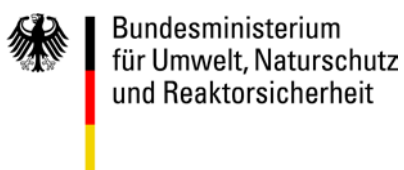


Märkte stärken, Versorgung sichern

Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland

Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“

Mai 2013



Kurzzusammenfassung

Die Stromversorgung in Deutschland und in Europa befindet sich in einem Transformationsprozess. Dieser umfasst insbesondere die Fortentwicklung des europäischen Binnenmarktes für Strom, den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland bis 2022 und die zunehmende Integration erneuerbarer Energien. Dieser Prozess kann in den nächsten Jahren Unsicherheiten für Investoren bedeuten, die durch die aktuellen Diskussionen über eine Veränderung des Marktdesigns noch verstärkt werden. Während einer Übergangszeit können diese Unsicherheiten gegebenenfalls auch in einem grundsätzlich funktionierenden Strommarkt zu Verzögerungen bei Investitionen in neue Kraftwerke und bei der Flexibilisierung der Nachfrage führen. Um dennoch weiterhin ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sollte die Stromversorgung während des Transformationsprozesses durch das Instrument einer Strategischen Reserve abgesichert werden.

Das Grundkonzept der Strategischen Reserve besteht darin, dass Kapazitäten als Reserve zusätzlich zu den Kapazitäten am Strommarkt zur Verfügung stehen und somit die Versorgungssicherheit erhöhen. Zum Einsatz kommen die Kapazitäten der Strategischen Reserve nur in den Situationen, in denen an der Strombörse keine Deckung der Nachfrage möglich wäre. Die Strategische Reserve stellt effektiv Versorgungssicherheit her, ist einfach umzusetzen, stellt geringe Anforderungen an die Regulierung, bewahrt die Funktionsfähigkeit des Strommarkts, hat relativ geringe Kosten und ist in hohem Maße mit dem EU-Binnenmarkt kompatibel. Das vorliegende Papier beschreibt ein Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland.

Inhalt

1. Einleitung.....	1
2. Ausgangslage: Versorgungssicherheit in einem sich wandelnden Energiesystem..1	
Stromversorgung im Umbruch	1
Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung	2
Netzengpässe in Süddeutschland.....	3
Investitionsanreize	3
Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes.....	4
Nachfrageelastizität	5
3. Marktdesign für die Transformationsphase der Energiewende	6
Optimierung des bestehenden Strommarkts.....	6
Strategische Reserve als Sicherheitsnetz.....	7
4. Ausgestaltung der Strategischen Reserve	9
Einsatz der Strategischen Reserve am Strommarkt	9
Einsatz der Strategischen Reserve als Netzreserve	9
Einsatz der Strategischen Reserve durch die Übertragungsnetzbetreiber.....	10
Verhältnis zwischen Strategischer Reserve und bestehender Netzreserve	10
Beschaffung der Strategischen Reserve.....	10
Größe der Strategischen Reserve	11
Anforderungen an Strategische Reserve-Anlagen.....	12
Vergütung für Anlagenbetreiber	12
Finanzierung	13
5. Vorteile der Strategischen Reserve	13
Gute Vereinbarkeit mit dem bestehenden Strommarkt	13
Voraussetzung: Kein regulärer Einsatz der Strategischen Reserve am Markt.....	14
Förderung der Integration erneuerbarer Energien	14
Einfache Umsetzung und schnelle Wirksamkeit	14
Geringe Kosten	15
Geringe Fehleranfälligkeit	15
Kompatibilität mit dem EU-Binnenmarkt	15
Marktbasierter Ansatz	16
Leichte Anpassungsfähigkeit	16
Literatur	17

1. Einleitung

Das Strommarktdesign der Zukunft wird derzeit in der energiewirtschaftlichen Fachöffentlichkeit intensiv diskutiert. Eine Möglichkeit, die Stromversorgung abzusichern, ist die sogenannte Strategische Reserve. Nach diesem Modell wird eine geringe Menge von Reservekraftwerken außerhalb des Marktes vorgehalten und nur dann eingesetzt, falls der Strommarkt im Ausnahmefall nicht in der Lage sein sollte, die Nachfrage zu decken. In der jüngsten Zeit sind verschiedene, im Detail voneinander abweichende Konzepte zur Ausgestaltung einer Strategischen Reserve vorgestellt worden. Um aus diesen Vorschlägen einen robusten und breit akzeptierten Umsetzungsvorschlag zu erarbeiten, hat das Bundesumweltministerium wichtige in dieser Debatte engagierte Akteure zu einem Dialogprozess eingeladen. Das vorliegende Dokument ist das Ergebnis dieses Fachdialogs der Verbände BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) und BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie) mit den Wissenschaftlern Dr. Christoph Maurer (Consentec), Prof. Dr. Albert Moser und Christopher Breuer (Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen), Dr. Marco Nicolosi (Ecofys), Markus Peek (r2b energy consulting), Dr. Frank Sensfuß (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI) und Prof. Dr. Michael Sterner (Hochschule Regensburg, Moderation).

2. Ausgangslage: Versorgungssicherheit in einem sich wandelnden Energiesystem

Stromversorgung im Umbruch

Die Stromversorgung in Deutschland und in Europa befindet sich in einem Transformationsprozess. Dieser umfasst insbesondere die Fortentwicklung des europäischen Binnenmarktes für Strom, den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland bis 2022 und die zunehmende Integration erneuerbarer Energien. Dieser Prozess kann in den nächsten Jahren Unsicherheiten für Investoren bedeuten. Dies gilt sowohl für Investitionen in Kraftwerke, Speichertechnologien und Lastmanagement, als auch für den Aufbau neuer Geschäftsmodelle, z.B. für Smart Grids und virtuelle Kraftwerke.

Die aktuellen Diskussionen über eine Veränderung des Marktdesigns verstärken diese Unsicherheiten. Während einer Übergangszeit kann dies auch in einem grundsätzlich funktionierenden Strommarkt (Energy-Only-Markt) zu Verzögerungen bei Investitionen führen. Die Strategische Reserve kann in dieser Zeit die Versorgungssicherheit auf dem bisherigen hohen Niveau absichern.

Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung

Nach vorherrschender Meinung sind kurz- und mittelfristig (d.h. bis ca. 2018) im europäischen Strommarkt ausreichend Erzeugungskapazitäten vorhanden. Auch bei einer – rein rechnerisch – nationalen Sichtweise besteht in Deutschland kurz- und mittelfristig kein Kapazitätsproblem, selbst wenn bis dahin keine weiteren Kraftwerke gebaut werden. Nach Angaben der Bundesnetzagentur werden zwischen 2013 und 2015 nach heutigem Planungsstand in Deutschland sogar ca. 5 GW mehr Kraftwerke zugebaut als stillgelegt.¹ Da jedoch im EU-Binnenmarkt die nationalen Strommärkte gekoppelt sind, ist Versorgungssicherheit faktisch europäisch zu denken.

Die Entwicklung der Kapazitäten nach 2018 ist naturgemäß schwieriger zu prognostizieren. Unter anderem werden zwischen 2018 und 2022 in Deutschland Kernkraftwerke mit einer installierten Nettoleistung von mehr als 9 GW vom Netz gehen. Zur Deckung des längerfristigen Kraftwerksbedarfs bestehen – sofern die wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben sind – allerdings zahlreiche erzeugungs- und lastseitige Optionen. Nach Abschätzungen der Bundesnetzagentur sind in Deutschland derzeit ca. 32 GW an konventionellen Kraftwerksprojekten in Planung (inkl. Pumpspeicher, ohne Projekte im Bau).² Nach Angaben des BDEW bestehen Projekte mit einer Kapazität von mindestens 2,6 GW, die eine Genehmigung besitzen und noch nicht im Bau sind, aber kurzfristig realisiert werden könnten.³ Zudem gibt es bei Bestandskraftwerken in der Regel kein festes Ende der technischen Lebensdauer, vielmehr können sie (ggf. nach Ertüchtigungsmaßnahmen) weiter betrieben werden, solange es eine entsprechende wirtschaftliche Nachfrage gibt.

¹Kraftwerkliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2015, Stand 01.02.2013.

²Genehmigung Szenariorahmen NEP 2013, Stand Nov. 2012.

³BDEW-Kraftwerkliste, Stand April 2013.

Zudem können Lastmanagement, Energieeffizienz und europäischer Netzausbau den Kapazitätsbedarf verringern.

Insgesamt ist bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit aber zu berücksichtigen, dass es in den nächsten Jahren – neben dem Abbau von Überkapazitäten – aus wirtschaftlichen Gründen auch zu weiteren, bisher nicht geplanten Stilllegungen kommen kann. Daher ist es sinnvoll, die Entwicklung genau zu beobachten und mit der Einführung einer Strategischen Reserve hierfür Vorsorgemaßnahmen zu ergreifen.

Netzengpässe in Süddeutschland

Die zeitweise angespannte Situation in Süddeutschland, insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg, resultiert nicht aus einem Mangel an Kraftwerken, sondern aus Engpässen im Übertragungsnetz, denn aktuell bestehen in Deutschland insgesamt genügend Kraftwerkskapazitäten. Diese Netzengpässe werden mittelfristig durch den im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vorgesehenen Netzausbau behoben.

Aufgrund dieser Netzengpässe ist es aus netztechnischer Sicht in den nächsten Jahren erforderlich, eine bestimmte zusätzliche Reserveleistung für Redispatch⁴ an netztechnisch geeigneten Standorten verfügbar zu haben. Um dies zu gewährleisten, werden aktuell Reservekraftwerke in Süddeutschland und Österreich vorgehalten. Zudem hat die Bundesregierung mit dem sogenannten Wintergesetz dafür gesorgt, dass Kraftwerke, die systemrelevant sind, nicht stillgelegt werden dürfen.

Investitionsanreize

Derzeit ist zu beobachten, dass das aktuelle Strompreisniveau auf den Großhandelsmärkten kaum Anreize für Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten gibt und zudem verschiedene Bestandskraftwerke wirtschaftliche Schwierigkeiten haben. Daher bestehen Bedenken, dass die Versorgungssicherheit in absehbarer Zukunft gefährdet sein könnte.

⁴ Kurzfristige Anpassungen des Kraftwerkseinsatzplans bei Übertragungsnetzengpässen

Eine Ursache dafür ist, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien die Residuallast⁵ und somit die Anforderungen an die Zusammensetzung des thermischen Kraftwerksparks verändert⁶. Der derzeitige Kraftwerkspark stammt weitgehend aus einer Zeit mit geringen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien. Im Vergleich zu einer kostenoptimalen Struktur besteht er aus einem zu großen Anteil an Grund- und Mittellastkraftwerken und einem zu kleinen Anteil an Spitzenlastkraftwerken. Daher setzen derzeit häufig Kraftwerke mit sehr niedrigen Grenzkosten den Strompreis. Langfristig wird sich die Kraftwerksstruktur allerdings marktgetrieben anpassen und das Preisniveau auf einem Gleichgewichtsniveau stabilisieren (vgl. Ecofys 2012b, S. 10ff.).

Eine weitere Ursache für die momentan niedrigen Börsenstrompreise ist die Tatsache, dass auf dem Strommarkt erhebliche Überkapazitäten bestehen. Sie resultieren unter anderem aus der zunehmenden Kopplung der europäischen Märkte, der Inbetriebnahme neuer Kapazitäten und der anhaltenden Konjunkturschwäche in Europa. Zudem werden, auch aufgrund der Diskussion über die Einführung von Kapazitätsmechanismen, momentan in Deutschland anstehende Kraftwerksstilllegungen herausgezögert. Damit werden mehr Kraftwerke am Markt gehalten als für eine effiziente Lastdeckung erforderlich sind. Dies verschlechtert beispielsweise die Wirtschaftlichkeit von neuen Kraftwerken, Speichern und Lastmanagement.

Angesichts der Mechanismen, die grundsätzlich zu einer Stabilisierung der Strompreise führen, ist die Frage also, ob der bestehende Strommarkt nach Abbau der Überkapazitäten und durch Anpassungen der Kraftwerksstruktur wieder ausreichende Anreize für Investitionen gibt oder ob von einem grundsätzlichen Marktversagen ausgegangen werden muss.

Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes

Die Frage der Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Markts kann heute noch nicht abschließend geklärt werden. Sie hängt von verschiedenen Entwicklungen im Laufe

⁵ Verbleibende Last nach Einspeisung erneuerbarer Energien, die von konventionellen Kraftwerken und Speicher gedeckt wird

⁶ Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien sinkt der Bedarf an Grund- und Mittellastkraftwerken und steigt der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken.

der weiteren Transformation des Energiesystems ab. Gerade in den letzten Jahren wurde das Strommarktdesign in wichtigen Punkten weiterentwickelt, insbesondere mit der Flexibilisierung des Regelleistungsmarktes und der Marktkopplung mit einigen Nachbarländern sowie einer flexibleren Fahrweise konventioneller Kraftwerke. Dies hat die Integration erneuerbarer Energien mit einem Anteil von über 20 Prozent an der Gesamterzeugung Energien ermöglicht.

Grundsätzlich kann ein funktionierender Energy-Only-Markt in Situationen von Knappheit ausreichend hohe Preise als Anreize für Investitionen setzen, beispielsweise in zusätzliche Erzeugungsleistung, Speichertechnologien oder Lastmanagement. Wesentliche Voraussetzungen für einen nachhaltig funktionierenden Energy-Only-Markt sind – neben der Vermeidung von politisch motivierten Eingriffen in den Wettbewerbsmarkt – eine ausreichende Elastizität der Nachfrage sowie das Zulassen von Preisspitzen. Preisspitzen haben nur sehr geringe Einflüsse auf die Endkundenpreise, zugleich aber eine wichtige Signal- und Anreizfunktion für alle Erzeuger und Verbraucher, ihre Investitions- und Verbrauchsentscheidungen an die Anforderungen des zukünftigen Stromversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien anzupassen. Wenn die flexible Nachfrage den Preis oberhalb der Erzeugungskosten der Grenzkraftwerke setzt, können alle Kraftwerke – auch diejenigen mit den höchsten Grenzkosten – Erlöse zur Deckung der Fixkosten erzielen.

Nachfrageelastizität

Bereits heute passen große Stromverbraucher ihre Nachfrage in gewissem Umfang an den Großhandelspreis an. Im Vergleich zum theoretischen Potenzial ist die heute erreichte Nachfrageelastizität allerdings noch relativ gering. Dies ist allerdings jedoch in erster Linie darauf zurückzuführen, dass die derzeitigen Strom-Großhandelspreise nur geringe Anreize für eine weitere Flexibilisierung der Nachfrage geben. Niedrige Preise und seltene Preisspitzen – aufgrund von Überkapazitäten – machen einen preisbedingten Verzicht auf Stromverbrauch momentan wirtschaftlich unattraktiv. Es ist jedoch davon auszugehen, dass große Stromverbraucher ihre Nachfrage vergleichsweise kurzfristig anpassen können, wenn die Marktpreise zukünftig stärker schwanken.

In welchem Ausmaß diese Flexibilisierung der Nachfrage bei entsprechenden Preissignalen zu erwarten ist, ist noch nicht abschließend geklärt. Bisher fehlen verlässliche Daten zum technisch-ökonomischen Potenzial von Lastmanagement. Grundsätzlich ist aber festzustellen, dass der Anteil des leistungsgemessenen Verbrauchs in Deutschland bei über 60 Prozent liegt und dass diese Kundengruppe grundsätzlich über die messtechnischen Voraussetzungen verfügt, ihren Verbrauch auf Basis ihrer eigenen Zahlungsbereitschaft anzupassen. Mittel- und langfristig könnten durch Smart Metering auch bisher nicht leistungsgemessene Endverbraucher zunehmend zu aktiven Teilnehmern an den Märkten werden und damit zu einer weiteren Flexibilisierung der Nachfrage beitragen.

3. Marktdesign für die Transformationsphase der Energiewende

Um den Transformationsprozess der Stromversorgung abzusichern, sollte der Strommarkt schrittweise weiterentwickelt werden. Das Konzept besteht aus zwei Säulen: erstens der Optimierung des bestehenden Strommarkts und zweitens der Einführung einer Strategische Reserve als Sicherheitsnetz für den Strommarkt.

Optimierung des bestehenden Strommarkts

Mit der Optimierung des Strommarkts in den nächsten Jahren können die Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke, Speicher und Lastmanagement gestärkt werden. Zudem wird es für die Integration des wachsenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien immer wichtiger, dass Verbrauch und Erzeugung schnell und flexibel auf das sich ändernde Angebot an Einspeisung aus erneuerbaren Energien reagieren. Die energiewirtschaftlichen Akteure in der Plattform Erneuerbare Energien haben in ihrem Bericht an die Bundeskanzlerin zahlreiche Optionen identifiziert, um das bestehende Stromversorgungssystem zu flexibilisieren.⁷

Der bestehende Strommarkt gibt über eine erhöhte Volatilität der Strompreise und über die Regelleistungsmärkte grundsätzlich Anreize dafür, dass Angebot und Nachfrage flexibler werden. Entscheidend ist aber, dass dieser Anreiz auch bei möglichst vielen Stromerzeugern und -verbrauchern ohne Verzerrungen ankommt

⁷Plattform Erneuerbare Energien, Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder. 15.10.2012 (www.bmu.de/p2186).

und dass alle Marktakteure in gleicher Weise die Möglichkeit haben, Erlöse für die Vermarktung ihrer Flexibilitäten zu erzielen. Derzeit stehen dieser flexiblen Reaktion der Marktteilnehmer aber teilweise noch regulatorische Hemmnisse entgegen. Durch einen Abbau dieser Hemmnisse kann die Funktion des Strommarktes für Versorgungssicherheit und Integration erneuerbarer Energien optimiert werden. Beispiele sind:

- Eine weitere Stärkung des EU-Binnenmarktes durch Marktkopplung und europäischen Netzausbau kann die Versorgungssicherheit und Effizienz durch großräumige Ausgleichseffekte erhöhen.
- Eine weitere Flexibilisierung der Regelleistungsmärkte erleichtert insbesondere die Teilnahme von Lastmanagement, Speichern und Erneuerbare-Energien-Anlagen.
- Eine Weiterentwicklung der Regulierungs- und Entgeltstrukturen kann Hemmnisse für Lastmanagement vor allem für Industriekunden beseitigen.
- Eine Umsetzung von Smart-Meter-Standards und Alternativen zum Standardlastprofil-Beschaffungsverfahren kann die Nutzung von Lastmanagement bei Kleinverbrauchern anreizen.

Strategische Reserve als Sicherheitsnetz

Das Grundkonzept der Strategischen Reserve besteht darin, dass eine festgelegte Menge an Erzeugungskapazitäten zentral durch eine Ausschreibung beschafft, jedoch nicht am regulären Strommarkt eingesetzt wird. Diese Kapazitäten stehen dann als Reserve zusätzlich zu den Kapazitäten am Strommarkt zur Verfügung und erhöhen somit die Versorgungssicherheit (Absicherung der Stromversorgung). Zum Einsatz kommen die Kapazitäten der Strategischen Reserve nur in den Situationen, in denen an der Strombörse keine Deckung der Nachfrage, d.h. keine Markträumung, möglich wäre. Dies könnte beispielsweise geschehen, wenn in außergewöhnlichen Situationen bei hoher Nachfrage zugleich in großem Umfang Erzeugungsanlagen in Deutschland und seinen Nachbarländern ungeplant ausfallen sollten.

Grund dafür, dass die Strategische Reserve nicht am Markt eingesetzt wird, ist das Ziel, Rückwirkungen auf den Strommarkt zu vermeiden. Wenn solche außerhalb des Marktes geförderten Strategische-Reserve-Kapazitäten regulär am Markt

teilzunehmen dürften, würden dort andere Kraftwerke und Lastmanagement aus dem Markt gedrängt. Die Versorgungssicherheit würde dadurch nicht erhöht. Zudem würde dies zu Investitionsrisiken im Markt führen, sodass sich der Bedarf an zusätzlicher Kapazität noch verstärken könnte.

Die Einführung der Strategischen Reserve stellt keine grundlegende Veränderung, sondern nur eine Ergänzung des heutigen Marktdesigns dar. Die Preisbildungsmechanismen und effizienten Anreize des Energy-Only-Marktes bleiben vollständig erhalten. Die Anreize für Investitionen sowie für Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen werden weiterhin vom Energy-Only-Markt gesetzt.

Die Strategische Reserve fungiert damit als zusätzliches Sicherheitsnetz für die Stromversorgung. Mit ihr kann die Versorgungssicherheit erhöht und – trotz der bestehenden Unsicherheiten im Strommarkt – eine ausreichende Kraftwerkskapazität kosteneffizient und marktwirtschaftlich bereitgestellt werden.

Bereits heute besteht in Deutschland eine Kraftwerksreserve – die sogenannte Netzreserve (auch Winterreserve genannt). In der Netzreserve werden Reservekraftwerke in Süddeutschland und Österreich vorgehalten, um die angespannte Netzsituation in Süddeutschland zu beherrschen. Zudem dürfen Kraftwerke, die systemrelevant sind, nicht stillgelegt werden, sondern müssen im Rahmen der Netzreserve betriebsbereit bleiben und werden dafür entschädigt. Diese Regelung gilt zunächst bis Ende 2017.

Die hier vorgeschlagene Strategische Reserve hat Gemeinsamkeiten mit der Netzreserve, unterscheidet sich aber von ihr in zwei Aspekten: Zum einen dient die Strategische Reserve vorrangig zur Absicherung der Stromversorgung für den Fall, dass der Strommarkt die erforderlichen Kapazitäten nicht oder nicht schnell genug anreizt, während die Netzreserve vorrangig regionale Netzsicherheitsprobleme in Süddeutschland adressiert. Zum zweiten werden die Kapazitäten der Strategischen Reserve durch Ausschreibung am Markt beschafft, während die Netzreserve auf einem regulatorischen Ansatz beruht (teilweise mit Zwangsmaßnahmen).

Die Strategische Reserve kann mit einer Regionalkomponente für Süddeutschland ausgestattet werden und damit die Netzreserve in den nächsten Jahren schrittweise

ablösen. Damit wäre ein Übergang von einer derzeit stark regulatorischen zu einer wettbewerblichen Beschaffung von Reservekapazitäten zur Netzstützung möglich.

Mit der Strategischen Reserve werden insbesondere folgende Ziele erreicht:

- es wird eine sichere Stromversorgung gewährleistet,
- das Marktdesign kann reversibel und flexibel weiterentwickelt werden,
- das Risiko von Markt- und Regulierungsversagen wird minimiert,
- die derzeitige Zurückhaltung bei anstehenden Kraftwerksstilllegungen wird beendet und Überkapazitäten werden abgebaut,
- die Netzreserve für Süddeutschland kann schrittweise in die Strategische Reserve übergehen.

4. Ausgestaltung der Strategischen Reserve

Die Strategische Reserve kann innerhalb kurzer Zeit eingeführt werden. Die Reservekapazitäten können in den nächsten Jahren schrittweise aus stilllegungsbedrohten Bestandsanlagen und Neuanlagen aufgebaut und wettbewerblich beschafft werden. Dabei sollten folgende Eckpunkte realisiert werden:

Einsatz der Strategischen Reserve am Strommarkt

Die Kapazitäten der Strategischen Reserve werden ausschließlich in den außergewöhnlichen Situationen eingesetzt, in denen anderenfalls die Nachfrage am Day-Ahead-Markt der Strombörse (EPEX Spot) nicht gedeckt werden könnte. Dazu werden die Kapazitäten in der zweiten Auktionsrunde zum maximal zulässigen Preis (von derzeit 3.000 €/je MWh) an der Strombörse angeboten.

Einsatz der Strategischen Reserve als Netzreserve

Die Kapazitäten der Strategischen Reserve können durch die Übertragungsnetzbetreiber bei Bedarf auch im Rahmen des Redispatch⁸, z.B. zur Entlastung der Netzsituation in Süddeutschland, eingesetzt werden. Wie auch bei der Netzreserve erfolgt der Einsatz erst dann, wenn die am Markt aktiven Kraftwerke nicht für das Redispatch ausreichen. Somit ist auch hier nur ein relativ seltener Einsatz zu erwarten (vergleichbar mit dem derzeitigen Einsatz der Netzreserve).

⁸ Kurzfristige Anpassung des Kraftwerkseinsatzplans bei Übertragungsnetzengpässen

Einsatz und Vergütung erfolgen entsprechend den beim Redispatch üblichen Regelungen und bleiben ohne Rückwirkung auf den regulären Strommarkt.

Einsatz der Strategischen Reserve durch die Übertragungsnetzbetreiber

Die Anlagen werden als Systemreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft und ausschließlich durch diese eingesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber werden jedoch nicht Eigentümer der Anlagen, sondern kontrahieren die Reserveleistung. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten die Aufgabe unter strenger Aufsicht des Bundeswirtschaftsministeriums und der Bundesnetzagentur erfüllen. Die Anlagen, die in der Strategischen Reserve kontrahiert werden, sollten durch die Kraftwerkseigentümer nicht wieder am Strommarkt eingesetzt werden können, um negative Rückwirkungen auf den Energy-Only-Markt – wie Investitionszurückhaltung oder Angebotsverknappung – zu vermeiden.

Verhältnis zwischen Strategischer Reserve und bestehender Netzreserve

Strategische Reserve und Netzreserve können nebeneinander bestehen und sich dabei ergänzen. Die Beschaffung der Strategischen Reserve erfolgt vor der Netzreserve. Somit können die Reserve-Kapazitäten soweit wie möglich wettbewerblich beschafft werden. Als Netzreserve wird anschließend nur der verbleibende Bedarf an Reservekapazitäten zur Netzstützung beschafft, der nicht bereits durch die Strategische Reserve gedeckt werden kann. Dadurch werden die regulatorische Markteingriffe durch die Netzreserve verringert. In den nächsten Jahren kann die Netzreserve für Süddeutschland vollständig in die Strategische Reserve übergehen.

Beschaffung der Strategischen Reserve

Der identifizierte Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung wird durch eine öffentliche Ausschreibung beschafft. Grundsätzlich sollte die Ausschreibung sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen offen sein. Aufgrund der Netzsituation sollten Neuanlagen aber nur an der Ausschreibung teilnehmen können, wenn ihr Standort in netztechnisch geeigneten Regionen liegt, derzeit also insbesondere in Süddeutschland. Dabei sollte ein Auktionsdesign gewählt werden, das geeignet ist,

das Risiko von Marktmacht zu mindern und Informationen zu Kraftwerksstilllegungen aus den Angeboten zu nutzen (vgl. Consentec 2012a, S. 15ff.).⁹

In einer ersten Phase (Einsatzzeitraum bis 2016) werden die Kapazitäten mit einer Vorlaufzeit von drei bis sechs Monaten ausgeschrieben. Da Neubaukraftwerken (mit Ausnahme von Motorkraftwerken) einen längeren zeitlichen Vorlauf haben, werden in dieser Phase überwiegend Bestandskraftwerke anbieten können. Wegen des Umfangs der in den nächsten Jahren zu erwartenden Kraftwerksstilllegungen kann in diesem Zeitraum aber auch ohne Beteiligung von Neuanlagen von einem ausreichenden Wettbewerb in der Beschaffung ausgegangen werden. Zur zusätzlichen Absicherung gegen Marktmacht wird ein maximaler Zuschlagspreis gesetzt, der den Markteintrittskosten einer Neuanlage entspricht.¹⁰

In der folgenden Phase (Einsatzzeitraum ab 2017) wird der Kapazitätsbedarf jährlich mit einer längeren Vorlaufzeit von beispielsweise drei Jahren ausgeschrieben, um sowohl Bestands- als auch Neuanlagen eine Teilnahme zu ermöglichen. Dabei können die Anbieter eine individuelle Vertragslaufzeit zwischen einem Jahr und zehn Jahren anbieten. Der Grund hierfür ist, dass je nach Art der Anlage unterschiedliche Laufzeiten technisch und wirtschaftlich sinnvoll sind. Beispielsweise werden Neuanlagen für längere Zeiträume bieten als Bestandsanlagen, die sich nah am Ende ihrer technischen Lebensdauer befinden. Zugleich verpflichten sich die Anbieter, die Kapazitäten in diesem Zeitraum betriebsbereit zu halten. Der Zuschlag erfolgt auf Basis der Leistungspreisgebote.¹¹

Größe der Strategischen Reserve

Die Funktion der Strategischen Reserve als Sicherheitsnetz für den Strommarkt erfordert nach dem Vorsorgeprinzip den Aufbau eines Reservesockels (Mindestleistung). Dieser sollte fünf Prozent der Jahreshöchstlast (d.h. ca. 4 GW) betragen. Die fünf Prozent Reserveleistung orientiert sich an der Empfehlung des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). Im Unterschied

⁹ Die Beschaffung der Strategischen Reserve kann z.B. in Form einer sog. „Descending Clock Auction“ erfolgen.

¹⁰ Der Vergleich erfolgt dabei auf Grundlage der jährlichen Kosten.

¹¹ Der Zuschlag erfolgt bei mehrjährigen Geboten auf Basis der jährlichen Kosten.

zur ENTSO-E-Empfehlung sollte die Reserveleistung jedoch auf die Jahreshöchstlast anstelle der installierten Gesamtkraftwerksleistung bezogen werden, da durch den angestrebten Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien die installierte Gesamtkraftwerksleistung deutlich über der eigentlich abzusichernden Jahreshöchstlast liegt.¹².

Der Aufbau des Reservesockels sollte stufenweise erfolgen, z.B. auf 2 GW ab 2014 und 4 GW ab 2015. In der Pilotphase der Beschaffung (Einsatzzeitraum 2014/15) sollte die Regionalkomponente für Süddeutschland hinreichend klein sein, um die Ausübung von Marktmacht in der Beschaffung sicher zu vermeiden.

Eine Erweiterung der Strategischen Reserve sollte nur erfolgen, wenn ein Bedarf zur Einhaltung des angestrebten Versorgungssicherheitsziels besteht. Bei der Ermittlung des Reservebedarfs sollte verstärkt eine europäische Sichtweise angewendet und mit den Nachbarländern kooperiert werden. Um den Bedarf zu ermitteln, wird jährlich für die folgenden 5 Jahre ein transparentes Monitoring der Versorgungssicherheit durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur durchgeführt. Zudem sollten bei der Ermittlung des Bedarfs auch die Informationen über Kraftwerksstilllegungen aus den Angeboten des Ausschreibungsprozesses genutzt werden.

Anforderungen an Strategische Reserve-Anlagen

Die im Rahmen der Strategische Reserve vorzuhaltenden Kapazitäten sollten sicher verfügbar sein, eine gesicherte Brennstoffversorgung besitzen und nach Abruf ausreichend schnell verfügbar sein. Für die in diesem Konzept beschriebene Funktionsweise einer Strategischen Reserve ist eine maximale Aktivierungszeit von 10 Stunden notwendig.

Vergütung für Anlagenbetreiber

Für die Bereitstellung der Reserveleistung erhalten die Kraftwerksbetreiber einen Leistungspreis entsprechend ihrem Gebot im Ausschreibungsverfahren. Werden die Anlagen am Strommarkt eingesetzt, erhalten die Kraftwerksbetreiber zusätzlich einen

¹² So liegt beispielsweise die installierte Leistung für Deutschland im Szenario B des Netzentwicklungsplans bei ca. 200 GW für das Jahr 2022, während in einem System ohne erneuerbare Energien die installierte Leistung nur ca. 100 GW betragen würde.

Arbeitspreis, der sich an den tatsächlichen Betriebskosten orientiert. Werden die Anlagen aufgrund von Netzengpässen im Rahmen des Redispatch eingesetzt, wird dies entsprechend den beim Redispatch üblichen Regelungen vergütet.

Finanzierung

Die Kosten der Strategischen Reserve werden auf die Netzentgelte umgelegt. Die maximalen zusätzlichen Kosten der Strategischen Reserve ergeben sich dabei aus den Leistungspreisen der kontrahierten Anlagen. Werden die Anlagen aufgrund ausbleibender Markträumung an der Strombörse eingesetzt, entstehen zwar geringfügige zusätzliche Kosten durch eine Zahlung des Arbeitspreises, diese werden jedoch durch die höheren Erlöse am Strommarkt überkompensiert. Die zusätzlichen Erlöse werden an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben und senken somit die umzulegenden Kosten der Strategischen Reserve. Die zusätzlichen Kosten für den Einsatz als Netzreserve sind sehr gering, da wie bei der heutigen Netzreserve nur ein sehr seltener Einsatz zum Redispatch zu erwarten ist. Die Redispatchkosten werden auch in den bestehenden Regelungen über die Netzentgelte umgelegt.

5. Vorteile der Strategischen Reserve

Gute Vereinbarkeit mit dem bestehenden Strommarkt

Die Auswirkungen der Strategischen Reserve auf den bestehenden Energy-Only-Markt sind aus zwei Gründen sehr gering. Zum einen umfasst sie nur Kapazitäten, die ohne die Strategische Reserve vollständig vom Strommarkt verschwinden (Bestandsanlagen) oder in diesen überhaupt nicht eintreten würden (Neuanlagen). Zum anderen nehmen die Kapazitäten der Strategischen Reserve nicht am regulären Strommarkt teil, sondern werden ausschließlich in den außergewöhnlichen Situationen eingesetzt, in denen anderenfalls die Nachfrage am Day-Ahead-Markt der Strombörse (EPEX Spot) nicht gedeckt werden könnte. Die Strategische Reserve führt zu keiner grundlegenden Neuordnung des Marktdesigns, sondern ergänzt den bestehenden Strommarkt (Großhandels- und Regelleistungsmarkt) um einen weiteren Reservemarkt. Die Preisbildungsmechanismen und effizienten Anreize des Energy-Only-Marktes – und damit sein Innovationspotenzial – bleiben vollständig erhalten.

Voraussetzung: Kein regulärer Einsatz der Strategischen Reserve am Markt

Voraussetzung für die beschriebene Funktionsweise der Strategischen Reserve ist ihr streng begrenzter Einsatz. Rückwirkungen auf den Energy-Only-Markt werden vermieden, indem die Strategische Reserve dauerhaft nur in den Situationen eingesetzt wird, in denen an der Strombörse die Nachfrage nicht gedeckt werden könnte und der Einsatzpreis dem maximal zulässigen Börsenpreis entspricht. Nur wenn eine Knappheit von Kapazitäten sich in Form von Preisspitzen im Markt niederschlagen kann, werden ausreichende Investitionsanreize gesetzt. Ein niedriger Ausübungspreis würde dagegen die Anreizwirkung für Neuinvestitionen abschwächen, was zu einem Verlust an Effektivität und Effizienz, insbesondere einem höheren Bedarf an Reservekapazitäten, führt. Aus demselben Grund sollten die Anlagen, die in der Strategischen Reserve kontrahiert werden, durch die Kraftwerkseigentümer nicht wieder am Strommarkt eingesetzt werden können.

Förderung der Integration erneuerbarer Energien

Um auch große Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien effektiv und effizient in das System integrieren zu können, muss das Gesamtsystem zukünftig flexibler werden. Der Energy-Only-Markt gibt über den Großhandelspreis ein Signal darüber, ob Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt knapp oder im Überschuss vorhanden ist. Er setzt damit effiziente und effektive Anreize für die Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage, beispielsweise durch Lastmanagement oder den Einsatz von Speichern. Ziel muss es daher sein, Versorgungssicherheit herzustellen ohne diese Preissignale zu dämpfen oder zu verzerren. Anderenfalls müssten Flexibilitäten durch zusätzliche Fördermechanismen angereizt und über Umlagen finanziert werden. Die Strategische Reserve erlaubt grundsätzlich das Entstehen von Knappheitspreisen am Energy-Only-Markt und bewahrt daher die Fähigkeit des Marktes, den für die Integration erneuerbarer Energien notwendigen Umbau der Stromversorgung anzureizen.

Einfache Umsetzung und schnelle Wirksamkeit

Ein weiterer Vorteil der Strategischen Reserve ist, dass sie zügig eingeführt werden kann und kurzfristig ihre Wirkung entfaltet. Insbesondere stilllegungsbedrohte

Bestandskraftwerke können mit einem Vorlauf von nur wenigen Monaten in eine Strategische Reserve integriert werden.

Geringe Kosten

Die Mehrkosten der Strategischen Reserve gegenüber einem reinen Energy-Only-Markt sind gering, da sie nur den zusätzlichen Reservekapazitätsbedarf adressiert: Nach Berechnung von Consentec (2012a) hätte eine auf Bestandskraftwerken basierende Strategische Reserve, die einen Umfang von 4 GW besitzt und durch eine effizient ausgestaltete Ausschreibung beschafft wird, Fixkosten in einer Höhe von ca. 140 Mio. Euro pro Jahr. Umgerechnet auf den gesamten Stromverbrauch (ca. 500 TWh) entspricht dies Kosten von 0,028 Cent pro kWh, also ungefähr einem Tausendstel des Haushaltsstrompreises. Werden ausschließlich Neuanlagen beschafft, entstehen Fixkosten von ca. 200 Mio. Euro pro Jahr (vgl. r2b energy consulting 2012a). Die Strategische Reserve ist damit eine kostengünstige Option zur Absicherung der Stromversorgung in einem funktionierenden Energy-Only-Markt.

Geringe Fehleranfälligkeit

Die Strategische Reserve ist ein vergleichsweise einfaches Modell mit einer geringen Zahl an Parametern, die durch Regulierungsbehörden vorgegeben werden müssen. Festzulegen sind vor allem die auszuschreibenden Kapazitätsmengen, die technischen Anforderungen, sowie die Ausschreibungsmodalitäten. Die Strategische Reserve lässt sich damit effizient steuern. Angesichts der geringen Komplexität des Instruments ist das Risiko einer ineffizienten Ausgestaltung aufgrund von Fehlparametrisierung relativ gering.

Kompatibilität mit dem EU-Binnenmarkt

Die Strategische Reserve ist aus zwei Gründen in hohem Maße kompatibel mit dem EU-Binnenmarkt für Strom: Erstens besteht wegen der geringen Rückwirkung auf den regulären Strommarkt nicht die Gefahr, dass Kapazitäten in angrenzenden Ländern lediglich nach Deutschland verlagert werden und damit die deutsche Versorgungssicherheit nur scheinbar bzw. auf Kosten der Versorgungssicherheit anderer Länder verbessert wird. Die Strategische Reserve kann also von Mitgliedstaaten, die dies für notwendig erachten, auf nationaler Ebene eingeführt werden, ohne dass es zu einer Verzerrung des EU-Binnenmarkts kommt. Zweitens

kann das Modell der Strategischen Reserve auch problemlos auf andere EU-Märkte ausgeweitet oder in eine europäische Strategische Reserve überführt werden. Durch die Definition von Kernanteilen – ähnlich wie sie auch innerhalb Deutschlands bei der Beschaffung von Regelleistung gängige Praxis ist – können dabei nationale Mindestanforderungen an gesicherter Leistung gewährleistet werden.

Marktbasierter Ansatz

Im Unterschied zur bestehenden Netzreserve basiert das vorgeschlagene Modell der Strategischen Reserve auf einem marktbasieren Ansatz. Dieser ist in einem marktwirtschaftlichen System gegenüber einem regulatorischen Ansatz im Grundsatz vorzugswürdig.

Leichte Anpassungsfähigkeit

Eine Strategische Reserve kann rückwirkungsfrei abgeschafft werden, wenn sie nicht mehr erforderlich sein sollte. Damit ist sie ein flexibler Baustein in einem Marktdesign, das an neue Herausforderungen angepasst werden kann. Die Entscheidung für eine Strategische Reserve würde daher die Entscheidung über ein langfristiges Marktdesign offen halten – eine dauerhafte Weiterführung der Strategischen Reserve ist ebenso denkbar wie ein Übergang zu einem neuen Marktdesign oder eine Rückkehr zu einem reinen Energy-Only-Markt.

Literatur

consentec (2012a): Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. Gutachten im Auftrag des BDEW, 21. September 2012.

consentec (2012b): Versorgungssicherheit effizient gestalten. Gutachten im Auftrag der EnBW AG, 07.02.2012

Ecofys (2012a): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeit eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland. Erstellt für das Umweltbundesamt, Juni 2012.

Ecofys (2012b): Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen. Erstellt für den BDEW, September 2012.

r2b energy consulting (2012): Ziele und Ausgestaltung einer Strategischen Reserve - Eckpunktepapier, 11. Dezember 2012.

r2b energy consulting (2012a): Einführung einer strategischen Reserve – Vorschlag zu Eckpunkten einer strategischen Reserve. Vortrag von Markus Peek und Prof. Dr. Felix Müsgens in Berlin am 30.3.2012.