dieser Stunde.

Die Analyse ergibt, dass in Zeiten geringer Einspeisung erneuerbarer Energien keine signifikanten Engpässe auftreten. Dementgegen resultiert die Einbindung der erneuerbaren Energien in eine veränderte Lastflusssituation und folglich eine erhöhte Anzahl von Leitungsüberlastungen insbesondere in der Nord-Süd-Richtung. Der erzeugungsseitig besonders kritische Fall geringer Windeinspeisung führt somit netzseitig zu besonders geringen Restriktionen.

Szenario *NEP 2023* quasi engpassfrei

Das Szenario *NEP 2023* lehnt sich an das Szenario B2023 aus dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplan 2013 der vier ÜNB Deutschlands an.[12] Dabei werden die erwarteten Kraftwerkskapazitäten, der Zubau erneuerbarer Energien und alle Netzausbaumaßnahmen für das Jahr 2023 in das Modell eingearbeitet und als gegeben angenommen.

Der diesem Szenario zu Grunde liegende Kraftwerkspark unterscheidet sich von dem des Szenarios *Status quo 2013*. Zum einen sind im Jahr 2023 alle Atomkraftwerke in Deutschland außer Betrieb genommen. Zum anderen wird in dem Szenario angenommen, dass altersbedingt stillgelegte Kraftwerke durch Neubauten ersetzt werden, insbesondere im Süden Deutschlands. Hierbei handelt es sich unter anderem um Gaskraftwerke, die netztechnisch günstig an den Endpunkten der HGÜ oder in der Nähe der abgeschalteten Atomkraftwerke liegen. Durch diese Annahme ergeben sich keine strukturell bedingten Kraftwerksengpässe. Die Kapazität reicht auch ohne Einspeisung aus Erneuerbaren aus, um die Höchstlast in Deutschland zu decken.

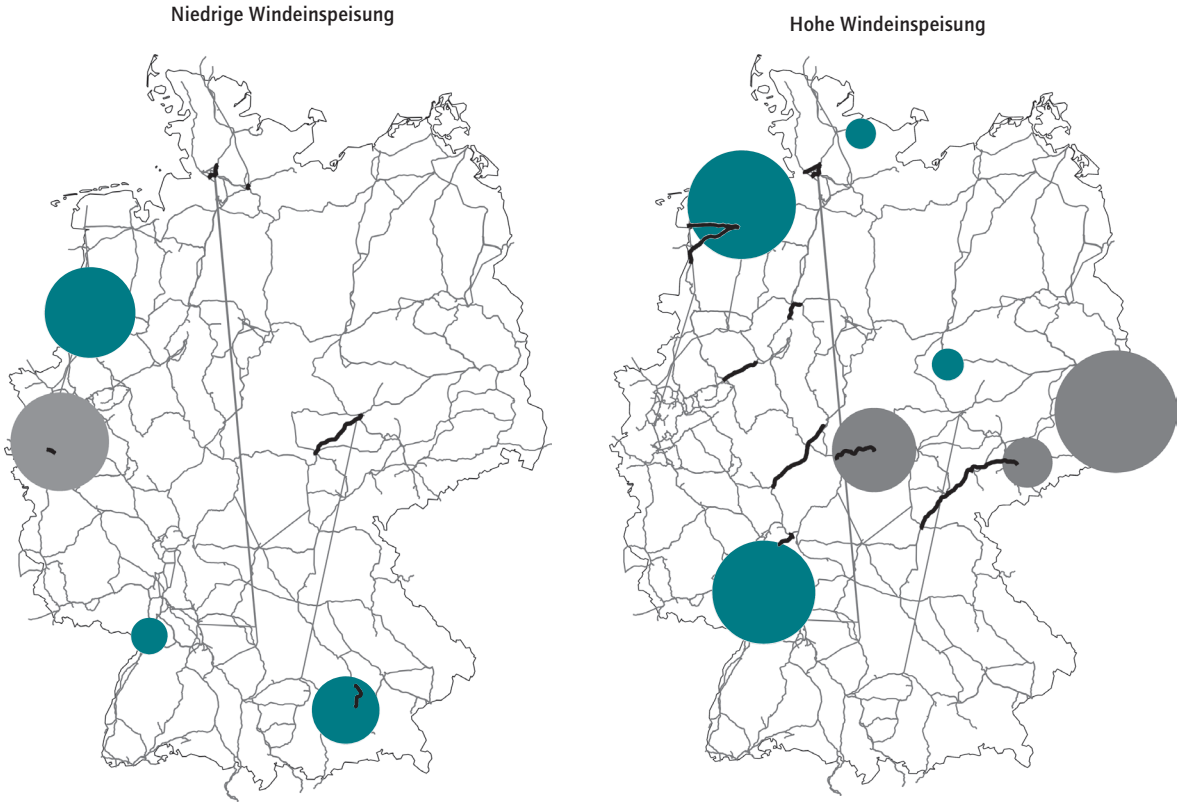
Im Fall mit wenig Einspeisung treten nur sehr begrenzte lokale Netzüberlastungen auf, die durch leichte Änderung der Flüsse auf den HGÜ-Leitungen behoben

11 Die Zielfunktion des Modells ist Kostenminimierung; in der Praxis haben die Netzbetreiber noch andere Bedingungen zu berücksichtigen, wie die dynamische Netzstabilität; auch werden aus Transaktionskostengründen eher wenige große Blöcke zum Redispatch eingesetzt als viele kleine Kraftwerksblöcke.

12 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Abbildung 2

Leitungsüberlast[1] und Redispatchmaßnahmen im Szenario *NEP 2023*



1 Grün eingefärbte Kreise bedeuten eine Erhöhung, schwarz eine Verringerung der Erzeugung des betreffenden Kraftwerks. Die Größe der Kreise spiegelt den Umfang der Erzeugungsänderung wider. Leitungen des Höchstspannungsübertragungsnetzes sind grau dargestellt. Schwarz eingefärbte Leitungen stellen hierbei überlastete Leitungen im Höchstspannungsnetz dar.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Im Szenario NEP zeigen sich insgesamt wenige Leitungsüberlastungen und somit ein niedriges Redispatchvolumen.

werden können. Im Fall mit hoher Windeinspeisung ergeben sich weiterhin Netzengpässe zwischen Norddeutschland und Südwestdeutschland, die durch Redispatchmaßnahmen und Änderungen der Lastflüsse auf den in diesem Szenario installierten HGÜ-Leitungen abgefangen werden. Durch die Möglichkeit zur Flussänderung auf den HGÜ-Leitungen kann Redispatch auch in großer geographischer und netztopologischer Distanz von den Engpässen betrieben werden. Insgesamt werden ungefähr ein Gigawatt Kraftwerksleistung zur Behebung der Engpasssituation in diesem Fall verschoben.

Szenario *NEP 2023 verzögert* ebenfalls darstellbar

Das Szenario *NEP 2023 verzögert* unterscheidet sich vom Szenario *NEP 2023* in dem zur Verfügung stehenden Übertragungsnetz und Kraftwerkspark. Es wird einerseits angenommen, dass der Netzausbau in Deutschland weniger schnell als geplant fortschreitet. Zusätzlich zum *Startnetz*, das heißt den bereits in den dena-Netzstudien identifizierten Um- und Ausbauten, erfolgt lediglich der Bau einer zentralen HGÜ-Leitung von Brunsbüttel nach Baden-Württemberg.

Andererseits werden kraftwerksseitig explizit die Zugänge berücksichtigt, von deren Fertigstellung mit hoher Sicherheit ausgegangen werden kann. Tabelle 3 weist die zu erwartenden Kraftwerkskapazitäten blockscharf aus, es handelt sich um circa zehn Gigawatt in Bau befindlicher Kraftwerke. Dabei handelt es sich „nur“ um im Bau befindliche Kraftwerke. Darüber hinaus enthalten die einschlägigen Kraftwerkslisten auch noch in weiterer Ferne geplante Neubauten in Höhe von sieben Gigawatt Leistung sowie fünf Gigawatt Pumpspeicher. Des Weiteren liegen der BNetzA für eine Reihe von Kraftwerksblöcken Stilllegungsan-

Tabelle 3

Im Bau befindliche dargebotsunabhängige Kraftwerkskapazitäten bis 2018

Unternehmen	Kraftwerksname	Standort Kraftwerk	Energieträger	Geplante Netto-Nennleistung (elektrisch) in Megawatt	Geplante Inbetriebnahme
Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH & Co. KG	Bremen Mittelsbüren GuD	Bremen	Erdgas	445	2014
Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Dow Stade Cogen	Stade	Erdgas	163	2013
Steag GmbH / EVN	Duisburg-Walsum 10	Duisburg	Steinkohle	725	2013
SWE Energie GmbH	Erfurt-Ost HKW 3	Erfurt	Erdgas	32	2014
StW Flensburg GmbH	Flensburg HKW 12	Flensburg	Erdgas	73	2015
Vattenfall	Hamburg Moorburg 2	Hamburg	Steinkohle	760	2013
Vattenfall	Hamburg Moorburg 1	Hamburg	Steinkohle	760	2014
RWE / Stadtwerke	Hamm-Westfalen E	Hamm	Steinkohle	765	2014
RWE / Stadtwerke	Hamm-Westfalen D	Hamm	Steinkohle	765	2014
SWN Stadtwerke Neumünster GmbH	Heizkraftwerk NMS Turbine 6	Neumünster	Abfall	23	2014
Stadtwerke Bochum Holding GmbH	Hiltrop HKW	Bochum	Erdgas	10	2014
Stadtwerke Kiel AG	HKW Humboldtstraße GT 7 / 8	Kiel	Erdgas	10	2014
Energie- und Wasserversorgung Bonn / Rhein-Sieg GmbH	Heizkraftwerk Karlstraße	Bonn	Erdgas	95	2013
Arcelor Mittal Eisenhüttenstadt GmbH	IKW VEO Block 7	Eisenhüttenstadt	Erdgas	56	2013
Stadtwerke Düsseldorf AG	Lausward GuD Block F	Düsseldorf	Erdgas	595	2015
Müller Sachsen GmbH	GuD-Heizkraftwerk	Leppersdorf	Erdgas	35	2014
Grosskraftwerk Mannheim AG	Mannheim GKW 9	Mannheim	Steinkohle	843	2015
RheinEnergie AG	Niehl 3a	Köln	Erdgas	446	2016
EnBW Kraftwerke AG	Rheinhafendampfkraftwerk Block 8	Karlsruhe	Steinkohle	842	2014
UPM GmbH Werk Schongau	UPM Schongau Heizkraftwerk 3	Schongau	Erdgas	60	2014
GDF Suez	Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	Steinkohle	750	2013
Getec AG	Zeitz Industriepark	Elsteraue	Erdgas	140	2013
Zellstoff Stendal GmbH	Zellstoff Stendal GmbH	Arneburg	Abfall	42	2013
Industriekraftwerk Greifswald GmbH	Industriekraftwerk Greifswald	Lubmin	Erdgas	37	2013
Volkswagen AG	BHKW Braunschweig	Braunschweig	Erdgas	10	2013
Trianel GmbH	Trianel Kohlekraftwerk Lünen	Lünen	Steinkohle	700	2013
Société Electrique de l'Our S.A.	PSW Vianden	Vianden	Pumpspeicher	195	2014
Universitätsklinikum Freiburg AdöR	Heizkraftwerk Freiburg	Freiburg	Erdgas	8	2015
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 4	Datteln	Steinkohle	1 055	Jahr unbestimmt
Insgesamt				**10 440**	

Quellen: BNetzA (2013): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2018, Stand 16.10.2013; Recherchen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Ein Großteil der im Bau befindlichen zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten befindet sich im norddeutschen Raum.

träge vor (Tabelle 4), bezüglich derer die Prüfung der ÜNB und der BNetzA erfolgt. Aufgrund bisheriger Verlautbarungen ist damit zu rechnen, dass aus systemtechnischen Gründen circa zehn Blöcke als Kaltreserve betriebsbereit verbleiben sollen. Diese offizielle Liste beinhaltet noch nicht die Kraftwerksblöcke, über deren Stilllegung die jeweiligen Betreiber teilweise öffentlich nachdenken.[13]

Im Fall niedriger Windeinspeisung ergeben sich in diesem Szenario aufgrund des geänderten Kraftwerksparks und des noch nicht dafür ausgelegten Netzes lokale Engpässe im Raum Wilhelmshaven und Mannheim. Bei hoher Windeinspeisung tritt eine erhöhte Überlast des Übertragungsnetzes auf, welche eine Reihe von Anpassungsmaßnahmen erforderlich macht. Insbesondere im Lausitzer und Mitteldeutschen Revier wird die Erzeugung der Braunkohlekraftwerke und ebenso die Erzeugung in Emden und Wilhelmshaven reduziert. Diese Leistung wird durch lastnähere Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern sowie ausländische Kraftwerke ersetzt. Die resultierende Verschiebeleistung im Fall hoher Last und Starkwind beträgt 8,7 Gigawatt. Abbildung 3 zeigt darüber hinaus auf, dass die notwendige Reservekapazität auch im südlich benachbarten Ausland angesiedelt sein kann. Insbesondere Österreich weist hier ein gewisses Potential auf; jedoch kommen auch Kapazitäten aus der Schweiz und Italien in Frage.

13 Unter anderem von RWE (etwa 4 300 Megawatt, darunter Westfalen C, Frimmerdorf Blöcke P und Q, Goldenbergwerk Block J), von E.on (etwa 6 500 Megawatt) sowie EnBW (etwa 700 Megawatt), vgl. VDI Nachrichten vom 20. September 2013, 9.

Tabelle 4

Erwarteter Rückbau dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten bis 2018 und Stillegungsanmeldungen

Unternehmen	Kraftwerksname	Standort Kraftwerk	Energieträger	Leistungsrückbau in MW	Baujahr	Wirkungsgrad[1]	Status
Stadtwerke Kiel AG	Gemeinschafts-KW Kiel	Kiel	Erdgas	323	1970	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Dow Stade Kraftwärmekopplungsanlage	Stade	Erdgas	190	1972	0,30	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
swb Erzeugung GmbH & Co. KG	KW Hafen Block 5	Bremen	Steinkohle	127	1968 (Modernisierung: 2007)	0,38	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
swb Erzeugung GmbH & Co. KG	KW Hastedt Block 14	Bremen	Erdgas	155	1972	0,30	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Statkraft Markets GmbH	Gaskraftwerk Robert Frank, Landesbergen	Landesbergen	Erdgas	510	1973	0,36	Stillegungsanmeldung
RWE Generation SE	Emsland B2 (Dampfteil)	Lingen	Erdgas	359	1973	0,51	Stillegungsanmeldung
RWE Generation SE	Emsland C2 (Dampfteil)	Lingen	Erdgas	359	1974	0,51	Stillegungsanmeldung
Vattenfall Europe Wärme AG	Lichterfelde	Berlin	Erdgas	432	1972-'74	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Arcelor MIttal Eisenhüttenstadt GmbH	IKW	Eisenhüttenstadt	Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	50	1953	0,26	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Kraftwerk Dessau GmbH	Kraftwerk Dessau	Dessau-Roßlau	Braunkohle	24	1996	0,38	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
RWE Generation SE	Gersteinwerk F2 (Dampfteil)	Werne	Erdgas	355	1973	0,31	Stillegungsanmeldung
RWE Generation SE	Gersteinwerk G2 (Dampfteil)	Werne	Erdgas	355	1973	0,31	Stillegungsanmeldung
RWE Generation SE	Gersteinwerk Block I2 (Dampfteil)	Werne	Erdgas	355	1973	0,31	Stillegungsanmeldung
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 1	Datteln	Steinkohle	95	1964	0,33	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 2	Datteln	Steinkohle	95	1964	0,33	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 3	Datteln	Steinkohle	113	1969	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
STEAG GmbH	Herne Block 2	Herne	Steinkohle	133	1963	0,35	Stillegungsanmeldung
STEAG GmbH	Walsum 7	Duisburg	Steinkohle	110	1959	0,32	Stillegungsanmeldung
Mark-E Aktiengesellschaft	Heizkraftwerk Hagen-Kabel H4/H5	Hagen	Erdgas	230	1980	0,33	Stillegungsanmeldung
Kraftwerksgesellschaft Herdecke mbH & Co KG (kgh) (Ener-vie Gruppe/Statkraft Group)	Cuno Heizkraftwerk Herdecke H6	Herdecke	Erdgas	417	2007	0,40	Stillegungsanmeldung
Currenta GmbH & Co. OHG	Kraftwerk N 230	Krefeld-Uerdingen	Steinkohle	18	1971	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Mark-E Aktiengesellschaft	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen E1/2	Werdohl	Mineralölprodukte	206	1975	0,31	Stillegungsanmeldung
Mark-E AG	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen E3	Werdohl	Steinkohle	186	1971	0,35	Rückbau
Mark-E Aktiengesellschaft	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen E4	Werdohl-Elverlingsen	Steinkohle	310	1982	0,38	Stillegungsanmeldung
Mark-E Aktiengesellschaft	Pumpspeicherkraftwerk Rönkhausen	Finnentrop	Pumpspeicher	138	1969	0,75	Stillegungsanmeldung
Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH	Mumsdorf	Zeitz	Braunkohle	60	1968	0,35	Stillegungsanmeldung
E.ON Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	Großkrotzenburg	Erdgas	622	1970	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	Mainz	Erdgas	255	1977	0,32	Stillegungsanmeldung
Heizkraftwerk Würzburg GmbH	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke GuD I (TSIII und GTI)	Würzburg	Erdgas	68	1971	0,39	Stillegungsanmeldung
MVV Energie AG	HKW Mannheim Turbine 2	Mannheim	Abfall	3	1966	0,27	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM Block 3	Mannheim	Steinkohle	203	1966	0,34	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM Block 4	Mannheim	Steinkohle	203	1970	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	WAL 1	Walheim	Steinkohle	96	1964	0,37	Stillegungsanmeldung; Systemrelevanz durch ÜNB festgestellt
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	WAL 2	Walheim	Steinkohle	148	1967	0,36	Stillegungsanmeldung; Systemrelevanz durch ÜNB festgestellt
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Marbach Block 3 DT III	Marbach	Mineralölprodukte	262	1975	0,36	Stillegungsanmeldung; Systemrelevanz durch ÜNB festgestellt
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Marbach Block 3 GT III	Marbach	Mineralölprodukte	85	1975	0,41	Stillegungsanmeldung; Systemrelevanz durch ÜNB festgestellt
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Marbach Block 3 GT II	Marbach	Mineralölprodukte	77	1971	0,40	Stillegungsanmeldung; Systemrelevanz durch ÜNB festgestellt
Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH Kombiblock/GuD	Pforzheim	Erdgas	25	1980	0,41	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
EnBW Kraftwerke AG	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg GAI GT 13	Stuttgart	Erdgas	55	1973	0,31	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
E.ON Kraftwerke GmbH	Irsching 3	Vohburg	Erdgas	415	1974	0,36	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
GHD E.ON Bayern AG & Co. KG	GHD GT 1	Dingolfing	Erdgas	7	1998	0,37	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
GHD E.ON Bayern AG & Co. KG	GHD GT 2	Dingolfing	Erdgas	7	1998	0,37	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Flughafen München GmbH	Energiezentrale 1992 AGG1–AGG7	München/Flughafen	Erdgas	11	1992	0,36	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
UPM GmbH	UPM Schongau Dampfkraftwerk	Schongau	Erdgas	45	1973	0,31	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
		Diverse Süddeutschland[2]		2 250			
Insgesamt				**10 542**			

1 Berechnet.
2 Dieser Wert aus der Liste zum erwarteten Rückbau wurde um die Stilllegungsanträge bereinigt.

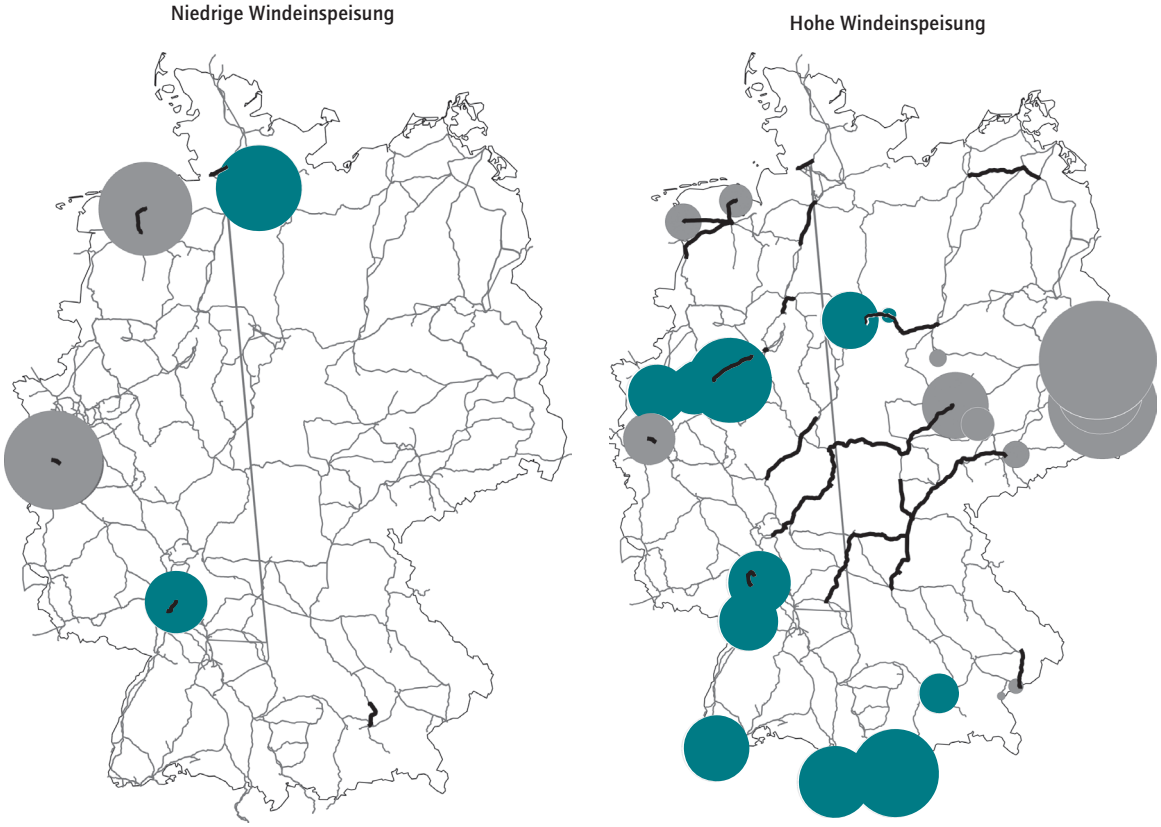
Quellen: BNetzA (2013): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2018, Stand 16.10.2013; Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur Stand 18.11.2013; Recherchen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Ein wesentlicher Anteil des erwarteten Rückbaus an Kraftwerkskapazitäten entfällt auf Süddeutschland.

Abbildung 3

Leitungsüberlast[1] und Redispatchmaßnahmen im Szenario *NEP verzögert 2023*



1 Grün eingefärbte Kreise bedeuten eine Erhöhung, schwarz eine Verringerung der Erzeugung des betreffenden Kraftwerks. Die Größe der Kreise spiegelt den Umfang der Erzeugungsänderung wider. Leitungen des Höchstspannungsübertragungsnetzes sind grau dargestellt. Schwarz eingefärbte Leitungen stellen hierbei überlastete Leitungen im Höchstspannungsnetz dar.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Das notwendige Redispatchvolumen zur Behebung von Netzengpässen steigt bei hoher Windeinspeisung deutlich.

Szenarienvergleich

Im Folgenden werden die betrachteten Netz- und Erzeugungsszenarien miteinander verglichen, um die Kapazitätssituation insbesondere in Süddeutschland näher zu beleuchten. Die vorhergehende Betrachtung fokussiert sich auf zwei Typstunden, die einerseits die Netzsituation für den Fall hoher Nachfrage und geringer Winderzeugung und andererseits hoher Nachfrage und hoher Windeinspeisung widerspiegelt. Der erste Fall stellt hierbei eine für die Versorgungssicherheit kritische Situation dar, da eine hohe Nachfrage durch den angenommenen konventionellen Kraftwerkspark versorgt werden muss. Innerhalb der Analyse wird für die zukünftigen Szenarien im Jahr 2023 ein erschließbares Lastmanagement-Potential (Demand-Side-Management, DSM) von vier Gigawatt berücksichtigt, welches die Nachfrage in der Spitzenlast reduziert. In der Analyse zeigt sich, dass im Szenario *Status quo 2013* die installierte konventionelle Erzeugungskapazität ausreichend ist, um die Höchstlast zu decken und gleichzeitig die benötigten Reservekapazitäten für die Regelenergie bereitzustellen. Dies trifft gleichermaßen auf das Szenario NEP für das Jahr 2023 zu. Im zukünftigen Szenario NEP mit verzögertem Netz- und Kraftwerksausbau werden in 2023 weitere Flexibilitätsoptionen in Anspruch genommen, unter anderem Importe, welche durch freie Leistung aus dem Alpenraum bewerkstelligt werden. In diesem Fall werden zusätzlich 2,1 Gigawatt aus dieser Region nach Deutschland importiert. Unter Berücksichtigung der Analyse der ENTSO-E[14] wird deutlich, dass dieser zusätzliche Importbedarf durch Österreich aber auch Italien gedeckt werden könnte, da diese Länder eine prognostizierte verfügbare Leistung von jeweils mehr als zehn Gigawatt aufweisen. Gleichfalls

14 ENTSO-E (2012): Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030. Brüssel.

Tabelle 5

Installierte Erzeugungskapazitäten und verfügbare Redispatchkapazität in Süddeutschland (südlich Frankfurt am Main)
In Gigawatt

	Status quo 2013	NEP verzögert 2023	NEP 2023
Installierte Erzeugungskapazität	25,1	15,5	18,7
Erzeugung im Spotmarkt	13,6	3,4	5,0
Erhöhung der Erzeugung zum Engpassmanagement	5,5	3,6	0,6
Verbleibende verfügbare Redispatch-kapazität für das Engpassmanagement	3,4	7,2	12,6

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Im Szenario *NEP verzögert 2023* gibt es ausreichende Redispatchkapazitäten in Süddeutschland.

zeigt sich in der vorherigen Betrachtung, dass sich keine wesentlichen Engpässe innerhalb Deutschlands ergeben und lediglich lokale Engpässe zu beachten sind.

Auf der anderen Seite ist die Situation mit hoher Nachfrage und hoher Windeinspeisung von besonderem Interesse, da sie den Fall der höchsten Netznutzung darstellt. Generell stellt sich in allen betrachteten Szenarien für die typische Stunde kein Kapazitätsproblem dar, da die verfügbare konventionelle und erneuerbare Erzeugung ausreicht um die nationale Höchstlast zu decken. Allerdings könnte sich in diesem Fall die Situation ergeben, dass durch Übertragungsnetzengpässe ein lokales Versorgungsproblem entsteht. Im Szenario *Status quo 2013* zeigt sich eine hohe Anzahl von Netzengpässen auf der Nord-Süd-Achse, die allerdings durch den Redispatch von Kraftwerken behoben werden können. Eine vergleichbare Situation zeigt sich im Fall verzögerten Netz- und Kraftwerksausbaus für 2023. Allerdings ist hierbei neben der Erzeugungsanpassung konventioneller Kraftwerke ebenfalls eine Abregelung der Einspeisung erneuerbarer Energien notwendig, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Insgesamt steigt die Verschiebeleistung im Vergleich zum Szenario *Status quo 2013* um 0,2 auf 8,7 Gigawatt. Dementgegen zeigt sich im Szenario *NEP 2023* eine Entspannung der Netzsituation und einer notwendigen Verschiebeleistung von einem Gigawatt.

Tabelle 5 verdeutlicht für Süddeutschland die Erzeugung im Spotmarkt unter Vernachlässigung von Netzengpässen und die eingesetzten kumulierten Redispatchkapazitäten zur Behebung resultierender Netzengpässe. Unter Berücksichtigung der für die Regelenergie vorgehaltenen Kapazitäten kann hieraus die verbleibende verfügbare Redispatchkapazität angenähert werden.[15] In der vorgenommenen Analyse zeigt sich generell, dass die Kapazität und gleichfalls die Erzeugung der Kraftwerke abnimmt. Dies begründet sich mit den höheren Stromerzeugungskosten in der süddeutschen Region. Im Szenario NEP mit verzögertem Netz- und Kraftwerksausbau steigt die verfügbare Redispatchkapazität im Vergleich zum Status Quo an, was vor allem durch die Berücksichtigung der HGÜ-Leitung (sogenannter Korridor C) und die damit erhöhte Übertragungskapazität erklärt werden kann.

Zusammengefasst zeigt die Betrachtung unter den getroffenen Annahmen, dass in den betrachteten Typstunden die Spitzenlast durch den verfügbaren Kraftwerkspark sowie Importe aus den südlichen Nachbarländern gesichert werden kann. Im Starkwindfall treten Engpässe auf der Nord-Süd-Achse auf, die allerdings innerhalb Deutschlands behoben werden können. Somit ergibt sich eine für die Versorgungssicherheit günstige Situation: Netzengpässe (Starkwind) und Kapazitätsengpässe (Schwachwind) sind negativ miteinander korreliert und entspannen somit die gesamte Situation.

Fazit und wirtschaftspolitische Schlussfolgerungen

Der Fahrplan für den Kernenergieausstieg bis 2022 ist zu halten, ohne dass umfangreiche Kapazitätsinstrumente für fossile Kohlekraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigt werden. Trotz des vorzeitigen Abschaltens von Kernkraftwerken im März 2011 ist es in Deutschland bisher zu keinen Versorgungsengpässen gekommen. Bis heute sind Dank des bestehenden Regelrahmens, insbesondere der Verstetigung der jährlich verhandelten Netzreserve durch die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom Juni 2013 keine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit zu beobachten. Die Reservekraftwerksverordnung sichert die Versorgung mindestens bis 2017 ab. Dabei kommt es zwar zu einem moderaten Anstieg der Netzreserve von derzeit 2,5 auf 4,8 Gigawatt, diese ist jedoch im gegenwärtigen System darstellbar. Für die Zeit nach dem Auslaufen der aktuellen Reservekraftwerksverordnung im Dezember 2017 ist die Fortsetzung des aktuellen Rahmens, die Einführung einer Strategischen Reserve oder auch eine Kombination zwischen beiden Instrumenten vorstellbar.

15 Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die verfügbare Redispatchkapazität tendenziell geringer ausfällt, da technische und ökonomische Restriktionen die Einsatzfähigkeit der Kraftwerke im Rahmen des Engpassmanagements beschränken können.

Deutschlandweit liegen mit dem Netzentwicklungsplan 2013 für das Jahr 2023 ausreichend Erzeugungskapazitäten vor, beziehungsweise könnten im Ausnahmefall hierfür entwickelt werden. Eine aggregierte Betrachtung der für 2023 erwarteten Rahmenbedingungen am Strommarkt legt keine strukturelle Verknappung der Situation nahe. Angesichts der gegenwärtigen erheblichen Überkapazitäten sowie Potentialen in Lastmanagement und Versorgungmöglichkeiten aus dem Ausland muss es nicht zu Engpässen kommen. Dies bestätigen Szenariorechnungen mit einem regional disaggregierten Stromsektormodell, das den Kraftwerkseinsatz, und Redispatchmaßnahmen simuliert. Der regionale Schwerpunkt liegt dabei auf Süddeutschland, wo eine große Nachfrage auf einen besonders stark ausgeprägten Kernkraftwerksausstieg trifft. Auch bei einer regionalisierten Analyse kann die Stromnachfrage nach dem Ausstieg aus der Kernenergie an allen Orten und auch zu Spitzenlastzeiten befriedigt werden, sofern die verfügbaren Optionen genutzt werden: unter anderem Lastmanagement, Kapazitätsverträge mit dem Ausland sowie eine HGÜ-Verbindung mit Norddeutschland. Netzprobleme sind auch bei verzögertem Netzausbau lösbar. Sie sind auch nicht zeitgleich mit Versorgungsengpässen zu erwarten, entstehen diese doch hauptsächlich in Zeiten von Starkwind, das heißt in Zeiten hoher Leistungsverfügbarkeit. Obwohl sich die Versorgungssituation in Süddeutschland etwas knapper darstellt, sind auch hier für 2023 keine besonderen Versorgungsprobleme zu erwarten.

Die quantitative Analyse legt somit nahe, dass es bis Mitte der 2020er Jahre nicht zu einem Strukturbruch bezüglich der Versorgungssicherheit kommen wird. Darüber hinaus sind auch Unsicherheiten und die Gefahr von Fehlentwicklungen zu berücksichtigen. Angesichts der durch die Energiewende beschleunigten technologischen Dynamik auf dem Weg in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem ist jedes Szenario für das kommende Jahrzehnt mit großer Unsicherheit behaftet. Jenseits der explizit berücksichtigten Flexibilitätsoptionen stehen noch weitere Möglichkeiten bereit, die sich entlastend auf die Stromversorgung auswirken können, beispielsweise Pumpspeicher, dezentrale Erzeugung und grenzüberschreitender Stromaustausch.[16]

Im Rahmen dieser Analyse zeigt sich kein Bedarf an einem umfassenden Kapazitätsmarkt. Umgekehrt bestünde bei einer deutschlandweiten Anwendung eines Kapazitätsmarktes die Gefahr, dass unnötig viele fossile Kraftwerke unterstützt und deren Retrofit beziehungsweise Neubau angereizt würde. Angesichts der auf absehbare Zeit beherrschbaren Kapazitätssituation sowie der hohen energie- und umweltpolitischen Gefahren bei der Einführung umfassender Kapazitätsinstrumente erscheint die Entwicklung einer Strategischen Reserve als Ergänzung beziehungsweise mittelfristig als Ersatz der aktuell genutzten Netzreserve als sinnvoll.

16 Im Rahmen der Plattform Erneuerbare Energien wurde eine Liste von Flexibilitätsoptionen zusammengestellt, aus der weiteres Potential zur Reduzierung der Lastunterdeckung abgeleitet werden kann, unter anderem Power-to-Gas etc., vgl. Plattform Erneuerbare Energien (2012): Bericht der AG 3. Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder, vom 15. Oktober 2012.

Friedrich Kunz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | fkunz@diw.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

Clemens Gerbaulet ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | cgerbaulet@diw.de

FULFILLMENT OF MEDIUM-TERM DEMAND BY POWER PLANTS AND GRIDS NOT AT RISK

Abstract: In spite of the March 2011 nuclear moratorium, the German electricity system's ability to provide a secure supply has not been jeopardized to date, and there is no prospect of this occurring in the coming decade, either. The system currently has major overcapacities due to construction of conventional power plants as well as renewables, resulting in low wholesale power prices and high export surpluses. The excess reserves are currently estimated at five to ten gigawatts. Introduced following the nuclear moratorium of March 2011, the "grid reserve" has helped prevent bottlenecks in grid capacity. The June 2013 Ordinance on Reserve Power Plants (Reservekraftwerksverordnung, ResKV) has made appropriate provisions for the coming years. Various analyses of the medium-term capacity situation in Germany suggest that the expected capacity surplus or shortfall will be small. Regional grid bottlenecks are manageable, especially in southern Germany: model calculations show that even according to pessimistic assumptions regarding grid and power plant expansion, the system can secure supply. Thus, the entire capacity situation across Germany seems manageable; for this reason, a systemic change toward capacity markets does not appear necessary at present.

JEL: L51

Keywords: capacity mechanism, strategic reserve, Germany, renewable energy

DIW BERLIN

DIW Berlin – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
www.diw.de
80. Jahrgang

Herausgeber
Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Dr. Kati Schindler
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion
Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion
Renate Bogdanovic
Sebastian Kollmann
Dr. Richard Ochmann
Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat
Dr. Franziska Holz
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Dr. Thure Traber

Textdokumentation
Manfred Schmidt

Pressestelle
Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb
DIW Berlin Leserservice
Postfach 74, 77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01806 – 14 00 50 25,
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304

Gestaltung
Edenspiekermann

Satz
eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck
USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an die Serviceabteilung Kommunikation des DIW Berlin (kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.