

## **bne-Stellungnahme zum**

# **Markttest der EU-Kommission zum Zusagenangebot von E.ON „COMP/B-1/39.317 – E.ON Gas“**

Ausgebuchte Kapazitäten durch langfristige Kapazitätsbuchungen einzelner Transportkunden stellen eine signifikante Wettbewerbshürde im deutschen Gasmarkt dar. Der Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne) begrüßt daher das Vorgehen der Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission, das darauf abzielt, eine Verbesserung der Gaskapazitätssituation herbeizuführen. An fast allen wichtigen Importpunkten nach Deutschland sind die Einspeisekapazitäten – soweit heute bereits buchbar, das heißt i. d. R. für die nächsten drei Jahre – schon zu 100 Prozent oder mehr als 98 Prozent ausgebucht. Ein neuer Marktteilnehmer hat somit gar keine oder kaum Möglichkeiten vor Ende 2012 an freie feste Transportkapazitäten zu gelangen. Die Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts und die Ergebnisse des Sondergutachtens der Monopolkommission kommen zu ähnlichen Schlussfolgerungen.

**Das Vorhaben der Kommission ist ein wirklich großer Schritt in die richtige Richtung. Das Angebot von E.ON wird jedoch bei näherer Betrachtung den Erwartungen nicht gerecht.**

Die Verpflichtungszusage ist im Gesamtkonzept des Entry-Exit-Modells, der Umgestaltung der Kapazitätsregeln (Allokation und Engpassmanagement) sowie dem Prozess der Marktgebietszusammenlegung zu betrachten und in diese entsprechend einzubetten. Andernfalls könnte die Wirkung der Zusage schlichtweg verpuffen. Wir plädieren daher für eine dringende Nachbesserung der Verpflichtung von E.ON.

Unsere Kritikpunkte an dem E.ON-Angebot im Einzelnen:

## **Zur Kapazitätsfreigabephase 1**

- **Kapazitätsfreigabe: Vollständige Betrachtung von Entry und Exit erforderlich**

Ohne verfügbare korrespondierende Exit-Kapazitäten an den freizugebenden Entry-Punkten befürchten wir, dass sich die von E.ON angebotene, sofortige Freigabe nicht oder nur in geringem Maße auf die Marktentwicklung auswirkt. Denn das Verpflichtungsangebot enthält lediglich die Freigabe von Einspeisekapazitäten. Solange es mehrere Marktgebiete gibt, ist für die Belegung des Wettbewerbes jedoch entscheidend, zu welchen liquiden Handelsplätzen der Netzzugang durch die angebotene Kapazitätsfreigabe verbessert wird. Daher kann man bei der Beurteilung von E.ONs Zusagenangebot die Entrys nicht allein betrachten. In den deutschen Marktgebieten läuft der Gashandel an den virtuellen Handelspunkten – das heißt die Übergabe der Gasmengen zwischen den Handelspartnern – nach bestimmten wie folgt dargestellten Regeln ab: Der Käufer benötigt zum Gastransport erst die passende Exit-Kapazität bevor er am Übergabepunkt mit entsprechender Entry-Kapazität in das Marktgebiet von NCG oder EGT-L einspeisen kann. Beim Gasimport gibt es zwar Bezugsverträge, die eine Übergabe der Gasmengen am Grenzkopplungspunkt vorsehen, bei der der Verkäufer die Ausspeisekapazität bucht und bezahlt. Eynatten ist beispielsweise ein solcher physischer Punkt. Wesentlich mehr Händler und Lieferanten beziehen ihr Gas jedoch hinter den Grenzkopplungspunkten an den sehr viel liquideren virtuellen Handelspunkten wie TTF, Zeebrugge bzw. direkt beim Produzenten.

An vielen der von E.ON zur sofortigen Freigabe aufgeführten Grenzkopplungs- bzw. Marktgebietsübergangspunkten ist gar keine Exit-Kapazität verfügbar. Grüne Kapazitätsampeln, als Zeichen für ausreichend freie feste Kapazitäten sind die Ausnahme. Dies zeigt unsere folgende Auswertung von Daten zur Exit-Kapazität der angrenzenden Netzbetreiber. Für einen Teil der Punkte sind diese Informationen nicht im Internet verfügb- oder auffindbar. Auch unsere entsprechenden Anfragen bei den Netzbetreibern blieben unbeantwortet.

Netzübergabepunkt	Angrenzender Netzbetreiber/TSO	Verfügbare feste Exit-Kapazität angrenzender TSO
Waidhaus	RWE Transgas Net (CZ)	100 % frei (für 15.2.10)
Emden (EPT1)	Gassco (NO)	keine Informationen
Emden (NPT)	Gassco (NO)	keine Informationen
Dornum / NETRA	Gassco (NO)	keine Informationen
Eynatten (BE) // Lichtenbusch / Raeren (DE)	Fluxys (BE)	> 20 % verfügbar
Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) I	Gas Transport Services (NL)	keine
Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) II	Gas Transport Services (NL)	keine
Bocholtz	Gastransportservices (NL)	keine
Oberkappel	BOG Baumgarten-Oberkappel-G. (AT)	> 7 % verfügbar (ab 10/2010)
Lampertheim	Wingas Transport (DE)	< 1 % verfügbar
Emsbüren	Gasunie D. Transport Services (DE)	0 % verfügbar bis 12/2012
Achim	Gasunie D. Transport Services (DE)	aktuell 0 %, ab 1.1.2011 100 % frei
Achim	Statoil D. Transport GmbH (DE)	keine Informationen
Drohne	Gasunie D. Transport Services (DE)	> 18 % verfügbar
Steinbrink	Erdgas Münster Transport (DE)	keine Informationen
Vreden (DE) / Winterswijk (NL)	Gas Transport Services (NL)	etwas
Elten (DE) / Zevenaar (NL)	Gas Transport Services (NL)	etwas

Die Berücksichtigung der Exit-Kapazitäten enthält neben der Frage nach ihrer Verfügbarkeit noch eine andere Dimension: Wie groß ist der Anteil der von E.ON gebuchten Exit-Kapazität an den entsprechenden Punkten? Insbesondere bei nicht ausreichend verfügbarer Kapazität auf der Ausspeiseseite ist auch dort die tatsächliche Buchungssituation genau zu überprüfen. Es muss sichergestellt werden, dass E.ON nicht durch Beibehaltung von langfristig gebuchten Exit-Kapazitäten Wettbewerber am Gastransport zu dem Punkt hindert, für den es sich auf der anderen Seite zur sofortigen Freigabe von Entry-Kapazitäten verpflichtet. Unser Zwischenfazit: Das E.ON-Verpflichtungsangebot bzgl. bestimmter Einspeisekapazitäten kann die Zugangsbehinderung für Wettbewerber von E.ON in den betreffenden Marktgebieten nur dann auflösen, wenn die entsprechende Verfügbarkeit korrespondierender fester Ausspeisekapazitäten sichergestellt ist.

Überdies muss daneben jede Möglichkeit zur Substitution von Einspeisekapazitäten ausgeschlossen werden (Stichwort: Pipe-in-Pipe-Kapazitäten oder Bruchteilseigentum). Denn während sich das E.ON-Angebot nur auf die Freigabe von Entry-Kapazitäten ins Netz der E.ON-Gastransport GmbH (EGT) bezieht, erfolgt die kartellrechtliche Abgrenzung der Kommission

richtigerweise anhand der Marktgebiete. Dies entnehmen wir Ziffer 2. Abs. 3 und 4 der Bekanntmachung in diesem „E.ON Gas“-Fall. Da sich die Wettbewerbsbedenken der Kommission auf die Marktgebiete beziehen, welche im Fall von NetConnect Germany (NCG) neben EGT von drei weiteren Ferngasnetzbetreibern aufgespannt werden, sollte folgendes sichergestellt werden: E.ON darf die Kapazitätsfreigabe nicht durch entsprechende Buchungen von langfristigen festen frei zuordenbaren Kapazitäten (LFFZK) bei anderen Ferngasnetzbetreibern, die Entry-Kapazitäten in das Marktgebiet der NCG anbieten, substituieren. Dies ist für die aufgeführten Punkte Waidhaus, Bocholtz, Oberkappel und Eynatten zu prüfen.

▪ **Auswahl der Punkte und Volumina: Zufall oder Strategie?**

Nach unserer Einschätzung werden von E.ON zu wenige Kapazitäten an den für den Markt und die Wettbewerbsentwicklung attraktiven Punkten frei gegeben. Leider ist aus der Bekanntmachung nicht erkennbar, nach welchen Kriterien E.ON die angebotenen Punkte und die Volumina der Freigabe dazu ausgewählt hat. Prinzipiell kann die angebotene Kapazitätsfreigabe zwar zu einer Verbesserung der Verfügbarkeit von LFFZK führen, da heute jeder in dem Angebot von E.ON aufgeführten Einspeisepunkte durch sog. rote Ampeln<sup>1</sup> gekennzeichnet ist. Das heißt: Die Kapazitäten sind zu über 99 Prozent für die nächsten zwei bis drei Jahre – soweit heute überhaupt buchbar – ausgebucht. Die oben diskutierte Problematik der Verfügbarkeit von entsprechenden Ausspeisekapazitäten an den Punkten lassen wir in der nachfolgenden Betrachtung zunächst außen vor.

Die Stärkung des Wettbewerbs im deutschen Gasmarkt ist nur mit einem verbesserten Zugang zu liquiden und günstigen Beschaffungsquellen möglich. Die Verteilung der angebotenen Kapazitätsfreigaben nach den hinter den Punkten liegenden Beschaffungsmärkten bzw. Marktzone stellt sich wie folgt dar:

---

<sup>1</sup> Die Darstellung der Kapazitätsverfügbarkeit über ein Ampelsystem geht auf § 10 Abs. 2 GasNZV zurück.

Einspeisung aus	Verpflichtungsangebot Eon - kurzfristige Freigabe [MWh/h]	
	H-Gas: Marktgebiet NCG	L-Gas: Marktgebiet EGT-L
Import Norwegen	2.000	
Import Niederlande	544	3.965
Import Belgien	2.250	
Import Russland (über AT, CZ)	3.833	
MÜT - aus anderen Marktgebieten	1.371	3.793
Summe	9.998	7.758

Von der sofortigen Kapazitätsfreigabe profitieren die Beschaffung von H-Gasmengen aus Norwegen, Belgien und Russland erheblich, jene aus den Niederlanden vergleichsweise weniger. Die absoluten Mengen der Freigabe bleiben jedoch gerade dort, wo die Kapazitätsverfügbarkeit besonders interessant für den Markt ist, hinter den Erwartungen zurück. Überhaupt entsteht der Eindruck, dass E.ON die Abgabe von Kapazität eher nach strategischen Kriterien anbietet – und zwar dort, wo die Kapazität ohnehin nicht mehr genutzt wird oder an Punkten, die durch spätere Marktgebietzusammenlegungen wegfallen. So liegt aus deutscher Marktperspektive hinter dem Punkt Waidhaus, für den E.ON die größte Menge an Kapazität frei gibt, gar kein funktionierender virtueller Handlungspunkt (VHP) im tschechischen Gastransportnetz. Ohne einen solchen liquiden VHP, wird es zumindest auf kurze Sicht keinen Gashandel hinter Waidhaus geben und entsprechend könnte die Nachfrage auf die angebotene Entry-Kapazität für Waidhaus verhalten ausfallen.

Dagegen wird für den Zugang zum L-Gas-Markt im Vergleich sehr viel mehr Kapazität freigegeben – bezogen auf den Anteil dieser Gasqualität im deutschen Markt. Dies begrüßen wir sehr, denn heute ist Liquidität in allen L-Gas-Marktgebieten problematisch. Somit können die durch die Kapazitätsfreigabe herbeigeführte Durchlässigkeit der Marktgebietgrenze und die verbesserte Kapazitätsverfügbarkeit für den Gastransport aus den Niederlanden nur positiv im Sinne des Wettbewerbs wirken.

Als Indikator für die Kapazitätsnachfrage des Marktes können die Ergebnisse des von EGT von 2008 bis 2009 durchgeführten Open Season Verfahrens herangezogen werden – auch wenn diese die Kapazitätsnachfrage für neue Gaskraftwerke und Speicher einschließen: *„In Phase 1 der Open Season (unverbindliche Kapazitätsabfrage) wurden insgesamt 485 unverbindliche Kapazitätsbedarfsanfragen mit einem Gesamtvolumen von fast 430.000 MWh/h*

*gestellt.*“, heißt es auf der Internetseite von EGT<sup>2</sup>. In Phase 2 mit einseitig bindenden Verpflichtungen der Transportkunden sei dann „*die Kapazitätsnachfrage auf ca. 30 % der ursprünglichen Anfragen zurück gegangen*“. Doch selbst davon wird nur ein Teil realisiert – EGT führte eine sogenannte Priorisierung durch mit dem Ergebnis, dass „*mit dem optimierten Netzausbauszenario 35 % der insgesamt verbindlich bestätigten Kapazitätsanfragen umgesetzt werden. Im H-Gas werden rd. 45 % und im L-Gas 34 % der in der Abschlussphase bestehenden Kapazitätsanfragen realisiert.*“

Die punktgenaue Betrachtung des Zusagenangebots von E.ON untermauert dieses Bild:

Einspeisung aus	Verpflichtungsangebot E.ON: Freigabe in Phase 1				Histor. Kapazitätsauslastung	
	Menge in MWh/h	Anteil buchbarer LFFZK	Menge in MWh/h	Anteil buchbarer LFFZK	minimale Ausl. (Gastag) 12/09	maximale Ausl. (Gastag) 12/09
Import Norwegen	H-Gas					
Emden (EPT1)	250	7%			47%	64%
Emden (NPT)	1.250	38%			27%	35%
Dornum / NETRA	500	3%			59%	84%
Import Niederlande	H-Gas		L-Gas			
Bunde / Oude Statenzijl (H) I	500	11%			22%	66%
Bunde / Oude Statenzijl (H) II					0%	28%
Bocholtz	44	1%			59%	77%
Vreden / Winterswijk			1.400	12%	30%	58%
Elten / Zevenaar			2.565	19%	41%	77%
Import Belgien	H-Gas					
Eynatten // Lichtenbusch/Raeren	2.250	48%			2%	25%
Import Russland (über AT, CZ)	H-Gas					
Oberkappel	364	66%			36%	53%
Waidhaus	3.469	11%			87%	95%
MÜT - aus anderen Marktgebieten	H-Gas (aus Gaspool)		L-Gas (aus Aequamus)			
Lampertheim	1.200	67%			49%	64%
Achim	171	100%			0%	0%
Emsbüren			2.193	59%	20%	46%
Drohne			1.413	48%	28%	42%
Steinbrink			187	6%	44%	47%

Wir haben in dieser Analyse die Kapazitätsfreigabe in Phase 1 der historischen Auslastung an den jeweiligen Punkten<sup>3</sup> gegenüber gestellt. Als Faustregel kann man sagen: Je höher die Kapazitätsauslastung ist, umso größer ist die Relevanz eines Grenzkopplungs- oder Marktgebietsübergangspunktes für den Markt. In diesem Kontext stellt sich die angebotene sofortige Kapazitätsfreigabe von E.ON wie folgt dar: Je höher die Auslastung eines Punktes und daher

<sup>2</sup> Veröffentlichung auf der EGT-Website unter: <http://www.eon-gastransport.com/cps/rde/xchg/SID-1E750873-4CD52218/eon-gastransport/hs.xml/3140.htm>

<sup>3</sup> Die Übersicht zu den historischen Kapazitätsauslastungen ist verfügbar auf der Internetseite von EGT unter der Rubrik Netztransparenz: <http://www.eon-gastransport.com/cps/rde/xchg/SID-F6AC3D5E-6EDEC42/eon-gastransport/hs.xml/2460.htm>

von größerer Bedeutung für den Markt, desto kleiner ist der Anteil, den E.ON mit seiner Zusage frei gibt (orange markierte Punkte). Umgekehrt fällt die Kapazitätsfreigabe bei den geringer ausgelasteten Punkten größer aus (blaue Markierung). So ergibt auch die Freigabe von 100 % der bisher allein von E.ON gehaltenen LFFZK am Punkt Achim ein ganz anderes Bild: Zwischen Oktober 2007 und Dezember 2009 wurden hier nur von März bis September 2009 überhaupt Lastflüsse größer Null registriert.

Stichwort Transparenz: In der Bekanntmachung des Verpflichtungsangebots wurde bedauerlicherweise die Information geschwärzt, welchen Anteil die sofortige Kapazitätsfreigabe an den insgesamt von E.ON an den Punkten gebuchten LFFZK ausmacht.

- **Geringe Freigaben an den attraktiven Punkten fallen auf alte Zuteilungsregeln**

Nach der ernüchternden Analyse zum Umfang der Freigabe, fällt es uns schwer zu akzeptieren, dass die geringen an den attraktiven Einspeisepunkten freigegebenen Kapazitätsmengen auf Basis der veralteten Regeln der geltenden Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zugeteilt werden sollen. Die Zuteilung der frei gewordenen Kapazität ist mindestens so wichtig wie die Ausgestaltung der Freigabe selbst. Eine „Vermarktung der Kapazität nach den jeweils geltenden Regeln des nationalen Regulierungsrechts“ bedeutet eine Zuteilung nach dem immer noch geltenden „First-Come-First-Served“-Prinzip (FCFS). Dabei bereiten aktuell sowohl das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) mit der Novelle der GasNZV als auch die europäischen Regulierer im Rahmen der von ERGEG zur Konsultation gestellten Pilotrahmenrichtlinie zur „Kapazitätsallokation in Europäischen Gasübertragungsnetzen“ [Ref: E09-GNM-10-05, Entwurf vom 10. Dezember 2009] die Abschaffung dieser Vergabemethode vor. Der Grund: FCFS benachteiligt gerade neue Marktteilnehmer erheblich und begünstigt langfristige Kapazitätsbuchungen der alten Gaswirtschaft.

Nach den Regelungen der alten GasNZV gilt FCFS auch für das Angebot der frei werdenden Kapazität zur Umwandlung von unterbrechbar gebuchter in feste Kapazität. Entsprechend würden zunächst die älteren Kapazitätsanfragen bedient – neue Marktteilnehmer bekämen aus der sofortigen Freigabe u. U. gar keine Kapazitäten oder nur für jene Punkte, an denen das Marktinteresse ohnehin gering ist. Der derzeit geltende Regulierungsrahmen garantiert somit nicht, dass neue Marktteilnehmer wirklich Zugang zu den frei werdenden Kapazitäten erhalten. Entsprechend wichtig ist es u. a. aus diesem Grund, dass der Gesetzgeber die Novelle der GasNZV so schnell wie möglich abschließt.

Zur Abschwächung der Wirkung des dargestellten regulatorischen Dilemmas aus Sicht der Neuen Anbieter, bitten wir die Kommission, diese problematische Situation zumindest in zeitlicher Hinsicht zu begrenzen:

- Solange die nicht marktbasierenden und nicht diskriminierungsfreien Zuteilungsregeln der alten GasNZV gelten, sind die Kapazitäten nur mit einer maximalen Laufzeit von einem Jahr zu vergeben. Eine solche Befristung ist erforderlich, damit der Fehler der nicht marktbasierenden Zuteilung gemäß alter GasNZV nicht in den Geltungszeitraum der novellierten GasNZV „hinüber gerettet“ wird. Ziffer 5.2. ist daher aus der Zusage zu streichen.
- Das Ende von Phase 1 und der Übergang zur zweiten Phase ist an das Inkrafttreten der neuen GasNZV zu knüpfen. Es gilt, E.ONs Zusage so zu gestalten, dass diese sich flexibel an neue Kapazitätsregeln in einem nahtlosen Übergang anpasst – zumal die Richtung der Änderung der Kapazitätsregeln heute schon absehbar ist. Neben den verbesserten Zuteilungsregeln würden dann bei der Neuzuteilung die angekündigten neuen Engpassmanagementregeln gleich in den Kapazitätsverträgen entsprechend mitberücksichtigt.

Grundsätzlich sollte ein Zeitplan für die Kapazitätsallokation mit zumindest relevanten Eckpunkten in dem Verpflichtungsangebot konkretisiert werden.

## **Zur Kapazitätsfreigabephase 2**

Wir begrüßen, dass die Freigabe von Kapazitäten über die Mengen aus der sofortigen Freigabephase hinaus fortgesetzt wird. Leider bleibt dieser Teil der Zusage sehr unkonkret und enthält darüber hinaus externe Parameter, die u. E. nicht in die Verpflichtung von E.ON gehören. Der Effekt: E.ON profitiert von deren Einfluss bei der Erfüllung seiner Zusage, die Leistung wird jedoch von anderen erbracht und bezahlt.

Unsere Anmerkungen zur Ausgestaltung der Phase 2 im Einzelnen:

- **Beginn der Phase 2 muss früher als 2015 kommen und eindeutig geregelt werden**

Wie in unserer Bewertung zur Phase 1 angesprochen, kann der Markt ohne klare und eindeutige Regelung den Beginn der zweiten Phase nicht abschätzen. Die Terminierung der

zweiten Phase erscheint uns zwischen Definitions- und Textteil nicht eindeutig geregelt zu sein. Bereits aus dem Bezug der Reduzierung der LFFZK auf einen „Anteil an den eigenen Buchungen [von E.ON]“ ist für Dritte bzw. den Markt nicht ansatzweise nachvollziehbar, welches Kapazitätswolumen überhaupt in Phase 2 frei gegeben wird. Unser Vorschlag ist eine Verknüpfung des Übergangs zu Phase 2 mit dem Inkrafttreten der novellierten GasNZV; zur Begründung siehe unsere oben dargestellten Ausführungen.

- **E.ONs Gashandelsportfolio darf nicht die Reduktion der LFFZK beeinflussen**

Die Berechnung zur Erfüllung des Reduktionsziels sollte ausschließlich auf der Grundlage von Entry-Kapazitäten erfolgen, die E.ON auch tatsächlich hält. Als kritikwürdig betrachten wir daher die Einberechnung langfristiger Lieferverträge von E.ON. Schließlich führt eine Änderung im Gashandelsportfolio von E.ON nicht automatisch zu einer Änderung der Kapazitätsbuchung. Selbst als im vergangenen Jahr der Gasabsatz im deutschen Markt um über 5 Prozent sank und E.ON mit Gazprom laut regelmäßigen Presseberichten<sup>4</sup> noch immer über eine deutliche Minderung seiner Take-or-Pay-Verpflichtungen verhandelt – wurde dennoch keine entsprechende Menge nicht genutzter Kapazitäten am Sekundärmarkt angeboten.

- **E.ON keinen Raum für strategische Buchungen lassen**

Nur durch eine punktscharfe Freigabevorgabe lässt sich unserer Meinung nach in einem Entry-Exit-Modell ein positiver Effekt für den Markt herbeiführen. Die Formulierung des Reduktionsziels über den Bezug auf die Gesamtmenge der Entry-Kapazität in ein Marktgebiet, lässt E.ON hingegen sehr viel Spielraum für eine interne Optimierung seiner Kapazitätsbuchungen. Eine solche strategische Buchung verhindert die Kapazitätsfreigabe an den für den Markt wirklich interessanten Punkten. Durch eine punktscharfe Freigabevorgabe würde E.ON bei hoher Auslastung an den Punkten zum Handeln gezwungen werden: Handeln hieße in diesem Zusammenhang, entweder die Kapazität zu nutzen und Gasmengen in das Marktgebiet zu transportieren und zu verkaufen oder die Anpassung seiner Importverträge zu verhandeln und die nicht genutzten Kapazitäten auch an diesen für den Markt interessanten Punkten freizugeben.

---

<sup>4</sup> U. a. in der „Der Westen“ vom 20.02.2010: <http://www.derwesten.de/nachrichten/wirtschaft-und-finanzen/Gaspreise-in-Deutschland-sollen-flexibler-werden-id2619587.html>

- **E.ON darf sich nicht Maßnahmen Dritter anrechnen lassen**

E.ON unterbreitet der Kommission das Verpflichtungsangebot laut Definition in Abschnitt A) mit Ausnahme des Netzbetriebs, also ohne EGT. Es wundert uns daher umso mehr, dass die Ziffern 8.2. und 8.3. sog. „gleichwertige Maßnahmen zur Erfüllung der Zusage“ enthalten, die von EGT und bei weiteren Marktgebietszusammenlegungen in Zusammenarbeit mit anderen Netzbetreibern zu erbringen sind. Wir kritisieren dabei das Potential für mögliche Quersubventionierungen der Maßnahmen im gesamten E.ON-Konzern zur Erfüllung der Kapazitätsfreigabe von E.ON:

- Investitionen in den Netzausbau oder andere die Kapazität erhöhende Maßnahmen bezahlen letztendlich die Netznutzer über höhere Netznutzungsentgelte – und am Ende die Verbraucher.
- Anbieter von Lastflusszusagen müssen über entsprechende Flexibilitäten verfügen, in großer Menge geht das nur aus Speichern. Weil E.ON im Marktgebiet NCG über die größten Speicherkapazitäten verfügt und es nur wenige Anbieter von Lastflusszusagen gibt, steht zu befürchten, dass E.ON das Angebot von Lastflusszusagen dominiert – mit entsprechendem Einfluss auf die Angebotspreise.

Die Anerkennung von Marktgebietszusammenlegungen auf die Erfüllung des Reduktionsziels sehen wir ebenfalls problematisch. E.ON würde damit „belohnt“, dass EGT heute weitere Marktgebietszusammenlegungen, insbesondere im L-Gas – positiv gesprochen – verzögert. Anhand der Formeln ist nicht erkennbar, ob nach einer Marktgebietszusammenlegung ceteris paribus E.ON überhaupt noch Kapazitäten frei geben muss.

- **Review für Kompatibilität der Zusage mit Änderung der Kapazitätsregeln**

Neben den vorgenannten Kritikpunkten an der Ausgestaltung von Phase 2, stellen wir auch hier fest: Die Begrenzung der Freigabe auf die Einspeisung ohne Berücksichtigung der Ausspeisekapazitäten an den jeweiligen Punkten wirkt sich nachteilig auf den Erfolg der Kapazitätsfreigabe in dieser zweiten Phase aus. Verschärft wird das Problem durch absehbare Änderungen der Kapazitätsregeln – Änderungen, die zu Problemen bei der Umsetzung der E.ON-Zusage führen werden.

Ziel der ERGEG wie auch der Bundesnetzagentur ist eine Zusammenfassung und Bündelung von Kapazitätsangebot und dessen Buchung. Langfristig wäre dann nicht mehr eine Buchung je Punkt und je Seite (Ausspeisung und Einspeisung) erforderlich, sondern die Durchführung

des Gastransports von einer Marktzone in die benachbarte Marktzone mittel einer einzigen Buchung. E.ONs Zusagen-Angebot ist in seiner jetzigen Ausgestaltung nicht kompatibel mit dieser möglichen Neuregelung. Die Einführung der neuen Kapazitätsregeln ist zwar mit Zwischenschritten vorgesehen, jedoch sollte die Verpflichtungszusage von E.ON auf die Änderung entsprechend vorbereitet sein. Als Minimallösung schlagen wir hier die Festlegung einer Nachprüfung der Zusage in einer Review-Phase vor.

Insgesamt erscheint es uns eine gute Idee, die Überprüfungsphase in der Zusage zu stärken: Die Kommission könnte sich das Recht vorbehalten, die Freigabephase nur unter Beschränkungen zu akzeptieren und in der Review-Phase Nachbesserungen von E.ON zu verlangen.

- **Weitere Anmerkungen**

Bei der Regelung der „Verbleibenden Buchungsmöglichkeiten von E.ON“ muss in Ziffer 5. und Ziffer 10, jeweils Abs. 1 Satz 2 das Wort „insbesondere“ gestrichen werden. Nur so kann ausgeschlossen werden, dass es für E.ON neben den genannten Regelungen weitere Ausnahmen gibt, sich am Rückerwerb der frei gegebenen Kapazitäten zu beteiligen.

Unsere letzte Anmerkung gilt der Bestellung des Treuhänders: Zum einem bleibt das Auswahlverfahren unklar. Daneben enthält das Verpflichtungsangebot keine Vorgaben an den Treuhänder zur Überprüfung der korrekten Erfüllung der Zusage. Das Verpflichtungsangebot sollte daher die Prüfkriterien mindestens grob vorgeben.

Berlin, den 22. Februar 2010