

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, Kerstin Andreae, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
– Drucksache 16/11162 –**

Wettbewerbssituation auf dem Strom- und Gasmarkt

Vorbemerkung der Fragesteller

Mitte November 2008 hat der Bundesgerichtshof E.ON die anteilige Übernahme der Stadtwerke Eschwege untersagt. In der Urteilsbegründung heißt es, dass „für den Erstabatz von in Deutschland erzeugtem oder nach Deutschland importiertem Strom [...] noch kein freier Wettbewerb herrscht, sondern – zumindest – zwischen den beiden Marktführern E.ON und RWE AG ein marktbeherrschendes Oligopol besteht.“ Zwar können die Verbraucher zwischen einer Vielzahl von unterschiedlichen Anbietern wählen, auf der Erzeugerseite hat sich in den letzten Jahren aber wenig geändert. Nach wie vor dominieren E.ON, RWE AG, Vattenfall und EnBW mit ihren zentralen Großkraftwerken den deutschen Markt. Auf dem Gasmarkt hat sich vergleichsweise noch weniger Wettbewerb entwickelt. Die wenigsten Verbraucher können aus mehreren Angeboten auswählen und sind deswegen oft den lokalen Anbietern ausgeliefert.

1. Wie viele Personen kümmern sich im Bundeskartellamt (BKartA) und in der Bundesnetzagentur (BNetzA) um mögliche Wettbewerbsverstöße auf dem Energiemarkt?

Im Bundeskartellamt sind mit der Fallarbeit im Energiebereich (Strom, Gas) insgesamt zurzeit zehn Mitarbeiter des höheren Dienstes befasst.

In der Bundesnetzagentur sind mit solchen Fragen zurzeit 80 Mitarbeiter des höheren Dienstes und knapp 50 Mitarbeiter des gehobenen Dienstes unmittelbar befasst.

2. Mit welchen Kompetenzen sind sie ausgestattet?

Die Kompetenzen des Bundeskartellamts ergeben sich aus dem GWB (§ 32 ff., § 35 ff., § 54 ff. und § 81 ff. GWB). Die Kompetenzen der Bundesnetzagentur ergeben sich aus dem EnWG.

3. Wie viele Wettbewerbshüter und Mitarbeiter von Regulierungsbehörden kontrollieren in den Niederlanden, Spanien und in Großbritannien, Österreich und Dänemark den Energiemarkt?

Mit welchen Kompetenzen sind sie im Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland ausgestattet?

Mitarbeiterzahlen zu den Energieabteilungen der Wettbewerbs- und Regulierungsbehörden der genannten EU-Mitgliedstaaten und systematische Übersichten zu den rechtlichen Grundlagen der Arbeit der dortigen Behörden liegen der Bundesregierung nicht vor. Es wird aber darauf hingewiesen, dass die Binnenmarkttrichtlinien für Strom und Gas in allen Mitgliedstaaten der EU umzusetzen waren.

4. Wie viel Prozent des in der Bundesrepublik Deutschland verbrauchten Stroms wurde jeweils in den letzten sechs Jahren von den großen vier Energieversorgungsunternehmen – (EVU) E.ON, RWE AG, Vattenfall, EnBW – erzeugt?
5. Wie haben sich in den letzten sechs Jahren die Stromerzeugungs-Kapazitäten der vier großen EVU entwickelt (Marktanteile in Prozent)?

Die Fragen 4 und 5 werden zusammen beantwortet.

Aus abgeschlossenen Ermittlungen des Bundeskartellamts liegen Angaben zur Verteilung der Netto-Stromerzeugung und der Erzeugungskapazität für 2003 und 2004 vor. Danach belief sich die Netto-Stromerzeugung aller Kraftwerke in der Summe auf 498 100 000 MWh in 2003 bzw. 495 900 000 MWh in 2004 und die Netto-Kraftwerkskapazität in beiden Jahren etwa auf 101 100 MW.

Auf E.ON und RWE entfiel ein Anteil an der Nettostromerzeugung von zusammen rd. 57 bis 59 Prozent in 2003 und 2004, Vattenfall und EnBW vereinigten in beiden Jahren ca. 29 Prozent auf sich. Bei der Kraftwerkskapazität lagen die Verhältnisse so, dass auf E.ON und RWE ein Anteil von zusammen knapp 53 Prozent und auf Vattenfall und EnBW zusammen ca. 30 Prozent entfiel. Insgesamt betrug der Anteil der vier Verbundunternehmen an der Nettostromerzeugung 86 Prozent im Jahr 2003 und 89 Prozent im Jahr 2004.

6. Welchen Marktanteil hatten die vier großen EVU bei der Stromlieferung an Endkunden, also inkl. der direkten Töchter wie Regionalversorgern, Yello Strom, eprimo, etc., in den letzten sechs Jahren?

Aufgrund der weiterhin lokalen kartellrechtlichen Abgrenzung der Märkte für die Belieferung von Haushaltskunden mit Strom sind die genannten bundesweiten Marktauftritte der vier großen Energieversorgungsunternehmen auf vielen hundert räumlich relevanten Märkten in Konkurrenz zu den etablierten Stadtwerken und Regionalversorgern tätig. Darüber hinaus verfügen die vier großen Energieversorgungsunternehmen über eine Vielzahl von Beteiligungen an regionalen Stromversorgern.

7. Wie viel Prozent des in der Bundesrepublik Deutschland verbrauchten Stroms werden in Leipzig an der European Energy Exchange (EEX) gehandelt?

Nach Angaben der EEX wurden im Jahr 2007 am Spotmarkt der EEX 124 TWh Strom gehandelt. Dies sind rund 23 Prozent des deutschen Gesamtverbrauchs. Insgesamt wurden nach Angaben des BDEW 2007 in Deutschland 541 TWh Strom verbraucht.

Am Terminmarkt wurden 2007 insgesamt 1 150 TWh Strom gehandelt. Das ist fast doppelt so viel wie im gleichen Jahr in Deutschland verbraucht wurde; dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass am Terminmarkt erworbene Strommengen bis zum Liefertermin oft mehrmals weitergehandelt werden.

8. Wie viele der bereits in Bau befindlichen und genehmigten Kohlekraftwerke werden in Zukunft von den großen fünf EVU (inkl. Steag/Evonik) betrieben?

Was bedeutet dies für den Wettbewerb?

Nach Informationen des BDEW werden derzeit sieben Kohlekraftwerksprojekte mit einer Gesamtleistung von ca. 8 500 MW von den fünf großen EVU realisiert und zukünftig sicher auch betrieben. Diese Kapazitätserweiterung entspricht ca. 7 Prozent der insgesamt in der allgemeinen Versorgung installierten Kraftwerkskapazität.

9. Wie ist die Nettobilanz des Stromimportes/-exportes in den vergangenen fünf Jahren?

Seit 2003 entwickelten sich die Stromex- und -importe wie folgt (in TWh):

	Export	Import	Exportüberschuss
2003	53,8	45,8	8,0
2004	51,5	44,2	7,3
2005	61,9	53,4	8,5
2006	65,9	46,1	19,8
2007	63,4	44,3	19,1

10. Warum hat sich ein Exportüberschuss entwickelt?

Das Gesamtsystem muss in der Lage sein, die Nachfrage der Kunden zu jeder Zeit mit ausreichenden Kapazitäten zu decken. Die Nachfrage ist aber sehr differenziert. So ist z. B. im Winter der Bedarf höher als im Sommer und am Tag höher als in der Nacht. Damit steht zu bestimmten Zeiten mehr Kapazität zur Verfügung, als zur Bedarfsdeckung zu diesem Zeitpunkt erforderlich ist. Wenn in solchen Schwachlastzeiten Kapazitäten für den Export genutzt werden, um Strom zu exportieren ist das ein Zeichen dafür, dass die Stromerzeugung in Deutschland im europäischen Maßstab konkurrenzfähig ist. Ausländische Verbraucher kaufen z. B. Strom an der Leipziger Strombörse, wenn die Preise dort günstiger sind als im übrigen Europa.

11. Wie viel Kuppelstellen für den grenzüberschreitenden Stromaustausch gibt es in der Bundesrepublik Deutschland?

Welche Kapazität haben Sie?

Welche Unternehmen betreiben diese Kuppelstelle auf deutscher Seite?

Nach der dena-Netzstudie betragen die Nettoübertragungskapazitäten der Grenzkuppelstellen ab 2008

	Export NTC* in MW	Import NTC* in MW
A	2 000	1 800
CH	2 100	4 000
CZ	1 150	2 300
F	2 750	2 850
NL	3 850	3 550
PL	1 200	1 100
DK West	950	1 500
DK East	550	550
S	600	600

* NTC – Net Transfer Capacity

Auf deutscher Seite werden die Kuppelstellen von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern bewirtschaftet.

12. Ist der Bau neuer Kuppelstellen beantragt bzw. in Bau?

Wenn ja, welche Betreiber sind hier beteiligt?

Nach Aussage der Bundesnetzagentur befinden sich zurzeit keine neuen Kuppelstellen im Bau.

13. Wie beurteilt die Bundesregierung den Ausbau der Netzkuppelstellen in die umliegenden Staaten durch die Übertragungsnetzbetreiber?

Die Bundesregierung befürwortet den Ausbau der europäischen Netzverbindungen im Interesse von mehr Wettbewerb im Bereich der leitungsgebundenen Energien in Europa.

14. Gibt es Pläne, diesen Ausbau im Interesse eines verbesserten europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes zu beschleunigen?

Ja

15. Welchen Marktanteil erreichen ausländische Erzeuger mit ausländischer Erzeugung im deutschen Strommarkt?

Mit welchem Marktanteil ausländischer Erzeuger ist in fünf Jahren zu rechnen?

Über den Marktanteil, den ausländische Erzeuger mit ausländischer Erzeugung am deutschen Strommarkt erreichen, liegen der Bundesregierung weder für die Gegenwart noch für die Zukunft Angaben vor.

16. Wie haben sich die Gewinne der großen vier EVU (durch ihre Aktivitäten in der Bundesrepublik Deutschland) in den letzten sechs Jahren entwickelt, und in welchen Sparten sind diese Gewinne vornehmlich angefallen?

Nach einer Studie der Hochschule Saarbrücken im Auftrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN wird der EBIT als aussagekräftigste Gewinnzahl identifiziert. Der EBIT hat sich nach dieser Studie wie folgt entwickelt (Mio. Euro):

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 geschätzt
E.ON AG	3 208	583	5 897	7 232	7 382	4 930	10 000
RWE AG	1 752	4 800	4 701	5 574	4 746	4 902	5 300
EnBW AG	33	205	487	–165	1 232	1 319	1 470
VE AG	–	569	167	595	1 131	1 350	1 500

Nach den Geschäftsberichten betrug der EBIT 2007 bei der:

E.ON Energie AG	4 670 Mio. Euro
E.ON Ruhrgas AG	2 576 Mio. Euro
EnBW AG	1 559 Mio. Euro

Die RWE AG und die VE AG haben den EBIT in ihren Geschäftsberichten nicht ausgewiesen.

Einen Nachweis, in welchen Sparten die Gewinne vornehmlich angefallen sind, gibt es nur konzernintern (auf Frage 52 wird verwiesen).

Durchsuchungen in 2006

17. Wann wurden welche großen EVU in der Bundesrepublik Deutschland wegen möglicher Wettbewerbsverstöße durchsucht?
18. Welche Behörde war dabei federführend und begleitend anwesend?
19. Wie viele Personen waren jeweils von nationaler und europäischer Ebene beteiligt?

Die Fragen 17 bis 19 werden zusammen beantwortet.

Im Jahr 2006 hat die Europäische Kommission wegen möglicher Wettbewerbsverstöße die nachfolgend aufgeführten unangekündigten Nachprüfungen bei

großen Unternehmen der Strom- und Gasbranche auf der Grundlage von Artikel 20 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003 des Rates vom 16. Dezember 2002 zur Durchführung der in den Artikeln 81 und 82 des Vertrags niedergelegten Wettbewerbsregeln (ABl. L 1 vom 4. Januar 2003, S. 1 – im Folgenden: VO 1/2003) wegen des Verdachts von Wettbewerbsverstößen durchgeführt. Da Nachprüfungen je nach Größe des betroffenen Unternehmensstandorts mehrere Tage in Anspruch nehmen können, wird nachfolgend jeweils der Beginn der Nachprüfung aufgeführt. Bei den Aktionen unterstützte das Bundeskartellamt die Beamten der Europäischen Kommission auf der Grundlage von Artikel 20 Abs. 5 VO 1/2003 vor Ort. Federführend für die Verfahren war jeweils die Europäische Kommission:

1. Gasmarkt

Nachprüfungsbeginn am 16. Mai 2006 bei den folgenden Unternehmen:

- ENI Gas & Power Deutschland S.p.A., Düsseldorf,
- ENI Gas & Power Deutschland GmbH, Düsseldorf,
- E.ON Ruhrgas AG, Essen,
- E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG, Essen,
- Gaz de France Deutschland Transport GmbH, Berlin,
- Gaz de France Deutschland GmbH, Berlin,
- MEGAL GmbH Mittel-Europäische-Gasleitungsgesellschaft, Essen,
- RWE Energy AG, Dortmund,
- RWE Transportnetz Gas GmbH, Essen,
- RWE Rhein-Ruhr AG, Essen,
- Transeuropa Naturgas Pipeline-Gesellschaft mbH & Co. KG, Essen,
- Transeuropa Naturgas Pipeline-Verwaltungs GmbH, Essen.

Die Nachprüfung wurde von 36 Beamten der Europäischen Kommission mit Unterstützung von elf Beamten des Bundeskartellamts durchgeführt.

2. Strommarkt

a) Nachprüfungsbeginn am 17. Mai 2006 bei den folgenden Unternehmen:

- RWE AG, Essen,
- RWE Energy AG, Dortmund,
- RWE Rhein-Ruhr AG, Essen.

Die Nachprüfung wurde von vier Beamten der Europäischen Kommission mit Unterstützung von einem Beamten des Bundeskartellamts durchgeführt.

b) Nachprüfungsbeginn am 29. Mai 2006 bei den folgenden Unternehmen:

- E.ON AG, Düsseldorf,
- E.ON Energie AG, München,
- E.ON Sales & Trading GmbH, München.

Das Bundeskartellamt hat die Kommission bei dieser Nachprüfung mit insgesamt zwölf eigenen Mitarbeitern unterstützt. Ferner wurde Amtshilfe durch die Polizeipräsidien Düsseldorf (zwei Beamte) und München (vier Beamte und zwei IT-Spezialisten) geleistet. Die Zahl der auf europäischer Ebene beteiligten Personen ist nicht bekannt.

c) Nachprüfungsbeginn am 12. Dezember 2006 bei den folgenden Unternehmen:

- E.ON Energie AG, München,
- E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover,
- E.ON Netz GmbH, Bayreuth,
- E.ON Sales & Trading GmbH, München,
- EnBW Trading GmbH, Karlsruhe,
- EnBW Transportnetze AG, Stuttgart,
- RWE AG, Essen,
- RWE Power AG, Essen,
- RWE Energy AG, Dortmund,
- RWE Transportnetz Strom GmbH, Dortmund,
- RWE Trading GmbH, Essen,
- Vattenfall Trading Services GmbH, Hamburg,
- Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin.

Das Bundeskartellamt hat die Kommission bei dieser Nachprüfung mit insgesamt 18 eigenen Mitarbeitern unterstützt. Die Zahl der auf europäischer Ebene beteiligten Personen ist nicht bekannt.

20. Wie beurteilt die Bundesregierung die bei den Durchsuchungen sichergestellten Asservate hinsichtlich ihrer Belastbarkeit, dass die großen EVU massive Wettbewerbsbehinderung betrieben haben?

Die Auswertung der bei den Nachprüfungen der Kommission asservierten Unterlagen hinsichtlich ihrer Belastbarkeit obliegt der Kommission.

21. Kann das BKartA in Verfahren gegen EVU auch Asservate aus Durchsuchungen nutzen, in denen die EU federführend war?

Der Informationsaustausch im Netzwerk der europäischen Wettbewerbsbehörden ist in Artikel 12 VO 1/2003 geregelt. Hiernach sind die Kommission und das Bundeskartellamt als nationale Wettbewerbsbehörde befugt, einander tatsächliche oder rechtliche Umstände einschließlich vertraulicher Angaben mitzuteilen und diese Angaben als Beweismittel zu verwenden. Allerdings dürfen die ausgetauschten Informationen nur zum Zweck der Anwendung von Artikel 81 EG oder Artikel 82 EG sowie in Bezug auf den Untersuchungsgegenstand als Beweismittel verwendet werden, für den sie von der übermittelnden Behörde erhoben wurden. Das Bundeskartellamt darf Asservate aus Nachprüfungen der Europäischen Kommission bei Energieversorgungsunternehmen daher nur in Verfahren nach Artikel 81 EG bzw. Artikel 82 EG verwenden, soweit damit der von der Europäischen Kommission festgelegte Untersuchungszweck verfolgt wird. Sanktionen gegen natürliche Personen mit Asservaten der Europäischen Kommission sind hingegen nach Artikel 12 VO 1/2003 ausgeschlossen.

22. Können die seitens der EU vorgebrachten Asservate gegen E.ON – die letztendlich zu einem Verkauf des E.ON Übertragungsnetzes geführt haben – auch von deutschen Behörden in Verfahren genutzt werden?

Der Informationsaustausch im Rahmen des Netzwerks der Europäischen Wettbewerbsbehörden nach Artikel 12 VO 1/2003 betrifft nur den Austausch zwischen Wettbewerbsbehörden, nicht aber einen Austausch zwischen Kommission und anderen nationalen Behörden. Dementsprechend ist die Verwendung der von der Europäischen Kommission sichergestellten Unterlagen nach Artikel 12 VO 1/2003 auf den Zweck der Anwendung von Artikel 81 EG bzw. Artikel 82 EG und auf den Untersuchungsgegenstand der Europäischen Kommission begrenzt. Eine Weiterleitung von Informationen und Unterlagen an andere nationale Behörden ist nach Artikel 12 VO 1/2003 nicht möglich.

23. Warum gingen die ersten Durchsuchungen von deutschen EVU von der EU-Kommission und nicht von deutschen Behörden aus?

Die EU-Kommission sah sich zu den Nachprüfungen durch Anhaltspunkte veranlasst, die sie im Rahmen ihrer Untersuchung des Strom- und Gassektors gewonnen hatte, die sie in den Jahren 2005 und 2006 gemeinschaftsweit durchgeführt und im Januar 2007 mit einem Abschlussbericht abgeschlossen hat. Vor diesem Hintergrund war die Kommission zur Durchführung dieser förmlichen Ermittlungsmaßnahmen zum damaligen Zeitpunkt nach den Grundsätzen der Zusammenarbeit der europäischen Wettbewerbsbehörden die geeignete Behörde.

24. Welche nationalen und europäischen Verfahren wurden auf Grundlage der Durchsuchungen eingeleitet?

Welche sind noch offen?

Welche Verfahren wurden mit welchem Ergebnis abgeschlossen bzw. eingestellt?

1. Verfahren der EU-Kommission:

- a) COMP 39.388 E.ON – Deutscher Stromgroßhandelsmarkt: Verdacht der Zurückhaltung von Produktionskapazitäten; Einstellung durch Verpflichtungszusagenentscheidung nach Artikel 9 VO 1/2003; Inhalt der Verpflichtung: Veräußerung von Stromerzeugungskapazitäten.
- b) COMP 39.389 E.ON – Deutscher Regelenergiemarkt: Verdacht, dass E.ON Netz sekundäre Regelenergie bei konzerneigenen Unternehmen zu höheren Preisen nachgefragt hat, als es tertiäre Regelenergie bei Drittunternehmen hätte einkaufen können; Einstellung durch Verpflichtungszusagenentscheidung nach Artikel 9 VO 1/2003; Inhalt: Veräußerung des Stromhöchstspannungsnetzes.
- c) COMP 39.401 E.ON/GDF: Verdacht wettbewerbsbeschränkender Absprachen hinsichtlich Gaslieferungen über die Megal-Pipeline; Abschluss des Verfahrens ist noch offen.
- d) COMP 39.402 RWE – Deutsche Gastransportmärkte; Verdacht der Marktabschottung; Abschluss des Verfahrens ist noch offen.
- e) COMP 39.317 E.ON – Deutsche Gastransportmärkte; Verdacht der Marktabschottung; Abschluss des Verfahrens ist noch offen.

2. Nationale Verfahren

Beim Bundeskartellamt wurde kein Kartell- oder Missbrauchsverfahren aufgrund der Nachprüfungen der Kommission aus dem Jahre 2006 eingeleitet.

25. Welche Verfahren haben das BKartA und die BNetzA seit dem Jahr 2000 gegen die vier großen Stromkonzerne wegen wettbewerbswidrigen Verhalten eröffnet, und was ist daraus geworden?

Die Frage wird dahingehend verstanden, dass sie sich auf Kartell- und Missbrauchsverfahren des Bundeskartellamtes, nicht aber auf Verfahren der Zusammenschlusskontrolle bezieht. Letztere werden bei der Antwort daher nicht berücksichtigt. Das Bundeskartellamt hat im Strombereich im Jahr 2005 Verfahren wegen der Strompreisbildung im Zusammenhang mit dem Emissionshandel gegen RWE und E.ON eingeleitet. Das Verfahren gegen RWE wurde mit Entscheidung vom 26. September 2007 abgeschlossen, nachdem RWE zugesagt hatte, eine Gesamtkapazität von 6 300 MW ($4 \times 1\,575$ MW) im Rahmen einer Versteigerung direkt zu verkaufen. Dabei werden beim Startpreis der Versteigerung die emissionshandelsbedingten Opportunitätskosten nicht berücksichtigt. In den bisher durchgeführten Versteigerungen entsprach der in der Versteigerung realisierte Endpreis aber dem Börsenpreis an der EEX, der die emissionshandelsbedingten Opportunitätskosten enthält. Das Verfahren gegen E.ON war bis zum Abschluss des RWE-Verfahrens zunächst nachrangig; anschließend hat E.ON eine Zusage angeboten, die von den beigeladenen Verbänden abgelehnt wurde. Das Verfahren kann erst abgeschlossen werden, wenn die vorgreiflichen Verfahren der EU-Kommission gegen E.ON wegen der Strompreisbildung (s. Antwort zu Frage 24) rechtskräftig abgeschlossen sind. Unter den zahlreichen Verfahren, die das Bundeskartellamt vor Einführung der Energienetzregulierung im Bereich der Missbrauchsaufsicht über Netzbetreiber geführt hat, befand sich im Hinblick auf die vier großen Stromkonzerne auch ein Verfahren gegen RWE Net wegen überhöhter Messpreise. Die entsprechende Preismissbrauchsverfügung des Bundeskartellamts vom 17. Februar 2003 wurde jedoch im gerichtlichen Beschwerdeverfahren rechtskräftig aufgehoben. Gegen die vier Übertragungsnetzbetreiber wurde ein Missbrauchsantrag wegen der Beschaffung von Regelenergie gestellt. Die Bundesnetzagentur hat ein Festlegungsverfahren eingeleitet. Geprüft werden die Möglichkeiten, den Bedarf von Regelenergie und den Kostenaufwand zu senken.

26. Gab es nach Ansicht des BKartA eine Absprache unter (Teilen) der großen vier EVU, dass Kostensenkungen durch Kartellamtsverfügungen oder gekürzte Netznutzungsentgelte nicht weitergegeben werden?
27. Falls ja, wie wurde darauf reagiert, und mit welchem Ergebnis?
28. Wie funktionierten nach Ansicht der Bundesregierung die wettbewerbsfeindlichen Absprachen zwischen (Teilen) der großen vier EVU?

Die Fragen 26 bis 28 werden zusammen beantwortet.

Hierzu liegen der Bundesregierung keine Informationen vor.

29. Wo haben die vier großen EVU konkret verhindert, dass Kraftwerkskapazitäten bzw. die Kontrolle über Kraftwerkskapazitäten in Hände Dritter geraten?

Dem Bundeskartellamt sind in der Vergangenheit vereinzelt Beschwerden von unabhängigen Kraftwerksbetreibern vorgetragen worden, die sich durch die Übertragungsnetzbetreiber von großen Erzeugern beim Anschluss ihrer Kraftwerksneubauprojekte behindert sahen. Nach Inkrafttreten der Kraftwerksnetzanschlussverordnung im Jahre 2007 hat es keine derartigen Beschwerden mehr beim Bundeskartellamt gegeben. Verfahren hat das Bundeskartellamt daher nicht mehr einleiten müssen.

Daneben geht das Bundeskartellamt davon aus, dass es den vier großen Erzeugern grundsätzlich möglich ist, Eigenerzeugung ihrer Kunden abzuwenden, indem diesen der Erwerb von Kraftwerksscheiben oder eine langfristige Stromlieferung angeboten wird. Dieser Aspekt ist bei der Oligopolanalyse auf den bundesweiten Strommärkten zu berücksichtigen, stellt aber nicht ohne Weiteres einen Wettbewerbsverstoß dar.

30. Was hat es mit dem SPP (Eigen-)Handelsbuch von E.ON auf sich, und wie wurde damit Einfluss auf die Marktpreisentwicklung genommen?

Zur Funktionsweise des SPP-Handelsbuches von E.ON ist im Schriftsatz des Bundeskartellamts an das OLG Düsseldorf im Beschwerdeverfahren zur Unter-sagung des Zusammenschlussvorhabens „E.ON Mitte/Stadtwerke Eschwege“ ausgeführt worden. Dieser liegt den Verfassern der Kleinen Anfrage ausweislich der Frage 35 vor. Den dortigen Ausführungen des Bundeskartellamtes ist nichts hinzuzufügen. Inwieweit die Marktpreisentwicklung damit nachweislich konkret beeinflusst wurde, ist der Bundesregierung nicht bekannt, weil für die wettbewerbsrechtliche Würdigung des dem Beschwerdeverfahren zugrunde liegenden Zusammenschlusses eine Gefährdungslage ausreichend war und es nicht auf den Nachweis einer konkreten Preisbeeinflussung im Stromgroßhandel ankam.

31. Liegen der Bundesregierung Erkenntnisse darüber vor, dass die vier großen EVU in den letzten Jahren bewusst zeitweise Kraftwerke vom Netz genommen haben, um über den Verknappungseffekt höhere Veräußerungsgewinne zu erzielen?

Wenn ja, welche?

32. Falls ja, wie wurde seitens der Bundesregierung darauf reagiert, und mit welchem Ergebnis?

33. Wenn ja, in welcher Größenordnung, und mit welchen preislichen Effekten auf die EEX?

Die Fragen 31 bis 33 werden zusammen beantwortet.

Der Vorwurf der strategischen Kapazitätszurückhaltung wurde durch die EU-Kommission im Verfahren COMP/39.388 gegenüber der E.ON AG in Sachen „Deutscher Stromgroßhandelsmarkt“ untersucht. Weitergehende bzw. andere Erkenntnisse liegen der Bundesregierung nicht vor.

34. Stimmt die Bundesregierung folgenden Ausführungen der EU-Kommission zu: „E.ON habe möglicherweise seine marktbeherrschende Stellung missbräuchlich ausgenutzt, indem es verfügbare Kapazitäten (d. h. die

Produktion verfügbarer und rentabler Kraftwerke) zurückgehalten habe, um einen Anstieg der Strompreise zum Nachteil der Verbraucher zu bewirken“ (Amtsblatt Nr. C 146 vom 12/06/2008 S. 0034 bis 0035)?

Es handelt sich bei dem Zitat um einen Auszug aus der Zusammenfassung der vorläufigen Beurteilung mutmaßlicher Zuwiderhandlungen der E.ON AG und ihrer Tochtergesellschaften in den Verfahren COMP/39.388 und 39.389 im Rahmen des Markttests der angestrebten Verpflichtungen. Die rechtliche Würdigung in diesen Verfahren ist Sache der Kommission.

35. Welche Verkaufspreise pro kWh hat E.ON 2003 konzernintern für die nächsten vier Jahre ausgegeben (in Bezugnahme auf das Schreiben des BKartA vom 30. November 2006 an OLG Düsseldorf im Fall Eschwege/Anlage B 30, E.ON S&T – AH 11 Seite 1, 4, 6, 9, 10)?

In dem in Bezug genommenen Schriftsatz des Bundeskartellamts ist der Verkaufspreis/kWh aus Gründen des Schutzes von Geschäftsgeheimnissen nicht genannt worden.

36. Stimmt es, dass die Europäische Union (EU) E.ON mit einer Kartellstrafe von 8 Mrd. Euro gedroht hat, bevor E.ON bereit war, sein Übertragungsnetz zu verkaufen?

Der Bundesregierung liegen keine diesbezüglichen Informationen vor.

37. Von wann bis wann (seit 1990) waren Mitarbeiter welcher Energieversorgungsunternehmen in den Energieabteilungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie beschäftigt (bitte aufgliedern nach Unternehmen)?

Von 2001 bis 2003 waren zeitweise Mitarbeiter folgender Unternehmen in der Energieabteilung des Bundeswirtschaftsministeriums beschäftigt: Wingas GmbH, Wuppertaler Stadtwerke AG, Lichtblick/bne, EFET Deutschland, Bayer AG, Thyssengas und LAUBAG. Seit 2003 gibt es darüber hinaus keine weiteren Einsätze von Mitarbeitern von Energieversorgungsunternehmen. Vor 2001 liegen hier keine Erkenntnisse mehr vor; eine Speicherung der Daten von ausgeschiedenen Personen über einen so langen Zeitraum ist aus datenschutzrechtlichen Gründen nicht zulässig.

38. Wie viele Mitarbeiter kennt die Bundesregierung, die in Bundesministerien im Energiebereich tätig waren und nach ihrem Ausscheiden zumindest zeitweise bei den vier großen EVU angestellt waren bzw. als Berater oder Beirat Geld erhalten haben (seit 1990)?

Der Bundesregierung sind keine Mitarbeiter unterhalb der Leitungsebene eines Ministeriums bekannt, die in dem genannten Zeitraum zu den vier genannten Energieversorgungsunternehmen wechselten.

39. Gab es Mitarbeiter von Energieversorgungsunternehmen, die in die Erarbeitung von Gesetzentwürfen eingebunden waren?

Falls ja, wer, und in welche?

Nein

Aktuelle Situation

40. Was unternimmt die Bundesregierung, damit es nicht – wie vom BKartA in der Vergangenheit festgestellt wurde – zu einem Austausch von wichtigen Unternehmensparametern und -strategien unter den vier großen EVU kommt?

Kontakte zwischen Unternehmen, die eine unzulässige Wettbewerbsbeschränkung darstellen, sind nach §§ 1, 19 bis 21 GWB bzw. Artikel 81, 82 EG verboten. Bei hinreichendem Verdacht auf entsprechende Verstöße kann die zuständige Kartellbehörde einschreiten. Eine laufende Verhaltenskontrolle sieht das GWB allerdings nicht vor.

41. Welche Verfahren sind auf europäischer Ebene noch anhängig gegen deutsche EVU?

Worum geht es hier?

Auf europäischer Ebene sind noch folgende Verfahren gegen deutsche Energieversorgungsunternehmen anhängig:

1. COMP 39.401 E.ON/GDF: Verdacht wettbewerbsbeschränkender Absprachen hinsichtlich der Megal-Pipeline.
2. COMP 39.402 RWE – Deutsche Gastransportmärkte: Verdacht der Marktabschottung durch netzbezogene Verhaltensweisen (langfristige Kapazitätsbuchung, strategisches underinvestment).
3. COMP 39.317 E.ON – Deutsche Gastransportmärkte: Verdacht der Marktabschottung durch netzbezogene Verhaltensweisen (Kapazitätshortung, langfristige Kapazitätsbuchung, strategisches underinvestment).

42. Gibt es heute noch – wie vom BKartA festgestellt – ein wettbewerbswidriges Duopol zwischen E.ON und RWE?

Das Bundeskartellamt hat – bestätigt durch das OLG Düsseldorf und den Bundesgerichtshof – ein wettbewerbsloses Duopol zwischen E.ON und RWE auf den bundesweiten Strommärkten (Erstbelieferung und Großkundenbelieferung) festgestellt. Das Bundeskartellamt sieht sich nicht veranlasst, diesen Befund gegenwärtig zu revidieren. Ob sich durch die von E.ON angestoßenen Veräußerungsvorhaben (Kapazitäten, Stromübertragungsnetz, Stadtwerke-Beteiligungen/Thüga) für die Zukunft ein veränderter Befund ergibt, kann heute noch nicht prognostiziert werden. Die Wettbewerbswidrigkeit eines bestimmten Verhaltens der Duopolisten ist eine von der Feststellung des Marktbeherrschungsbefunds zu trennende Angelegenheit und kann nicht generell unterstellt, sondern muss im Einzelfall nachgewiesen werden.

43. Was hat sich konkret zur Situation Anfang/Mitte dieses Jahrzehntes (nicht) geändert?

Zur Beantwortung der Frage nach der Entwicklung der Strom- und Gasmärkte wird zur Vermeidung von Wiederholungen auf die entsprechenden Ausführungen im aktuellen Tätigkeitsbericht des Bundeskartellamts zu den Jahren 2005/2006 verwiesen (Bundestagsdrucksache 16/5710, S. 121 ff.).

44. Stimmt die Bundesregierung mit der Urteilsbegründung des Bundesgerichtshofes vom November 2008 im Fall Eschwege überein, dass „für den Erstabatz von in Deutschland erzeugtem oder nach Deutschland importiertem Strom [...] noch kein freier Wettbewerb herrscht, sondern – zumindest – zwischen den beiden Marktführern E.ON und RWE ein marktbeherrschendes Oligopol besteht“?
45. Gibt es mittlerweile einen Binnenwettbewerb zwischen den vier großen EVU?
Falls ja, woran macht die Bundesregierung dies fest?

Die Fragen 44 und 45 werden zusammen beantwortet.

Siehe Antwort zu Frage 42.

46. Wie beurteilt die Bundesregierung den Umstand eines zurückgehenden Engagements der Evonik New Energies auf dem Regelenergiemarkt?

Die Bundesregierung gibt keine Bewertung zum Engagement von Unternehmen ab.

47. Ist ihr bekannt, dass vonseiten der vier großen Energiekonzerne Druck ausgeübt wurde, das Engagement zu reduzieren, um die eigenen Marktanteile am Regelenergiemarkt nicht zu gefährden?

Hierüber liegen der Bundesregierung keine Erkenntnisse vor.

48. Wie rechtfertigt die Bundesregierung die außerordentlich hohen Zusatzgewinne, die die vier großen Stromerzeuger durch den kostenlosen Bezug von CO₂-Emissionszertifikaten erlangt haben und mindestens bis 2012 noch erlangen werden?
49. Wie beurteilt sie etwaige hieraus entstehende Wettbewerbsverzerrungen auf dem Strommarkt?

Die Fragen 48 und 49 werden zusammen beantwortet.

Der Emissionshandel bewirkt, dass die Kraftwerksbetreiber die CO₂-Kosten in ihre Kostenkalkulation einbeziehen. Bei der Preisbildung an der Strombörse werden dabei vom preissetzenden Grenzkraftwerk stets die aktuellen CO₂-Preise und nicht der Preis, zu dem ein CO₂-Zertifikat erworben wurde, zugrunde gelegt. Das preissetzende Grenzkraftwerk in Deutschland ist i. d. R. ein Steinkohle- oder Gaskraftwerk. Da der Strompreis für alle gilt, führen die weitergewälzten CO₂-Kosten bei allen Stromerzeugern zu entsprechenden höheren Stromerlösen. Dadurch entstehen Zusatzgewinne bei Betreibern von Kernkraftwerken oder Wasserkraftwerken und auch bei den am Emissionshandel teilnehmenden Kraftwerksbetreibern, die Zertifikate größtenteils gratis zugeteilt bekommen. Letzteres galt für die erste Handelsperiode 2005 bis 2007, für die die Emissionshandelsrichtlinie praktisch eine vollständige Gratiszuteilung zwingend vorsah. Für die Periode 2008 bis 2012 hat die Bundesregierung von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, maximal 10 Prozent der Zertifikate gegen Entgelt abzugeben. Dies betraf ausschließlich den Stromsektor, so dass dort einzelne Kraftwerksbetreiber in nicht unerheblichem Maße Zertifikate zukaufen müssen. Ab der dritten Handelsperiode sollen im Stromsektor die Zertifikate vollständig versteigert werden. Insgesamt sind bislang keine wettbewerbsverzerrenden Einflüsse durch den Emissionshandel festzustellen.

50. Wie beurteilt die Bundesregierung die nach wie vor anhaltende Werbung für Nachtspeicherheizungen durch EnBW und Vattenfall Europe?

Es ist nicht Aufgabe der Bundesregierung Marketing- bzw. Werbestrategien von Stromkonzernen zu beurteilen.

51. Würde eine Versteigerung der von E.ON angebotenen Kraftwerkskapazitäten an eine Vielzahl von Interessenten im Vergleich zu dem Tausch mit einem Teil des Kraftwerksparks eines einzelnen anderen großen EVU aus Sicht der Bundesregierung den Wettbewerb auf dem Strommarkt stärken oder schwächen?

Prinzipiell könnte eine Versteigerung der von E.ON angebotenen Kraftwerkskapazitäten dazu beitragen, den Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt weiter zu beleben.

52. Befürwortet die Bundesregierung im Sinne einer Transparenz, dass zukünftig die Gewinne der EVU auch entsprechend der einzelnen Sparten, d. h. Strom, Wasser, Erdgas und Staaten, in denen diese Unternehmen tätig sind, veröffentlicht werden müssen?

Eine solche Veröffentlichungspflicht würde eine Änderung des Konzernrechts erfordern. Eine solche Veränderung des Konzernrechts sieht die Bundesregierung gegenwärtig nicht vor.

53. Befürwortet die Bundesregierung, dass zukünftig jährlich die Gehälter – inklusive Boni – der Konzernvorstände der EVU veröffentlicht werden müssen?

Nach § 285 Nummer 9 HGB haben Kapitalgesellschaften die Verpflichtung, im Anhang des Jahresabschlusses für die Mitglieder des Geschäftsführungsorgans die im Geschäftsjahr gewährten Gesamtbezüge (Gehälter, Gewinnbeteiligungen, Bezugsrechte und sonstige aktienbasierte Vergütungen, Aufwandsentschädigungen, Versicherungsentgelte, Provisionen und Nebenleistungen jeder Art) anzugeben und damit offen zu legen. Bei börsennotierten Aktiengesellschaften sind zusätzlich unter Namensnennung die Bezüge jedes einzelnen Vorstandsmitglieds, aufgeteilt nach erfolgsunabhängigen und erfolgsbezogenen Komponenten sowie Komponenten mit langfristiger Anreizwirkung, gesondert anzugeben. Gemäß § 286 Absatz 5 HGB unterbleiben diese Angaben bei börsennotierten Aktiengesellschaften nach § 285 Nummer 9 Buchstabe a Satz 5 bis 9 HGB, wenn die Hauptversammlung dies beschlossen hat. Ein solcher Beschluss, der höchstens für fünf Jahre gefasst werden kann, bedarf einer Mehrheit, die mindestens drei Viertel des bei der Beschlussfassung vertretenen Grundkapitals umfasst.

54. Ab welchem CO₂-Zertifikatepreis geht die Bundesregierung von CO₂-Einsparungseffekten durch Verdrängung klimaschädlicher Energieträger aus der Stromerzeugung innerhalb der Merit Order des deutschen Kraftwerksparks aus?

Je ehrgeiziger die Klimaschutzziele gesteckt werden, desto höher dürfte der sich am Markt bildende CO₂-Preis sein, wodurch CO₂-arme Kraftwerke zunehmend attraktiv werden. Ab welchem CO₂-Preis beispielsweise ein Gaskraftwerk rentabler wird als ein Kohlekraftwerk, hängt darüber hinaus neben der jeweils aktuellen Differenz der Brennstoffpreise u. a. auch von den jeweiligen

Standortbedingungen ab, die der Investor in seine Investitionsüberlegungen einbeziehen muss.

55. Mit welchen Änderungen im Strommix und in der Emission von CO₂ rechnet die Bundesregierung durch die geplante volle Versteigerung von CO₂-Zertifikaten ab 2013, verglichen mit dem heutigen Zustand, in dem die Zertifikatskosten von den EVU bereits als Opportunitätskosten betriebswirtschaftlich eingepreist sind?

Der Anreiz in Gaskraftwerke statt in Kohlekraftwerke zu investieren wird deutlich gefördert. Ob sich der Strommix längerfristig zugunsten CO₂-armer Stromproduktion, etwa zugunsten von Gaskraftwerken verändern wird, hängt darüber hinaus auch von den Brennstoffpreisen ab. Auf die Höhe der CO₂-Emissionen innerhalb des gesamten EU-weiten Emissionshandelssektors hat der Übergang zur Vollversteigerung allerdings keinen Einfluss, da das Gesamt-Cap im voraus genau festgelegt wird und davon auszugehen ist, dass die Emissionsrechte vollständig genutzt werden.

56. Wie bewertet die Bundesregierung die Tatsache, dass die Erzeugungskosten von Braunkohlestrom – im Gegensatz zu allen anderen relevanten Energieträgern der fossilen/nuklearen Stromerzeugung – nicht wettbewerbsabhängig und keinem Weltmarktpreis unterworfen sind, auch im Hinblick auf die durch den CO₂-Handel beabsichtigte Verdrängung von CO₂-intensiveren Energieträgern?

Strom, der in Braunkohlenkraftwerken erzeugt wird, unterliegt ebenso den Marktmechanismen des liberalisierten Strommarktes wie der Strom aus anderen Kraftwerken.

Braunkohle ist ein preisgünstiger Primärenergieträger und hat den Vorteil, dass ihr Preis – und damit die Brennstoffkosten der Braunkohlenkraftwerke – als sehr stabil eingeschätzt werden kann. Die CO₂-Kosten, die den Betreibern von Kraftwerken im Rahmen des Emissionshandelssystems entstehen, sind dagegen abhängig vom europäischen CO₂-Zertifikatemarkt.

57. Wie bewertet die Bundesregierung das Funktionieren der Marktpreisbildung an der Leipziger Strombörse EEX in Bezug auf die Strompreisentwicklung seit 2002?

Der Bundesregierung liegen keine Erkenntnisse vor, die begründete Zweifel an einem ordnungsgemäßen Funktionieren der Marktpreisbildung an der EEX nahelegen.

Ein aktuelles Gutachten („Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX“), das zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht von der EEX in Auftrag gegeben worden ist, kommt bezüglich des Preisbildungsmechanismus an der EEX zu dem Ergebnis, dass dieser konsistent mit den Empfehlungen moderner wirtschaftswissenschaftlicher Forschung zu Strommarktdesign und Auktionstheorie sei. Insbesondere besitze die von der EEX eingesetzte Einheitspreisauktion im Vergleich zu anderen diskutierten Preisbildungsverfahren eine Reihe gut dokumentierter Vorteile. Dazu gehörten hohe Transparenz, eindeutiger Referenzpreis, gleiche Preise für alle Marktteilnehmer, keine relativen Vorteile durch Informationsvorsprünge oder Marktmachtausübung und selbstkorrigierende Wettbewerbsanreize. Ferner führe bei Marktmacht kein anderes Preisbildungsverfahren systematisch zu geringeren Stromausgaben oder höherer Produktionseffizienz.

58. Welche konkreten Pläne verfolgt die Bundesregierung, um den bislang fehlenden Insiderbestand im Strom- und Gasspotmarkt zu beseitigen und insoweit Insiderhandel strafbar zu machen?

Die Europäische Kommission hat eine gemeinsame Arbeitsgruppe von CESR (Vereinigung der europäischen Wertpapieraufsichtsbehörden) und ERGEG (Vereinigung der europäischen Gas- und Stromregulierungsbehörden) eingesetzt, die im September 2008 Vorschläge zur Ergänzung der europäischen Marktmissbrauchsrichtlinie gemacht hat. Danach soll ein spezielles Regime zur Regulierung der Energiemärkte entwickelt werden, das auch Regelungen zu verbotenem Insiderhandel im Spotmarkt enthalten sollte. Die Bundesregierung wird die weiteren europäischen Arbeiten aktiv begleiten.

59. Welche Behörde ist zuständig für die Aufdeckung und Verfolgung von Marktmanipulation im Stromgroßhandel?
Wie viele Personen sind damit betraut?

Für die Aufdeckung von Marktmanipulation im Stromgroßhandel an der EEX ist die dortige Handelsüberwachungsstelle (HÜSt) zuständig. Dort sind derzeit vier Personen mit der laufenden Handelsüberwachung betraut. Der Börsenhandel und die Tätigkeit der HÜSt wird wiederum von dem Sächsischen Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit als Börsenaufsichtsbehörde überwacht. In dem zuständigen Referat sind derzeit drei Personen tätig. Die Verfolgung von Marktmanipulation obliegt der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht. In dem dortigen Referat Marktmanipulation sind acht Mitarbeiter tätig.

60. Gibt es mittlerweile eine gesetzliche Melde- bzw. Veröffentlichungspflicht der Handelsteilnehmer für ihre nicht über die Börse abgewickelten Geschäfte?

Auf europäischer Ebene erarbeitet die CESR/ERGEG-Arbeitsgruppe einen Vorschlag zur Verbesserung der Transparenz auf den Energiemärkten, der noch dieses Jahr der Europäischen Kommission übermittelt werden soll. Im Übrigen enthält der Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Beteiligungsrichtlinie einen Vorschlag zur Änderung des Börsengesetzes. Danach sollen in Zukunft auch Daten von Geschäften ausgewertet werden, die nicht über die Börse abgeschlossen, sondern nur über das Clearinghaus der Börse abgewickelt werden. Hierdurch werden die Rechte der HÜSt gestärkt.

61. Was gedenkt die Bundesregierung insgesamt zu tun, um die Transparenz an der EEX zu erhöhen?

Auf die Antwort zu Frage 63 wird verwiesen.

62. Welche konkreten Vorschläge hat die Bund-Länder-Arbeitsgruppe „Verbesserung der Markttransparenz im Stromgroßhandel/Strompreisbildung an der EEX“ zur besseren Markttransparenz gemacht?

Die Bund-Länder-Arbeitsgruppe hat in ihrem Bericht festgestellt, dass für den deutschen Markt mit den sog. Transparenzberichten, die von der Bundesnetzagentur in Zusammenarbeit mit anderen Regulierungsbehörden und Marktparteien im Rahmen der Engpassmanagementleitlinien erarbeitet wurden, umfassende und umsetzungsreife Transparenzvorgaben vorliegen. Das Ziel, für alle Handelsteilnehmer hinsichtlich des Informationsstandes ein faires transparentes

Informationsangebot zu schaffen, werde mit diesen Vorgaben erreicht. Im Nachgang zu ihrer Umsetzung sei später zu prüfen, inwiefern ggf. weitere flankierende Maßnahmen notwendig erscheinen.

Ferner wurde das Vorantreiben eines Verbots von Insiderhandel im Stromspotmarkt auf europäischer Ebene empfohlen, da die Einführung eines entsprechenden Verbots auf nationaler Ebene vor dem Hintergrund der EU-Marktmissbrauchsrichtlinie schwer darstellbar sei.

Als weitere mögliche Maßnahmen wurden schließlich auch die Einführung einer börsenrechtlichen Pflicht zur Meldung des wirtschaftlich Berechtigten für das jeweilige Geschäft, einer Melde- oder Veröffentlichungspflicht der Handelsteilnehmer an Strombörsen über ihre OTC-Geschäfte sowie eine europaweite Aufbewahrungspflicht für Versorgungsunternehmen bzgl. ihrer Transaktionsdaten genannt.

63. Welche dieser Vorschläge wurden bis jetzt umgesetzt?

Im Rahmen der vom Bundeswirtschaftsministerium initiierten Transparenzinitiative, die auf Maßnahmen zur Steigerung der Transparenz im Strommarkt sowohl gegenüber den Verbrauchern als auch im Großhandel abzielte, wurde mit den großen Stromerzeuger-Verbänden BDEW, VKU und VIK die umfassende Veröffentlichung von Erzeugungsdaten auf der Internetseite der Energiebörse EEX auf Grundlage der genannten Transparenzberichte vereinbart. Derzeit laufen bei der EEX die Arbeiten für die technische Umsetzung der Plattform. Mit dieser einheitlichen, zentralen Veröffentlichung der Kraftwerksdaten wird eine umfassende Vergleichbarkeit der Daten und ein deutlich verbesserter Überblick über die Gesamtsituation des Marktes gewährleistet.

In Bezug auf ein Verbot von Insiderhandel an Stromspotmärkten und eine generelle Erfassung aller OTC-Geschäfte wurden die diesbezüglichen Anregungen im Rahmen des von der Europäischen Kommission vergebenen, gemeinsamen Mandats an CESR und ERGEG eingebracht. Es wird auf die Antwort zu Frage 58 verwiesen.

Bezüglich der Aktivitäten für eine gesetzliche Melde- bzw. Veröffentlichungspflicht der Handelsteilnehmer für ihre nicht über die Börse abgewickelten Geschäfte wird auf die Antwort zu Frage 60 verwiesen.

64. Hält die Bundesregierung die derzeitigen Preisniveaus am EEX-Spotmarkt für Peak bzw. Off-Peak für angemessen in Bezug auf den zugrundeliegenden Kraftwerkspark mit dessen Stromgestehungskosten?

Ein gut funktionierender transparenter Markt mit einer großen Anzahl von Teilnehmern ist der beste Garant dafür, dass faire Marktpreise ohne Marktmissbrauch zustande kommen. Die Ende 2007 in Kraft getretene Novellierung des Kartellrechts war ein wichtiger Beitrag zur Stärkung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt. Die bis zur Jahresmitte enorm stark gestiegenen und seitdem wieder deutlich gefallen EEX-Spotmarktpreise spiegeln zum großen Teil die Auf- und Abwärtsbewegung der Energierohstoffpreise wider.

65. Wie bewertet die Bundesregierung die volkswirtschaftlichen Effekte aus der Tatsache, dass an der EEX stündlich die teuerste zum Zuschlag kommende Anlage den Preis für alle Anlagen – und damit auch den branchenüblichen Referenzpreis für den gesamten deutschen Stromhandel – bestimmt?

Das an der Strombörse preisbestimmende Kraftwerk – das so genannte Grenzkraftwerk – ist immer dasjenige, bei dem die Produktionskosten für eine Stromeinheit gerade durch den Marktpreis abgedeckt werden. Zusammen mit der Stromproduktion aus allen anderen Kraftwerken, die zu geringeren Kosten Strom produzieren können, wird genau die Menge Strom erzeugt, die zum gleichen Zeitpunkt an der Strombörse nachgefragt wird. Eine höhere Nachfrage hätte zur Folge, dass mindestens noch ein weiteres Kraftwerk benötigt würde, das nur dann Strom produziert, wenn der Preis weiter steigt, damit die dort höheren Grenzkosten abgedeckt werden. Eine diesen Wettbewerbsregeln folgende Strompreisbildung ist volkswirtschaftlich gewünscht, denn dadurch wird garantiert, dass die insgesamt nachgefragte Strommenge zum niedrigst möglichen Preis am Markt abgesetzt wird. Entscheidend ist dabei auch, dass das Stromangebot nicht durch bewusst zurückgehaltene Erzeugungskapazitäten manipuliert wird.

66. Teilt die Bundesregierung die Ansicht, dass ein Stromübertragungsnetz in der Hand einer bundesweit agierenden Netzgesellschaft die Effizienz erhöht und die Netzkosten senken kann?

Durch eine Vergrößerung des Netzgebietes mit einheitlicher Verwaltung entstehen Effizienzpotenziale, deren Nutzung von der konkreten Ausgestaltung abhängt.

67. Welche konkreten Schritte unternimmt die Bundesregierung angesichts des Angebots von E.ON und Vattenfall zum Verkauf der Stromübertragungsnetze zur Gründung einer derartigen Netzgesellschaft?

Welche Nachteile befürchtet die Bundesregierung bei einer staatlichen Beteiligung an einer solchen Netzgesellschaft?

Die Bundesregierung begleitet die Entwicklung neuer Strukturen der Stromübertragungsnetze aktiv. So hat die Bundesregierung bereits Anfang März eine Arbeitsgruppe „Netze“ auf Staatssekretärs-Ebene unter Leitung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie mit Beteiligung von BMF, BMU und Chef BK ins Leben gerufen. Sie hat zum Auftrag, Entwicklungen im Bereich der Stromnetze abzuschätzen und die verschiedenen Optionen der künftigen Gestaltung des Netzbetriebs in Deutschland zu prüfen.

68. Hat die Bundesregierung Kenntnis darüber, ob weiterhin Strategietreffen zwischen den großen europäischen Energieversorgern stattfinden?

Von besonderen Strategietreffen hat die Bundesregierung keine Kenntnis. Im Übrigen ist es nicht Aufgabe der Bundesregierung, sondern des Bundeskartellamtes sowie der Europäischen Kommission als Wettbewerbsbehörden, eventuelle Kartelle zu verfolgen.

69. Welche Maßnahmen plant die Bundesregierung zur Verbesserung des EU-Binnenmarktes?

Wie groß schätzt die Bundesregierung den Bedarf an Kapazitäten zur Verwirklichung effektiven Wettbewerbs in der EU an den Grenzkuppelstellen ein?

Das Initiativrecht für Maßnahmen zur Verbesserung des EU-Energiebinnenmarktes liegt bei der EU-Kommission. Die Bundesregierung setzt sich im Rat der Europäischen Union aktiv für die Weiterentwicklung des Binnenmarktes ein. Sie erfüllt ihre aus EU-Vorgaben resultierenden Verpflichtungen betreffend den Energiebinnenmarkt durch entsprechende Umsetzung der Richtlinien sowie Anwendung der Verordnungen.

Die Bundesnetzagentur überwacht die Entwicklung der grenzüberschreitenden Kapazitäten (siehe Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2008).

Stadtwerke

70. An wie vielen Stadtwerken sind die vier großen EVU beteiligt?

Unter wettbewerblichen Gesichtspunkten ist hier eine Unterscheidung der Beteiligungen gesondert nach Strom- und Gasbereich angezeigt. Danach halten die vier großen Energieversorgungsunternehmen (E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW) im Strombereich insgesamt 321 Beteiligungen an Unternehmen der Weiterverteilerstufe und im Gasbereich 357 Beteiligungen an Unternehmen der Weiterverteilerstufe. Bei diesen Zahlen ist zu beachten, dass zahlreiche Weiterverteiler sowohl eine Gas- als auch eine Stromseite aufweisen.

71. Beurteilt die Bundesregierung diese vertikale Verflechtung als wettbewerbsschädlich?

Wenn ja, warum, und was hat sie dagegen getan bzw. wird sie dagegen tun?

Die vertikale Verflechtung diente in der Vergangenheit der Absatzsicherung und verhinderte somit den Wettbewerb um Weiterverteilerkunden und Letztverbraucher. Das Bundeskartellamt hat auf diesen Trend in der Branche mit zahlreichen Zusammenschlussuntersagungen oder Freigaben von Zusammenschlüssen unter Nebenbestimmungen reagiert. Eine ausdrückliche Ermächtigung, die bereits vorgefundene vertikale Integration zu entflechten, enthält das GWB allerdings nicht.

72. Kann nach Ansicht der Bundesregierung mit der Anreizregulierung die Quersubventionierung von Netzbetreibern an ihre verbundenen Vertriebe vermieden werden?

Die ab dem 1. Januar 2009 anzuwendende Anreizregulierung setzt den Netzbetreibern Anreize die Kosten des Netzbetriebs zu optimieren und dadurch die Effizienz des Netzbetriebs zu erhöhen. Eine Bewertung von finanziellen Vereinbarungen innerhalb des Konzerns erfolgt durch die Anreizregulierung nicht.

73. Liegen der Bundesregierung Erkenntnisse zur Wirksamkeit der Unbundlingvorschriften der Verteilnetzbetreiber vor?

Nach der Umsetzung der Entflechtungsvorgaben durch das Energiewirtschaftsgesetz ist es an den Regulierungsbehörden – ggf. durch Weiterentwicklung der Regulierungspraxis –, für eine effektive Durchsetzung der Vorschriften zu sorgen. Die Wirksamkeit der Entflechtung der Verteilernetze kann noch nicht abschließend beurteilt werden, da die Entflechtungsbestimmungen erst seit 7. Juli 2005 in Kraft sind.

74. Sind die Regeln zum Unbundling für Verteilnetzbetreiber aus Sicht der Bundesregierung ausreichend?

Siehe Antwort zu Frage 73.

Gasmarkt

75. Wie groß sind die in der Bundesrepublik Deutschland verfügbaren Speicherkapazitäten für Gas, und welche Unternehmen verfügen darüber?

Deutschland verfügt über 46 aktive Untertagespeicher mit einem maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von etwa 19,9 Mrd. m³. Eine Übersicht über die Betreiber der verschiedenen Speicher findet sich in der nachfolgenden Tabelle:

Aktive Gas-Untertagespeicher in der Bundesrepublik Deutschland (Stand: 31.12.2007)

Speicher Standort	Eigentümer, Betreiber	Speichertyp	gesamtes Speichervolumen (Mio. m ³ V _n)	Maximale Arbeitsgaskapazität (Mio. m ³ V _n)	Plateau-Entnahmerate (1000 m ³ / h)
Allmenhausen bei Mühlhausen / Th.	E.ON Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	380	62	62
Bad Lauchstädt b. Halle	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	670	440	238
Bad Lauchstädt b. Halle	Verbundnetz Gas AG	18 Kavernen	816	536	1.020
Berlin	Berliner Gaswerke AG (GASAG)	Aquifer	1.085	780	250
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	32 Kavernen	1.284	987	1.458
Bierwang b. München	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	2.457	1.360	1.200
Breitbrunn / Eggstätt im Chiemgau	RWE-DEA AG, Mobil GmbH, E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	2.075	1.080	520
Bremen - Lesum	swb Netze GmbH & Co. KG	2 Kavernen	90	73	160
Bremen - Lesum	EMPG für MEEG GmbH	2 Kavernen	242	177	360
Buchholz b. Potsdam	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	234	175	80
Burggraf - Bernsdorf bei Naumburg	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	5	3	40
Dötlingen b. Oldenburg	EMPG für BEB GmbH	ehem. Gasfeld	4.058	1.620	840

Empelde b. Hannover	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3 Kavernen	175	138	300
Epe b. Münster	E.ON Ruhrgas AG	34 Kavernen	2.226	1.761	2.450
Epe b. Münster	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	10 Kavernen	625	473	520
Epe b. Münster	Nuon Epe Gasspeicher GmbH	4 Kavernen	285	216	250
Epe b. Münster	Essent Energie Gasspeicher GmbH	5 Kavernen	375	300	400
Eschenfelden bei Nürnberg	E.ON Ruhrgas AG, N-Ergie AG	Aquifer	168	72	130
Etzel b. Wilhelmshaven	IVG Kavernen GmbH	9 Kavernen	841	560	1.310
Frankenthal b. Worms	Saar-Ferngas AG	Aquifer	290	62	100
Fronhofen-Illmensee	Gaz de France für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	153	35	75
Hähnlein b. Darmstadt	E.ON Ruhrgas AG	Aquifer	160	80	100
Harsefeld b. Stade	EMPG für BEB GmbH	2 Kavernen	186	130	300
Huntorf i. d. Wesermarsch	EWE AG	6 Kavernen	406	297	150
Inzenham - West bei Rosenheim	RWE-DEA AG, E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	880	500	300
Kalle b. Bad Bentheim	RWE WWE Netzservice GmbH	Aquifer	630	215	400
Kiel - Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	2 Kavernen	100	60	100
Kirchheilingen bei Mühlhausen / Th.	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	240	190	125
Kraak	E.ON Hanse AG	3 Kavernen	215	190	440
Krummhörn b. Emden	E.ON Ruhrgas AG	3 Kavernen	73	51	100
Lehrte / Hannover	Avacon, E.ON Ruhrgas AG	ehem. Ölfeld	120	35	50
Neuenhuntorf	EWE AG	1 Kaverne	33	17	100
Nüttermoor b. Leer	EWE AG	16 Kavernen	1.233	921	1.300
Peckensen	Gaz de France - PEG	1 Kaverne	105	60	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	3 Kavernen	178	110	100
Rehden b. Diepholz	Wintershall AG, WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	7.000	4.200	2.400
Reitbrook b. Hamburg	GdF u. MEEG GmbH für E.ON Hanse AG	ehem. Ölfeld	530	350	350
Rüdersdorf	EWE AG	1 Kaverne	66	53	70

Sandhausen b. Heidelberg	E.ON Ruhrgas AG für Gasversorgung Süddeutschl.	Aquifer	60	30	45
Schmidhausen b. München	GdF f. Stadtwerke München	ehem. Gasfeld	300	150	150
Staufurt	Kavernenspeicher Staufurt GmbH (KST) RWE, WWE	4 Kavernen	243	204	250
Stockstadt b. Darmstadt	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	94	45	45
Stockstadt b. Darmstadt	E.ON Ruhrgas AG	Aquifer	180	90	90
Uelsen	EMPG für BEB GmbH	ehem. Gasfeld	1.220	520	245
Wolfersberg b. München	RWE-DEA AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	538	320	210
Xanten am Niederrhein	RWE WWE Netzser- vice GmbH, Thyssengas GmbH	8 Kavernen	220	190	280
→	Kapazität, insge- samt:		33.544	19.918	
Quelle: Meldungen der Betreiberfirmen an Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover, 31.12.2007					

76. Welche Schritte unternimmt die Bundesregierung, um nicht Importeuren sondern auch Endkundenversorgern Zugriff auf die Speicher zu verschaffen und so das Gasangebot zu erweitern und den Wettbewerb zu fördern?

Gemäß § 28 Absatz 1 EnWG haben Betreiber von Speicheranlagen anderen Unternehmen den Zugang zu ihren Speicheranlagen zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen zu gewähren, sofern der Speicherzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist. Damit haben Endkundenversorger bereits jetzt einen Anspruch auf diskriminierungsfreien Zugang zu Speichern. Der Anspruch kann im Rahmen eines besonderen Missbrauchsverfahren gemäß § 31 EnWG von der Regulierungsbehörde durchgesetzt werden.

77. Ist es richtig, dass auf künftige Erdgasimporte über die Nord Stream bzw. Nabucco-Pipeline ausschließlich die an den jeweiligen Konsortien beteiligten Konzerne E.ON und RWE direkten Zugriff hätten, und wie bewertet die Bundesregierung dies im Hinblick auf die weitere Entwicklung des nationalen Gasmarktes?

Es ist nicht richtig, dass ausschließlich die an den Betreiberkonsortien beteiligten Konzerne direkten Zugriff auf die Erdgasimporte über die Nord Stream oder Nabucco haben. Nach hiesigen Information wurden für Lieferungen über

Nord Stream bereits Vorverträge mit Nicht-Konsortium-Mitgliedern geschlossen. Zum Transport von Gas über die Nabucco-Pipeline gibt es laut Presseinformationen Absichtserklärungen bzw. Verhandlungen mit Transportkunden aus Norwegen, Österreich, Italien, Deutschland, der Schweiz, der Ukraine, Aserbaidschan, den Niederlanden, Frankreich, Italien und der Tschechischen Republik.

78. Wie schätzt die Bundesregierung die Auswirkung einer Abschaffung der Ölpreisbindung auf die Verbraucherpreise ein?

Die Bundesregierung verspricht sich keine positiven Effekte von einer Abschaffung der Ölpreisbindung, die v. a. in den langfristigen, internationalen Verträgen zwischen Produzenten und Importeuren enthalten ist. Noch stärker als beim Öl wird der Gasmarkt von wenigen Produzenten beherrscht. Von einer Beendigung der vertraglichen Ölpreisbindung ist daher bei den heutigen Markt- und Rohstoffgegebenheiten, sofern sie durchsetzbar wäre, keine unmittelbar positive Wirkung auf die Gaspreise zu erwarten. Auch würde sie voraussichtlich nicht zu einer tatsächlichen Abkoppelung vom Ölpreis führen. Öl und Gas stehen im Substitutionswettbewerb mit der Folge sich angleichender Preise. Der Gasmarkt in Großbritannien – wo sich Gaspreise an der Börse bilden können – zeigt, dass auch ohne Ölpreisbindung die Gaspreise den steigenden Ölpreisen folgen. Die Entwicklung der Preise am National Balancing Point (britischer Handelsplatz) macht zudem deutlich, dass eine fehlende Ölpreisbindung zu einer höheren Volatilität und zu höheren Preisen in nachfragestarken Zeiten führt, d. h. insbesondere im Winter, wenn Haushaltskunden zu Heizzwecken vermehrt Gas beziehen.

79. Welche Schritte hat die Bundesregierung bislang unternommen, um sich auf internationaler und EU-Ebene für die Abschaffung der Ölpreisbindung bei Erdgas einzusetzen?

Aus o. g. Gründen gab es bislang keine Initiativen der Bundesregierung zur Abschaffung der Ölpreisbindung. Sie hat in ihrem am 5. November 2008 vom Bundeskabinett verabschiedeten Bericht zur Öl- und Gasmarktstrategie im Gegenteil betont, dass sie sich keine Vorteile von der Abschaffung der Ölpreisbindung verspricht.

80. Wann soll es nach Planung der Bundesregierung in der Bundesrepublik Deutschland überall möglich sein, seinen Gasversorger frei wählen zu können?

Mit dem 2005 neu gefassten Energiewirtschaftsgesetz, der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzanschlussverordnung, der Niederdruckanschlussverordnung, der Gasgrundversorgungsverordnung, der Festlegungsentscheidung der Bundesnetzagentur über bundesweit einheitliche Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor (GeLi Gas) sowie der Ende 2007 in Kraft getretenen Verschärfung des Kartellrechts wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen für mehr Wettbewerb und erleichterten Lieferantenwechsel im Gasmarkt geschaffen. Es liegt an den Marktakteuren, diese Rahmenbedingungen auszunutzen. Ein zeitlicher Rahmen für die Umsetzung wird von der Bundesregierung nicht vorgesehen.

81. Wie groß ist der Marktanteil von E.ON Ruhrgas in der Bundesrepublik Deutschland bezüglich Verkauf auf Großhandelsebene und beim Import?

Nach Kenntnissen der Bundesregierung hat E.ON Ruhrgas auf Großhandelsebene einen Marktanteil von ca. 45 bis 50 Prozent und auf Importebene von ca. 50 Prozent.

82. Zu welchen Auswirkungen hat die Fusion von E.ON und Ruhrgas auf dem Gasmarkt in der Bundesrepublik Deutschland geführt?

Die Fusion E.ON/Ruhrgas hat den langfristigen Bezug von preisgünstigem Erdgas insbesondere aus Russland gesichert und damit die Versorgungssicherheit in Deutschland verbessert.

83. Gibt es Überlegungen, Maßnahmen wie z. B. ein Gas-Release-Programm noch einmal durchzuführen, nachdem die Auflagen der E.ON-Ruhrgas-Fusion nicht die gewünschten Effekte für den Wettbewerb brachten (unzureichend entwickelte diskriminierungsfreie Netzzugangsbedingungen)?

Das Gas-Release-Programm war eine Auflage im Rahmen der Ministererlaubnis E.ON/Ruhrgas mit dem Ziel, die Liquidität im Gasmarkt zu erhöhen. Ein Gas-Release-Programm lässt sich auf Grundlage des geltenden Rechts nur im Rahmen eines Verfahrens der Zusammenschlusskontrolle oder eines Missbrauchsverfahrens gegen marktbeherrschende Gasunternehmen anordnen. Diesbezügliche Überlegungen der Kartellbehörden in einem aktuellen Fall sind der Bundesregierung nicht bekannt. Überlegungen für die Schaffung einer speziellen Ermächtigungsgrundlage zur isolierten Durchführung eines Gas-Release-Programms bestehen nicht.

84. Welche Priorität räumt die Bundesregierung vor dem Hintergrund, dass die Aufteilung des deutschen Gasmarktes in so genannte Marktgebiete oft als große Wettbewerbshürde genannt wird, der Beseitigung der Marktgebiete ein, und bis wann soll das Ziel umgesetzt werden?

Eine Aufteilung des deutschen Gasmarktes in eine sachlich nicht gerechtfertigte Anzahl von Marktgebieten, kann zu künstlicher Marktzersplitterung führen, die sich hinderlich auf den Wettbewerb auswirken kann. Mit Blick hierauf hält die Bundesregierung eine Reduzierung der Marktgebiete auf ein technisch gerechtfertigtes Maß für wichtig. Es ist Aufgabe der Bundesnetzagentur, im Rahmen ihrer Kompetenzen die sachliche Rechtfertigung der Zahl der Marktgebiete zügig zu überprüfen.

85. Welche ordnungspolitischen und/oder institutionellen Hürden stehen der flächendeckenden Verbreitung von Wettbewerbern/Alternativen zu lokalen Gasversorgern bisher noch entgegen?

Keine

86. Ist es sinnvoll, die Aufstellung eines Teils der sehr wichtigen Marktregeln weiterhin in den Händen der Netzbetreiber zu überlassen, vor dem Hintergrund, dass es in der Gasbranche immer wieder Streit um die Netz-

zugangsregeln insbesondere die so genannte Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber gibt?

Die wesentlichen Marktregeln (diskriminierungsfreier Netzzugang für Dritte, kostenorientierte Entgeltbildung) sind im Energiewirtschaftsgesetz und den zugehörigen Verordnungen enthalten. Die Kooperationsvereinbarung konkretisiert die gesetzlich vorgesehenen Zusammenarbeitspflichten der Netzbetreiber. Ob die gesetzlichen Anforderungen erfüllt werden, unterliegt der Kontrolle durch die Regulierungsbehörde.

87. Von Lieferanten als auch potenziellen Netznutzern wie Gaskraftwerks- und Speicherprojekten wird oft auf unzureichend verfügbare Leitungskapazitäten hingewiesen. Wie ist die Einschätzung der Bundesregierung dazu, und welche Pläne hat sie, die Beseitigung der Engpässe durch die Gasnetzbetreiber voranzutreiben?

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht eine Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau vor, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist.

88. Wie ist der Stand der Harmonisierung der Anforderungen an die Biogaseinspeisung in den Mitgliedsländern der EU?

Die Regelungen für die Einspeisung von Biogas sind derzeit europarechtlich nicht harmonisiert. Es gelten lediglich die allgemeinen Netzzugangsregelungen der Richtlinie 2003/55 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses zu transportieren (Artikel 1 Abs. 2 RL). Die Mitgliedstaaten sind insbesondere verpflichtet, unter Berücksichtigung der erforderlichen Qualitätsanforderungen sicherzustellen, dass Biogas einen nicht diskriminierenden Zugang zum Gasnetz erhält, vorausgesetzt, dieser Zugang ist dauerhaft mit den einschlägigen technischen Normen und Sicherheitsvorschriften vereinbar (Erwägungsgrund 24 GasRL).

89. Welche Unterschiede gibt es in den Anforderungen bei Einspeisung in nationale Gasnetze und im grenzüberschreitenden Verkehr?

Es bestehen keine grundsätzlichen Unterschiede bei den Anforderungen zur Einspeisung von Biogas in nationale Gasnetze und für den grenzüberschreitenden Verkehr. Da Biogas bei der Einspeisung stets netzkompatibel sein muss, richten sich Anforderungen an die Gasqualität und den Druck nach dem Punkt der Einspeisung, was im Einzelfall zu Unterschieden führen kann, je nachdem in welche Gasnetze eingespeist wird.

90. In welchen Mitgliedstaaten der EU gibt es gesetzlich festgelegten vorrangigen Anschluss von Biogaseinspeisungsanlagen, vorrangige Einspeisung, vorrangige Aufnahme und vorrangige Weiterleitung des eingespeisten auf Erdgasqualität aufbereiteten Biogases oder ist eine solche geplant?

Soweit in der Bundesregierung bekannt, gibt es derzeit keine Regelungen zum vorrangigen Anschluss oder zur Einspeisung oder Weiterleitung von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas. Deutschland ist hier Vorreiter. In den Niederlanden und in Luxemburg sollen entsprechende Regelungen in Vorbereitung sein.

91. In welchen Mitgliedstaaten gibt es eine kostendeckende Einspeisevergütung für auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas oder ist eine solche geplant?

Es gibt derzeit keine Regelungen zur kostendeckenden Einspeisevergütung in anderen Mitgliedstaaten der EU. Pläne zur Schaffung entsprechender Regelungen sind der Bundesregierung nicht bekannt.

92. Welches Potenzial sieht die Bundesregierung beim Biogas hinsichtlich der Substitution von Erdgas?

Die Bundesregierung geht von einem Potenzial zur Substituierung von Erdgas durch Biogas von 6 Mrd. Kubikmetern bis 2020 und von 10 Mrd. Kubikmetern bis 2030 aus.

Konzessionsverträge

93. Wie viele Konzessionsverträge für die Erstellung und den Betrieb der örtlichen Verteilnetze wurden seit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG 1998) von den Kommunen in den einzelnen Bundesländern bereits neu abgeschlossen?

Der Bundesregierung liegen keine eigenen Informationen hierzu vor.

94. In wie vielen Fällen kam es in den einzelnen Bundesländern mit Hilfe der Nutzung des Wettbewerbs unter den Netzbetreibern zu einem Wechsel des Konzessionsnehmers, also des Netzbetreibers?

Es wird auf die Antwort zu Frage 93 verwiesen.

95. Wie viele Konzessionsverträge für die Erstellung und den Betrieb der örtlichen Verteilnetze müssen seit der Novellierung des EnWG 1998 von den Kommunen in den einzelnen Bundesländern noch neu abgeschlossen werden?

Es wird auf die Antwort zu Frage 93 verwiesen.

96. Sind Fälle von Koppelungsgeschäften bei der Neuvergabe von Konzessionsverträgen bekannt, und wenn ja, welche?

Es wird auf die Antwort zu Frage 93 verwiesen.

97. Wie geht die Bundesregierung mit den Fällen um, in denen Netzbetreiber, die im Rahmen von Konzessionsvergabebehandlungen im Wettbewerb um eine Netzübernahme stehen, die Entgelthöhe für die Netznutzung beantragen, aber noch nicht Eigentümer des Verteilnetzes sind?

Es ist nicht Aufgabe der Bundesregierung, solche Fälle zu entscheiden. Dies ist eine Frage der Rechtsanwendung.

98. Wie geht die Bundesregierung mit den Fällen um, in denen Netzbetreiber noch nicht Eigentümer des Netzes sind, aber zur Teilnahme am Wettbewerb um die Übertragung des Konzessionsvertrags zur eigenen wirtschaftlichen Abschätzung auf belastbare Netznutzungsentgelte durch die Bundesregierung angewiesen sind?

Es wird auf die Antwort zu Frage 97 verwiesen. Es ist nicht Aufgabe der Bundesregierung, die Höhe von Netznutzungsentgelten einzelner Netzbetreiber abzuschätzen.

99. Wie geht die Bundesregierung mit den Fällen um, in denen Netzbetreiber noch nicht Eigentümer des Netzes sind, Netznutzungsentgelte beantragen, vom bisherigen Netzbetreiber aber kein belastbares Mengengerüst, technische und historische Daten zur Verfügung gestellt werden und damit nur schwer am Wettbewerb um den Netzbetrieb teilnehmen können?

Es wird auf die Antwort zu Frage 97 verwiesen.

100. Wie geht die Bundesregierung mit den Fällen um, in denen Netzbetreiber den Konzessionsvertrag neu übertragen bekommen haben, ab einem bestimmten Termin das Verteilnetz betreiben sollen, aber aus verschiedensten Gründen (z. B. Rechtsstreit mit dem bisherigen Netzbetreiber) noch kein Netznutzungsentgelt beantragt oder von der Bundesregierung berechnet werden konnte?

Es wird auf die Antwort zu Frage 97 verwiesen.

101. Gibt es Möglichkeiten, den Wettbewerb bei der Konzessionsvergabe zum Betrieb der örtlichen Verteilnetze über die Bekanntmachung der beabsichtigten Neuvergabe nach EnWG hinaus zu forcieren?

Die Entscheidung über den Abschluss von Wegenutzungsverträgen treffen, wie sich auch aus § 46 des Energiewirtschaftsgesetzes ergibt, die Gemeinden.

102. Gibt es Möglichkeiten bei irreführenden Auskünften bisheriger Netzbetreiber gegenüber den Konzessionsgebern mit dem Ziel vorzeitige Konzessions-Neuvergaben nach dem EnWG und mit dem Ziel der Behinderung des Wettbewerbs diese vorzeitigen Neuvergaben zu verhindern?

Es wird im Grundsatz auf § 46 Abs. 3 Satz 3 bis 5 des Energiewirtschaftsgesetzes verwiesen. Im Übrigen gilt das allgemeine Zivil-, Wettbewerbs- und Strafrecht.

103. Welche Möglichkeiten sieht die Bundesregierung für Kommunen bei der Neuvergabe von Konzessionen vom bisherigen Netzbetreiber tatsächlich belastbare Daten zum örtlichen Netz auch tatsächlich zu erhalten?

Es wird darauf hingewiesen, dass die Rolle der Gemeinden im Falle einer Neuvergabe zunächst in § 46 des Energiewirtschaftsgesetzes beschrieben ist. Die Frage lässt offen, aus welchem Interesse heraus ein solches Informationsbegehren für welche Informationen geltend gemacht werden soll. Sie kann in der gestellten Form nicht beantwortet werden.