

Sektoruntersuchung EU-Kommission
Energiemärkte

Stellungnahme der RWE AG, Essen,
zum Zwischenbericht der EU-Kommission (16.02.2006)

12. Mai 2006

A.	Executive Summary.....	3
B.	Stromsektor	9
I.	Der Stromgroßhandelsmarkt	9
1.	Die Bedeutung wettbewerblicher Großhandelsmärkte	9
2.	Preisbildung an den Großhandelsmärkten	10
3.	Handelsvolumen und Anzahl der Marktteilnehmer	11
II.	Marktkonzentration	12
1.	Konzentrationsgrad im Erzeugungsbereich.....	13
2.	Konzentrationsgrad im Handel	14
a)	Forward-Handel.....	14
b)	Spotmarkt	15
3.	Weitere Indikationen für Marktkonzentrationen	16
a)	Häufigkeit der Preissetzung (Clearingpreis)	16
b)	Kapazitätsverknappung	17
c)	Liefermärkte.....	20
III.	Vertikale Integration.....	20
1.	Allgemeine Anmerkungen	20
2.	Langfristige Stromlieferverträge	22
3.	Vertikale Integration in Bezug auf den Netzbereich.....	23
a)	Neubauvorhaben im Kraftwerksbereich.....	24
b)	Vertikale Integration in Bezug auf den Vertrieb	24
4.	Strukturelle Entflechtung (Ownership Unbundling).....	25
IV.	Grenzüberschreitende Marktintegration	26
1.	Interkonnektorenausbau in Deutschland	26
2.	Investitionsanreize zum Ausbau von Interkonnektoren / Verwendung der Engpasserlöse	27
3.	Engpassmanagement; insbesondere explizite vs. implizite Auktionen.....	28
V.	Markttransparenz.....	30
VI.	Preisbildungsmechanismen.....	31
1.	Für die Preisbildung relevante Faktoren.....	31
2.	Bedeutung des CO ₂ -Handels für die Stromgroßhandelspreise	33
3.	Regulierte Endkundenpreise	34
C.	Gassektor	35
I.	Marktkonzentration	35
1.	Allgemeines	35
2.	Gastransport / Kapazitätsbuchungen	35
3.	Sekundärkapazitäten	37
4.	Zugang zu Importpunkten.....	37
II.	Vertikale Integration.....	37
III.	Marktintegration.....	38
1.	Geringe Aktivitäten im grenzüberschreitenden Gashandel	39
2.	Investitionssicherung	39
3.	Vermarktung von Sekundärkapazitäten	39
IV.	Transparenz	40
1.	Veröffentlichung auf stündliche Basis.....	40
2.	Auslegung der three-or-more-rule im Zusammenhang mit der Umstellung von Ampel auf Mengensystem	40
3.	Veröffentlichungspflicht bzgl. ungenutzter Kapazitäten	41
V.	Preise	42

A. Executive Summary

1. Die EU-Kommission hat am 16. Februar 2006 einen Zwischenbericht zur Sektoruntersuchung der europäischen Energiemärkte nach Art. 17 der Verordnung 1/2003 veröffentlicht. Datenbasis sind die im Sommer 2005 von den Marktteilnehmern erhobenen Informationen. Die EU-Kommission kommt dabei im Wesentlichen zu dem Ergebnis, dass die europäischen Energiemärkte für Strom und Gas nach wie vor nicht hinreichend wettbewerblich strukturiert seien und auch bis Juli 2007 nicht mit der Entwicklung eines voll funktionsfähigen, offenen und wettbewerblichen EU-weiten Energiemarkts zu rechnen sei.

Zur Herleitung dieses Ergebnisses stützt sie sich im Wesentlichen auf fünf Eckpfeiler wettbewerblicher Problembereiche, nämlich auf den hohen Grad der Marktkonzentration, starke Verschlusswirkungen wegen der vertikalen Integration einer Vielzahl von Unternehmen, einen Mangel an grenzüberschreitender Marktintegration, eine unzureichende Markttransparenz sowie vermeintliche Defizite in den Preisbildungsmechanismen.

Als weitere Schritte kündigt die EU-Kommission nicht nur die Einleitung von Kartellverfahren gegen einzelne Unternehmen sowie eine zukünftig kritischere Prüfung von Zusammenschlussvorhaben nach der europäischen Fusionskontrollverordnung an, sondern hält auch zusätzliche regulatorische bzw. strukturelle Maßnahmen zur Etablierung wettbewerblicher Marktstrukturen für erforderlich bzw. zumindest bedenkenswert, wie z. B. die sog. „strukturelle Entflechtung“.

2. RWE als europaweit tätiger Energie-Konzern unterstützt ausdrücklich die Bestrebungen der EU-Kommission zur Entwicklung eines Level Playing Fields zur Erreichung effektiven Wettbewerbs im europäischen Energiesektor. Insofern teilt RWE die kritische Einschätzung der EU-Kommission zu einzelnen, insb. aus Staatsmonopolen erwachsenen Märkten, die trotz einer frühzeitigen Regulierung noch nicht hinreichend wettbewerblich strukturiert sind. Ferner befürwortet RWE den Ansatz der EU-Kommission, dass die Marktintegration europaweit weiter voranschreiten muss, um die bereits zu beobachtenden grenzüberschreitenden Marktentwicklungen, wie etwa im Großhandelsmarkt, weiter zu forcieren.

3. Für den deutschen Strommarkt belegen die Detailbewertungen und Einzelaussagen des Zwischenberichts jedoch keinesfalls, dass dieser Markt nicht hinreichend wettbewerblich arbeitet bzw. strukturiert ist. Vielmehr lässt sich anhand einer Vielzahl von zutreffenden Auswertungen und Einzelergebnissen der EU-Kommission eindrucksvoll unter Beweis stellen, dass hier wirksamer Wettbewerb besteht, der weit über das Maß in den meisten anderen Mitgliedstaaten hinausgeht. Für Deutschlands Strommarkt lässt sich die eingangs beschriebene, allgemein negative Einschätzung der EU-Kommission zur Entwicklung der Energiemärkte gerade nicht an Hand der Details des Zwischenberichts belegen, wie nachfolgend noch im Einzelnen dargestellt wird. Bei einer genauen Betrachtung der Ermittlungsergebnisse – und den gebotenen, noch näher zu erläuternden Korrekturen und Richtigstellungen zu einzelnen Schlussfolgerungen der EU-Kommission – trifft die vielfach im politischen und medialen Umfeld vernommene Behauptung nicht zu, dass der Wettbewerb auf dem deutschen Stromsektor gerade im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten weniger weit entwickelt bzw. weniger intensiv sei, etwa weil in Deutschland ein Regulierungssystem erst sehr spät etabliert wurde.
4. Prägnanter Beleg für die klar wettbewerblichen Strukturen im deutschen Strommarkt ist dabei etwa der im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten sehr moderate, wenn nicht sogar geringe Konzentrationsgrad auf der Erzeugungsseite sowie im Handelsgeschehen am deutschen Großhandelsmarkt. Soweit der Zwischenbericht für den deutschen Strommarkt allerdings den Eindruck erweckt, dass einzelne Erzeugungskapazitäten bewusst und zu Zwecken der Preissteigerung stillgelegt oder regelmäßig nicht angefahren werden, trifft dies insbesondere für RWE nicht zu. Ein solches Verhalten wäre auch im Hinblick auf die Funktionalitäten des Stromgroßhandelsmarkts in Deutschland wirtschaftlich nicht nachvollziehbar. Im Gegenteil haben RWE und andere deutsche Erzeuger etwa ältere Gaskraftwerke, die wegen geringer Wirtschaftlichkeit zur Stilllegung vorgesehen waren, wieder produktionsfähig gemacht und eingesetzt.

Weiterer Beleg ist die Entwicklung eines äußerst wettbewerblichen, liquiden und transparenten Stromgroßhandelsmarkts, der Leitbildfunktion für die anderen europäischen Mitgliedstaaten hat und maßgeblich zur bereits weit fortgeschrittenen Etablierung grenzüberschreitender Handelsaktivitäten beiträgt. So ist der deutsche Stromgroßhandelsmarkt über die EEX und den OTC-Handel der liquideste in Europa, mit allein 137 sehr heterogenen, im zunehmenden Maße erzeugungsunabhängigen

Teilnehmern an der Börse und einem Gesamthandelsvolumen von ca. 2,5 Mio. GWh im Jahr 2005. Die Erzeugungskapazitäten in Deutschland werden über den Großhandelsmarkt bzw. zu den Konditionen des Großhandelsmarkts abgesetzt, ohne dass für integrierte Unternehmensgruppen die Möglichkeit bzw. die Sinnhaftigkeit bestünde, die konzernzugehörigen Vertriebe gegenüber anderen Marktteilnehmern zu bevorzugen. Die Funktionalität und Liquidität des Großhandelsmarkts wird in Deutschland übrigens auch nicht durch staatlich protektionierte bzw. regulierte Sondertarife für einzelne Kundengruppen beeinträchtigt, wie dies zum Beispiel in Frankreich oder Spanien der Fall ist. Ferner belegt der von der EU-Kommission ermittelte geringe Grad der Marktkonzentration bei den Forward- aber auch bei Spot-Produkten, dass die Großhandelspreise nicht von einzelnen Marktteilnehmern beeinflusst werden können, was bei den derzeit 137 Handelsteilnehmern an der EEX auch gar nicht möglich wäre und im Übrigen von den zuständigen Überwachungsorganen (Börsenaufsicht bzw. Börsenrat) bisher nie problematisiert wurde. Die Grundvoraussetzung für wettbewerbliche Strommärkte, nämlich ein funktionierender und liquider Großhandelsmarkt, ist in Deutschland somit – anders als in anderen Mitgliedstaaten – bereits erfüllt und zwar vollkommen unabhängig von der zwischenzeitlichen gesetzgeberischen Regulierungsentscheidung. Nicht zuletzt ist der deutsche Strommarkt - weder auf Großhandels- noch auf Vertriebssebene - von Langfristprodukten geprägt oder gar dominiert, wie dies von der EU-Kommission in anderen Mitgliedstaaten bemängelt wird.

Auch im klassischen Stromvertriebsgeschäft belegt die signifikante Anzahl an Kundenwechseln, dass der Wettbewerb funktioniert, nicht zuletzt aufgrund der Funktionen des Großhandelsmarkts, der die im Zwischenbericht kritisierten angeblichen wettbewerblichen Nachteile einer vertikalen Integration zwischen Erzeugung und Vertrieb durch Schaffung einer rein auf Marktpreisen basierenden ökonomischen Schnittstelle beseitigt. So hat der RWE Konzern für das Jahr 2006 mehr als die Hälfte seiner Stromproduktion über den Großhandelsmarkt abgesetzt, auf dem sich auf der Abnehmerseite zunehmend industrielle Endkunden und Weiterverteiler finden.

5. Des Weiteren sind seit dem vergangenen Jahr zahlreiche unternehmerische Impulse der Marktteilnehmer zur Belebung des Wettbewerbs zu verzeichnen. Als Beispiel sei hier nur genannt, dass die größten deutschen Stromerzeuger nunmehr auf Basis des EURELECTRIC-Berichts zur Markttransparenz (Februar 2006) als „First Mover“ die

Initiative ergriffen haben und aggregierte Erzeugungsdaten (Kraftwerkspark, Einsatz) über die EEX veröffentlichen, um ein erhöhtes Maß an Transparenz für sämtliche Marktteilnehmer zu gewährleisten. Auch diese, den Wettbewerb weiter belebende Entwicklung kann in den Zwischenergebnissen der Sector Inquiry zwangsläufig noch keine Berücksichtigung finden.

6. RWE begrüßt sämtliche Initiativen, auf Basis des geltenden Rechtsrahmens eine stärkere Integration der europäischen Strommärkte zu erreichen. Die grenzüberschreitende, regionale Koordination von wettbewerblichen Engpassmanagementverfahren, die Beseitigung fortbestehender Hemmnisse im grenzüberschreitenden Handel (z. B. unterschiedliche Clearing-Zeitpunkte) sowie die Einführung eines grenzüberschreitenden Intra-Day-Handels stellen für RWE Schritte dar, die von der EU-Kommission identifizierten Wettbewerbsprobleme zu beseitigen. RWE unterstützt in diesem Zusammenhang aktiv die verschiedenen Initiativen, wie etwa die Arbeiten des Pentilateralen Forums und die jüngste ERGEG-Initiative. Wir setzen darauf, dass in diesem Rahmen möglichst kurzfristig die notwendigen Schritte unternommen werden, um die bestehende Infrastruktur möglichst effizient zu nutzen.

Soweit der Zwischenbericht entsprechende Marktdefizite bei der grenzüberschreitenden Integration bemängelt, trifft dies nur sehr begrenzt auf den deutschen Großhandelsmarkt, seine Kuppelkapazitäten zu anderen Mitgliedstaaten sowie insbesondere auf die RWE-Infrastrukturen zu. Insbesondere war nach dem Zwischenbericht an den deutschen Außengrenzen allgemein kein besonders häufiges Auftreten von Engpässen zu verzeichnen.

7. Ferner sind auch auf den deutschen Gasmärkten entgegen den Zwischenergebnissen der Sektoruntersuchung beachtliche Fortschritte zu einer weiteren Intensivierung der wettbewerblichen Marktstrukturen zu verzeichnen.

Wichtiger Ausgangspunkt für diese Beobachtung ist zunächst, dass der Grad der Marktkonzentration in Deutschland auf Grund der historischen Begebenheiten deutlich geringer ist als in vielen anderen Mitgliedstaaten. In Deutschland sind eine Vielzahl von angestammten und neuen Wettbewerbern mit sich teilweise substantiell überschneidenden Netzgebieten tätig, nämlich insgesamt ca. 600 Unternehmen, von denen ein beträchtliches Wettbewerbspotential ausgeht.

RWE steht einer weiteren Belebung des Gaswettbewerbs sowohl in Deutschland als auch in den anderen Mitgliedstaaten äußerst positiv gegenüber und bekräftigt die EU-Kommission in ihrem Ansatz, ein europaweites Level Playing Field zu schaffen und weiter bestehende Marktzutrittsschranken abzubauen. RWE hat hierzu sowohl in Deutschland als auch in Tschechien bereits signifikant beigetragen.

Gerade die jüngste Gaskrise in der Ukraine zeigt jedoch, dass der Aspekt der Versorgungssicherheit sowie die Implikationen einer weltweit steigenden Energienachfrage für Europa insbesondere im Gassektor nicht aus den Augen verloren werden dürfen und eine kohärente Strategie der europäischen Union sowie der Mitgliedstaaten erfordern, die alle Primärenergieträger umfasst.

8. Nicht zuletzt sei angemerkt, dass die Zwischenergebnisse der Sektoruntersuchung lediglich einen Berichtszeitraum bis zum Sommer 2005 abdecken und die Marktentwicklung insbesondere in Deutschland sowohl im Hinblick auf den gesetzgeberischen Rahmen als auch auf die faktische Fortentwicklung deutlich vorangeschritten ist.

So ist z. B. am 13. Juli 2005 das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts in Kraft getreten. Dem folgend sind am 29. Juli 2005 die Verordnungen über den Zugang zu Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen sowie die Verordnungen über die Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen in Kraft getreten. Diese legislativen Änderungen im energiepolitischen Ordnungsrahmen finden in den Zwischenergebnissen der Sektoruntersuchung keinen Niederschlag. Die Kernelemente der gesetzlichen Neuerungen, nämlich die Regulierung der Netznutzungsentgelte und die – von RWE bereits seit längerem vollständig umgesetzte - rechtliche Entflechtung des Netzes, tragen maßgeblich dazu bei, dass die Wettbewerbsintensität in Deutschland weiter zunimmt und zusätzliche Anreize für Markteintritte geschaffen werden.

9. Insgesamt belegen die Detailauswertungen des Zwischenberichts - anders als die daraus von der EU-Kommission gezogenen und von uns insoweit nicht geteilten Schlussfolgerungen, dass insbesondere für den deutschen Energiemarkt derzeit kein Bedarf an weiteren regulatorischen oder gar strukturellen Maßnahmen besteht. Bereits vor Inkrafttreten des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes hatte der deutsche Strommarkt insb. auf Grund des funktionierenden und liquiden Groß-

handelsmarkts eine beachtliche Wettbewerbsintensität erreicht. Durch die zwischenzeitlichen gesetzgeberischen Maßnahmen werden noch zusätzliche Anreize für eine weitere Belebung des Wettbewerbs in Deutschland sowohl auf dem Strommarkt als auch auf dem Gasmarkt geschaffen. Es entspricht den Grundsätzen eines „good government“ bzw. „good administration“, die vollständige Etablierung und Effektivität dieser Maßnahmen zunächst abzuwarten bzw. zu etablieren, bevor über weitere hoheitliche Maßnahmen nachzudenken ist.

Zuzustimmen ist der EU-Kommission insoweit, als es ihr ein wichtiges Anliegen bzw. eine Kernaufgabe sein muss, die ordnungsgemäße Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas in allen Mitgliedstaaten mit Nachdruck sicherzustellen, da nur so ein Level Playing Field für die europäischen Energiemärkte geschaffen werden kann. Dies muss Vorrang haben vor weiteren regulatorischen oder gesetzgeberischen Maßnahmen, die – jedenfalls für Deutschlands Strom- und Gasmarkt – aus dem Zwischenbericht zur Sektoruntersuchung nicht herleitbar oder begründbar sind.

B. Stromsektor

I. Der Stromgroßhandelsmarkt

1. Die Bedeutung wettbewerblicher Großhandelsmärkte

RWE begrüßt ausdrücklich, dass die EU-Kommission im Zwischenbericht zur Sektoruntersuchung die Bedeutung des Großhandelsmarkts im Detail untersucht und seine wettbewerbsfördernden Funktionen für den gesamten Elektrizitätssektor anerkennt (vgl. Rdnr. 326 ff.). RWE teilt die Auffassung der EU-Kommission, dass das Vertrauen sämtlicher Marktteilnehmer in das sachgerechte Funktionieren der Großhandelsmärkte und in die dortigen Preisbildungsmechanismen von größter Bedeutung für die Entwicklung wettbewerblicher Strommärkte sind.

Die nachfolgenden Ergebnisse des Zwischenberichts beweisen dabei eindrucksvoll, dass dieses Vertrauen in den deutschen Stromgroßhandelsmarkt in vollem Umfang gerechtfertigt ist, der maßgeblich zu den folgenden, auch von der EU-Kommission anerkannten Vorteilen und positiven Elementen (vgl. insg. Rdnr. 327) beiträgt:

- Gewährleistung effektiven Wettbewerbs auf der Erzeugungs- und der Absatzstufe
- effiziente Allokation von Investitionen und verbesserte Versorgungssicherheit
- effizienter Einsatz des Kraftwerksparks
- effizientes Risikomanagement sowie
- effizienter Einsatz und Ausbau der Netzinfrastruktur

Insofern sind die Beschreibungen des Zwischenberichts zur Funktionalität der Großhandelsmärkte (Rdnr. 328 - 339), zu den einzelnen Marktteilnehmern, den Marktplätzen und den gehandelten Produkten zutreffend und auch für den deutschen Großhandelsmarkt einschlägig. Hervorzuheben ist dabei die Beobachtung der EU-Kommission, dass Handelsprodukte an den einzelnen Strombörsen und den jeweiligen OTC-Märkten in großem Umfang vergleichbar bzw. identisch sind, so dass effektive Arbitrage-Möglichkeiten zwischen den Han-

delsplätzen bestehen. Für den deutschen Großhandelsmarkt wird dies sehr plastisch für Day Ahead-/Baseloadpreise an der EEX und am OTC-Markt belegt, die in hohem Umfang korrelieren (Rdnr. 340). Der deutsche Großhandelsmarkt kann somit keinesfalls ausschließlich auf die EEX und das dortige Handelsvolumen reduziert werden. Vielmehr ist der OTC-Handel in vollem Umfang in sämtliche Bewertungen und Aussagen zum Großhandelsmarkt mit einzubeziehen, da die hier gehandelten Strommengen die EEX-Mengen um ein Vielfaches überschreiten.

2. Preisbildung an den Großhandelsmärkten

Die EU-Kommission erkennt zutreffend, dass die Preisbildung in wettbewerblichen Stromgroßhandelsmärkten nach dem Grenzkostenprinzip erfolgt. Danach ist das Kraftwerk preissetzend, das nach den variablen Kosten der Merit Order des Kraftwerksparks gerade noch zur Bedarfsdeckung benötigt wird (Grenzkostenkraftwerk).¹

So erfolgt auch die Preisbildung bei RWE strikt nach dem Grenzkostenprinzip. Soweit der Zwischenbericht in Rdnr. 344 ausführt, dass die Erzeuger den Strom auch nach anderen Preismechanismen anbieten könnten, trifft dies auf den RWE-Kraftwerkspark in Deutschland nicht zu. Die im Zwischenbericht angedeuteten alternativen Preismechanismen würden vielmehr dazu führen, dass der Kraftwerkseinsatz gerade nicht mehr so effizient gesteuert werden kann, wie dies durch das Grenzkostenprinzip gewährleistet ist.

Soweit die EU-Kommission demgegenüber annimmt, dass marktstarke Erzeuger die Möglichkeit hätten, die Spotmarktpreise zu beeinflussen (sei es im Sinne von Preissteigerungen, sei es im Sinne einer erhöhten Preisvolatilität), bleiben die Ausführungen des Zwischenberichts an dieser Stelle theoretischer Natur und werden nicht durch Fakten untermauert. Zur Preisvolatilität wäre der Zwischenbericht im Übrigen um die Auswirkungen der Windenergie auf die Entwicklung des Spot-Großhandelspreises zu ergänzen. Insbesondere in Deutschland hat sich die Windenergie als wesentlicher Treiber für die Preisvolatilität im Spotmarkt entwickelt.

¹ Zur Relevanz der CO₂-Zertifikatepreise beim Grenzkostenprinzip vgl. unten, VI. 2.

Der Zwischenbericht erkennt ferner, dass sich die Preisbildung im Retailbereich ebenfalls nach den Großhandelspreisen richtet. Durch die, über den Spot-Großhandelsmarkt zu realisierende, wirtschaftlich optimierende Make-or-Buy-Entscheidung wird sichergestellt, dass eine vertikale Integration zwischen der Erzeugung und dem Vertrieb gerade keine strukturellen Wettbewerbsvorteile gegenüber solchen Marktteilnehmern mit sich bringt, die nicht über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen (vgl. Rdnr. 350 - 351).

3. Handelsvolumen und Anzahl der Marktteilnehmer

Die Ermittlungen der EU-Kommission zu den Handelsvolumina und zur Anzahl der Marktteilnehmer auf den europäischen Großhandelsmärkten belegen eindrucksvoll, dass der deutsche Großhandelsmarkt im europäischen Vergleich zu den liquidesten und wettbewerbsfähigsten Märkten zählt (Rdnr. 353 - 363).

So zeigen die Tabellen unter den Rdnr. 352 und 353 einerseits, dass das Spotmarkt-Handelsvolumen in Deutschland mittlerweile einen erheblichen Anteil des gesamten Elektrizitätsverbrauchs in Deutschland ausmacht, nämlich mehr als 18 % (EEX und OTC). Andererseits belegen die Tabellen, dass das Handelsvolumen an der EEX im Vergleich zu anderen europäischen Börsen (insbesondere Powernext und APX) seit 2001 am kontinuierlichsten und am deutlichsten gestiegen ist. Dies wird auch anhand der nachfolgenden RWE-internen Auswertung deutlich.

Noch deutlicher zeigt sich die Liquidität des Großhandelsmarkts bei Betrachtung der Forward-Märkte (Tabelle 17, Rdnr. 356). Hier macht das Handelsvolumen nach den Zwischenergebnissen von Juni 2004 bis Mai 2005 auf den deutschen Stromgroßhandelsmärkten sogar mehr als 600 % des tatsächlichen Stromverbrauchs in Deutschland aus und liegt damit im europäischen Vergleich auf einer Spitzenposition. Erstaunlich ist in diesem Zusammenhang, dass für die Nordpool-Regionen - also für einen der in der öffentlichen Darstellung angeblich transparentesten und liquidesten Strommärkte - keine Angaben zum OTC-Geschäft vorliegen. Das Handelsvolumen in Frankreich und Belgien ist demgegenüber auf Grund des dortigen Konzentrationsgrads sehr gering.

Bei der Anzahl der Marktteilnehmer und Handelspartner erkennt der Zwischenbericht zutreffend, dass neben Nordpool der deutsche Großhandelsmarkt die

höchste Anzahl an Marktteilnehmern aufweist und die höchste Anzahl an Händlern aus der Finanzbranche bzw. proprietäre Händler aufweist. Dies ist ein klares Zeichen für das Funktionieren und die Wettbewerbsfähigkeit des jeweiligen Großhandelsmarkts, da solche Händler nur dann auf einem Großhandelsmarkt agieren, wenn gerade diese Strukturmerkmale vorliegen. Wäre die Preisbildung am deutschen Stromgroßhandelsmarkt tatsächlich nicht wettbewerbsfähig bzw. sogar von einzelnen Marktteilnehmern koordiniert oder manipuliert - wie vereinzelt und ohne nähere Belege behauptet - hätten sich proprietäre Händler bzw. Händler aus der Finanzbranche längst aus dem Markt zurückgezogen.

Auch im deutschen OTC-Geschäft, auf dem RWE seine Handelspartner anders als an der EEX namentlich kennt, ist die gleiche Entwicklung mit deutlich wachsenden Handelsaktivitäten von Banken und der großen Öl- und Gasförderer aus dem Upstream-Bereich zu verzeichnen.

Die von der EU-Kommission im Zwischenbericht ermittelten Marktteilnehmerzahlen (auf dem Forward-Markt ca. 34 Händler, auf dem Spotmarkt ca. 35 Händler vgl. die Tabellen 18 und 19) spiegeln das Marktgeschehen auf dem deutschen Großhandelsmarkt im Übrigen nur unvollständig wider, da nur solche Händler genannt werden, die mehr als 0,5 % des Marktvolumens gehandelt haben. Allein an der EEX handeln derzeit insgesamt ca. 137 Marktteilnehmer, davon beträchtliche Teile aus dem Ausland sowie aus dem Finanzsektor.

II. Marktkonzentration

Die Auswertungen der EU-Kommission belegen, dass die Konzentration in Deutschland deutlich hinter den Konzentrationsgraden in anderen Mitgliedstaaten wie etwa in Frankreich oder Belgien zurückbleibt. Dies gilt sowohl für den Erzeugungsbereich als auch den Handelsbereich. Ferner trifft es für RWE nicht zu, dass Kraftwerkskapazitäten vollständig vom Netz genommen wurden oder im Einzelfall nicht eingesetzt wurden, um den Strompreis nach oben zu beeinflussen. Diese Punkte werden nachfolgend noch im Detail erläutert.

Zuvor ist allerdings noch auf die vorläufige Prämisse der EU-Kommission einzugehen, dass die Energiemärkte nach wie vor nicht grenzüberschreitend, sondern national abzugrenzen seien (Rdnr. 373 - 375). In Bezug auf Deutschland teilen wir

diese Einschätzung nicht, bekräftigen aber die EU-Kommission in ihrem Vorbehalt (Rdnr. 375), dass für eine abschließende Beurteilung jedenfalls eine detailliertere Bewertung erforderlich sein muss. Insbesondere im Hinblick auf die grenzüberschreitende Leitbildfunktion des deutschen Großhandelsmarkts, die deutliche Preiskorrelation mit den Großhandelspreisen in den einzelnen Mitgliedstaaten (nochmals verstärkt durch den zwischenzeitlich eingeführten CO₂-Emissionshandel), die im europäischen Vergleich überdurchschnittlich ausgebauten Kuppelkapazitäten in Deutschland sowie die grenzüberschreitenden Aktivitäten einer Vielzahl von Wettbewerbern liegt der Schluss nahe, dass jedenfalls Österreich und die Niederlande, ggf. aber auch Frankreich, einen gemeinsamen Markt mit Deutschland bilden.

1. Konzentrationsgrad im Erzeugungsbereich

Der Zwischenbericht der Sektoruntersuchung belegt, dass der Konzentrationsgrad im deutschen Erzeugungsbereich allenfalls moderat, wenn nicht im Vergleich zu anderen EU-Mitgliedstaaten gering ist. So verfügen die vier größten Energieversorger in Deutschland im Jahr 2004 lediglich über 22,3 %, 22,1 %, 13,9 % bzw. 13,5 % der installierten Kapazität. Die von diesen Unternehmen erzeugten Mengen verteilten sich im Jahr 2004 auf 24,9 %, 28,4 %, 14,5 % bzw. 13,5 % (vgl. Annex C des Zwischenberichts, S. 201).

Der Konzentrationsgrad liegt somit deutlich unter denen in Belgien, Frankreich und Dänemark (vgl. Annex C des Zwischenberichts). Darüber hinaus werden die Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energiequellen im Zwischenbericht offensichtlich nicht in vollem Umfang berücksichtigt (vgl. Rdnr. 380). Wäre dies der Fall, würde sich die Marktkonzentration in Deutschland voraussichtlich noch weiter reduzieren. In gleicher Weise unberücksichtigt bleibt der Einfluss von im Ausland belegenen Erzeugungskapazitäten. Auf Grund der hohen Kuppelkapazität, die sich auf 16 % der installierten Kraftwerksleistung bzw. 22 % der inländischen Netzhöchstlast beläuft, sind diese ebenfalls marktrelevant.

Im Übrigen steht der deutsche Strommarkt auch hinsichtlich des Erzeugungsbereichs vollständig für ausländische Wettbewerber offen. So halten ausländische Unternehmen in zwei der vier großen deutschen Erzeuger substantielle Beteiligungen, nämlich das schwedische Staatsunternehmen Vattenfall eine 100 %ige

Beteiligung an Vattenfall Europe (hervorgegangen aus HEW und Bewag) sowie EdF eine 45 %ige, Mitkontrolle begründende Beteiligung an EnBW.

Ergänzend ist hervorzuheben, dass derzeit in Deutschland eine Vielzahl von Kraftwerksprojekten mit einer Kapazität von ca. 18.000 MW geplant und projektiert werden. Ein erheblicher Teil dieser Neubaukapazitäten werden nicht von den vier größeren Stromproduzenten geplant, sondern von Stadtwerke(-kooperationen wie etwa Trianel in Hamm) bzw. von ausländischen Wettbewerbern (z. B. von Statkraft in Hürth). Der Grad der Marktkonzentration im Erzeugungsbereich wird sich daher in Deutschland in absehbarer Zeit weiter reduzieren, ohne dass regulatorische oder gesetzgeberische Eingriffe erforderlich wären.

Soweit im Zwischenbericht darüber hinaus Möglichkeiten thematisiert werden, über den hohen Konzentrationsgrad in der Erzeugungssparte die Strompreise zu beeinflussen bzw. nach oben zu treiben (Rdnr. 377 und 378 bzw. 383), bleiben die Ausführungen der EU-Kommission rein abstrakter Natur. Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang die klarstellende Aussage der EU-Kommission, dass die theoretischen Grundlagen bzw. die Möglichkeiten für derartiges Verhalten nicht zwangsläufig bedeuten müssen, dass die ggf. bestehende Marktmacht auch in dieser Art und Weise ausgenutzt wird. Die EU-Kommission argumentiert zutreffend, dass dies allenfalls ein erster Schritt für weitere Prüfungen und Bewertungen sein kann (Rdnr. 383). Für RWE kann bereits an dieser Stelle die Aussage getroffen werden, dass die Marktstellung im Erzeugungsbereich nicht zu entsprechenden Zwecken eingesetzt wurde (zu weiteren Einzelheiten siehe unten).

2. Konzentrationsgrad im Handel

a) Forward-Handel

Die Untersuchungen der EU-Kommission zum Forward-Handel (Baseload, Jahresvertrag) belegen, dass der Konzentrationsgrad auf den Handelsmärkten, insbesondere in Deutschland, nochmals deutlich hinter dem Konzentrationsgrad in der Erzeugungssparte zurückbleibt. So entfallen auf die größten vier Handelsteilnehmer in Deutschland in 2004 lediglich 36 % (Verkäuferseite) bzw. 30 % (Käuferseite). Die EU-Kommission konstatiert insofern zutreffend, dass sogar europaweit keine einzige Tradingplattform identifiziert werden konnte, auf der einzelnen Marktteilnehmer systematisch eine markt-

beherrschende Stellung zugekommen ist, wie aber von einzelnen Marktteilnehmern und Beschwerdeführern behauptet wurde. Ferner erkennt die EU-Kommission, dass hinreichende Transaktionsmöglichkeiten zwischen den einzelnen Handelsplätzen bestehen. Demnach wäre es für das Funktionieren des Handelsmarkts auch unschädlich, wenn an einzelnen Handelsplätzen ein marktmächtiger Teilnehmer partizipieren würde (vgl. Rdnr. 390 und Fußnote 201).

Auch die Untersuchungen zur zeitlichen Entwicklung des Konzentrationsgrads im Forward-Handel (Rdnr. 391 ff.; Annex E) belegen, dass die Handelsanteile im deutschen Terminmarkt selbst bei einem dynamischen Marktvolumen im Wesentlichen stabil bleiben, wohingegen etwa für den niederländischen Terminhandel signifikante Schwankungen zu verzeichnen sind.

Zu Annex E (zeitliche Entwicklung des Konzentrationsgrads im Forward-Handel) ist darauf hinzuweisen, dass die Grafiken zu Deutschland nur begrenzt mit den Grafiken zu anderen Mitgliedstaaten vergleichbar sind. Denn die Y-Achse der Deutschland-Grafiken ist auf das 10fache Volumen der anderen Grafiken bzw. Mitgliedstaaten dimensioniert. Würde man somit die Ländervergleiche „übereinanderlegen“, wäre das Handelsvolumen auf dem deutschen Großhandelsmarkt signifikant größer als in den anderen Mitgliedstaaten.

b) Spotmarkt

Auch für die Spotmärkte belegen die Ermittlungen der EU-Kommission, dass die dortigen Konzentrationsgrade (insbesondere für Deutschland) deutlich unter dem Konzentrationsgrad auf der Erzeugungsstufe liegen. So vereinen die vier größten Handelsteilnehmer an der EEX (Verkäuferseite) im Jahr 2004 lediglich 51 % bzw. für 2005 (Januar bis Juli) lediglich 49 % auf sich und liegen damit deutlich unter dem Konzentrationsgrad bei Nordpool (Annex F), wo einzelne Marktteilnehmer Anteile von über 60 % auf sich vereinen.

Hervorzuheben ist bei der Betrachtung der Spotmärkte und der festgestellten Marktanteile, dass nach den Zwischenergebnissen auf der Verkäuferseite - anders als bei den Forward-Märkten - nahezu ausschließlich Händler mit eigenen Erzeugungskapazitäten tätig sind; vermutlich, um über den Spotmarkt

ihren kurzfristigen Kraftwerkseinsatz zu optimieren. Fast 50 % des Spotmarktangebotsvolumens an der EEX entfallen somit auf andere Marktteilnehmer bzw. Erzeuger und nicht auf die vier größeren Stromerzeuger in Deutschland.

Der Zwischenbericht zur Sektoruntersuchung liefert somit einen weiteren Beweis dafür, dass die Spotmarktpreise in Deutschland nicht von den vier größeren Stromerzeugern bestimmt bzw. sogar beeinflusst werden. Vielmehr werden die Preise durch eine Vielzahl von Marktteilnehmern nach wettbewerblichen und transparenten Prinzipien auf einem sehr liquiden Handelsmarkt gebildet.

3. Weitere Indikationen für Marktkonzentrationen

a) Häufigkeit der Preissetzung (Clearingpreis)

- aa) Zur Ermittlung etwaiger Marktmacht im Erzeugungsbereich bzw. an den Großhandelsmärkten untersucht der Zwischenbericht, wie häufig einzelne Marktteilnehmer den Clearingpreis an den einzelnen Strombörsen bestimmen. Dabei geht die EU-Kommission von der Prämisse aus, dass die Marktmacht einzelner Unternehmen an den Strombörsen umso größer ist, je häufiger sie in einem bestimmten Zeitraum preissetzend sind.

Der Zwischenbericht kommt hier zu dem ausdrücklichen Ergebnis, dass neben der APX und Powernext auch an der EEX eine entsprechend große Anzahl von Unternehmen tätig ist, die mit ihren Angeboten den Clearingpreis setzen. Dabei entfallen auf die insoweit „führenden“ Unternehmen an der EEX nur geringe Anteile, nämlich 17 % auf die Nummer 1, 13 % auf die Nummer 2 und 11 % auf die Nummer 3 (vgl. Tabelle 20, Rdnr. 404). Lediglich an der APX sind ausweislich der Tabelle 20 die Preissetzungshäufigkeiten bei den drei insoweit führenden Unternehmen geringer verteilt. Auffällig ist in diesem Zusammenhang, dass an der Nordpool auch bei Betrachtung sämtlicher Zonen die Preissetzungshäufigkeit der ersten drei Marktteilnehmer deutlich höher liegt (nämlich 34 %, 35 % und 27 %).

- bb) Darüber hinaus untersucht die EU-Kommission auch ein Preisintervall um den Grenzkostenpreis, nämlich Angebote die zwischen 10 % über und 10 % unter dem Clearingpreis liegen. Betrachtungsgegenstand ist dabei, welche Anbieter in diesem Intervall für mehr als 50 % der angebotenen Menge zeichnen.

Zu dieser Ermittlungsmethode ist zunächst anzumerken, dass aus den untersuchten Preisintervallen keine Rückschlüsse auf eine etwaige Marktmacht gezogen werden können. Denn die einzelnen Unternehmen haben gerade keine Kenntnis darüber, welches konkrete Gebot zur aktuellen Stunde den Marktpreis bestimmt.

Im Übrigen zeichnen die Ermittlungsergebnisse auch für das Preisintervall einen eher moderaten Konzentrationsgrad an der EEX im Vergleich zu den anderen Strombörsen nach, nämlich 11 % im Jahr 2004 und 25 % in 2005 (Januar bis August). Auch bei dieser Betrachtung ist bezeichnend, dass der Konzentrationsgrad an der Nordpool - selbst bei einer Betrachtung über sämtliche Regelzonen - deutlich über der EEX liegt, nämlich bei 25 % im Jahr 2004 und 50 % im Jahr 2005.

Insgesamt liefert der Zwischenbericht zur Sektoruntersuchung somit eine Vielzahl von Indizien und Ergebnissen, die die Vorbildfunktion des Nordpool-Markts gegenüber anderen Märkten in Frage stellen, insbesondere im Vergleich zum deutschen Großhandelsmarkt.

b) Kapazitätsverknappung

- aa) In den Rdnr. 410 ff. untersucht der Zwischenbericht, ob einzelne Marktteilnehmer Kraftwerkskapazitäten zurückgehalten haben - sei es durch kurzfristigen Nichteinsatz, sei es durch komplette Stilllegung. Dabei vergleicht sie zunächst die Lastfaktoren in Deutschland für die Jahre 2000, 2004 und 2005. Hier kommt der Zwischenbericht selbst zu dem Ergebnis, dass die Korrelation zwischen den Grenzkosten und den Lastfaktoren in der Betrachtungsperiode insgesamt gestiegen ist, dass also der Lastfaktor der Kraftwerke mit geringen Grenzkosten im Betrachtungszeitraum im Durchschnitt gestiegen ist (Rdnr. 415).

Soweit der Zwischenbericht gleichwohl problematisiert, dass Kraftwerke mit vergleichbaren Grenzkosten durchaus unterschiedliche Lastfaktoren aufweisen, ist der Zwischenbericht weit davon entfernt, hieraus Marktmacht oder gar Manipulationsmöglichkeiten für einzelne Erzeuger abzuleiten. Vielmehr stellt der Zwischenbericht klar, dass dies auf eine Reihe von sachlichen Gründen zurückzuführen sein kann, wie z. B. die Wärmegebundenheit einzelner Kraftwerke (Rdnr. 416). Darüber hinaus stellt der Zwischenbericht ausdrücklich klar, dass bei der Bewertung der Lastfaktoren auch die Wartungsintervalle für die jeweiligen Kraftwerksparks berücksichtigt werden müssen. Dies ist in den Zwischenergebnissen bisher nicht geschehen (so ausdrücklich Rdnr. 412). Gleiches gilt offensichtlich für außerplanmäßige Ausfälle.

Für die RWE-Kraftwerke ist zu betonen, dass sie - abgesehen von turnusmäßigen Wartungen und außerplanmäßigen Ausfällen - in vollem Umfang nach der aktuellen Marktnachfrage und der konkreten Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlage eingesetzt werden. In diesem Zusammenhang ergibt sich die Wirtschaftlichkeit - wie auf jedem anderen Commodity-Markt auch - durch den Vergleich des jeweiligen Grenzkostenpreises (auf Basis variabler Kosten) mit den tatsächlichen Kosten des einzelnen Kraftwerks. Ein bewusstes Zurückhalten von Kraftwerkskapazitäten bzw. eine Reduzierung des Lastfaktors wäre in diesem Zusammenhang wirtschaftlich unsinnig und wird von RWE nicht praktiziert

- bb) Darüber hinaus untersucht der Zwischenbericht die Portfolien der größeren deutschen Stromerzeuger und deren Entwicklung im Zeitraum von 2000 - 2005. Dabei kommt er zu dem Ergebnis, dass sich die Merit Order insgesamt nach links verschoben habe und sich die Kapazitäten im Betrachtungszeitraum um ca. 4.100 MW reduziert hätten (Rdnr. 418). Hieraus leitet der Zwischenbericht offensichtlich nachteilige Konsequenzen für die Preisentwicklung und die Wettbewerbsstruktur des deutschen Strommarkts ab und kritisiert, dass ein Großteil der stillgelegten Kapazitäten Kraftwerke mit geringen Grenzkosten im Grundlastbereich betrifft.

Der Zwischenbericht lässt an dieser Stelle deutlich an Ausgewogenheit vermissen. Zu den Stilllegungen ist insbesondere in Erinnerung zu rufen, dass den deutschen Erzeugern noch im Jahr 2000 Überkapazitäten, überflüssige Vorhaltekosten und demzufolge überhöhte Preise vorgeworfen wurden. Außerdem verlangte die Politik von den großen Kraftwerksbetreibern eine Abschaltung von Anlagen mit geringer Wirksamkeit und spezifisch höheren CO₂-Emissionen. Diesem Anspruch sowie der ökonomischen Logik folgend, wenig effiziente und mittelfristig nicht wirtschaftliche Kraftwerke stillzulegen, wurden Neubauvorhaben, wie z.B. das Braunkohlekraftwerk BoA 2/3 mit einer Kapazität über 2.000 MW beschlossen, die einige Altanlagen ersetzen und dabei durch einen höheren Wirkungsgrad und weitere Optimierungen einen Beitrag zur Verbesserung der Umwelt-Bilanz leisten. Wenn nun die damit logischerweise einhergehende partielle Stilllegung an anderer Stelle kritisiert wird, so erscheint uns dies nicht berechtigt.

Nicht zuletzt sei angemerkt, dass der Zwischenbericht an dieser Stelle den Eindruck erweckt, dass die vermeintlichen Probleme einer nicht sachgerechten Kraftwerksauslastung bzw. preistreibender Kapazitätsstilllegungen ein rein deutsches Phänomen darstelle, was nicht zutreffend ist. In diesem Zusammenhang wäre ein Vergleich mit den Märkten in anderen Mitgliedstaaten aus Sicht von RWE sehr aufschlussreich. Ferner ist zu bemängeln, dass die Untersuchungen der EU-Kommission zum Lastfaktor nicht nur (zugegebenermaßen) die Revisionszeiten und unvorhergesehene Betriebsstörungen außen vor lassen, sondern auch die der im Betrachtungszeitraum der Analyse an Bedeutung zunehmenden Einflüsse der Windenergieleistung und -einspeisung nicht weiter berücksichtigen. Dies führt zu kurzfristigen und schwer prognostizierbaren Lastfaktoränderungen fossiler (Grenz-)Kraftwerke.

Abschließend ist der EU-Kommission allerdings darin zuzustimmen, dass die Lastfaktoren in Deutschland auf der Zeitachse gestiegen sind und damit ein effizienterer Kraftwerkseinsatz sowie eine effizientere Balance zwischen Angebot und Nachfrage erreicht wurde.

c) Liefermärkte

Die EU-Kommission untersucht in dem Zwischenbericht nicht näher die Marktkonzentration auf den klassischen Liefer- und Endkundenmärkten, wie dies etwa vom Bundeskartellamt bisher für den deutschen Stromsektor vorgenommen wurde (bundesweite Märkte für die Belieferung von Weiterverteilern einerseits und leistungsgemessenen Großkunden andererseits). Hätte die EU-Kommission diese Märkte einbezogen, wäre sie zu dem Ergebnis gekommen, dass die Marktkonzentration auf den deutschen Liefermärkten deutlich nachgelassen hat.

III. Vertikale Integration

In einem weiteren Untersuchungsschwerpunkt problematisiert die EU-Kommission vermeintliche wettbewerbliche Nachteile der vertikalen Integration, insbesondere die damit angeblich verbundene Verschlusswirkung und Marktzutrittsschranke gegenüber nachstoßendem Wettbewerb. Bei näherer Betrachtung dieser Ausführungen (Rdnr. 420 ff.) ergibt sich, dass die Bedenken der EU-Kommission im Zwischenbericht eher theoretischer Natur bleiben und insbesondere für den deutschen Stromsektor keine Nachweise dafür erbringen, dass die Marktstrukturen auf Grund der bestehenden vertikalen Integration beeinträchtigt oder gar gestört sind. Im Einzelnen:

1. Allgemeine Anmerkungen

Der Zwischenbericht stellt die These auf, dass die vertikale Integration zwischen Erzeugung und Vertrieb die Handelsaktivitäten auf dem Großhandelsmarkt reduzieren könne und dadurch entsprechende Liquidität vom Markt entzogen werden kann.

Für den deutschen Großhandelsmarkt trifft diese abstrakte Einschätzung nicht zu und wird vom Zwischenbericht auch nicht unterstellt. Bereits oben wurden die wesentlichen Charakteristika des deutschen Großhandelsmarkts im Detail erläutert, nämlich u. a. dessen hohe Liquidität und die große Zahl der Marktteilnehmer insbesondere im Vergleich zu anderen Großhandelsmärkten. Die in Deutschland

historisch bedingte vertikale Integration einzelner Marktteilnehmer hat also gerade nicht dazu geführt, dass die Aktivitäten am Großhandelsmarkt reduziert wurden bzw. werden. Dies erkennt die EU-Kommission auch zutreffend in Fußnote 218, in der klargestellt wird, dass vertikal integrierten Unternehmen starke Anreize zu Großhandelsaktivitäten haben, um u. a. ihre Erzeugungsportfolien mittels Make-or-Buy-Entscheidungen zu optimieren. Die im Zwischenbericht geäußerte Befürchtung, dass die vertikale Integration den grenzüberschreitenden Markteintritt behindere (Rdnr. 425), trifft für den deutschen Stromsektor ebenfalls nicht zu, was durch die Vielzahl ausländischer Marktteilnehmer sowohl am Großhandelsmarkt als auch in der Vertriebssparte (z. B. Electrabel und Nuon) eindrucksvoll belegt wird.

Eine vertikale Integration zwischen Erzeugung und Vertrieb könnte allenfalls dann zu wettbewerblich problematischen Konsequenzen führen, wenn gerade kein liquider, funktionierender Großhandelsmarkt existiert. Denn ohne einen solchen dient die vertikale Integration der Risikosteuerung zwischen dem Erzeugungsportfolio einerseits und der Vertriebssparte andererseits. Ein funktionierender Großhandelsmarkt übernimmt diese Risikosteuerung als eine rein auf Marktpreisen basierende ökonomische Schnittstelle und erlaubt es auch den erzeugungsunabhängigen Marktteilnehmern, ihren Bedarf anhand der unterschiedlichen Großhandelsprodukte sachgerecht und risikominimierend abzudecken. Die Liquidität des Großhandelsmarkts führt folglich in Deutschland zu einer Entkopplung der Erzeugungs- und der Vertriebssparten. Die EU-Kommission stellt insoweit zutreffend fest (vgl. Rdnr. 351 f. und Fn. 318), dass die Preisbildungsmechanismen unabhängig davon greifen, ob der Kunde durch das dem Lieferanten gehörende Erzeugungsportfolio oder durch Stromeinkäufe am Großhandelsmarkt (Make-or-Buy-Entscheidung) beliefert wird und dass sich die Preisbildung im Retailbereich maßgeblich nach dem Großhandelspreis richtet. Auch vertikal integrierte Unternehmen richten sich bei ihren internen Verrechnungspreisen zwischen Erzeugung und Vertrieb daher betriebswirtschaftlich zwingend nach den Großhandelspreisen.

Die Problemlösung für das Thema der vertikalen Integration besteht demnach nicht in einer künstlichen Auftrennung von Erzeugung und Vertrieb, sondern in der Entwicklung liquider Großhandelsmärkte, wie dies in Deutschland bereits geschehen ist.

Nicht nachvollziehbar ist die nicht näher begründete These des Zwischenberichts, dass der Markteintritt für neue Wettbewerber gerade in Deutschland dadurch erschwert werde, dass dort keine unabhängigen Erzeuger tätig sind (Rdnr. 434). Die hohe Teilnehmerzahl am Großhandelsmarkt, die ausländischen Wettbewerber im Vertriebsgeschäft sowie die zahlreichen weiteren, bereits beschriebenen Indikatoren für einen funktionierenden Wettbewerb auf den deutschen Strommärkten belegen eindrucksvoll, dass diese These nicht haltbar ist. Im Übrigen wird im Zwischenbericht auch nicht das Gegenteil belegt, dass nur solche Märkte hinreichend wettbewerbsfähig seien, in denen unabhängige Erzeuger tätig sind.

Die Berechnungen der Konzentrationsgrade in Tabelle 56 (Rdnr. 437) zeigen, dass Deutschland sowohl in der Erzeugung und im Vertrieb, als auch bei den Short-Positionen nur sehr geringe, deutlich hinter den anderen Mitgliedstaaten zurückbleibende Konzentrationsgrade aufweist. Soweit der Konzentrationsgrad bei den Longpositionen höher ausfällt, gehört der deutsche Markt damit noch keinesfalls zur Spitzengruppe, sondern lediglich zum unteren Mittelfeld.

2. Langfristige Stromlieferverträge

Zu den von der EU-Kommission ferner thematisierten langfristigen Stromlieferverträgen (Rdnr. 438 ff.) ist für den deutschen Strommarkt lediglich anzumerken, dass längerfristige Verträge hier keine signifikante oder gar dominierende Rolle spielen, sondern vorrangig kurzfristige Verträge (ein bis drei Jahre) abgeschlossen werden. Darüber hinaus werden von den Kunden Produkte nachgefragt, die eine Koppelung an spezifische Indizes (z. B. Aluminiumnotierungen an der London Metal Exchange) enthalten. Soweit einzelne Kunden mittlerweile Interesse an längerfristigen Produkten äußern, ist dies Bestandteil eines ausgewogenen Risiko- und Portfoliomanagements. RWE ist in diesen Fällen selbstverständlich bereit, gemeinsam mit den Kunden entsprechend geeignete und wettbewerbsfähige Produkte zu entwickeln. Es bleibt jedoch bei der obigen Kernaussage, dass der deutsche Strommarkt keinesfalls von Langzeitprodukten gekennzeichnet ist.

Vor diesem Hintergrund überrascht es nicht, dass der deutsche Strommarkt im Zwischenbericht bei der Untersuchung langfristiger Stromlieferverträge unerwähnt bleibt. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang aber, dass langfristige

Stromlieferverträge u. a. in solchen Ländern eine Rolle spielen, die einen geringen Grad an vertikaler Konzentration aufweisen. Dies ergibt sich aus einem Vergleich der Tabellen 52 und 57 (Rdnr. 428 und 439). Auch diese Beobachtung bestätigt die Bewertung von RWE, dass der Grad der vertikalen Integration keine Aussage über die Wettbewerbsfähigkeit oder die vermeintlichen Wettbewerbsdefizite einzelner Märkte zulässt.

3. Vertikale Integration in Bezug auf den Netzbereich

Die EU-Kommission problematisiert in dem Zwischenbericht ferner die vertikale Integration zwischen dem Netzbereich (Transport- und Übertragungsnetzbetreiber) einerseits und dem Erzeugungs- bzw. Vertriebsbereich andererseits. Dabei erweckt der Zwischenbericht insbesondere in Bezug auf den Vertriebsbereich den Eindruck, dass die vertikale Integration gerade in Deutschland zu substantiellen Wettbewerbsdefiziten führe, da Kunden-Wechselprozesse angeblich nur mangelhaft funktionierten und auch der Anschluss von Kraftwerksneubauten an das Transportnetz nicht reibungslos von statten gehe.

Diesen Aussagen ist entgegenzutreten.

Der Netzzugang in Deutschland ist sowohl für Kraftwerksneubauten als auch für konkurrierende Lieferanten diskriminierungsfrei gewährleistet. Mit Inkrafttreten des zweiten Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts vom 13. Juli 2006 (EnWG-Novelle) hat Deutschland sämtliche Unbundling-Vorgaben des europäischen Gesetzgebers umgesetzt. RWE hat darüber hinaus Sorge getragen, dass bereits vor dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle ihre Netze auf sämtlichen Spannungsebenen rechtlich und funktional vollständig entflochten und in separate Gesellschaften ausgegründet wurden. Dadurch war frühzeitig sichergestellt, dass die Erzeugungs- und Vertriebseinheiten des RWE-Konzerns gegenüber Wettbewerbern gleich behandelt werden und es nicht zu Diskriminierungen kommt.

Darüber hinaus sind die Netzgesellschaften des RWE-Konzerns auch gegenüber der jeweiligen Muttergesellschaft unabhängig und mit den ihnen gesetzlich zugewiesenen selbständigen Aufgaben und Entscheidungskompetenzen betraut. Aus Sicht von RWE ist es daher unzutreffend, dass die vertikale Integration Nachteile für die Wettbewerbsstruktur mit sich bringt, wenn der Markt - wie etwa in

Deutschland der Fall - hinreichend liberalisiert ist und die Unbundlingvorgaben ordnungsgemäß umgesetzt sind. Im Einzelnen:

a) Neubauvorhaben im Kraftwerksbereich

Der Transportnetzbetreiber im RWE-Konzern („RWE-TSO“) behandelt die Anschlussanträge für Kraftwerksneubauten diskriminierungsfrei, transparent und nach den gesetzlichen Vorgaben. Es findet keine Bevorzugung von konzern-internen Neubauvorhaben statt. Der RWE-TSO hat bereits im Juli 2005 ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren für die Vergabe von Netzanschlusskapazitäten bei Errichtung von neuen Kraftwerken im Internet veröffentlicht. Anschlussfragen wurden in der Reihenfolge ihres Eingangs analysiert und ggf. zu Interessengemeinschaften zusammengefasst. Beispiele für die sachgerechte Bearbeitung und Stattgabe von Netzanschlussanträgen Dritter sind etwa die Anfragen für die Neubauvorhaben in Nordrhein-Westfalen, denen nach Maßgabe der o. g. Verfahrensgrundsätze stattgegeben wurde. Anschlussanfragen von RWE-Gesellschaften werden gleichermaßen nach diesem Verfahren bearbeitet.

Zutreffend betont die EU-Kommission in diesem Zusammenhang allerdings, dass der jeweilige TSO dem Anschlussbegehren nicht in unbegrenztem Umfang stattgeben kann, sondern dies nur nach Maßgabe der jeweiligen Netz-situation erfolgen kann. Im Falle von Kapazitätsengpässen kann daher die Prüfung alternativer Standortallokationen geboten sein. Alternativ ist zu prüfen, inwieweit eine verursachungsgerechte und diskriminierungsfreie Einbeziehung des Anschlusspetenten in die Erweiterung bzw. Zurverfügungstellung der benötigten Netzkapazität oder aber eine Wälzung der Investitionskosten auf alle Netznutzer angemessen ist.

b) Vertikale Integration in Bezug auf den Vertrieb

In Deutschland ist der Netzzugang für Wettbewerber auch im Vertriebsbereich in vollem Umfang gewährleistet und wird durch die zwischenzeitlich inkraftgetretene EnWG-Novelle weiter gefördert. Soweit die EU-Kommission im Zwischenbericht insbesondere in Deutschland substantielle Defizite bei den Lieferantenwechselprozessen geltend macht (Rdnr. 462 ff.), kann dies allenfalls die Marktstruktur vor Umsetzung der Entflechtungsvorgaben betreffen.

An dieser Stelle zeigt sich sehr deutlich, dass die Zwischenergebnisse der Sektoruntersuchung aktuelle Marktentwicklungen und Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen zwangsläufig nicht berücksichtigen konnten und zu einer teilweise rückwärtsgewandten Bewertung der Marktstrukturen geführt haben.

Bereits jetzt bestehen effiziente Richtlinien für den Ablauf von Kundenwechselprozessen, etwa die VDN-Richtlinie Datenaustausch und Mengenzuordnung („DuM“). Auf dieser Grundlage werden die Marktteilnehmer und die Bundesnetzagentur kurzfristig weitere Prozessdetails für den Lieferantenwechsel definieren. Darüber hinaus legt die Bundesnetzagentur einheitliche Datenformate für den Datenaustausch zwischen Lieferanten und Verteilernetzbetreibern auf Basis der von der EU-Kommission anerkannten EDIFACT-Datenformats fest. Die hohe Zahl der erfolgreich durchgeführten Lieferantenwechselprozesse bei den deutschen Verteilernetzbetreibern ist ein klares Indiz dafür, dass der Netzzugang in Deutschland keine Marktzutrittsschranke für neue Wettbewerber darstellt. Beleg dafür sind bei RWE etwa die signifikanten Marktanteilsverluste im Vertriebsbereich, die auch das Bundeskartellamt in einer jüngeren Abfrage ermittelt hat.

Die neu eingeführte Regulierung der Netzentgelte wird ferner in noch größerem Umfang als bisher sicherstellen, dass es nicht zu Quersubventionierungen zwischen den Netznutzungsentgelten und den Vertriebsentgelten kommen wird. Entsprechende gegenläufige Bedenken des Zwischenberichts (Rdnr. 468) sind insofern auf Grund ihrer rein retrospektiven Betrachtung unbegründet.

4. Strukturelle Entflechtung (Ownership Unbundling)

Soweit die EU-Kommission über die rechtliche Entflechtung hinaus eine weitergehende strukturelle Entflechtung („Ownership Unbundling“) für wünschenswert hält, wird diese Einschätzung von RWE nicht geteilt und entschieden zurückgewiesen. Zunächst sind die EU-Beschleunigungsrichtlinien in sämtlichen Mitgliedstaaten vollständig umzusetzen und die sich daraus ergebenden Marktstruktur- und Wettbewerbsverbesserungen abzuwarten, bevor ein neuer regulatorischer Eingriff in den Markt angestrebt wird. Dies entspricht den Grundsätzen

eines „good government“ bzw. einer „good administration“. Die Zwischenergebnisse der EU-Kommission zu den angeblichen Schwierigkeiten der vertikalen Integration bei Lieferantenwechseln sind im Übrigen - wie bereits dargelegt - nicht geeignet, hinreichende Marktdefizite zu belegen. Denn die Auswertung der EU-Kommission ist an dieser Stelle zwangsläufig rückwärts gewandt und betrachtet lediglich einen Zeitraum, in dem die zwischenzeitlichen gesetzgeberischen Fortentwicklungen noch nicht von allen Marktteilnehmern umgesetzt waren und es sich insofern allenfalls um eine mittlerweile überwundene Übergangsphase gehandelt hat.

IV. Grenzüberschreitende Marktintegration

RWE begrüßt sämtliche Initiativen, auf Basis des geltenden Rechtsrahmens eine stärkere Integration der europäischen Strommärkte zu erreichen. Die grenzüberschreitende, regionale Koordination von wettbewerblichen Engpassmanagementverfahren, die Beseitigung fortbestehender Hemmnisse im grenzüberschreitenden Handel (z. B. unterschiedliche Clearing-Zeitpunkte) sowie die Einführung eines grenzüberschreitenden Intra-Day-Handels stellen für RWE Schritte dar, die von der EU-Kommission identifizierten Wettbewerbsprobleme zu beseitigen. RWE unterstützt in diesem Zusammenhang aktiv die verschiedenen Initiativen, etwa die Arbeiten des Pentilateralen Forums oder auch der ERGEG. Wir setzen darauf, dass in diesem Rahmen möglichst kurzfristig die notwendigen Schritte eingeleitet werden, damit die bestehende Infrastruktur noch effizienter genutzt werden kann.

Soweit der Zwischenbericht in den Rdnr. 472 ff. entsprechende Marktdefizite bei der grenzüberschreitenden Integration bemängelt, trifft dies nur sehr begrenzt auf den deutschen Großhandelsmarkt, seine Kuppelkapazitäten zu anderen Mitgliedstaaten sowie insbesondere auf die RWE-Infrastrukturen zu. Insbesondere war nach dem Zwischenbericht an den deutschen Außengrenzen allgemein kein besonders häufiges Auftreten von Engpässen zu verzeichnen.

Im Einzelnen:

1. Interkonnektorenausbau in Deutschland

Deutschland liegt innerhalb der UCTE auf Platz 1 bei den Kuppelkapazitäten (vgl. UCTE system forecast report 2006 - 2015, S. 45). Der Verbundgrad (verfügbare

Kuppelkapazität zum Ausland) liegt mit 16 % bezogen auf die inländische installierte Kraftwerkskapazität weit über dem im Jahr 2000 auf der Barcelona-Ratssitzung gesetzten Ziel von 10 %. Dies gilt auch bei isolierter Betrachtung des RWE-Hochspannungsnetzes. RWE hat in der Vergangenheit substantiell in den Ausbau der Interkonnektorenkapazität investiert und wird dies auch in Zukunft unter Berücksichtigung entsprechender Wirtschaftlichkeitskriterien fortsetzen.

So hat RWE in der jüngeren Vergangenheit zusammen mit seinen ausländischen Partnern

- in 2000 die Selfkant-Leitung (deutsch-niederländische Grenze) von 2.600 MW auf 3.420 MW erweitert,
- in 2002 auf der Vigy/Uchtelfangen-Leitung (deutsch-französische Grenze) die Kapazität von 2.700 MW auf 3.600 MW ausgebaut und
- in 2005 die Gronau/Hengelo-Leitung (deutsch-niederländische Grenze) die Kapazität von 1.500 MW auf 3.250 MW erweitert.

Derzeit prüft RWE mit der niederländischen Tennet in einer Machbarkeitsstudie weitere konkrete Alternativen für eine 380 kV-Leitung, um die deutsch-niederländische Übertragungskapazität auszubauen.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Dauer der behördlichen Genehmigungsverfahren ein substantielles Problem für den zügigen Ausbau von grenzüberschreitenden Interkonnektorkapazitäten darstellt. Wir bestärken die EU-Kommission insoweit in ihrer Beobachtung (Rdnr. 492) und ermutigen sie, auch an dieser Stelle auf Verbesserungen hinzuwirken.

2. Investitionsanreize zum Ausbau von Interkonnektoren / Verwendung der Engpasserlöse

Die EU-Kommission kritisiert ferner, dass ein zu geringer Anteil der Engpasserlöse in den Ausbau neuer Interkonnektoren investiert werde. Dem ist entgegenzuhalten, dass Art. 6 Abs. 6 der VO (EG) Nr. 1228/2003 v. 23.06.2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel ausdrücklich drei Möglichkeiten zur Verwendung der Auktionserlöse vorsieht, nämlich

- i) zur Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität;
- ii) für Netzinvestitionen zum Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten oder
- iii) als Einkünfte, die von den Regulierungsbehörden bei der Genehmigung der Berechnungsmethode für die Tarife und/oder bei der Beurteilung der Frage, ob die Tarife geändert werden sollten, zu berücksichtigen sind.

Dies ist auch systemkonform, da damit die inländischen Netznutzer von den möglichen Kosten weiträumiger, grenzüberschreitender Stromtransporte (z. B. Netzverluste, Regelleistungsvorhaltung) entlastet werden können. Im Übrigen ist mit dieser Art der Verwendung keine Einschränkung möglicher Investitionen in grenzüberschreitende Netze verbunden.

3. Engpassmanagement; insbesondere explizite vs. implizite Auktionen

RWE unterstützt die EU-Kommission in ihren Bestrebungen, Vorzugsrechte aus Altverträgen an den Interkonnektoren abzubauen (Rdnr. 489 ff.) und europaweit wettbewerbsfördernde Engpassmechanismen zu etablieren, da dies eine der Grundvoraussetzungen zur vertieften Marktintegration und zur weiteren Etablierung grenzüberschreitender Strommärkte ist.

Für RWE ist in diesem Zusammenhang anzuführen, dass an den engpassbelasteten Interkonnektoren zu anderen Mitgliedstaaten keine Altverträge mehr bestehen. RWE hat entsprechende Verträge an der deutsch-niederländischen bzw. der deutsch-französischen Grenze beendet. Bestehende Engpässe an RWE-Interkonnektoren werden stattdessen durch marktkonforme Mechanismen allokiert, nämlich mittels expliziter Auktionen, die im Einklang mit der EG-Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel 1228/2003 und mit § 15 der Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 stehen.

Soweit der Zwischenbericht explizite Auktionen gegenüber impliziten Auktionen als nachteilig bewertet und ihnen eine suboptimale Nutzung der Interkonnektorenkapazität unterstellt, tritt RWE dieser Bewertung nachdrücklich entgegen. Explizite Auktionen bilden ein geeignetes Verfahren, um Engpässe optimal zu

nutzen und zu verwalten. Sie ermöglichen es den beteiligten Marktakteuren, auch bei Lieferungen über mehrere Ländergrenzen hinweg in einem einzigen Schritt alle erforderlichen Kuppelkapazitäten zu beschaffen. Weitere Vorteile bestehen darin, dass sie einfach zu implementieren sind und dass die Vergabe längerfristiger Kapazitäten (Monat bzw. Jahr) im gleichen Geschäftsprozess wie die Vergabe kurzfristiger Kapazitäten (day-ahead bzw. intra-day) möglich ist. Ferner lassen sie auch den Handel von Sekundärrechten sowie intra-day-Trading zu und ermöglichen den Handel über OTC-Geschäfte, anstatt - wie es bei impliziten Auktionen der Fall ist - die Handelsaktivitäten auf die Börse zu beschränken.

Zu dem im Zwischenbericht thematisierten und zur Vorzugswürdigkeit von impliziten Auktionen herangezogenem deutsch-niederländischen Beispiel (Tabelle 64, Rdnr. 504 ff.) ist anzumerken, dass sich die Clearingzeitpunkte an den Börsen in Deutschland und den Niederlanden unterscheiden und sich die dargestellten Preisunterschiede bereits aus diesem Umstand ergeben. Darüber hinaus ist in den Niederlanden ein Nutzer von day-ahead-Kapazitäten gezwungen, das gesamte Geschäft über die APX abzuwickeln. Intra-day-Renominierungen durch grenzüberschreitende Intra-day-Geschäfte sind demgegenüber nicht möglich. Die von der EU-Kommission thematisierten Probleme wären also zunächst dadurch zu lösen, dass die Clearing-Zeitpunkte angeglichen werden und ein grenzüberschreitender Intra-day-Handel ermöglicht wird. Die angebliche Vorzugswürdigkeit von impliziten Auktionen gegenüber expliziten Auktionen wird durch dieses Beispiel demgegenüber nicht begründet. Insofern hält RWE die Bewertung des Zwischenberichts in Rdnr. 511 für nicht zutreffend, dass explizite Auktionen Effizienzdefizite gegenüber impliziten Auktionen aufweisen, zumal explizite Auktionen mit dem Forward-Handel wesentlich besser vereinbar sind als implizite Aktionen.

Darüber hinaus setzen implizite Auktionen funktionierende und hinreichend liquide Spotbörsen auf beiden Seiten eines Engpasses voraus. Bereits deshalb existiert an einzelnen Grenzen keine marktbasierte Alternative zu expliziten Auktionen. Schließlich liegen Effizienzdefizite nicht vor, wenn explizite Auktionen mit einer effektiven Anmeldung des „Use-it-or-lose-it-Prinzips“ und einem Sekundärmarkt für Kapazitäten kombiniert werden.

V. Markttransparenz

RWE teilt die Einschätzung der EU-Kommission, dass der gleichberechtigte Zugang aller Marktteilnehmer zu relevanten Marktinformationen eine wichtige Rolle beim Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte spielt. RWE unterstützt die EU-Kommission darin, diesbezüglich ein europaweites Level Playing Field zu schaffen. In diesem Zusammenhang bietet der Eurelectric-Bericht zur Markttransparenz (Februar 2006) einen sehr guten Ansatz, auf dessen Basis ein europaweit abgestimmtes Vorgehen ermöglicht werden kann. RWE hat aktiv an der Entstehung dieses Berichts mitgewirkt und schließt sich den Zielrichtungen des Berichts uneingeschränkt an.

Dementsprechend ist in Deutschland bereits ein weit reichender unternehmerischer Impuls zur Vergrößerung der Markttransparenz zu verzeichnen. So haben die vier großen deutschen Stromerzeuger als erste die Initiative ergriffen und veröffentlichen über die EEX wichtige Informationen zur installierten sowie zur verfügbaren Kraftwerkskapazität (jeweils ex-ante nach Erzeugungsart) sowie zur Erzeugung (ex-post). Auch diese zwischenzeitliche Entwicklung kann in den Zwischenergebnissen der Sector Inquiry zwangsläufig noch keine Berücksichtigung finden.

Über die seit dem 10. April 2006 veröffentlichten Erzeugungsdaten hinaus erfüllt Deutschland bereits wesentliche, der im EURELECTRIC-Bericht zur Markttransparenz (Februar 2006) enthaltenen Transparenzvorschläge. So werden im Rahmen der Engpassmanagementverfahren wesentliche Angaben zu grenzüberschreitenden Leitungen und den dort verfügbaren Kapazitäten sowie zum Großhandelsmarkt veröffentlicht.

Die zu unterstützenden Bemühungen um eine weitere Verbesserung der Markttransparenz dürfen allerdings nicht dazu führen, dass dadurch unternehmensindividuelle, schutzwürdige Daten und Geschäftsgeheimnisse voreilig preisgegeben werden, deren Publizität nicht für alle Marktteilnehmer einen Wettbewerbsvorteil schafft, sondern für das betroffene Unternehmen im Marktgeschehen unmittelbar nachteilig wirkt. Es ist folglich in jedem Einzelfall eine sorgfältige Abwägung der betroffenen Interessen geboten.

VI. Preisbildungsmechanismen

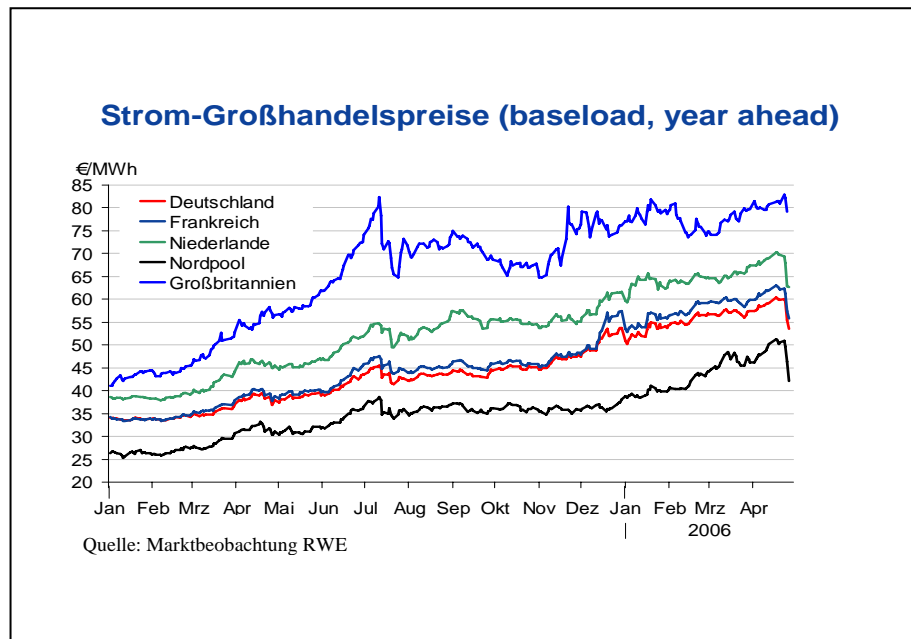
1. Für die Preisbildung relevante Faktoren

Die Preisbildung an den deutschen Strommärkten erfolgt spätestens seit der Gründung der beiden Strombörsen EEX in Frankfurt und LPX in Leipzig im Jahr 2000 und der damit verbundenen Entwicklung eines echten Commodity-Marktes für Strom nach dem Grenzkostenprinzip. Dieser Mechanismus der Marktpreisbildung ist typisch für Commodity-Produkte. So richtet sich der Großhandelspreis von Strom nach Angebot und Nachfrage und reflektiert zumindest die variablen Erzeugungskosten des Grenzanbieters inkl. der Anfahrkosten der Kraftwerke. Diese variablen Erzeugungskosten umfassen die Brennstoffkosten des Grenzkraftwerks, d. h. in der Regel die Kosten für Gas oder Kohle und seit Implementierung des Emissionshandels auch die entsprechenden CO₂-Zertifikatkosten. Anerkannt ist in diesem Zusammenhang ferner, dass sich am Markt auch wettbewerbliche Preise oberhalb der Grenzkosten bilden können. Dies gilt insbesondere in Situationen mit knappen Erzeugungskapazitäten, in denen die Strompreise zur Deckung der Vollkosten von Kraftwerksneubauten dienen müssen.

In der wirtschaftswissenschaftlichen Theorie ist unbestritten, dass sich auf wettbewerblichen Märkten die Preise auf der Basis von Grenzkosten bilden. Insofern ergeben sich aus den so gebildeten Großhandelspreisen verlässliche Indikatoren für eine wettbewerbliche Preisbildung, die in Deutschland auch maßgeblich ist für die Bestimmung des Retailpreises. Die vereinzelt, nicht näher begründeten Vorwürfe einer Preisbeeinflussung oder gar Preismanipulation etwa der EEX-Preise durch einzelne Marktteilnehmer sind in diesem Zusammenhang fern liegend. Im Übrigen werden die Handelsaktivitäten an der EEX - wie an jeder anderen Börse auch - auf Grund spezialgesetzlicher Zuständigkeit (Börsengesetz) überwacht, ohne dass Anhaltspunkte für missbräuchliches Verhalten festgestellt werden.

Ein Vergleich der Großhandelspreise in unterschiedlichen EU-Mitgliedstaaten zeigt, dass der in der Öffentlichkeit häufig kritisierte Großhandelspreis in Deutschland keinesfalls über den anderen Preisen liegt, sondern allenfalls im unteren Mittelfeld angesiedelt ist. Sowohl in Großbritannien als auch in den

Niederlanden und in Frankreich sind höhere Großhandelspreise als in Deutschland zu verzeichnen. Dies ergibt sich anschaulich aus dem nachfolgenden Chart.



Soweit die EU-Kommission im Zwischenbericht die Strom- und die Kohlepreisentwicklung in Deutschland vergleicht (Rdnr. 545 und Tabelle 66), sind hieraus aus Sicht von RWE keine kritischen Rückschlüsse bzw. Nachweise für Fehlfunktionen des deutschen Großhandelsmarkts ersichtlich. Zunächst ist rein methodisch darauf hinzuweisen, dass in der Tabelle unterschiedliche Produkte miteinander verglichen werden, nämlich einerseits auf der Stromseite year-ahead-Lieferungen, andererseits auf der Brennstoffseite day-forward-Lieferungen, so dass die Aussagekraft des Vergleichs bereits aus diesem Grund in Frage zu stellen ist. Ferner ist zu der Methodik der EU-Kommission anzumerken, dass die Grenzkraftwerke in Deutschland keinesfalls immer Kohlekraftwerke sind, sondern auch Gaskraftwerke den Grenzpreis setzen. Demnach spielt für die Strompreisentwicklung nicht ausschließlich der Steinkohlepreis eine Rolle, sondern auch der Gaspreis. Darüber hinaus bildet sich der Stromgroßhandelspreis neben den Brennstoffkosten nach einer Reihe von anderen Faktoren, nämlich u. a. auf Basis der jeweils aktuell und zukünftig verfügbaren Kraftwerkskapazitäten, den Witterungsverhältnissen sowie seit 2005 insbesondere unter Berücksichtigung der CO₂-Zertifikatpreise. Daneben spielen auch subjektive Erwartungen der einzelnen Marktteilnehmer eine wichtige Rolle, wobei auch marktpsychologische Effekte zu berücksichtigen sind.

RWE bekräftigt die EU-Kommission in deren Einschätzung, dass diese Aspekte vor einer abschließenden Negativeinschätzung jedenfalls näher zu untersuchen sind und geht davon aus, dass so die auf Basis einer vorläufigen Auswertung entwickelten Bedenken entkräftet werden.

2. Bedeutung des CO₂-Handels für die Stromgroßhandelspreise

Der Zwischenbericht erkennt in den Rdnr. 546 ff. zutreffend, dass der CO₂-Handel europaweit einen nicht unmaßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung der Strompreise hat.

Wie bereits vielfach erläutert, bilden sich die Großhandelspreise für Elektrizität auf Basis von Grenzkosten. In Deutschland stellen Steinkohle- und Gaskraftwerke regelmäßig das sog. „preissetzende Grenzkraftwerk“ dar. Auch dieses „letzte Kraftwerk“, das zur Bedarfsdeckung in die Produktion geht, benötigt CO₂-Zertifikate für die Produktion von Strom und berücksichtigt den Wert der Zertifikate folgerichtig als variablen Kostenbestandteil. Auf diese Weise haben CO₂-Preise einen Einfluss auf die Großhandelspreise. Denn benötigt ein Kraftwerksbetreiber die CO₂-Zertifikate für die Stromproduktion nicht - weil für ihn etwa ein Zukauf der Strommenge am Großhandelsmarkt wirtschaftlicher ist als die Erzeugung im eigenen Kraftwerk - so kann er diese auf dem europäischen CO₂-Handelsmarkt an andere Kraftwerksbetreiber oder Industriebetriebe zum Marktpreis veräußern.

Kraftwerksbetreiber bewerten den CO₂-Zertifikatsbestand also mit dem jeweiligen Marktpreis („Opportunitätskosten“), und zwar unabhängig vom jeweiligen Zuteilungsverfahren und von der unternehmerischen Entscheidung, ob die Zertifikate verkauft werden oder nicht. Dies entspricht rationalem und unternehmerischem Verhalten. Die Preisentwicklung kann insoweit nicht von einzelnen Marktteilnehmern relevant beeinflusst werden.

Dementsprechend haben Behörden in einzelnen Mitgliedstaaten bereits festgestellt, dass die Berücksichtigung der Preise für CO₂-Zertifikate als Opportunitätskosten im Stromgroßhandelspreis ökonomisch rational und aus wettbewerblicher Sicht nicht zu beanstanden ist. Ein Beispiel ist die schwedische Energiebehörde, die in einer Untersuchung Ende 2005 ausdrücklich bestätigt hat, dass die Preisbildung auf den Strommärkten ganz einfach auf die Mechanismen

des Marktes zurückzuführen ist.² Im Übrigen wurde schon vor Einführung des Emissionshandelssystems immer wieder darauf hingewiesen, dass der Wert der Emissionszertifikate die Stromgroßhandelspreise beeinflussen wird. Insbesondere hat auch die europäische Kommission bei der Einführung des Emissionshandelssystems durchaus erwartet, wenn nicht sogar empfohlen, dass die Emittenten den Wert der CO₂-Zertifikate als Opportunitätskosten berücksichtigen.³ Auch die im April 2006 vom Deutschen Sachverständigenrat für Umweltfragen vorgelegte Stellungnahme zur nationalen Umsetzung des europäischen Emissionshandels kommt eindeutig zu diesem Schluss.⁴

Die Wertungen des Zwischenberichts (Rdnr. 546 ff.) bestätigen die obigen Ausführungen, dass dieses marktrationale Verhalten weit davon entfernt ist, als kartellrechtlicher Missbrauchstatbestand qualifiziert zu werden. Die aktuell Ende April 2006 stark gesunkenen CO₂- und Strompreise ein deutlicher Beleg, dass das Emissionshandelssystem als Ganzes funktioniert und seine politisch gesetzten Ziele erfüllt.

3. Regulierte Endkundenpreise

Zutreffend erkennt der Zwischenbericht in den Rdnr. 554 ff., dass nach wie vor in einer Vielzahl von Mitgliedstaaten regulierte Endkundenpreise bestehen und dass dies zu substantiellen Marktzutrittsschranken führen kann. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die regulierten Tarife bei Ansatz der entsprechenden Großhandelspreisen keine für einen Markteintritt ausreichende Vertriebsmarge ermöglichen. RWE ermutigt die EU-Kommission, auch diesbezüglich ein europaweites Level Playing Field zu schaffen und insoweit die Marktzutrittsmöglichkeiten für neue Wettbewerber zu vereinheitlichen.

² Swedish Energy Agency, price for electricity and emission rights, as well as for international fuel markets, 11.01.2006, conclusions.

³ Kommission, Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union, 08.03.2000, COM (2000) 87, S. 23.

⁴ Sachverständigenrat für Umweltfragen „Die nationale Umsetzung des europäischen Emissionshandels: Marktwirtschaftlicher Klimaschutz oder Fortsetzung der energiepolitischen Subventionspolitik mit anderen Mitteln?“, April 2006, S. 4f.

C. Gassektor

RWE steht einer weiteren Belebung des Gaswettbewerbs sowohl in Deutschland als auch in den anderen Mitgliedstaaten äußerst positiv gegenüber und unterstützt die EU-Kommission in ihrem Ansatz, ein europaweites Level Playing Field zu schaffen und weiter bestehende Marktzutrittsschranken abzubauen. RWE hat hierzu sowohl in Deutschland als auch in Tschechien bereits signifikant beigetragen.

Gerade die jüngste Gaskrise in der Ukraine zeigt jedoch, dass der Aspekt der Versorgungssicherheit sowie die Implikationen einer weltweit steigenden Energienachfrage für Europa insbesondere im Gassektor nicht aus den Augen verloren werden dürfen und eine kohärente Strategie der europäischen Union sowie der Mitgliedstaaten erfordern, die alle Primärenergieträger umfasst.

I. Marktkonzentration

1. Allgemeines

Der Grad der Marktkonzentration in Deutschland ist deutlich geringer als in anderen Mitgliedstaaten, da in Deutschland eine Vielzahl von angestammten (wie etwa RWE) und neuen Wettbewerbern (z.B. Wingas oder BP) mit sich teilweise substantiell überschneidenden Netzgebieten tätig sind. Insgesamt sind in Deutschland ca. 600 Gasunternehmen tätig, so dass ein Wettbewerbspotential besteht, das insb. durch die oben beschriebenen Fortentwicklungen des regulatorischen Rahmens weiter inzentiviert wird.

Der deutsche Gasmarkt ist ferner – insbesondere wegen seiner zentralen Lage in Europa – in hohem Maße offen und für Markteintritte ausländischer Wettbewerber, wie etwa das Engagement von ENI bei Gasversorgung Süddeutschland und von GdF in den neuen Bundesländern eindrucksvoll belegt.

2. Gastransport / Kapazitätsbuchungen

Maßgebliche Kritikpunkte am Grad der Marktkonzentration stellt die EU-Kommission in ihrem Zwischenbericht insoweit fest, als die Zugangsmodelle für den Gastransport als zu komplex betrachtet werden.

RWE sieht eine solche wettbewerbshemmende Komplexität jedoch nicht: Der RWE-Konzern hat durch seinen Transportnetzbetreiber in Deutschland, die RWE Transportnetz Gas GmbH, am 29.04.2005, d. h. bereits frühzeitig vor Inkrafttreten des Zweiten Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts am 13.07.2005, ein neues Netzzugangssystem auf Entry-Exit-Basis eingeführt, das im Gegensatz zum früheren Punkt-zu-Punkt-Modell (VV Gas II) Transporte ohne konkrete Festlegung eines bestimmten Transportpfads ermöglicht und dadurch die Durchleitungspraxis weiter vereinfacht. Im Gegensatz zu anderen Marktteilnehmern hat RWE die Einführung dieses neuen Entry-Exit-Modells in Deutschland freiwillig und progressiv vorangetrieben.

Die verbleibende Kritik am Buchungssystem in Deutschland kann nach Ansicht von RWE allenfalls aus der Tatsache resultieren, dass die Entry-Exit-Netzzugangssysteme der einzelnen nationalen Netzbetreiber noch nicht einheitlich ausgestaltet sind. Dieser Kritik kann zum einen mit Hinweis auf die historisch gewachsenen Strukturen des deutschen Gasmarkts mit mehreren hundert Marktteilnehmern und dem daraus erwachsenen Systemwettbewerb begegnet werden. Zum anderen dürfte sich die Kritik mit der Einführung des neuen Marktmodells als neues Durchleitungsregime der Bundesnetzagentur (BNetzA) voraussichtlich zum 01.10.2006 erübrigen: Mit diesem Marktmodell wird es einheitliche Konditionen für Einspeiseverträge und Ausspeiseverträge sowie damit einhergehend einheitliche Buchungsmechanismen geben, und zwar unabhängig von dem jeweiligen Netzbetreiber. § 20 Abs. 1 b S. 1 EnWG verpflichtet als Grundnorm des neuen Marktmodells alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen, Einspeise- und Ausspeisekapazitäten anzubieten, die den Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfads ermöglichen sowie unabhängig voneinander nutz- und handelbar sind. Der Netzzugang findet innerhalb sog. Marktgebiete statt, innerhalb derer lediglich zwei Verträge zwischen Ein- und Ausspeisung abgeschlossen werden müssen (2-Vertrags-Modell). Bei einem Lieferantenwechsel kann der neue Lieferant vom bisherigen Lieferanten die Übertragung der für die Versorgung des Kunden erforderlichen, vom bisherigen Lieferanten gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten verlangen. Die Verordnungen über den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen sowie über die Entgelte für den Gasnetzzugang, die am 29. Juli 2005 in Kraft getreten sind, spezifizieren die jeweiligen Bedingungen. Der wettbewerblichen Entwicklung auf dem nationalen Gasmarkt wird durch das neue Marktmodell mithin erheblich Vorschub geleistet.

3. Sekundärkapazitäten

RWE steht dem Postulat zur Schaffung eines funktionierenden Sekundärmarkts positiv gegenüber. So ermöglicht RWE bereits seit April 2005 einen echten Sekundärmarkt, indem RWE eine eigene Internet-Plattform zum Sekundärhandel betreibt sowie seit August 2005 auch mit „trac-x“, der netzbetreiberübergreifenden Internetplattform für den Sekundärhandel mit Transportkapazitäten für Erdgas, verlinkt ist. RWE strebt ferner kurzfristig eine Beteiligung an trac-x an, nicht zuletzt um ein weiteres proaktives Signal für die Vermarktung von Sekundärkapazitäten in den Markt zu geben.

4. Zugang zu Importpunkten

Soweit mit den Zwischenergebnissen zur Sector Inquiry weiterhin der Zugang zu Importpunkten angesprochen wird, ist sich RWE der Relevanz von Importpunkten zur Etablierung eines funktionierenden europäischen Gasmarktes bewusst und prüft in diesem Zusammenhang weitere Investitionen in Wachstumsprojekte, um den Gastransit und -import weiter auszubauen. Dies betrifft nicht nur Projekte in Deutschland, sondern auch Kapazitätserweiterungen für den grenzüberschreitenden Transport mit bzw. zwischen anderen EU-Mitgliedstaaten.

II. Vertikale Integration

Im Zwischenbericht wird moniert, dass der Zugang zu den Gasspeichern in Deutschland nicht reguliert sei, sondern nach wie vor im Wege eines verhandelten Zugangs erfolge. Hierdurch werde der Speicherzugang für Wettbewerber im Vergleich zu einem regulierten System erheblich erschwert.

Der deutsche Gesetzgeber hat sich - im Einklang mit der europäischen Beschleunigungsrichtlinie - mit dem Zweiten Gesetz zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts bewusst gegen einen regulierten Zugang zu Gasspeichern entschlossen. Dieser Entschluss erfolgte angesichts des in Deutschland existierenden Speicher-zu-Speicher-Wettbewerbs zwischen zahlreichen deutschen Speicherbetreibern. Erdgasspeicher stellen kein natürliches Monopol dar; der Bau neuer Speicher steht jedermann offen. Des Weiteren konkurrieren Speicherdienstleistungen mit anderen nicht regulierten Flexibilitätsinstrumenten wie z. B. Flexibilitäten aus Importverträgen.

RWE erfüllt die nationalen gesetzlichen Anforderungen zum Speicherzugang und setzt darüber hinaus die freiwilligen Guidelines of Good Practice for Storage System Operators (GGPSSO) um, die im vergangenen Jahr vom Madrid-Forum zur Förderung des europäischen Speichermarktes verabschiedet wurden. Zum 01.04.2006 hat RWE Maßnahmen zur weiteren Umsetzung der GGPSSO implementiert und z. B. ein den deren Anforderungen entsprechendes Compliance-Programm aufgesetzt, um so die hohe Identifikation von RWE mit den Speicherleitlinien zu untermauern.

Darüber hinaus werden im Zwischenbericht die Langfristigkeit von Speicherbuchungen und die geringe Verfügbarkeit freier Speicherkapazitäten bemängelt. Hierzu ist festzustellen, dass die Errichtung von Erdgasspeichern mit erheblichen Investitionen verbunden, die eine langfristige Planbarkeit des Engagements zwingend erfordern. Außerdem dienen Gasspeicher neben der Sicherstellung der Versorgungssicherheit gleichermaßen der Optimierung der international diversifizierten Gasbezüge einschl. der Antransportsysteme, was sich letztlich in niedrigeren Endverbraucherpreisen niederschlägt. Hierzu sind die Speicher auf privatwirtschaftlicher Basis maßgeschneidert auf die spezifischen Erfordernisse des bisherigen integrierten Speichernutzers hin errichtet worden, so dass zwangsläufig keine übermäßig freien Speicherkapazitäten vorhanden sind.

Neue Wettbewerber werden selbst in Erdgasspeicher investieren, sofern sie hiermit eine signifikante Optimierung ihrer Gasbezüge realisieren können. Dies zeigt sich derzeit bereits an mehreren Speicher-Investitionsprojekten im Raum Epe (z. B. Essent, Gelsenwasser).

III. Marktintegration

Nach den Zwischenergebnissen der Sektorenuntersuchung stellen die bestehenden Zugangsmechanismen zu Transitleitungen und Kuppelstellen einen wesentlichen Grund für eine defiziente grenzüberschreitende Marktintegration dar. Die vertragliche Situation lässt nach Ansicht der Kommission keine effektiven Überbuchungsmechanismen erkennen, das Prinzip des „use-it-or-lose-it“ werde beim Gastransit nicht effektiv angewandt, es bestünden immer noch geschützte Altverträge nach Art. 32 des Gasrichtlinie und die Verfügbarkeit der Sekundärkapazitäten sei wegen kurzfristiger Nominierungsrechte beschränkt.

1. Geringe Aktivitäten im grenzüberschreitenden Gashandel

Die Zwischenergebnisse konstatieren, dass diejenigen Unternehmen, die in ihren Netzgebieten als Marktbeherrscher tätig sind, im grenzüberschreitenden Gas-handel nur geringe Aktivitäten entfalten (Rdnr. 174). Diese Aussage ist missver-ständlich, da große und kleine europäischen Gasversorgungsunternehmen sehr wohl Gas über Grenzen hinweg transportieren, nämlich zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit mittels entsprechender Kapazitäts- und Vertragsbindungen oder aus Handelsgründen.

2. Investitionssicherung

Des Weiteren wird mit dem Zwischenbericht der Vorwurf erhoben, dass durch die Fortdauer von bestehenden Altverträgen eine wettbewerbliche Öffnung unter-bunden werde. Das europäische Recht, hier die Beschleunigungsrichtlinie Gas, sieht in Art. 22 eine Ausnahme von der Verpflichtung zur Gewährung von Dritt-zugang für neue Infrastrukturen vor. Diese Ausnahme wurde in Deutschland in § 28 a EnWG in nationales Recht umgesetzt, und dies darüber hinaus lediglich befristet bis. Grundvoraussetzung für die Erteilung der Ausnahmegenehmigung nach § 28 a Abs. 1 Ziff. 1 EnWG ist, dass durch die Investition der Wettbewerb bei der Gasversorgung verbessert wird. Die Besorgnis der EU, es müsse eine stärker wettbewerbsorientierte Annäherung an neue Investitionsvorhaben gewährleistet werden [Rdnr. 222 ff.], kann daher – jedenfalls für Deutschland – nicht geteilt werden und lässt sich auch aus dem europäischen Rechtsrahmen nicht ableiten. Investitionen in dem für eine Erweiterung der Kapazitäten erforder-lichen Umfang werden von Marktteilnehmern nur dann vorgenommen, wenn deren Amortisation mit hinreichender Sicherheit gewährleistet werden kann. Das europäische Recht und insb. die Spruchpraxis der Kommission zur kartellrecht-lichen Zulässigkeit von längerfristigen Exklusivitätsbindungen ist – auch und be-sonders im Energiebereich – durch die Anerkennung der Schutzbedürftigkeit größerer Investitionen geprägt (EU-KOM, Entsch. Scottish Nuclear vom 30.04.1991; Endesa/Gas Natural vom 27.03.2000; ESB/Statoil vom 31.05.2002).

3. Vermarktung von Sekundärkapazitäten

RWE begrüßt die Einrichtung von Plattformen zum Sekundärhandel. Sowohl die oben bereits angesprochene Plattform trac-x als auch der geltende deutsche

Ordnungsrahmen, der in § 14 GasNZV Regelungen zum Handel mit Kapazitätsrechten trifft, reflektieren entsprechende Marktaktivitäten. Hierzu ist es jedoch nicht erforderlich, die Inhaber der jeweiligen freien Kapazitäten zu benennen, weil ihnen für die Anbahnung ihres Sekundärhandels eben diese Plattformen zur Verfügung stehen. Für eine davon unabhängige Veröffentlichung primärer Kapazitätsinhaber ist kein Raum, weil durch die namensscharfe Benennung in unverhältnismäßigem Maße Aufschluss über Gasbezug und Gasabsatz der einzelnen Marktteilnehmer gegeben würde. Stattdessen sollte ein Engpassmanagement beim Netzbetreiber installiert werden, das auch für die primären Kapazitätsinhaber verpflichtend ist.

IV. Transparenz

Im Hinblick auf vermeintliche Transparenzdefizite sehen die vorläufigen Ergebnisse der Sektorenuntersuchung die Notwendigkeit verstärkter Transparenz im Transitbereich und bei Importpunkten. So soll statt eines Ampelsystems eine konkrete Mengenangabe eingeführt werden, Daten sollten auf stündlicher Basis veröffentlicht werden, langfristige Kapazitätsprognosen sollen ermöglicht werden und die „three-or-more-rule“ soll „ihren beabsichtigten Effekten stärker Rechnung tragen“.

1. Veröffentlichung auf stündliche Basis

Soweit Daten auf stündlicher Basis zur Verfügung gestellt werden sollen, sind diese für Transportkunden von RWE bereits im Internet ablesbar. Dort stellt RWE den Transportkunden regelmäßig umfangreiche Mess-, Mengen- und Abrechnungsdaten zur Verfügung. So ist es dem Transportkunden jederzeit möglich, dort seine persönlichen Anforderungen individuell zu konfigurieren und anzupassen. An sämtlichen Entrypunkten sowie -zonen veröffentlicht RWE darüber hinaus Ampelangaben auf Basis der in der Gasnetzzugangsverordnung angegebenen prozentualen Werte, um eine langfristige Kapazitätsprognose sicherzustellen.

2. Auslegung der three-or-more-rule im Zusammenhang mit der Umstellung von Ampel auf Mengensystem

Nach der three-or-more-rule (Art. 6 Abs. 5 der europäischen Netzzugangsverordnung) sind Netzbetreiber nur in dem Fall verpflichtet, kapazitätsspezifische Daten im Internet zu veröffentlichen, wenn an der betroffenen Infrastruktureinrichtung drei oder mehr Kapazitätsinhaber anzutreffen sind. Ziel dieser Regelung ist es, ansonsten mögliche Rückschlüsse auf das Marktverhalten des einzel-

nen Unternehmens auszuschließen. Die Kommission scheint der Auffassung zu sein, dass die three-or-more-rule so zu verstehen sei, dass sie sich auf die Zahl der tatsächlichen Netznutzer (inkl. Inhaber von Sekundärkapazitäten) beziehe und nicht auf die Zahl der Kapazitätsinhaber. Dem steht der Wortlaut der Vorschrift entgegen, der ausdrücklich auf die Kapazitätskontrahierung abstellt. In Deutschland ist diese Vorschrift überdies mit § 20 Abs. 3 der Gasnetzzugangsverordnung in nationales Recht umgesetzt worden. Danach findet die Veröffentlichungspflicht keine Anwendung, soweit berechtigte Interessen des Netzbetreibers entgegenstehen. Dies kann in Anlehnung an die europäische Netzzugangsverordnung nur so verstanden werden, dass eine Verpflichtung nicht besteht, wenn weniger als drei Kapazitätsinhaber an einem Punkt Kapazitäten kontrahiert haben.

3. Veröffentlichungspflicht bzgl. ungenutzter Kapazitäten

Weiterhin kritisiert die Kommission in Bezug auf die Transparenz des Gasmarktes, dass es keine Vorschriften zur Veröffentlichung ungenutzter Kapazitäten gebe. Für den deutschen Gasmarkt halten wir diesen Vorwurf für unzutreffend, da die Freigabepflicht (use-it-or-lose-it) gem. § 13 GasNZV bzw. die sekundären Vermarktungsmöglichkeiten von Transportkapazitäten hinreichend sichergestellt ist: Die sekundäre Vermarktung ungenutzter Kapazitäten steht jedem Inhaber von Kapazitätsrechten offen und liegt in seinem kommerziellen Interesse; hierfür steht dem Kapazitätsinhaber u. a. die Internetplattform der RWE sowie die Plattform „trac-x“ zur Verfügung. Darüber hinaus bestehen weitere Möglichkeiten der bilateralen Vermarktung.

Die Kommission befürwortet in diesem Zusammenhang, dass der jeweilige Inhaber der gebuchten Kapazität zu benennen ist. Einer solchen Benennung bedarf es indes nicht, da sich im Falle ungenutzter Kapazitäten der Anspruch des Kapazitätsnachfragers auf Kapazitätszuteilung unmittelbar gegen den Netzbetreiber – und nicht gegen den Kapazitätsinhaber – richtet. Die Kritik ist allerdings ohnehin weitgehend obsolet, da innerhalb des jeweiligen Marktgebiets die zur Belieferung von Letztverbrauchern benötigte Kapazität von vornherein, d. h. ohne weitere Kapazitätsprüfung garantiert wird.

V. Preise

Zentraler Vorwurf bzgl. der Preisbildung auf den Gasmärkten ist die Ölpreis-Indexierung bei langfristigen Gaslieferverträgen in die EU, die aus unserer Sicht sachgerecht und zulässigerweise an die Endkunden und sonstigen Kunden weitergegeben werden. Das Thema der Gas-Öl-Preisbindung ist Gegenstand zahlreicher – auch öffentlicher – Diskussionen. In diesem Zusammenhang ist auf die Drucksache 16/506 des deutschen Bundestages, mithin auf eine Antwort der Bundesregierung auf die Anfrage verschiedener Abgeordneter über die wettbewerblichen Auswirkungen der Öl-Gas-Preisbindung auf den deutschen Gasmärkten, hinzuweisen. Die Bundesregierung weist hier darauf hin, dass die Gasimportverträge privatrechtliche Verträge zwischen den im Wesentlichen ausländischen Gasproduzenten und den deutschen Importgesellschaften darstellen. Die Preisbildungsformel sei integraler Bestandteil dieser privatrechtlichen Vereinbarung.

Vor diesem Hintergrund liegt es auf der Hand, dass eine alternative Gestaltung der Preisformeln in den Importverträgen nur im Wege einer Gesamtlösung mit den außerhalb der EU ansässigen Vertragspartnern auf der Upstream-Seite möglich sein kann, die nicht durch etwaige einseitige Vorgaben an die in der EU ansässigen Importunternehmen „gelöst“ werden kann. Eine isolierte Fokussierung auf die Marktsituation innerhalb der EU (Binnenmarkt), bzw. noch stärker regional begrenzt auf die nationalen Absatzmärkte, trägt den internationalen Wettbewerbsbedingungen bei der Gasbeschaffung nicht Rechnung.