

Kostenwirkung der strategischen Reserve

Stand 18.09.2012



Ausgangslage

Im Auftrag des Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg hat die LBD-Beratungsgesellschaft einen gezielten Kapazitätsmarktmechanismus entwickelt (2011). Inzwischen liegen weitere Konzepte vor. Dazu gehört auch das im Auftrag der EnBW AG durch Consentec in 2012 entwickelte Konzept der strategischen Reserve.

Die fachliche und politische Diskussion ist in eine Phase der Abwägung der unterschiedlichen Konzepte zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch Kapazitäten eingetreten. Dabei stellt sich besonders die Frage nach der finanziellen Wirkung der Konzepte auf den Verbraucher.

Das Ziel des Konzeptes der gezielten Kapazitätsmarktmechanismen und der strategischen Reserve ist es, das **Niveau an Versorgungssicherheit** zu erhalten. **Sie unterscheiden sich im Kern in ihrer Wirkung auf die Wettbewerbsintensität und damit das Preisniveau auf den Spot- und Regelenenergiemärkten.**

Vor diesem Hintergrund hat das Umweltministerium uns beauftragt, die Verbraucherwirkung abzuschätzen. Bei der vergleichenden Analyse beider Instrumente beschränken wir uns hier auf deren Wirkung auf die Preise am Großhandelsmarkt und damit deren Folgen für den Verbraucher.

Vorgehensweise

Wir gehen in fünf Schritten vor:

1. Im ersten Schritt beschreiben wir die Margensituation für Kraftwerke am Großhandelsmarkt, analysieren deren Ursache und ziehen unsere Schlussfolgerungen.
2. Im zweiten Schritt analysieren wir die Grenzkostenstruktur im deutschen Kraftwerkspark und identifizieren die Segmente der Bestandskraftwerke, die aus wirtschaftlichen Gründen von der Stilllegung bedroht sind.
3. Im dritten Schritt vergleichen wir die Konzepte der strategischen Reserve und der gezielten Kapazitätsmarktmechanismen. Anschließend identifizieren wir deren ökonomischen Kernunterschied.
4. Im vierten Schritt analysieren wir die Wirkung der strategischen Reserve auf den Spotmarkt, schätzen das Preisvolumen und die Mitnahmeeffekte ab.
5. Im fünften Schritt vergleichen wir die beiden Konzepte und stellen unser Ergebnis fest.

Die Datenbasis der quantitativen Analysen umfasst die Kraftwerksdatenbank der Bundesnetzagentur, die von den Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Lastdaten, den Entwurf des Netzentwicklungsplanes Strom 2012 und die Preisveröffentlichungen der EEX. Die Analysen erfolgen auf der Basis von Standardmodellen der LBD (Merit-Order-Modelle). Die Analyseergebnisse werden durch pointierte Beispielrechnungen ergänzt und veranschaulicht.

01

Margensituation für Kraftwerke am Großhandelsmarkt

Entwicklung der Erzeugermargen von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken

Betreiber von alten Bestandskohlekraftwerken sowie von Gaskraftwerken können aktuell kaum ihre fixen Betriebskosten decken.

Höhere Margen in 2006/2007 oder 2008/2009 sind nicht fundamental durch Knappheitspreissignale begründet, sondern beruhen auf Ungleichgewichten in der Marktmacht zwischen Anbietern und Nachfragern.

Hohe Wettbewerbsintensität ist ein bedeutendes ordnungspolitisches Ziel bei der Liberalisierung der Energiemärkte.

Das bestehende, auf Grenzkostenwettbewerb basierende Marktmodell schafft keine verlässlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in die Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks.

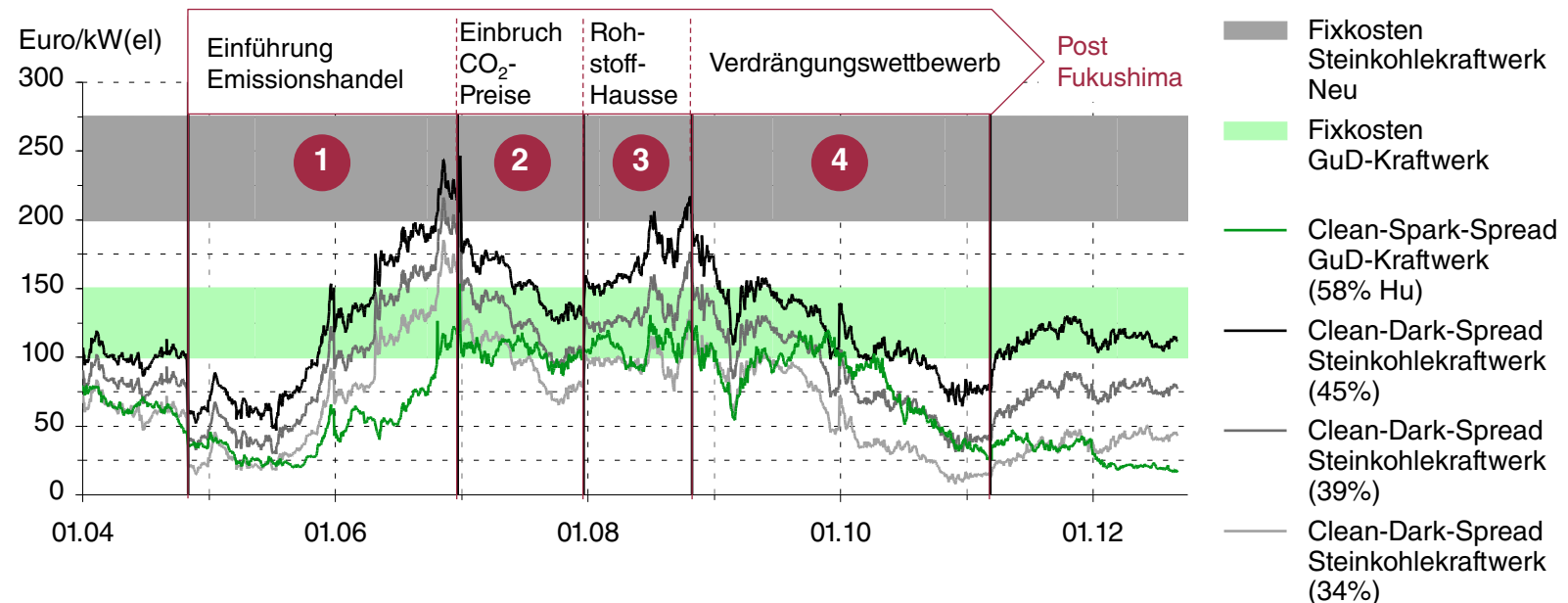
Die Grafik stellt die **Entwicklung der Erzeugermargen** verschiedener typischer Referenzkraftwerke dar. Die Preise für Strom, Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ändern sich täglich. Für jeden Handelstag wird die Marge einer Stromlieferung im Folgejahr berechnet. Aus dieser Marge muss der Kraftwerksbetreiber seine fixen Kosten und seinen Gewinn decken.

- 1) Die Einführung des **Emissionshandels** wurde genutzt, um über die Einpreisung der CO₂-Zertifikate hinaus die **Margen** im Erzeugungssektor signifikant zu erhöhen.
- 2) Mit dem Einbruch der CO₂-Preise am Ende der 1. Handelsperiode brachen auch die Margen ein.
- 3) Mit der **Rohstoff-Hausse 2008** erreichten auch die Margen wieder Höchstniveau.
- 4) Mit der anschließenden **Wirtschaftskrise** sind Rohstoffpreise und Strommargen deutlich

eingebrochen. **Seit 2008** haben sich die **Margen halbiert**. Die Ereignisse von **Fukushima** haben nur zu einer **geringen Verbesserung** der Margen geführt.

Ursache sind **Überkapazitäten und zunehmende Erzeugung aus erneuerbaren Energien** mit der Folge **intensiven Wettbewerbs** unter den Kraftwerksbetreibern.

Die geringen Margen von Erdgaskraftwerken resultieren aus niedrigen CO₂-Preisen aufgrund einer Überallokation im europäischen Zertifikatehandel. Ein fairer CO₂-Preis auf Basis des Fuel-Switch-Konzepts müsste bei 15–20 Euro/t liegen und würde auf Kosten älterer Kohlekraftwerke die Margen der dargestellten GuD-Kraftwerke verbessern. Die gegenwärtigen Preise von 6–7 Euro/t sind angesichts der hohen Überallokation nur durch Spekulation zu erklären. Fundamental müsste der Preis auf 0 fallen.



Quelle: EEX, Reuters, LBD-Analysen; Stand: 03.09.2012

Zunehmende Wettbewerbsintensität am Strommarkt (I)

Die hohe Wettbewerbsintensität ist ein Ergebnis der Liberalisierung der Energiemärkte und ist politisch gewollt.

Seit 2007 haben Kraftwerksbetreiber ca. 45% in den Peak-Preisen verloren. Dies geht vollständig zulasten der Margen.

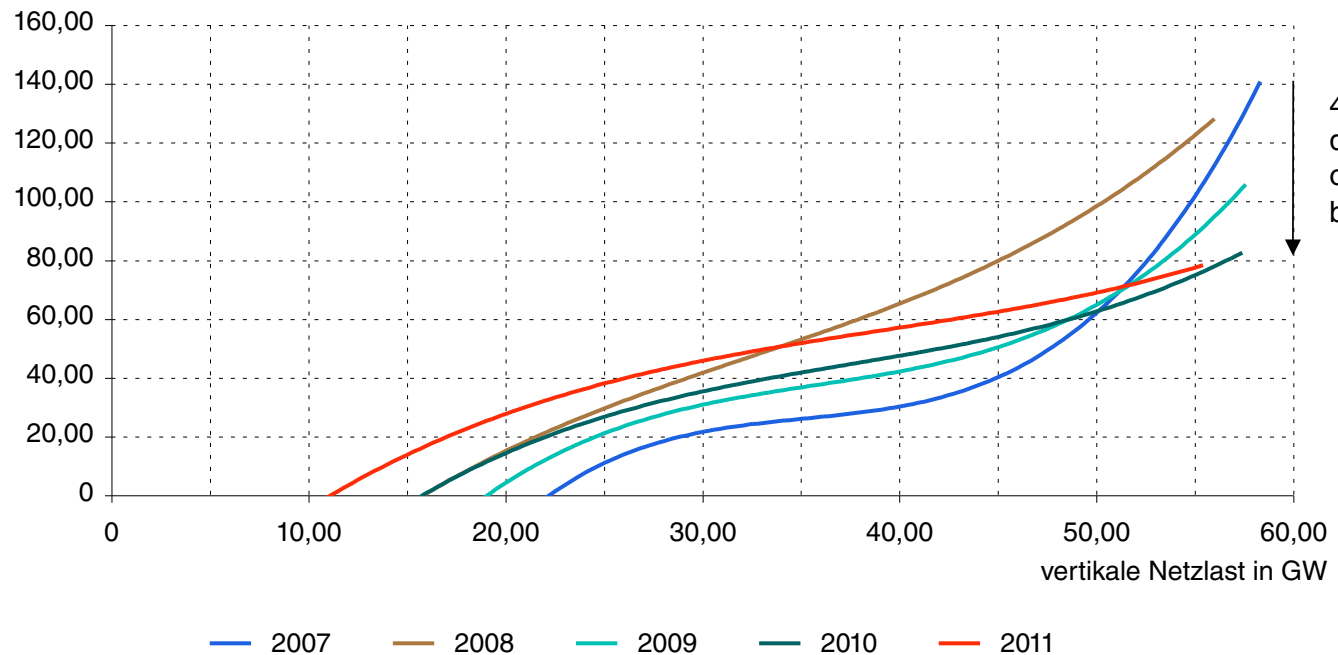
Der Ausbau der erneuerbaren Energien intensiviert diesen Wettbewerb zusätzlich und erhöht den wirtschaftlichen Druck auf Bestandskraftwerke.

Ursache für den Margenverfall ist die Steigerung der Wettbewerbsintensität unter den Kraftwerksbetreibern am Großhandelsmarkt, hin zu einem **grenzkostenorientierten Verdrängungswettbewerb**. Zudem ist innerhalb des deutschen und europäischen Kraftwerksparks der Kernbereich der **Merit-Order extrem flach** und damit das Margenpotenzial gering.

Die Steigerung der Wettbewerbsintensität ist eine **Folge von wettbewerbspolitischen und wettbewerbsrechtlichen Maßnahmen** auf nationaler und europäischer Ebene:

- Maßnahmen zum Abbau der Marktmacht der großen europäischen Erzeuger
- Maßnahmen gegen Marktpreismanipulation mit der Folge verbesserter Compliance in den Unternehmen.

Spotpreise EEX in Euro / MWh



Quelle: Amprion, 50Hertz, TenneT, TransnetBW; Stand: 28.08.2012



Zunehmende Wettbewerbsintensität am Strommarkt (II)

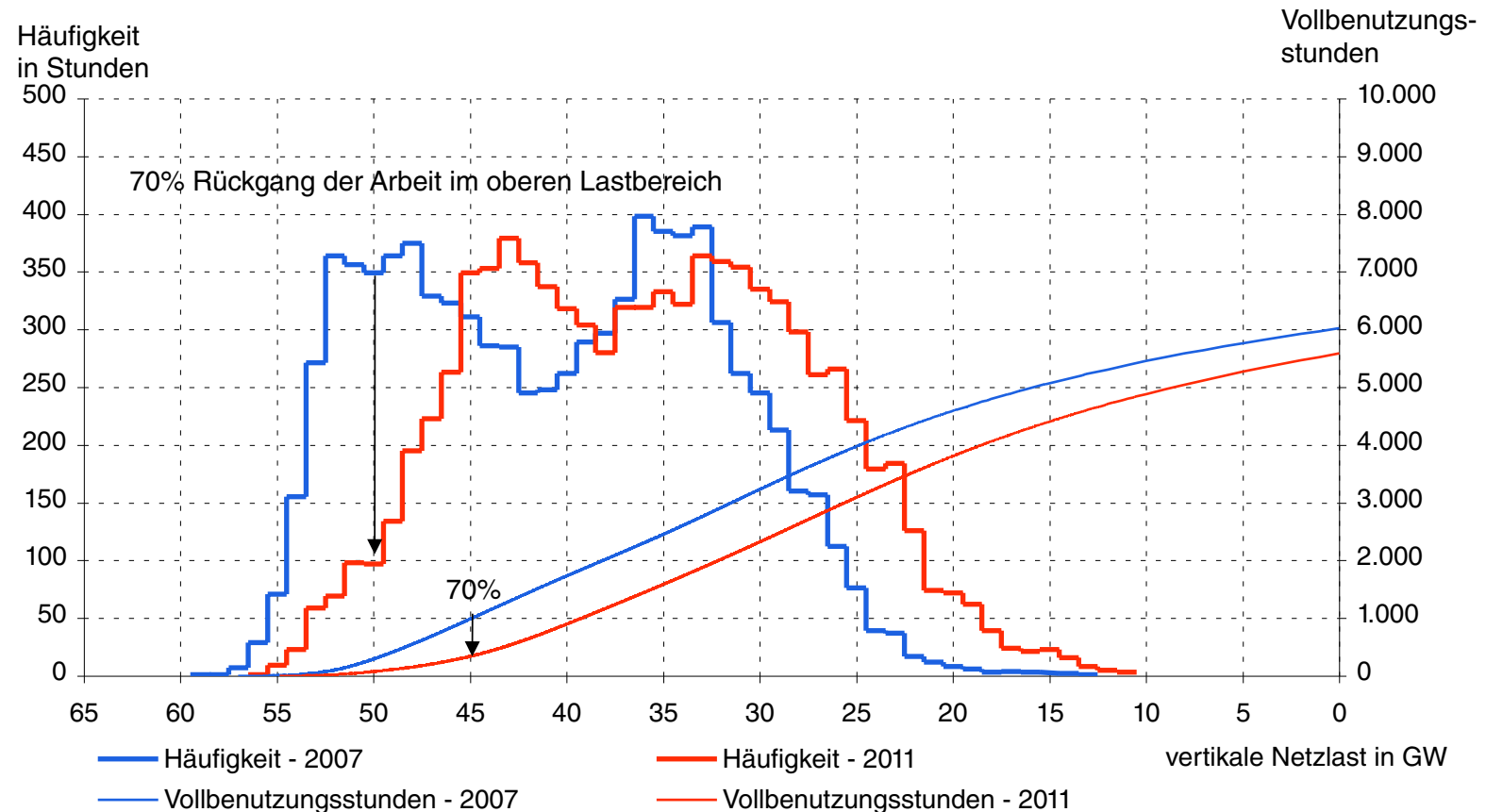
Kraftwerke, die zur Deckung der Nachfrage im Bereich oberhalb von 45 GW eingesetzt werden, haben seit 2007 ca. 70% ihrer Einsatzstunden eingebüßt.

Der Ausbau der **erneuerbaren Energien ist nicht ursächlich für die Intensivierung des Wettbewerbs, sondern wirkt beschleunigend** und verstärkend:

- Direktvermarktung EEG-Stromaufkommen am Großhandelsmarkt mit entsprechend höherer Liquidität
- Wachsendes EEG-Stromaufkommen reduziert den Bedarf an konventioneller Stromerzeugung und damit die Einsatzstunden konventioneller Kraftwerke

- Reduzierung des Leistungsbedarfs durch hohe EEG-Stromerzeugung in den Tagesstunden (Solar, Wind) reduziert den Bedarf zur Spitzenlastdeckung durch konventionelle Kraftwerke und reduziert die Peak-Preise erheblich (Merit-Order-Effekt),

Diese Verdrängung verschlechtert die Situation konventioneller Kraftwerke aufgrund rückläufiger Spitzenlasten und geringer Nutzungsstunden.



Quelle: Amprion, 50Hertz, TenneT, TransnetBW; Stand: 28.08.2012

02

Grenzkostenstruktur im deutschen Kraftwerkspark und Identifizierung der stilllegungsbedrohten Bestandskraftwerke

Bestandsaufnahme der Merit-Order – Missing Money über einen weiten Bereich des Kraftwerksparks

Das ökonomische Problem der Struktur des deutschen Kraftwerksparks ist, dass

- zum einen die Merit-Order im mittleren Lastbereich extrem flach ist und
- zum anderen die Anlagen im oberen Lastbereich mit hohen Grenzkosten kaum zum Einsatz kommen.

Die Folge ist, dass Steinkohlekraftwerke und erdgasgefeuerte Kraftwerke nur geringe Margen erzielen können.

Im Lastsegment mit weniger als 1.000 Benutzungsstunden sind weder die Steinkohlekraftwerke, noch die mit Erdgas gefeuerten Kraftwerke zur Deckung ihrer operativen Fixkosten in der Lage (in Summe rund 15.000 MW).

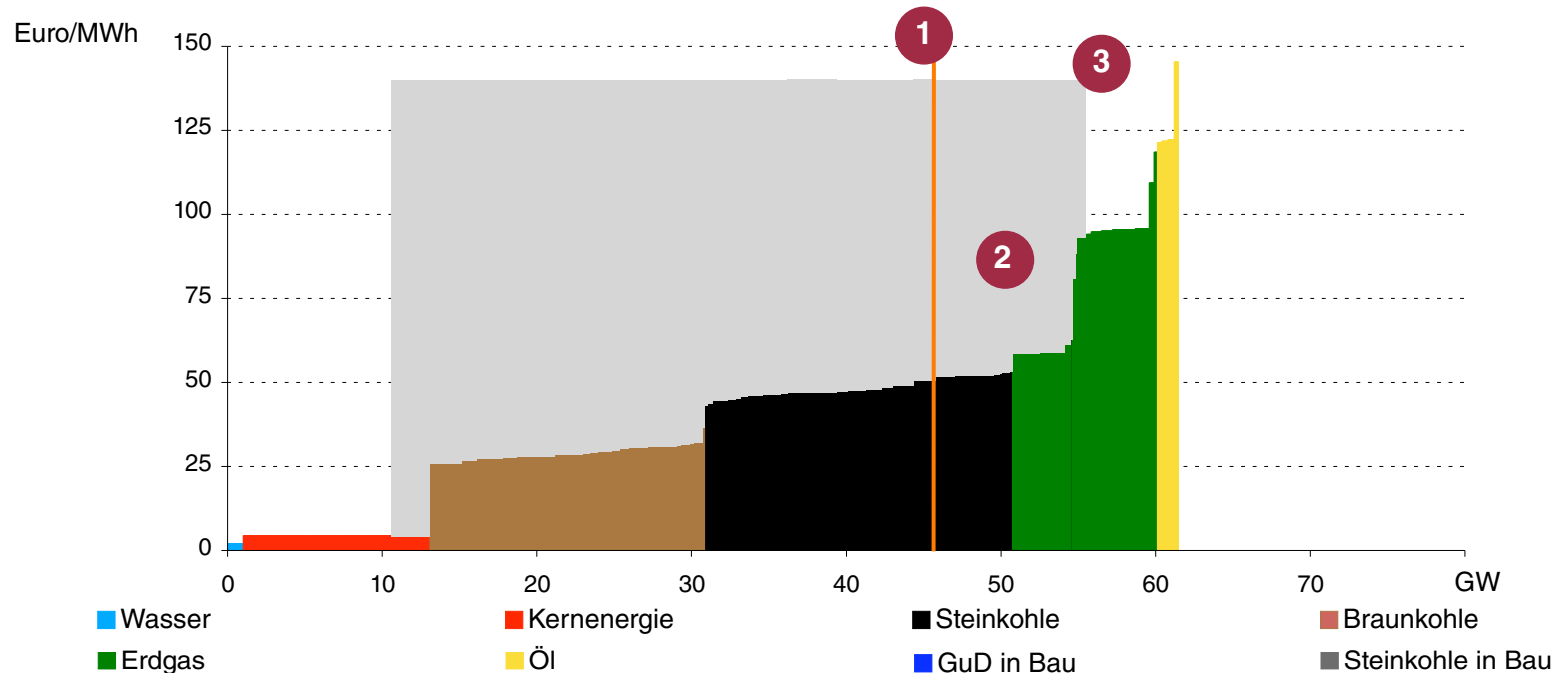
Das fehlende Deckungsbeitragspotenzial bezeichnet man als Missing Money (fehlendes Geld).

Die Grafik stellt die Grenzkostenstruktur (Merit-Order) des Teils des deutschen Kraftwerksparks (Kraftwerksliste BNetzA Stand 03/2012) dar, der auf Höchstspannungsebene einspeist und der Deckung der vertikalen Netzlast dient. Die graue Fläche beschreibt den Bereich zwischen Minimumlast (links) und Höchstlast (rechts) der zu deckenden vertikalen Netzlast.

1) Ab einer Nachfrageleistung oberhalb von ca. 46 GW (orange Linie) konnten Kraftwerke im Jahr 2011 nur noch rund 1.000 Stunden eingesetzt werden (kleine Blockgrößen und Baujahr vor 1975). Die Steinkohlekraftwerke und die Erdgas-GuD in diesem Segment konnten nicht ihre operativen Fixkosten (OPEX) decken.

2) Die GuD-Kraftwerke kommen derzeit erst nach den Steinkohlekraftwerken zum Einsatz. Steigende CO₂-Preisen (z.B. als Folge der Anpassung des EUTHS) würden diese Kraftwerke weiter nach links schieben und zusätzliche Steinkohlekraftwerke in den kritischen Bereich unterhalb von 1.000 Nutzungsstunden verdrängen.

3) Klassische Spitzenlastkraftwerke mit hohen Grenzkosten (Gasturbinen, Gas-Dampfkraftwerke, ölgefeuerte Spitzenlastkraftwerke) haben heute (2011) weniger als 170 Nutzungsstunden Potenzial. Diese wenigen Stunden genügen nicht für ausreichende Margen zur Deckung der operativen Fixkosten oder der Kapitalkosten von Neubauten für Kraftwerke.



Anmerkung: Ohne Berücksichtigung von Pumpspeicherwerken
Quelle: BNetzA, Platts, EEX, 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Preisstand: März 2012

Wirkung neuer Steinkohlekraftwerke auf die Merit-Order und die Benutzungsstunden

Die Inbetriebnahme der gegenwärtig in Bau befindlichen Steinkohlekraftwerke wird den wirtschaftlichen und technischen Stilllegungsdruck insbesondere für bestehende Steinkohlekraftwerke erheblich erhöhen.

Für Kraftwerke mit weniger als 1.000 Benutzungsstunden (rechts der orange Linie) gibt es innerhalb des Energy-only-Markets, insbesondere bei dieser Struktur des Kraftwerksparks, keine wirtschaftliche Perspektive.

Steinkohlekraftwerke werden die Flexibilitätsanforderungen bei weniger als 1.000 Benutzungsstunden mit einem bis zwei Starts täglich ökonomisch und technisch nicht bereitstellen können.

Die Grafik stellt die Grenzkostenstruktur (Merit-Order) des Teils des deutschen Kraftwerksparks nach der Inbetriebnahme der zur Zeit im Bau befindlichen modernen Steinkohlekraftwerke im Jahr 2014 dar.

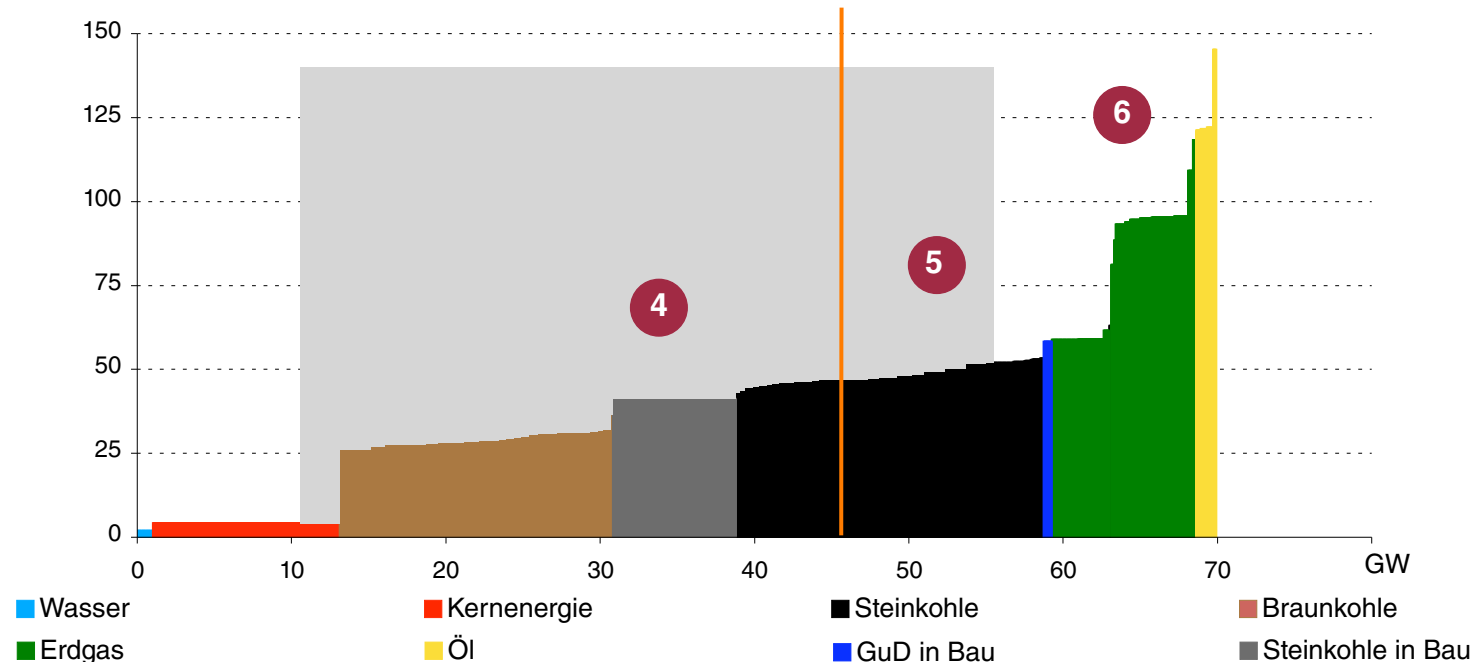
- 4) Bis 2014 gehen ca. 8 GW weitere Steinkohlekraftwerke in Betrieb. Die gegenwärtige Markterwartung ist, dass diese Kraftwerke die Kapazitätsausstattung insbesondere in Süddeutschland verbessern.
- 5) Dieser Zubau wird jedoch auch dazu führen,
 - dass sich der Wettbewerbsdruck auf den ökonomisch kritischen Teil des Kraftwerksparks verstärken wird und

- dass weitere Bestandskraftwerke unter Margendruck geraten.

Mindestens weitere 8 GW bestehender Steinkohlekraftwerke werden dadurch aufgrund sinkender Benutzungsstunden unter Stilllegungsdruck geraten.

- 6) Klassische Spitzenlastkraftwerke werden dann praktisch kein Einsatzpotenzial mehr haben und werden deshalb ebenfalls verschärft unter Stilllegungsdruck geraten. Die wirtschaftliche Situation von GuD-Kraftwerken wird sich ebenfalls verschlechtern, wenn es keinen Eingriff in den CO₂-Handel (EUTHS) gibt.

Euro/MWh



Anmerkung: Ohne Berücksichtigung von Pumpspeicherwerken
Quelle: BNetzA, Platts, EEX, 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Preisstand: März 2012

Technische und wirtschaftliche Realität für Bestandskraftwerke

Heute stehen ca. 15 bis 18 GW Kraftwerke unter wirtschaftlich bedingtem Stilllegungsdruck. Davon entfallen ca. 5 GW auf die notwendige Kraftwerksreserve, weitere 5 GW auf Spitzenlastkraftwerke (Gas und Öl) und 5 GW auf GuD-Kraftwerke und Bestandssteinkohlekraftwerke.

Die Inbetriebnahme der neuen Steinkohlekraftwerke wird insbesondere die Bestandskohlekraftwerke weiter unter wirtschaftlichen Druck setzen.

Bis zum Jahr 2022 werden 26 bis 31 GW Kraftwerksleistung so wenig Benutzungsstunden erreichen, dass eine Fixkostendeckung kaum möglich sein wird.

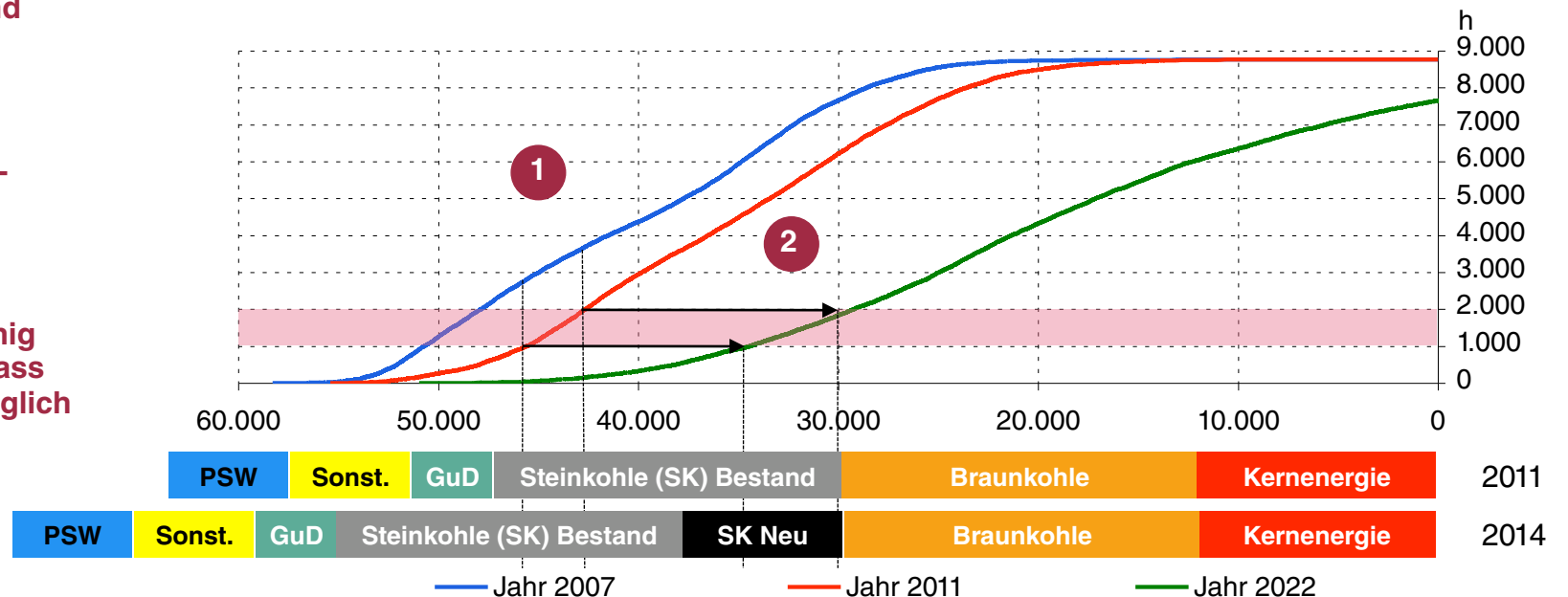
Dargestellt ist die Jahresdauerlinie (vertikale Netzlast über die Zeit) der Jahre 2007, 2011 sowie eine Prognose der Jahresdauerlinie für das Jahr 2022 mit ca. 49% Anteil erneuerbarer Energien (entsprechend NEP 2012, Szenario B).

- 1) Spitzenlastkraftwerke haben von 2007 bis 2011 signifikant Einsatzstunden verloren. Beim bestehenden Wettbewerbsniveau ist bei weniger als 1.000 Benutzungsstunden (rot markierter Bereich) ein wirtschaftlicher Betrieb von Kraftwerken nicht mehr möglich. Im Jahr 2011 hatten Kraftwerke, die bei einer Residuallast oberhalb von ca. 46 GW eingesetzt wurden, weniger als 1.000 Nutzungsstunden. Bei einer Spitzenlast von ca. 56 GW bedeutet dies, dass ca. 10–13 GW Kraftwerke von Stilllegung bedroht sind. Hinzu kommen ca. 10% notwendiger

Kraftwerksreserve (ca. 5 GW), die nur für außergewöhnliche Ereignisse (Kraftwerksausfälle, Extremwetterlagen) vorgehalten werden und ebenfalls keine wirtschaftliche Perspektive haben. Insgesamt sind also 15–18 GW Kraftwerksleistung von Stilllegung bedroht. Die neu hinzukommenden Steinkohlekraftwerke in 2014 verschärfen die Situation.

- 2) In der Prognose für das Jahr 2022 sinkt das Einsatzpotenzial für Kraftwerke weiter durch den Ausbau der erneuerbaren Energien. Es werden weitere 11–13 GW Kraftwerksleistung aufgrund ihrer geringen Einsatzstunden unter wirtschaftlichen Druck geraten. Dann werden nahezu alle heute bestehenden Steinkohlekraftwerke ohne wirtschaftliche Perspektive sein.

Vollbenutzungsstunden des Kraftwerksparks zur Spitzenlastdeckung



Quelle: Amprion, 50Hertz, TenneT, TransnetBW; Stand: 17.09.2012

03

Konzeptvergleich der strategischen Reserve und der gezielten Kapazitäts- marktmechanismen

Ökonomischer Kernunterschied von strategischer Reserve und gezielten Kapazitätsmechanismen

Der wesentliche konzeptionelle Unterschied der beiden Instrumente ist, dass ein gezielter Kapazitätsmechanismus die kontrahierten Kapazitäten im Energy-only-Markt in den Wettbewerb stellt, während die strategische Reserve künstliche Knappheit und somit Preisspitzen am Energy-only-Markt schaffen soll.

Damit unterscheidet sich die Wirkung der Mechanismen für den Verbraucher in den Folgen der Instrumente auf die Preishöhe an den Großhandelsmärkten.

Die weitere Komponente, die den Verbraucher belastet, das Entgelt, das der Kraftwerksbetreiber für die Vorrhaltung seiner Leistung erhält, ist dann bei beiden Instrumenten gleich hoch, wenn die Rahmenbedingungen (Höhe der nachgefragten Leistungen, Bedingungen der Präqualifikation, Ausschreibungsverfahren etc.) gleich sind.

Das Ziel des Konzeptes der gezielten Kapazitätsmarktmechanismen und der strategischen Reserve ist es, das **Niveau an Versorgungssicherheit** zu erhalten. Sie unterscheiden sich im Kern in ihrer Wirkung auf die **Wettbewerbsintensität und damit das Preisniveau auf den Spot- und Regelenenergiemärkten**. Bei der vergleichenden Analyse beider Instrumente beschränken wir uns hier auf deren Wirkung auf die Preise am Großhandelsmarkt und damit die Folgen für den Verbraucher.

Das **Konzept der gezielten Kapazitätsmechanismen** verfolgt als eines der wesentlichen **Ziele, die Wettbewerbsintensität** an den Spot- und Regelenenergiemärkten **zu erhalten**. Dazu soll die wirtschaftliche Situation von Bestandskraftwerken soweit verbessert werden, dass diese nicht stillgelegt werden. Sie sollen für den Erhalt der Versorgungssicherheit zur Verfügung stehen und zudem durch ihre volle **Teilnahme an den Großhandelsmärkten** dort die Wettbewerbsintensität erhalten und damit beitragen, das **Preis- und Preisniveau zu stabilisieren**.

Zusätzlich sollen Rahmenbedingungen geschaffen werden, unter denen neue flexible Kapazitäten zu für den Verbraucher möglichst geringen Kosten in den Markt eintreten.

Es ist eine Herausforderung, den Mechanismus so zu parametrisieren, dass für Bestandskapazitäten und Neubaukapazitäten unterschiedliche Kapazitätsprodukte geschaffen werden, die zielgerichtet wirken und **Mitnahmeeffekte vermeiden**.

Das **Konzept der strategische Reserve** dient dem Erhalt von Bestandskraftwerken und der Errichtung von Spitzenlastkapazität. Sie überführt unwirtschaftliche Kraftwerke in die strategische Reserve, um sie so für die Spitzenlastdeckung zu erhalten. Die strategische Reserve versteht sich in diesem Punkt als »**Versicherungslösung**«, die nur zum Einsatz kommt, wenn am

Großhandelsmarkt der Strombedarf nicht gedeckt werden kann.

Die Kraftwerke, die Teil der strategischen Reserve sind, sollen explizit nicht uneingeschränkt am Großhandelsmarkt teilnehmen. Es soll vielmehr zu einer **Knappheit des Angebots** kommen, die zu steigenden Preisen führen soll, ohne dass dabei Versorgungssicherheitsrisiken entstehen. **Höhere Preise am Markt sollen die Rentabilität des Bestandskraftwerksparks verbessern und Anreize zur Errichtung neuer Kraftwerke schaffen.**

Die Preiswirkung am Großhandelsmarkt beschreibt Consentec in seinem Gutachten zur strategischen Reserve im Auftrag von EnBW (2012) wie folgt:

»Das bei geeigneter Wahl des Gebotspreises durch den Einsatz der TTR-Kapazität entstehende Knappheitssignal erzeugt nämlich Anreize für den Eintritt zusätzlicher, d. h. neuer Kapazität in den Energy-only Markt.«

Es ist eine Herausforderung, den Mechanismus so **zielgerichtet zu parametrisieren**, dass dieser entsprechend seines Konzeptes wirkt. Zu parametrisieren sind insbesondere

- die **Höhe der Leistung strategischen Reserve** (»TTR-Kapazität«) und damit in Folge die Abschätzung der erwarteten Stunden für der Einsatz
- die Höhe des »**Gebotspreises**«, soweit dieser begrenzt werden soll
- die Höhe der **zusätzlichen Marge im Großhandelsmarkt** (wieviel Missing Money muss aufgefüllt werden), die als Folge der Preissteigerungen (»Knappheitssignal«) Kraftwerksstilllegungen verhindern und Neubauanreize schaffen soll.

04

Wirkung der strategischen Reserve auf den Spotmarkt, Abschätzung von Preisvolumen und Mitnahmeeffekten

Wirkung der strategischen Reserve auf den Spotmarkt

In der bisher öffentlich geführten Konzeptdiskussion wird der Wirkungszusammenhang der innerhalb der strategischen Reserve zu parametrisierenden Größen nicht erörtert. Es werden insbesondere nicht die Folgen auf die Preise am Großhandelsmarkt problematisiert und quantifiziert.

Die strategische Reserve erzeugt Knappheit im Spotmarkt, um dort Investitionsanreize zu erzeugen. An diesem höheren Margenniveau im Energy-only-Markt sollen alle Bestandskraftwerke teilhaben.

Expliziter **Kern des Konzeptes** der strategischen Reserve (also keine unerwünschte Nebenwirkung) ist es durch **Knappheit Preiserhöhungen am Großhandelsmarkt zu initiieren**.

Die Wirkung ist abhängig von der **Parametrierung der strategischen Reserve**:

- 1) je **mehr Leistung** in die strategische Reserve überführt wird, desto häufiger kommt sie zum Einsatz und desto **häufiger kommt es zu Preisspitzen**
- 2) die Höhe der **Preisspitzen** ist abhängig von der **Höhe der Gebotspreise der strategischen Reserve**.

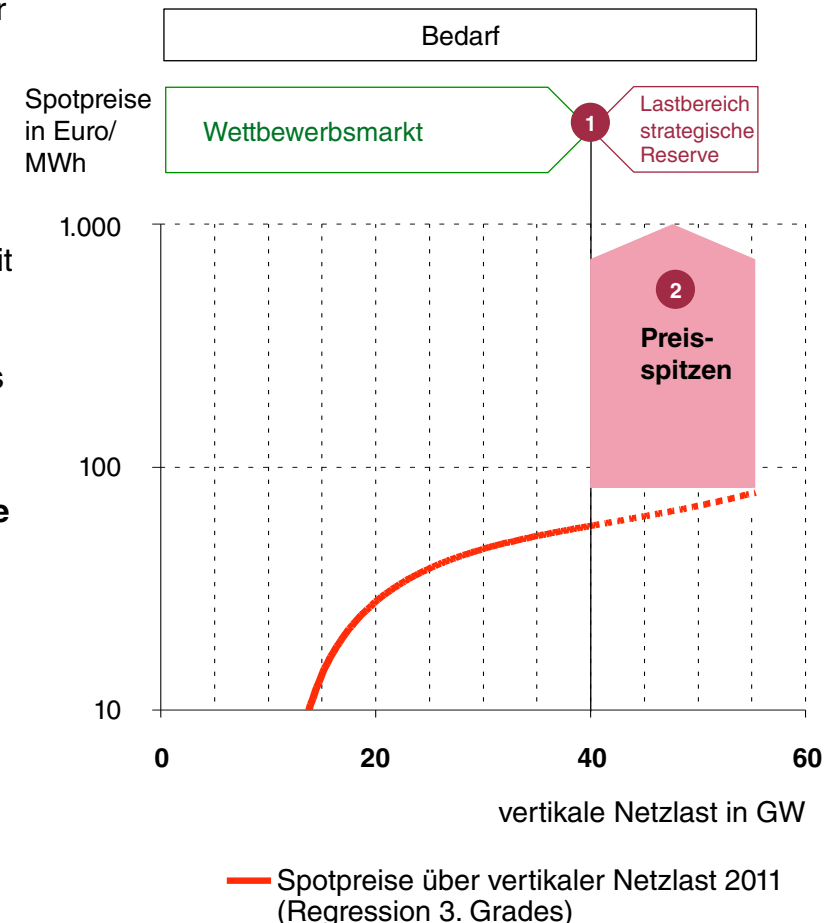
Es bestehen zwei grundlegende Parametrisierungsoptionen:

- geringe Leistung, damit verbunden geringe Einsatzstunden und ein hoher Gebotspreis mit der Folge seltenerer, aber hoher Preisspitzen
- hohe Leistung, damit verbunden hohe Einsatzstunden und ein niedriger Gebotspreis mit der Folge häufigerer, aber niedrigerer Preisspitzen.

Zielwertgröße der Parametrisierung ist die Höhe der Summe der Preiserhöhung in Euro, die für erforderlich erachtet wird, um Bestandskraftwerke im Markt zu halten und Anreize für Neubaukraftwerke zu setzen.

Die Höhe der Preisspitzen ist an der EEX auf 3.000 Euro/MWh limitiert. Die Preisspitzen bilden sich aus der Summe der Handlungsoptionen und des Verhaltens der Marktteilnehmer. Sie sind allein aus dem Kraftwerkspark heraus nicht fundamental prognostizierbar. Wenn ein Händler seinen Bedarf

nicht decken kann, hängt es von den Folgen für ihn ab, die eine Beschaffungslücke in seinem Portfolio verursacht. Welche Preiswirkung Knappheit haben kann veranschaulicht das Beispiel einer Knappheitssituation in Frankreich am 9. Februar 2012. An diesem Tag traten über einen Zeitraum von 5 Stunden Preise zwischen 500 und 2.000 Euro/MWh auf. Nahezu ganztägig lagen die Preise über 100 Euro/MWh.



Quelle: Amprion, 50Hertz, TenneT, TransnetBW; Stand: 17.09.2012

Preiswirkung und Mitnahmeeffekte der strategischen Reserve

Die aus unserer quantitativen Analyse zur Veranschaulichung abgeleiteten Überschlagsrechnungen zeigen die Herausforderung, die sich bei der Parametrisierung der strategischen Reserve stellt. Erschwerend wirkt, dass sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien die Nachfrage nach konventionellen Kapazitäten schrittweise verändern wird.

Die Nichtteilnahme der strategischen Reserve am Großhandelsmarkt mit der Folge der Angebotsverknappung und damit dem Ziel der Knappheitspreise lässt ein Preisvolumen von rund 12 Mrd. Euro erwarten.

Das Preisvolumen wird an alle in der jeweiligen Stunde im Einsatz befindlichen Kraftwerke ausgezahlt.

Maßgeblich für die **Ermittlung der Preiswirkung**, also der Summe des Wertes des Preisvolumens im Spotmarkt, ist die **Anzahl der Stunden**, in denen der Bedarf dort nicht gedeckt werden kann und anschließend die **strategische Reserve zum Einsatz** käme. Die Anzahl der Stunden ist wiederum abhängig von der Leistung in der strategischen Reserve unter der Jahresdauerlinie (vgl. S. 6).

Consentec (2012) schätzt den Leistungsbedarf in der **strategischen Reserve auf 4.000 bis 8.000 MW** und schlägt vor, den Gebotspreis auf 3.000 Euro zu begrenzen (vgl. EEX). Der Einsatz der strategischen Reserve erfolge nur selten, so Consentec.

Nachfolgend einfache, zusammenfassende Überschlagsrechnungen, die der Veranschaulichung dienen. Sie sind durch unsere umfassenden, modellgestützten quantitativen Analysen bestätigt.

- Unseren Analysen käme es bei einer Leistung von 4.000 MW in rund 150 Stunden zu einer ungedeckten Bedarfslücke am Spotmarkt und bei 8.000 MW in rund 600 h. Innerhalb dieser Stunden, in denen der Bedarf nicht gedeckt werden kann, käme es zu Spitzenpreisen, die an alle Kraftwerke die in dieser jeweiligen Stunde im Einsatz sind, ausgezahlt werden würden.
- Laut NEP 2012 liegt die Höchstlast in Deutschland bei ca. 84.000 MW.
- Bei einer durchschnittlichen nachgefragten **Spitzenlast von 75.000 MW** (innerhalb des Segments der 4.000 MW/150 h als unterer Wert und einem Spitzenlastpreis von **1.000 Euro/MW** ergäben sich ein Preisvolumen in Summe von 75 Mio Euro in der jeweiligen Stunde, bei **150 Stunden pro Jahr** wären dies **11,25 Mrd. Euro**. Bei rund 68 GW (innerhalb des Segments der 8.000 MW/600 h als oberer Wert) ergäbe sich eine vielfach höhere Preissumme.

- Aus der vorangegangenen Analyse (vgl. S. 4 ff.) zum Stilllegungsdruck als Folge der Situation im Kraftwerkspark ergibt sich ein Bedarf in Höhe von rund **15.000 MW Bestandskraftwerken mit 1.000 Einsatzstunden** und weniger. Bei einer Gebotsbegrenzung auf **250 Euro/MWh** und einer durchschnittlichen Last über diese 1.000 h von **60.000 MW**, ergäbe sich ein Preisvolumen von **12 Mrd. Euro**.

Gezielte Kapazitätsmechanismen beschränken nicht die Teilnahme von Kapazitäten am Großhandelsmarkt. Sie verfolgen das Ziel, durch **Erhalt der Angebotskapazität** dort die **Wettbewerbsintensität zu erhalten**. Der Konsument hat als zusätzliche Kosten die Entgelte aus der Kapazitätsbereitstellung zum Erhalt der Versorgungssicherheit.

Die **strategische Reserve verfolgt genau das gegenteilige Konzept**: durch **Angebotsverknappung** bei gleichzeitiger Absicherung durch eine »Versicherungslösung« sollen **Preiserhöhungen initiiert** werden. Der Konsument hat als zusätzliche Kosten die Entgelte aus der Kapazitätsbereitstellung (»Versicherungsprämie«) und das erhöhte Preisvolumen auf dem Großhandelsmarkt zu tragen.

Die **Nichtteilnahme der strategischen Reserve** am Großhandelsmarkt mit der Folge der Angebotsverknappung und damit dem Ziel der **Knappheitspreise** lässt ein **Preisvolumen von rund 12 Mrd. Euro erwarten**.

Das Preisvolumen wird nicht allein an die Kraftwerke gezielt ausgezahlt, deren Marktaustritt verhindert werden soll bzw. für die Neubauanreize geschaffen werden sollen, sondern an alle in der jeweiligen Stunde im Einsatz befindlichen Kraftwerke, d.h. rund 40% des Preisvolumens, also rund 4,8 Mrd. Euro gehen an Kernkraftwerke (12.000 MW) und Braunkohlekraftwerke (18.000 MW).

05

Ergebnis des Konzeptvergleichs

Ergebnis

Das Ziel des Konzeptes der gezielten Kapazitätsmarktmechanismen und der strategischen Reserve ist es, das **Niveau an Versorgungssicherheit** zu erhalten. **Sie unterscheiden sich im Kern in ihrer Wirkung auf die Wettbewerbsintensität und damit das Preisniveau auf den Spot- und Regelenenergiemärkten.**

Expliziter **Kern des Konzeptes** der strategischen Reserve (also keine unerwünschte Nebenwirkung) ist es, durch **Knappheit Preiserhöhungen am Großhandelsmarkt zu initiieren**. Die Wirkung ist abhängig von der **Parametrierung der strategischen Reserve**:

- je **mehr Leistung** in die strategische Reserve überführt wird, desto häufiger kommt sie zum Einsatz und desto **häufiger kommt es zu Preisspitzen**
- die Höhe der **Preisspitzen** ist abhängig von der **Höhe des Gebotspreise der strategischen Reserve**.

Zielwertgröße der Parametrisierung ist die Höhe der Summe der Preiserhöhung in Euro, die für erforderlich erachtet wird, um Bestandskraftwerke im Markt zu halten und Anreize für Neubaukraftwerke zu setzen.

Gezielte Kapazitätsmechanismen beschränken nicht die Teilnahme von Kapazitäten am Großhandelsmarkt. Sie verfolgen das Ziel, durch **Erhalt der Angebotskapazität** dort die **Wettbewerbsintensität zu erhalten**. Der Konsument hat als zusätzliche Kosten die Entgelte aus der Kapazitätszahlung.

Die **Nichtteilnahme der strategischen Reserve** am Großhandelsmarkt mit der Folge der Angebotsverknappung und damit dem Ziel der **Knappheitspreise** lässt ein **Preisvolumen von rund 12 Mrd. Euro erwarten**.

Das Preisvolumen wird **nicht allein an die Kraftwerke** gezielt ausbezahlt, deren **Marktaustritt** verhindert werden soll bzw. für die **Neubauanreize** geschaffen werden sollen, sondern an **alle** in der jeweiligen Stunde im **Einsatz befindlichen Kraftwerke**, d.h. rund 40% des Preisvolumens, also rund 4,8 Mrd Euro gehen an Kernkraftwerke (12.000 MW) und Braunkohlekraftwerke (18.000 MW).

Kontakt Daten



LBD-Beratungsgesellschaft mbH

Stralauer Platz 34

EnergieForum

(D)10243 Berlin

Tel.: +49(0)30.617 85 310

Fax: +49(0)30.617 85 330

info@lbd.de

www.lbd.de

