Baden-Württemberg

Ministerium für Umwelt, Klimaschutz und Energiewirtschaft

Consultation paper on generation adequacy, Capacity mechanisms and the internal market in electricity

Stellungnahme des Ministeriums für Umwelt, Klimaschutz und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Inhaltsverzeichnis

Seite

1 Ausgangslage und Motivation des Umweltministeriums Baden-Württemberg 3

2 Investing in the internal energy market – Potential causes of a missing money problem 5

2.1 Do you consider that the current market prices prevent investments in needed generation capacity? 5

2.2 Do you consider that support (e.g. direct financial support, priority dispatch or special network fees) for specific energy sources (renewables, coal, nuclear) undermines investments needed to ensure generation adequacy? If yes, how and to what extent? 6

2.3 Do you consider that work on the establishment of cross-border day ahead, intraday and balancing markets will contribute to ensuring security of supply? Within what timeframe do you see this happening? 12

2.4 What additional steps, if any, should be taken at European level to ensure that internal market rules fully contribute to ensuring generation adequacy and security of supply? 13

2.5 What additional steps could Member States take to support the effectiveness of the internal market in delivering generation adequacy? 13

2.6 How should public authorities reflect the preferences of consumers in relation to security of supply? How can they reflect preferences for lower standards on the part of some consumers? 15

3 Assessing generation adequacy 15

3.1 Do you consider that there is a need for review of how generation adequacy assessments are carried out in the internal market? In particular, is there a need for more in depth generation adequacy reviews at: 15

3.2 Looking forward, is the generation adequacy outlook produced by ENTSO-E sufficiently detailed? In particular, ... 16

3.3 Do you consider the Electricity Security of Supply Directive to be adequate? If it should be revised, on which points? 17

3.4 Would you support the introduction of mandatory risk assessments or generation adequacy plans at national and regional level similar to those required under the Gas Security of Supply Regulation? 17

3.5 Should generation adequacy standards be harmonised across the EU? What should be that standard or how could it be developed taking into account potentially diverging preference regarding security of supply? 17

4 Capacity mechanisms in the internal market 18

4.1 Do you consider that capacity mechanisms should be introduced only if and when steps to improve market functioning are clearly insufficient? 18

4.2 Under what circumstances would you consider market functioning to be insufficient: 18

4.3 In relation to strategic reserves: 19

4.3.1 Do you consider that the introduction of a strategic reserve can support the transition from a fossil fuel based electricity system or during a nuclear phase out? 19

4.3.2 What risks, if any, to effective competition and the functioning of the internal market do you consider being associated with the introduction of strategic reserves? 19

4.4 In relation to capacity markets and/or payments: 20

4.5 Which models of capacity mechanisms do you consider to have the have the least impact on costs for final consumers? 21

4.6 To what extent do you consider capacity mechanisms could build on balancing market regimes to encourage flexibility in all its forms? 22

4.7 Should the Commission set out to provide the blueprint for an EU-wide capacity mechanism? 23

5 Framework for assessing capacity mechanisms 23

5.1 Do you consider that the European Commission should develop detailed criteria to assess the compatibility of capacity mechanisms with the internal energy market? 23

5.2 Do you consider the detailed criteria set out above to be appropriate? 23

1 Ausgangslage und Motivation des Umweltministeriums Baden-Württemberg

Seit Herbst 2008 sind die Margen im Stromerzeugungssektor stark zurückgegangen, dies war angesichts bestehender Überkapazitäten im deutschen Strommarkt nachvollziehbar. Der Kernkraftausstieg als Folge von Fukushima hat die Überkapazität zwar reduziert, aber ohne die Folge einer Erholung des Margenniveaus. Durch den massiven Zubau an erneuerbaren Erzeugungstechnologien sind nach wie vor Überkapazitäten am Markt. Die Folge des derzeitigen Marktumfeldes ist eine unzureichende Investitionsbereitschaft in neue Kraftwerke. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, insbesondere auch in Süddeutschland, sind mittelfristig neue Kraftwerkskapazitäten notwendig. Der wirtschaftliche Druck ist derzeit aber so groß, dass davon ausgegangen werden muss, dass auch Bestandskraftwerke in den nächsten Jahren stillgelegt werden. Deshalb muss zwischenzeitlich auf der Grundlage des aktuell novellierten Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) eine Stilllegung ein Jahr im Voraus angekündigt werden. Die Stilllegung systemrelevanter Kraftwerke kann gegen Entschädigung untersagt werden.

In der wissenschaftlichen Diskussion bestehen ernsthafte Zweifel, ob der Energy-Only Markt mit der notwendigen Sicherheit in der Lage ist, für hinreichend gesicherte Leistung zu sorgen. Um Versorgungssicherheitsrisiken langfristig auszuschließen bedarf es der Einführung von Leistungspreisbestandteilen bzw. der Ergänzung des Energy-Only-Markts um ein Anreizsystem, das den Beitrag von Kapazitäten zum Erhalt der Versorgungssicherheit honoriert.

Das Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg hat die LBD-Beratungsgesellschaft mbH (LBD) beauftragt, einen Kapazitätsmarktmechanismus zu entwickeln. Die Ergebnisse wurden in Form des Gutachtens »Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom«; 2011 veröffentlicht[1]. Eine weitere Veröffentlichung folgte im Sommer 2012 als Zusammenarbeit von LBD und dem Öko-Institut mit der Vorstellung eines Fragenkatalogs »20 Fragen zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen« zur Systematisierung der Diskussion um Kapazitätsmärkte in Deutschland[2]. Aus dieser Zusammenarbeit wurde ein Standpunkt

---

[1] abrufbar unter: http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/90208/

[2] abrufbar unter http://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/energiepolitik/fokussierter-kapazitaetsmarkt/

entwickelt, den das Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg seitdem in der politischen Diskussion vertritt und weiterentwickelt.

Die LBD hat in der folgenden Diskussion ihre eigene gutachterliche Position weiterentwickelt. Im Sommer 2012 wurde dann im Auftrag des WWF, gemeinsam mit dem Öko-Institut und Raue Rechtsanwälte, das Konzept des »fokussierten Kapazitätsmarktes« entwickelt (Fokussierte Kapazitätsmechanismen – Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem; 2012)[3], welches die Positionen des Umweltministeriums des Landes Baden-Württemberg weiter unterstützt.

Im Kern müssen folgende Eckpunkte und Fragestellungen bei der Diskussion von Kapazitätsmechanismen in den Fokus gerückt werden:

- Gleichberechtigter Anreiz neuer Kraftwerke, Speicher oder Nachfragereduktionsmaßnahmen,
- die Sicherung von systemrelevanten Bestandskraftwerken,
- die Berücksichtigung regionaler Aspekte (Übertragungsnetzengpässe)
- bei einer so weit wie möglichen bzw. verantwortbaren Beibehaltung des existierenden Energy-Only Marktes.
- Wie können stabile Cashflows mit möglichst geringen Mitnahmeeffekten und niedrigen Kosten für den Verbraucher als Anreiz für Investitionen geschaffen und
- wie kann ein solcher Mechanismus europäisch mit einem ersten Schritt hinreichend vernetzt werden.

Auf dieser Grundlage erfolgt nun die Stellungnahme zum Konsultationspapier der Europäischen Kommission »on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity«.

[3] »20 Fragen zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen« und » Fokussierte Kapazitätsmechanismen – Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem« sind abrufbar unter: http://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/energiepolitik/fokussierter-kapazitaetsmarkt/

2 Investing in the internal energy market – Potential causes of a missing money problem

2.1 Do you consider that the current market prices prevent investments in needed generation capacity?

Die folgende Grafik zeigt das Ergebnis einer Margenanalyse seit dem Jahr 2004. Margenanalyse basiert auf einer dynamischen, stündlichen Einsatzplanung für ein im Stromgroßhandelsmarkt disponiertes Kraftwerk. Kraftwerke produzieren lediglich in Stunden, in denen der Marktpreis höher als die variablen Produktionskosten ist. Die Preise für Strom ändern sich stündlich, die Preise für Brennstoffe und CO_2-Zertifikate (EUA) ändern sich täglich. Zur Kraftwerkseinsatzplanung wird eine an den Future-Preisen der EEX für das Folgejahr ausgerichtete Kalkulation der Brennstoffpreise vorgenommen und der erwartete Kraftwerkseinsatz für eine Vermarktung des Kraftwerks am Spotmarkt im Folgejahr berechnet. Für jeden Handelstag wird die Marge einer Stromlieferung im Folgejahr ermittelt, aus welcher der Kraftwerksbetreiber seine fixen Kosten und seinen Gewinn decken muss. Die Kalkulation wurde für vier Referenzkraftwerke durchgeführt: für drei Steinkohlekraftwerke mit 34% Wirkungsgrad, 39% Wirkungsgrad und ein modernes Steinkohlekraftwerk mit 45% Wirkungsgrad sowie ein modernes GuD-Kraftwerk mit 58% Wirkungsgrad. Der graue Balken beschreibt dabei die Fixkosten (fixe Betriebskosten, Fremd- und Eigenkapitalverzinsung) eines neuen Steinkohlekraftwerks, der grüne Balken beschreibt die Fixkosten eines modernen GuD-Kraftwerks (Zinssatz und Amortisationsdauer). Die Breite der Balken entsteht, da abhängig von Finanzierungskondition, Standortqualität und Anlagenkosten entsprechend unterschiedliche Fixkosten bei sonst ähnlichen Anlagen entstehen können.

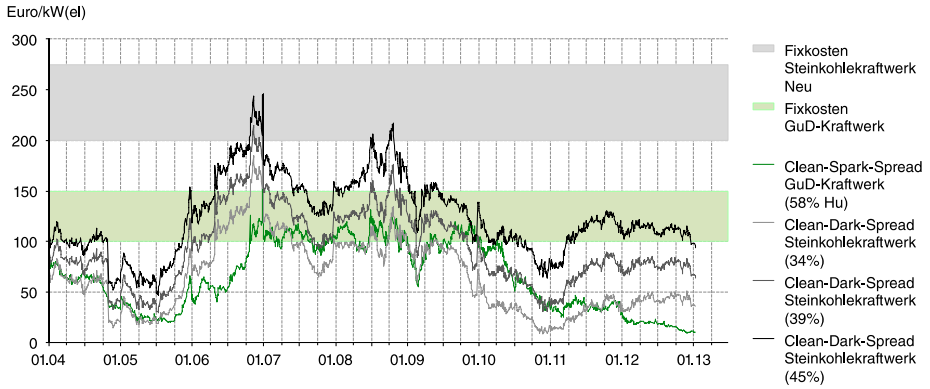


Abbildung 1: Entwicklung der Margensituation für konventionelle Kraftwerke seit Januar 2004 (Quelle: EEX; Reuters; LBD-Analysen)

Die Stromerzeugermargen (gemessen an einem Frontjahreshedge je Handelstag) sind seit 2008 stetig gesunken. In der Rückschau über achteinhalb Jahre (102 Monate) deckten bei neuen Steinkohlekraftwerken (rund 45% Wirkungs-

grad) die Erzeugermargen (ermittelt handelstäglich für das Frontjahr) nur im Winter 2006 und im Sommer 2008 (zusammen fünf Monate) die Vollkosten. Neue Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (58%) standen im Zeitraum 10/2006 bis 12/2010 an der unteren Schwelle zur Vollkostendeckung.

Für Bestandskraftwerke auf Basis von Öl- und Erdgas (rund 15.000 MW) hat sich das Einsatzpotenzial auf < 150 Volllastbetriebsstunden reduziert. Diese decken nicht ihre Betriebskosten. Steinkohlekraftwerke mit geringen Blockgrößen (< 250 MW) und geringen Wirkungsgraden (rund 34 %) decken ebenfalls nicht ihre Betriebskosten.

Die aktuelle und absehbare Margensituation wird nicht zu ausreichenden Investitionen in den Erhalt bzw. die Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks führen.

Kraftwerksinvestoren benötigen für ihre Investitionsentscheidung eine möglichst genaue Markteinschätzung für die Zukunft. Diese Markteinschätzung muss den gesamten Investitionszeitraum abdecken. Das bestehende Marktdesign kann dies nicht leisten.

Der Großhandelsmarkt ist nur für zwei bis drei Jahre im Voraus liquide und kann keine längerfristigen Preissignale bereitstellen. Die Realisierung neuer Kraftwerke benötigt eine Projektdauer von vier bis fünf Jahren. Dem Investor steht somit kein Preissignal für die Betriebsdauer des Kraftwerks zur Verfügung. Für den Amortisationszeitraum der Investition stehen dem Investor lediglich Modellrechnungen zur Verfügung. Angesichts der Erfahrungen der Investoren mit der Margenentwicklung der vergangenen Jahre werden Investoren nach derzeitiger Voraussicht nicht mehr bereit sein, ihre Investitionsentscheidungen auf solche Modellrechnungen zu stützen.

2.2 Do you consider that support (e.g. direct financial support, priority dispatch or special network fees) for specific energy sources (renewables, coal, nuclear) undermines investments needed to ensure generation adequacy? If yes, how and to what extent?

Die Steigerung der Wettbewerbsintensität ist eine Folge von wettbewerbspolitischen und -rechtlichen 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
- Ausbau der erneuerbaren Energien mit geringen Grenzkosten

Die folgenden Grafiken zeigen den Zusammenhang von Nachfrage und Preis jeweils im dritten und vierten Quartal in den Jahren 2008 und 2012.

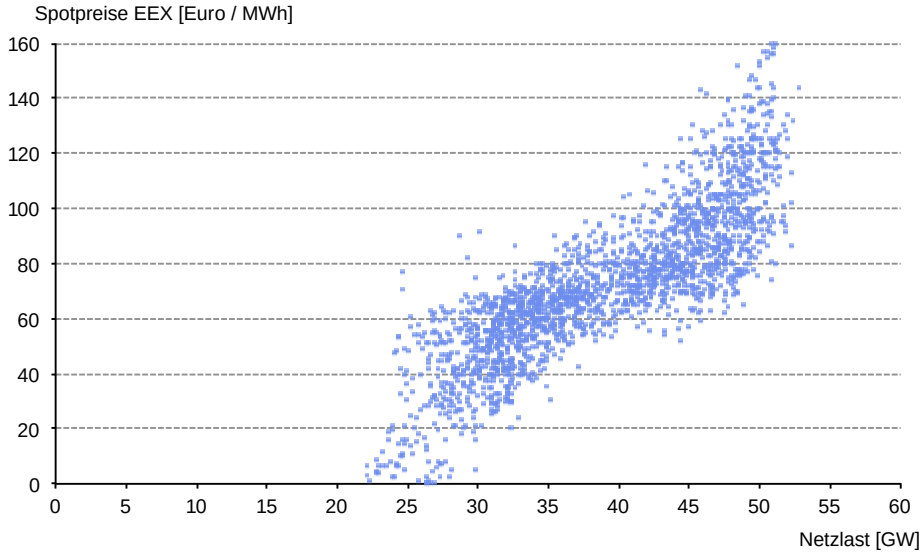


Abbildung 2: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im dritten Quartal 2008
(Quelle: EEX/EPEX Spot, 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, LBD-Analyse)

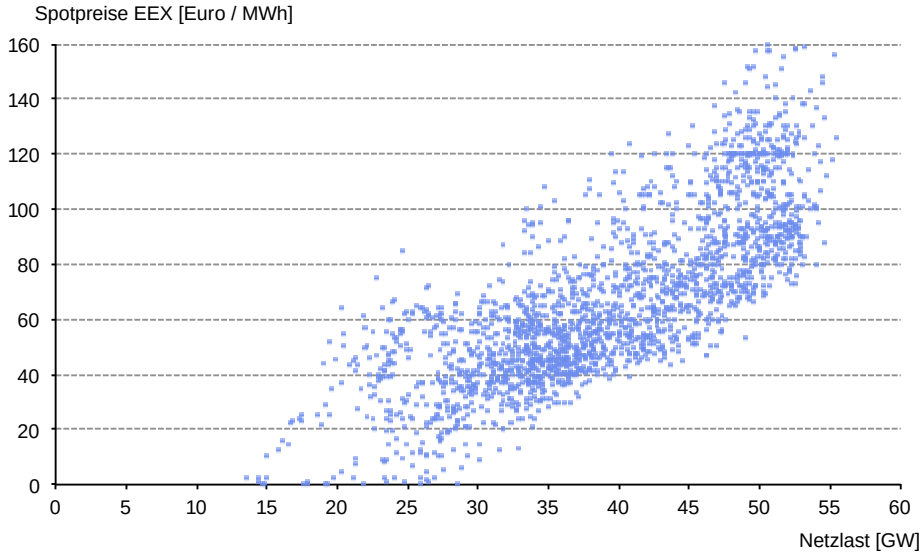


Abbildung 3: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im vierten Quartal 2008
(Quelle: EEX/EPEX Spot, 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, LBD-Analyse)

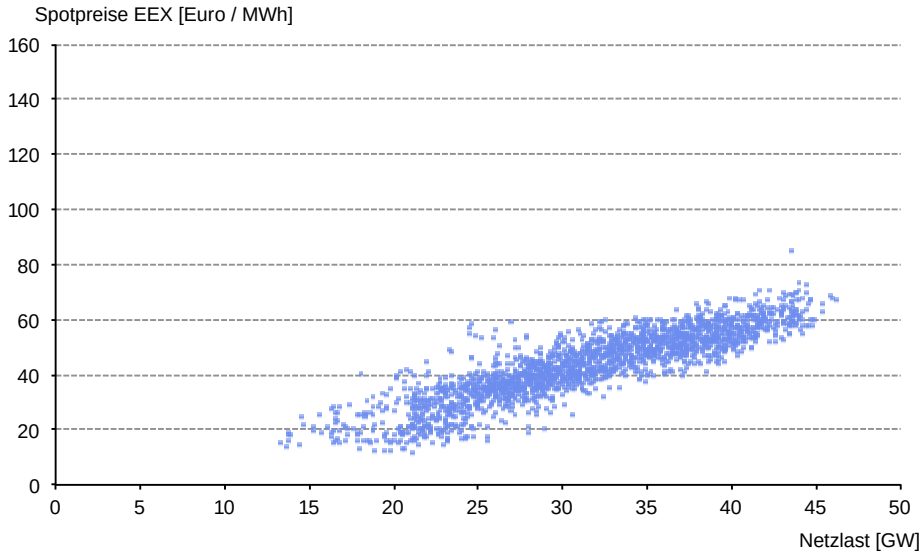


Abbildung 4: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im dritten Quartal 2012
(Quelle: EEX/EPEX Spot, 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, LBD-Analyse)

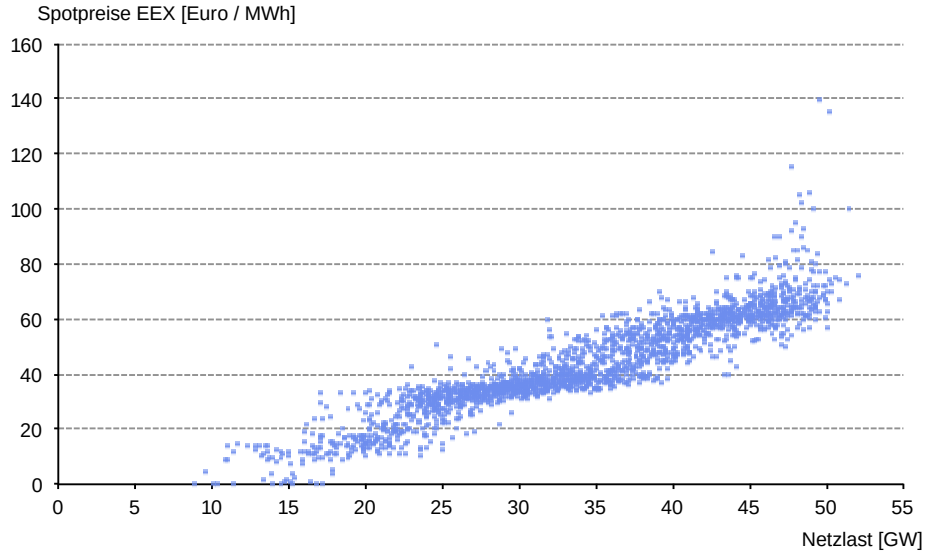


Abbildung 5: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im vierten Quartal 2012
(Quelle: EEX/EPEX Spot, 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, LBD-Analyse)

Es wird deutlich, dass im Jahr 2012 bei hoher Nachfrage ein erheblich niedrigeres Preisniveau herrschte, dass die Punktwolken flacher und mit einer wesentlich geringeren Streuung der Preise bei gleicher Nachfrage (und somit gleichen eingesetzten Kraftwerken) verlaufen als im Jahr 2008. Dieser Zusammenhang von der Nachfrage nach konventionellen Erzeugungsanlagen im Übertragungsnetz und den zeitgleichen Strompreisen wurde durch eine Regressionsanalyse

(Regression 3. Grades) zu einer Linie verdichtet. Dies zeigt die folgende Abbildung.

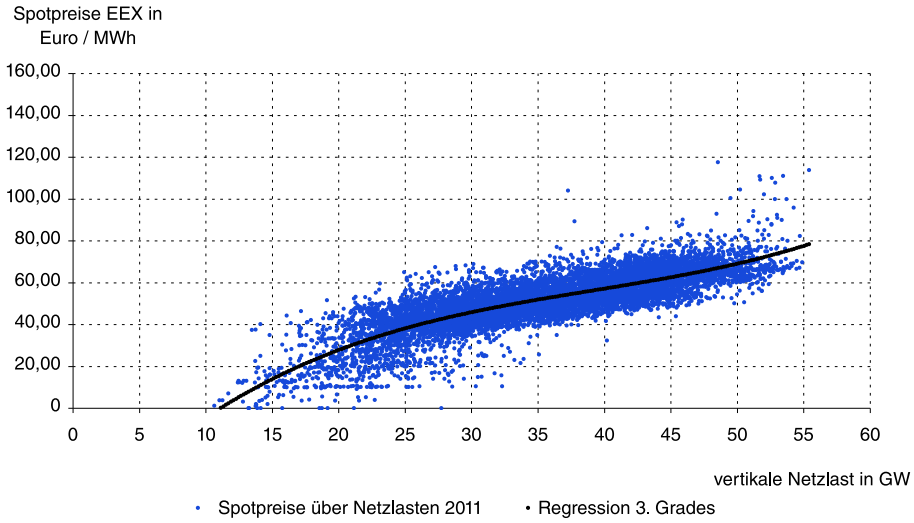


Abbildung 6: Regressionsanalyse der Punktwolke für das Jahr 2011

Die Preise im oberen Lastbereich haben sich von 2007 bis 2011 nahezu halbiert (vgl. Grafik unten). Erst die Knappheitssituation im Februar 2012 hat wieder zu einer etwas steileren Struktur geführt ohne jedoch signifikante Auswirkungen auf die Erzeugermargen zu entfalten.

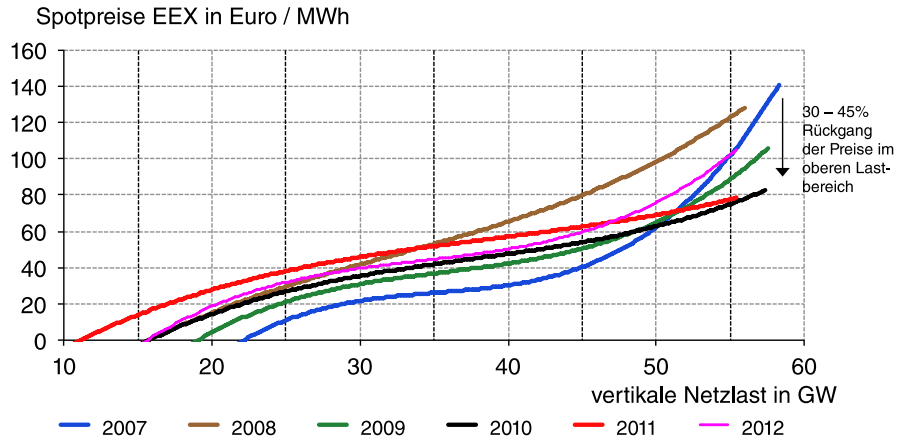


Abbildung 7: Spotpreise in Abhängigkeit der Netzlast (Regressionskurven 3. Grades)
Quelle: EEX, Amprion, 50Hertz, TenneT, TransnetBW, LBD-Analysen

Die folgende Grafik hilft, diese Entwicklung weiter zu veranschaulichen. Dafür wurde der Durchschnitt der 1.000 teuersten Stunden eines Jahres am Spotmarkt gebildet. Die Entwicklung aus den vorangegangenen Analysen wird auch hier deutlich. Seit dem Jahr 2009 gibt es aufgrund des intensiven Wettbewerbs

mit Verdrängungscharakter einen erheblichen Rückgang der Spitzenpreise im Spotmarkt.

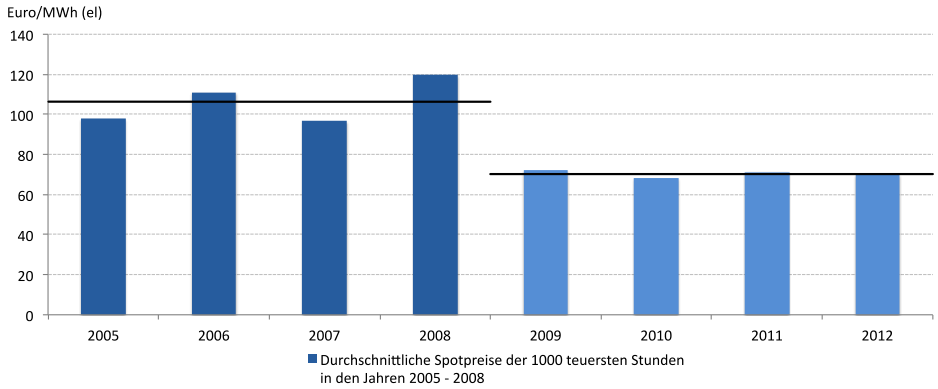


Abbildung 8: Entwicklung des durchschnittlichen Preises der 1.000 teuerste Stunden am Spotmarkt (Quelle: EEX; LBD-Analysen)

Die Wirkung dieser Maßnahmen wird insbesondere in Stunden hoher Nachfrage deutlich. Die Grafik zeigt die Entwicklung der 1.000 teuersten Spotmarktpreise seit dem Jahr 2005. Seit dem Jahr 2009 ist das Niveau der teuersten Stunden um ca. 36 Euro/MWh zurückgegangen. Ein Rückgang von durchschnittlich 106 Euro/MWh in den Jahren 2005 bis 2008 auf ca. 70 Euro/MWh in den Jahren 2009 bis 2012 bedeutet bei 1.000h gleichzeitig einen Margenrückgang um ca. 36 Euro/kW für Kraftwerksbetreiber. Dies entspricht im Fall von Gaskraftwerksbetreibern mehr als dem doppelten der gegenwärtigen Marge.

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 zu Spitzenlastdeckung durch konventionelle Kraftwerke und reduziert die Peak-Preise erheblich (Merit-Order-Effekt)

Die nachfolgende Grafik zeigt, wie sich die Anzahl der Stunden im oberen Lastbereich der vertikalen Netzlast seit 2007 signifikant reduziert hat. Beispielhaft: in 2007 betrug die vertikale Netzlast rund 50.000 MW in 350 h, in 2011 ledig-

lich in 100 h. Dies reduziert im erheblichen Maß die Deckungsbeiträge über die gesamte Merit-Order. Dieser Rückgang der Spitzenlastnachfrage ist maßgeblich durch die erneuerbaren Energien, insbesondere die Photovoltaik getrieben.

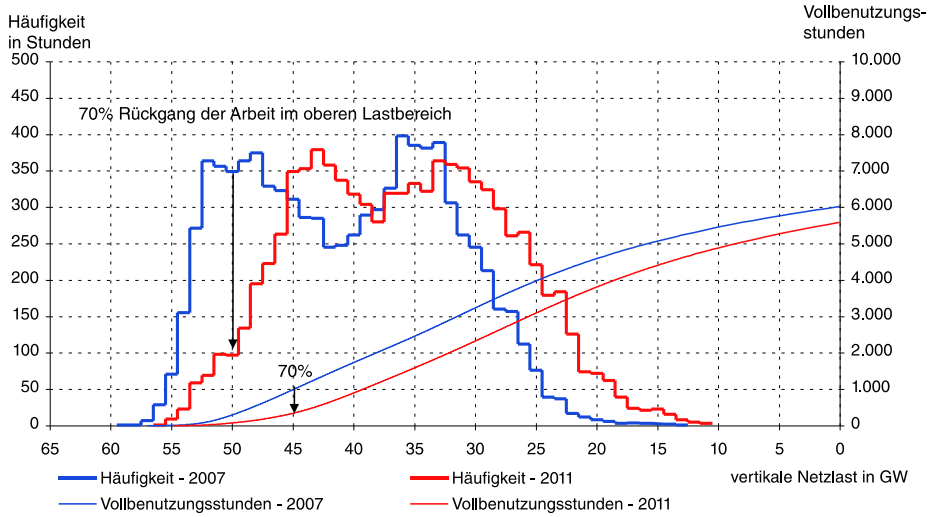
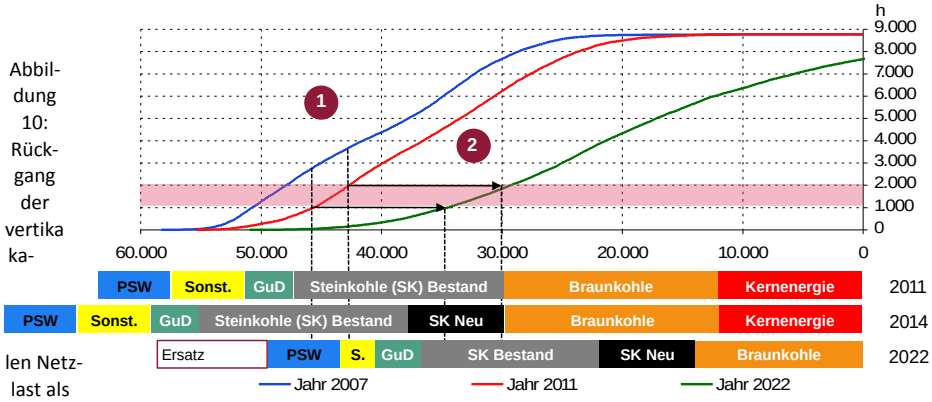


Abbildung 9: Rückgang der vertikalen Netzlast im oberen Lastbereich
(Quelle: LBD; Amprion, 50Hertz, TenneT, TransnetBW)

Die folgende Grafik zeigt den Anteil der Kraftwerke, der heute (1) bzw. im Jahr 2022 (2) weniger als 1.000 bzw. 2.000 Benutzungsstunden erreicht. Dafür wird ein Ausbau der erneuerbaren Energien auf ca. 50% bis zum Jahr 2022 angenommen (entspricht dem Leitszenario des deutschen Netzentwicklungsplans 2012).



Maß für Auslastung konventioneller Kraftwerke
(Quelle: LBD; Amprion, 50Hertz, TenneT, TransnetBW)

Bereits heute werden ca. 10.000 MW Kraftwerke weniger als 1.000 Stunden benötigt. Dies betrifft insbesondere öl- und erdgasgefeuerte Kraftwerke sowie alte Steinkohlekraftwerke. Im Jahr 2022 werden bereits 15.000 bis 20.000 MW Kraftwerke weniger als 1.000 bis 2.000 Benutzungsstunden erreichen. Für diese Anlagen wird die Deckung ihrer Fixkosten praktisch nicht möglich sein. Die

rückläufigen Benutzungsstunden für Kraftwerke zur Deckung der Spitzenlast werden den Wettbewerb auch zukünftig auf hohem Niveau erhalten.

2.3 Do you consider that work on the establishment of cross-border day ahead, intraday and balancing markets will contribute to ensuring security of supply? Within what timeframe do you see this happening?

Die Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes für Strom führt weitgehend zu einer Angleichung der Großhandelspreise für Strom innerhalb der EU und zu Verbesserung des Wettbewerbs. Aus Sicht der Versorgungssicherheit kann der Binnenmarkt jedoch nur einen begrenzten Beitrag leisten. Dies hat die Situation der Exportsituation in Deutschland am 9. Februar 2012 gezeigt. Mit der spezifischen Versorgungssituation hat sich auch die Bundesnetzagentur befasst (»Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012«)

Während in Deutschland an diesem Tag keine freien Kapazitäten mehr zu Verfügung standen, wurde dennoch ganztägig nach Frankreich, Österreich und in die Schweiz exportiert.

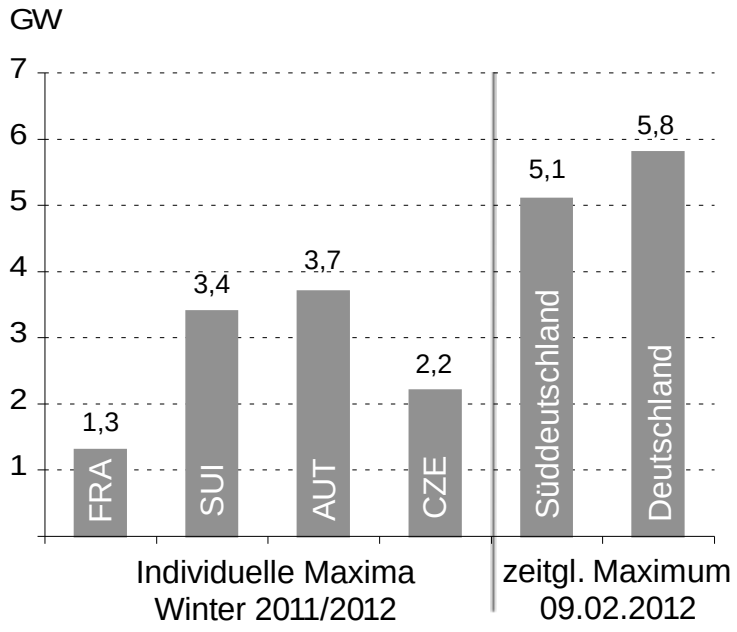


Abbildung 11: Exportsituation in Deutschland während der Engpasssituation am 9. Februar 2012 (Quelle: Entso-E; LBD-Analysen)

Dieses Beispiel verdeutlicht, dass der Binnenmarkt die Versorgungssituation auf lokaler bzw. nationaler Ebene sogar noch verschärfen kann. Ein Systemzusammenbruch in Folge eines nationalen Engpasses kann jedoch überregionale Auswirkungen auf mehrere Mitgliedsstaaten haben.

Die Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes führt nicht zwangsläufig zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit. Voraussetzung für einen funktionierenden Binnenmarkt ist, dass ausreichende Kapazitäten vorgehalten werden. Der Binnenmarkt kann jedoch einen Beitrag leisten, die notwendigen vorzuhaltenden Kapazitätsreserven zu vermindern und somit die Effizienz des Gesamtsystems zu verbessern. Der entscheidende Treiber hierfür wird die Weiterentwicklung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten sein. Solange keine europäische Kupferplatte geschaffen wurde, die das Problem der erforderlichen Kapazitäten gleichwohl nur reduzieren, aber nicht lösen würde, wird Versorgungssicherheit ein nationales Thema bleiben müssen (vgl. Kapitel 1.5).

2.4 What additional steps, if any, should be taken at European level to ensure that internal market rules fully contribute to ensuring generation adequacy and security of supply?

Es muss auf der Ebene der Nationalstaaten Transparenz zur Entwicklung der Versorgungssicherheit geschaffen werden. Zudem muss der europäische Stromhandel weiter intensiviert und die Austauschkapazitäten müssen erhöht werden.

2.5 What additional steps could Member States take to support the effectiveness of the internal market in delivering generation adequacy?

Solange die europäische Kupferplatte für die Stromübertragung nicht geschaffen worden ist, solange muss Versorgungssicherheit in der Priorität nationale Aufgabe sein.

Zudem wird auf nationaler Ebene der Ausbau der erneuerbaren Energien in unterschiedlichem Maße vorangetrieben. Dies hat einen unterschiedlichen Bedarf an Kapazitäten zur Folge, die das Angebot an erneuerbaren Energien (dargebotsabhängig) mit der Stromnachfrage synchronisieren.

Deshalb sollte die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wie folgt organisiert werden:

- Der nationale Kapazitätsbedarf ist in der ersten Priorität national zu decken.
- Der Einsatz aller Kapazitäten erfolgt im europäischen Wettbewerb.

- Eine sichere Versorgung auch in Extremsituationen wird durch europäische Solidarität gewährleistet

Nationalen Kapazitätsbedarf national decken

Solange weder eine europäische noch eine deutsche Kupferplatte besteht, müssen die erneuerbaren Energien durch nationale Kapazitäten ergänzt werden. Die Aufgabe in Deutschland ist die erneuerbaren Energien flexibel zu ergänzen und dabei mit regionalisierten Kapazitäten der Überwindung von Netzengpässen Rechnung zu tragen. Die Schaffung der Kupferplatte vermindert das Problem allerdings nur, da es weiterhin ergänzende konventionelle Kapazitäten geben muss.

Die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten auf nationaler Ebene stärkt dann auch den europäischen Wettbewerb. Für den europäischen Binnenmarkt heißt dies, dass die Nutzung von Im- und Exporten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nur sinnvoll ist, wenn dies nicht zu einer Knappheit mit Risiken für die Versorgungssicherheit des jeweils exportierenden Landes führt.

Nationale Kapazitäten im europäischen Wettbewerb einsetzen

Die nationalen Kapazitäten werden im europäischen Wettbewerb eingesetzt. Das Zusammenwachsen der nationalen Märkte durch grenzüberschreitenden Netzausbau wird zu geringeren Preis-Spreads zwischen den Märkten und schrittweise zu einem europäischen Binnenmarkt führen. Der hierfür notwendige Netzausbau wird nicht vor 2030 abgeschlossen sein.

Europäische Solidarität für Versorgungssicherheit in Ausnahmefällen

Soweit auf nationaler Ebene die vorgehaltenen Kapazitäten nicht ausreichen um eine sichere Versorgung in Extremsituationen zu gewährleisten erfolgt die Stabilisierung des Netzes durch europäische Solidarität im Europäischen Verbundnetz der ENTSO-E.

2.6 How should public authorities reflect the preferences of consumers in relation to security of supply? How can they reflect preferences for lower standards on the part of some consumers?

Unterschiedliche Präferenzen hinsichtlich der Standards für Versorgungssicherheit können durch Vertragsmodelle für das Endkundenmarktsegment für abschaltbare Lasten bzw. für Demand Side Management Rechnung getragen werden. Dies erfordert jedoch ein neues Geschäftsmodell, welches ermöglicht neue Produkte für abschaltbare bzw. steuerbare Lasten zu entwickeln.

Die Steuerung von Lasten kann Änderungen im Verbraucherverhalten erfordern, z.B. eine zeitliche Produktionsverlagerungen mit Änderungen an Prozessen und Organisation. Um die Potenziale zu erschließen, muss für steuerbare Lasten ein wirtschaftlicher Vorteil geschaffen werden, der den Komfort-Nachteil bei den Verbraucher bzw. Prozessanpassungskosten bei den Unternehmen aufwiegt. Kunden mit niedrigen Anforderungen an die Versorgungssicherheit werden für geringere Entgelte bereit sein, sich steuern oder abschalten zu lassen.

Kapazitätsmechanismen, welche auch steuerbare Lasten und Speicher integrieren, schaffen ein Geschäftsmodell um die Potenziale im Demand Side Management zu erschließen.

3 Assessing generation adequacy

Die Frage ausschließlich nach der Angemessenheit von Erzeugungskapazitäten greift zu kurz. Es sollte primär auf den Erhalt der Versorgungssicherheit abgestellt werden. Zum Erhalt der Versorgungssicherheit werden ganz allgemein Kapazitäten benötigt. Unter Kapazitäten sind sowohl die Bereitstellung von Leistung als auch die Reduzierung von Last zu verstehen. Diese Kapazitäten können durch die Kapazitätsarten Kraftwerke, Speicher und steuerbare Lasten bereitgestellt werden.

3.1 Do you consider that there is a need for review of how generation adequacy assessments are carried out in the internal market? In particular, is there a need for more in depth generation adequacy reviews at:

a. National level

b. Regional Level

c. European Level

Es ist notwendig, die Versorgungssicherheit auf der Ebene der Nationalstaaten zu überwachen. In der weiteren Entwicklung und der stärkeren Vernetzung der nationalen Märkte durch Grenzkuppelstellen können diese nationalen Berichte auf regionaler Ebene zusammengeführt werden. Die Zusammenführung auf regionaler Ebene kann zur Reduzierung des vorzuhaltenden Kapazitätsbestands gegenüber rein nationaler Betrachtung führen. Bei der heutigen Netzausbausituation mit nationalen und grenzüberschreitenden Netzengpässen sollte der Fokus jedoch zunächst auf nationaler Ebene liegen. Ein europäischer Bericht hingegen dürfte lediglich statistische Relevanz haben. Für die Beurteilung der Versorgungssicherheit wird eine Betrachtung auf europäischer Ebene den Beschränkungen der verfügbaren Übertragungskapazitäten nicht gerecht.

3.2 Looking forward, is the generation adequacy outlook produced by ENTSO-E sufficiently detailed? In particular,

- Is there a need for a regional or European assessment of the availability of flexible capacity?
- Are there other areas where this generation adequacy assessment should be made more detailed?

Der ENTSO-E Generation Adequacy Outlook ist kein geeignetes Instrument, um die zukünftige Versorgungssicherheit (oder im engeren Sinne die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten) in den Nationalstaaten zu beurteilen. Der Bericht bildet eine formale Antragslage auf Netzanschlüsse bei den Netzbetreibern ab. Diese Antragslage spiegelt nicht die wirtschaftliche Realität wider. D.h. der aktuelle Generation Adequacy Outlook unterstellt Kapazitätszubauten, die mit den aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht realisiert werden können. Darüber hinaus wird nur ein definiertes Stilllegungsszenario für Bestandskraftwerke abgebildet.

Für die Beurteilung der zukünftigen Versorgungssicherheit ist eine Analyse in Sensitivitäten notwendig. Ziel muss es sein, dass Risiken für die Versorgungssicherheit in den Nationalstaaten rechtzeitig erkannt werden können. Dies erfordert auch eine differenzierte Darstellung der Kapazitätsentwicklung in Szenarien:

- Welche Kapazitäten werden zu welchem Zeitpunkt stillgelegt?

- Aus welchen Gründen werden diese Kapazitäten stillgelegt? (z.B. technisch-/altersbedingt, regulatorisch getrieben, wirtschaftlich bedingt)
- Welche Kapazitäten sind bereits in Bau und wann gehen diese in Betrieb? (sicherer Zubau)
- Welcher Zubau wird zusätzlich unterstellt und wann wird die Inbetriebnahme angenommen? (spekulativer Zubau)

Zur Erfassung der Versorgungssicherheit werden deshalb ein nationales Kraftwerksregister und ein darauf aufbauender Versorgungssicherheitsbericht benötigt.

3.3 Do you consider the Electricity Security of Supply Directive to be adequate? If it should be revised, on which points?

Hierzu besteht gegenwärtig keine Einschätzung.

3.4 Would you support the introduction of mandatory risk assessments or generation adequacy plans at national and regional level similar to those required under the Gas Security of Supply Regulation?

Die Einführung eines Risikoberichts zur Entwicklung der Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene ist zu begrüßen. Er sollte frühzeitig Risiken für die Versorgungssicherheit zeigen und entsprechend dem unter 2.2 skizzierten Ansatz gestaltet werden.

3.5 Should generation adequacy standards be harmonised across the EU? What should be that standard or how could it be developed taking into account potentially diverging preference regarding security of supply?

Für die Diskussion über Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene ist eine klare Begriffsbestimmung notwendig. Dies erfordert zwei Aspekte:

- Definition eines Standards wie Versorgungssicherheit gemessen wird.
- Definition des Niveaus der angestrebten Versorgungssicherheit, das heißt welche Kapazitätsausstattung als angemessen betrachtet wird.

Die Festlegung für die angemessene Kapazitätsausstattung sollte zunächst auf nationaler Ebene erfolgen, solange keine ausreichenden grenzüberschreitenden Transportkapazitäten verfügbar sind. Von Bedeutung ist dabei, dass für die Bestimmung der angemessenen Kapazitäten vergleichbare Maßstäbe und Methoden angewendet werden.

Wenn alle Mitgliedsstaaten ausreichend Kapazitäten vorhalten, ist es allein eine Frage der Transportkapazitäten und des Wettbewerbs welche Kapazitäten eingesetzt werden.

Bei einer ausreichend starken physischen Vernetzung der nationalen Märkte kann die Festlegung der angemessenen Kapazitäten auf größere Zonen als die Nationalstaaten ausgeweitet werden.

4 Capacity mechanisms in the internal market

4.1 Do you consider that capacity mechanisms should be introduced only if and when steps to improve market functioning are clearly insufficient?

Das bestehende Marktdesign muss durch einen Beschaffungsmechanismus für Versorgungssicherheit ergänzt werden.

4.2 Under what circumstances would you consider market functioning to be insufficient:

- to ensure that new *flexible* resources are delivered?
- to ensure *sufficient* capacity is available to meet demand on the system at times of highest system stress?

Das bestehende Marktdesign kann objektiv keine Investitionsanreize bereitstellen. Der Großhandelsmarkt ist nur für zwei bis drei Jahre im Voraus liquide und kann keine längerfristigen Preissignale bereitstellen. Die Realisierung neuer Kraftwerke benötigt eine Projektdauer von vier bis fünf Jahren. Dem Investor steht somit kein Preissignal für die Betriebsdauer des Kraftwerks zur Verfügung.

Für den Amortisationszeitraum der Investition stehen dem Investor lediglich Modellrechnungen zur Verfügung. Selbst wenn der Großhandelsmarkt ausreichende Knappheitspreise und somit Investitionsanreize bereitstellt, verbleibt aufgrund der langen Projektrealisierung ein Risiko für die Versorgungssicherheit.

Auch wenn Preissignale entstünden, die Investitionsanreize bereitstellten, würden neue Kraftwerke die Knappheitssituation beseitigen und somit das Preissignal zumindest reduzieren. Investoren kannibalisieren so ihre eigenen

Investitionsanreize. Ein nachhaltiger wirtschaftlicher Betrieb von Kraftwerken ist deshalb nicht möglich.

Aus diesem Grund muss ein Mechanismus zur Beschaffung von Versorgungssicherheit geschaffen werden. Dies schließt die Beschaffung von ausreichenden Kapazitäten im Sinne der Spitzenlastdeckung und ausreichend Flexibilität ein. Die nachgefragten Kapazitätsprodukte sollten daher nicht ausschließlich gesicherte Leistung nachfragen, sondern auch Kriterien bezüglich der erforderlichen Flexibilität enthalten.

4.3 In relation to strategic reserves:

4.3.1 Do you consider that the introduction of a strategic reserve can support the transition from a fossil fuel based electricity system or during a nuclear phase out?

Aus Sicht von Baden-Württemberg kann eine strategische Reserve allenfalls eine Brückenfunktion wahrnehmen. Die Funktion einer strategischen Reserve wird in Deutschland durch den bestehenden rechtlichen Rahmen (EnWG-Novelle, Winterreserve, Lastabwurfverordnung) im Kern bereits jetzt erfüllt.

Es steht ernsthaft in Frage, ob eine strategische Reserve dafür geeignet sein kann, Investitionsanreize für Neuanlagen zu setzen. Es ist aber mit Nachdruck in Zweifel zu ziehen, ob es sinnvoll sein kann, neue Anlagen zu bauen, die dann nicht am Markt eingesetzt werden können (bzw. nur in Engpasssituationen).

4.3.2 What risks, if any, to effective competition and the functioning of the internal market do you consider being associated with the introduction of strategic reserves?

Die Schaffung einer planmäßigen Knappheit im Energy-only-Markt durch Überführung unwirtschaftlicher Anlagen in eine strategische Reserve, mit dem Ziel die dortigen Margen zu erhöhen, führt nicht zu einem effizienten Wettbewerb.

Es handelt sich bei der strategischen Reserve praktisch um die Legalisierung der Zurückhaltung von Kapazitäten, mit dem Ziel das Margenniveau des betroffenen Marktes zu erhöhen. Ohne diese Legalisierung wäre dies im Rahmen der Verordnung Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts nicht zulässig.

Kraftwerksbetreiber selbst haben kein Interesse an den aus einer künstlich geschaffenen Knappheit entstehenden zufälligen Preisspitzen. Kraftwerksbetrei-

ber haben für ihre Investitionsentscheidung primär einen stabilen Cashflow als Kriterium, der Marktpreisrisiken weitgehend ausschließt.

4.4 In relation to capacity markets and/or payments:

- Which models of capacity market and /or payments do you consider to be most and least distortionary and most compatible with the effective competition and the functioning of the internal market, and why?
- Which models of capacity market and /or payments do you consider to be most compatible with ensuring flexibility in a low carbon electricity system?
- Are there any models of capacity mechanism the introduction of which would be irreversible, or reversible only with great difficulty?

Das entscheidende Kriterium für die Einführung von Kapazitätsmechanismen sollte nicht deren Reversibilität sein.

Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa wird eine Weiterentwicklung der Marktregeln erforderlich. Dies findet jedoch in den einzelnen Mitgliedsländern unterschiedlich schnell statt und hat angesichts der vorhandenen Infrastruktur auch regional unterschiedliche Auswirkungen.

Fokussierte bzw. zielgerichtete Kapazitätsmechanismen könnten ein geeignetes Instrument sein, die Ziele der deutschen Energiewende bzw. das langfristige Ziel der Dekarbonisierung der europäischen Energiewirtschaft zielsicher und kosteneffizient zu erreichen. Dafür hat das Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg im Jahr 2011 das Gutachten »Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom« durch die LBD-Beratungsgesellschaft mbH erstellen lassen. Zuletzt haben Matthes und Schlemmermeier et al. (Fokussierte Kapazitätsmechanismen – Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem; 2012) die Zielmatrix für einen fokussierten Kapazitätsmechanismus wie folgt skizziert:

- Die Energiewende kann nur gelingen, wenn auch marktbasierte Instrumente bereitgestellt werden, die auf die energiepolitischen Ziele abgestimmt sind. Ein Kapazitätsmechanismus sollte vor dem Hintergrund der angestrebten Energiewende deshalb nicht auf die Versorgungssicherheit beschränkt bleiben. Der Mechanismus sollte nicht dazu führen, dass ein CO_2- und kapitalintensiver Anlagenstock aufgebaut wird.

- Um die Akzeptanz des Instrumentes wie auch des Ziels der Dekarbonisierung der Energiewirtschaft insgesamt langfristig zu gewährleisten, sollte der Mechanismus so ausgestaltet werden, dass Mitnahmeeffekte weitgehend vermieden und die Kosten für die Verbraucher möglichst gering gehalten werden.

- Ein neues Instrument zur Beschaffung gesicherter Kapazitäten sollte deshalb das bestehende Wettbewerbsniveau am Energy-only-Markt sowie am Regelenergiemarkt erhalten. Instrumente, die das Wettbewerbsniveau signifikant verringern, führen letztlich zumindest mittelbar zu einer Erhöhung der Kosten an diesen Märkten.

4.5 Which models of capacity mechanisms do you consider to have the have the least impact on costs for final consumers?

Expliziter Kern des Konzeptes der strategischen Reserve (also keine unerwünschte Nebenwirkung) ist es durch Knappheit Preiserhöhungen am Großhandelsmarkt zu initiieren. Implizit führt diese Margenerhöhung zu Mitnahmeeffekten für Betreiber von bereits wirtschaftlichen Kraftwerken und somit zu einer Umverteilung von Vermögen von den Verbrauchern hin zu den Stromerzeugern.

Das Ausmaß der 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 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.

Zielgröße 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. Nach Abschätzungen der

LBD kann eine strategische Reserve den Verbraucher mit bis zu 12 Mrd. Euro zusätzlich belasten.[4]

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.

Das Preisvolumen wird bei der strategischen Reserve 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.

Würden die genannten 10 GW stilllegungsbedrohter Kraftwerke ein Kapazitätsentgelt im Rahmen eines fokussierten Kapazitätsmarktes in Höhe von 30 Euro/kW (entspricht etwa der Deckungsbeitragslücke der betroffenen Kraftwerke) erhalten, betrüge das Volumen lediglich 300 Mio. Euro. Da diese Kapazitäten bei fokussierten Kapazitätsmärkten nicht von der Teilnahme am Energy-only-Markt ausgeschlossen werden, würde dort das hohe Wettbewerbsniveau erhalten bleiben und es zu keiner zusätzlichen Preiserhöhung für den Verbraucher kommen.

4.6 To what extent do you consider capacity mechanisms could build on balancing market regimes to encourage flexibility in all its forms?

Regelenergiemärkte können nur in sehr begrenztem Maße ein Investitionssignal bereitstellen. Das Entscheidungsrational von Kraftwerksbetreibern bei der Vermarktung ihrer Anlagen im Regelenergiemarkt ist nicht die Frage, ob investiert werden soll oder nicht bzw. ob eine bestehende Anlage betrieben oder stillgelegt wird. Das Entscheidungsrational bei der Vermarktung von Anlagen im Regelenergiemarkt sind stattdessen die Gewinne, die anderenfalls im Energy-only-Markt erzielt werden könnten.

Eine Anlage, die Regelenergie anbietet, kann nicht mehr für die Vermarktung im Spot-Markt eingesetzt werden. Die Gewinne, auf die der Anlagenbetreiber

[4] LBD 2012; Kostenwirkung der strategischen Reserve; abrufbar unter: http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/98003/

deshalb verzichten muss, preist er in seinem Gebot für den Regelenergiemarkt ein.

Ein weiteres Argument ist die Fristigkeit der Regelenergiemärkte. Regelenergie wird täglich oder wöchentlich ausgeschrieben. Das Preissignal ist somit ähnlich kurzfristig, wie das Preissignal im Energy-only-Markt. Der Kraftwerksinvestor hingegen braucht ein langfristiges Preissignal, im Idealfall über die gesamte Amortisationsdauer seines Kraftwerks, typischerweise über 15 Jahre. Ein solches Preissignal kann auch mit einer Anpassung nicht durch Regelenergiemärkte bereitgestellt werden.

4.7 Should the Commission set out to provide the blueprint for an EU-wide capacity mechanism?

Nein, die Europäische Kommission sollte keinen EU-weiten Kapazitätsmechanismus vorgeben. Die Beschaffung von Versorgungssicherheit muss auf nationaler Ebene geschehen, solange keine europäische Kupferplatte existiert.

5 Framework for assessing capacity mechanisms

5.1 Do you consider that the European Commission should develop detailed criteria to assess the compatibility of capacity mechanisms with the internal energy market?

Ein detaillierter Kriterienkatalog für die Einführung von Kapazitätsmechanismen kann einen Beitrag schaffen, die Rechtssicherheit der nationalen Instrumente zu erhöhen. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die einzelnen Mitgliedstaaten jeweils ihre eigenen Herausforderungen lösen müssen.

5.2 Do you consider the detailed criteria set out above to be appropriate?

a. Should any criteria be added to this list?

b. Which, if any, criteria should be given most weight?

Die genannten Kriterien werden zu einem späteren Zeitpunkt durch ein eigenes Positionspapier reflektiert.

Referenzen

LBD (2011): Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom, abrufbar unter: http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/90208/

LBD und Öko-Institut (2012): 20 Fragen zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen« zur Systematisierung der Diskussion um Kapazitätsmärkte in Deutschland, abrufbar unter http://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/energiepolitik/fokussierter-kapazitaetsmarkt/

LBD, Raue Rechtsanwälte und Öko-Institut (2012): Fokussierte Kapazitätsmechanismen – Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem, abrufbar unter http://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/energiepolitik/fokussierter-kapazitaetsmarkt/

LBD (2012): Kostenwirkung der strategischen Reserve; abrufbar unter: http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/98003/