

Einordnung möglicher Strompreiseffekte einer strategischen Reserve

Kurzanalyse

Berlin, Februar 2014

Hauke Hermann

Charlotte Loreck

Sylvie Ludig

Markus Haller

Öko-Institut e.V.
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: +49-(0)30-40 50 85-380
Fax: +49-(0)30-40 50 85-388

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: (0761) 4 52 95-0
Fax.: (0761) 4 52 95-288

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: (06151) 81 91-0
Fax.: (06151) 81 91-133

www.oeko.de

Kurzanalyse im Rahmen des Forschungsprojektes:

Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Netzregulierung zur Transformation des Stromsystems - („Trans-Sys-D“) für das BMU

FKZ: 0325361B

Die Inhalte der Kurzanalyse geben die Auffassung der Autoren und nicht notwendigerweise die Auffassung des Zuwendungsgebers wieder.

Zusammenfassung

Für die Bewertung, welche Wirkung eine strategische Reserve auf die Erlöse der erneuerbaren Energien hätte, sind folgende Aspekte festzuhalten: Da die Kraftwerke der strategischen Reserve nicht am Strommarkt teilnehmen dürfen, wird die verfügbare Kapazität verknappt. Das Konzept der Strategischen Reserve setzt voraus, dass irgendwann Knappheitspreise im Energy-only-Markt auftreten, die Investitionen in neue Kraftwerke refinanzieren können. Für die Refinanzierung einer Gasturbine müssten diese Knappheitspreise so hoch sein und so häufig auftreten, dass dadurch die durchschnittlichen Base-Strompreise um mindestens ca. 6 €/MWh ansteigen würden (Abschnitt 2.2). Wind und Photovoltaik profitieren von diesen Preisspitzen aber nur unterproportional (2-3 €/MWh), weil Preisspitzen in der Regel bei geringer Einspeisung von erneuerbaren Energien auftreten.

Außerdem wurde in Nicolosi (2012) die These aufgestellt, dass eine strategische Reserve die Strommarkterlöse der erneuerbaren Energien erhöhen würde, weil durch die Strategische Reserve mehr Flexibilitäten ins System kommen und öfter Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend sind. Die in Kapitel 3 dokumentierten Modellläufe haben jedoch gezeigt, dass zusätzliche Speicher die Strommarkterlöse der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren nicht signifikant erhöhen würden. Bleibt also noch die Frage zu analysieren, ob eine Strategische Reserve dazu führen kann, dass öfter Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend sind. Dies wäre dann der Fall, wenn durch die Strategische Reserve Kraftwerke aus dem Markt gedrängt werden. Solche wären insbesondere ältere Erdgas- und Steinkohlekraftwerke. Die hier durchgeführten Modellläufe haben bestätigt, dass eine Stilllegung älterer Erdgas- und Steinkohlekraftwerke die Stromerlöse der erneuerbaren Energien nicht signifikant erhöhen kann. Diese Kraftwerke wurden auch vor der Stilllegung kaum betrieben. Ihr Einfluss auf die Stromerlöse ist also sehr begrenzt. Außerdem gilt auch hier, dass die höheren Strompreise immer dann auftreten, wenn die Einspeisung von erneuerbaren Energien gering ist.

Wenn man das Ziel verfolgt, die Stromerlöse der erneuerbaren Energien zu erhöhen, kann man dies am effektivsten durch eine deutliche Erhöhung des CO₂-Preises tun. Alternativ könnte man den Ausstieg aus der Kernenergie oder aus der Braunkohle beschleunigen. Auch dies führt zu höheren Stromerlösen der erneuerbaren Energien. Eine Strategische Reserve ist nicht geeignet, die Stromerlöse der erneuerbaren Energien zu erhöhen, da Preisspitzen überwiegend dann auftreten, wenn die erneuerbaren Energien nicht produzieren.

Gleichwohl führt eine strategische Reserve zu deutlich höheren Strompreisen für die Verbraucher, weil Preisspitzen auftreten.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
1 Einleitung	9
2 Einordnung der Wirkung von Strompreisspitzen	10
2.1 Aktuelle Wirtschaftlichkeit von Bestandskraftwerken	10
2.2 Einfluss einer strategischen Reserve auf die Jahresdauerlinie	12
2.3 Einfluss einer strategischen Reserve auf die Deckungsbeiträge fossiler Kraftwerke	14
2.4 Auswirkungen einer strategischen Reserve auf Strommarkterlöse der erneuerbaren Energien und die EEG-Umlage	17
2.5 Auswirkungen eines fokussierten Kapazitätsmarkts	18
2.6 Zwischenfazit	21
3 Szenario-Rechnungen zu Strompreiseffekten.....	22
3.1 Einleitung und Modellansatz	22
3.2 Ergebnisse der Modellierung.....	23
4 Schlussfolgerungen	26
5 Referenzen	28
5.1 Literatur.....	28
5.2 Datenquellen.....	29
Anhang 1: Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.....	30
Verwendete Rahmendaten.....	30

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Rahmenannahmen für die verwendeten Kraftwerkstypen.....	30
Tabelle 2	Verwendete Investitions- und Kapitalkosten	31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Berechnung des Deckungsbeitrags eines Kraftwerks in Abhängigkeit von Grenzkosten und Strompreisverteilung.....	10
Abbildung 2	Vergleich der Grenzkosten fossiler Kraftwerke mit der Jahresdauerlinie des Spotmarktes, 2012.....	11
Abbildung 3:	Vergleich der fixen Betriebskosten mit den erwirtschafteten Deckungsbeiträgen im Jahr 2012 für Bestandsanlagen	12
Abbildung 4	Veränderung der Jahresdauerlinie bei Einführung einer Strategischen Reserve bei Knappheitspreisen von 1000 €/MWh und 300 €/MWh.....	14
Abbildung 5	Erlöse (Deckungsbeiträge abzüglich Fixkosten) für verschiedene Kraftwerkstypen im Jahr 2012 für unterschiedliche Anzahl von Stunden mit Knappheitspreisen von 1000 €/MWh; Variante niedrige Fixkosten.....	15
Abbildung 6	Erlöse (Deckungsbeiträge abzüglich Fix- und Kapitalkosten) für Neuanlagen im Jahr 2012 für unterschiedliche Anzahl von Stunden mit Knappheitspreisen von 1000 €/MWh; Variante niedrige Fixkosten	16
Abbildung 7	Auswirkungen der durch Einführung einer strategischen Reserve hervorgerufenen Knappheitspreise auf den Marktwert von Wind- und Solarstrom.....	18
Abbildung 8	Maximale Veränderung der Jahresdauerlinie bei Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes.....	20
Abbildung 9	Deckungsbeiträge bei Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes	21
Abbildung 10	Differenz der Markterlöse der EE und des Strompreises im Verhältnis zum Referenzszenario	23
Abbildung 11	Strompreisdauerlinien für das Referenzszenario und die Sensitivitätsrechnungen.....	24

1 Einleitung

Gegenwärtig werden verschiedene Ansätze zur Reform des Marktdesigns diskutiert, die darauf abzielen, Anreize für die erforderlichen Investitionen zu geben. Im Wesentlichen lassen sich zwei Konzepte unterscheiden: Zum einen die Einführung einer strategische Reserve. Zum anderen die Einführung von Kapazitätsmechanismen, die das Ziel verfolgen einen neuen Markt für gesicherte Kapazität (und, je nach Konzept, auch für andere Flexibilitätsoptionen wie DSM und Speicher) zu schaffen.

Nicolosi (2012) postuliert, dass die Einführung einer strategischen Reserve auch die EEG-Umlage senken kann. Begründet wird dies damit, dass die strategische Reserve den Kraftwerkspark so verändert, dass mehr Flexibilitäten ins System kommen und öfter Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend sind. Bisher fehlt jedoch eine quantitative Untermauerung dieser These.

Die Höhe der EEG-Umlage ist eng mit der Entwicklung der Börsenstrompreise verknüpft, da über den Umlagemechanismus nicht die vollständigen Vergütungszahlungen, sondern die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Vermarktungserlösen für EEG-Strom gedeckt werden. Wenn durch die Einführung einer Strategischen Reserve der Strompreis zu bestimmten Zeitpunkten steigt, führt dies zu diesen Zeitpunkten zu erhöhten Vermarktungserlösen für EEG-Strom und damit zu einem niedrigeren Umlagebetrag.

Entscheidend für den Verbraucher ist jedoch die Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage. Von einem in seiner Gesamtheit kostendämpfenden Effekt kann also nur dann gesprochen werden, wenn die durchschnittlichen Vermarktungserlöse für EEG-Strom stärker steigen als der durchschnittliche Strompreis.

Ziel dieses Papiers ist es die möglichen Preiseffekte einer Strategischen Reserve und eines Kapazitätsmarktes einzuordnen. Dabei wird in einem ersten Untersuchungsschritt unterstellt, dass sich die Struktur des Kraftwerksparks und die Struktur der Preisdauerlinie in den allermeisten Stunden durch die Einführung einer strategischen Reserve oder eines Kapazitätsmarktes nicht ändern, denn in beiden Modellen muss grundsätzlich sichergestellt sein, dass ausreichend Kapazitäten zur Lastdeckung zur Verfügung stehen (Kapitel 2). In Kapitel 3 wird detaillierter untersucht, wie sich eine Veränderung des Kraftwerksparks auf die Marktwerte auswirken würde.

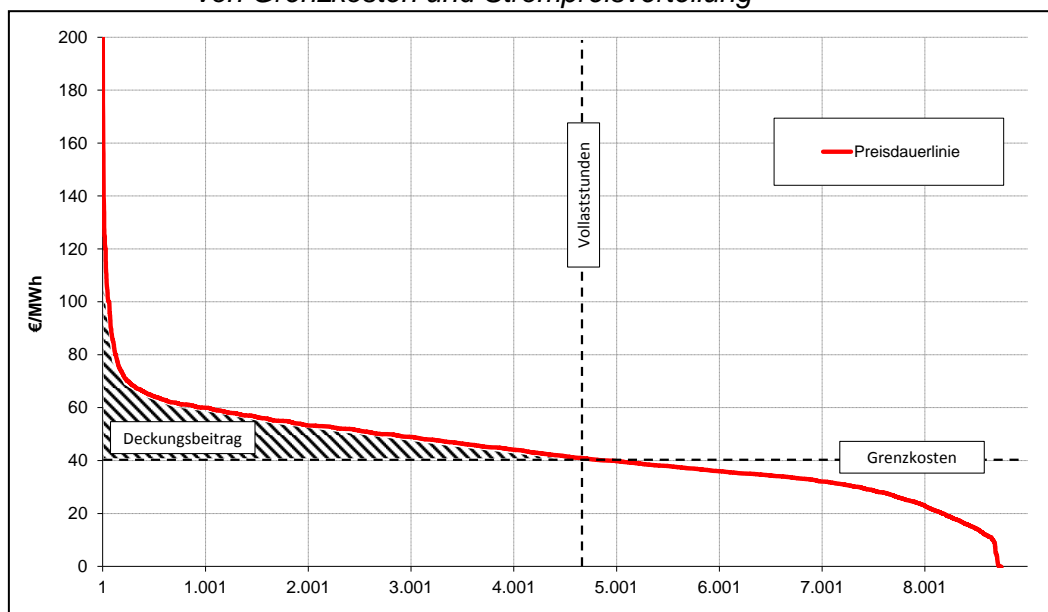
2 Einordnung der Wirkung von Strompreisspitzen

2.1 Aktuelle Wirtschaftlichkeit von Bestandskraftwerken

Zentraler Hintergrund für die Debatte um Kapazitätsmärkte ist, dass insbesondere Erdgaskraftwerke und ältere Steinkohlekraftwerke aufgrund der gesunkenen Börsenstrompreise aktuell nicht mehr wirtschaftlich sind. Um diesen Aspekt quantitativ zu fassen werden zuerst die historischen Daten des Jahres 2012 aufgearbeitet. Ein Kraftwerk wird dann weiter betrieben, wenn der Kraftwerksbetrieb ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaftet, um mindestens die fixen Betriebskosten (z.B. Personal, Revisionen) zu erwirtschaften.¹

Die Deckungsbeiträge, die auf dem Spotmarkt erwirtschaftet werden können, ergeben sich aus den Grenzkosten des Kraftwerks und der Dauer, die das Kraftwerk – in Abhängigkeit der sich am Markt bildenden Strompreise – betrieben werden kann (Abbildung 1). Kraftwerke erwirtschaften dann Deckungsbeiträge, wenn der Spotpreis höher ist als die Grenzkosten.²

Abbildung 1 Berechnung des Deckungsbeitrags eines Kraftwerks in Abhängigkeit von Grenzkosten und Strompreisverteilung



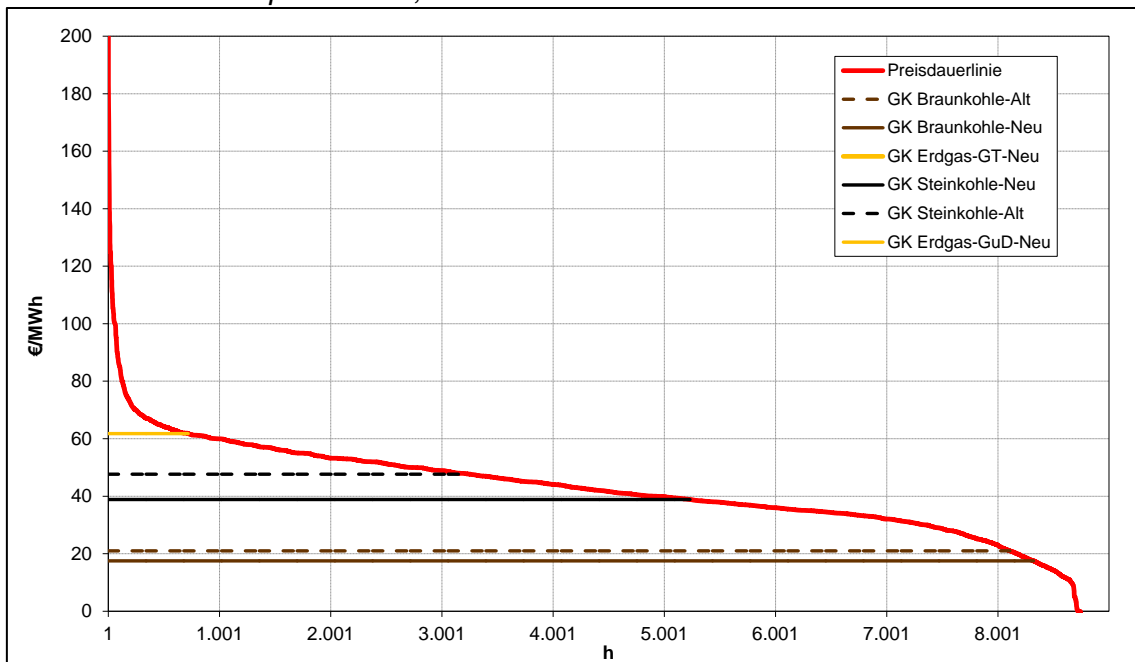
Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

¹ Die fixen Betriebskosten sind im Gegensatz zu den kurzfristigen Grenzkosten vom Kraftwerkseinsatz unabhängig.

² Die kurzfristigen Grenzkosten bestimmen den Kraftwerkseinsatz. Sie werden hauptsächlich durch Brennstoffkosten und CO₂-Kosten bestimmt. Außerdem gehen in die Grenzkosten variable Betriebskosten ein (z.B. für den Betrieb der Rauchgasreinigung), die im Vergleich zu den Brennstoffkosten jedoch gering sind.

Die Ergebnisse der Berechnungen der kurzfristigen Grenzkosten jeweils für ältere und neue Kraftwerke sind in Abbildung 2 gegenübergestellt³. Gleichzeitig enthält die Abbildung die Jahresdauerlinie der Spotpreise des Jahres 2012. Der Schnittpunkt der Jahresdauerlinie mit den Grenzkosten gibt an, in wie vielen Stunden eines Jahres ein Kraftwerk produzieren kann.

Abbildung 2 Vergleich der Grenzkosten fossiler Kraftwerke mit der Jahresdauerlinie des Spotmarktes, 2012



Quelle: EEX, Vattenfall Europe Mining, Berechnungen des Öko-Instituts

Braunkohlekraftwerke weisen die geringsten Grenzerzeugungskosten auf, gefolgt von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken. Selbst ältere Braunkohlekraftwerke haben einen Kostenvorteil von 20 €/MWh gegenüber Steinkohlekraftwerken bzw. von über 60 €/MWh gegenüber älteren Erdgas-Kraftwerken. Daraus ergibt sich, dass Braunkohlekraftwerke bis zu 8.000 Stunden im Jahr betrieben werden, moderne Steinkohlekraftwerke ca. 5.000 Stunden und alte Steinkohlekraftwerke 3.000 Stunden, wohingegen alte Erdgas-Kraftwerke nur in wenigen Stunden des Jahres eingesetzt werden.

In Abbildung 3 wird für verschiedene Kraftwerkstypen die Summe der aus den Stromerlösen und der jährlichen Betriebsdauer resultierenden Deckungsbeiträge mit den fixen Betriebskosten verglichen.⁴ Da die fixen Betriebskosten je nach Standort und Blockgröße stark variieren können, wird eine Bandbreite dargestellt (basierend auf Öko-Institut/LBD 2012). Für die Braunkohlekraftwerke fallen neben den fixen Betriebskosten außerdem fixe Brennstoffkosten für den Tagebau an (vergleiche Anhang). In

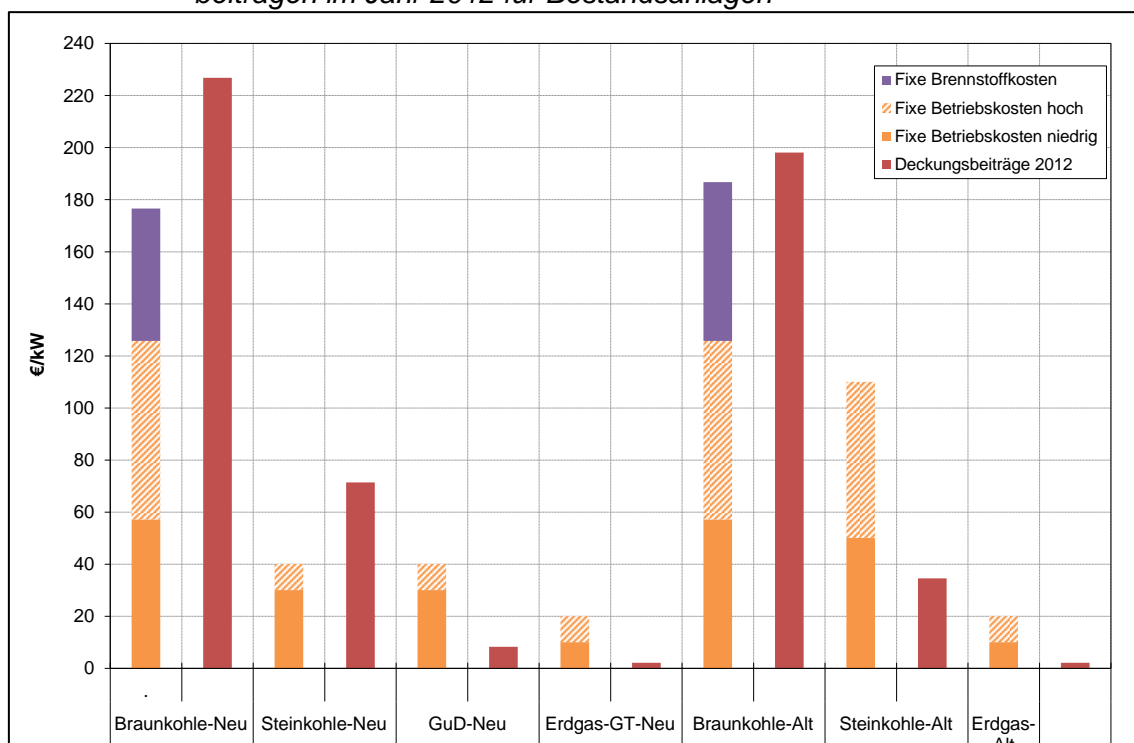
³ Die verwendeten Annahmen und Parameter sind in Anhang 1 dokumentiert.

⁴ Annahmen und Parameter der Berechnung sind in Anhang 1 dokumentiert.

dieser vereinfachten Analyse werden nur Erträge aus dem Spotmarkt berücksichtigt. Da Erträge aus anderen Teilmärkten (z.B. Bereitstellung von Regelleistung) immer Opportunitäten am Spotmarkt erzeugen, führt dieser Ansatz dennoch zu robusten Ergebnissen.

Die Analyse zeigt, dass Braunkohlekraftwerke Deckungsbeiträge von über 200 €/kW erreichen. Die Deckungsbeiträge sind damit fünfmal höher als die von Steinkohlekraftwerken. Daraus kann geschlossen werden, dass Braunkohlekraftwerke ihre fixen Betriebskosten decken können. Bei Steinkohlekraftwerken ist eine differenzierte Betrachtung notwendig. Ältere Steinkohlekraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 36% erwirtschaften Deckungsbeiträge, die sie in der Regel ihre fixen Betriebskosten nicht decken lassen. Dies dürfte nur in Sonderfällen bei sehr hohen Standortsynergien der Fall sein. Alle hier betrachtete Erdgaskraftwerk sind weit davon entfernt, ihre fixen Betriebskosten zu decken und sind stilllegungsbedroht.

Abbildung 3: Vergleich der fixen Betriebskosten mit den erwirtschafteten Deckungsbeiträgen im Jahr 2012 für Bestandsanlagen



Quelle: EEX, Vattenfall Europe Mining, Prognos 2011, Öko-Institut/LBD (2012), Berechnungen des Öko-Instituts

2.2 Einfluss einer strategischen Reserve auf die Jahresdauerlinie

Im vorigen Abschnitt wurde gezeigt, dass die zurzeit am Markt zu erwirtschaftenden Deckungsbeiträge nicht hoch genug sind, um den Erhalt von bestehenden Kraftwerkskapazitäten zu sichern. Dies gilt erst recht für Neuinvestitionen, die nicht nur wirtschaft-

lich betrieben werden müssen, sondern darüber hinaus auch noch ihre Investitionskosten refinanzieren müssen.

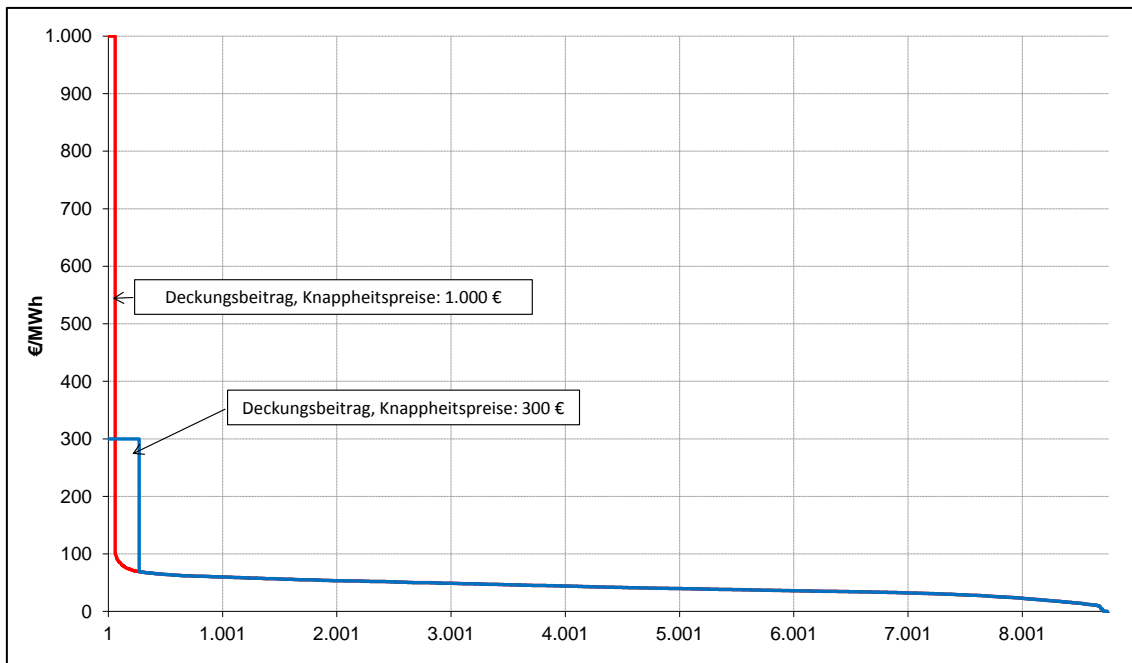
Beim Konzept der Strategischen Reserve (siehe z.B. Sterner et al. 2013) wird davon ausgegangen, dass die Preissignale, die am Energy-Only-Markt - ggf. durch Knappheitspreise - entstehen, ausreichen, um Investitionen auszulösen. Eine Verknappung des Angebots (etwa durch ein Ausscheiden von unrentablen Kraftwerken) führt am Markt zu steigenden Preisen. Die Strategische Reserve besteht aus einer gesicherten Kraftwerkskapazität, die nicht am Markt teilnimmt und nur in Notfallsituationen eingesetzt wird, wenn trotz hoher Preise die Nachfrage am Markt größer ist als das Angebot. Im Folgenden wird angenommen, dass im Szenario mit der Strategischen Reserve am Energy-only-Markt Knappheitspreise auftreten würden. Dabei steigt der Preis in denjenigen Stunden, die auch bisher schon die teuersten Stunden sind, soweit an, dass zumindest die Refinanzierung einer Gasturbine möglich wäre. In den allermeisten anderen Stunden bleibt die Preisdauerlinie jedoch in erster Näherung unverändert. Eine neue Gasturbine benötigt Deckungsbeiträge in einer Größenordnung von 55 €/kW um die fixen Betriebskosten und die Kapitalkosten zu decken (Tabelle 2). Dies entspricht 55.000 €/MW. Bei Grenzkosten von 90 €/MWh erwirtschaftet eine Gasturbine bei Knappheitspreise von 1.000 €/MWh einen Deckungsbeitrag von 910 €/MWh in jeder Hochpreisstunde. Um die fixen Betriebskosten und die Kapitalkosten zu decken, sind 60 Hochpreisstunden notwendig ($55.000 \text{ €/MW} / 910 \text{ €/MWh} = 60 \text{ Stunden}$). Es wird angenommen, dass ein Preis von 1.000 €/MWh nicht überschritten wird, entweder weil flexible Lasten abgeregelt werden oder weil die Strategische Reserve eingesetzt wird, um die Preise zu begrenzen. Eine Anzahl von 60 Hochpreisstunden, würde zu einem Anstieg des durchschnittlichen Strompreises von 6 €/MWh führen.

Die Auswirkungen dieser Hochpreisstunden auf die Jahresdauerlinie ist in Abbildung 4 dargestellt. Neben dem Hauptszenario wird dargestellt, wie sich die Jahresdauerlinie verändert, wenn die Knappheitspreise nur 300 €/MWh betragen.⁵ Die illustrative Darstellung in Abbildung 6 ist vereinfachend, um den Effekt der Knappheitspreise graphisch darzustellen. In dieser Betrachtung wurde unterstellt, dass der Investor über einen Zeitraum von 20 Jahren in jedem Jahr Deckungsbeiträge aus 60 Hochpreisstunden erhält. In der Realität ist das Auftreten von Preisspitzen hoch unsicher und ein Investor wird weitaus höhere Risikoprämien fordern, um in eine Gasturbine zu investieren. Die hier bestimmten Preiseffekte stellen also die absolute Untergrenze der Strompreiserhöhung durch eine strategische Reserve dar.⁶

⁵ In diesem Fall ist der Deckungsbeitrag mit nur 210 €/MWh niedriger. Um die fixen Betriebskosten und die Kapitalkosten zu decken sind Knappheitspreise in 270 Stunden notwendig.

⁶ Es ist wahrscheinlich, dass sich durch die Einführung einer strategischen Reserve weitere geringfügige Veränderungen der Jahresdauerlinie ergeben, weil für einen Übergangszeitraum einige ältere Steinkohlekraftwerke aus dem Markt gehen werden. Die Analysen in Kapitel 3 zeigen aber, dass dieser Preiseffekt vernachlässigbar klein ist.

Abbildung 4 Veränderung der Jahresdauerlinie bei Einführung einer Strategischen Reserve bei Knappheitspreisen von 1000 €/MWh und 300 €/MWh



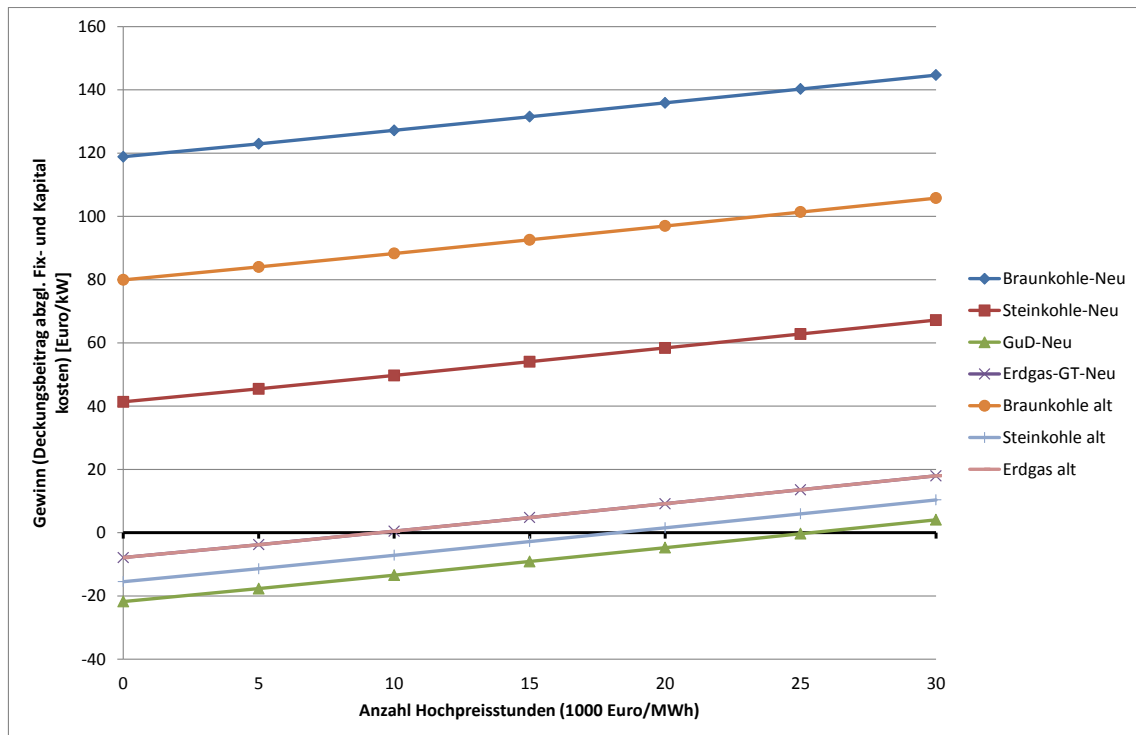
Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

2.3 Einfluss einer strategischen Reserve auf die Deckungsbeiträge fossiler Kraftwerke

Insgesamt ist festzuhalten, dass ein Anstieg der Preise in Spitzenlastsituation allen fossilen Kraftwerken gleichermaßen zu Gute kommt, da in Spitzenlastsituationen sowohl Grund- als auch Spitzenlastkraftwerke in Betrieb sind. In Abbildung 5 ist dargestellt, welche Auswirkungen ein starker Anstieg der Preise in einer kleinen Anzahl von Stunden pro Jahr auf die Deckungsbeiträge verschiedener Bestandsanlagen hat.

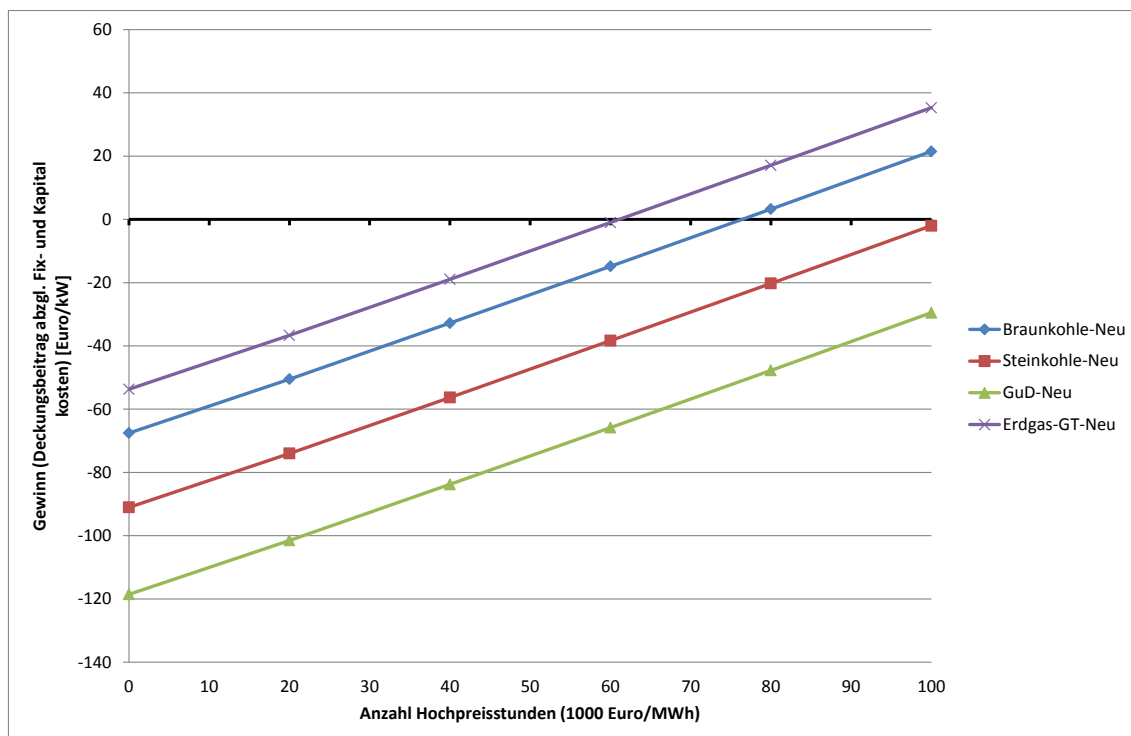
Für bereits installierte Erdgas-Gasturbinen-Kraftwerke sind mindestens zehn Hochpreisstunden erforderlich, um die Fixkosten zu decken. Für bereits installierte Erdgas-GuD-Kraftwerke der neuesten Generation sowie für alte Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerke sind über 25 Hochpreisstunden erforderlich. Für neue Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke im Bestand sowie für alte Braunkohlekraftwerke, die schon zum gegenwärtigen Zeitpunkt Gewinne erwirtschaften, steigt durch die hohen Preise die Gewinnmarge weiter an.

Abbildung 5 Erlöse (Deckungsbeiträge abzüglich Fixkosten) für verschiedene Kraftwerkstypen im Jahr 2012 für unterschiedliche Anzahl von Stunden mit Knappheitspreisen von 1000 €/MWh; Variante niedrige Fixkosten



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 6 Erlöse (Deckungsbeiträge abzüglich Fix- und Kapitalkosten) für Neuanlagen im Jahr 2012 für unterschiedliche Anzahl von Stunden mit Knappheitspreisen von 1000 €/MWh; Variante niedrige Fixkosten



Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 6 zeigt, wie viele Hochpreisstunden erforderlich sind, um über die Deckungsbeiträge Neuinvestitionen auszulösen. Gezeigt ist die Differenz zwischen Deckungsbeiträgen und der Summe aus Fix- und Kapitalkosten. Es ist zu erkennen, dass Gasturbinen- und Braunkohlekraftwerke als Erste, bei 60 bzw. 75 Hochpreisstunden, ihre Fix- und Kapitalkosten decken können. Ein Anstieg der Spitzenpreise in einem Ausmaß, dass Neuinvestitionen in flexible Gasturbinenkraftwerke ausgelöst werden können, führt damit auch zu erheblichen zusätzlichen Gewinnen für existierende Braunkohlekraftwerke, was deren Abschaltung erschweren dürfte. Darüber hinaus können, wenn die höheren Spitzenpreise nicht durch eine gleichzeitige Reduktion der Volllaststunden kompensiert werden, auch Neuinvestitionen in Braunkohlekraftwerke wirtschaftlich attraktiv werden.

2.4 Auswirkungen einer strategischen Reserve auf Strommarkterlöse der erneuerbaren Energien und die EEG-Umlage

Nicolosi (2012) postuliert, dass die Einführung einer strategischen Reserve auch die EEG-Umlage senken kann. Begründet wird dies damit, dass die strategische Reserve den Kraftwerkspark so verändert, dass mehr Flexibilitäten ins System kommen und öfter Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend sind. Bisher fehlt jedoch eine quantitative Untermauerung. Deshalb soll diese These mit einem zweistufigen Ansatz genauer untersucht werden. In diesem Abschnitt werden zuerst die Preiseffekte untersucht, die durch das Auftreten von Preisspitzen entstehen. Im folgenden Kapitel 3 werden die Preiseffekte untersucht, die durch einen veränderten Kraftwerkspark entstehen können.

Die Höhe der EEG-Umlage ist eng mit der Entwicklung der Börsenstrompreise verknüpft, da über den Umlagemechanismus nicht die vollständigen Vergütungszahlungen, sondern die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Vermarktungserlösen für EEG-Strom gedeckt werden. Wenn durch die Einführung einer Strategischen Reserve der Strompreis zu bestimmten Zeitpunkten steigt, führt dies zu diesen Zeitpunkten zu erhöhten Vermarktungserlösen für EEG-Strom und damit zu einem niedrigeren Umlagebetrag.

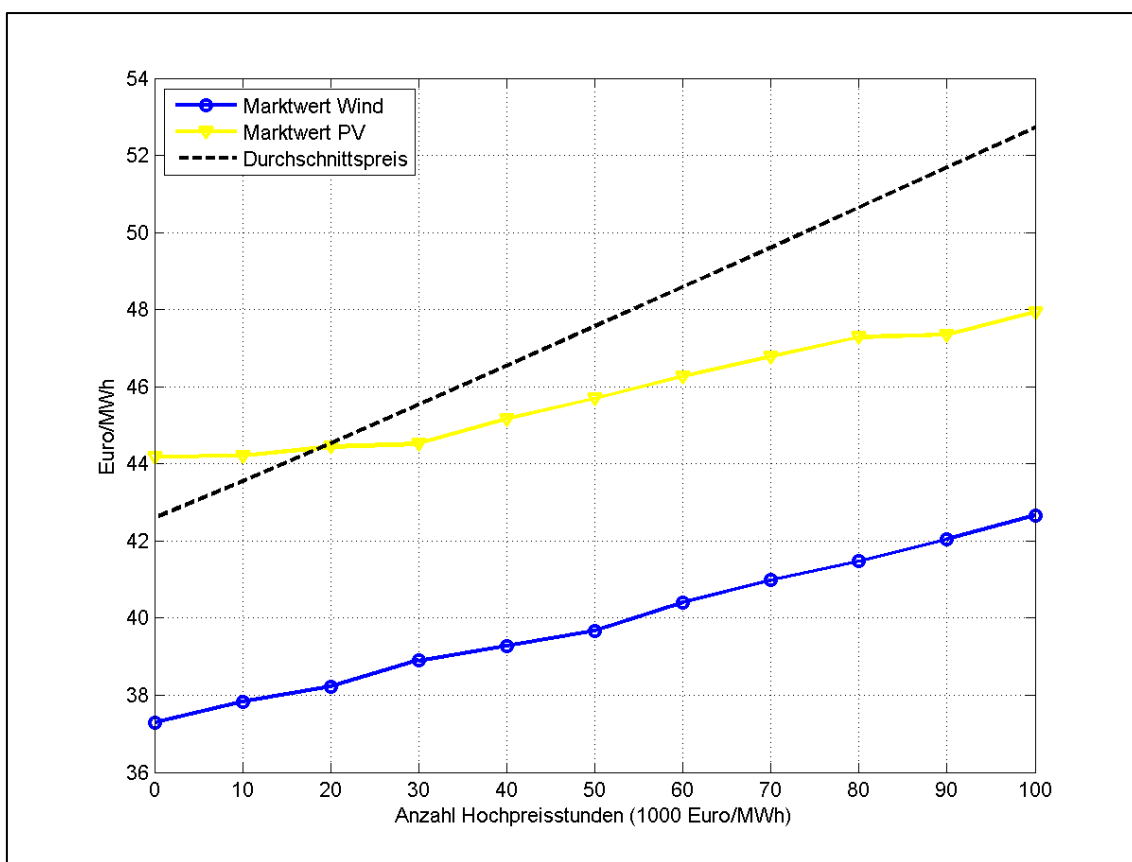
Entscheidend für den Verbraucher ist jedoch die Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage. Von einem in seiner Gesamtheit kostendämpfenden Effekt kann also nur dann gesprochen werden, wenn die durchschnittlichen Vermarktungserlöse für EEG-Strom stärker steigen als der durchschnittliche Strompreis.

Da erneuerbar erzeugter Strom entsprechend der meteorologischen Dargebotssituation ins Netz eingespeist und vermarktet wird, weichen die Marktwerte von Solar- und Windstrom vom durchschnittlichen Strompreis ab – je nachdem, welche Strompreise zum Zeitpunkt der Einspeisung erzielt werden können. Abbildung 7 vergleicht den durchschnittlichen Day-Ahead-Preis im Jahr 2012 mit dem Marktwert für Solar- und Windstrom in Abhängigkeit von der Anzahl der Hochpreisstunden. Der Marktwert für Solarenergie lag im Jahr 2012 leicht über dem Durchschnittspreis, da Solarstrom von den höheren Preisen während des Tages profitiert. Der Marktwert für Windstrom lag dagegen unter dem durchschnittlichen Strompreis.

Die Abbildung zeigt, dass der Anstieg der Preise auf 1.000 €/MWh in den teuersten Stunden des Jahres sich stärker auf den durchschnittlichen Strompreis auswirkt als auf den Marktwert von Solar- und Windstrom. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Solar- und Windenergie vornehmlich nicht zu den Zeiten einspeisen, in denen Knappheitspreise entstehen, und daher nur in geringem Ausmaß von den gestiegenen Preisen profitieren können. Eine Anzahl von 60 Hochpreisstunden (dies wäre, wie weiter oben gezeigt, erforderlich, um Investitionen für Gasturbinen-Kraftwerke wirtschaftlich rentabel zu machen), würde zu einem Anstieg des durchschnittlichen Strompreises von

6 €/MWh führen. Dem stehen ein Anstieg der Marktwerte von Solar und Wind in der Höhe von nur 2,1 bzw. 3,1 €/MWh gegenüber. Die daraus resultierenden zusätzlichen Vermarktungserlöse würden die EEG-Umlage um ca. 1,13 €/MWh senken.⁷ Der Anstieg der Börsenstrompreise durch Knappheitspreise in einer Welt mit Strategischer Reserve kann also nur in sehr begrenztem Maße durch eine Minderung der EEG-Umlage kompensiert werden.

Abbildung 7 Auswirkungen der durch Einführung einer strategischen Reserve hervorgerufenen Knappheitspreise auf den Marktwert von Wind- und Solarstrom.



Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

2.5 Auswirkungen eines fokussierten Kapazitätsmarkts

Aufbauend auf den Analysen in Abschnitt 2.1 und Abschnitt 2.2 sollen mögliche Auswirkungen eines Kapazitätsmarkts näher analysiert werden. Dabei werden zwei Analyseschritte durchgeführt.

⁷ Unter Verwendung der EE-Einspeisemengen (Wind: 51,5 TWh; PV: 24,1 TWh; Sonstige: 38 TWh) und des nichtprivilegierten Letztverbrauchs (387 TWh) von 2012.

Im Gegensatz zum Konzept der strategischen Reserve wird bei Kapazitätsmechanismen davon ausgegangen, dass der Energy-Only-Markt allein nicht in der Lage ist, Investitionen in Erzeugungskapazitäten zu finanzieren. Daher wird ein zusätzlicher Markt für die Bereitstellung von gesicherter Erzeugungskapazität geschaffen. Über diesen Markt soll die Lücke zwischen am Energy-Only-Markt erwirtschafteten Deckungsbeiträgen und den zu deckenden Fix- und Kapitalkosten geschlossen werden.

Entscheidend ist hierbei, welche Kraftwerke an dem neu einzurichtenden Kapazitätsmarkt teilnehmen dürfen. Je nachdem, ob über den Kapazitätsmechanismus nur Versorgungssicherheit garantiert oder auch weitere Ziele erreicht werden sollen, sind hier Einschränkungen vorzunehmen. Insbesondere ist zu entscheiden, ob nur Neuanlagen oder auch Bestandsanlagen teilnehmen dürfen, und ob Mindestkriterien in Bezug auf spezifische Emissionen und Flexibilität angewendet werden.

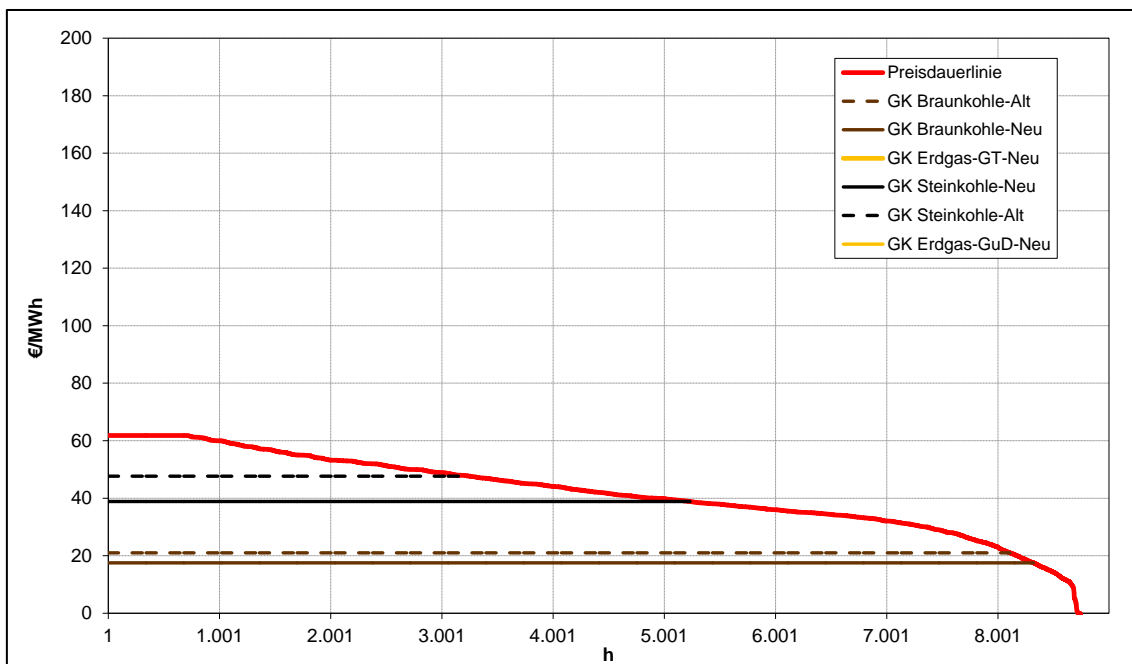
In einem umfassenden Kapazitätsmarkt (EWI 2012), an dem alle Kraftwerke teilnehmen können, ist naturgemäß die Lenkungsfunktion sehr eingeschränkt. In diesem Fall ist es sehr wahrscheinlich, dass die Auszahlung von Kapazitätsprämien die Wirtschaftlichkeit bestehender Braunkohlekraftwerke verbessert und unter Umständen Anreize zum Bau neuer Kohlekraftwerke geschaffen werden. Im Gegensatz hierzu wird in dem fokussierten Kapazitätsmarkt-Modell (Öko-Institut/LBD 2012) über die Einführung von Mindestkriterien und die Aufteilung in getrennte Kapazitätsmärkte für Bestands- und Neuanlagen sichergestellt, dass die Kapazitätsprämie für neue Anlagen nur flexible Kraftwerke mit niedrigen spezifischen Emissionen in Anspruch nehmen können. Diese Kraftwerke weisen tendenziell auch hohe Grenzkosten auf.

Gleichzeitig führen Kapazitätsmärkte dazu, dass Knappheitspreise deutlich seltener auftreten, weil durch den Kapazitätsmarkt immer ausreichend Erzeugungskapazität vorgehalten wird. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass sich durch die Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarkts die in Abbildung 2 dargestellte Preisdauerlinie nicht massiv verändern wird.

Ein wichtiges Detail bei der Diskussion um den fokussierten Kapazitätsmarkt ist, ob eine Förderung von Neuanlagen durch den fokussierten Kapazitätsmarkt bisher noch wirtschaftliche Bestandsanlagen in die Unwirtschaftlichkeit „treiben“ könnte. Um diese These zu untersuchen, wird in einer orientierenden Analyse angenommen, dass durch den Kapazitätsmarkt so viel Kraftwerkskapazität vorhanden ist, dass das teuerste Kraftwerk, das zur Lastdeckung eingesetzt werden muss, ein GuD-Kraftwerk ist. Damit ergibt sich eine neue Jahresdauerlinie der Spotpreise, die in Abbildung 8 dargestellt ist. Die Strompreise erreichen maximal ein Niveau von 60 €/MWh. In diesen Stunden reduzieren sich die Deckungsbeiträge entsprechend. Insgesamt reduzieren sich die Strompreise um nur 0,4 € / MWh im Jahresdurchschnitt. Es ist davon auszugehen, dass durch einen Kapazitätsmechanismus voraussichtlich auch Gasturbinen gebaut werden, die höhere kurzfristige Grenzkosten als GuD-Kraftwerke haben. Die hier unterstellten preisdämpfenden Effekte auf die Jahresdauerlinie, werden in der Realität deshalb voraussichtlich geringer ausfallen, weil ein fokussierter Kapazitätsmarkt die Strompreise sicher nicht auf das Niveau der Grenzkosten von GuD-Kraftwerken drücken wird. Die Reduktion der Deckungsbeiträge um 0,4 €/MWh im Jahresdurchschnitt

durch die Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes ist als Obergrenze einzuordnen.

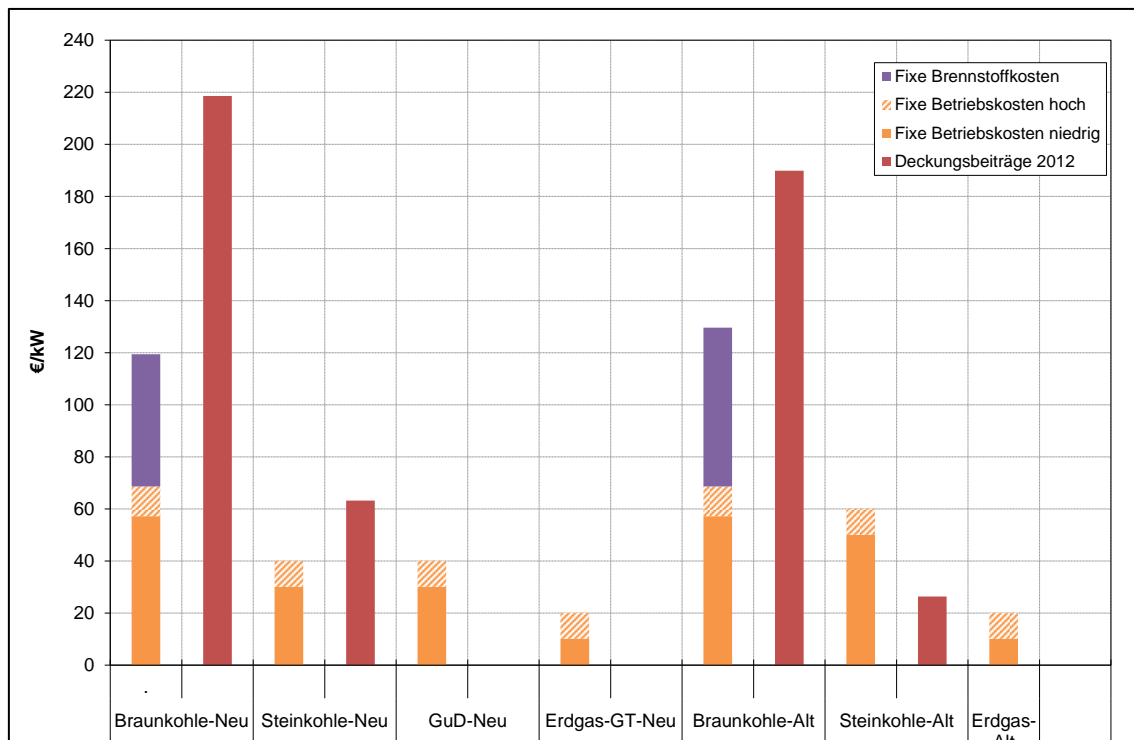
Abbildung 8 Maximale Veränderung der Jahresdauerlinie bei Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes



Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

In Abbildung 9 sind die Deckungsbeiträge dargestellt, die dann noch erwirtschaftet werden können. Es ist klar erkennbar, dass Braunkohlekraftwerke und neuere Steinkohlekraftwerke und ältere Steinkohlekraftwerke weiterhin ihre fixen Betriebskosten decken können. Ein Kapazitätsmarkt durch den neue Gasturbinen und neue GuD-Kraftwerke in den Markt kommen, oder der alte Steinkohlekraftwerke im Markt hält, wird also vor dem Hintergrund der aktuellen Rahmenbedingungen nicht dazu führen, dass Bestandsanlagen, die bisher nicht stilllegungsbedroht waren, in Zukunft stilllegungsbedroht werden.

Abbildung 9 Deckungsbeiträge bei Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In dieser Kostenbetrachtung bisher nicht enthalten sind Kapazitätzahlungen. Bei einer Last von 80 GW und 60 Hochpreisstunden mit 1000 €/kW fallen Kosten von 4,2 Mrd. € pro Jahr an. Da bei einem fokussierten Kapazitätsmarkt nur ein kleiner Teil der Kapazität eine Kapazitätsprämie erhält, sind die Kosten hier deutlich niedriger. Wenn die sehr hohe Kapazität von 30 GW im Rahmen des fokussierten Kapazitätsmarktes ausgeschrieben werden, sind die Kosten mit nur 1,8 Mrd. deutlich geringer (konservativ berechnet mit einer Kapazitätsprämie von 60€/kW).

2.6 Zwischenfazit

In diesem Kapitel wurden die möglichen Preiseffekte einer Strategischen Reserve und eines Kapazitätsmarktes bei unverändertem Kraftwerkspark untersucht. Zwei wichtige Ergebnisse sind festzuhalten:

- Die Einführung einer strategischen Reserve und damit einhergehende Knappheitspreise führen kaum zu erhöhten Strommarkterlösen der erneuerbaren Energien;
- Die Einführung eines Kapazitätsmarktes führt nicht dazu, dass aktuell wirtschaftliche Bestandsanlagen (Braunkohle, neue Steinkohle) stilllegungsbedroht sein werden.

In Kapitel 3 wird detaillierter untersucht, wie sich eine Veränderung des Kraftwerksparks auf die Stromerlöse auswirken würde.

3 Szenario-Rechnungen zu Strompreiseffekten

3.1 Einleitung und Modellansatz

Um die Diskussionen um das EEG⁸ und einen Kapazitätsmarkt auf eine quantitative Basis zu stellen, wird deshalb eine Modellierung mit dem Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts durchgeführt. In Öko-Institut (2013) wurden zwei unterschiedliche Szenarien für den deutschen Strommarkt bis zum Jahr 2050 modelliert. Im unteren Szenario sind die durchschnittlichen Strompreise niedrig und erreichen bis zum Jahr 2050 ein Niveau von 26 €/MWh. Die Preise sind also für die Refinanzierung erneuerbarer Energien nicht ausreichend. Um bewerten zu können, welche Faktoren die Strommarkterlöse der erneuerbaren Energien erhöhen können, und welche Faktoren eher zu niedrigen Strommarkterlösen führen, wird eine Variation verschiedener Parameter durchgeführt. Dafür wird auf das in Öko-Institut (2013) beschriebene untere Szenario im Jahr 2015 aufgesetzt. Es handelt sich um eine statische Analyse. Dies bedeutet, dass Rückkopplungen der Preiseffekte auf den Kraftwerkspark nicht berücksichtigt wurden. Die ermittelten Preiseffekte stellen also eine Obergrenze dar.

Folgende Parametervariationen wurden modelliert (die Klammern geben die Bezeichnungen der jeweiligen Szenarien in den Abbildungen an):

- Erhöhung des CO₂-Preises auf 30 € / EUA („30 €/tCO₂“);
- Erhöhung des CO₂-Preises auf 60 € / EUA („60 €/tCO₂“);
- Verdopplung des Steinkohlepreises, Erhöhung des Gaspreises um den Faktor 1,5, Braunkohlepreis und Uranpreis konstant („SK und Erdgas teurer“);
- Alle Kernkraftwerke stilllegen (etwa 10 GW) („KKW Stilllegung“);
- 10 GW Braunkohlekraftwerke ausschalten („-10GW BK“);
- 10 GW Pumpspeicher zubauen („+10GW PSP“);
- Zubau von 10 GW H₂-Elektrolyse („10GW P2G“);
- Stilllegung von 5 GW alter Erdgaskraftwerke und 5 GW alter Steinkohlekraftwerke („-5GW Gas&SK“);

⁸ Im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung des EEGs wird auch die Einführung einer fixen Prämie vorgeschlagen. Bei einer fixen Prämie sind insbesondere die zu erwartenden Strommarkterlöse für die Festlegung der fixen Prämie relevant, welche stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen.

3.2 Ergebnisse der Modellierung

Die Szenarien wirken sich unterschiedlich auf die spezifischen Stromerlöse der verschiedenen Technologien aus. Abbildung 10 zeigt die Differenz der spezifischen Strommarkterlöse in €/MWh für Wind onshore, Wind offshore und PV sowie des Strompreises für die verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario. Es wird deutlich, dass der durchschnittliche Strompreis am stärksten durch einen höheren CO₂-Preis ansteigt. Eine Erhöhung der Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas hat ebenso einen signifikanten Effekt auf den Strompreis und die Technologieerlöse. Die Stilllegung von Grundlastkraftwerken (Kernkraftwerke oder Braunkohlekraftwerke) beeinflusst den Strompreis weniger stark. Hintergrund ist, dass die Merit-Order nur parallel verschoben wird, sich aber nicht absolut erhöht. Die Erhöhung der Flexibilität durch Zubau von Pumpspeichern oder Power-to-Gas hat eine noch geringere positive Wirkung auf die spezifischen Erlöse. Eine ebenfalls modellierte Stilllegung von jeweils 5 GW Steinkohle- und Erdgaskraftwerken hatte keinen Einfluss auf die Ergebnisse, da diese Kraftwerke bereits im Referenzszenario nur wenige Stunden zum Einsatz kamen.

Abbildung 10 Differenz der Markterlöse der EE und des Strompreises im Verhältnis zum Referenzszenario

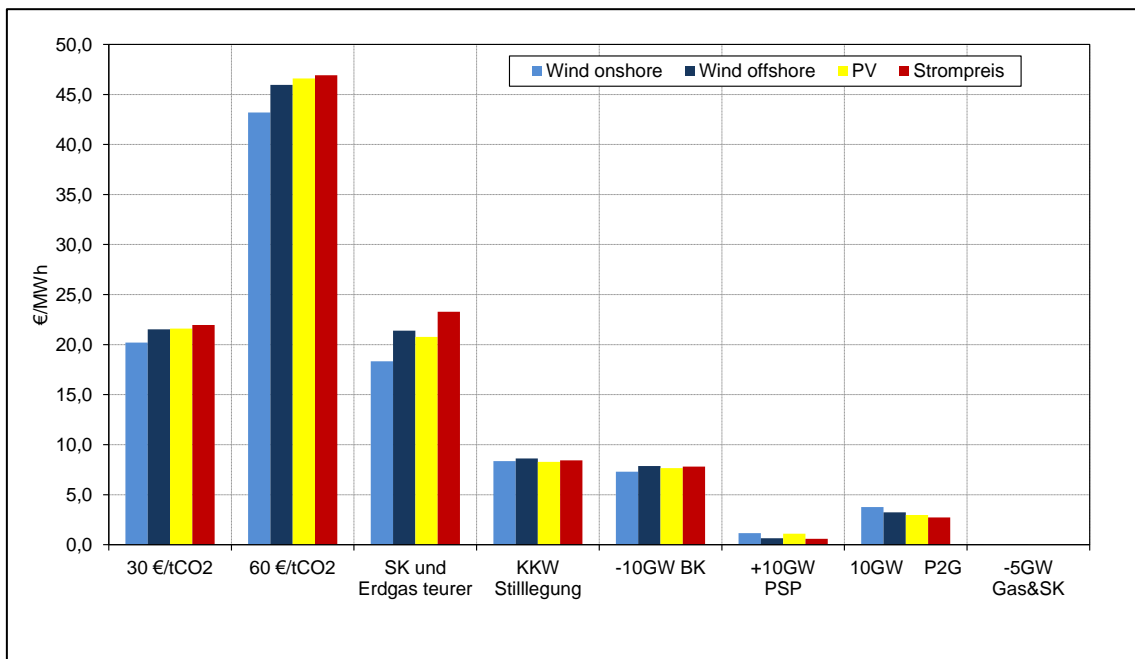


Abbildung 11 Strompreisdauerlinien für das Referenzszenario und die Sensitivitätsrechnungen

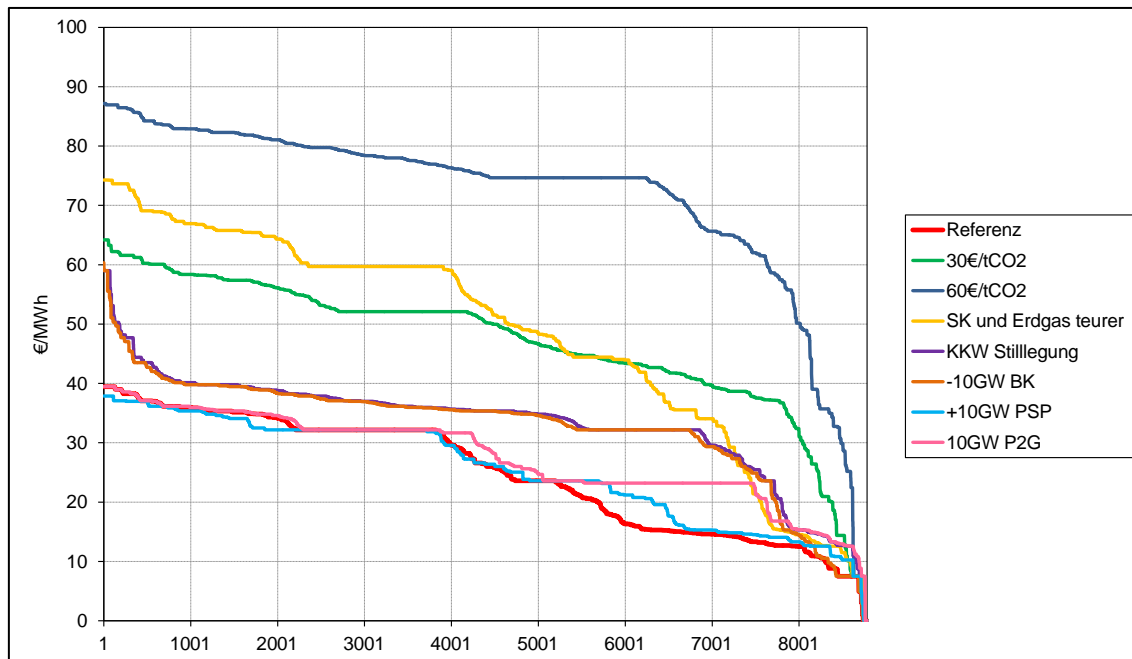


Abbildung 11 zeigt die Strompreisdauerlinien für die modellierten Szenarien. Die Sensitivitäten können nach ihrer Wirkung in drei verschiedene Gruppen unterteilt werden:

- Ein höherer CO₂-Preis sowie die Erhöhung der Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas haben einen Effekt auf die kurzfristigen Grenzkosten. Dies führt dazu, dass das Strompreisniveau insgesamt ansteigt und für die überwiegende Anzahl der Stunden eines Jahres für höhere Preise sorgt. Der stärkere Einfluss des CO₂-Preises auf Braunkohle führt dazu, dass die entsprechende Dauerlinie auch im Grundlastbereich erhöht wird, während eine Verteuerung von Erdgas und Steinkohle im Mittel- und Spitzenlastbereich stärker wirkt. (Szenarien „30 €/tCO₂“, „60 €/tCO₂“, „SK und Erdgas teurer“.)
- Die Stilllegung von Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken führt zu einer Parallelverschiebung der merit-order. Der Wegfall von Kraftwerken, welche im Grundlastbereich eingesetzt werden, führt zu einer leichten Erhöhung des Strompreisniveaus, sowie einem stärkeren Anstieg des Strompreises im Spitzenlastbereich, da durch das Fehlen dieser Kraftwerke in der Merit Order auch teurere Reservekraftwerke (Gas und Öl) in einigen Stunden eingesetzt werden müssen. (Szenarien „KKW Stilllegung“, „-10GW BK“.)
- Eine stärkere Flexibilisierung des Stromsektors durch mehr Pumpspeicher oder Power-to-Gas haben nur einen geringen Einfluss auf das absolute Strompreisniveau. Der Zubau von 10 GW Pumpspeicher führt zu einer zusätzlichen Nachfrage in Zeiten mit niedriger Residuallast. Dies erhöht die Preise in diesen Stunden. Gleichzeitig werden die Preise in Stunden mit hoher Residuallast gedämpft. Dadurch verändert sich die Form der Jahresdauerlinie. Das absolute Niveau der Strompreise verändert sich im Jahresmittel aber kaum. Die Installa-

tion von 10 GW H₂-Elektrolyse führt zu höherer Nachfrage zu Zeiten mit vormals niedrigen Strompreisen und erhöht die Preise in diesen Stunden.⁹ Sie wirkt sich jedoch nicht auf die Stunden mit hohen Strompreisen aus (Szenarien „+10GW PSP“, „10GW P2G“).

⁹ Die H₂-Elektrolysatoren sind als Stellvertreter für zusätzliche Nachfrage zu verstehen.

4 Schlussfolgerungen

Für die Bewertung, welche Wirkung eine strategische Reserve auf die Erlöse der erneuerbaren Energien hätte, sind folgende Aspekte festzuhalten: Da die Kraftwerke der strategischen Reserve nicht am Strommarkt teilnehmen dürfen, wird die verfügbare Kapazität verknappt. Das Konzept der Strategischen Reserve setzt voraus, dass irgendwann Knappheitspreise im Energy-only-Markt auftreten, die Investitionen in neue Kraftwerke refinanzieren können. Für die Refinanzierung einer Gasturbine müssten diese Knappheitspreise so hoch sein und so häufig auftreten, dass dadurch die durchschnittlichen Base-Strompreise um mindestens ca. 6 €/MWh ansteigen würden (Abschnitt 2.2). Wind und Photovoltaik profitieren von diesen Preisspitzen aber nur unterproportional (2-3 €/MWh), weil Preisspitzen in der Regel bei geringer Einspeisung von erneuerbaren Energien auftreten.

Außerdem wurde in Nicolosi (2012) die These aufgestellt, dass eine strategische Reserve die Strommarkterlöse der erneuerbaren Energien erhöhen würde, weil durch die Strategische Reserve mehr Flexibilitäten ins System kommen und öfter Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend sind. Die in Kapitel 3 dokumentierten Modellläufe haben jedoch gezeigt, dass zusätzliche Speicher die Strommarkterlöse der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren nicht signifikant erhöhen würden. Bleibt also noch die Frage zu analysieren, ob eine Strategische Reserve dazu führen kann, dass öfter Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend sind. Dies wäre dann der Fall, wenn durch die Strategische Reserve Kraftwerke aus dem Markt gedrängt werden. Solche wären insbesondere ältere Erdgas- und Steinkohlekraftwerke.¹⁰ Die hier durchgeführten Modellläufe haben bestätigt, dass eine Stilllegung älterer Erdgas- und Steinkohlekraftwerke die Stromerlöse der erneuerbaren Energien nicht signifikant erhöhen kann. Diese Kraftwerke wurden auch vor der Stilllegung kaum betrieben. Ihr Einfluss auf die Stromerlöse ist also sehr begrenzt. Außerdem gilt auch hier, dass die höheren Strompreise immer dann auftreten, wenn die Einspeisung von erneuerbaren Energien gering ist.

Wenn man das Ziel verfolgt, die Stromerlöse der erneuerbaren Energien zu erhöhen, kann man dies am effektivsten durch eine deutliche Erhöhung des CO₂-Preises tun. Alternativ könnte man den Ausstieg aus der Kernenergie oder aus der Braunkohle beschleunigen. Auch dies führt zu höheren Stromerlösen der erneuerbaren Energien. Eine Strategische Reserve ist nicht geeignet, die Stromerlöse der erneuerbaren Energien zu erhöhen, da Preisspitzen überwiegend dann auftreten, wenn die erneuerbaren Energien nicht produzieren.

¹⁰ Die Strommarkterlöse der erneuerbaren Energien würden sich deutlich erhöhen, wenn Kernkraftwerke oder Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden (Erhöhung um 9€/MWh). Die Analysen in Abschnitt 2.1 haben aber gezeigt, dass diese Kraftwerke perspektivisch nicht von einer Stilllegung bedroht sind. Bei Einführung einer strategischen Reserve sind Preiseffekte in diesem Umfang also nicht zu erwarten.

Gleichwohl führt eine strategische Reserve zu deutlich höheren Strompreisen für die Verbraucher, weil Preisspitzen auftreten.

5 Referenzen

5.1 Literatur

- Bundesregierung (2011): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011; Stand: Oktober 2011;
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf
- Consentec (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Datenanhang.
- Nicolosi (2012): Memo: Effekte von Kapazitätsmechanismen auf die Integration Erneuerbarer Energien. 04. Dezember 2012. Ecofys.
- Öko-Institut/LBD (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Kurzstudie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin 2012.
- Öko-Institut (2013): Erneuerbare-Energien-Gesetz 2.0; Spezifikation einer Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes auf Basis eines Prämienmodells. Kurzstudie für Agora-Energiewende. Berlin 2013.
- Pfaffenberger, Hille (2004): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen; Abschlussbericht; Januar 2004
- Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologien. Basel, Köln, Osnabrück, 27. August 2010.
- Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) (2011): Energieszenarien 2011. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologien. Basel, Köln, Osnabrück, Juli 2011.
- Sterner (Moderation), BDEW, BEE, Consentec, Ecofys, R2B, IAEW, Fraunhofer ISI, (Sterner et al. 2013): Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“. Mai 2013

5.2 Datenquellen

AG Energiebilanzen (2013): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern. Stand 14.02.2013.

EPEX Spot /European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX Spot Auktionsmarkt. Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Power Derivates– Marke tarea Germany/Austria. Base Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Power Derivates– Market area Germany/Austria. Peak Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights– European –Carbon-Futures. Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights– Spot - EU emission allowances EEX, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Coal derivatives– ARA Coal Futures – Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas derivatives– NCG Futures – Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas derivatives– Gaspool Futures – Yearly Futures, Leipzig.

Vattenfall Europe Mining AG (VEM 2011): Bericht über das Geschäftsjahr 2006 vom 01. Januar bis 31. Dezember 2006. Jahresabschluss zum 31. Dezember 2010, Auszug aus dem Unternehmensregister, Tag der Erstellung: 02.07.2007, Cottbus.

Anhang 1: Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Verwendete Rahmendaten

Für die in Abschnitt 2.1 durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden folgende Daten verwendet (Tabelle 1):

- Für die Brennstoffkosten und die CO₂-Kosten wurde der im Jahr 2012 erreichte Mittelwert der Notierungen der Terminkontrakte für das Jahr 2013 der EEX verwendet. Die Brennstoffkosten für Steinkohle enthalten zusätzlich Transportkosten in Höhe von 1,98 €/MWh_{th} für einen Binnenlandstandort. Die Brennstoffkosten für Erdgas enthalten Kosten für Transport und Speicherung in Höhe von 4 €/MWh_{th}.
- Die Brennstoffkosten für Braunkohle basieren auf Unternehmensberichten von Vattenfall Europe Mining (VEM 2011). Basierend auf dem Jahresabschluss für das Jahr 2010 konnten Rohbraunkohlekosten in Höhe von 6,1 € / MWh_{th} ermittelt werden.¹¹ Beim Tagebaubetrieb fallen neben den variablen Kosten auch noch Fixkosten für die Brennstoffbereitstellung an. Hintergrund ist, dass für die „Betriebsbereitschaft“ des Tagebaus Kosten anfallen (Wasserhebung, Abschreibung von Förderbrücken, etc.). Diese Kosten fallen auch dann an, wenn keine Braunkohle gefördert wird. Die Vollkosten in Höhe von 6,1 €/MWh_{th} für den Tagebaubetrieb werden hälftig auf Fixkosten und die variablen Betriebskosten aufgeteilt. Zusätzlich fallen im Kraftwerk weitere Fixkosten und auch variable Kosten für den Kraftwerksbetrieb an.
- Die Angaben für variable Betriebskosten für den Kraftwerksbetrieb wurden Prognos (2011) entnommen. Für die fixen Betriebskosten wurde die untere Kostenannahme nach Öko-Institut/LBD (2012) verwendet.

Tabelle 1 Rahmenannahmen für die verwendeten Kraftwerkstypen

Parameter	Einheit	Neuanlagen				Bestandsanlagen		
		Braunkohle	Steinkohle	Erdgas-GuD	Erdgas-GT	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas
Wirkungsgrad	%	42%	45%	58%	40%	35%	36%	40%
Brennstoffkosten	€/MWh _{th}	3,1 €/MWh	13,8 €/MWh	33,6 €/MWh	33,6 €/MWh	3,1 €/MWh	13,8 €/MWh	33,6 €/MWh
Brennstoffkosten	€/MWh _{el}	7,3 €/MWh	30,8 €/MWh	58,0 €/MWh	84,1 €/MWh	8,7 €/MWh	38,4 €/MWh	84,1 €/MWh
CO ₂ -Kosten	8 €/EUA	7,7 €/MWh	6,1 €/MWh	2,8 €/MWh	4,0 €/MWh	9,3 €/MWh	7,6 €/MWh	4,0 €/MWh
Emissionsfaktor	EUA/GJ _{th}	0,1123	0,095	0,056	0,056	0,1123	0,095	0,056
variable Betriebskosten	€/MWh _{th}	2,5 €/MWh	2,0 €/MWh	1,0 €/MWh	0,5 €/MWh	3,0 €/MWh	1,6 €/MWh	0,5 €/MWh
Summe Grenzkosten	€/MWh _{th}	17,5 €/MWh	38,9 €/MWh	61,8 €/MWh	88,6 €/MWh	21,0 €/MWh	47,7 €/MWh	88,6 €/MWh
Fixe Betriebskosten niedrig	€/kW	57,1 €/kW	30,0 €/kW	30,0 €/kW	10,0 €/kW	57,1 €/kW	50,0 €/kW	10,0 €/kW
Fixe Betriebskosten hoch	€/kW	68,6 €/kW	60,0 €/kW	60,0 €/kW	20,0 €/kW	68,6 €/kW	60,0 €/kW	20,0 €/kW
Fixe Brennstoffkosten	€/kW	50,8 €/kW				61,0 €/kW		
Deckungsbeiträge 2012	€/kW	226,8 €/kW	71,4 €/kW	8,2 €/kW	2,1 €/kW	198,1 €/kW	34,5 €/kW	2,1 €/kW

Quelle: EEX, VEM 2011, Prognos 2011, Öko-Institut/LBD 2012

Die Investitions- und Kapitalkosten sind in Tabelle 2 dokumentiert.

¹¹ Dabei wurde der Absatz an Veredelungsprodukten (Brikett, Staub, Wirbelschichtbraunkohle) mit 15 €/MWh_{th} bewertet.

Tabelle 2 *Verwendete Investitions- und Kapitalkosten*

Parameter	Einheit	Neuanlagen				Bestandsanlagen		
		Braunkohle	Steinkohle	Erdgas-GuD	Erdgas-GT	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas
Investitionskosten	€/kW	1900	1300	950	450	0	0	0
Abschreibungsdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
Zinssatz	%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Barwert	€/kW	194	132	97	46	0	0	0
Fixkosten (niedrig)	€/kW	101	30	30	10	118	50	10
Kapitalkosten	€/kW	194	132	97	46	0	0	0
Summe Fix- und Kapitalkosten	€/kW	294	162	127	56	118	50	10
Deckungsbeiträge	€/kW	227	71	8	2	198	35	2
Deckungsbeiträge (Knappheitspreise)	€/kW	280	124	61	55	246	77	55

Quelle: *Prognos 2011, Eigene Berechnungen Öko-Institut*