

Neuhoff, Karsten; Diekmann, Jochen; Schill, Wolf-Peter; Schwenen, Sebastian

Article

Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Neuhoff, Karsten; Diekmann, Jochen; Schill, Wolf-Peter; Schwenen, Sebastian (2013) : Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 80, Iss. 48, pp. 5-15

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/88274>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts

Von Karsten Neuhoﬀ, Jochen Diekmann, Wolf-Peter Schill und Sebastian Schwenen

Derzeit wird diskutiert, ob der deutsche Strommarkt genügend Anreize für Investitionen in Kraftwerke und deren Verbleiben am Netz bietet, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Vorschläge, die Energieversorgung weiter abzusichern, beinhalten zum Teil umfassende Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber – parallel zu Energieerlösen und basierend auf deren Erzeugungskapazität (*Kapazitätsmärkte*). Andere Vorschläge empfehlen die Vorhaltung einzelner Kraftwerke, die nur bei Knappheit und hohen Preisen zum Einsatz kommen (*Strategische Reserve*). In der vorliegenden Studie werden die verschiedenen Gründe, die zu fehlenden Investitionsanreizen führen könnten, analysiert und Handlungsoptionen diskutiert. Die Untersuchung zeigt, dass eine Strategische Reserve zur Absicherung der Energieversorgung ausreicht.

In Deutschland wird seit einigen Jahren über eine Reform des Strommarktes diskutiert. Eine zentrale Frage ist dabei, ob sich allein durch die Erlöse aus dem Stromabsatz (Energy-Only-Markt) langfristig ausreichende Deckungsbeiträge für Spitzenlastkraftwerke erzielen lassen.¹ Darüber hinaus werden die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den Einsatz konventioneller Kraftwerke und die Strommarktpreise diskutiert. Die derzeit ohne Zweifel ausreichenden Erzeugungskapazitäten in Deutschland werden zudem durch den bis 2022 erfolgenden vollständigen Atomausstieg sowie weitere wahrscheinliche Kraftwerksabgänge vermindert.² Nicht zuletzt kann es derzeit in Süddeutschland aufgrund von Übertragungsnetzengpässen zu regionalen Knappheitssituationen kommen. Dem wurde von der Politik kurzfristig durch die Errichtung einer Netzreserve und weitere regulatorische Maßnahmen vorgebeugt. Vor diesem Hintergrund wurden in letzter Zeit unterschiedliche Kapazitätsmechanismen vorgeschlagen, die gewährleisten sollen, dass auch künftig ausreichende gesicherte Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, um Blackouts zu vermeiden.

Unterschiedliche Motive für Kapazitätsmechanismen

Fehlende Deckungsbeiträge für Spitzenlastkraftwerke?

Die Diskussion über Kapazitätsmechanismen ist nicht neu und ist auch nicht originär mit der deutschen Energiewende entstanden. Vielmehr wird seit der Liberalisierung von Strommärkten diskutiert, ob Stromerzeuger allein durch den Verkauf von Strom ihre Investitionskosten decken können oder ob sie zusätzliche Zahlungen für die Bereitstellung von Kapazitäten benötigen. So

¹ Vgl. Hogan, W. (2005): On an "Energy only" Electricity Market Design for Resource Adequacy. Cambridge, MA, Harvard Electricity Policy Group Paper.

² Vgl. BDEW (2013): Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland. BDEW Energie-Info.

gab es in Großbritannien während der 90er Jahre eine Kapazitätzahlung an Kraftwerke, die 2001 wegen umfassender Manipulationen durch Marktteilnehmer abgeschafft wurde,³ jetzt aber in anderer Form im Rahmen der Energiemarktreform wieder eingeführt werden soll.

Eine fundamentale Begründung für einen Kapazitätsmechanismus beruht auf dem *Missing-Money-Problem*, das von Paul Joskow in die Diskussion eingeführt wurde.⁴ Kraftwerke können in Stunden, in denen der Strompreis höher als ihre variablen Erzeugungskosten ist, einen Deckungsbeitrag zu Kapital- und anderen Fixkosten erwirtschaften. Für Kraftwerke mit geringen variablen Kosten – traditionell Grundlastkraftwerke – ist das der Fall, wenn Kraftwerke mit höheren variablen Kosten den einheitlichen Strompreis bestimmen. Das lässt aber die Frage offen, wie Spitzenlastkraftwerke mit den höchsten variablen Kosten ihren Deckungsbeitrag erwirtschaften können. Dafür bedarf es Stunden knappen Angebots oder hoher Nachfrage, in denen Knappheitspreise oberhalb der variablen Kosten realisiert werden. Wenn jedoch die Nachfrage nicht ausreichend elastisch ist und so der Preis allein das Gleichgewicht nicht herstellen kann, muss der Netzbetreiber einige Endkunden vorübergehend vom Netz trennen (*Rolling Blackout*).

Wenn die Stromnachfrage hinreichend preiselastisch ist, können sich Knappheitspreise über den variablen Kosten des teuersten Kraftwerks ergeben, bei denen der Markt geräumt wird und auch Spitzenlastkraftwerke Deckungsbeiträge erzielen. Ist die Nachfrage jedoch nicht genügend preiselastisch und wird der Marktpreis nach oben hin begrenzt, können die notwendigen Einnahmen zur Deckung der Fixkosten von Spitzenlastkraftwerken unter Umständen nicht erzielt werden. Eine Preisobergrenze kann explizit auf einer Handelsplattform (für den deutschen Markt ist dies die Strombörse EEX) oder durch politische Intervention vorgegeben werden, weil extrem hohe Strompreise als politisch nicht tragbar wahrgenommen werden. Wenn Investoren eine solche Entwicklung erwarten, werden sie bestehende Spitzenlastkraftwerke möglicherweise nicht länger bereithalten beziehungsweise keine Neuinvestitionen durchführen, die für die Versorgungssicherheit erforderlich sind.⁵

Inwiefern dieser theoretische Fall künftig praktische Bedeutung erlangt, kann derzeit nicht mit Sicherheit be-

urteilt werden. Einige Faktoren deuten allerdings darauf hin, dass dieses Problem in der Realität weniger gravierend ist als im Modell.

Erstens reduziert oder vermeidet die Beteiligung von flexibler Nachfrage im Strommarkt, zum Beispiel abschaltbarem Strombezug von Industriekunden, das *Missing-Money-Problem*. Wenn flexible Nachfrager den Marktpreis oberhalb der variablen Erzeugungskosten von konventionellen Kraftwerken setzen, können die konventionellen Kraftwerke in diesen Stunden einen Deckungsbeitrag zu Kapital- und anderen Fixkosten erwirtschaften.

Zweitens ist davon auszugehen, dass der Großhandelspreis sich nicht wie im Lehrbuch allein nach Maßgabe der Grenzkosten bildet. Internationale Studien zeigen vielmehr, dass insbesondere in Stunden knappen Angebotes Marktmacht ausgeübt werden kann. Das führt zu zusätzlichen Einnahmen für Spitzenlastkraftwerke.

Drittens können Kraftwerke zusätzlich zur Bereitstellung von Energie auch weitere Systemdienstleistungen anbieten. So ergeben sich für flexible Kraftwerke zusätzliche Erlöse, wenn sie ihre Produktion kurzfristig anpassen und so auf Preissignale im Intraday- oder Regelenenergiemarkt reagieren können.

Zudem wird das Risiko einer regulatorischen Intervention bei kurzfristig hohen Strompreisen dadurch verringert – und die Glaubwürdigkeit des Strommarktes für Investoren erhöht –, dass Versorger und Endkunden den Großteil ihrer Stromnachfrage längerfristig vertraglich absichern. In Deutschland ist fast die gesamte Nachfrage bereits ein Jahr und mehr im Voraus vertraglich vereinbart. Damit sind die meisten Endkunden gegenüber kurzfristig hohen Großhandelspreisen abgesichert. Sie würden nur für den Teil ihres Strombedarfs, der die vertraglich festgelegte Menge übersteigt, hohe Knappheitspreise zahlen. Das reduziert die negativen Auswirkungen von Preissprüngen für Stromkunden und damit den öffentlichen Druck für eine mögliche Intervention.

Der wachsende Anteil von Wind- und Solarenergie bedingt Unsicherheiten über die Entwicklung des Ausbaus und die jährlichen Schwankungen der Erzeugung. Das kann zu Jahren mit Überkapazität und damit geringen Spitzenpreisen führen, die in anderen Jahren mit zusätzlichen Stunden mit hohen Preisen kompensiert werden müssen. Diese Unsicherheiten über zu erwartende Deckungsbeiträge verstärken zunächst das *Missing-Money-Problem*.

Jedoch werden zugleich im Rahmen der Energiewende längst notwendige Maßnahmen zur Aktivierung von Nachfrageflexibilität im Strommarkt angegangen, und

³ Vgl. Newbery, D. (1995): *Power Markets and Market Power*. The Energy Journal, Vol. 16, No. 3, 39–66; sowie Department of Energy and Climate Change (2013): *Electricity Market Reform: Capacity Market – Detailed Design Proposals*.

⁴ Vgl. hierzu auch eine spätere Analyse in Joskow, P. (2008): *Capacity Payments in imperfect electricity markets: Need and design*. Utilities policy, Vol 16, No. 3, 159–170.

⁵ Vgl. Neuhoﬀ, K., De Vries, L., (2004): *Insufficient incentives for investment in electricity generation*. Utilities Policy, Vol 12, No. 4, 253–268.

eine weitere Flexibilisierung durch die Interaktionen mit Elektromobilität, Wärmemärkten, Speichern und Netzausbau für den internationalen Austausch wird anvisiert. Das kann insgesamt zu einer Abschwächung des Missing-Money-Problems führen.

Veränderte Erlössituation durch Niedrigpreisphasen

Die Strompreise können auf Null fallen, wenn die Erzeugung von Strom aus Solar- und Windenergie die Nachfrage übersteigt. Es wird häufig argumentiert, das führe dazu, dass Kraftwerke nicht mehr die notwendigen Deckungsbeiträge erreichen können. In der Vergangenheit waren in Deutschland Steinkohlekraftwerke während der meisten Stunden des Tages preisbestimmend. Damit konnten sie während des Großteils ihrer Betriebsstunden nur einen sehr geringen Deckungsbeitrag erzielen und waren auf den Deckungsbeitrag angewiesen, der während der Stunden erreicht wurde, in denen bei höherer Nachfrage andere Erzeugungstechnologien mit höheren variablen Kosten preissetzend waren. Entscheidend für die Rentabilität eines Kraftwerkes ist insofern also nicht (wie häufig behauptet) die Anzahl der Volllaststunden (durchschnittliche Anlagenauslastung), sondern die Anzahl der Stunden in denen ein positiver Deckungsbeitrag erzielt wird.

Abbildung 1 zeigt für zwei exemplarische Wochen des Jahres 2032 den Anteil des Stromverbrauchs (Last), der von Wind- und Solarenergie gedeckt werden kann.⁶ Die Abbildung illustriert die regelmäßigen, täglichen Schwankungen der Photovoltaik ebenso wie die weniger regelmäßigen Schwankungen der Windkraft. Treffen hohe Erzeugung aus Wind- und Solarenergie zusammen, kann es zu deutlichen Überschüssen kommen. Übersteigen diese die Kapazität der Stromspeicher, dann wird in den entsprechenden Stunden kein Deckungsbeitrag zu den fixen Kosten aller Erzeugungsanlagen erreicht.⁷ Allerdings gibt es auch viele Stunden in den entsprechenden Wochen, in denen Speicher und konventionelle Erzeugung noch einen wesentlichen Beitrag leisten müssen, um die Differenz zwischen Last und Erzeugung aus erneuerbaren Energien abzudecken.

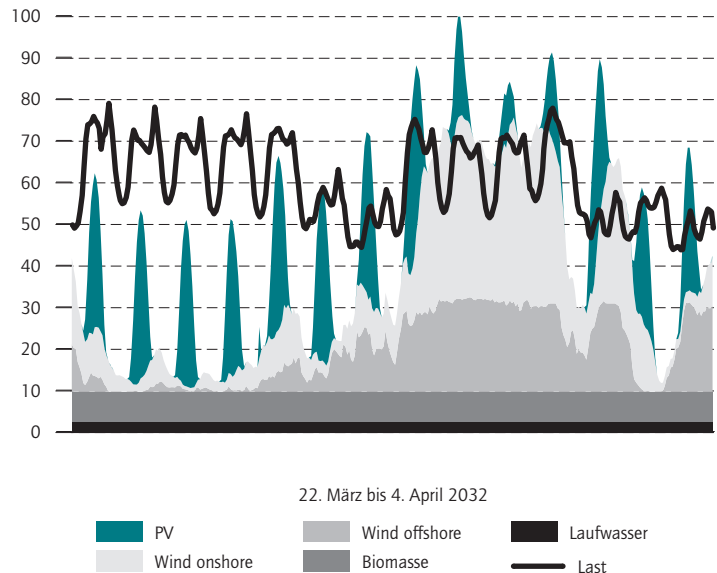
⁶ Die Darstellung basiert auf Lastdaten des Jahres 2010 sowie Einspeisedaten des Jahres 2012, die mit den Erzeugungskapazitäten des Szenarios B 2032 des Netzentwicklungsplans 2012 skaliert wurden. Biomasse und Laufwasser erzeugen hier annahmegemäß auf einem konstanten Niveau Strom. Für eine nähere Beschreibung der Methodik siehe Schill, W.-P. (2013): Residual Load, Renewable Generation Surplus and Storage Requirements in Germany. DIW Discussion Paper Nr. 1316.

⁷ Aktuell kann der Strompreis in solchen Stunden einen negativen Wert annehmen. Flexible Kraftwerke reduzieren dann ihre Produktion. Da die meisten konventionellen Kraftwerke ihre Produktion bereits mit finanziellen oder physikalisch basierten Verträgen abgesichert haben, entstehen auch inflexiblen Kraftwerken durch die negativen Preise keine Verluste.

Abbildung 1

Last und Einspeisung erneuerbarer Energien für zwei exemplarische Wochen im Jahr 2032

In Gigawatt



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik schwankt stark.

Auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energie wird somit das grundlegende Prinzip des Energy-Only-Marktes nicht in Frage gestellt.⁸ Mit der größeren Variabilität der Erzeugung aus Wind- und Solarenergie nehmen allerdings die Schwankungen des Strompreises zu.

Vorübergehende Überkapazitäten

Aktuell ist der Strommarkt von einem längerfristigen Investitionsgleichgewicht weit entfernt. Insgesamt bestehen deutliche Überkapazitäten im Erzeugungsbereich. Es wäre überraschend, wenn in einer solchen Situation die Strompreise im Marktgleichgewicht nicht soweit fallen, dass einige Kraftwerke ihre fixen Kosten nicht mehr decken können und vom Netz gehen. Das ist die Antwort des Marktes, um das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage wieder herzustellen.

Allerdings hat die Diskussion der letzten Jahre gezeigt, dass ein Einpendeln zum Marktgleichgewicht langsa-

⁸ Neuhoﬀ, K., Ehrenmann, A., Butler, L., Cust, J., Hoexter, H., Keats, K., Kreczko, A., Sinden, G. (2008): Space and Time: Wind in an Investment Planning Model. Energy Economics, 30 (4), 1990-2008.

mer verlaufen kann als in theoretischen Modellen erwartet. Entscheidungen zur (vorübergehenden) Stilllegung von Kraftwerken können sich verzögern, da Unternehmen kurzfristige Kosten und Widerstände bei einer Stilllegung scheuen. Auch könnte die Diskussion zur möglichen Einführung von Kapazitätsentlohnungen Unternehmen zu einer Verschiebung ihrer Entscheidung motivieren. Für einzelne Erzeuger ist es schwer abzusehen, wie viele Kraftwerke von anderen Unternehmen stillgelegt werden, und wie sich somit die gesamte Knappheit entwickelt. Deswegen sind auf Seiten der Netzbetreiber längere Vorankündigungszeiten vorgesehen, die eingehalten werden müssen, bevor ein Kraftwerk vom Netz gehen kann.

Bei der Wiederherstellung des Gleichgewichtes spielen Terminmärkte, auf denen Strom bis zu vier Jahre im Voraus gehandelt wird, eine zentrale Rolle. So kann dazu beigetragen werden, dass einzelne Erzeuger nicht zu viele oder zu wenige Kraftwerke vom Netz nehmen.

In Deutschland ist mit dem Atomausstieg eine längerfristige Übergangsphase zu berücksichtigen. Durch die Stilllegung dieser Kraftwerke bis 2022 entsteht ein Ersatzbedarf an Erzeugungskapazität. Kraftwerke, die aus der aktuellen Perspektive eine Überkapazität darstellen, könnten im Jahre 2022 wieder benötigt werden. Dies hängt auch davon ab, in welchem Umfang geplante Neubauten und angekündigte Stilllegungen konventioneller Kraftwerke realisiert werden und ob in Zukunft internationaler Stromaustausch und Nachfrageflexibilität zur Deckung von Spitzenlast eingeplant werden können.

Allerdings haben Kraftwerksbetreiber unter Umständen keinen ausreichenden finanziellen oder institutionellen Spielraum, um entsprechende Kraftwerke bis zum Jahr 2022 bei vorübergehend negativem Deckungsbeitrag vorzuhalten. Eine denkbare Möglichkeit mit dieser Situation umzugehen, könnte eine Übergangsreserve für Kraftwerke bis zum Jahr 2022 sein. Dabei könnte unzureichender Koordination zwischen Marktteilnehmern und deren Stilllegungs- und Investitionsentscheidungen vorgebeugt werden und somit das Risiko zu geringer Kapazitäten im Jahr 2023 vermindert werden. Eine solche Reserve kann prinzipiell von privaten Unternehmen, die Kraftwerke vorläufig stilllegen, gehalten werden. So befinden sich gegenwärtig zwei Gigawatt Kraftwerkskapazität in diesem Zustand. Allerdings ist unsicher, ob vorläufig stillgelegte Kraftwerke für einen ausreichenden Zeitraum allein aus privatwirtschaftlicher Perspektive vorgehalten werden. Deshalb wäre zu prüfen, ob solche Kraftwerke in einer Übergangsreserve gehalten werden sollten. Eine solche Übergangsreserve wäre mit relativ geringen Kosten verbunden und hätte mit dem Abschalten

des letzten deutschen Atomkraftwerks eine klar definierte zeitliche Perspektive.⁹

Regionale Herausforderungen

Es bestehen schon derzeit regionale Herausforderungen, die durch den Atomausstieg weiter verstärkt werden. Dabei ist zu beachten, dass die aktuelle Ausgestaltung des deutschen Strommarktes keine Differenzierung zwischen dem Wert des Stromes an verschiedenen Standorten in Deutschland ermöglicht, sondern eine einheitliche Preiszone vorschreibt.

Da die Übertragungskapazität beschränkt ist, muss genügend Erzeugungskapazität in den jeweiligen Regionen vorgehalten werden. Aktuell befürchtet die Bundesnetzagentur, dass konventionelle Kraftwerke an den falschen Standorten in Deutschland vom Netz genommen werden und zu wenige Kraftwerke in Süddeutschland betriebsbereit bleiben. Zum Umgang mit Netzengpässen wurde von der Bundesnetzagentur eine Netzreserve eingesetzt.¹⁰ Kraftwerke in Süddeutschland und Österreich werden direkt von den Netzbetreibern kontrahiert und können im Fall von Übertragungsengpässen für Süddeutschland eingesetzt werden.

Jedoch reduziert die Netzreserve die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken an den Standorten, wo diese benötigt werden (Süddeutschland). Sie muss somit, wie vorgesehen, eine Übergangslösung bis 2017 bleiben, damit der Strommarkt längerfristig die richtigen Signale für Investitions- und Stilllegungsentscheidungen liefert. Die Netzprobleme müssen letztlich durch Netzausbau und mit regionaler Bepreisung behoben werden.

Unterschiedliche Kapazitätsmechanismen in der Diskussion

In Deutschland werden gegenwärtig als mögliche Kapazitätsmechanismen insbesondere die folgenden fünf Modelle diskutiert: Strategische Reserve, Versorgungssicherheitsverträge, Fokussierte Kapazitätsmärkte, Dezentrale Leistungsverpflichtungen und Dezentraler Leistungsmarkt.¹¹ Diese Modelle unterscheiden sich unter anderem danach, auf welcher Ebene der Bedarf an Kapazitäten bestimmt wird, welche Anlagen in den Me-

⁹ Es wäre zu prüfen, inwieweit eine solche Reserve mögliche weitere Neuinvestitionen verringern oder verzögern kann, wenn Investoren befürchten, dass mit Auslaufen der Übergangsreserve alte Kraftwerke zurück auf den Markt kommen und Preisdruck ausüben.

¹⁰ Vgl. den Beitrag von Kunz, F. et al. in diesem Wochenbericht.

¹¹ BMWi (2013): Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder – Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten. 28. Mai 2013.

Tabelle

Gegenwärtig in Deutschland diskutierte Kapazitätsmechanismen

	Strategische Reserve	Versorgungssicherheitsverträge	Fokussierter Kapazitätsmarkt	Dezentrale Leistungsverpflichtungen	Dezentraler Leistungsmarkt
Kapazitätsplanung	zentral	zentral	zentral	zentral	dezentral
Beschaffung	zentral	zentral	zentral	dezentral	dezentral
Anlagenselektion	nein/bedingt	nein (umfassend)	ja	nein (umfassend)	nein (umfassend)
Einsatz im Strommarkt	nein	ja	ja	ja	ja
Marktform	Auktion	Auktion	Auktion	diverse	Börse
Produkt	Reservekapazität	Call-Option	Call-Option	Leistungszertifikat	VS-Nachweis
Steuerungsgrößen	Reservekapazität	Kapazität	Kapazität	Sicherheitsmarge	Strafen
	ggf. Regionalkomp.	Ausübungspreis	Ausübungspreis	Strafe	Auslösungspreis
Finanzierung	Umlage	Umlage	Umlage	Marktpreis	Marktpreis
Referenzen	Consentec (2012), BMU, BDEW, BEE u.a. (2013)	EWI (2012)	Öko-Institut, LBD, Raue (2012)	vgl. Frontier Economics (2013)	VKU (2013), BDEW (2013)

Quellen: Consentec (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Untersuchung im Auftrag der EnBW AG, Abschlussbericht 7. Februar 2012;
 BMU, BDEW, BEE u.a. (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“, Mai 2013.
 EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Endbericht im Auftrag des BMWi, März 2012;
 Öko-Institut, LBD, Raue (2012): Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin, 8. Oktober 2012;
 Frontier Economics, Formet Services (2013): Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme – Eine geeignete Alternative zu zentralen Kapazitätsmechanismen? Studie im Auftrag des BMWi, Mai 2013;
 VKU, Enervis, BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Langfassung, 1. März 2013;
 BDEW (2013): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts. Berlin, 18. September 2013, Positionspapier des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, 18. September 2013;
 zum Überblick vgl. auch BMWi (2013): Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder – Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten. 28. Mai 2013.

© DIW Berlin 2013

chanismus einbezogen werden und wie Anreize zur Bereitstellung von Kapazitäten gesetzt werden (Tabelle).

Strategische Reserve

Das Konzept der Strategischen Reserve besteht in Stromerzeugungskapazitäten, die ausschließlich in extremen Knappheitssituationen eingesetzt werden sollen.¹² Der Bedarf an Reservekapazität wird zentral festgelegt, zum Beispiel auf fünf Prozent der gesamten Jahreshöchstlast (rund vier Gigawatt). Zur Beschaffung werden diese Kapazitäten durch die Übertragungsnetzbetreiber unter öffentlicher Aufsicht ausgeschrieben. Die Strategische Reserve ist grundsätzlich für Alt- und Neuanlagen offen. Anfänglich geht es vor allem um Bestandsanlagen und um Neuanlagen in netztechnisch geeigneten Regionen. Dafür sind ausreichende Vorlaufzeiten und Vertragslaufzeiten festzulegen. Die Reserve kommt zum Einsatz, wenn der Börsenpreis ein festgelegtes Niveau überschreitet, zum Beispiel nach dem Vorschlag des BMU und verschiedener Verbände 3 000 Euro pro MWh.¹³ Der Kraftwerksbetreiber erhält

als Erlös einen marktbestimmten Leistungspreis und daneben einen kostenorientierten Arbeitspreis. Mehrkosten werden wie Netzentgelte auf die Stromverbraucher umgelegt.

Um Rückwirkungen der Strategischen Reserve auf Investitionsentscheidungen für den Strommarkt zu vermeiden, sollen die Anlagen der Strategischen Reserve auch später nicht am Strommarkt eingesetzt werden dürfen.

Im Unterschied zur bestehenden regulatorischen Netzreserve (Winterreserve) wird die Strategische Reserve marktwirtschaftlich organisiert. Die Netzreserve könnte eventuell in die Strategische Reserve aufgenommen werden. Nach dem gemeinsamen Positionspapier des Bundesumweltministeriums und der Verbände besteht Einigkeit darüber, dass eine Strategische Reserve kurzfristig (ab 2014) eingeführt werden kann und soll. Hinsichtlich eventueller weitergehender Kapazitätsmechanismen könnte sie als Übergangslösung, als Ergänzung oder sogar als Ersatz dienen.

Versorgungssicherheitsverträge

Nach einer Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums könnte die Bereitstellung ausreichender Kapazitäten durch eine zentrale Versteigerung von Verträgen gewährleistet werden, die eine Kapazitätsver-

¹² Consentec (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Untersuchung im Auftrag der EnBW AG. Abschlussbericht 07.02.2012

¹³ BMU, BDEW, BEE u.a. (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“, Mai 2013.

pflichtung und eine Verfügbarkeitsoption umfassen.¹⁴ Ähnliche Kapazitätsmechanismen werden in Neu-England, Kolumbien und Brasilien angewendet. Der Bedarf an Kapazitäten wird zentral ermittelt und bestimmt den Umfang der Versteigerungen. Teilnehmen können Bestands- und Neuanlagen, wobei unterschiedliche Laufzeiten von einem beziehungsweise 15 Jahren gelten sollen. Für Neuanlagen ist zudem ein Vorlauf von fünf bis sieben Jahren vorgesehen. Daneben können auch Maßnahmen wie Nachfragemanagement einbezogen werden. Der Auslösungspreis der Call-Option wird zentral so festgelegt, dass er etwas höher ist als die höchsten variablen Erzeugungskosten. Teilnehmende Erzeuger verpflichten sich Kapazitäten bereitzuhalten und erhalten die Optionsprämie unabhängig von ihrer Erzeugung. Wenn der Strompreis höher ist als der Auslösungspreis, müssen sie die Differenz zurückerstatten. Die Nettokosten werden auf die Stromverbraucher überwält. Anders als bei einer Strategischen Reserve können die Anlagen normal am Strommarkt teilnehmen.

Würden Erzeuger Strom ihrer Kraftwerke auf Termin verkaufen und zugleich Versorgungssicherheitsverträge unterzeichnen, müssten sie ihren erzeugten Strom abliefern und bei hohen Strompreisen zugleich für die Differenz zwischen dem Spotpreis und dem Auslösungspreis der Optionen bezahlen. Das bedingt ein deutliches Risiko, und es ist zu befürchten, dass die Absicherung von Erzeugung und Nachfrage mit traditionellen Terminverträgen eingeschränkt wird.

Fokussierter Kapazitätsmarkt

Das Konzept Fokussierter Kapazitätsmärkte¹⁵ ähnelt zum Teil dem der Versicherungsverträge. Der Bedarf an Kapazitäten wird zentral geplant und ausgeschrieben. Neben der Versorgungssicherheit werden allerdings zugleich auch weitere Ziele der Energiewende verfolgt. So sollen aus klimapolitischen Gründen ein Aufbau CO₂-intensiver Stromerzeugung und aus verteilungspolitischen Gründen Mitnahmeeffekte vermieden werden. Angestrebt werden flexible und emissionsarme Kraftwerke, die die zunehmende variable Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie ergänzen. Der Kapazitätsmarkt richtet sich selektiv zum einen auf stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen und zum anderen auf Neuanlagen, für die bestimmte Präqualifikationsanforderungen, unter anderem Flexibilität, gestellt werden. Für die Anlagen wird die Teilnahme am Strommarkt nicht

beschränkt. Allerdings stellt sich die Frage, ob die Formulierung von Kriterien, nach denen sich Bestandsanlagen für Kapazitätsmarktzahlungen qualifizieren (zum Beispiel Betriebsstunden), nicht zu starken Verzerrungen führt. Die Finanzierung des Kapazitätsmechanismus erfolgt auch hier über einen Aufschlag auf die Netzentgelte.

Dezentrale Leistungsverpflichtungen

Während die Kapazitäten in den bisher genannten Konzepten zentral durch Ausschreibungen beschafft werden, wird mit Leistungsverpflichtungen ein dezentrales Element bei Kapazitätsmechanismen eingeführt. Die Vorgaben für die Leistungsverpflichtungen werden allerdings zentral festgelegt und falls erforderlich an einen veränderten Gesamtbedarf angepasst. Solch ein System wird gegenwärtig in Frankreich diskutiert.¹⁶ Für die Ausgestaltung der Leistungsverpflichtungen sind unterschiedliche Varianten und Mischformen möglich. So können die Versorger verpflichtet werden, sicher verfügbare Kapazität entsprechend ihrer Höchstlast und einer Sicherheitsmarge nachzuweisen. Zugleich können Kapazitätssertifikate frei gehandelt werden, wobei typischerweise Versorger als Nachfrager und Kraftwerksbetreiber als Anbieter auftreten können. Für den Fall, dass Verpflichtungen zur Verfügbarkeit von Kapazitäten nicht eingehalten werden, sind Strafen vorzusehen. Die Finanzierung erfolgt hier über die Produktpreise der Versorger.

Dezentraler Leistungsmarkt

Im Unterschied zu dezentralen Leistungsverpflichtungen wird von den Verbänden VKU und BDEW ein Kapazitätsmechanismus vorgeschlagen, bei dem nicht nur die Beschaffung von Kapazitäten dezentral erfolgt, sondern auch der Kapazitätsbedarf dezentral durch die Nachfrageseite bestimmt wird.¹⁷ Auf eine staatliche Mengenplanung soll damit vollständig verzichtet werden. Die Versorger werden verpflichtet, eine von ihnen bestimmte Leistung jederzeit gesichert zur Verfügung zu stellen. Hierzu wird ein verbindliches System von Versorgungssicherheitsnachweisen (VSN) eingeführt. Die Versorger entscheiden selbst über den Bedarf an gesicherter Leistung und fragen entsprechend viele VSN am Markt nach. Dazu werden marktfähige Produkte standardisiert, die an einer Börse für Kapazitätssertifikate gehan-

¹⁴ EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Endbericht im Auftrag des BMWi, März 2012.

¹⁵ Öko-Institut, LBD, Raue (2012): Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin, 8. Oktober 2012.

¹⁶ Frontier economics, Formaet Services (2013): Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme – Eine geeignete Alternative zu zentralen Kapazitätsmechanismen? Studie im Auftrag des BMWi, Mai 2013.

¹⁷ VKU, Enervis, BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Langfassung, 1. März 2013; BDEW (2013): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts. Berlin, 18. September 2013, Positionspapier des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, 18. September 2013.

delt werden. Die Laufzeit der VSN soll anfänglich ein Quartal betragen. Kraftwerksbetreiber können VSN anbieten. Sie verpflichten sich damit, vertraglich sichere Leistung in Knappheitssituationen bereitzustellen. Der staatliche Regelungsbedarf umfasst in diesem System insbesondere die Festlegung von Strafen für Versorger und Erzeuger. Der Versorger muss eine Strafe zahlen, wenn im Knappheitsfall mehr Strom als durch VSN abgesichert entnommen wird. Der Erzeuger muss eine Strafe zahlen, wenn er im Knappheitsfall weniger Strom als durch VSN zugesagt anbietet. Die Knappheitssituation wird durch eine kritische Höhe des Strompreises an der Börse (day ahead, EPEX Clearing Preis) definiert (Auslösungspreis). Die zentralen Steuerungsgrößen bestehen somit nicht aus vorgegebenen Kapazitätsmengen, sondern aus festgelegten Strafen für die Nichteinhaltung der VSN-Verpflichtungen.

Bei diesem Konzept besteht die Gefahr, dass Synergien eines integrierten Strommarktes verloren gehen: Die Lastspitzen einzelner Marktteilnehmer treten nicht zum gleichen Zeitpunkt auf, so dass die Gesamtnachfrage eine geringere Spitzenlast aufweist als die Summe der Spitzenlast der einzelnen Nachfragegruppen. Somit würde über VSN mehr Kapazität bereitgestellt, als eigentlich benötigt.

Zur Überwachung des Systems sollen ein zentrales Register sowie Verfahren zur Prüfung der Eignung und Pflichteinhaltung der Anbieter und Nachfrager von VSN eingeführt werden. Auf eine Differenzierung nach Technologien wird verzichtet. Damit werden *Windfall-Profits* insbesondere für vorhandene Grundlastkraftwerke, bewusst in Kauf genommen. Die Finanzierung des Systems erfolgt durch die Einpreisung in Endkundenprodukte.

Solange gesicherte Erzeugungsleistung noch nicht knapp ist, würde sich kein oder nur ein sehr geringer Preis für Versorgungssicherheitsnachweise ergeben; für die Aktivierung dieses Konzepts ist noch kein konkreter Zeitpunkt vorgeschlagen worden.

Kapazitätsmarkt und Strategische Reserve entfalten unterschiedliche Wirkungen

Die derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen lassen sich in zwei grundsätzliche Konzepte unterscheiden. Die Strategische Reserve beschränkt sich auf einen speziellen Pool von Kraftwerken, der getrennt finanziert und eingesetzt wird, während die anderen Kapazitätsmechanismen allen Kraftwerken mit gesicherter Leistung einen zusätzlichen Einnahmestrom ermöglichen (im Fall des Fokussierten Kapazitätsmarktes für einen Großteil der Gesamtkapazitäten). Allerdings kön-

nen große Unterschiede zwischen den einzelnen Vorschlägen durch die jeweilige Ausgestaltung entstehen.

Beide Ansätze können Versorgungssicherheit gewährleisten

Grundsätzlich könnte sowohl ein adäquat ausgestalteter Kapazitätsmarkt als auch eine richtig dimensionierte Strategische Reserve Versorgungssicherheit im Erzeugungsbereich gewährleisten. Allerdings kommt es in beiden Fällen auf die Details der Ausgestaltung und Umsetzung an. Zunächst einmal muss eine regulatorische Entscheidung zur Kapazitätsvorhaltung getroffen werden. Bei Kapazitätsmärkten kann die Kapazitätsplanung fehlerhaft sein; dabei könnte das Niveau sowohl zu niedrig liegen (Versorgungssicherheit nicht gewährleistet) oder zu hoch (Überkapazitäten); in der Praxis dürfte letzteres wahrscheinlicher sein. Es entstehen auch Anreize für starke Lobby-Einflüsse. Bei der Strategischen Reserve besteht grundsätzlich ebenfalls das Risiko einer in die eine oder andere Richtung fehlerhaft bestimmten Reservekapazität. Allerdings dürfte eine Überschätzung des Bedarfs im Vergleich zum Kapazitätsmarkt zu geringeren Kosten führen, da sie nur einen bestimmten Teil des Kraftwerksparks betrifft.

Darüber hinaus sollte eine ausreichende Dauer der Verträge im Kapazitätsmechanismus gewährleistet werden. Eine zu kurzfristige Orientierung reduziert den Wert der Kapazitätszahlungen für Investoren, da vertraglich nicht gesicherte Einkünfte in zukünftigen Jahren stark diskontiert werden und unklar ist, welche regulatorischen Entwicklungen zu erwarten sind. Bei dezentralen Lösungsansätzen sind allerdings längerfristige Vertragsbindungen – insbesondere nach den Insolvenzen einiger Versorger – mit großen Risiken verbunden. Somit stellt sich die Frage, welche Vorteile solche dezentralen Ansätze für Investitionsentscheidungen bieten können.

Bei der Strategischen Reserve ist die Vertragsdauer kein so entscheidender Faktor. Es muss jedoch gewährleistet sein, dass Kraftwerke, die in die Strategische Reserve aufgenommen werden, nicht mehr in den normalen Energiemarkt zurückkehren. Sonst würde für Investoren im normalen Energiemarkt das Risiko eines zusätzlichen Angebotes und damit eines geringeren Preises in zukünftigen Jahren bestehen. Aus heutiger Sicht ist unklar, inwiefern eine solche *no-way-back*-Regelung für alle Marktteilnehmer glaubwürdig ist, insbesondere im Fall von Neuanlagen. Bei der Ausgestaltung einer Strategischen Reserve muss zudem bestimmt werden, ab welcher Höhe des Spotmarktpreises die Strategische Reserve im Markt zur Verfügung gestellt wird (Kasten).

Kasten

Festlegung des Auslösungspreises der Strategischen Reserve

In den konkreten Vorschlägen für Deutschland wird meist davon ausgegangen, dass die Strategische Reserve erst mit Erreichen der Preisobergrenze des Spotmarktes ausgelöst wird. Diese Obergrenze liegt an der EEX bei 3 000 Euro je MWh. Wenn nach weiterem Zuwachs der erneuerbaren Energien die Kapazitätsherausforderung nicht mehr nur aus einzelnen Spitzenlaststunden, sondern möglicherweise auch aus mehrtägigen Knappheiten besteht (kalte, windstille Winterwoche), dann könnte die Strategische Reserve häufiger und länger zum Einsatz kommen. Ein sehr hoher Auslösungspreis der Strategischen Reserve wäre dann mit höheren Kosten für Stromkunden verbunden. Dies könnte die politische Akzeptanz schwächen. Deshalb sollte der Auslösungspreis der Strategischen Reserve unterhalb der Preisobergrenze von 3 000 Euro je MWh liegen.

Für die konkrete Festlegung des Auslösungspreises der Strategischen Reserve sind mehrere Faktoren relevant, deren genauere Abschätzungen eine wichtige Rolle in der zukünftigen Debatte zukommen wird. Daher wird derzeit von einer möglichen Spanne von etwa 500 bis 1 500 Euro je MWh ausgegangen. Die untere Grenze dieser Spanne ergibt sich aus zwei Überlegungen. Erstens, sollte der Auslösungspreis der Strategischen Reserve nicht die variablen Kosten der Nachfrageflexibilität unterschreiten (in der Regel geschätzt auf 400 Euro je MWh)¹

und zusätzlich Deckungsbeiträge für Fixkosten von Maßnahmen zur Nachfrageflexibilität ermöglichen. Der Auslösungspreis sollte somit deutlich über 400 Euro je MWh liegen.

Zweitens sollten Deckungsbeiträge für Spitzenlast-Kraftwerke auf dem Energiemarkt hoch genug sein, um (Re-) Investitionen zu ermöglichen. Diese entstehen in Stunden, in denen der Strompreis entweder durch Nachfrageflexibilität oder durch die Strategische Reserve gesetzt wird. Da in vielen US-Strommärkten die eigentlichen Preisobergrenzen zur Zeit noch unterhalb von 800 Euro je MWh liegen (zum Beispiel 750 US-Dollar je MWh im Kalifornischen Markt), kann davon ausgegangen werden, dass – wenn auch von leicht anderen Kostenstrukturen auszugehen ist – ein Auslösungspreis für die Strategische Reserve zwischen 800 und 1 500 Euro je MWh Wirtschaftlichkeit für jegliche Betreiber gewährleistet. Eine andere Studie hat Auslösungspreise von 1 000 und 1 780 Euro je MWh angenommen und zeigt zum Beispiel, dass für den letzteren Auslösungspreis im Jahr 2020 die Strategische Reserve mindestens 26 Stunden im Jahr eingesetzt werden muss, damit sich Spitzenlastkraftwerke rentieren.² Für unsere Berechnungen sind wir von einem Auslösungspreis von 800 Euro je MWh ausgegangen.³

¹ Vgl. Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbZaV) vom 28. Dezember 2012.

² Vgl. EWI (2012), a. a. O..

³ Vgl. Beitrag von Kemfert, C., Traber, T. in diesem Wochenbericht.

Strategische Reserve verringert Investitionsrisiken

Während Kapazitätsmärkte einen Teil der Investitionsrisiken über die kurzfristig stabilen Kapazitätzahlungen aus dem Markt nehmen, bleiben Risiken in Bezug auf Einnahmen durch den eigentlichen Stromhandel. Gerade die Kompatibilität von Kapazitätsmärkten mit bilateralen und an der Strombörse handelbaren Stromlieferverträgen ist kritisch zu sehen, da zukünftige Kapazitätzahlungen über eine Ausschreibungsperiode hinaus für Investoren nur schwer abzuschätzen sind. Damit ist auch das korrekte Risiko-Management für bilaterale Verträge unbestimmt, die zusätzlich zum Kapazitätsvertrag vorteilhaft gezeichnet werden könnten. So besteht die Gefahr, dass Kapazitätsmärkte die Volumen für mittel- und längerfristige Lieferverträge reduzieren und somit individuelle Strategien zur Risikoabsicherungen von Investitionen erschweren. Wichtige Preissignale solcher Lieferverträge werden so unterdrückt.

Bei der Umsetzung von umfassenden Kapazitätsmechanismen hat sich oftmals eine große Komplexität gezeigt. Die US-Erfahrungen deuten auf häufige zu erwartende Veränderungen bei der Ausgestaltung mit entsprechend negativen Auswirkungen auf Investitionssicherheit hin.

Dazu im Vergleich bietet die Strategische Reserve Vorteile, da Kapazitätzahlungen auf Kraftwerke beschränkt sind, die nur in Ausnahmesituationen zum Einsatz kommen und am eigentlichen Strommarkt nicht teilnehmen. Somit nimmt die Strategische Reserve kaum Einfluss auf existierende Vertragsstrukturen und Investitionsabsicherungen für die Mehrheit der Kraftwerke. Zusätzlich bietet die strategische Reserve die Option, Ausfall-Risiken aus dem Spotmarkt und aus Lieferverträgen zu nehmen, wenn mit der Strategischen Reserve die Preisobergrenze im Markt faktisch gesetzt wird.

Verteilungswirkungen der Strategischen Reserve gering

Von der Einführung der vorgeschlagenen Mechanismen sind stark unterschiedliche und zum Teil erhebliche Verteilungswirkungen auf Verbraucher und Kraftwerksbetreiber zu erwarten. Modellrechnungen zeigen,¹⁸ dass die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes die deutschen Stromverbraucher im Jahr 2020 in Höhe von knapp vier Milliarden Euro belastet, während die Betreiber konventioneller Stromerzeugungsanlagen durch zusätzliche Gewinne in Höhe von etwa einer Milliarde Euro begünstigt werden.

Diese Wirkungen beruhen für Verbraucher und Erzeuger jeweils auf zwei Effekten. Einerseits führt die durch einen umfassenden Kapazitätsmarkt ausgelöste zusätzliche Bereitstellung von Kapazitäten zu einem Preisrückgang an der Strombörse, für den hier ein Durchschnittswert im Jahr 2020 von 0,32 Cent pro kWh berechnet wurde und der die Erzeuger belastet und die Verbraucher tendenziell entlastet.¹⁹ Andererseits erhalten die Erzeuger zusätzliche Einnahmen durch die im Kapazitätsmarkt ermittelten Kapazitätsszahlungen, die durch die Erhebung einer verbrauchsbezogenen Abgabe in Höhe von rund einem Cent pro kWh von den Verbrauchern zu finanzieren ist.

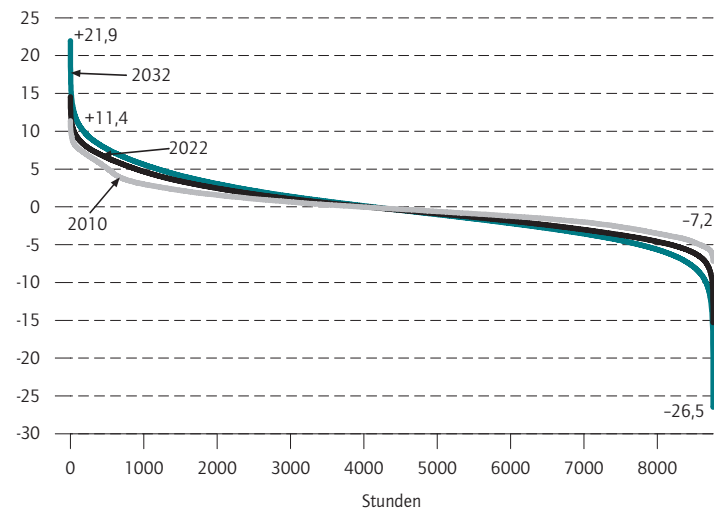
Für eine kleine Strategische Reserve mit einem Auslösepreis von 800 Euro je MWh ergibt sich in der Modellrechnung ein Bedarf von 3,6 Gigawatt für das Jahr 2020. Werden diese im Rahmen der Reserve vorgehaltenen Kapazitäten lediglich ab einem Strompreis von 800 Euro pro MWh eingesetzt, ergibt sich eine Reduktion der Erlöse von Anlagen außerhalb der Reserve um rund 14 Millionen Euro im Jahr 2020. Für die Stromverbraucher entstehen dabei im Zusammenspiel von Großhandelspreisbegrenzung und einer benötigten Abgabe zur Finanzierung von 0,03 Cent pro kWh Belastungen von knapp 100 Millionen Euro jährlich.

Strategische Reserve setzt Anreize für Flexibilität

Im Kontext der Energiewende steigen die Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems. Grund hierfür sind die Einspeisecharakteristika von Windkraft und Photovoltaik, die in Zukunft große Anteile der Stromerzeugung ausmachen werden. Deshalb ist danach zu fragen, wie sich die verschiedenen Kapazitätsmechanismen auf die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen auswirken.

Abbildung 2

Stündliche Änderungen der Residuallast In Gigawatt



1 Als Residuallast wird der Stromverbrauch bezeichnet, der nach Abzug der Einspeisung erneuerbarer Energien noch zu decken ist. Bei verstärkter Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien steigen auch die Schwankungen der Residuallast. Der größte Anstieg der Residuallast von einer Stunde auf die nächste beträgt im Jahr 2032 21,9 Gigawatt, der größte Rückgang zwischen zwei Stunden 26,5 Gigawatt. Für das Jahr 2010 sind historische Daten dargestellt, für 2022 und 2032 die Ergebnisse von Simulationen, die auf Schill, W.-P. (2013), a. a. O. beruhen.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die stündlichen Änderungen der Residuallast nehmen künftig stark zu.

Bei steigenden Anteilen der Wind- und Solarenergie vergrößern sich die stündlichen Änderungen der sogenannten Residuallast, die durch konventionelle Anlagen bedient werden muss. Abbildung 2 zeigt die stündlichen Änderungen der Residuallast (Gradienten), die in den Szenarien B 2022 und B 2032 des Netzentwicklungsplans auftreten würden.²⁰ Demnach müssten im Extremfall im Jahr 2032 erzeugungs- oder nachfrageseitige Kapazitäten bereitstehen, um einen Anstieg der zu deckenden residualen Last von einer Stunde auf die nächste von 22 Gigawatt auszugleichen. Genauso sinkt der minimale Gradient deutlich von -7 auf fast -27 Gigawatt zwischen 2010 und 2032.

Dieser durch den Ausbau erneuerbarer Energien erhöhte Flexibilitätsbedarf kann perspektivisch auf vielerlei Weise gedeckt werden.²¹ Dazu gehören unterschiedliche Arten von Stromspeichern, die Flexibilisierung der Nachfrageseite sowie die bedarfsgerechte beziehungsweise strommarktgeführte Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken. Auch die temporäre Abregelung oder ge-

¹⁸ Vgl. Beitrag von Kemfert, C., Traber, T. in diesem Wochenbericht.

¹⁹ Dies setzt allerdings voraus, dass die Strompreisrückgänge an die Verbraucher weitergereicht werden.

²⁰ Die Berechnungen basieren auf Schill, W.-P. (2013), a. a. O.

²¹ Plattform Erneuerbare Energien (2013): Bericht an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder.

drosselte Fahrweise variabler erneuerbarer Energien kann einen Flexibilitätsbeitrag leisten. Darüber hinaus werden neue, steuerbare Verbraucher im Wärme- oder Verkehrsbereich sowie die Erzeugung chemischer Energieträger unter den Stichworten Power-to-Heat, Power-to-Mobility und Power-to-Gas diskutiert. Nicht zuletzt kann auch der Ausbau und die Optimierung von Stromnetzen als Flexibilitätsoption betrachtet werden.

Aus heutiger Sicht ist unklar, wie hoch der genaue Flexibilitätsbedarf des zukünftigen Stromsystems sein wird, und welcher Mix unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen optimal wäre. Vor diesem Hintergrund erscheint es vorteilhaft, die Akteure möglichst unverzerrten Marktpreisen auszusetzen, die den Wert von Flexibilität in allen relevanten Marktsegmenten angemessen widerspiegeln. Dabei ist zu bedenken, dass beispielsweise Stromspeicher und Maßnahmen zur Lastflexibilisierung grundsätzlich von großen Preisspreizungen zwischen Perioden der Stromaufnahme und -abgabe profitieren.

Vor diesem Hintergrund ist die Wirkung unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen auf die Spotpreise von großer Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen. Die Schaffung eines Kapazitätsmarktes führt im Allgemeinen zu einer Dämpfung von Preisspitzen, da Knappheitspreise durch separate Kapazitätzahlungen reduziert werden. Die Strategische Reserve wäre wegen ihrer geringeren Verzerrungen des Preissignals insofern zu bevorzugen.²²

Grundsätzlich wäre es möglich, dass Flexibilitätsoptionen im Rahmen eines Kapazitätsmarktes an der Leistungsvergütung partizipieren und somit die Dämpfung der Spitzenpreise durch einen anderen Erlösstrom kompensieren. Dies setzt jedoch voraus, dass die Bedingungen für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt (Präqualifikation) unterschiedliche Flexibilitätsoptionen nicht diskriminieren. Dies könnte gegebenenfalls durch eine hinreichende Differenzierung der Präqualifikationsregeln erreicht werden. In der Praxis dürfte die Festlegung entsprechender technischer Spezifikationen eine große Herausforderung für die Ausgestaltung der Regulierung sein. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund möglicher Innovationen bei unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen, die Anpassungen der Präqualifikation erfordern könnten. Da ein Kapazitätsmarkt möglichst langfristige Investitionssignale geben sollte und eine lange Vorlaufdauer benötigt, sind derartige Präqualifikationsanpassungen kritisch zu bewerten.

²² Vergleiche BMU, BDEW, BEE u.a. (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“; sowie Nicolosi, M. (2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Zwischenbericht, Berlin, erstellt für das Umweltbundesamt.

Letztendlich besteht im Rahmen eines Kapazitätsmarktes die Gefahr, dass Investitionen und Betrieb von Flexibilitätsoptionen im Hinblick auf eine bestimmte Regulierung optimiert werden, nicht auf den größten Systemnutzen. Ein systemoptimierter Einsatz könnte dagegen besser durch möglichst unverzerrte Spotmarktpreise angereizt werden, die sich bei einer Strategischen Reserve einstellen sollten.

Strategische Reserve tendenziell kompatibler mit dem EU-Binnenmarkt

In ihren Leitlinien vom November dieses Jahres hat die Europäische Kommission mehrere Punkte möglicher Verzerrungen des gemeinsamen europäischen Energiemarktes durch Kapazitätsmechanismen identifiziert.²³ Es zeigt sich, dass das Risiko von Marktverzerrungen im europaweiten Stromhandel bei einer Strategischen Reserve als geringer anzusehen ist. Die Verlagerung von Einnahmeströmen vom Energie- in den Kapazitätsmarkt bei umfassenden Kapazitätsmechanismen verzerrt die Funktion des Energiepreises bei der internationalen Koordination von Betriebs- und Investitionsentscheidungen. Zusätzlich ist ungeklärt, in welchem Umfang und zu welchen Zeiten Kosten für einen umfassenden Kapazitätsmechanismus auch auf exportierte Energiemengen umgelegt werden und welche Verzerrungen dadurch für den Handel entstehen.

Die Strategische Reserve ist hier allein wegen ihrer geringeren Kosten und somit auch geringeren Marktverzerrungen kompatibler mit einem gemeinsamen europäischen Strombinnenmarkt. Nicht zuletzt steigt die Komplexität des EU-Stromhandels deutlich, wenn EU-Mitgliedsländer jeweils unterschiedliche Mechanismen einführen und somit auch Investitionsrisiken und Transaktionskosten für Investoren erhöhen. Eine Lösung wäre ein EU-weit harmonisierter Kapazitätsmarkt – jedoch wird ein solch koordinierter Ansatz von allen Beteiligten bisher als unwahrscheinlich angesehen. Bei Strategischen Reserven ist die Koordination hingegen einfacher.

Fazit

Eine wichtige Rolle in der derzeitigen energiepolitischen Debatte spielt die Frage, ob der deutsche Strommarkt genügend Anreize für Investitionen in Kraftwerke und deren Verbleiben am Netz bietet und somit ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Vorschläge, die Energieversorgung weiter abzusichern, beinhalten zum Teil umfassende Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber – parallel zu Energieerlösen und basierend auf

²³ EU-Kommunikation vom 5. November 2013: „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Intervention.“

der bereitgehaltenen Erzeugungskapazität (*Kapazitätsmärkte*). Andere Vorschläge empfehlen die Vorhaltung einzelner Kraftwerke, die nur bei Knappheit und hohen Preisen zum Einsatz kommen (*Strategische Reserve*). In der vorliegenden Studie wird untersucht, welche Faktoren zu fehlenden Investitionsanreizen führen könnten und wie ihnen entgegengewirkt werden kann. Es zeigt sich, dass eine Strategische Reserve zur Absicherung der Energieversorgung ausreicht.

Im Hinblick auf künftige Investitionen in Kraftwerke ist insbesondere noch unklar, ob die Flexibilisierung des Stromsystems (Nachfrage, Speicher etc.) zu einer ausreichenden Nachfrageelastizität führt, um mit den verschiedenen Unsicherheitsfaktoren wie Kraftwerksbau und Stilllegung umgehen zu können. Als Vorsorge sollte eine Strategische Reserve eingeführt werden, die nach dem Auslaufen der Netzreserve im Jahr 2017 wirksam wird. Sie müsste allerdings schon mit einigen Jahren Vorlauf ausgeschrieben werden.

Dabei unterscheidet sich die Strategische Reserve von der Netzreserve auch im Kriterium, nach dem die Kraftwerke in der Reserve abgerufen werden. Die Strategische Reserve kann erst ab einem klar definierten (hohen) Preis eingesetzt werden und soll damit Verzerrungen im Energiemarkt vermeiden. Im Gegensatz dazu wird die Netzreserve unabhängig vom Strommarktpreis abgerufen, sobald Netzengpässe auftreten.

Von der Schaffung eines Kapazitätsmarkts für Kraftwerke, die auch am Strommarkt teilnehmen, sollte abgesehen werden. Gründe hierfür sind die aus heutiger Sicht unklaren und komplexen Ausgestaltungsdetails von Kapazitätsmärkten, ihre potenziell hohen Verteilungswir-

kungen, ihre faktische Irreversibilität sowie tendenziell negative Auswirkungen auf Investitionen in erneuerbare Energien und Flexibilitätsoptionen.

Eine Strategische Reserve dagegen ist einfacher auszugestalten, bringt geringere Verteilungswirkungen mit sich und stärkt den Spotmarkt, was tendenziell die Anreize für Investitionen in zukünftig verstärkt erforderliche Flexibilitätsoptionen erhöht. Eine adäquat ausgestaltete Strategische Reserve könnte sich eventuell – wenn sich Speicher und Nachfrageflexibilität nicht ausreichend entwickeln – auch längerfristig als eine effektive Möglichkeit zur Absicherung des Strommarktes erweisen. Die Strategische Reserve ist eine robuste Lösung, die in Abhängigkeit von künftigen Konstellationen am Strommarkt revidiert, erweitert oder ergänzt werden kann.

Zusätzlich stellt sich die Frage, ob private Unternehmen Kraftwerke vorübergehend stilllegen und bis 2022 vorhalten werden, um dann die vorhersagbare Kapazitätsreduktion durch den Atomausstieg abzufangen. Deswegen wäre zu prüfen, ob solche Kraftwerke bis 2022 in einer Übergangsreserve als vorübergehend stillgelegt vorgehalten werden sollten. Damit könnten Unsicherheiten über die im Jahr 2023 verfügbaren Kapazitäten zu geringen Kosten gemindert werden.

Regionale Erzeugungsknappheiten ergeben sich aktuell durch Engpässe in den Übertragungsnetzen, die sich nicht im Strompreis widerspiegeln. Hierfür gibt es bis 2017 die Netzreserve, mit der Kraftwerke für Süddeutschland vorgehalten werden. Allerdings ergeben sich dabei Verzerrungen der Anreize für Betrieb und Investition. Die Netzprobleme müssen letztlich durch den Netzausbau und mit regionaler Bepreisung behoben werden.

Karsten Neuhoﬀ ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | kneuhoﬀ@diw.de

Jochen Diekmann ist stellvertretender Leiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | jdiekmann@diw.de

WolfPeter Schill ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | wschill@diw.de

Sebastian Schwenen ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | sschwenen@diw.de

STRATEGIC RESERVE TO SECURE ELECTRICITY MARKET

Abstract: There is an ongoing discussion about whether the German electricity market offers sufficient incentives for investment in power plants and for keeping them connected to the grid, thus ensuring sufficient security of supply. Recommendations for further securing power supply include payments, some of them comprehensive, to power plant operators – in addition to energy revenues and based on their generating capacity ("capacity mechanisms"). Other

suggestions are to keep individual power plants available that are used only during times of scarcity and high prices ("strategic reserve"). The present article analyzes the various reasons that could lead to a lack of incentives for investment and the extent to which they legitimize employing capacity mechanisms or require other approaches. It is concluded that a strategic reserve would suffice for securing generation adequacy, and finally, design options are discussed.

JEL: D47, L51, Q48

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



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 Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.