

Frondel, Manuel; Schmidt, Christoph M.; Sommer, Stephan

Research Report

Schriftliche Anhörung der Monopolkommission zur Vorbereitung ihres Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor gemäß § 62 EnWG: Stellungnahme

RWI Projektberichte

Provided in Cooperation with:

RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen

Suggested Citation: Frondel, Manuel; Schmidt, Christoph M.; Sommer, Stephan (2015) : Schriftliche Anhörung der Monopolkommission zur Vorbereitung ihres Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor gemäß § 62 EnWG: Stellungnahme, RWI Projektberichte, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/111490>

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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



Projektbericht

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

Schriftliche Anhörung der Monopolkommission zur Vorbereitung ihres Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor gemäß §62 EnWG

Stellungnahme

Impressum

Vorstand des RWI

Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (Präsident)

Prof. Dr. Thomas K. Bauer (Vizepräsident)

Prof. Dr. Wim Kösters

Verwaltungsrat

Dr. Eberhard Heinke (Vorsitzender);

Manfred Breuer; Reinhold Schulte (Stellv. Vorsitzende);

Dr. Hans Georg Fabritius; Prof. Dr. Justus Haucap; Hans Jürgen Kerkhoff;

Dr. Thomas Köster; Dr. Thomas A. Lange; Martin Lehmann-Stanislawski;

Dr.-Ing. Herbert Lütkestratkötter; Hans Martz; Andreas Meyer-Lauber;

Hermann Rappen; Reinhard Schulz; Dr. Michael H. Wappelhorst

Forschungsbeirat

Prof. Michael C. Burda, Ph.D.; Prof. Dr. Monika Büttler; Prof. Dr. Lars P. Feld;

Prof. Dr. Stefan Felder; Prof. Nicola Fuchs-Schündeln, Ph.D.; Prof. Timo Goeschl,

Ph.D.; Prof. Dr. Justus Haucap; Prof. Dr. Kai Konrad; Prof. Dr. Wolfgang Leininger;

Prof. Dr. Nadine Riedel; Prof. Regina T. Riphahn, Ph.D.

Ehrenmitglieder des RWI

Heinrich Frommknecht; Prof. Dr. Paul Klemmer †; Dr. Dietmar Kuhnt

RWI Projektbericht

Herausgeber:

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

Hohenzollernstraße 1/3, 45128 Essen, Germany

Phone +49 201-81 49-0, Fax +49 201-81 49-200, e-mail: rwi@rwi-essen.de

Alle Rechte vorbehalten. Essen 2015

Schriftleitung: Prof. Dr. Christoph M. Schmidt

**Schriftliche Anhörung der Monopolkommission zur Vorbereitung ihres
Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor
gemäß §62 EnWG**

Stellungnahme vom 7. Februar 2015

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

**Schriftliche Anhörung der Monopol-
kommission zur Vorbereitung ihres
Sondergutachtens zur Wettbewerbs-
entwicklung im Energiesektor
gemäß §62 EnWG**

Stellungnahme

7. Februar 2015

Projektbericht

Projektteam:

Prof. Dr. Manuel Frondel, Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Stephan Sommer

Inhaltsverzeichnis

I. Märkte	5
1. Wie hat sich die Liquidität der europäischen Gasmarktgebiete aus Ihrer Sicht entwickelt und welche aktuellen Entwicklungen sehen Sie? Nach welchen Kriterien sollte beurteilt werden, ob eine ausreichende Liquidität erreicht ist?	5
2. Wie schreitet der Ausbau der Strom-/ Gasnetzinterkonnektoren und Leitungen an den deutschen Außengrenzen voran? Wird hier ausreichend investiert?	6
3. Wie weit ist der Europäische Binnenmarkt für Strom und Gas fortgeschritten?	7
4. Wie schätzen Sie die Entwicklung der weltweiten Gasmärkte und die Abhängigkeit von außereuropäischem Pipelinegas ein? Erachten Sie den Bau von LNG-Terminals in Deutschland als wichtig?	8
5. Wie beurteilen Sie die Arbeit der europäischen Energiemarktaufsicht (ACER) und den Aufbau der deutschen Markttransparenzstelle für Strom und Gas (MTS Strom/Gas)? Welche neuen Pflichten verbinden sich für Sie mit dem Wirken von ACER und der MTS Strom/Gas?	9
6. Wie beurteilen Sie die Wettbewerbsintensität auf den Endkundenmärkten für Strom und Gas?	11
7. Welche Barrieren bestehen gegenüber einer Ausweitung der Vertriebsgebiete von Strom-/Gasversorgern? Ist der Endkundenmarkt aus Ihrer Sicht bundesweit abzugrenzen?	11
8. Welche Entwicklung (Bedeutungszuwachs/-abnahme) nehmen in Zeiten zunehmender Volatilität der Stromerzeugung der Intraday- und der Day-Ahead-Handel?	12
III. Kapazität	13
1. Wie beurteilen Sie die Deckung des Strombedarfs durch Erzeugungskapazitäten in der kurzen, mittleren und langen Frist?	13
2. Wie beurteilen Sie die Fähigkeit von ausländischen Stromimporten, ausreichende Erzeugungskapazitäten in Engpasszeiten sicherzustellen?	14
3. Wie sehen Sie vor diesem Hintergrund die Dringlichkeit zum Aufbau von Kapazitätsmechanismen?	15
4. Welcher Kapazitätsmechanismus wird von Ihnen ggf. favorisiert und aus welchen Gründen?	16
5. Wie beurteilen sie die Vorschläge zu zentralen und dezentralen Kapazitätsmärkten im Vergleich? Wie sehen Sie in diesem Zusammenhang die Fokussierung von Kapazitätsmärkten auf bestimmte Energieträger?	19

6.	Welche Vor- und Nachteile sehen Sie in einer europäischen Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen?.....	19
IV. Fördersysteme		20
1.	Wie effizient ist aus Ihrer Sicht das bestehende System der Direktvermarktung erneuerbarer Energien? Welche Änderungen sind aus Ihrer Sicht ggf. erforderlich?	20
2.	In Zukunft ist die Weiterentwicklung dieses Fördersystems zu einer Mengensteuerung durch Ausschreibung angedacht. Wie sollten diese Ausschreibungen aus Ihrer Sicht institutionell ausgestaltet sein (Ausschreibungsparameter, technologieneutral/technologiespezifische Aufteilung, Turnus, Beschränkungen)?	21

I. Märkte

1. **Wie hat sich die Liquidität der europäischen Gasmärkte aus Ihrer Sicht entwickelt und welche aktuellen Entwicklungen sehen Sie? Nach welchen Kriterien sollte beurteilt werden, ob eine ausreichende Liquidität erreicht ist?**

Im Jahr 2013 hat die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sowohl im börslichen als auch im bilateralen Handel weiter zugenommen. Sie ist aber bedeutend geringer als auf den Strommärkten. Die erhöhte Liquidität ergibt sich nicht zuletzt aus der Kooperation des deutschen und des französischen Gasmarktes. Fusionierten die europäischen Gasmärkte zu einem einheitlichen Gasmarkt, würde die Liquidität sogar noch weiter gesteigert. Eine derartige Fusion würde zudem das Potenzial für den Einsatz von verflüssigtem Erdgas (Liquified Natural Gas, LNG) erhöhen, was ebenfalls zur Steigerung der Liquidität der Gasmärkte beitragen würde.

Der deutsche Gasmarkt hat sich in den Jahren nach der Liberalisierung stark verändert. Von ehemals 20 Marktgebieten sind heute noch zwei übrig geblieben. Durch diese Reduktion der Handelsgebiete hat sich die Anzahl der Akteure, die jeweils auf den verbleibenden Marktgebieten agieren, erhöht, sodass insgesamt die Liquidität des deutschen Gasmarktes gesteigert wurde.

Kriterien für die Liquidität der europäischen Gasmärkte legt die europäische Regulierungsbehörde (European Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) mithilfe des Gas Target Models fest. Das Gas Target Model stellt einen strukturellen Rahmen dar, der Regeln für die Vollendung des Binnenmarktes im Hinblick auf Wettbewerb, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit definiert. Darüber hinaus zeigt es eine langfristige Prognose der Binnenmarktentwicklung bis zum Jahr 2025 auf. Im ersten Gas Target Model (2011) wurden die Churn Rate (das Verhältnis von gehandelter zu physisch transportierter Menge) und das jährlich gehandelte Gasvolumen als Kriterien für die Liquidität des Gasmarktes definiert. Im zweiten Gas Target Model (2014) wurden diese Kriterien ersetzt: Stattdessen werden nun der Orderbuchumsatz, der bid-offer spread, die Orderbuchsensitivität und die Anzahl der trades pro Tag als Liquiditätskriterien herangezogen. Die Liquiditätskriterien des ersten Gas Target Models konnten nur von Großbritannien erreicht werden (ACER 2015).¹

¹ Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2015), *European Gas Target Model: Review and Update*. Ljubljana.

2. Wie schreitet der Ausbau der Strom-/ Gasnetzinterkonnektoren und Leitungen an den deutschen Außengrenzen voran? Wird hier ausreichend investiert?

Vor dem Hintergrund der Energiewende in Deutschland und vor allem angesichts des Rückgangs an konventioneller Kraftwerkskapazität sowie der stetig zunehmenden Erzeugung von grünem Strom kommt dem Ausbau grenzüberschreitender Stromnetze und -leitungen (Interkonnektoren) eine besondere Bedeutung im Hinblick auf die Netzstabilität, die Versorgungssicherheit und die Kosteneffizienz der Versorgung zu. So könnte die Dringlichkeit der Etablierung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland durch den Import von Strom aus gesicherten Kapazitäten im Ausland verringert werden. Ebenso ließen sich Probleme mit der Netzstabilität durch Überschüsse an grünem Strom durch dessen Abgabe ins Ausland reduzieren.

Die Kapazität der Interkonnektoren ist allerdings sehr begrenzt: Beispielsweise beträgt die Kapazität der grenzüberschreitenden Stromkuppelstellen zwischen Deutschland und Frankreich 3.000 MW, die mittlere Übertragungskapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden liegt bei 2.200 MW, in die Schweiz stehen 4.000 MW zur Verfügung. Die Übertragungskapazität war im Jahr 2013 jedoch leicht rückläufig. Lediglich 37 Mio. Euro der insgesamt von den Übertragungsnetzbetreibern in den Ausbau der Netze investierten 880 Mio. Euro wurden für grenzüberschreitende Verbindungen aufgebracht (BNetzA, BKartA 2014).²

Diese Investitionssumme dürfte nicht ausreichen, um den für Deutschland so wichtigen Stromaustausch mit seinen Nachbarn zu intensivieren. Das ist beklagenswert, denn auf diese Weise könnten erhebliche Wohlfahrtsverbesserungen für die deutschen Verbraucher erzielt werden: Durch hohe grenzüberschreitende Kapazitäten profitieren Stromkunden dank sinkender Kosten bei steigender Versorgungssicherheit. Zudem können Netzbetreiber durch eine höhere Auslastung ihrer Netze gewinnen, wenngleich zu berücksichtigen ist, dass andererseits Netzengpässe im Sinne der Netzbetreiber sein können, da sie in diesem Fall höhere Durchleitungsentgelte erzielen können. So gesehen sind die aus Verbrauchersicht zu geringen Investitionen in Kuppelkapazitäten erklärbar.

Begrüßenswert ist deshalb, dass Tennet aktuell einen Interkonnektor zwischen den Niederlanden und Deutschland baut sowie einen zwischen Norwegen und

² Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2014), *Monitoringbericht 2014. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn.*

Schriftliche Anhörung Monopolkommission § 62 EnWG

Deutschland plant (1.400 MW).³ Amprion plant eine Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsverbindung zwischen Deutschland und Belgien (1.000 MW).⁴

3. Wie weit ist der Europäische Binnenmarkt für Strom und Gas fortgeschritten?

Das stetig gestiegene grenzüberschreitende Handelsvolumen verdeutlicht die weit vorangeschrittene Implementierung eines europäischen Binnenmarktes für Strom. Im Februar 2014 wurde die Kopplung der Day-Ahead Märkte für Nordwesteuropa abgeschlossen, im Mai wurde zudem Südwesteuropa angekoppelt.

Ferner gibt es bereits den zweiten Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP), der die Marktintegration intensivieren soll, sowie das Real-Time-Awareness-and-Alert-System, welches die Überwachung der grenzüberschreitenden Stromflüsse erleichtern soll. Nicht zuletzt werden von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern seit 2012 einheitliche Regelwerke für die Netznutzung (Netzkodizes Strom) erarbeitet.

Nichtsdestotrotz ist der Europäische Binnenmarkt noch längst nicht vollendet und ein weiteres Zusammenwachsen der Strommärkte wäre für das Gelingen der Energiewende von besonderer Bedeutung, da so die Effizienz des Gesamtsystems und die Versorgungssicherheit erhöht werden können.

Der deutsche Strommarkt ist indes mit den Strommärkten von zahlreichen Nachbarstaaten gekoppelt (BMWi 2014a): Während mit Österreich eine gemeinsame Preis- bzw. Gebotszone besteht, ist Deutschland direkt mit Dänemark, Finnland, Norwegen, Schweden, Großbritannien, Frankreich, den Benelux-Staaten Belgien, Luxemburg und den Niederlanden gekoppelt sowie indirekt mit den baltischen Staaten und Polen. Solange die Grenzkuppelstellen ausreichen, gleichen sich die Preise in den Marktgebieten an.⁵

Die Umsetzung des Europäischen Binnenmarktes für Gas ist bei weitem noch nicht abgeschlossen. Die Preiskonvergenz zwischen einzelnen Großhandelsmärkten, die ein wichtiger Indikator für den Fortschritt des Binnenmarktes ist, hat zwar weiter zugenommen. Allerdings bestehen teilweise große Preisunterschiede zwischen einzelnen Ländern (z.B. Finnland, Lettland und Bulgarien), die u.a. auf fehlende

³ <http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/internationale-verbindungen/nordlink.html>

⁴ <http://www.amprion.net/netzausbau/alegro-hintergrund>

⁵ Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (2014a), Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin.

Liquidität zurückzuführen sind. Diesen Ländern fehlt es häufig an Interkonnektoren sowie Zugängen zu wichtigen Netzknoten und LNG-Terminals. Dadurch liegen in diesen Ländern höhere Gaspreise vor (ACER, CEER 2014).⁶ Für die weitere Entwicklung des europäischen Binnenmarktes für Gas ist daher der Ausbau der Infrastruktur von entscheidender Bedeutung.

Großes Potenzial für den Ausbau des europäischen Binnenmarktes für Gas wird in der Verwendung von LNG gesehen, dessen Anteil am Gasverbrauch laut Monitoringbericht Erdgas des BMWi (2014b) im Jahr 2020 ca. 20% ausmachen könnte. Insbesondere durch den Ausbau von Regasifizierungskapazitäten hat sich ein weiteres Feld zur Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes geöffnet. Dieses wird in Zukunft an Bedeutung gewinnen.⁷

4. Wie schätzen Sie die Entwicklung der weltweiten Gasmärkte und die Abhängigkeit von außereuropäischem Pipelinegas ein? Erachten Sie den Bau von LNG-Terminals in Deutschland als wichtig?

Die Abhängigkeit Deutschlands von außereuropäischem Pipelinegas resultiert ausschließlich aus den Gasimporten aus Russland: Während lediglich etwa 9% des Gasverbrauchs durch die heimische Produktion gedeckt werden, stammt mit 39% der größte Teil der Importe aus Russland bzw. Ländern der russischen Föderation. Die übrigen Importe stammen aus europäischen Ländern, hauptsächlich Norwegen (ca. 29%) und den Niederlanden (26%) (BAFA 2014).⁸ Vor dem Hintergrund der Ukraine-Krise ist diese hohe Abhängigkeit von Russland bedenklich, wenngleich die wechselseitige Abhängigkeit beider Staaten und die Beteiligung deutscher Unternehmen am Nordstream-Konsortium die Wahrscheinlichkeit von Lieferunterbrechungen deutlich senken. Darüber hinaus verfügt Deutschland über das weltweit viertgrößte Erdgasspeichervolumen: ca. 50 Erdgasspeicher können ein Fünftel des jährlichen Gasbedarfs in Deutschland decken. So können zumindest kurzfristige Lieferengpässe ausgeglichen werden.

Dennoch zeigen die aktuellen Konflikte der Europäischen Union mit Russland, dass eine stärkere Diversifizierung beim Bezug von Erdgas erstrebenswert ist. Dies

⁶ Agency for the Cooperation of Energy Regulators und Council of European Energy Regulators (2014), *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013*. Ljubljana, Brüssel.

⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014b), *Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas*. Berlin.

⁸ Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2014), *Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland. Bilanzen 1998 - 2013 Grafik*. Eschborn.

Schriftliche Anhörung Monopolkommission § 62 EnWG

gilt auch vor dem Hintergrund, dass Erdgas im deutschen Energiemix eine große Rolle spielt: Nach Erdöl ist Erdgas mit einem Anteil von 23% am Primärenergieverbrauch der zweitwichtigste fossile Brennstoff (AGEB 2014).⁹

Eine zunehmend bedeutendere Möglichkeit zur Diversifizierung des Gasbezugs ist LNG. Auch ohne ein eigenes Regasifizierungs-Terminal hat Deutschland über die LNG-Terminals in Zeebrugge (Belgien) und Rotterdam (Niederlande) einen guten Zugang zu LNG. Deutsche Gasversorgungsunternehmen haben Beteiligungen an LNG-Terminals im Ausland erworben und planen den Erwerb weiterer Kapazitäten (Belgien, Frankreich, Niederlande).¹⁰ Durch diese Beteiligungen an ausländischen Terminals und die gute Ausstattung mit grenzüberschreitenden Erdgaspipelines sehen wir die Versorgung mit LNG als gesichert an.

Letztendlich kann so der Bau eines LNG-Terminals in Deutschland eine Investitionsentscheidung bleiben, die allein bei den auf den Gasmärkten aktiven Unternehmen liegt. Der seit Jahrzehnten in der Diskussion befindliche, aber bis zum heutigen Tage nie realisierte Bau eines Terminals bei Wilhelmshaven macht deutlich, wie private Energieversorger die Dringlichkeit und Wirtschaftlichkeit eines solchen Investitionsprojektes einschätzen.

5. Wie beurteilen Sie die Arbeit der europäischen Energiemarktaufsicht (ACER) und den Aufbau der deutschen Markttransparenzstelle für Strom und Gas (MTS Strom/Gas)? Welche neuen Pflichten verbinden sich für Sie mit dem Wirken von ACER und der MTS Strom/Gas?

Die ACER hat zum Ziel, die Regulierungsaufgaben der nationalen Regulierungsbehörden optimal zu koordinieren und zu ergänzen und so die Umsetzung eines europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas zu vollenden. Eine besondere Rolle kommt ihr vor allem beim Netzausbau zu, beispielsweise durch Stellungnahmen zu sogenannten „Projects of Common Interest“ (PCI), also für das europäische Verbundnetzwerk wichtiger Infrastrukturprojekte, die den Binnenmarkt fördern sollen. Darüber hinaus soll ACER auch die Transparenz auf den Märkten erhöhen. Mit Erlass der REMIT (EU-Verordnung Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts) erhielt sie zusätzliche Kompetenzen zur Überwachung des Energiegroßhandels.

⁹ *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2014), Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2013. Berlin. Köln.*

¹⁰ <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas,did=292324.html>

Eine Hauptaufgabe der ACER besteht darin, sogenannte Rahmenleitlinien zu erstellen, auf deren Basis die europäischen Übertragungsnetzbetreiber Netzkodizes erstellen. Bis zum Ende des Jahres 2014 waren die Rahmenleitlinien zwar fertiggestellt, jedoch waren erst drei Netzkodizes implementiert (ACER 2014).¹¹

In ihrem ersten Evaluierungsbericht im Jahr 2014 hat die Europäische Kommission (EK 2014) der ACER bescheinigt, sich auf die richtigen Prioritäten zu konzentrieren und aktiv zur Implementierung der REMIT-Verordnung beizutragen. Auf der anderen Seite fordert die Europäische Kommission ACER aber auch auf, aktiver zu agieren, wenn unterschiedliche Interpretationen der nationalen Regulierungsbehörden bezüglich grenzüberschreitender Anliegen bestehen. Für Anfang 2015 wird der zweite Evaluierungsbericht der Europäischen Kommission erwartet.¹²

Die MTS Gas/Strom ist die nationale Marktüberwachungsstelle nach der REMIT-Verordnung. Ihr Ziel ist die Sicherstellung einer transparenten wettbewerbskonformen Preisbildung bei der Vermarktung und beim Handel mit Elektrizität auf der Großhandelsstufe. Dabei besteht ihre Aufgabe darin, den Großhandel zu überwachen, um Auffälligkeiten zu identifizieren, die auf missbräuchliches Verhalten zurückzuführen sind (bspw. Insiderhandel, Marktmanipulation und Marktmachtmissbrauch). Die für die Analyse benötigten Daten erhält die MTS größtenteils von der ACER, sie erhebt aber auch eigene Daten.

Die Besonderheiten der Strommärkte, welche sich durch fehlende Speicherbarkeit, geringe Nachfrageelastizität und hohe Nachfrageschwankungen auszeichnen, ziehen das Risiko der Kapazitätszurückhaltung auf Seiten der Anbieter und dadurch einen möglichen Marktmissbrauch nach sich. Daher ist eine Überwachung des Strommarktes grundsätzlich sinnvoll, sollte aber in enger europäischer Zusammenarbeit erfolgen, da der europäische Binnenmarkt für Strom weiter fortschreitet. Eine rein nationale Betrachtung wäre unzureichend.

Die Einführung der MTS Strom/Gas hat ebenso wenig wie die Arbeit der ACER keinerlei direkte Auswirkungen auf unsere Arbeit als wissenschaftliches Forschungsinstitut.

¹¹ Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2014), *Work Programme 2015*. Ljubljana.

¹² Europäische Kommission (2014), *Commission Evaluation of the Activities of the Agency for the Cooperation of Energy Regulations (ACER) under article 34 of Regulation (EC) 713/2009*. Brüssel.

6. Wie beurteilen Sie die Wettbewerbsintensität auf den Endkundenmärkten für Strom und Gas?

Gemessen an den gängigen Konzentrationsmaßen ist die Wettbewerbsintensität auf den Endkundenmärkten für Strom und Gas hoch: Auf dem Strommarkt für Industriekunden beträgt der aggregierte Marktanteil der vier größten Akteure (CR₄) 34% und liegt somit deutlich unter der Schwelle für die Vermutung von marktbeherrschenden Stellungen: Laut § 18 Abs. 6 GWB (Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen) gelten vier Unternehmen als marktbeherrschend, wenn sie zusammen einen Marktanteil von zwei Dritteln erreichen. Auf dem Markt für Stromkunden mit geringen Verbräuchen (i.d.R. Haushalte und kleine Gewerbe) betrug das CR₄-Maß im Jahr 2014 rund 42% (BNetzA, BKartA 2014). Im europäischen Vergleich steht Deutschland diesbezüglich sehr gut da. Nicht zuletzt attestiert das Grünbuch des BMWi (2014a), dass der Wettbewerb an den Spotmärkten stark ausgeprägt ist.

Neben den gängigen Marktkonzentrationsmaßen deutet auch die hohe Anzahl der am Markt aktiven Unternehmen nicht auf eine marktbeherrschende Stellung hin. Insgesamt sind auf dem Stromendkundenmarkt mehr als 1.000 Unternehmen aktiv. Seit dem Jahr 2007 ist außerdem der Anteil der Netzgebiete, in denen mehr als 100 Lieferanten anbieten, stetig gewachsen (BNetzA, BKartA 2014). So können Kunden derweil zwischen immer mehr Lieferanten wählen. Dies spricht für eine hohe Wettbewerbsintensität.

Im Gasmarkt für Industriekunden liegt das CR₃-Maß bei 22% und bei 33% für Kleinverbraucher. Diese Werte liegen ebenfalls deutlich unter den Schwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 GWB). Als weiteres Indiz für zunehmenden Wettbewerb können Lieferantenwechselquoten herangezogen werden. Diese hat sich bei Haushaltskunden im Jahr 2013 auf 8,5% erhöht. Die Lieferantenwechselquote von Industrie und Gewerbe lag hingegen auf einem seit 2010 konstanten Niveau von rund 13% (BNetzA, BKartA 2014).

7. Welche Barrieren bestehen gegenüber einer Ausweitung der Vertriebsgebiete von Strom-/Gasversorgern? Ist der Endkundenmarkt aus Ihrer Sicht bundesweit abzugrenzen?

Im Jahr 2013 belieferten rund 5% der deutschen Stromlieferanten das gesamte Bundesgebiet, während 16% nur ein einziges und weitere 42% zwischen zwei und zehn Netzgebieten versorgte. Ungefähr 1% der Gaslieferanten versorgten Kunden bundesweit (BNetzA, BKartA 2014).

Die geringe Anzahl von bundesweiten Lieferanten lässt jedoch keinen Schluss dahingehend zu, dass Barrieren zur Ausweitung des Vertriebsgebietes bestehen.

Vielmehr können sich Lieferanten explizit darauf verstehen, Strom bzw. Gas als ein regionales Produkt zu vertreiben. Durch diese Regionalisierung entsteht für sie nicht der Druck, sich durch andere Attribute von den Wettbewerbern abzuheben.

In Deutschland belief sich der Anteil der Haushalte in der klassischen Stromgrundversorgung im Jahr 2013 auf 34%. Weitere 45% haben mit ihrem Grundversorger einen Sondervertrag (z.B. mit besonderen Tarifen) abgeschlossen. Somit werden 79% aller Haushalte vom Grundversorger mit Strom beliefert. Auf dem Gasmarkt werden sogar 86% der Haushalte vom Grundversorger beliefert (26% ohne Sondervertrag). Diese Quoten sind damit zwar niedriger als in Vorjahren, aber dennoch recht hoch (BNetzA, BKartA 2014). Daher könnte der Ausweitung der Vertriebsgebiete von Strom- und Gasversorgern entgegenstehen, dass nur wenige Haushalte bereit sind, einen Vertrag bei einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger abzuschließen. Versorger könnten somit das Absatzpotenzial aufgrund der geringen Wechselquoten als zu niedrig einstufen.

Die Endkundenmärkte für Strom und Gas sind nicht bundesweit abzugrenzen. Grundsätzlich erhöht sich durch die Öffnung des deutschen Marktes die Anzahl der Wettbewerber, wodurch die Verbraucher mit fallenden Preisen rechnen können. Auf der anderen Seite stehen deutschen Unternehmen neue Absatzmärkte im Ausland offen. Gerade im Hinblick auf die Implementierung eines europäischen Binnenmarktes wäre eine Öffnung der Endkundenmärkte zu begrüßen. Die Wechselkosten können hingegen kaum verringert werden, da Internetplattformen den Anbieterwechsel innerhalb von wenigen Minuten vollziehen können.

8. Welche Entwicklung (Bedeutungszuwachs/-abnahme) nehmen in Zeiten zunehmender Volatilität der Stromerzeugung der Intraday- und der Day-Ahead-Handel?

Mit der Zunahme der installierten Leistung volatiler Energietechnologien wird vor allem der Intraday-Handel an Bedeutung gewinnen, da Viertelstundenkontrakte die Integration grünen Stroms erleichtern. Während der Intraday-Handel im Jahr 2013 gegenüber dem Vorjahr um 25% anstieg, entsprach das EPEX-Spot-Handelsvolumen am Day-Ahead Markt dem des Jahres 2012. Im Jahr 2013 war ein weiterer Rückgang des Anteils der Übertragungsnetzbetreiber am Day-Ahead-Marktvolumen zu verzeichnen, da sich ein größerer Anteil der EEG-Anlagenbetreiber für die Direktvermarktung entschieden hat (BNetzA, BKartA 2014). Es ist auch künftig davon auszugehen, dass der Intraday-Handel weiter an Bedeutung gewinnen wird.

III. Kapazität

1. Wie beurteilen Sie die Deckung des Strombedarfs durch Erzeugungskapazitäten in der kurzen, mittleren und langen Frist?

Die zunehmende, aber volatile Einspeisung grünen Stroms verdrängt immer mehr die Erzeugung von Strom aus konventionellen Kraftwerken. Deren mangelnde Auslastung sowie die sinkenden Börsenstrompreise führen zu einem Rückbau von Kapazitäten: Laut der Veröffentlichung zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken der Bundesnetzagentur vom 29. Oktober 2014 werden bis 2018 im Saldo 0,8 Gigawatt (GW) Steinkohlekapazitäten, 0,3 GW Erdgaskapazitäten und 2,6 GW Kernkraftkapazitäten zurückgebaut (BNetzA 2014).¹³ Darüber hinaus lohnt sich bei fallenden Börsenstrompreisen der Betrieb von Erdgas- und zunehmend auch Steinkohlekraftwerken immer weniger. Viele werden daher zumindest vorübergehend stillgelegt. Somit fehlen mit Erdgaskraftwerken die besonders flexiblen Spitzenlastkraftwerke, die für das Gelingen der Energiewende so wichtig sind.

Hingegen wird mit einem starken Zubau der erneuerbaren Energieträger gerechnet: Die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber prognostiziert bis 2018 einen Ausbau der Biomasseanlagen um 0,7 GW, von Windkraft um 17,4 GW (davon 5 GW Offshore) und von PV um 9 GW.¹⁴

Grundsätzlich besteht aufgrund des immensen Zubaus regenerativer Erzeugungsanlagen eine Situation der Überkapazität, auch wenn durch die Abschaltung von Kernkraftwerken regionale Engpässe im Süden Deutschlands herrschen. Diese treten besonders im Winter auf und müssen durch die Kontrahierung von Kraftwerkskapazitäten (Winterreserve) kurzfristig kompensiert und auf lange Sicht durch den Bau von Übertragungsnetzen von Norden nach Süden beseitigt werden.

Es ist dennoch davon auszugehen, dass der Strombedarf in Deutschland in der kurzen und mittleren Frist durch die vorhandenen und die geplanten Kapazitäten gedeckt ist. Der Rückbau von konventionellen Kapazitäten sollte insbesondere durch regelbare Biomasse-Anlagen und teilweise durch Offshore-Parks kompensiert werden, welche wesentlich mehr Volllaststunden aufweisen als Photovoltaik- und Onshore-Windanlagen (4.200 Stunden im Vergleich zu 900 bzw. 1.800). Zudem

¹³ Bundesnetzagentur (2014), *Kraftwerksliste Bundesagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen)* Stand 29.10.2014.

¹⁴ <https://www.netztransparenz.de/de/jahres-Mittelfristprognosen.htm>

wird erwartet, dass sich die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke mittelfristig aufgrund des Abbaus von Überkapazitäten verbessert (Frontier Economics, Formaet 2014 und r2b 2014).¹⁵

2. Wie beurteilen Sie die Fähigkeit von ausländischen Stromimporten, ausreichende Erzeugungskapazitäten in Engpasszeiten sicherzustellen?

Durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und die Existenz eines europäischen Binnenmarktes für Strom sinken tendenziell auch die Preise im Ausland. Dadurch verringert sich auch dort die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken und es sinken die Investitionen in neue Kapazitäten (Missing-Money-Problem).

Allerdings gewährleistet eine Vielzahl von europäischen Staaten Versorgungssicherheit durch Kapazitätsmechanismen. Daher ist davon auszugehen, dass Deutschland in Engpasssituationen auf ausländische Kapazitäten zurückgreifen könnte, ohne erst einmal selbst Kapazitätsmechanismen einführen zu müssen.

Wichtig für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland ist aber nicht nur, ob ausländische Stromerzeuger genügend Erzeugungskapazitäten bereithalten, die in Engpasszeiten einspringen könnten. Ebenso wichtig ist, dass ausreichende Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern verfügbar sind. (Hohe Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen können die Effizienz des gesamten Netzes erhöhen.)

Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität zu den Nachbarländern hat sich im Jahr 2013 gegenüber dem Vorjahr allerdings um 2,79% leicht reduziert. Der Stromaustausch hingegen ist von 79,7 auf 86,4 Mrd. Kilowattstunden (kWh) gestiegen und der Exportsaldo hat sich von 21,7 auf 32,5 Mrd. kWh um rund 50% erhöht (BNetzA, BKartA 2014). Die aktuell in Bau und Planung befindlichen Übertragungskapazitäten können dazu beitragen, dass sich die Möglichkeit Deutschlands, in Engpasssituationen Strom zu importieren, verbessert.

¹⁵ Frontier Economics und Formaet Service GmbH (2014), *Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. London.

r2b (2014), *Endbericht Leiststudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen*. Köln.

3. Wie sehen Sie vor diesem Hintergrund die Dringlichkeit zum Aufbau von Kapazitätsmechanismen?

Konventionelle Kraftwerke werden benötigt, um in Zeiten, in denen erneuerbare Anlagen keinen Strom erzeugen, einspringen zu können. Dass der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint, kann bekanntlich im Winter immer wieder einmal vorkommen, manchmal über eine Woche hinweg oder gar länger. Für eine auch in Zukunft gesicherte Versorgung muss daher ein flexibler, konventioneller Kraftwerkspark vorhanden sein. Diese Kraftwerke können aufgrund der reduzierten Einsatzzeiten jedoch immer seltener ihre Fixkosten decken.

Nicht zu Unrecht diskutiert daher die Politik seit geraumer Zeit, ob nicht alsbald Kapazitätsmärkte geschaffen werden sollten, in denen das Vorhalten von Kraftwerkskapazitäten belohnt wird. Eine solche Prämie für Versorgungssicherheit müssten dann die Verbraucher über einen höheren Strompreis bezahlen.

Vor der übereilten Einführung eines solchen Kapazitätsmarktes kann jedoch nur gewarnt werden, denn ein solcher Schritt könnte die Einführung eines neuen, kostenintensiven Subventionsregimes bedeuten. Dessen Wiederabschaffung dürfte sehr schwer werden, wie man spätestens am Beispiel der Förderung grünen Stroms anhand des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) gelernt haben sollte. Mittlerweile liegt das Volumen dieser Förderung bei weit über 20 Milliarden Euro jährlich. Dies erklärt, warum eine grundlegende Reform dieses Regimes mit der Novellierung des EEG auch im Jahr 2014 nicht gelungen ist – von dessen Abschaffung zugunsten eines kosteneffizienteren Fördersystems ganz zu schweigen.

Mit Verweis auf potentielle langfristige Versorgungslücken und darauf, dass in anderen europäischen Ländern die Einführung von Kapazitätsmechanismen bereits in vollem Gange ist, erhöhen die Betreiber konventioneller Kraftwerke den Druck auf die Politik. Dies ist aus deren Sicht verständlich, da sich viele Kraftwerke immer weniger rentieren und die Gewinne wegzubrechen drohen. Das Argument, dass andere Länder beginnen, das Vorhalten konventioneller Kraftwerksleistung zu prämiieren, sollte die Politik jedoch gerade nicht unter Druck setzen: Deutschland könnte im Hinblick auf die Versorgungssicherheit von der Etablierung von Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern profitieren, ohne erst einmal selbst solche einführen zu müssen.

Würde dies durch den Ausbau der Netze ergänzt, insbesondere auch der grenzüberschreitenden Leitungen, könnten Angebot und Nachfrage nach Strom wieder besser in Einklang gebracht werden. Darüber hinaus werden Alternativen zur Einführung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland gerade erst geschaffen. Dazu gehört u.a. das Lastmanagement zur Flexibilisierung der Nachfrage. So erhalten

große Stromnachfrager, wie etwa der Aluminiumhersteller Trimet aus Essen, neuerdings eine Prämie, wenn sie in Zeiten geringen Stromangebots für einige Stunden auf ihre Produktion und somit auf den Verbrauch von Strom verzichten. Dies stellt einen Paradigmenwechsel dar: Früher hatte sich das Angebot nach der Nachfrage gerichtet, nicht umgekehrt. Es wird sicher noch einige Zeit dauern, bis dieser Paradigmenwechsel vollzogen ist und sämtliche kostengünstigen Lastmanagement-Potentiale ausgeschöpft sind.

Durch die unbedachte Einführung von Kapazitätsmärkten sollte nicht vorschnell auf die o.g. Optionen verzichtet werden, ebenso wenig wie auf eine Flexibilisierung des Preissignals zur Stärkung der Marktkräfte. So sollte die Preisobergrenze von 3.000 Euro pro Megawattstunde (MWh) an der Strombörse erhöht oder gar gänzlich fallen gelassen werden, sodass Betreiber konventioneller Reservekraftwerke in den wenigen Stunden im Jahr, in denen solche Preisspitzen zu verzeichnen sind, ihr Geld verdienen können. (In anderen Ländern sind noch höhere Preisspitzen nichts Ungewöhnliches!) Und schließlich stellt sich die Frage, ob durch die zunehmende Abschaltung konventioneller Kapazitäten die Strompreise an der Börse ohnehin so hoch steigen, dass sich der Betrieb der übrigen Kraftwerke wieder dauerhaft lohnt. Es ist jedenfalls noch längst nicht endgültig klar, dass der Energy-Only-Markt, in dem nur die Stromproduktion vergütet wird, nicht aber das bloße Vorhalten von Leistung, es nicht doch richten kann.

Kurzum: Kapazitätsmechanismen sollten so lange vermieden werden, wie die Stromversorgungssicherheit durch einen gestärkten Energy-Only Markt und durch Importe aus dem europäischen Ausland gewährleistet werden kann. Weniger starke Interventionen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit stellen der Bau von regelbaren Biomasse-Anlagen oder der Ausbau verschiebbarer Lasten dar. Daneben sollte die internationale Koordination erhöht werden.

4. Welcher Kapazitätsmechanismus wird von Ihnen ggf. favorisiert und aus welchen Gründen?

Derzeit werden stillgelegte Kraftwerke im Rahmen einer „Kaltreserve“ bereitgehalten, um in Notfällen einspringen zu können. Diese werden von der Bundesnetzagentur bedarfsgerecht Jahr für Jahr neu kontrahiert. Die durch den überraschenden Kernenergieausstieg im Jahr 2011 bedingte pragmatische Vorgehensweise könnte weitergeführt werden, bis sich abzeichnet, dass die Einführung eines Kapazitätsmechanismus tatsächlich unausweichlich ist.

Bei begründetem Zweifel an der Effektivität des Energy-Only-Markts wären zusätzlich regulatorische Eingriffe gerechtfertigt. Diese sollten die Wirkung des Energy-Only-Markts nicht beeinflussen und ggf. wieder abgebaut werden können. Ein

Schriftliche Anhörung Monopolkommission § 62 EnWG

solcher regulatorischer Eingriff könnte vorzugsweise in der Einrichtung eines „unsichtbaren Fangnetzes“ bestehen, wie er von E-Bridge Consulting et al. (2013) in einer von Tennet in Auftrag gegebenen Studie dargestellt wurde. Die Höhe der notwendigen Fangnetzreserve kann von der Regulierungsbehörde festgelegt und von den Übertragungsnetzbetreibern beschafft werden. Diese Kapazitäten dürfen nicht am Markt teilnehmen.¹⁶

Die Kosten des Fangnetzes, einschließlich der Kosten für die Leistungsvorhaltung, sollten ausschließlich jenen Marktteilnehmern in Rechnung gestellt werden, die das Fangnetz in Anspruch nehmen. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zum Modell der strategischen Reserve. Bei einer sehr seltenen Inanspruchnahme steigen die Kosten entsprechend an. Wird die Reserve nicht in Anspruch genommen, so sind die Aufwendungen für die Vorhaltung vollständig auf alle Marktteilnehmer umzulegen. Diese „Risikoprämie“ spiegelt die Kosten für die Absicherung gegen ein mögliches Marktversagen wider.

Anstatt dieses Vorschlags werden national derzeit vier weitere Kapazitätsmechanismen am meisten diskutiert: die strategische Reserve, ein umfassender sowie ein fokussierter Kapazitätsmarkt und ein Leistungszertifikatemarkt. Alle vier Mechanismen haben mehr oder weniger gravierende Nachteile. Einen vergleichsweise geringfügigen Markteingriff stellt die strategische Reserve dar, bei der Reservekapazitäten zusätzlich auf dem Strommarkt auftreten, wenn dieser nicht in der Lage ist, Angebot und Nachfrage auszugleichen. Die strategische Reserve ist reversibel und verzerrt den Strommarkt nicht.

In einem umfassenden Kapazitätsmarkt wird zentral festgelegt, wie viel Erzeugungskapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigt wird. Stromerzeuger und flexible Nachfrager bieten in Auktionen die Vorhaltung von gesicherter Leistung an, die günstigsten Angebote bekommen den Zuschlag. Die Gewinner dieser Auktionen erhalten für die Bereitstellung der gesicherten Leistung eine umlagebasierte Entschädigung, die der Finanzierung ihrer Investitionen dient (EWI 2012).¹⁷ Der fokussierte Kapazitätsmarkt funktioniert grundsätzlich nach dem gleichen Prinzip, allerdings besteht er aus zwei Bereichen, für die jeweils getrennte Auktionen abgehalten werden. Es finden Auktionen für stilllegungsgefährdete

¹⁶ E-Bridge Consulting, UMS Group und Wolak, F.A. (2013), *White Paper zu einem nachhaltigen Strommarktdesign. Herausforderungen an den Strommarkt und Leitplanken für die weitere Ausgestaltung des Marktdesigns. Final Report im Auftrag der Tennet TSO B.V. Bonn.*

¹⁷ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012), *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht. Köln.*

Bestandsanlagen sowie für Neuanlagen statt, die sich zusätzlich in den Laufzeiten der Kapazitätsszahlungen unterscheiden (Öko-Institut et al. 2012).¹⁸

Ein Kapazitätsmarkt (umfassend oder fokussiert) stellt allerdings einen sehr schweren Eingriff in den Strommarkt dar, weil über die ausgeschriebene Menge planwirtschaftlich entschieden würde. Außerdem weist er ein hohes Missbrauchspotenzial auf. Ein Kapazitätsmarkt hätte insbesondere die folgenden gravierenden Nachteile:

- Er erfordert einen regulatorischen Eingriff entweder zur Bestimmung der richtigen Höhe der notwendigen Kraftwerksreserve oder zur Bestimmung des richtigen Preises. Beides birgt das Risiko von Ineffizienzen.
- Ein Kapazitätsmarkt beeinflusst die Preissetzung im Energy-Only-Markt und damit auch seine Wirkungsweise. Ein Kapazitätsmarkt ist ein äußerst komplexes Gebilde und birgt damit ständig das Risiko, dass entscheidende Designelemente angepasst werden. Dieses Risiko der kontinuierlichen Anpassung des Marktdesigns führt zu Investitionshemmnissen, die wieder durch erhöhte Kapazitätspreise kompensiert werden müssen. Ein Kapazitätsmarkt führt in der Regel zu erhöhten Kosten für den Stromkunden - mit fragwürdigem Nutzen.
- Ganz wesentlich ist, dass der Kapazitätsmarkt weiterhin von dem Grundprinzip ausgeht, dass sich die (sichere) Erzeugungskapazität nach der Höhe der quasi unelastischen Last bemisst. Der Kapazitätsmarkt fördert damit nicht den notwendigen Paradigmenwechsel, dass sich die Last an eine dargebotsabhängige Erzeugung bzw. Preise anpassen muss. Innovationen im Bereich der Lastflexibilisierung und der Regelbarkeit dargebotsabhängiger Erzeugung werden nicht oder nur unzureichend stimuliert.

In einem dezentralen Kapazitätsmarkt wird die Fähigkeit zur Bereitstellung gesicherter Leistung durch die Ausgabe von handelbaren Leistungszertifikaten verbrieft. Anbieter von gesicherter Leistung stellen sicher, dass sie in Knappheitssituationen in der Lage sind, ausreichend Strom zu produzieren. In Verbindung mit dem Bedarf der Nachfrager ergibt sich der Preis für die Vorhaltung gesicherter Leistung am Markt (BDEW 2014).¹⁹ Die Etablierung eines solchen Leistungszertifikatemarktes verursacht allerdings einen hohen Kontrollaufwand sowie hohe Transaktionskosten.

¹⁸ Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft und Raue LLP (2012), *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland*. Berlin.

¹⁹ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2014), *Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes. Positionspapier*. Berlin.

5. Wie beurteilen sie die Vorschläge zu zentralen und dezentralen Kapazitätsmärkten im Vergleich? Wie sehen Sie in diesem Zusammenhang die Fokussierung von Kapazitätsmärkten auf bestimmte Energieträger?

Die Fokussierung auf bestimmte Energieträger oder Kraftwerkstypen ist kritisch zu sehen, da die bewusste Konzentration auf bestimmte Technologien planwirtschaftlich ist. Gerade die Erfahrung mit der Förderung der erneuerbaren Energien hat gelehrt, dass technologiespezifische Förderansätze zu hohen Ineffizienzen führen können.

Beim dezentralen Kapazitätsmarkt wird die Verantwortung über die Versorgungssicherheit den Energieversorgern auferlegt, die neben der Stromnachfrage auch die Nachfrage nach gesicherter Leistung decken sollen. Die gesicherte Leistung wird in Form von Leistungszertifikaten angeboten und ist handelbar. Das Niveau der Versorgungssicherheit wird daher vom Markt bestimmt und nicht wie beim zentralen Kapazitätsmarkt vorgegeben. Dadurch entsteht ein hoher administrativer Aufwand. Vorteilhaft im Vergleich zu zentralen Märkten ist aber, dass der dezentrale Kapazitätsmarkt nur seine Wirkung entfaltet, wenn der Energy-Only Markt nicht in der Lage ist, genügend Erzeugungskapazitäten zu finanzieren. Werden auf dem Energy-Only Markt ausreichend Kapazitäten finanziert, ergibt sich für die gesicherte Leistung ein Preis von Null (BDEW 2014).

6. Welche Vor- und Nachteile sehen Sie in einer europäischen Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen?

Europäisch koordinierte Kapazitätsmechanismen sind im Prinzip effizienter als nationale Insellösungen, da der Gesamtbedarf durch die gegenseitige Nutzung der günstigsten Kapazitäten jedes Landes gedeckt werden könnte. In Zeiten steigender Vernetzung der nationalen Strommärkte könnten dadurch Überkapazitäten abgebaut werden, ohne die Funktionsfähigkeit des europäischen Binnenmarktes zu gefährden.

Auf der anderen Seite bedeutet die Harmonisierung der Kapazitätsmechanismen auch einen hohen administrativen Aufwand sowie einen hohen Kontrollaufwand. Die Harmonisierung wird zudem dadurch erschwert, dass zahlreiche europäische Staaten bereits nationale Kapazitätsmechanismen implementiert haben oder im Begriff sind, solche Mechanismen zu etablieren. Das Beispiel der fehlenden europäischen Harmonisierung der Fördersysteme für Erneuerbare zeigt, dass europäisch koordinierte Kapazitätsmechanismen in der Praxis wohl kaum realisierbar sein dürften.

IV. Fördersysteme

1. **Wie effizient ist aus Ihrer Sicht das bestehende System der Direktvermarktung erneuerbarer Energien? Welche Änderungen sind aus Ihrer Sicht ggf. erforderlich?**

Die meist genutzte Form der Direktvermarktung erneuerbarer Energien beruht auf dem Marktprämienmodell, nach dem die Produzenten von grünem Strom bei dessen Verkauf am Markt zusätzlich zum Markterlös eine sogenannte gleitende Marktprämie erhalten. Diese ergibt sich aus der Differenz der anlagenspezifisch garantierten Einspeisevergütung und des monatlichen Mittelwertes des Börsenstrompreises zuzüglich einer technologiespezifischen Managementprämie. Die gleitende Marktprämie gleicht Schwankungen des Börsenpreises aus und minimiert so das Preisrisiko für die Anlagenbetreiber. In der Regel kommen die Anlagenbetreiber sogar zu Erlösen, die über die Einspeisevergütung hinausgehen.

Der ausgleichende Mechanismus der gleitenden Marktprämie sorgt in der Regel nicht dafür, dass Anlagenbetreiber sich nach der Stromnachfrage richten, da auch niedrige Börsenpreise ihre Erlöse nicht schmälern. Das für Kosteneffizienz sorgende Preissignal kommt demnach nicht bei den Anlagenbetreibern an und es gibt für diese kaum Anreize, den von ihnen produzierten Strom nicht am Markt anzubieten. Nur bei negativen Strompreisen an der Börse, deren Betrag die Höhe der Managementprämie überschreitet, würden die Betreiber ihre Anlagen abregeln. Die marktintegrative Wirkung dieses Instrumentes ist daher sehr beschränkt.

Daher ist es auch nicht als Fortschritt zu sehen, dass mit der EEG-Novelle 2014 die Direktvermarktung für Neuanlagen verpflichtend wurde, wenn die installierte Leistung 500 kW übersteigt. (Ab dem 1.1.2016 werden auch Anlagen, deren Leistung mindestens 100 kW übersteigt, zur Direktvermarktung verpflichtet.) Betreiber von Bestandsanlagen können hingegen monatlich entscheiden, nach welchem Regime sie vergütet werden möchten. Abschließend betrachtet erzeugt das Marktprämienmodell gegenüber dem Einspeisevergütungssystem gesamtwirtschaftliche Mehrkosten, ohne die intendierte Wirkung der Orientierung des Angebots an der Nachfrage auch nur annähernd zu erreichen.

Die Ziele der Marktintegration und der Reduktion der Förderkosten könnten anstatt mit einer variablen Marktprämie mit einem fixen Aufschlag auf den Börsenpreis besser erreicht werden, da damit die steuernde Funktion der Börsenpreise voll zum Tragen kommen würde. Wesentlich besser könnten diese Ziele jedoch durch einen Wechsel des Fördersystems zu einem Quotenmodell erreicht werden.

2. **In Zukunft ist die Weiterentwicklung dieses Fördersystems zu einer Mengensteuerung durch Ausschreibung angedacht. Wie sollten diese Ausschreibungen aus Ihrer Sicht institutionell ausgestaltet sein (Ausschreibungsparameter, technologieneutral/technologiespezifische Aufteilung, Turnus, Beschränkungen)?**

Es ist aus Gründen der Kosteneffizienz sehr bedauerlich, dass das bestehende Einspeisevergütungssystem wohl erst 2017 in substantieller Weise durch eine Mengensteuerung in Form von Ausschreibung ersetzt werden wird. Im Ausschreibungsmodell benennen die Auktionsteilnehmer die Menge der installierten Leistung und bieten eine Vergütung pro kWh (anzulegender Wert). Die Förderung erfolgt dann durch die gleitende Marktprämie, die sich aus der Differenz der gebotenen Vergütung und dem durchschnittlichen Börsenstrompreis ergibt. Übersteigt die Gesamtkapazität der Gebote die ausgeschriebene Kapazität, erhalten die Bieter mit den niedrigsten Geboten den Zuschlag für die Förderung bis die zu versteigern-de Kapazität erreicht ist. Liegt die Gesamtkapazität der Gebote unter dem Fördervolumen, erhalten alle Teilnehmer der Auktion den Zuschlag (Kahle, Menny 2014).²⁰

Allerdings besteht bei Ausschreibungen stets das Risiko, dass die Gewinner einer Auktion ihre wahren Kosten unterschätzen und einen zu niedrigen Vergütungssatz bieten, der die Finanzierung des Projektes gefährden kann. Dieses Phänomen wird als Winner's Curse bezeichnet. Er gilt als umso wahrscheinlicher und folgeschwerer, je größer der Bieterkreis wird. Daher sollte über Maßnahmen nachgedacht werden, die den Winner's Curse abfedern können. Dazu zählen beispielsweise Vickrey-Auktionen, bei denen der Gewinner einer Auktion den zweitniedrigsten Vergütungssatz erhält.

Zur Erreichung der höchstmöglichen Effizienz sollten diese Ausschreibungen technologieneutral gestaltet werden. Dies führt dazu, dass die kostengünstigsten Technologien ausgewählt und die Förderkosten drastisch gesenkt werden können.

Das konkrete Ausschreibungsdesign könnte in zwei Phasen aufgeteilt werden: In der ersten erfolgt eine qualitative Analyse der Gebote (z.B. Erfahrung im Anlagenbau, Standort und Auslegung). Die zweite Phase besteht aus der eigentlichen Auktion, in der die Erfüllung der zuvor festgelegten Kriterien im Rahmen eines Preis-

²⁰ Kahle, C. und M. Menny (2014), *Das Ausschreibungsmodell des EEG 2014. Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (12): 18-23.

nachlasses berücksichtigt wird. Dieses Vorgehen schlugen beispielsweise Ausubel und Cramton (2011) für die Auktionierung von Offshore-Windparks in den USA vor.²¹

Die Einführung von Ausschreibungen macht die Förderung der Erneuerbaren wettbewerblicher. Allerdings hat dieses Modell eine Reihe praktischer Probleme (Schmidt, Weigert 2014)²²: Die Verträge zwischen dem Staat und den Investoren müssen sehr genau spezifiziert werden, um so möglichst alle zukünftig auftretenden Eventualitäten zu berücksichtigen. Zudem können Versteigerungen sehr anfällig für Absprachen zwischen den Bietern sein oder es mögen nur wenige Bieter auftreten, wodurch sich jeweils der Versteigerungspreis und damit die Kosten für den Staat entsprechend erhöhen. Aus diesen und vielen anderen Gründen wäre die Einführung eines Quotenmodells vorteilhafter.

²¹ Ausubel, L.M. und P. Cramton (2011), *Comparison of Auction Formats for Auctioning Wind Rights. Report to the Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement. Washington.*

²² Schmidt, C. M. und B. Weigert (2014), *Neustart der Energiewende: Weiter ohne klares Ziel oder grundlegende Reform? Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (3): 8-12.