



- Beschlusskammer 4 -

Zur Veröffentlichung

Az.: BK4-07-109

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 3 Abs. 2 und 3 GasNEV und § 65 EnWG
aufgrund der Anzeige der Entgeltbildung nach § 3 Abs. 2 i.V.m. § 19 GasNEV
der

1. ONTRAS-VNG Gastransport GmbH, Braunstraße 7, 04347 Leipzig, gesetzlich vertreten durch
die Geschäftsführung,

Betroffene,

Verfahrensbevollmächtigte: Rechtsanwälte Freshfields Bruckhaus Deringer, Heumarkt 14,
50667 Köln,

2. EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V., Flottwellstraße 4-5,
10785 Berlin, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

Beigeladene zu 1),

Verfahrensbevollmächtigte: Rechtsanwälte Hogan & Hartson Raue L.L.P., Potsdamer Platz 1,
10785 Berlin,

3. VIK - Verband der industriellen Energie und Kraftwirtschaft e.V., Richard-Wagner-Straße 41,
45128 Essen, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

Beigeladene zu 2),

4. GEODE - Groupement Européen des Entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie,
49-51 Rue de Trèves, 1040 Brüssel, Belgien, gesetzlich vertreten durch den Vorstand und die
Generaldelegation,

Beigeladene zu 3),

Verfahrensbevollmächtigte: Rechtsanwälte Becker Büttner Held, Köpenicker Straße 9, 10997
Berlin,

hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch ihren Vorsitzenden Dr. Frank-Peter Hansen,

ihren Beisitzer Kim Paulus

und ihren Beisitzer Mario Lamoratta

20.10.2008

entschieden:

1. Es wird festgestellt, dass das überregionale Fernleitungsnetz der Betroffenen nicht zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potentiellen Leitungswettbewerb ausgesetzt ist.
2. Die Betroffene wird verpflichtet, innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Zustellung dieser Entscheidung einen Antrag auf Genehmigung ihrer Entgelte für den Gasnetzzugang gemäß § 23a EnWG bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zu stellen.

G r ü n d e:

I.

Die Betroffene, eine 100%-ige Tochtergesellschaft der VNG – Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft (VNG), hat mit ihrer Gründung zum 01. Januar 2006 die Betreibereigenschaft des Gasfernleitungsnetzes ihrer Muttergesellschaft übernommen und mit Schreiben vom 02. Januar 2006, bei der Bundesnetzagentur eingegangen am 03. Januar 2006, gemäß § 3 Abs. 3 GasNEV angezeigt, dass sie die Entgelte für die Nutzung ihres überregionalen Gasfernleitungsnetzes abweichend von den §§ 4 bis 18 Gas NEV marktorientiert bilde und die hierfür aus ihrer Sicht maßgeblichen Gründe dargelegt.

Mit Schreiben vom 14. März 2006 übersandte die Bundesnetzagentur einen ergänzenden Fragenkatalog zur Beantwortung an die Betroffene, welchen diese mit Schreiben vom 24. April 2006, hier eingegangen am 25. April 2006, beantwortet zurücksandte. Die Betroffene äußerte sich mit Schreiben vom 14. August 2006 umfänglich zu dem Fragenkatalog und stellte dabei ihre grundlegenden Kritikpunkte an einigen der Fragen dar. Die bereits zuvor übersandten Antworten der Betroffenen bezogen sich auf das Kalenderjahr 2004, so dass die Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 22. November 2006 den Fragenkatalog noch einmal für das Gaswirtschaftsjahr 2005/2006 übersandte. Mit Schreiben vom 05. Dezember 2006 wies die Betroffene darauf hin, dass die Angaben des Kalenderjahres 2004 ihrer Wettbewerbsanzeige zugrunde liegen würden und sich die Datengrundlage ändern würde, wenn nun auf das Gaswirtschaftsjahr 2005/2006 abgestellt würde. Mit Schreiben vom 04. Januar 2007 hat die Betroffene verschiedene Fragen im Hinblick auf die Beurteilung ihrer Anzeige auf Basis des Kalenderjahres 2005 beantwortet. Mit Schreiben vom 08. Februar 2007 bat die Bundesnetzagentur um Beantwortung eines entsprechenden Fragenkatalogs auf Basis des Kalenderjahres 2006. Dem kam die Betroffene mit Schreiben vom 28. Februar 2007, hier eingegangen am 02. März 2007, nach, wobei sie einige grundlegende Kritikpunkte an den Fragestellungen der Bundesnetzagentur wiederholte. Weitere Abfragemasken wurden der Betroffenen in elektronischer bzw. schriftlicher Form am 27. bzw. 28. Juni 2007 übermittelt. Diese wurden von der Betroffenen in schriftlicher Form mit Schreiben vom 30. Juli 2007, hier eingegangen am 01. August 2007, ausgefüllt übermittelt.

Am 18.06.2007 hat eine mündliche Anhörung durch die Bundesnetzagentur stattgefunden, in der die zu diesem Zeitpunkt zuständige Beschlusskammer 9 ein Prüfkonzept für die Feststellung von wirksamem Leitungswettbewerb vorgestellt und die sich daraus ergebende Notwendigkeit einer weiteren Datenabfrage dargestellt hat. Die Betroffene hat mit Schreiben vom 13.08.2007 zu dem vorgeschlagenen Prüfkonzept und der wettbewerblichen Situation Stellung genommen.

Die Betroffene hat mit Schreiben vom 15. August 2007, hier eingegangen am 17. August 2007, umfassend zum Verfahren Stellung genommen.

Die Bundesnetzagentur teilte der Betroffenen sowie den Beigeladenen im Oktober 2007 mit, dass aufgrund innerbehördlicher Umorganisation nunmehr die Beschlusskammer 4 an Stelle der bisher zuständigen Beschlusskammer 9 zuständig sei. Mit Schreiben vom 28. September 2007, hier eingegangen am 01. Oktober 2007 zeigte die Betroffene erneut an, dass sie gemäß § 3 Abs.3 GasNEV die Entgelte für die Nutzung ihres überregionalen Gasfernleitungsnetzes abweichend von den §§ 4 bis 18 GasNEV marktorientiert bilde. Zur Begründung der Anzeige verwies die Betroffene auf die bereits im Rahmen der ersten Anzeige überreichten Schriftstücke und auf weitere Anlagen. Im November 2007 wies die Bundesnetzagentur darauf hin, dass mit Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung diese Neuanzeige hinfällig geworden sei und nur über die alte Anzeige entschieden werde. Die Betroffene bat, die der Neuanzeige beigefügten Anlagen 1 und 2 in das alte Verfahren zu übernehmen, da sie aktuellere Daten enthielten als bei der ursprünglichen Anzeige.

Am 31. März 2008 führte die Bundesnetzagentur eine weitere mündliche Anhörung durch. Hierzu waren die Betroffene und die Beigeladenen mit Schreiben vom 10. März 2008 eingeladen worden. Die mündliche Anhörung hatte in erster Linie die von der Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 10. März 2008 versandte Beschlusskizze zum Thema und das darin vorgestellte Prüfkonzept der Beschlusskammer 4 zur Feststellung wirksamen Leitungswettbewerbs. Die Betroffene hat mit Schreiben vom 28. April 2008 umfassend zur Anhörung und dem Prüfkonzept der Bundesnetzagentur Stellung genommen.

Die Beigeladene zu 1), der Verein EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V., wurde gemäß ihres Beiladungsantrages vom 24. März 2006 nach vorheriger Stellungnahme der Betroffenen durch Beschluss vom 28. April 2006 beigeladen. Die Beigeladene zu 1) hat mit Schreiben vom 21. September 2006 zum Verfahren Stellung genommen.

Die Beigeladene zu 2), der VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.), wurde gemäß ihres Beiladungsantrages vom 15. Februar 2006 nach vorheriger Stellungnahme der Betroffenen durch Beschluss vom 26. April 2006 beigeladen. Die Beigeladene zu 2) hat mit Schreiben vom 22. September 2006 Stellung genommen und mit Schreiben vom 14. August 2007 ein Positionspapier übermittelt.

Die Beigeladene zu 3), die GEODE (Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie), wurde gemäß ihres Beiladungsantrages vom 24. März 2006 durch Beschluss vom 03. Mai 2006 nach vorheriger Anhörung der Betroffenen beigeladen. Die Beigeladene zu 3) hat mit Schreiben vom 21. September 2006 und vom 30. Juli 2007 Stellungnahmen abgegeben.

Mit Schreiben vom 13.12.2005 hat die Bundesnetzagentur 53 Netznutzer (unabhängige Händler, Industriekunden und Stadtwerke) aufgefordert, zu der wettbewerblichen Situation in den jeweiligen Netzen und zu ihren praktischen Erfahrungen in den Jahren 2002-2005 Auskunft zu geben. 44 der angeschriebenen Unternehmen haben auf die Befragung geantwortet.

Mit Schreiben vom 04.10.2007 sind erneut verschiedene Marktteilnehmer zu der wettbewerblichen Situation in den Netzen, insbesondere in Hinblick auf die zwischenzeitlich eingetretenen Veränderungen durch das neue Gasnetzzugangsmodell, befragt worden. Im Rahmen dieser Befragung wurden insgesamt 90 Marktteilnehmer (unabhängige Händler/Lieferanten, Industriekunden/Letzverbraucher, Stadtwerke und verbundene Vertriebe überregionaler oder regionaler Netzbetreiber) zu ihren praktischen Erfahrungen bei durchgeführten und geplanten Transporten in den Gaswirtschaftsjahren 2006/07 und 2007/08 befragt. Kriterien für die Auswahl der anzuschreibenden Unternehmen waren Größe bzw. Umfang der transportierten Mengen, Kenntnis von Transport- und Handelsaktivitäten und die Beteiligung an der Händlerbefragung im Jahre 2005. Bei Stadtwerken, Letztverbrauchern und Industriekunden wurden zudem vorwiegend solche angeschrieben, die über mehrere Netzanschlüsse bei verschiedenen überregionalen Fern-

leitungsnetzbetreibern verfügten. 69 der 90 angeschriebenen Unternehmen haben auf die Befragung geantwortet.

Die Betroffene trägt vor, sie sei ein überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 2 Satz 1 Nr. 3 GasNEV und sei zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden bzw. potenziellen Wettbewerb ausgesetzt. Die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV seien daher erfüllt.

Die Betroffene gibt an, die Voraussetzungen eines überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreibers im Sinne des § 2 Satz 1 Nr. 3 GasNEV zu erfüllen.

Die Betroffene trägt weiterhin vor, dass sie zumindest die Voraussetzungen nach § 3 Abs. 2 S. 2 GasNEV erfülle. Je nach Berechnungsweise komme man zu dem Ergebnis, dass [REDACTED] bzw. [REDACTED] des transportierten Gases in Gebiete ausgespeist werde, die auch über Gasfernleitungsnetze Dritter erreichbar sind oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können. Bezüglich der Beurteilung von kaufmännisch sinnvollen Investitionen betont die Betroffene, sie plädiere für eine Einzelfallbetrachtung.

Zu dem in § 3 Abs. 2 GasNEV verwendeten Begriff „Gebiet“ gibt die Betroffene an, dass das von einem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber abgedeckte Gebiet, im vorliegenden Fall also die sechs ostdeutschen Bundesländer, umfassen müsse.

Hinsichtlich des Begriffs der „Erreichbarkeit unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen“ geht die Betroffene davon aus, dass hier eine Einzelfallbetrachtung und eine Gegenüberstellung von Investitionskosten und Nachfrage vorzunehmen sei. Die Annahme einer pauschalen Grenze von einem fünf-km-Radius sei extrem kurz und verfehle die Marktgegebenheiten. Stattdessen müsse man hier auf jede Investition, die Gewinnerzielung ermögliche, abstellen. Ein 5-km-Radius sei allenfalls als Näherungswert akzeptabel, unterhalb dessen eine individuelle Prüfung zugunsten des Netzbetreibers ganz entfalle. Eine starre Grenze widerspreche auch der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs, der auf eine unternehmensindividuelle Beurteilung abstelle. Von daher sei zur Beurteilung der Frage der kaufmännischen Sinnhaftigkeit eine individuelle Kosten-Nutzen-Analyse vonnöten.

Die Betroffene ist der Auffassung, dass den so genannten Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV für die Feststellung des Leitungswettbewerbs eine wesentliche Bedeutung beizumessen sei. Diese Auffassung werde u.a. durch eine die Rechtsfolgen beachtende Normauslegung gestützt. Auch der dem Leitungswettbewerb unterfallende und damit zur marktorientierten Netzentgeltbildung ermächtigte Netzbetreiber unterliege der Regulierung. Diese erfolge lediglich nicht kostenorientiert, sondern nach einem in der GasNEV speziell normierten Vergleichmarktkonzept (§ 19 i.V.m. § 26 GasNEV), welches an andere Anforderungen anknüpfe als an das kartellrechtliche Vergleichmarktkonzept des § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB. Während ein Unternehmen der kartellrechtlichen Verhaltens- und damit auch der Preiskontrolle nach § 19 Abs. 4 Nr. 2 und 3 GWB nur dann unterfalle, wenn es marktbeherrschend sei, der Wettbewerb also nicht in ausreichendem Maße wirksam werde, sollten überregionale Fernleitungsnetzbetreiber auf der Grundlage der GasNEV einem Vergleichmarktkonzept gerade dann unterliegen, wenn wirksamer Wettbewerb festgestellt werden könne. Da es sich bei der Entgeltregulierung um einen massiven Eingriff in die grundrechtlich geschützte Berufsausübungsfreiheit handele, müsse dies auch Auswirkungen auf die Feststellung wirksamen Leitungswettbewerbs haben. Bei der Auslegung der Tatbestandsvoraussetzung „wirksamer Wettbewerb“ seien daher gegenüber dem allgemeinen Kartellrecht andere Prüfkriterien anzuwenden. Derartige Prüfkriterien habe der Verordnungsgeber in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV vorgegeben. Nach Ansicht der Betroffenen müsse geprüft werden, ob im Falle der Betroffenen Besonderheiten bestünden, die trotz Bejahung beider in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV vom Verordnungsgeber vorgegebener Prüfkriterien zu einer Verneinung wirksamen (potentiellen) Leitungswettbewerbs führe.

Die Betroffene führt aus, dass ein anderes Vorgehen den normativen Vorgaben des Gesetz- und Verordnungsgebers nicht gerecht werde. Dieser sei im Wissen um den Adressatenkreis davon ausgegangen, dass im Bereich überregionaler Gasfernleitungsnetzbetreiber (potentieller) Leitungswettbewerb bestehen und daher das Bedürfnis für eine kostenorientierte Netzentgeltbil-

dung entfallen könne. Diese Grundsatzentscheidung des Ordnungsgebers sei im Rahmen der Auslegung zu berücksichtigen. Damit verbiete sich ein Normverständnis, das im Ergebnis dazu führe, dass keiner der in Deutschland aktiven überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber in den Anwendungsbereich von § 3 GasNEV fiele. Gerade dies sei jedoch Konsequenz einer allgemeinen kartellrechtlichen Wettbewerbsprüfung. Maßgebliche Ursache für die Verneinung wirksamen Leitungswettbewerbs im Rahmen des hauptsächlich auf Marktindizes gestützten Prüfkonzepts sei der Umstand, dass innerhalb eines Marktgebietes lediglich eine überschaubare Anzahl überregionaler Gasfernleitungsnetzbetreiber tätig sei. Bei der geringen Anzahl überregionaler Gasfernleitungsnetzbetreiber handele es sich um einen Umstand, der dem Ordnungsgeber bei Normierung des § 3 Abs. 2 GasNEV bewusst gewesen sei. Es stehe zwangsläufig im Widerspruch zum Willen des Ordnungsgebers, wirksamen Wettbewerb deshalb zu verneinen, weil auf dem entsprechenden Markt nur eine geringe Anzahl von Unternehmen tätig sei, so dass Marktanteile, HHI sowie RSI zu entsprechend hohen Werten gelangen müssten. Die Anwesenheit nur weniger Marktteilnehmer könne nicht bereits zum Ausschluss des Tatbestandsmerkmals „wirksamer Leitungswettbewerb“ führen.

Weiterhin führt die Betroffene aus, dass sich die Wettbewerbsprüfung lediglich auf die Ausspeiseseite zu beschränken habe. Für eine Berücksichtigung der Einspeiseseite ergäben sich aus dem Wortlaut der Norm weder Anhaltspunkte noch eine Rechtfertigung. Die Befugnis des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV, Entgelte marktorientiert zu bilden, knüpfe daran, dass das betreffende überregionale Fernleitungsnetz „zu einem überwiegenden Teil“ wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb ausgesetzt sei. Die von der Beschlusskammer zu treffende Entscheidung müsse sich zwingend auf das Gesamtnetz des jeweiligen Betreibers beziehen und einheitlich ergeben. Eine Entscheidung zu Gunsten der marktorientierten Entgeltbildung müsse auch dann ergeben, wenn Teile des Netzes nicht im Wettbewerb stünden, im Rahmen der Gesamtbetrachtung aber der überwiegende Teil – also mehr als 50% - des Netzes im Wettbewerb stünden. Eine solche Betrachtung sei jedoch nur möglich, wenn man das gesamte Netzgebiet des jeweiligen Netzbetreibers letztlich als einen einzigen Markt ansähe. Denn sobald man ein Netz in unterschiedliche Teilmärkte unterteile, werde damit zwangsläufig in Kauf genommen, dass sich für die einzelnen Märkte unterschiedliche Ergebnisse einstellen könnten. In einem solchen Fall wäre es unsachgemäß bei der Bestimmung, ob das Gesamtnetz überwiegend Wettbewerb ausgesetzt sei, eine rein quantitative Bewertung vorzunehmen, die nur danach frage, ob die Mehrzahl der zuvor abgegrenzten Märkte im Wettbewerb stehe. Bei einer derartigen Vorgehensweise bliebe unberücksichtigt, dass einzelnen Märkten eine unterschiedliche qualitative Bedeutung zukommen könne. Für eine qualitative Bewertung der einzelnen Märkte müssten diese im Rahmen einer Gesamtbetrachtung untereinander gewichtet und zusammengefasst werden. Daraus folge, dass die Frage, ob ein überregionales Gasfernleitungsnetz überwiegend im Wettbewerb stehe, nur dann zutreffend beantwortet werden könne, wenn das Netz als Ganzes untersucht und dabei ein einheitlicher Markt zugrunde gelegt werde. Auf Grundlage des Bedarfsmarktkonzeptes könne von einem einheitlichen Markt aber nur dann ausgegangen werden, wenn die Betrachtung entweder auf die Einspeiseseite oder die Ausspeiseseite fokussiert werde. Insoweit sei der Ausgestaltung der Mindestvoraussetzungen in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV zu entnehmen, dass der Ordnungsgeber eine Fokussierung auf die Ausspeiseseite vorgenommen habe.

Die Betroffene ist der Meinung, dass eine auf den Marktanteilen aufbauende Kennzifferanalyse vorliegend nicht sachgerecht sei. Der Marktanteil könne auch nach Entscheidungen der Europäischen Kommission und des Bundeskartellamtes für eine Bewertung der Wettbewerbsverhältnisse nicht allein entscheidend sein. Zudem bringe der HHI-Index keine neue Perspektive, da er sich aus Marktanteilen errechne. Der RSI-Index taue dahingegen nicht, um wirksamen potentiellen Wettbewerb zu erfassen. Hier sei nicht die Kapazität des etablierten Anbieters entscheidend, sondern die des Newcomers, die der RSI aber nicht abbilde. Eine Kennzifferanalyse ohne Berücksichtigung potentiellen Wettbewerbs sei ungenügend.

Gegen die Heranziehung der durch die Bundesnetzagentur im Oktober 2007 durchgeführten Marktbefragung führt die Betroffene aus, dass die Bundesnetzagentur ihr informelles Auskunfts-

ersuchen lediglich an eine begrenzte Zahl von 90 Marktteilnehmern gerichtet habe, von denen lediglich 69 geantwortet hätten. Die vorgenommene Auswahl der befragten Unternehmen sei nicht als repräsentativ anzusehen. Entsprechend könnten die erhaltenen Antworten auch nicht als repräsentativ angesehen werden. Schon daher verbiete es sich an sich, aus den Ergebnissen der Marktbefragung allgemeinverbindliche Schlüsse zu ziehen. Zudem seien der Betroffenen keine spezifisch auf sie bezogenen Ergebnisse bekannt. Weiterhin liefere die Marktbefragung keinen Anhaltspunkt für das Erfordernis einer Marktabgrenzung auf Ebene der Marktgebiete. Der Transaktionsaufwand bei einem marktgebietsüberschreitenden Transport sei lediglich in sieben Fällen als ein Entscheidungsaspekt für die konkrete Buchung genannt worden, so dass hierin von der weit überwiegenden Mehrheit der Befragten offenbar keine Schwierigkeit gesehen werde. Relevantester Entscheidungsaspekt für die konkrete Buchungswahl sei hingegen, dass Gas nur an bestimmten virtuellen Handelspunkten in ausreichendem Maße verfügbar sei. Es sei davon auszugehen, dass sich die Liquidität an den virtuellen Handelspunkten auch weiterhin deutlich steigern werde. Der scheinbar wichtigste Entscheidungsaspekt für eine konkrete Buchung dürfe daher für die Zukunft an Bedeutung verlieren.

Hinsichtlich der Kapazitätssituation führt die Betroffene aus, dass sie es als problematisch ansähe, dass die Gasnetzbetreiber einerseits nach (§ 1 EnWG) ihre Netze „effizient“ betreiben sollten, was hieße, möglichst geringe Überkapazitäten zu haben, andererseits dies aber als Zeichen für fehlenden Wettbewerb gesehen würde.

Die Betroffene sieht die Notwendigkeit einer grundlegenden Auseinandersetzung mit dem Konzept des „potenziellen Wettbewerbs“. Plane ein Wettbewerber einen Leitungsbau, so reduziere bei wirksamem potenziellen Wettbewerb der vorhandene Anbieter seine Preise und wirke so dem Markteintritt entgegen. Dahingegen sei der Bau einer Sticheitung bereits tatsächlicher Wettbewerb. Potenzieller Wettbewerb zeichne sich eben dadurch aus, dass er sich nie realisiere. Der Bau einer Sticheitung erfordere deutlich weniger Aufwand als der Bau einer neuen Ferngasleitung; insofern profitiere die Sticheitung von den „sunk costs“ der bereits bestehenden Ferngasleitung. Voraussetzung für kaufmännisch sinnvolle Bedingungen eines Markteintrittes sei lediglich, dass im bereits vorhandenen Netzsystem des Newcomers ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, damit die zusätzlichen, über die mögliche Sticheitung zu transportierenden Gasmengen auch bis zu dieser gelangen könnten. Beispielhaft führt die Betroffene auf, dass die [REDACTED] bereits ein ernstes Anzeichen für einen drohenden Markteintritt darstellen. Auch verfüge [REDACTED] über ausreichend freie Kapazitäten zur Versorgung der neu anzuschließenden Verbrauchsschwerpunkte. Überdies könnten die freien Kapazitäten noch durch Verdichter erhöht werden. Somit stünden wenigstens elf Ausspeisepunkte unter potenziellem Wettbewerb zu [REDACTED].

An Stelle einer allgemeinen Wettbewerbsprüfung einschließlich einer Kennziffernanalyse sei auf eine empirische Untersuchung abzustellen. Die Betroffene habe im Rahmen eines Gutachtens¹ elf exemplarische Ausspeisepunkte untersuchen lassen, die Verbrauchsschwerpunkte darstellten. Die hierbei entstandene Studie belege nicht nur, dass dort potenzieller Leitungswettbewerb i.S.v. § 3 Abs.2 S.2 Nr.2 GasNEV herrsche, sondern lasse auch den Rückschluss zu, dass das Netz der Betroffenen wirksamem Leitungswettbewerb i.S.d. § 3 Abs.2 S.1 GasNEV unterliege. In der von der Betroffenen vorgelegten Studie sei das Preissetzungsverhalten mit vier gängigen Methoden überprüft worden. Im Ergebnis sei festgestellt worden, dass an den elf untersuchten Ausspeisepunkten potenzieller Wettbewerb zwischen der Betroffenen und [REDACTED] herrsche. Auch sei zu erwarten, dass in naher Zukunft weitere überregionale Ferngasleitungen Dritter im Netzgebiet der Betroffenen tätig würden; hier nennt die Betroffene beispielsweise die Projekte OPAL und NEL. Zu beachten sei ferner, dass die [REDACTED] auch über ausreichend freie Kapazitäten für den Transport zu den von der Betroffenen Verbrauchsschwerpunkten besitze. Für potenziellen Leitungswettbewerb sei es nicht nötig, dass freie Kapazitäten vollständig zur alternativen Versorgung ausreichen. Festzuhalten sei, dass an den elf unter-

¹ Gutachten der Wirtschaftsberatungsgesellschaft Lademann & Associates.

suchten Ausspeisepunkten Wettbewerb bestehe. Dies mache [REDACTED] des insgesamt von der Betroffenen ausgespeisten Gases aus.

Die Beigeladene zu 1) trägt vor, dass der Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e. V. (BGW) und der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) einen Entwurf (Stand: 01.08.2006) der Erhebungsergebnisse zur Bildung von Marktgebieten vorgelegt hätten, die zeigten, dass für das Netz der Betroffenen nicht einmal die Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV für eine Befreiung von der Entgeltregulierung vorliegen würden.

Die Beigeladene zu 1) trägt weiter vor, dass eine funktionale Austauschbarkeit von in unterschiedlichen Marktgebieten gelegenen Kapazitäten - u. a. aufgrund der zwischen den Marktgebieten bestehenden Kapazitätsengpässen - nicht gegeben ist. Zudem seien marktgebietsüberschreitende Transporte u. a. aufgrund eines erhöhten Bilanzrisikos und der Aufspaltung des Lieferportfolios nicht wirtschaftlich. Weiterhin könne bei der Betrachtung der Gasfernleitungsnetze davon ausgegangen werden, dass es sich hierbei um gewachsene natürliche Monopole handle, bei denen in den vergangenen Jahren keinerlei dynamische Entwicklungen erkennbar gewesen seien. Auch könne bestätigt werden, dass es erhebliche Marktzutrittsschranken zwischen den einzelnen Marktgebieten gebe. Nach den Erfahrungen der Beigeladenen zu 1) werde das Angebot von Transportdienstleistungen der Fernleitungsnetzbetreiber knapp gehalten, was nur auf Grund des fehlenden tatsächlichen oder potenziellen Wettbewerbs möglich sei. Auch die Nutzung von Netzkapazitäten anderer Fernleitungsnetzbetreiber zwischen den Marktgebieten sei in jedem Fall teurer als eine eigene Netzerweiterung oder Direktleitung und somit keine Alternative. Die Investitionskosten in die Netzinfrastruktur würden insofern eine nicht zu vernachlässigende Marktzutrittsschranke darstellen.

Die Beigeladene zu 2) trägt vor, dass § 3 Abs. 2 GasNEV gegen die Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 vom 28. September 2005 (FerngasVO) sowie die Richtlinie 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 (gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt) verstößt, damit höherrangiges Recht verletzt und deshalb unanwendbar ist. Zur Begründung verweist die Beigeladene zu 2) auf Art. 3 der FerngasVO und Erwägungsgrund 7 der FerngasVO, wonach grundsätzlich die tatsächlichen entstandenen Kosten bei der Berechnung der Tarife zu berücksichtigen seien, nur faktischer Leitungswettbewerb Anlass für eine Tarifvergleichsmethode sein dürfe und dieser Tarifvergleich als zusätzliche, nicht aber als alleinige Methode Berücksichtigung finden dürfe.

Die Beigeladene zu 2) ist der Ansicht, dass es mit der Einführung des entfernungs- und transaktionsunabhängigen Netzzugangssystems durch § 20 Abs. 1b EnWG und den Bestimmungen der GasNZV systematisch keinen Leitungswettbewerb im Sinne eines Punkt-zu-Punkt Wettbewerbs mehr gebe und damit die Anwendungsgrundlage für den § 3 GasNEV entfallen sei. Die Beigeladene zu 2) ist der Auffassung, dass das gesetzlich vorgesehene Netzzugangssystem eine Freistellung der Ferngasebene von der Regulierung verbietet.

Die Beigeladene zu 2) trägt weiter vor, dass eine funktionale Austauschbarkeit von in unterschiedlichen Marktgebieten gelegenen Kapazitäten - u. a. aufgrund der zwischen den Marktgebieten bestehenden Kapazitätsengpässen - nicht gegeben ist. Zudem seien marktgebietsüberschreitende Transporte u. a. aufgrund eines erhöhten Bilanzrisikos und der Aufspaltung des Lieferportfolios nicht wirtschaftlich. Weiterhin könne bei der Betrachtung der Gasfernleitungsnetze davon ausgegangen werden, dass es sich hierbei um gewachsene natürliche Monopole handle, bei denen in den vergangenen Jahren keinerlei dynamische Entwicklungen erkennbar gewesen seien. Auch könne bestätigt werden, dass es erhebliche Marktzutrittsschranken zwischen den einzelnen Marktgebieten gebe.

Die Beigeladene zu 3) trägt vor, dass § 3 Abs. 2 GasNEV gegen die Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 vom 28. September 2005 (FerngasVO) sowie die Richtlinie 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 und damit gegen höherrangiges Recht verstößt und deshalb unanwendbar ist.

Weiterhin führt die Beigeladene zu 3) aus, dass wirksamer Leitungswettbewerb eine disziplinierende Wirkung beim Festsetzungsprozess der Netzentgelte voraussetze. Bezugspunkt des Wettbewerbs sei dabei der konkrete Leitungsabschnitt, nicht das gesamte Netz. Im Hinblick auf den so genannten pipe-to-pipe Wettbewerb müssten für das Entstehen der disziplinierenden Wirkung die Leitungen vollständige Transportalternativen darstellen. Dafür sei die komplette

Substituierbarkeit des jeweiligen Transportprodukts erforderlich. Dies impliziere die Parallelität von Ein- und Ausspeisepunkten in das Transportnetz. Pipe-in-pipe Wettbewerb stelle keinen vollständigen wirksamen Leitungswettbewerb dar, da die Netzbetreiber bei der technischen Umsetzung des Gastransports zusammen arbeiten und damit in ihrem Preissetzungsverhalten nicht diszipliniert würden. Zudem sei es bei den pipe-in-pipe Systemen fraglich, ob der Betreiberbegriff überhaupt erfüllt werde. „Betreiber“ eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes müssten sämtliche Betreiberfunktionen innehaben und nicht nur Teilaspekte wie die Vermarktung von Kapazitäten. In Bezug auf potentiellen Leitungswettbewerb trägt die Beigeladene zu 3) vor, dass die tatsächliche Möglichkeit zum Sticheitungsbau nicht ausreicht. Vielmehr seien im Einzelfall die vorgetragenen Gründe substantiiert darzulegen und individuell zu prüfen. Sofern auf potentiellen Wettbewerb abgestellt werde, sei das Abstellen auf eine Kilometergrenze nicht angebracht. Eine konkrete Anschlusswahrscheinlichkeit lasse sich nicht allein mit einer Kilometergrenze begründen.

Die Beigeladene zu 3) führt weiterhin aus, dass der Begriff des „überwiegenden Teils“ einen Anteil von 90 % oder mehr umfassen müsse.

Die Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 GasNEV seien nach Ansicht der Beigeladenen zu 3) nicht abschließend, sondern im Bedarfsfall durch weitere Kriterien zu ergänzen. So sei ein Rückgriff auf betriebswirtschaftliche Kennzahlen denkbar. Durch die Ermittlung von Referenzwerten von Leitungsabschnitten mit starkem, geringem oder fehlendem Wettbewerb ließen sich zudem unterschiedliche Intensitäten des Wettbewerbs für einzelne Netzabschnitte ermitteln. Zusätzlich sei das wettbewerbliche Verhalten der Beteiligten zu beurteilen. Gebiete seien im Zusammenhang und im Sinne von nachgelagerten Netzen zu verstehen. Hierzu biete sich die Nachfragestruktur der Regionalnetze in Verbindung mit der Netzarchitektur an. Die Erreichbarkeit unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen sei gegeben, wenn bei einer Kosten-Nutzen-Analyse der Nutzen der Investition überwiege. Durch die Eigenschaft des Gasnetzes als natürliches Monopol, die lange Vorlaufzeit und das zumeist erhebliche Investitionsvolumen sei die disziplinierende Wirkung aus dem potenziellen Marktzutritt neuer Anbieter gering ausgeprägt. Potenzieller Wettbewerb, wie er durch die Voraussetzung der kaufmännisch sinnvollen Bedingungen konkretisiert werde, entfalte allenfalls in theoretisch denkbaren Extremsituationen seine Wirkung.

Des Weiteren sei es nicht Aufgabe der Bundesnetzagentur, die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV nachzuweisen. Die Erarbeitung eines Konzeptes zur Beurteilung wirksamen Leitungswettbewerbs und dessen Durchführung obliege allein bei den Betroffenen. Eine weitergehende Ermittlung durch die Regulierungsbehörde sei nicht vorgesehen.

Die Beigeladene zu 3) führt schließlich aus, dass für die Beurteilung des Leitungswettbewerbs auf den Zeitpunkt der Anzeige abzustellen sei.

Mit Schreiben vom 17.06.2008 hat die Gas Transport Services B.V. (GTS) gem. § 67 Abs. 2 EnWG eine Stellungnahme zu den Verfahren der Entgeltbildung nach §§ 3. Abs. 2, 19 GasNEV abgegeben.

Die GTS führt aus, dass die Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung im Licht der Zielsetzung der Richtlinie 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt (GasRL) zu sehen sei. Neben dem Vorantreiben der Liberalisierung des europäischen Gasmarktes sowie des Wettbewerbs auf diesem Markt sollten Quersubventionen vermieden und Investitionsanreize geschaffen werden (Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO). Die Entgeltregulierung sei damit kein Ziel an sich, sondern nur ein Mittel zur Förderung des Wettbewerbs. Es bestehe keine Notwendigkeit, den Begriff des „wirksamen bestehenden und potentiellen Leitungswettbewerbs“ prinzipiell eng auszulegen. Eine zukunftsbeständige Entscheidung im Gastransport fordere daher sowohl geographisch als auch konzeptionell eine europäische Perspektive.

Zur Marktabgrenzung der Beschlusskammer führt die GTS aus, dass diese extrem kleinteilig ist, nicht die tatsächlichen Gegebenheiten auf dem Gastransportmarkt berücksichtigt und zudem dem deutschen Kartellrecht widerspricht. Der Ferngastransport sei der Natur der Sache nach ein internationaler und kein regionaler Markt. Transportkunden stünden gerade beim Transport über größere Entfernungen alternative Transportrouten zur Verfügung. Weiterhin trage das Marktkon-

zept der Beschlusskammer der zeitlichen Dimension im Gastransport keine Rechnung. Das Prüfkonzept basiere nur auf einer Momentaufnahme, bei der ausschließlich ein bestimmter Zeitpunkt betrachtet werde. Das Prüfkonzept der Beschlusskammer überschätze weiterhin die Hürden, die beim Wechsel von Transportrouten bestünden. Nach Ansicht der GTS enthalte § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG keine Beschränkung des Wettbewerbs auf konkurrierende Leitungsnetze und damit den Ausschuss von Substitutionswettbewerb. Konkurrierende Projekte in der Planungsphase beschränkten ebenfalls die Preissetzungsspielräume der Anbieter, auch wenn in das Projekt letztlich nicht investiert werde. Eine Differenzierung zwischen H- und L-Gas sei zudem bei der Marktabgrenzung nicht mehr gerechtfertigt, da beide Gasqualitäten in zunehmendem Maße substituierbar seien. Hierbei verweist die GTS auf die als „Quality Conversion“ bezeichnete Dienstleistung, bei der H-Gas in L-Gas umgewandelt werde.

Außerdem sei die Möglichkeit des Transportkunden, Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu kaufen oder zu verkaufen, nicht berücksichtigt worden. Schließlich müssten zukünftige Entwicklungen – so die Reduzierung der Marktgebiete oder die Entstehung unabhängiger Infrastrukturanbieter – berücksichtigt werden.

Gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG hat die Bundesnetzagentur die zuständige Landesregulierungsbehörde mit Schreiben vom 11.01.2006 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Mit Schreiben vom 15.10.2008 wurde der Beschlussentwurf gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG der zuständigen Landeskartellbehörde zur Stellungnahme übersandt. Mit Schreiben vom 15.10.2008 wurde der Beschlussentwurf gemäß § 58 Abs. 1 Satz 1 EnWG dem Bundeskartellamt zur Herstellung des Einvernehmens übersandt. Mit Schreiben vom 20.10.2008 hat das Bundeskartellamt das Einvernehmen mit dem übersandten Beschlussentwurf erteilt.

Wegen der weiteren Einzelheiten zum Sachverhalt wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

Die Betroffene hat ihre Entgelte kostenorientiert nach § 21 Abs. 2 EnWG zu bilden und ist nicht berechtigt, ihre Entgelte gemäß § 3 Abs. 2 i.V.m. § 19 GasNEV abweichend vom Grundsatz der Kostenorientierung zu bilden. Die Betroffene hat den ihr gemäß § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV obliegenden Nachweis, dass ihr Fernleitungsnetz wirksamem bestehenden oder potenziellen Wettbewerb i. S. v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ausgesetzt ist, nicht erbracht. Die Betroffene hat daher innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Zustellung dieser Entscheidung einen Antrag auf Genehmigung ihrer Entgelte für den Gasnetzzugang gemäß § 23a EnWG bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zu stellen.

Gliederung:

A)	Zuständigkeit	11
B)	Vereinbarkeit der § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV mit europäischem Gemeinschaftsrecht	11
C)	Betreiber eines überregionalen Fernleitungsnetzes im Sinne des § 2 GasNEV	12
D)	Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV	12
I.	Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV	14
II.	Bedeutung der Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV ..	14
1.	Prüfungsumfang des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV	14
2.	Keine abschließende Regelung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV	14
3.	Keine Indizwirkung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV	15
E)	Wirksamer bestehender oder potentieller Leitungswettbewerb	16
I.	Grundsätzliche Erwägungen	16
1.	Wettbewerbslich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume	16
2.	Relevanter Beurteilungszeitpunkt	23
3.	Darlegungslast der Betroffenen	23
II.	Marktabgrenzung	24
1.	Marktabgrenzung anhand des Bedarfsmarktkonzeptes	24
2.	Keine Anwendung des hypothetischen Monopoltests	24
3.	Wettbewerb durch konkurrierende Leitungsnetze	26
4.	Unterscheidung zwischen ein- und ausspeiseseitigen Transportdienstleistungen	27
5.	Unterscheidung nach herkunfts- und zielseitig übereinstimmenden Ausspeisekapazitäten	31
6.	Unterscheidung nach herkunfts- und zielseitig übereinstimmenden Einspeisekapazitäten	39
7.	Unterscheidung zwischen H- und L-Gas-Kapazitäten	42
III.	Wettbewerbsanalyse	42
1.	Kennziffernanalyse	43
2.	Analyse der wettbewerbslichen Gesamtsituation	50
3.	Wirksamer potenzieller Wettbewerb	56
F)	Verpflichtungen nach § 65 EnWG i. V. m. § 3 Abs. 3 Satz 4 GasNEV	59

A) Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

B) Vereinbarkeit der § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV mit europäischem Gemeinschaftsrecht

Die Ausnahmeregelung der § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, § 3 Abs. 2 und 3 GasNEV ist mit europäischem Gemeinschaftsrecht vereinbar. Entgegen dem Vorbringen der Beigeladenen zu 2) und zu 3) verstößt sie weder gegen die Vorgaben der Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (GasRL) noch gegen die Vorschriften der Verordnung 1775/2005/EG über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (FernleitungsVO).

Die Vorschriften von EnWG und GasNEV zur Entgeltbildung dienen der Umsetzung von Art. 18 Abs. 1 und Art. 25 Abs. 2 GasRL. Danach gewährleisten die Mitgliedstaaten die Einführung eines Systems für den Zugang Dritter zum Fernleitungsnetz auf der Grundlage veröffentlichter Tarife, wobei die Zugangsregelung nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung von Netznutzern angewandt werden muss. Den Regulierungsbehörden obliegt es, zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Tarife für die Fernleitung vor dem Inkrafttreten festzulegen oder zu genehmigen. In Erwägungsgrund 16 der GasRL heißt es zudem, die nationalen Regulierungsbehörden sollten sicherstellen, dass die Tarife für die Fernleitung und Verteilung nichtdiskriminierend und kostenorientiert sind und die langfristig durch Nachfragesteuerung vermiedenen Netzgrenzkosten berücksichtigen.

Mit Inkrafttreten der FernleitungsVO am 23.11.2005 ist diese bei der Anwendung des EnWG und der GasNEV zu beachten. Gemäß Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 1 Satz 1 FernleitungsVO müssen die nach Art. 25 Abs. 2 GasRL genehmigten Methoden zur Tarifberechnung, die die Fernleitungsnetzbetreiber anwenden, sowie die gemäß Art. 18 Abs. 1 GasRL veröffentlichten Tarife transparent sein, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen sowie gegebenenfalls die Tarifvergleiche der Regulierungsbehörden berücksichtigen. Erwägungsgrund 7 der FernleitungsVO stellt schließlich fest, dass bei der Berechnung der Tarife für den Netzzugang die Ist-Kosten, soweit sie den vorstehend genannten Qualifizierungen genügen, zu berücksichtigen sind. In dieser Hinsicht und insbesondere wenn ein tatsächlicher Leitungswettbewerb zwischen verschiedenen Fernleitungen gegeben ist, sind Tarifvergleiche durch die Regulierungsbehörden als relevante Methode zu berücksichtigen.

Nach § 3 Abs. 1 Unterabs. 2 FernleitungsVO können die Mitgliedstaaten beschließen, dass die Tarife auch mittels marktorientierter Verfahren wie Versteigerungen festgelegt werden können, vorausgesetzt, dass diese Verfahren und die damit verbundenen Erlöse von der Regulierungsbehörde genehmigt werden. Erwägungsgrund 8 der FernleitungsVO stellt klar, dass die Verwendung von marktorientierten Verfahren zur Festlegung von Tarifen mit den Bestimmungen der GasRL vereinbar sein muss. Schließlich müssen gemäß Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern, während sie gleichzeitig Quersubventionen zwischen den Netznutzern vermeiden und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten.

Den genannten Vorgaben des Gemeinschaftsrechts ist zu entnehmen, dass die Netzentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber nach objektiven Kriterien zu bilden sind. Grundsätzlich müssen sie die Ist-Kosten, unter Berücksichtigung der in Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 1 FernleitungsVO genannten Qualifizierungen, widerspiegeln. Diesen Anforderungen genügt die Ausnahmeregelung der § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, §§ 3 Abs. 2, Abs. 3, 19 GasNEV. Bei Vorliegen von Wettbewerb ist aus ökonomischer Sicht nämlich davon auszugehen, dass die Preise den langfristigen Grenzkosten entsprechen. Bei wirksamem Leitungswettbewerb ist daher von einer weitgehenden Annäherung

an die langfristigen Grenzkosten auszugehen. Damit spiegeln die Preise im Falle wirksamen Leitungswettbewerbs die Ist-Kosten wider, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und eine angemessene Kapitalrendite umfassen. Wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume, die den Zielen der Erleichterung eines effizienten Gashandels und des Wettbewerbs nach Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO zuwiderlaufen würden, sind in diesem Falle ausgeschlossen. Hieraus ergibt sich zugleich, dass die Anforderungen des § 3 Abs. 2 GasNEV, insbesondere das Merkmal „wirksamer bestehender oder potenzieller Leitungswettbewerb“, bereits aus gemeinschaftsrechtlichen Gründen in einer Weise ausgelegt werden müssen, dass eine weitgehende Annäherung an die langfristigen Grenzkosten anzunehmen ist und wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume ausgeschlossen werden können.

Art. 3 Abs. 1 Satz 1 FernleitungsVO gibt mit dem Grundsatz, dass die Entgelte bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung die Ist-Kosten, unter den genannten Qualifikationen, widerspiegeln müssen, lediglich das Ziel vor. Auf welche Weise die Mitgliedstaaten die Einhaltung dieser Zielvorgabe sicherstellen, obliegt ihrem nationalen Gestaltungsspielraum. Dieses Regelungsverständnis entspricht sowohl dem Subsidiaritätsprinzip als auch den in Bezug genommenen Bestimmungen der Art. 18 Abs. 1 und Art. 25 Abs. 2 GasRL. Nach diesen Vorschriften müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die Tarife oder zumindest die Methoden zu ihrer Berechnung vorab genehmigt werden. Die konkrete Ausgestaltung bleibt den Mitgliedstaaten überlassen. Vorliegend ist die Genehmigung der Methode bereits auf gesetzlicher bzw. verordnungsrechtlicher Grundlage erfolgt.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass im Falle wirksamen Wettbewerbs anstelle der Genehmigung auf der Basis nachgewiesener Kosten ein marktorientiertes Verfahren in Form eines Vergleichsverfahrens bei wirksamem Leitungswettbewerb zur Bestimmung der Netzentgelte zur Anwendung kommt (§ 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, §§ 3 Abs. 2, 19 und 26 GasNEV). Die deutsche Ausnahmeregelung ist daher – wenn man sie nicht dem Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 1 FernleitungsVO unterstellen wollte – jedenfalls auch von Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 2 FernleitungsVO gedeckt. Nach dieser Bestimmung sind Mitgliedstaaten befugt, die Tarife auch mittels marktorientierter Verfahren festzulegen, sofern diese Verfahren und die damit verbundenen Einkünfte von der Regulierungsbehörde genehmigt werden. Da das Gemeinschaftsrecht grundsätzlich von einer Kostenorientierung der Entgelte ausgeht, ist die Ausnahmenvorschrift des Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 2 FernleitungsVO eng auszulegen und kommt daher nur in solchen Ausnahmefällen in Betracht, in denen sie der Erreichung der Ziele der FernleitungsVO dient, insbesondere also gemäß Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtert. Daher müssen, wie bereits zu Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 1 FernleitungsVO ausgeführt, wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume ausgeschlossen werden können.

C) Betreiber eines überregionalen Fernleitungsnetzes im Sinne des § 2 GasNEV

Die Betroffene ist Betreiberin eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes im Sinne von § 2 Satz 1 Nr. 3 GasNEV. Bei dem Netz der Betroffenen handelt es sich um ein Fernleitungsnetz nach § 3 Nr. 5 EnWG, welches in der Hochdruckstufe gemäß § 3 Nr. 19 EnWG betrieben wird. Das von der Betroffenen betriebene Fernleitungsnetz dient überwiegend dem Import von Erdgas. Aus dem betriebenen Fernleitungsnetz wird im Inland überwiegend Gas in nachgelagerte Gasverteilernetze ausgespeist.

D) Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV

Die Betroffene erfüllt die Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV.

Die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV beziehen sich allein auf die Ausspeiseseite. Mit den Begriffen der „Ausspeisepunkte“ bzw. „ausgespeisten Mengen“ des überregionalen Gasfernleitungsnetzes wird dabei im Kontext der Vorschrift nicht nur die physische Entnahme durch Letztverbraucher erfasst, sondern auch die Übergabe von Gas an andere Netzbetreiber oder gegebenenfalls Speicherbetreiber. Angesichts des Charakters der in § 3 Abs. 2 Satz 2

GasNEV genannten Bedingungen als Mindestvoraussetzung bezeichnet der Begriff „überwiegend“ einen Anteil von jedenfalls mehr als 50 % der Ausspeisepunkte bzw. des transportierten Erdgases.

Sowohl § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 als auch Nr. 2 GasNEV stellen auf „Gebiete“ ab, in denen die Ausspeisepunkte eines überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreibers liegen (Nr. 1) oder in denen das transportierte Erdgas ausgespeist wird (Nr. 2). Vor dem Hintergrund von Sinn und Zweck des § 3 Abs. 2 GasNEV dient der Gebietsbegriff der Zusammenfassung von Transportleistungen, bei denen Leitungswettbewerb denkbar erscheint („die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können“). Es geht um die Feststellung, inwieweit für die Transportdienstleistungen des anzeigenden überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers Transportalternativen bestehen. Umfasst werden hierbei zum einen bereits bestehende Alternativen („erreicht werden“) und zum anderen zukünftige Alternativen („erreicht werden können“). Im Rahmen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV geht es allerdings gerade noch nicht um die Prüfung, ob die Transportdienstleistungen der verschiedenen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber in wirksamem Wettbewerb stehen.

Die Beschlusskammer entnimmt der Anknüpfung an die Erreichbarkeit über Netze Dritter, dass im Rahmen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV primär die konkrete technische Anschlusssituation des jeweiligen „Gebietes“ ausschlaggebend ist. Der Gebietsbegriff des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV ist daher netzbezogen auszulegen. Die relevanten Gebiete stellen insoweit netzbezogene Gebilde dar (Netzgebiete). Es ist daher jeweils von dem Netz auszugehen, das an das überregionale Gasfernleitungsnetz angeschlossen ist und in das Gas ausgespeist wird. Eine geographische Definition des Gebietsbegriffs, wie sie die Betroffene vorschlägt, ist dagegen abzulehnen. Die Anknüpfung an eine bestimmte Region, beispielsweise die sechs ostdeutschen Bundesländer, gewährleistet in keiner Weise, dass solche Ausspeisepunkte bzw. Mengen zusammengefasst werden, bei denen eine Transportalternative besteht. Besonders deutlich wird dies bei Netzbetreibern, die räumlich getrennte Netze, z. B. im Westen und im Osten Deutschlands, oder getrennte Netze unterschiedlicher Gasqualität betreiben. Allerdings steht die geographische Lage häufig in Zusammenhang mit der Anschlusssituation der Netze, so dass eine Übereinstimmung zwischen netzbezogener und geographischer Betrachtungsweise bestehen kann. Zudem kann die geographische Lage für die Frage Bedeutung gewinnen, ob bestimmte Gebiete auch über überregionale Fernleitungen Dritter „unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können“.

Ein bestimmtes Gebiet (Netzgebiet) wird über überregionale Fernleitungsnetze Dritter „erreicht“, wenn es neben dem Fernleitungsnetz der Betroffenen auch an das überregionale Fernleitungsnetz des Dritten angeschlossen ist. Nicht erforderlich ist hierbei, dass das Gebiet unmittelbar an das überregionale Gasfernleitungsnetz eines Dritten angeschlossen ist. Dies entspricht dem Wortlaut, der auf die Erreichbarkeit „über“ überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter abstellt, sowie dem Normzweck, auf Grundlage einer technisch orientierten Betrachtung denkbare alternative Transportleistungen zusammenzufassen. Sowohl nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 als auch Nr. 2 GasNEV sind auch Gebiete zu berücksichtigen, die über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter „unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können“. Die Betroffene hat im Rahmen der Überprüfung, welche Gebiete auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können, mehrere Verbrauchsschwerpunkte untersucht, die in einer Entfernung von [REDACTED] liegen. Im Rahmen einer Grobkostenschätzung kommt die Betroffene zu dem Ergebnis, dass diese Verbrauchsschwerpunkte über überregionale Gasfernleitungen Dritter unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können. Aus Sicht der Beschlusskammer ist eine pauschale Betrachtung für die Überprüfung, welche Gebiete auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können, eine grundsätzlich mögliche Herangehensweise. Eine individuelle Betrachtung scheint dagegen mit der nach dem Verständnis der Beschlusskammer in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV vorgesehenen vereinfachten Prüfung nicht zweckmäßig. Vorliegend wird jedoch zugunsten der Betroffenen davon ausgegangen, dass die von ihr benannten Verbrauchsschwerpunkte von überregionalen Gasfernleitungsnetzen Dritter unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreichbar sind.

I. Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV

Zwar bestehen erhebliche Bedenken bezüglich der Erfüllung der Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 GasNEV. Jedoch erfüllt die Betroffene die Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 GasNEV, da insgesamt [REDACTED] % der transportierten und ausgespeisten Mengen in Gebieten ausgespeist werden, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Gesichtspunkten erreicht werden können. Die Zuordnung der transportierten und ausgespeisten Mengen zu Gebieten, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Gesichtspunkten erreicht werden können, ist Anlage 1 zu entnehmen.

II. Bedeutung der Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV

Die Anzeige der Betroffenen nach § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV ist nicht geeignet, das Vorliegen der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV nachzuweisen, soweit sie sich auf die Erfüllung der Mindestvoraussetzungen und eine daraus hergeleitete Indizwirkung für das Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs stützt.

Dem Wortlaut des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV („zumindest“) ist zu entnehmen, dass diese Voraussetzungen als Mindestvoraussetzungen für die Feststellung von wirksamem bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb zu verstehen sind. Auch wenn sie erfüllt sind, muss daher zusätzlich geprüft werden, ob wirksamer Leitungswettbewerb i.S.v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV vorliegt.

1. Prüfungsumfang des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV

§ 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV sieht nach dem Verständnis der Beschlusskammer angesichts seines Charakters als Mindestvoraussetzung eine vereinfachte Prüfung vor, die bei negativem Ergebnis die umfassende und komplexe Prüfung, ob wirksamer Leitungswettbewerb vorliegt, entbehrlich macht. Die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV sind daher im Hinblick auf die Feststellung wirksamen Leitungswettbewerbs i.S.v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV auszulegen und können weniger strenge Anforderungen gegenüber § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV beinhalten.

2. Keine abschließende Regelung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV

Die Regelung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV enthält bereits ausweislich ihres Wortlauts („zumindest“) keine abschließende Regelung der Voraussetzungen, unter denen wirksamer Leitungswettbewerb anzuerkennen ist. Eine Interpretation des Wortlauts „zumindest“ im Sinne hinreichender oder abschließender Voraussetzungen für das Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs widerspricht nicht nur dem Wortsinn, sondern auch der Entstehungsgeschichte der Norm. § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV-E² sah zunächst vor, dass wirksamer bestehender oder potenzieller Wettbewerb unter identischen Voraussetzungen (§ 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV) vermutet wird. Diese Vermutungswirkung ist in der geltenden Fassung aufgegeben worden. Ziel der Änderung war dabei ersichtlich nicht eine Ausweitung der Ausnahmeregelung, sondern deren Einschränkung. Damit wäre es unvereinbar, die zunächst als Grundlage einer Vermutungsregelung gedachten Voraussetzungen nunmehr als hinreichende oder abschließende Voraussetzungen zu verstehen. Zudem hätte andernfalls in der Formulierung schlicht auf das Wort „zumindest“ verzichtet werden können. Die eigenständige Bedeutung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV wird gleichfalls durch den Prüfauftrag des § 3 Abs. 3 Satz 3 GasNEV bestätigt, demzufolge die Bundesnetzagentur zu prüfen hat, ob die Voraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 1 und 2 GasNEV vorliegen.

Die in § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV niedergelegten Mindestvoraussetzungen sind daher als notwendige Voraussetzungen für die Anerkennung wirksamen Leitungswettbewerbs für den überwiegenden Teil eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes zu verstehen. Ein derarti-

² BR-Drucksache 247/05.

ges Verständnis ist sachlich begründet, da wirksamer Leitungswettbewerb für den überwiegenden Teil eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes jedenfalls dann ausgeschlossen werden kann, wenn dieses Netz weder hinsichtlich der Zahl der Ausspeisepunkte noch hinsichtlich der ausgespeisten Mengen überwiegend durch Transportkapazitäten anderer überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber substituiert werden kann. Die Anerkennung wirksamen Leitungswettbewerbs scheidet daher aus, wenn bereits die Mindestvoraussetzungen nicht erfüllt sind.

3. Keine Indizwirkung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV

Der Nachweis der Erfüllung der Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV entfaltet keine Indizwirkung. So ist, wenn die Mindestkriterien erfüllt sind, zu prüfen, ob und inwieweit wirksamer bestehender oder potentieller Leitungswettbewerb vorliegt.

Die Betroffene sieht in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV eine so umfängliche Regelung des Verordnungsgebers, dass dieser Vorschrift eine erhebliche Bedeutung bei der Bewertung der Wettbewerbsverhältnisse zukommen müsse. Damit müssten bei Erfüllung der Mindestvoraussetzungen zumindest gewichtige Gegengründe bestehen, um die Annahme von wirksamem Leitungswettbewerb zu erschüttern. Dieser Auffassung vermag die Beschlusskammer aus mehreren Gründen nicht zu folgen.

Die geltende Fassung des § 3 Abs. 2 GasNEV enthält nach Wegfall der ursprünglich vorgesehenen Vermutungsregelung keinerlei Hinweis auf eine Indizwirkung der aufgeführten Mindestvoraussetzungen für das Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs. Soweit die ursprünglich vorgesehene Vermutungsregelung eine weitgehende Deckung zwischen dem Bestehen von Transportalternativen und wirksamem Leitungswettbewerb bzw. der Vermeidung überzogener Netzentgeltforderungen³ herstellte, ist diese Regelung vom Verordnungsgeber gerade verworfen worden. Was die Ausgestaltung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV angeht, steht eine „umfängliche“ Ausgestaltung gerade auch mit dem Verständnis als notwendiger – und nicht indizieller – Voraussetzungen für die Anerkennung wirksamen Leitungswettbewerbs in Einklang. Der Normfassung lässt sich daher keine Indiz- und Leitbildfunktion entnehmen.

Sachlich wäre eine derartige Indizwirkung ebenfalls nicht zu begründen. Die Erreichbarkeit eines „Gebietes“ über mehrere überregionale Gasfernleitungsnetze erlaubt noch keine Aussage über das Bestehen von Leitungswettbewerb. Angesichts der strukturellen Gegebenheiten wie regelmäßiges Vorliegen eines engen Oligopols, Gemeinschaftsleitungen und vertikale Integration bestehen vielmehr erhebliche Zweifel am Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs. Zudem erscheint wirksamer Leitungswettbewerb trotz technischer Erreichbarkeit eines Gebietes über mehrere überregionale Gasfernleitungsnetze etwa ausgeschlossen, wenn keine freien Leitungskapazitäten zur Verfügung stehen. Eine Indizwirkung wäre dementsprechend nicht mit den gesetzlichen Vorgaben des § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG vereinbar, der allein auf „bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb“ abstellt, dessen Vorliegen aus den genannten Gründen durch die Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV nicht hinreichend nachgewiesen wird.

Nach Ansicht der Beschlusskammer kann nicht schon aus dem Vorliegen der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 oder Nr. 2 GasNEV auf das Fehlen von Marktzutrittsschranken geschlossen werden. Andernfalls müsste bereits im Rahmen der Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV, insbesondere bei dem Merkmal der Erreichbarkeit eines Gebietes „unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen“, die Frage von Marktzutrittsschranken abschließend geprüft werden. Dies liefe aus Sicht der Beschlusskammer der Funktion des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV als Mindestvoraussetzungen zuwider. Dieser Funktion entspricht vielmehr eine Interpretation der Tatbestandsmerkmale im Sinne möglichst einfach und objektiv prüfbarer Voraussetzungen, d. h. im Sinne abstrakt-technisch orientierter Mindestkriterien. Mit der Beschränkung auf die technische Anschlusssituation ohne Berücksichtigung der wettbewerblichen Aspekte stellt die Erfüllung der Mindestvoraussetzungen nicht sicher, dass keine Marktzutrittsschranken bestehen.

³ Begründung zu § 3 Abs. 2 GasNEV-E, BR-Drucks. 247/05, S. 26.

Eine Indizwirkung der Mindestvoraussetzungen wäre schlussendlich auch nicht mit dem europäischen Gemeinschaftsrecht vereinbar. Wie bereits zur Frage der Vereinbarkeit mit europäischem Gemeinschaftsrecht näher ausgeführt, sind aus gemeinschaftsrechtlichen Gründen die Anforderungen des § 3 Abs. 2 GasNEV so auszulegen, dass wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume ausgeschlossen werden können. Der Nachweis der Erfüllung der Mindestvoraussetzungen ist hierfür jedoch, wie oben dargelegt, nicht ausreichend. Der Ausschluss wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierter Preissetzungsspielräume trägt zugleich den Zielen des Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO Rechnung, insbesondere den effizienten Gashandel und Wettbewerb zu erleichtern sowie Quersubventionen zwischen den Netznutzern zu vermeiden.

E) Wirksamer bestehender oder potentieller Leitungswettbewerb

Die Betroffene hat den ihr gemäß § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV obliegenden Nachweis, dass ihr Fernleitungsnetz wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb i. S. v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ausgesetzt ist, nicht erbracht.

I. Grundsätzliche Erwägungen

Bei der Prüfung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ist maßgeblich darauf abzustellen, ob wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume bestehen. Eine solche Prüfung auf wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume ist insbesondere auch mit dem Regulierungskonzept der §§ 3, 19, 26 GasNEV vereinbar. Dabei hat die Prüfung zukunftsgerichtet auf den Zeitraum abzustellen, für den die Folgen der Entscheidung eintreten. Die Darlegungs- und Beweislast für die Erfüllung der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 1 und 2 GasNEV obliegt der Betroffenen.

1. Wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume

Bei der Prüfung der Frage, ob das Fernleitungsnetz der Betroffenen zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb gemäß § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ausgesetzt ist, ist darauf abzustellen, inwieweit wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume bestehen. Diese Lesart der § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV wird durch teleologische, systematische, normvergleichende, historische und gemeinschaftsrechtskonforme Auslegung gestützt.

a. Teleologische Auslegung

Die Prüfung auf wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume wird durch eine Auslegung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV nach Sinn und Zweck der Norm gestützt.

(1) Prüfungsziel

Die Vorschriften des EnWG und der GasNEV ermöglichen eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung im Sinne von § 21 Abs. 2 EnWG, wenn wirksamer Leitungswettbewerb besteht. Dem lässt sich die gesetzgeberische Vorstellung entnehmen, dass wirksamer Leitungswettbewerb im Sinne dieser Vorschriften die Verwirklichung der Ziele des EnWG im Allgemeinen und der Entgeltregulierung im Besonderen auch bei Verzicht auf eine kostenorientierte Entgeltbildung sicherstellt. Die Auslegung des § 3 Abs. 2 GasNEV, insbesondere auch des Begriffs „wirksamer bestehender oder potenzieller Leitungswettbewerb“ in § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV, hat daher maßgeblich darauf abzustellen, unter welchen Voraussetzungen angenommen werden kann, dass eine kostenorientierte Entgeltbildung wegen der Möglichkeit des Zugangs zu konkurrierenden Leitungsnetzen entbehrlich ist. Hierbei sind die gesetzgeberischen Grundvorstellungen zur Möglichkeit von Wettbewerb in Strom- und Gasleitungsnetzen zu berücksichtigen.

Als Ziele der Entgeltregulierung nennt § 1 Abs. 2 EnWG die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas sowie die Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Dem Wettbewerb bei der Versorgung dient dabei vor allem die Verhinderung überhöhter Netzentgelte.⁴ Denn diese führen zu einer Behinderung der auf den vor- oder nachgelagerten Märkten tätigen Unternehmen, insbesondere den Wettbewerbern des vertikal integrierten Unternehmens. Die Wettbewerber können diese Belastungen, im Gegensatz zu dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen i. S. v. § 3 Nr. 38 EnWG nämlich nicht durch die Netzerlöse ausgleichen.⁵ Darüber hinaus gelten auch für die Bildung der Netzentgelte die allgemeinen Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG und hier insbesondere die Ziele einer preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Versorgung. Auch insoweit geht es um die Verhinderung überhöhter Netzentgelte, da diese zu einer Ausbeutung der Netznutzer (bzw. im Ergebnis der Letztverbraucher) führen.⁶ Die Sicherung des Netzbetriebs als Ziel der Netzregulierung wie auch als allgemeines Ziel des EnWG verlangt umgekehrt eine ausreichende Finanzierung des Netzbetriebs. Da die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV gerade eine ausreichende Rendite und damit auch Finanzierung des Netzbetriebs gewährleistet, kommt der Sicherung des Netzbetriebs für die Auslegung der Anforderungen an eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung jedoch keine ausschlaggebende Bedeutung zu.

Entscheidend ist demnach, ob überhöhte Netzentgelte mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden können. Ausgangspunkt der Überlegungen muss daher die Frage sein, ob die Betroffene über wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume verfügt.

(2) Prüfungsmaßstab

Bei der Auslegung zu berücksichtigen ist, dass die Feststellung von wirksamem Leitungswettbewerb bzw. seinem Fehlen weder dem Nachweis der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung im Rahmen einer ex-post Betrachtung dient noch der vorausschauenden Beurteilung eines Unternehmenszusammenschlusses. Vielmehr soll das Funktionieren des in Rede stehenden Marktes im Hinblick auf die Frage beurteilt werden, ob für den maßgeblichen Beurteilungszeitraum auf eine kostenorientierte Entgeltbildung im Sinne von § 21 Abs. 2 EnWG verzichtet werden kann, ohne dass nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume des betreffenden überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers zu befürchten sind.⁷ Dementsprechend reicht es nach § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV bereits aus, wenn das Netz zu einem „überwiegenden“ Teil wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb ausgesetzt ist. Der Gesetzgeber nimmt damit in Kauf, dass das Netz zu einem bestimmten Teil keinem wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb ausgesetzt ist und hier wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume bestehen. Dieser, vor allem im Vergleich zum allgemeinen Kartellrecht, reduzierte Prüfungsmaßstab ist vor dem Hintergrund gerechtfertigt, dass aus § 3 Abs. 2 GasNEV keine völlige Freistellung von der Regulierung folgt, sondern ein Vergleichsverfahren nach §§ 19, 26 GasNEV eine hinreichende Kontrolle der Entgelthöhe gewährleisten soll.

⁴ Vgl. auch Begründung zu § 3 Abs. 2 GasNEV a. F., BR-Drucks. 247/05 S. 26: „Deshalb werden die betroffenen Unternehmen von sich aus bemüht sein, Transportalternativen auch zukünftig zu eröffnen und damit überzogene Netzentgeltforderungen zu vermeiden.“

⁵ Vgl. etwa *Hellwig* BT-Ausschussdrucks. 15(9)1539 S. 2. Nicht zu vertiefen ist vorliegend, inwieweit die Verhinderung von Diskriminierungen als weiteres Ziel der Entgeltregulierung relevant ist.

⁶ Vgl. dazu Gegenäußerung der BReg BT-Drucks. 15/4068 S. 2; *Hellwig* BT-Ausschussdrucks. 15(9)1539 S. 2, 6. Der Bundesrat (BT-Drucks. 15/3917 S. 78) hatte sogar eine Ergänzung der Ziele der Netzregulierung um den Ausbeutungsschutz vorgeschlagen.

⁷ Vgl. auch die Überlegungen der Kommission zur Problematik der Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste in Tz. 24 ff., 70 ff. der diesbezüglichen Leitlinien, ABI. Nr. C 1645 v. 11.07.2002, S. 6.

b. Systematische Auslegung

Auch eine systematische Auslegung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV unterstützt die Ausrichtung der Prüfung auf wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume. Dieser Ansatz ist insbesondere mit dem Regulierungskonzept der §§ 3, 19, 26 GasNEV vereinbar.

(1) Ausnahmecharakter des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV

Die Entgeltbildung nach § 19 GasNEV stellt eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung dar, die in § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG als Regelfall vorgeschrieben ist. So heißt es in § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG ausdrücklich, dass durch Rechtsverordnungen „Regelungen über eine Abweichung von dem Grundsatz der Kostenorientierung nach § 21 Abs. 2 Satz 1“ getroffen werden können, nach denen bei bestehendem oder potenziellem Leitungswettbewerb die Entgeltbildung auf der Grundlage eines marktorientierten Verfahrens oder eine Preisbildung im Wettbewerb erfolgen kann. Entsprechend schreibt § 21 Abs. 2 Satz 1 Hs. 2 EnWG die kostenorientierte Entgeltbildung vor, „soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 nicht eine Abweichung von der kostenorientierten Entgeltbildung bestimmt ist“. Schließlich sieht auch § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV die Entgeltbildung nach § 19 GasNEV „abweichend von den §§ 4 bis 18“ vor. Der Ausnahmeregelung entsprechend obliegt auch die Darlegungs- und Beweislast für das Vorliegen der in § 3 Abs. 2 GasNEV genannten Voraussetzungen im Ausgangspunkt den Unternehmen, die diese Ausnahmeregelung für sich in Anspruch nehmen wollen, vgl. § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV.

(2) Rechtsfolgen des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV

Die Betroffene ist der Auffassung, dass eine zutreffende Auslegung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV die Rechtsfolge in den Blick nehmen müsse. Die Betroffene begründet dies mit dem Argument, dass es sich bei der Entgeltregulierung um einen massiven Eingriff in die grundrechtlich geschützte Berufsausübungsfreiheit handele; dies müsse auch Auswirkungen auf die Feststellung wirksamen Leitungswettbewerbs haben. Ein dem Leitungswettbewerb ausgesetztes Unternehmen unterliege nach wie vor der Regulierung. So würde die Regulierung der Netzentgelte zwar nicht kostenorientiert, wohl aber nach einem in §§ 19, 26 GasNEV speziell normierten Vergleichsmarktkonzept ermittelt. Der Prüfungsmaßstab im Rahmen des § 3 Abs. 2 GasNEV müsse daher ein wesentlich geringerer sein, als derjenige im Kartellrecht.

Dieser Auffassung kann im Ergebnis nicht gefolgt werden. Der Gesetz- und Ordnungsgeber hat mit der Möglichkeit der Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze, ihre Netzentgelte gemäß §§ 19, 26 GasNEV marktorientiert zu bilden, keineswegs eine Vorentscheidung dahingehend getroffen, dass für die Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze ein Vergleichsverfahren grundsätzlich als ausreichend anzusehen sei. Vielmehr hat er diese Ausnahme gerade vom Nachweis wirksamen Leitungswettbewerbs abhängig gemacht und die Nachweispflicht ausdrücklich den Netzbetreibern auferlegt. Dies gilt umso mehr, als Bedenken bestehen, ob das Vergleichsverfahren nach §§ 19, 26 GasNEV eine hinreichende Kontrolle der Entgelthöhe gewährleistet. Zum einen verlangt ein Vergleich der Netzentgelte stets die Berücksichtigung struktureller Unterschiede zwischen den jeweiligen Netzbetreibern.⁸ Deren Bemessung aber stellt die Effektivität der Preismissbrauchskontrolle stark in Frage. Zum anderen kann ein Netzentgeltvergleich im Falle eines generell überhöhten Preisniveaus nicht weiterhelfen.⁹ Gerade auf dem Energiemarkt aber ist aufgrund der seit Jahrzehnten verfestigten Struktur der Verhältnisse die Gefahr von Kostenüberhöhungstendenzen nicht von der Hand zu weisen, wie der Bundesgerichtshof in der Stadtwerke Mainz - Entscheidung ausdrücklich festgestellt hat.¹⁰

Gegen diese Auslegung kann auch nicht eingewandt werden, dass der Gesetzgeber sich im allgemeinen Kartellrecht trotz Vorliegens erheblicher Marktmacht (einer „marktbeherrschenden Stellung“) mit einer Missbrauchskontrolle nach §§ 19, 20 GWB bzw. Art. 82 EG begnügt. Insbe-

⁸ Vgl. etwa BGHZ 59, 42, 45 – Stromtarif; BGH WuWE DE-R 1513, 1518 – Stadtwerke Mainz.

⁹ Vgl. zu dieser Schwäche von Vergleichsverfahren BGH WuWE DE-R 1513, 1517 f. – Stadtwerke Mainz; OLG Düsseldorf WuWE DE-R 914, 916 f. – Netznutzungsentgelt.

¹⁰ BGH WuWE DE-R 1513, 1517 – Stadtwerke Mainz.

sondere liegt kein unverhältnismäßiger Eingriff in die grundrechtlich gewährleistete Wirtschafts- und Wettbewerbsfreiheit der Betroffenen vor. Denn im allgemeinen Kartellrecht kann grundsätzlich von einer wettbewerblichen Kontrolle der Entgelthöhe ausgegangen werden, so dass eine allgemeine, sämtliche Unternehmen treffende (präventive) Verpflichtung zu kostenorientierter Entgeltbildung unverhältnismäßig erscheinen könnte. Demgegenüber entspricht es der vom Gesetz- und Verordnungsgeber eindeutig zum Ausdruck gebrachten Einschätzung, dass Gasnetze in aller Regel als natürliche Monopole anzusehen sind, die einer über die Möglichkeiten des allgemeinen Kartellrechts hinausgehenden sektorspezifischen Regulierung bedürfen – insbesondere hat er es grundsätzlich für notwendig erachtet, dass die Netzentgelte kostenorientiert nach § 21 Abs. 2 EnWG gebildet werden. Die Möglichkeit einer marktorientierten Entgeltbildung für überregionale Gasfernleitungsnetze stellt daher lediglich eine Ausnahme dar. Auf Grundlage dieser Einschätzung ist es nicht unverhältnismäßig, die Betreiber von Gasnetzen – auch überregionalen Gasfernleitungsnetzen – grundsätzlich zur kostenorientierten Entgeltbildung zu verpflichten und eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung nur zuzulassen, wenn wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume ausgeschlossen werden können.

Schließlich darf nicht vernachlässigt werden, dass es nach § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV bereits ausreicht, wenn das Netz zu einem „überwiegenden“ Teil wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb ausgesetzt ist. Der Gesetzgeber nimmt mit einem derart reduzierten Prüfungsmaßstab in Kauf, dass dem Netzbetreiber in einem gewissen Umfang wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume verbleiben. Die Rechtfertigung hierfür ist in der Rechtsfolge des § 3 Abs. 2 GasNEV zu sehen. Diese sieht keine völlige Freistellung von der Regulierung, sondern die Durchführung eines Vergleichsverfahren nach §§ 19, 26 GasNEV und damit die aufgrund der verbleibenden nicht hinreichend kontrollierten Verhaltensspielräume notwendige Kontrolle der Entgelthöhe vor.

(3) Netzspezifische Marktmachtprüfung

Nicht zu folgen ist schließlich der Auffassung der Betroffenen, dass eine dem allgemeinen Kartellrecht folgende Wettbewerbsprüfung nicht statthaft sei. Der Verordnungsgeber sei im Wissen um den Adressatenkreis davon ausgegangen, dass im Bereich überregionaler Gasfernleitungsnetzbetreiber (potentieller) Leitungswettbewerb bestehen und daher das Bedürfnis für eine kostenorientierte Netzentgeltbildung entfallen könne. Diese Grundsatzentscheidung des Verordnungsgebers sei im Rahmen der Auslegung zu berücksichtigen. Damit verbiete sich ein Normverständnis, das im Ergebnis dazu führe, dass keiner der in Deutschland aktiven überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber in den Anwendungsbereich von § 3 GasNEV fiele. Gerade dies sei jedoch Konsequenz einer allgemeinen kartellrechtlichen Wettbewerbsprüfung. Teilweise beruht dieser Ansatz der Betroffenen auf der Vorstellung, § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV müsse deshalb „verminderte“ Anforderungen an wirksamen Leitungswettbewerb bzw. umgekehrt „erhöhte“ Anforderungen an die relevante Marktmacht stellen, weil in jedem Falle die Durchführung von Vergleichsverfahren nach §§ 19, 26 GasNEV vorgesehen sei. Die Verpflichtung zu kostenorientierter Entgeltbildung sei daher nur gerechtfertigt, wenn die Aussagekraft von Vergleichspreisen für das Aufdecken bestehender Missbräuche gemindert sei. Diese Auffassung ist aus den vorstehend geschilderten Gründen unzutreffend. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass es nach § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV schon ausreichend ist, wenn das Netz überwiegend bestehendem wirksamem oder potentiellen Leitungswettbewerb ausgesetzt ist. Mit anderen Worten: Es ist ausreichend, wenn überwiegende Teile des Netzes dem Wettbewerb und damit der wettbewerblichen Kontrolle ausgesetzt sind. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die verbleibenden Teile des Netzes keinem Wettbewerbsdruck und damit auch keiner wirksamen wettbewerblichen Kontrolle unterliegen. Dies ist Grund genug für die vom Verordnungsgeber vorgesehene – im Vergleich zur Kostenkontrolle jedoch erleichterte – Kontrolle auf Basis eines Preisvergleichsverfahrens.

c. Normvergleichende Auslegung

Das dargestellte Verständnis entspricht dem Ansatz, den Gesetzgeber und Rechtsprechung im Rahmen des § 19 GWB, des Art. 82 EG sowie im Telekommunikationssektor mit § 11 Abs. 1 TKG, Art. 14 Abs. 2 der Richtlinie 2002/21/EG (Rahmenrichtlinie) gewählt haben.

(1) § 19 Abs. 2 GWB

Für das deutsche Kartellrecht definiert § 19 Abs. 2 GWB den Begriff der marktbeherrschenden Stellung. Gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 GWB ist ein Unternehmen marktbeherrschend, soweit es als Anbieter oder Nachfrager einer bestimmten Art von Waren oder gewerblichen Leistungen auf dem sachlich und räumlich relevanten Markt ohne Wettbewerber ist oder keinem wesentlichen Wettbewerb ausgesetzt ist (Nr. 1), oder wenn es eine im Verhältnis zu seinen Wettbewerbern überragende Marktstellung hat (Nr. 2). Die Marktbeherrschung ist in beiden Alternativen durch einen vom Wettbewerb nicht hinreichend kontrollierten Verhaltensspielraum gekennzeichnet.¹¹ Eine marktbeherrschende Stellung kann gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 GWB auch im Rahmen einer gemeinsamen Marktbeherrschung bestehen (Oligopol). Zwei oder mehr Unternehmen sind hier nach marktbeherrschend, soweit zwischen ihnen für bestimmte Produkte ein wesentlicher Wettbewerb nicht besteht und soweit sie in ihrer Gesamtheit die Voraussetzungen des § 19 Abs. 2 Satz 1 GWB erfüllen. Diese Auslegung des Begriffs der marktbeherrschenden Stellung ist auch für das Verständnis wirksamen Leitungswettbewerbs i. S. v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV relevant, da sie in der Sache die gleiche Frage nach wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierten Verhaltensspielräumen behandelt. Zudem verpflichtet § 58 Abs. 3 EnWG die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt zu einer einheitlichen und den Zusammenhang mit dem GWB wahrenden Auslegung.¹²

(2) Art. 82 EG

Die gleiche Frage nach wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierten Verhaltensspielräumen wird auch bei der Prüfung einer beherrschenden Stellung i. S. v. Art. 82 EG gestellt. Nach der ständigen Rechtsprechung zu Art. 82 EG liegt eine marktbeherrschende Stellung dann vor, wenn ein Unternehmen in der Lage ist, die Aufrechterhaltung eines wirksamen Wettbewerbs auf dem relevanten Markt zu verhindern, indem es die Möglichkeit hat, sich von seinen Konkurrenten, seinen Kunden und letztlich den Verbrauchern gegenüber in nennenswertem Umfang unabhängig zu verhalten.¹³ Teilweise wird auch gefragt, ob Voraussetzungen vorliegen, die das betreffende Unternehmen zu einem nicht zu übergehenden Geschäftspartner machen und ihm deshalb die Unabhängigkeit des Verhaltens sichern, die für eine beherrschende Stellung kennzeichnend ist.¹⁴ Auch hier ist die Möglichkeit einer gemeinsamen marktbeherrschenden Stellung anerkannt, wenn mehrere Unternehmen auf einem bestimmten Markt gegenüber ihren Wettbewerbern, ihren Geschäftspartnern und den Verbrauchern eine kollektive Einheit darstellen.¹⁵ Wirtschaftliche Verbindungen oder sonstige verbindende Faktoren, die eine kollektive Einheit begründen, müssen den Unternehmen erlauben, auf dem betroffenen Markt gemeinsam und einheitlich vorzugehen und unabhängig von ihren Konkurrenten, ihren Abnehmern und den Verbrauchern zu handeln.¹⁶ Verbindende Faktoren können sich aus einer wirtschaftlichen Beurteilung und insbesondere einer Beurteilung der Struktur des fraglichen Marktes ergeben.¹⁷ Ins-

¹¹ Vgl. BKartA, Auslegungsgrundsätze (derzeit in Überarbeitung), S. 6.

¹² Vgl. auch Regierungsbegründung zu § 58 Abs. 3, BT-Drucks. 15/3917, S. 69.

¹³ Vgl. z. B. EuGH v. 14.02.1978, Rs. 27/76 – United Brands, Slg. 1978, 207 Rz. 65 f.; EuG v. 23.10.2003, Rs. T-65/98 – Van den Bergh Foods /J. Kommission, Rdnr. 154.

¹⁴ EuGH v. 13.02.1979, Rs. 85/76 – Hoffmann-La Roche, Slg. 1979, 461 Rz. 41; ähnlich EuG v. 22.11.2001, Rs. T-139/98 – AAMS, Slg. 2001, II-3413 Rz. 51; EuG v. 23.10.2003, Rs. T-65/98 – Van den Bergh Foods /J. Kommission, Rz. 154.

¹⁵ EuGH v. 16.03.2000, Rs. C-395 und 396/96 P – Compagnie Maritime Belge, Slg. 2000, I-1365 Rz. 41.

¹⁶ EuGH v. 31.03.1998, Rs. C-68/94 u. a. – Frankreich / Kommission (Kali + Salz), Slg. 1998, I-1375 Rz. 221; EuGH v. 16.03.2000, Rs. C-395 und 396/96 P – Compagnie Maritime Belge, Slg. 2000, I-1365 Rz. 42; EuG v. 06.06.2002, Rs. T-342/99 – Airtours, Slg. 2002, II-2585 Rz. 59.

¹⁷ EuGH v. 16.03.2000, Rs. C-395 und 396/96 P – Compagnie Maritime Belge, Slg. 2000, I-1365 Rz. 45.

besondere kann sich eine oligopolistische Interdependenz ergeben, wenn Markttransparenz gegeben ist, eine Überwachung und gegebenenfalls Vergeltung von Abweichungen möglich ist und schließlich die voraussichtliche Reaktion der Konkurrenten wie auch der Verbraucher die erwarteten Ergebnisse des gemeinsamen Vorgehens nicht in Frage stellt.¹⁸ Ein gewisses Maß an Innenwettbewerb steht der Annahme einer gemeinsamen marktbeherrschenden Stellung nicht entgegen.¹⁹

(3) § 11 Abs. 1 Satz 2 TKG

Im Telekommunikationssektor sieht § 11 Abs. 1 Satz 2 TKG vor, dass wirksamer Wettbewerb dann nicht besteht, wenn ein oder mehrere Unternehmen auf einem Markt über beträchtliche Marktmacht verfügen.²⁰ Beträchtliche Marktmacht eines Unternehmens wird dann angenommen, wenn es allein oder gemeinsam mit anderen eine der Beherrschung gleichkommende Stellung einnimmt. Das Konzept der beträchtlichen Marktmacht i. S. v. § 11 Abs. 1 TKG setzt die Vorgaben des Art. 14 Abs. 2 Unterabs. 1 der Richtlinie 2002/21/EG über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (Rahmenrichtlinie) um. Gemäß Erwägungsgrund 25 der Rahmenrichtlinie beruht die Definition des Begriffs der beträchtlichen Marktmacht in der Rahmenrichtlinie auf dem Konzept der marktbeherrschenden Stellung nach der einschlägigen Rechtsprechung des Gerichtshofes und des Gerichts erster Instanz der Europäischen Gemeinschaften, die wie dargestellt an die Verhaltensspielräume des Unternehmens anknüpft.

(4) Art. 14 Abs. 2 Richtlinie 2002/21/EG

Eine zusätzliche Präzisierung enthält Art. 14 Abs. 2 Unterabs. 2 der Richtlinie 2002/21/EG über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (Rahmenrichtlinie) hinsichtlich der Beurteilung, ob zwei oder mehr Unternehmen auf einem Markt gemeinsam eine beherrschende Stellung einnehmen. Hierbei geht die Rahmenrichtlinie von einer gemeinsamen marktbeherrschenden Stellung aus, wenn die Unternehmen – selbst bei Fehlen struktureller oder sonstiger Beziehungen untereinander – auf einem Markt tätig sind, dessen Struktur als förderlich für koordinierte Effekte angesehen wird, das heißt wenn hierdurch ein paralleles oder angeglichenes wettbewerbswidriges Verhalten auf dem Markt gefördert wird.²¹ Als relevante Merkmale werden in Anhang II der Rahmenrichtlinie insbesondere die Marktkonzentration und die Transparenz genannt. Außerdem enthält Anhang II der Rahmenrichtlinie eine nicht abschließende Liste, die folgende weitere Merkmale aufzählt: gesättigter Markt, stagnierendes oder begrenztes Wachstum auf der Nachfrageseite, geringe Nachfrageelastizität, gleichartiges Erzeugnis, ähnliche Kostenstrukturen, ähnliche Marktanteile, Fehlen technischer Innovation / ausgereifte Technologie, keine Überkapazität, hohe Marktzutrittschancen, Fehlen eines Gegengewichts auf der Nachfrageseite, Fehlen eines potenziellen Wettbewerbs, verschiedene Arten informeller oder sonstiger Verbindungen zwischen den betreffenden Unternehmen, Mechanismen für Gegenmaßnahmen, fehlender Preiswettbewerb oder begrenzter Spielraum für Preiswettbewerb.

d. Historische Auslegung

Die ursprünglich in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV-E enthaltene Vermutung für wirksamen Leitungswettbewerb bei Vorliegen der Voraussetzungen dieses Satzes wurde gestrichen, was deutlich macht, dass der Ordnungsgeber Zweifel am Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs hatte. Auch dem Umstand, dass der Gesetz- und Ordnungsgeber bei Erlass des § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG und des § 3 Abs. 2 GasNEV von der Existenz von Monopolen oder allenfalls engen

¹⁸ EuG v. 06.06.2002, Rs. T-342/99 – Airtours, Slg. 2002, II-2585 Rz. 62.

¹⁹ EuGH v. 30.09.2003, Rs. T-191/98 - Atlantic Container Line, Rz. 650, 654, 714.

²⁰ Vgl. auch die Legaldefinition des § 3 Nr. 31 TKG, wonach „wirksamer Wettbewerb“ im Sinne des TKG die Abwesenheit von beträchtlicher Marktmacht i. S. v. § 11 Abs. 1 Satz 3 – 5 TKG ist.

²¹ Vgl. Anhang II Satz 2 der Richtlinie 2002/21/EG über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (Rahmenrichtlinie) sowie deren Erwägungsgrund 26.

Oligopolen auf der Ebene der überregionalen Gasfernleitungsnetze wusste, kann nicht entnommen werden, dass er eingeschränkte Anforderungen an die wettbewerbliche Kontrolle von Verhaltensspielräumen stellen wollte. Dies wäre sachlich nicht zu begründen und widerspräche auch der gemeinschaftsrechtskonformen Auslegung des § 3 Abs. 2 GasNEV.

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass der Verordnungsgeber im Bewusstsein der bestehenden gesetzlichen Regelungen und der diesbezüglichen Definitionen explizit eine Prüfung auf wirksamen bestehenden oder potenziellen Wettbewerb vorgesehen hat. Wenn der Verordnungsgeber für die Frage des Leitungswettbewerbs eine grundlegend andere Prüfung gewollt hätte, dann hätte er die insoweit bereits belegten Begriffe vermeiden und ausdrücklich eine eingeschränkte oder gänzlich andere Prüfung vorgeben können.

e. Gemeinschaftsrechtskonforme Auslegung

Die Anknüpfung an wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume wird im Übrigen auch durch das Gemeinschaftsrecht gefordert. Wie bereits zur Frage der Vereinbarkeit mit europäischem Gemeinschaftsrecht näher ausgeführt, sind bereits aus gemeinschaftsrechtlichen Gründen die Anforderungen des § 3 Abs. 2 GasNEV so auszulegen, dass wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume ausgeschlossen werden können. Der Ausschluss wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierter Preissetzungsspielräume trägt zugleich den Zielen des Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO Rechnung, insbesondere den effizienten Gashandel und Wettbewerb zu erleichtern sowie Quersubventionen zwischen den Netznutzern zu vermeiden.

f. Marktmacht als Prüfungskriterium

Der Ausschluss wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierter Verhaltensspielräume kann auch mit dem Fehlen beträchtlicher Marktmacht bezeichnet werden, das Bestehen derartiger Spielräume mit dem Vorliegen beträchtlicher Marktmacht. Klarzustellen ist, dass erhebliche Marktmacht in dem geschilderten Sinne nicht gleichbedeutend ist mit einem bestimmten Marktanteil. Vielmehr ist im Rahmen der Marktmachtprüfung stets darauf abzustellen, ob und inwieweit das betreffende Unternehmen über wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume verfügt. Die Prüfung beschränkt sich damit nicht auf die Ermittlung der Marktanteile, sondern sieht eine Gesamtschau der Wettbewerbsverhältnisse vor, wie im Übrigen auch von der Betroffenen gefordert. Dabei ist auch zu beachten, dass sich wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume auch für mehrere Unternehmen gemeinschaftlich ergeben können.

Aus ökonomischer Sicht wird auf den Begriff der Marktmacht abgestellt. Als Marktmacht wird in der Wirtschaftstheorie der Preissetzungsspielraum verstanden, d. h. die Fähigkeit eines oder mehrerer Unternehmen, einen Preis für ein Gut zu verlangen, der über den langfristigen Grenzkosten liegt.²² Wirksamer Wettbewerb liegt dann vor, wenn ein bestimmter Grad an Marktmacht (signifikante Marktmacht) nicht überschritten wird. Signifikante Marktmacht liegt vor, wenn ein Unternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen die Fähigkeit hat, Preise oberhalb der langfristigen Grenzkosten zu verlangen. Hierbei ist anerkannt, dass zwischen dem ökonomischen Begriff der Marktmacht und dem juristischen Begriff der Marktbeherrschung ein Zusammenhang besteht. Marktbeherrschung kann insoweit als der normativ festgelegte Grad an Marktmacht verstanden werden, bei dem im Rechtssinne nicht mehr von einem wirksamen Wettbewerb ausgegangen wird.²³

Die Prüfung wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierter Preissetzungsspielräume bzw. des Bestehens erheblicher Marktmacht entspricht auch der Praxis der US-amerikanischen Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Diese hat im Jahre 1996 hinsichtlich der US-amerikanischen Interstate Natural Gas Pipelines einen Rahmen für die Zulässigkeit marktbasierter Transportentgelte (market-based rates) anstelle der traditionellen kostenbasierten Entgelte (cost-of-

²² Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006), S. 49.

²³ Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006), S. 58.

service based rates) festgelegt. Damit sollen im Wesentlichen zwei Prüfzwecke verfolgt werden: (1) ob der Antragsteller Dienstleistungen zurückhalten oder beschränken und damit Preise um einen signifikanten Betrag für einen signifikanten Zeitraum erhöhen kann, und (2) ob der Antragsteller bei den Preisen oder Geschäftsbedingungen ungerechtfertigt diskriminieren kann. Die Zulässigkeit marktbasierter Entgelte setzt danach voraus, dass das Fehlen von Marktmacht (lack of market power) festgestellt wird, weil Kunden über ausreichend geeignete Alternativen verfügen; gegebenenfalls käme auch die Bindung marktbasierter Preisbildung an bestimmte Voraussetzungen in Betracht, die die Ausübung von Marktmacht ausschließen. Marktmacht wird hierbei definiert als die Fähigkeit eines Leitungsbetreibers, Preise für einen signifikanten Zeitraum über dem Wettbewerbsniveau aufrecht zu erhalten.²⁴

2. Relevanter Beurteilungszeitpunkt

Die Prüfung hat zum Zeitpunkt der Entscheidung auf den zukünftigen Zeitraum abzustellen, für den eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung weiterhin anerkannt oder aber die kostenorientierte Entgeltbildung angeordnet werden soll.

Die Beurteilung, ob das überregionale Gasfernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb ausgesetzt ist, hat zum Ziel festzustellen, ob eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung gerechtfertigt ist. Sie betrifft die zukünftige Entgeltbildung der Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze. Eine Verpflichtung zu kostenorientierter Entgeltbildung für die Vergangenheit wird nicht begründet, wie § 3 Abs. 3 Satz 5 GasNEV ausdrücklich festlegt. Das Verfahren nach § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV hat somit nicht den Charakter eines Missbrauchsverfahrens, mit dem rechtswidriges Verhalten in der Vergangenheit festgestellt werden soll. Vielmehr ist für den Zeitraum, für den eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung weiterhin anerkannt oder aber die kostenorientierte Entgeltbildung angeordnet werden soll, zu prüfen, ob die materiellen Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 1 und 2 GasNEV vorliegen. Dementsprechend verlangt die Begründung zu § 3 Abs. 3 GasNEV-E den Nachweis, „dass die Tatbestandsvoraussetzungen des Absatzes 2 für die Dauer dieses Zeitraums weiterhin vorliegen.“²⁵ Zwar bezieht sich diese Formulierung unmittelbar nur auf die der ersten Anzeige folgenden Zweijahreszeiträume, doch muss Entsprechendes für den ersten Anzeigezeitraum gelten. Nur dies entspricht auch den Vorgaben des § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, demzufolge „bei“ bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb die Entgeltbildung auf der Grundlage eines marktorientierten Verfahrens oder eine Preisbildung im Wettbewerb erfolgen kann. Eine (weitere) Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung ist damit ausgeschlossen, wenn nicht für den betreffenden Zeitraum das Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs festgestellt werden kann.

3. Darlegungslast der Betroffenen

Die Bundesnetzagentur hat auf der Grundlage des vorstehend dargelegten Verständnisses der tatbestandlichen Anforderungen an wirksamen bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb ein Prüfkonzert entwickelt und der Betroffenen die Möglichkeit zur Stellungnahme gegeben. Hiermit sollte ein Weg aufgezeigt werden, wie das Vorliegen der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV in einer objektiven und nachprüfaren Weise festgestellt werden kann. Denn die Anzeige der Betroffenen vom 02. Januar 2006 und die von ihr eingereichten Unterlagen waren nach Auffassung der Bundesnetzagentur schon grundsätzlich nicht geeignet, wirksamen tatsächlichen oder potenziellen Leitungswettbewerb i. S. v. § 3 Abs. 2 GasNEV nachzuweisen. Auch das von der Betroffenen vorgelegte Konzept ist aus den im Folgenden dargelegten Gründen nicht geeignet, wirksamen Leitungswettbewerb nachzuweisen.

Die Beschlusskammer hat zur Durchführung des Prüfkonzertes im Interesse der Betroffenen bestimmte Daten erhoben, zu deren Ermittlung diese möglicherweise nicht in der Lage gewesen

²⁴ US Federal Energy Regulatory Commission Order v. 31.01.1996: Alternatives to Traditional Cost-of-Service Rate-making for Natural Gas Pipelines, Statement of Policy and Request for Comments, 74 FERC ¶ 61,076, S. 20 f.

²⁵ BT-Drucks. 246/05, S. 26.

wäre. Die der Betroffenen nach § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV auferlegte Darlegungs- und Beweislast zum Nachweis der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV bleibt davon unberührt.

II. Marktabgrenzung

Bei der Marktabgrenzung ist auf das Bedarfsmarktkonzept abzustellen. Dabei sind nur konkurrierende überregionale Leitungsnetze zu betrachten. Bei den Transportdienstleistungen ist nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten zu unterscheiden.

Ausspeisekapazitäten, die herkunftsseitig demselben virtuellen Punkt zugeordnet werden und auf die Ausspeisung in dasselbe unmittelbar nachgelagerte Netz, zu demselben unmittelbar angeschlossenen Letztverbraucher, in dasselbe angrenzende Marktgebiet, denselben angrenzenden Staat oder denselben Speichern gerichtet sind, sind jeweils einem einheitlichen Markt zuzuordnen. Einspeisekapazitäten, die zweiseitig demselben virtuellen Punkt zugeordnet werden und die aus demselben Marktgebiet, demselben Staat, derselben inländischen Produktion oder demselben Speicher aufgespeist werden, sind jeweils einem einheitlichen Markt zuzuordnen. Vorliegend kann innerhalb der Marktgebiete die konkrete Zuordnung von Aus- und Einspeisepunkten zu einzelnen Märkten und damit die genaue Marktabgrenzung für eine Untersuchung des Status quo offen bleiben, da die Betroffene die alleinige überregionale Fernleitungsnetzbetreiberin in ihren Marktgebieten ist, hier also keine weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber Transportdienstleistungen anbieten. Kapazitäten, die in verschiedenen Marktgebieten liegen, sind dagegen unterschiedlichen Märkten zuzuordnen. Insoweit hat die Betroffene auch nichts Gegenteiliges nachgewiesen. Unabhängig davon, wie die Ein- und Ausspeisepunkte im Einzelnen zu relevanten Märkten zusammengefasst werden, ist die Betroffene in jedem Fall in allen relevanten Märkten die alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen.

1. Marktabgrenzung anhand des Bedarfsmarktkonzeptes

Die Beschlusskammer stützt sich bei der Marktabgrenzung auf das so genannte Bedarfsmarktkonzept, das nach ständiger Rechtsprechung für die Bestimmung des sachlichen Marktes maßgebend ist. Danach sind einem (Angebots-) Markt alle Produkte zuzurechnen, die aus Sicht der Nachfrager nach Eigenschaft, Verwendungszweck und Preislage zur Deckung eines bestimmten Bedarfs austauschbar sind.²⁶ Abzustellen ist auf die funktionelle Austauschbarkeit der fraglichen Güter aus der Sicht der (potenziellen) Kunden, die diese Güter zur Deckung eines spezifischen Bedarfs nachfragen.²⁷ Die Marktabgrenzung dient dabei dem Ziel, die Wettbewerbskräfte zu ermitteln, denen die beteiligten Unternehmen ausgesetzt sind, um feststellen zu können, ob die Verhaltensspielräume eines Unternehmens hinreichend durch den Wettbewerb kontrolliert werden.²⁸

Die Prüfung des Vorliegens von wirksamem Leitungswettbewerb betrifft Gastransportdienstleistungen durch überregionale Gasfernleitungsnetze. Da derartigen Transportdienstleistungen eine geographische Komponente immanent ist und die Grenzen von sachlicher und räumlicher Marktabgrenzung aus diesem Grund fließend sind, erscheint eine Abgrenzung des relevanten Marktes ohne strikte Differenzierung nach sachlich und räumlich relevantem Markt sachgerecht. Bereits bei der Bestimmung des sachlich relevanten Marktes müssen räumliche Gesichtspunkte berücksichtigt werden. Eine zusätzliche Abgrenzung des räumlich relevanten Marktes würde daher keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn bringen.

2. Keine Anwendung des hypothetischen Monopoltests

Die Durchführung eines hypothetischen Monopoltests ist vorliegend nicht zur Abgrenzung der relevanten Märkte geeignet.

²⁶ BGH v. 21.12.2004, KVR 26/03, WuW/E DE-R 1419, 1423 – trans-o-flex; BGH v. 16.01.2007, KVR 12/06, WuW/E DE-R 1925, 1928 Tz. 18 – National Geographic II.

²⁷ BGH v. 16.01.2007, KVR 12/06, WuW/E DE-R 1925, 1928 Tz. 18 – National Geographic II.

²⁸ BGH v. 16.01.2007, KVR 12/06, WuW/E DE-R 1925, 1928 Tz. 19 – National Geographic II.

Der hypothetische Monopoltest ist ein Ansatz zur Abgrenzung relevanter Märkte. Dieser Test stellt die Frage, ob ein gewinnmaximierender hypothetischer Monopolist, d. h. ein Unternehmen, das der einzige Anbieter eines Produktes oder einer Dienstleistung ist, den Preis dafür signifikant und nicht nur vorübergehend anheben würde. Wenn das der Fall wäre, dann wäre der relevante Markt abgegrenzt und das hypothetische Monopol würde über Marktmacht verfügen. Würde die Anhebung des Preises durch den hypothetischen Monopolisten jedoch zu keiner Erhöhung des Gewinns führen, dann wären der Marktmacht des hypothetischen Monopolisten offensichtlich Schranken gesetzt. Diese Schranken können entweder durch Ausweichreaktionen der Konsumenten oder durch Angebotsreaktionen anderer Unternehmen gebildet werden. Um eine Preiserhöhung unprofitabel erscheinen zu lassen, ist es nicht notwendig, dass alle Kunden bei einer Preiserhöhung auf Substitute ausweichen. Würde eine signifikante und nicht nur vorübergehende Preiserhöhung von einem gewinnmaximierenden Monopolisten nicht durchgeführt, müssten weitere Produkte bzw. Dienstleistungen und Gebiete dem Markt hinzugefügt werden und der Test müsste für diesen Fall wiederholt werden. Die Kernfrage ist also, welche Preiserhöhung über welche Dauer noch akzeptabel ist, bevor wettbewerbspolitische Konsequenzen zu ziehen sind. Im Allgemeinen wird eine Grenze bei einer Preiserhöhung von 5 bis 10 % für eine Dauer von einem Jahr gesetzt. Da ein gewinnmaximierender hypothetischer Monopolist seinen Preis immer im elastischen Bereich der Nachfragefunktion wählen wird, d. h. an einer Stelle der Nachfragefunktion, an der die Elastizität größer oder gleich 1 ist, wird eine Preiserhöhung um 10 % unrentabel, wenn die Nachfrage bei einer solchen Preiserhöhung um mindestens 10 % zurückgeht. Der relevante Markt umfasst die Produkte bzw. Dienstleistungen und Gebiete, für die ein gewinnmaximierendes Unternehmen den Preis nicht nur vorübergehend um einen kleinen aber signifikanten Betrag erhöhen wird. Im Englischen wird dieses Konzept der Marktabgrenzung auch als SSNIP-Test (Small but Significant Non-transitory Increase in Price) bezeichnet.

Ausgehend von dem Markt für Transportdienstleistungen wäre nach dem hypothetischen Monopoltest zu untersuchen, auf welche anderen Transportdienstleistungen ein Nachfrager nach dieser Transportdienstleistung ausweichen würde, wenn das Transportentgelt um ca. 10 % für die Dauer von einem Jahr steigen würde. Wenn keine Substitution stattfindet, so dass diese Preiserhöhung für den überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber rentabel ist, dann wäre der relevante Markt abgegrenzt. Erfolgt jedoch eine Substitution der Transportdienstleistung durch andere Transportdienstleistungen in einem Maße, dass die Erhöhung des Transportentgelts unprofitabel ist, dann wären diese anderen Transportdienstleistungen dem Markt hinzuzufügen. Anschließend ist erneut zu prüfen wie sich das Verhalten der Nachfrager bei einer erneuten Erhöhung des Transportentgelts des hypothetischen Monopolisten verändert. Dieser Test wird solange durchgeführt, bis eine Preiserhöhung profitabel ist, denn dann ist in der Regel eine Angebotssubstitution nicht mehr möglich und der relevante Markt gefunden.

Der hypothetische Monopoltest weist bei der Untersuchung, ob bereits Marktmacht vorliegt, ein Problem auf, das als „Cellophane Fallacy“ bekannt ist. Bei der Frage nach dem Vorliegen von Marktmacht ist zu untersuchen, ob der herrschende Preis aufgrund aktueller bestehender Marktmacht bereits überhöht ist. Wäre dies der Fall und würde man von diesem Preis ausgehend die Effekte einer weiteren Erhöhung untersuchen, so besteht die Gefahr, den relevanten Markt eventuell zu weit abzugrenzen und daher die Marktmacht eines Unternehmens zu unterschätzen.

Eine Durchführung des hypothetischen Monopoltests bietet sich schon daher nicht an, weil nach Ansicht der Beschlusskammer die Voraussetzungen für eine Anwendung nicht erfüllt sind. Voraussetzungen für die Durchführung des hypothetischen Monopoltest sind die Kenntnis über den Wettbewerbspreis und die Kenntnis über die Preiselastizität der Nachfrage. Die Preiselastizität der Nachfrage drückt aus, wie die Nachfrage auf eine Veränderung des Produktpreises reagiert. Die Preiselastizität der Nachfrage kann mithilfe empirischer Ermittlungen abgeschätzt werden. Die Daten für die Ermittlung einer Preiselastizität der Nachfrage sind jedoch nicht verfügbar bzw. nicht im ausreichenden Umfang verfügbar. Unter anderem sind Daten über die Wechselhäufigkeit bei Preiserhöhungen, die alternativen Transportdienstleistungen, die Höhe der Transportentgelte zum Zeitpunkt des Wechsels und die substituierten Kapazitäten notwendig, um eine Aussage über die Preiselastizität treffen zu können. Der Beschlusskammer liegen zudem keine

Informationen vor, ob das Entgelt für Transportdienstleistungen tatsächlich ein Wettbewerbspreis ist, da gerade die Untersuchung, ob Leitungswettbewerb vorliegt, erstmals durchgeführt wird. Unterstellt man der Betroffenen eine marktbeherrschende Stellung inne zu haben, dass also das Entgelt für die Transportdienstleistung oberhalb des Preises unter Wettbewerbsbedingungen liegt, dann läuft man hier Gefahr den Fehler der „Cellophane Fallacy“ zu begehen und den Markt zu weit abzugrenzen. In diesem Zusammenhang stellt sich daher die Frage, ob das Entgelt für Transportdienstleistungen als Ausgangspunkt des hypothetischen Monopoltests nicht per se schon überhöht ist. Auch wenn das Konstrukt des hypothetischen Monopoltests nur als gedankliches Experiment durchgeführt wird, ist bereits die Annahme, dass es sich bei dem Entgelt für Transportdienstleistungen mit hinreichender Sicherheit um einen Wettbewerbspreis handelt, aus den vorhergehenden Überlegungen abzulehnen. Die vorgetragenen Beweggründe zur Verneinung der Anwendung des hypothetischen Monopoltests auf den Markt für Transportdienstleistungen im überregionalen Fernleitungsnetz wurden bereits vom Bundesgerichtshof im Fall „Soda-Club II“ gesehen.²⁹

3. Wettbewerb durch konkurrierende Leitungsnetze

Bei der Marktabgrenzung ist nur auf konkurrierende überregionale Fernleitungsnetze abzustellen. Voraussetzung für eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung ist nach § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG bestehender oder potenzieller Leitungswettbewerb. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV konkretisiert dies dahin, dass das überregionale Gasfernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb ausgesetzt sein muss. Die Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV stellen darauf ab, ob die Gebiete, in die der Betreiber eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes ausspeist, auch „über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter“ erreichbar sind. Auch die Begründung zu § 3 Abs. 2 GasNEV-E spricht von „Transportwettbewerb im Sinne von strukturell bestehenden Transportalternativen auf der überregionalen Ferngasstufe“ und verweist insbesondere auf „pipe-to-pipe“ und „pipe-in-pipe“-Wettbewerb.³⁰

a. Keine Berücksichtigung anderer Energieträger

Nicht ausreichend ist nach dieser normativen Vorentscheidung insbesondere eine Beschränkung der Preissetzungsspielräume durch Substitutionswettbewerb hinsichtlich anderer Energieträger. Dies entspricht auch der Formulierung in Erwägungsgrund 7 der FernleitungsVO (EG) Nr. 1775/2005 („tatsächlicher Leitungswettbewerb zwischen verschiedenen Fernleitungen“).

Im Übrigen ergäbe sich auch bei Berücksichtigung der Substitutionsmöglichkeiten durch andere Energieträger keine Änderung der Beurteilung. Zwar ist denkbar, dass Letztverbraucher auf andere Energieträger ausweichen und daher auch die Nachfrage nach Gastransportdienstleistungen zurückgeht, was eine preisdisciplinierende Wirkung haben könnte. Der Wechsel des Energieträgers ist für Letztverbraucher jedoch mit erheblichen Wechsel- und Umrüstkosten sowie Zeitaufwand verbunden, so dass die Schwelle für einen Wechsel des Energieträgers regelmäßig sehr hoch liegt und keine hinreichende preisdisciplinierende Wirkung entfaltet.³¹ Anderes mag für einzelne industrielle Abnehmer gelten, die über bivalente Anlagen verfügen, deren Anzahl jedoch gering ist. Auch haben empirische Untersuchungen der Preiselastizität der Nachfrage nach Erdgas (nicht: Transportdienstleistung) im industriellen Sektor der OECD-Länder gezeigt, dass auch diese kurzfristig sehr unelastisch ist (-0,067).³² Damit kann bei keiner Gruppe von Nachfragern nach Erdgas von einer hinreichenden Substitution durch andere Energieträger

²⁹ BGH v. 04.03.2008, KVR 21/07

³⁰ BR-Drucks. 247/05, S. 25. Vgl. auch S. 26: „Deshalb werden die betroffenen Unternehmen von sich aus bemüht sein, Transportalternativen auch zukünftig zu eröffnen und damit überzogene Netzentgeltforderungen zu vermeiden.“

³¹ BGH, Urteil vom 09.07.2002, Az. KZR 30/00, Beschlussausfertigung S. 12 f. – Fernwärme für Börsen; KG, 28.12.1984, WuW/E OLG 3443, 3445 – Energieversorgung Schwaben/Technische Werke Stuttgart; OLG Düsseldorf, Urteil vom 16.04.2008, Az. VI-2 U (Kart) 8/06.

³² Liu, Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries, Discussion Papers 373, Statistics Norway, Research Department, 2004, S. 13.

bei einer Erhöhung des Transportentgelts für die Nutzung überregionaler Fernleitungen ausgegangen werden.

Der Bundesgerichtshof hat zwar in Betracht gezogen, dass Neukunden zur Deckung ihres Wärmebedarfs unmittelbar zwischen verschiedenen Energieträgern wählen könnten und dadurch ein Wettbewerbsdruck entstehe, der allen Kunden zugute komme, auch wenn für den einzelnen Kunden unter Umständen der Wechsel zu einer anderen Energieart wegen der hiermit verbundenen Kosten keine echte Alternative darstelle.³³ Insoweit ist jedoch zu berücksichtigen, dass vorliegend nur die wettbewerbliche Kontrolle der Netzentgelte eines überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers in Rede steht, die Entscheidung über den Wechsel des Energieträgers aber nicht allein von diesen Netzentgelten, sondern von der Höhe der Gesamttransportentgelte und vor allem von der Höhe des Energiepreises abhängt. Eine relevante preisdisziplinierende Wirkung ist daher von der Substitutionsmöglichkeit durch andere Energieträger nicht zu erwarten. Insoweit geht auch der Bundesgerichtshof grundsätzlich nicht von einer Substituierbarkeit durch andere Energieträger aus.³⁴

b. Eingrenzung auf die überregionale Fernleitungsstufe

Darüber hinaus stellt die Verordnung zunächst nur auf Wettbewerb durch konkurrierende überregionale Gasfernleitungsnetze ab. Nach der Begründung zu § 2 Satz 1 Nr. 3 GasNEV ist eine definitorische Eingrenzung der überregionalen Ferngasstufe deshalb vorgenommen worden, weil es Transportalternativen für den Bezug von importiertem und im Inland gefördertem Gas nur auf dieser Stufe gebe.³⁵ Dementsprechend verlangen die Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV, dass die Ausspeisepunkte in Gebieten liegen, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden. Wettbewerb durch Transportkapazitäten anderer Netzbetreiber findet daher nach dem Wortlaut der GasNEV nur insoweit Berücksichtigung, als über diese auch Wettbewerb durch Betreiber anderer überregionaler Gasfernleitungsnetze ermöglicht wird. Dies entspricht grundsätzlich dem Gedanken des Leitungswettbewerbs. Denn Transportkapazitäten eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes stehen grundsätzlich nur in Wettbewerb zu solchen Transportkapazitäten, die ihrerseits überregionalen Charakter haben, wenn sie gegebenenfalls auch in Verbindung mit Transportkapazitäten nachgelagerter Netze betrachtet werden müssen.

4. Unterscheidung zwischen ein- und ausspeiseseitigen Transportdienstleistungen

Bei der Abgrenzung der relevanten Märkte ist zwischen einspeise- und ausspeiseseitigen Transportdienstleistungen zu unterscheiden. Insbesondere würde eine auf die Ausspeiseseite beschränkte Prüfung zu kurz greifen.

a. Gasnetz Zugangsmodell

Die Unterscheidung zwischen der Einspeise- und der Ausspeiseseite ergibt sich aus dem in § 20 Abs. 1b EnWG geregelten Gasnetz Zugangsmodell. Danach müssen Betreiber von Gasversorgungsnetzen Einspeise- und Ausspeisekapazitäten anbieten, die den Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfades ermöglichen und unabhängig voneinander nutzbar und handelbar sind, § 20 Abs. 1b Satz 1 EnWG. Die freie Zuordenbarkeit ist nur durch technische oder wirtschaftliche Unzumutbarkeit begrenzt, das bedeutet, sie soll in enger Kooperation netzübergreifend und damit auch über verschiedene überregionale Netze sichergestellt werden. Die Nämlichkeit des Gases muss hierbei nicht gewährleistet werden. Das Gas kann vom Transportkunden (in der Regel Gashändler oder Gasvertrieb, gegebenenfalls auch Letztverbraucher) auch am virtuellen Punkt erworben bzw. veräußert werden, so dass er auch nur ausspeise- bzw. nur einspeiseseitige Transportdienstleistungen in Anspruch nehmen kann.

³³ BGH v. 13.06.2007, Az. VIII ZR 36/06, Umdruck S. 17 zur gesetzgeberischen Intention bei Verzicht auf eine Tarifgenehmigung im Gasbereich.

³⁴ BGH, Urteil vom 29.04.2008, Az. KZR 2/07.

³⁵ BR-Drucks. 247/05, S. 25.

Hierdurch unterscheiden sich Gastransportdienstleistungen deutlich von sonstigen Transportdienstleistungen, die auf die Beförderung eines nämlichen Gegenstandes über eine bestimmte Strecke gerichtet sind wie etwa im Personen- oder Frachtverkehr zu Land, Wasser oder Luft.³⁶ Bezeichnenderweise spricht § 20 Abs. 1b Satz 2 EnWG denn auch allgemein von der Abwicklung „des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen“ und nicht von der Abwicklung „der Gastransporte“.

Dementsprechend erfolgt auch der Netzzugang auf der Grundlage getrennter Einspeise- und Ausspeiseverträge, § 20 Abs. 1b Satz 2 und 3 EnWG. Der Einspeisevertrag wird mit dem Einspeisepunktbetreiber über die Nutzung von Einspeisekapazitäten abgeschlossen. Bildhaft kann auch von einem Vertrag über den „Transport“ vom Einspeisepunkt in ein Marktgebiet bis zum sogenannten virtuellen Punkt gesprochen werden. Am virtuellen Punkt kann das Gas gehandelt oder zur Ausspeisung bereitgestellt werden. Die Ausspeisung erfordert einen Ausspeisevertrag mit dem Ausspeisepunktbetreiber. Gegenstand des Ausspeisevertrags ist der „Transport“ von Gas vom virtuellen Punkt bis zum Ausspeisepunkt. Sofern die Ausspeisung bei einem unmittelbar an ein überregionales Fernleitungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher oder Speicher bzw. unmittelbar aus dem überregionalen Fernleitungsnetz in das Netz eines angrenzenden Staates oder eines angrenzenden Marktgebietes erfolgt, ist der Ausspeisevertrag mit dem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber abzuschließen. Sofern die Ausspeisung in einem nachgelagerten Netz dieses Marktgebietes erfolgt, ist der Ausspeisevertrag mit diesem nachgelagerten Netzbetreiber abzuschließen. Die Abwicklung des Transports erfolgt dann im Innenverhältnis der Netzbetreiber, § 20 Abs. 1b Satz 5 EnWG. Im Rahmen einer internen Bestellung werden Kapazitäten vom nachgelagerten Netzbetreiber beim jeweils vorgelagerten Netzbetreiber bis hin zu einem marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber bestellt. Unabhängig davon, ob die Ausspeisung aus dem überregionalen Fernleitungsnetz oder einem nachgelagerten Netz erfolgt, sind somit beim überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber in jedem Falle gesonderte Abwicklungsvorgänge für die Ein- und die Ausspeisung notwendig.

Ein- und Ausspeisekapazitäten sind aus Sicht des Nachfragers nicht austauschbar. Sie dienen einem unterschiedlichen Zweck, nämlich zum einen dem Transport von Gas vom Einspeisepunkt bis zum virtuellen Punkt und zum anderen dem Transport von Gas vom virtuellen Punkt bis zum Ausspeisepunkt. Es handelt sich daher um zwei unterschiedliche Transportdienstleistungsprodukte. Dies gilt auch dann, wenn die Möglichkeit zum Handeln am virtuellen Punkt nicht genutzt wird oder werden soll.

Einspeise- und Ausspeisedienstleistungen sind auch nicht deshalb einem einheitlichen Markt zuzuordnen, weil sie als einheitliches Produkt zu betrachten wären. Zwar planen bestimmte Transportkunden vollständige Transporte und fragen dafür sowohl Einspeise- als auch Ausspeisedienstleistungen nach. Dies ändert nichts an der Tatsache, dass aufgrund der oben dargestellten Vorgaben des § 20 Abs. 1b EnWG einspeise- und ausspeiseseitige Transportdienstleistungen gesondert angeboten werden müssen, so dass für sie gesonderte Märkte bestehen.

Einspeise- und Ausspeisedienstleistungen können auch aus weiteren Gründen nicht sinnvoll als einheitliches Produkt aufgefasst werden. So sind die Nachfrager von Einspeise- und Ausspeiseprodukten überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber in der Regel nicht identisch. Die Einspeisekapazitäten der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber werden in aller Regel von Transportkunden gebucht.³⁷ Die von überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen Ausspeisekapazitäten sind demgegenüber vielfach nicht von Transportkunden buchbar. Ausspeiseseitig können Transportkunden im Zweivertragsmodell nur solche Ausspeisepunkte überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber buchen, an denen Gas zu Letztverbrauchern, in andere Marktgebiete bzw. ins Ausland oder in Speicher ausgespeist wird. Hiervon zu unterscheiden

³⁶ Insoweit unterscheidet sich die Ausgangslage auch deutlich von derjenigen der US-amerikanischen Interstate Natural Gas Pipelines, auf denen nur streckenbezogene Buchungen stattfinden (zur dortigen Marktabgrenzung vgl. US Federal Energy Regulatory Commission Order v. 31.01.1996: Alternatives to Traditional Cost-of-Service Rate-making for Natural Gas Pipelines, Statement of Policy and Request for Comments, 74 FERC 61,076, S. 28 ff.).

³⁷ Besonderheiten gelten bei Transporten zwischen mehreren marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern. In diesen Fällen bestehen keine durch Transportkunden buchbare Einspeisepunkte in das Netz des „nachgelagerten“ marktgebietsaufspannenden Netzbetreibers.

sind Netzkoppelpunkte des überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreibers zu nachgelagerten Netzbetreibern innerhalb eines Marktgebiets.³⁸ Diese Punkte können von Transportkunden nicht gebucht werden. Vielmehr nehmen an diesen Punkten die nachgelagerten Netzbetreiber im Rahmen ihrer Kooperationspflichten eine interne Bestellung der Ausspeisekapazitäten vor. Näheres haben die Netzbetreiber in § 8 ihrer Kooperationsvereinbarung geregelt.³⁹ In diesen Fällen sind Nachfrager des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers allein die ihm nachgelagerten Netzbetreiber, die von ihm Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung nachfragen. Der Transportkunde hat damit keinen Einfluss auf die Auswahl unter anderen in Betracht kommenden Anschlusspunkten (Netzkopplungspunkten) innerhalb eines Marktgebietes. Vielmehr obliegt die Auswahl dem nachgelagerten Netzbetreiber. Nachgelagerte Netzbetreiber in Überlappungsgebieten von mehr als einem Marktgebiet sind lediglich insoweit an die Entscheidung des Transportkunden gebunden, als dieser vorgibt, aus welchem Marktgebiet (d. h. von welchem virtuellen Punkt) eine bestimmte Gasmenge zu transportieren ist. Sofern mehrere überregionale Fernleitungsnetzbetreiber des gleichen Marktgebietes in das nachgelagerte Netz ausspeisen hat der nachgelagerte Netzbetreiber, ähnlich wie die Transportkunden, einspeiseseitig die freie Auswahl. Er soll jeweils den günstigsten Netzkoppelpunkt auswählen, sofern noch freie Kapazitäten vorhanden sind.

Das Abstellen auf die gesamte Transportstrecke des Transportkunden, d. h. von der Einspeisung bis zum Ausspeisepunkt im Ausspeisenetz, würde ferner dazu führen, dass Transportdienstleistungen in die Betrachtung einfließen, die der überregionale Fernleitungsnetzbetreiber selbst nicht erbringt. Auch würde sich die Schwierigkeit stellen, wie von Transportkunden nicht buchbare Ausspeisekapazitäten der dem Ausspeisenetz vorgelagerten überregionalen Fernleitungsnetze in die Betrachtung einzubeziehen wären. Der Transport vom Einspeisepunkt bis zum Ausspeisepunkt des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers wiederum ist ein Transport, den die Transportkunden, die erst in nachgelagerten Netzen ausspeisen wollen, nicht betrachten. Der Ausspeisepunkt des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers ist für sie nicht relevant, da sie hier keine Buchung vornehmen. Auch hat die Wahl eines Ausspeisepunkts im Ausspeisenetz aufgrund der Transportpfadunabhängigkeit des Zweivertragsmodells keinen Einfluss darauf, an welchen Ausspeisepunkten überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung nachgefragt werden.

Gegen ein einheitliches Produkt aus Einspeise- und Ausspeisedienstleistungen spricht weiterhin entscheidend, dass ein Transportkunde nicht notwendig beide Leistungen in Anspruch nimmt. Vielmehr können Transportkunden nur Einspeise- oder nur Ausspeisekapazitäten buchen. Da der Gasbezug häufig in einer Lieferkette stattfindet, ist dies in der Praxis auch vielfach der Fall. So beziehen insbesondere Weiterverteiler, die bislang weitgehend am Regiogate oder Citygate beliefert wurden, ihr Gas nun am virtuellen Punkt. Dies bestätigt auch die von der Bundesnetzagentur im Oktober 2007 durchgeführte Marktbefragung, welche ergab, dass eine Verlagerung betragsmäßig vergleichbarer Gasmengen von den noch im Gaswirtschaftsjahr 2006/07 benannten Übergabe- / Übernahmepunkten Regio- bzw. Citygates hin zu den virtuellen Punkten im Gaswirtschaftsjahr 2007/08 stattfand.

Eine andere Bewertung ergibt sich auch nicht daraus, dass Einspeise- und Ausspeisekapazitäten in einem Bilanzkreis miteinander verbunden sind. Das Bilanzkreissystem dient der Berechnung sowie dem Ausgleich von Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisemengen. Diese Bilanzierung von Gasmengen hat aber keinen unmittelbaren Zusammenhang zu den Transportdienstleistungen. Es lässt sich auch diesem System nicht entnehmen, dass Ein- und Ausspeisedienstleistungen als einheitliches Produkt anzusehen wären. Vielmehr dient dieses System gerade dazu, Transporte über die einander nicht zugeordneten Ein- und Ausspeisepunkte in Form einer saldierten Gesamtbetrachtung zu verrechnen.

Auch der Umstand, dass Einspeise- und Ausspeisekapazitäten teilweise mit Zuordnungsaufgaben verbunden sind (sog. beschränkt zuordenbare Kapazitäten im Gegensatz zu frei zuordenba-

³⁸ Für den Zweck dieses Beschlusses werden auch nicht buchbare Netzkopplungspunkte als Ausspeisepunkte bezeichnet.

³⁹ Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der Änderungsfassung vom 29.07.2008.

ren Kapazitäten), führt zu keinem anderen Ergebnis. Schließlich führen sie lediglich zu einer Verknüpfung einzelner Einspeise- und Ausspeisekapazitäten. Eine grundsätzliche Einheit von Einspeise- und Ausspeisekapazität ist hieraus nicht abzuleiten. Im Gegenteil wird das Instrument der Zuordnungsaufgabe gerade deshalb eingesetzt, weil Einspeisung und Ausspeisung grundsätzlich nicht verknüpft sind. Zudem soll die Zuordnungsaufgabe gemäß § 6 Abs. 3 Nr. 2 GasNZV ausdrücklich „so gering wie möglich“ gehalten werden und stellt also die Ausnahme von der Regel der freien Zuordenbarkeit dar.

Die Differenzierung zwischen Einspeise- und Ausspeiseseite führt jedoch nicht dazu, dass das Bestehen von Transportalternativen von vornherein bei der Marktabgrenzung keine Berücksichtigung finden kann. Vielmehr kann sowohl ausspeiseseitig als auch einspeiseseitig bei der Prüfung der Austauschbarkeit von Kapazitäten grundsätzlich berücksichtigt werden, dass der Transportkunde die Möglichkeit hat, im Vorhinein auf eine alternative Transportroute auszuweichen.

Sowohl auf der Einspeiseseite als auch auf der Ausspeiseseite ist jeweils auf die festen Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten abzustellen. Der Transport auf Basis unterbrechbarer Kapazitäten stellt für den Transportkunden keine gleichwertige Alternative zu einem Transport auf Basis fester Kapazitäten dar – insbesondere wenn eine feste Versorgungsaufgabe gegeben ist. Im Falle unterbrechbarer Kapazitäten liegen dem Transportkunden bei der Buchung dieser Kapazitäten keine Informationen darüber vor, mit welcher Unterbrechungswahrscheinlichkeit er rechnen muss. Somit muss er alleine das Unterbrechungsrisiko tragen, das er im Falle gebuchter fester Kapazitäten nicht hat. Auch wenn die Unterbrechungswahrscheinlichkeit genauer kalkuliert werden könnte, so ändert dies nichts daran, dass im Gegensatz zu festen Kapazitäten eine Unterbrechung der unterbrechbaren Kapazitäten an einem Ein- bzw. Ausspeisepunkt erfolgen kann und damit diese insbesondere für eine feste Versorgungsaufgabe oft nur eingeschränkt nutzbar sind.

b. Keine Beschränkung auf die Ausspeiseseite

Eine Beschränkung der Prüfung allein auf die Ausspeiseseite würde die gesetzlichen Anforderungen des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV verfehlen, wonach eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung voraussetzt, dass das Fernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem Leitungswettbewerb ausgesetzt ist. Die Wettbewerbsprüfung muss sich daher auf alle von dem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber angebotenen Transportdienstleistungen beziehen.

Die Betroffene beruft sich darauf, dass in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV nur auf die Ausspeiseseite abgestellt werde und dies die Wertung des Ordnungsgebers enthalte, dass es generell für die Frage des Vorliegens wirksamen Leitungswettbewerbs nur auf die Ausspeiseseite ankomme. Dabei wird jedoch außer Acht gelassen, dass es sich bei den Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV lediglich um technische Kriterien handelt, die noch keine Aussage zu der ökonomischen Frage nach wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb treffen. Überregionale Fernleitungsnetzbetreiber bilden sowohl Ausspeise- als auch Einspeiseentgelte. Würde lediglich die Ausspeiseseite auf das Vorliegen von wirksamem Leitungswettbewerb hin überprüft, bliebe ein Teil des wettbewerblichen Preissetzungsspielraums der Betroffenen völlig unberücksichtigt. Nach der Begründung zu § 15 Abs. 1 GasNEV sollen die Fernleitungsnetzbetreiber die Hälfte der Netzkosten durch Einspeisetarife erwirtschaften. Legt man diesen Maßstab auch an die überregionalen Fernleitungsnetze an, blieben bei der Beschränkung auf die Ausspeiseseite gerade die Hälfte der Netzkosten unberücksichtigt, was die Anforderung, dass der Wettbewerb in einem „überwiegenden“ Maß die Preissetzungsspielräume begrenzt, unerfüllbar erscheinen ließe. Wettbewerb auf der Ausspeiseseite impliziert auch nicht Wettbewerb auf der Einspeiseseite. Insofern ist in Hinblick sowohl auf die Ausspeise- als auch die Einspeiseseite zu prüfen, ob die Preissetzung des Netzbetreibers durch wirksamem Leitungswettbewerb diszipliniert wird.

Aus den in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV normierten Voraussetzungen ergibt sich nichts anderes. Zwar wird hier allein auf die Ausspeiseseite abgestellt. Wie erläutert, handelt es sich bei diesen Voraussetzungen jedoch lediglich um Mindestvoraussetzungen. Sie sind für die Prüfung des § 3

Abs. 2 GasNEV nicht abschließend, zumal die Prüfung der Regulierungsbehörde sich nach § 3 Abs. 3 Satz 3 GasNEV ausdrücklich auf die Voraussetzungen nach „Absatz 2 Satz 1 und 2“ beziehen muss. Hinzu kommt, dass der Verordnungsgeber bei Verlassen des § 3 Abs. 2 GasNEV noch vom Einzelbuchungsmodell ausging, nach dem für jedes einzelne durchquerte Netz Einspeise- und Ausspeisekapazitäten gebucht werden mussten und daher ein engerer Zusammenhang von Einspeise- und Ausspeisekapazität bestand. Im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens wurde jedoch das Zweivertragsmodell in § 20 Abs. 1b EnWG festgeschrieben. Eine umfassende Anpassung der auf dem EnWG beruhenden Verordnungen unterblieb allerdings. Vor diesem Hintergrund ist eine Auslegung im Lichte des in § 20 Abs. 1b EnWG normierten Zweivertragsmodells erforderlich. Demgegenüber macht die Betroffene in ihrer Anzeige keine näheren Ausführungen zum Leitungswettbewerb bei einspeiseseitigen Transportdienstleistungen, sondern befürwortet eine Fokussierung der Wettbewerbsprüfung auf die Ausspeiseseite. Mangels einer Berücksichtigung der Wettbewerbssituation auf der Einspeiseseite ist die von der Betroffenen vorgelegte Anzeige auch aus diesem Grunde nicht geeignet, wirksamen Leitungswettbewerb nachzuweisen.

5. Unterscheidung nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Ausspeisekapazitäten

Bei der Marktabgrenzung ist nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Ausspeisekapazitäten zu unterscheiden. Ausspeisekapazitäten, die herkunftsseitig demselben virtuellen Punkt zugeordnet werden und auf die Ausspeisung in dasselbe unmittelbar nachgelagerte Netz, zu demselben unmittelbar angeschlossenen Letztverbraucher, in dasselbe angrenzende Marktgebiet, denselben angrenzenden Staat oder denselben Speichern gerichtet sind, sind jeweils einem einheitlichen Markt zuzuordnen. Aus Nachfragersicht sind diese Ausspeisekapazitäten austauschbar. Sie dienen dem Transport von Gas von demselben virtuellen Punkt zu einem bestimmten Ziel und erfüllen damit denselben Transportzweck. Innerhalb eines Marktgebiets ist grundsätzlich auch davon auszugehen, dass keine Kapazitätsengpässe und Netzrestriktionen bestehen. Aufgrund der generell innerhalb eines Marktgebiets bestehenden freien Zuordenbarkeit sind die übereinstimmend charakterisierten Transportdienstleistungen in der Regel auch tatsächlich austauschbar. Zugunsten der Betroffenen wurde vorliegend die Einschränkung der freien Zuordenbarkeit durch Zuordnungsaufgaben nicht berücksichtigt.

a. Herkunftsseitig übereinstimmende Ausspeisekapazitäten

Ausspeisekapazitäten, die in verschiedenen Marktgebieten liegen, gehören grundsätzlich getrennten Märkten an. Innerhalb von Marktgebieten ist eine Austauschbarkeit der herkunftsseitig übereinstimmenden Ausspeisekapazitäten gegeben, soweit diese nicht durch Zuordnungsaufgaben beschränkt werden.

Im Gegensatz hierzu ist die Betroffene der Ansicht, dass die Marktabgrenzung nicht auf Marktgebiete abstellen dürfe, weil sich die Wettbewerbsprüfung zwingend auf das Gesamtnetz des jeweiligen Betreibers beziehen müsse. Dies folge daraus, dass es nach § 3 Abs. 2 GasNEV bereits ausreiche, wenn der überwiegende Teil – also mehr als 50% - des Netzes im Wettbewerb stünden. Eine solche Bewertung sei jedoch nur möglich, wenn man das gesamte Netzgebiet des jeweiligen Netzbetreibers letztlich als einen einzigen Markt ansähe. Denn sobald man ein Netz in unterschiedliche Teilmärkte unterteile, werde damit zwangsläufig in Kauf genommen, dass sich für die einzelnen Märkte unterschiedliche Ergebnisse einstellen könnten. In einem solchen Fall wäre es unsachgemäß eine rein quantitative Bewertung vorzunehmen, die nur danach frage, ob die Mehrzahl der zuvor abgegrenzten Märkte im Wettbewerb stehe. Bei einer derartigen Vorgehensweise bliebe unberücksichtigt, dass einzelnen Märkten eine unterschiedliche qualitative Bedeutung zukommen könne. Dem ist bereits deshalb nicht zu folgen, daneben einer rein quantitativen auch eine gewichtete Betrachtung in Frage kommt. Die gewichtete Betrachtung über alle Märkte hinweg kann erfolgen, indem auf Märkten, auf denen kein Wettbewerb angenommen wird, ein Wert von -1 und Märkten, auf denen Wettbewerb angenommen wird, ein Wert von +1 zugeordnet wird. Anschließend können die Ergebnisse der einzelnen Märkte entsprechend der Kapazitäten der Betroffenen gewichtet und zusammengefasst werden. Über die Ge-

wichtung kann berücksichtigt werden, dass den einzelnen Märkten eine unterschiedliche qualitative Bedeutung zukommen kann. Zudem ist zu beachten, dass die im Rahmen des neuen Gasnetzzugangsmodells angebotenen Transportdienstleistungen auf der bestehenden Markt- abgrenzung basieren; mithin ist das Marktgebiet, in welchem ein bestimmter Gastransport stattfindet, ein der Transportdienstleistung innewohnender Bestandteil. Mit anderen Worten: Die gebildeten Marktgebiete sind Teil der Produkteigenschaft der Gastransportdienstleistung.

Die Markt- abgrenzung anhand der Marktgebiete bedeutet dabei nicht, dass Marktgebiete per se wirksamem Leitungswettbewerb entgegenstehen. Vielmehr bestehen innerhalb der Marktgebiete hinreichend homogene Wettbewerbsbedingungen, die Leitungswettbewerb im Prinzip ermöglichen würden. Es kommt also vielmehr konkret auf den jeweiligen Zuschnitt der Marktgebiete an, auf dessen Gestaltung die jeweiligen Unternehmen maßgeblichen Einfluss nehmen können.

Die Berücksichtigung der Marktgebiete im Rahmen der Markt- abgrenzung steht in Einklang mit der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission. In der Entscheidung *Total/Gaz de France* hat die Kommission in Bezug auf Frankreich die Bilanzzone GSO als getrennten relevanten Markt betrachtet, auch wenn es die Frage der Markt- abgrenzung nicht abschließend entschieden hat.⁴⁰ In der Entscheidung *Gaz de France/Suez* ist die Kommission in Hinblick auf Märkte für Gaslieferungen davon ausgegangen, dass die Bilanzzonen getrennte geographische Märkte darstellen.⁴¹

b. Zielseitig übereinstimmende Ausspeisekapazitäten

Zielseitig sind die Ausspeisekapazitäten des Weiteren nach der Art der Ausspeisung und dem jeweiligen individuellen Transportziel zu unterscheiden. Ausspeisungen zu nachgelagerten Netzen, zu unmittelbar angeschlossenen Letztverbrauchern, zu anderen Marktgebieten, zu ausländischen Netzen und zu Speichern stellen unterschiedliche Arten der Ausspeisung dar und sind grundsätzlich aus Transportkundensicht nicht oder allenfalls sehr eingeschränkt austauschbar. Bei den einzelnen Arten der Ausspeisung ist weiter zwischen den einzelnen Ausspeisezielen zu unterscheiden, da der Transportkunde räumlich gebunden ist. Der Transport des Gases zu einem bestimmten Zielort lässt sich nicht durch einen Transport an einen anderen Zielort ersetzen.

Ausspeisekapazitäten überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber, die dasselbe unmittelbar nachgelagerte Netz aufspeisen, gehören einem einheitlichen Markt an, sofern die Ausspeisepunkte im selben Marktgebiet liegen. Dies gilt auch für Ausspeisekapazitäten unterschiedlicher überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber, soweit diese im selben Marktgebiet liegen. Sofern das unmittelbar nachgelagerte Netz allerdings in verschiedene Netzbereiche aufgeteilt ist, kann grundsätzlich nur bei Netzbereichen, welche von unterschiedlichen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb ein und desselben Marktgebietes aufgespeist werden, von einer hinreichenden Austauschbarkeit der Ausspeisepunkte ausgegangen werden. Bei den anderen Netzbereichen dieses nachgelagerten Netzbetreibers gilt dies nicht.

Hinsichtlich unmittelbar an ein Netz eines überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers angeschlossener Letztverbraucher geht die Beschlusskammer davon aus, dass alle Ausspeisekapazitäten, die der unmittelbaren Aufspeisung des Letztverbrauchers durch überregionale Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb eines Marktgebiets dienen, einem einheitlichen relevanten Markt angehören. Dies gilt auch, wenn es sich um verschiedene überregionale Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb desselben Marktgebiets handelt.

Marktgebietsüberschreitende Ausspeisekapazitäten sind dann einem einheitlichen Markt zuzurechnen, wenn sie herkunftsseitig durch denselben virtuellen Punkt charakterisiert sind und die Ausspeisung in dasselbe angrenzende Marktgebiet erfolgt.

Bei Exportfällen sind alle Ausspeisekapazitäten eines Marktgebiets Teil eines einheitlichen Markts, die der Aufspeisung desselben angrenzenden Staates dienen. Die Beschlusskammer

⁴⁰ Entscheidung vom 08.10.2004, COMP/M.3410, Tz. 24 ff. – *Total/Gaz de France*.

⁴¹ Entscheidung vom 14.11.2006, COMP/M.4180, Tz. 380 ff. – *Gaz de France/Suez*.

lässt insoweit offen, ob eine weitergehende Differenzierung nach dem jeweils erreichten Netz des betreffenden Staates vorzunehmen ist.

Bei Ausspeisepunkten zu Speichern sind diejenigen Punkte zu einem einheitlichen Markt zusammenzufassen, die im selben Marktgebiet liegen und der Ausspeisung in denselben Speicher dienen. Auch wenn alle Speicher für den Transportkunden vergleichbare Speicherdienstleistung erbringen, ist insoweit auf den einzelnen Speicher abzustellen. Soweit Speicherkapazitäten in Form eines Systemspeichers an die Speicherkunden vergeben werden, wird die transportseitige Buchung des Speichers nicht durch die Speicherkunden, sondern durch den Speicherbetreiber vorgenommen. Der Speicherbetreiber ist noch mehr als ein möglicher Speicherkunde darauf angewiesen, die Transportdienstleistung an seinem physischen Speicherort zu buchen. Auch in dieser Konstellation sind die Ausspeisekapazitäten nicht zwischen Speichern austauschbar.

c. Keine Austauschbarkeit weiterer Ausspeisungen innerhalb eines Marktgebietes

Die Beschlusskammer hatte im Rahmen der Anhörung erwogen, die Märkte um weitere Ausspeisekapazitäten innerhalb eines Marktgebietes zu erweitern. Die Betroffene hat insoweit jedoch nichts nachgewiesen.

d. Keine Austauschbarkeit von Ausspeisungen aus unterschiedlichen Marktgebieten zu unmittelbar nachgelagerten Netzen bzw. Letztverbrauchern

Eine Austauschbarkeit von Ausspeisungen aus unterschiedlichen Marktgebieten besteht nicht. Zwar ist eine Austauschbarkeit der Transportdienstleistungen z. B. bei sich überlappenden Marktgebieten theoretisch denkbar. Allerdings ist der Marktgebietswechsel für den Transportkunden in der Regel mit einem hohen Aufwand verbunden, wenn nicht sogar aufgrund fehlender Kapazitäten im jeweils anderen Marktgebiet unmöglich. Insoweit hat die Betroffene auch nichts Gegenteiliges nachgewiesen.

Dies bedeutet, dass in verschiedenen Marktgebieten gelegene Ausspeisekapazitäten, die dasselbe unmittelbar nachgelagerte Netz bzw. denselben unmittelbar an die überregionalen Fernleitungsnetze angeschlossenen Letztverbraucher aufspeisen, nicht austauschbar sind. In diesen Fällen kann ein Transportkunde zwar dasselbe Ziel über verschiedene Marktgebiete erreichen (Marktgebietsüberlappung). Dies ist jedoch nur bei einem kleineren Teil der Ausspeisekapazitäten zutreffend und reicht zudem für eine Anerkennung der Austauschbarkeit nicht aus.

Bei Marktgebietsüberlappungen kann aus der Perspektive des unmittelbaren Nachfragers, d. h. des nachgelagerten Netzbetreibers, zwar grundsätzlich in beiden Marktgebieten eine interne Bestellung vorgenommen werden. Er ist jedoch bei seiner internen Bestellung nicht in der Wahl des Marktgebiets frei. Er muss seine interne Bestellung in dem einen oder anderen Marktgebiet danach ausrichten, welchem Marktgebiet die Endkunden und damit die Ausspeisekapazitäten der Transportkunden zugeordnet sind. Aus Sicht des Nachfragers (unmittelbar nachgelagerter Netzbetreiber) sind die Kapazitäten daher nicht austauschbar.

Auch wenn man berücksichtigt, dass der nachgelagerte Netzbetreiber insoweit in seiner Entscheidung vom Transportkunden abhängig ist und daher im Rahmen der Marktabgrenzung auf den Transportkunden abstellt, ist grundsätzlich nicht von einer Austauschbarkeit von in unterschiedlichen Marktgebieten gelegenen Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern auszugehen. Gleiches gilt für Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern, die unmittelbar an in unterschiedlichen Marktgebieten liegende überregionale Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind. Zwar ist aus Sicht dieser Transportkunden ein Transport sowohl aus dem einen als auch aus dem anderen Marktgebiet technisch denkbar. Insoweit stehen dem Transportkunden grundsätzlich zwei (bzw. bei einer Aufspeisung aus mehreren Marktgebieten mehrere) Transportalternativen zur Verfügung. Ein Wechsel des Marktgebiets ist aus Sicht der Transportkunden jedoch regelmäßig mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden, so dass sich die Transportalternativen für sie allenfalls als sehr beschränkt austauschbar darstellen. Zum einen bedeutet ein Marktgebietswechsel zusätzlichen Aufwand für die Änderung der Marktgebietszuordnung der Ausspeisestelle sowie zusätzlichen Aufwand für die Bilanzierung. Zum anderen setzt ein Marktgebietswechsel voraus,

dass der Transportkunde sein Gas auch über das andere Marktgebiet beziehen kann und auch freie Einspeisekapazitäten vorfindet.

(1) Wechsel des Marktgebietes

Gegen eine Austauschbarkeit der Transportalternativen spricht zum einen, dass die Verlagerung der Ausspeisung von einem in ein anderes Marktgebiet für den Transportkunden mit zusätzlichem Aufwand verbunden und auch nicht immer möglich ist.

Die Verlagerung des Transports in ein anderes Marktgebiet setzt in Fällen der Marktgebietsüberlappung voraus, dass die betreffende Ausspeisestelle dem anderen Marktgebiet zugeordnet wird. D.h. für die Ausspeisestelle muss ein Marktgebietswechsel durchgeführt werden. Hierfür muss auf Anfrage des Transportkunden geprüft werden, ob hinreichende Koppelkapazitäten des relevanten Ausspeisernetzes in das neue Marktgebiet (d. h. in das Netz eines anderen überregionalen Netzbetreibers), dem die Ausspeisestelle künftig zugeordnet werden soll, vorhanden sind. Das ausspeiseseitige Rucksackprinzip gilt insoweit nicht. Diese Kapazitätsprüfung nimmt einige Zeit in Anspruch, und das Ergebnis ist für den betroffenen Transportkunden nicht ohne weiteres abschätzbar.⁴² Sind keine ausreichenden Kapazitäten vorhanden, ist ein Wechsel nicht möglich. In diesem Falle scheidet eine Austauschbarkeit der Ausspeisekapazitäten zwingend aus.

Wenn ausreichende Kapazitäten vorhanden sind und somit ein Wechsel durchgeführt werden könnte, wird eine Änderung der Marktgebietszuordnung des Ausspeisepunkts in dem vom Ausspeisernetzbetreiber geführten Zuordnungsverzeichnis erforderlich. In der Regel muss der Ausspeisernetzbetreiber auch seine interne Bestellung zu beiden vorgelagerten Netzbetreibern unterjährig anpassen (sofern dieser Ausspeisernetzbetreiber nicht unmittelbar an die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber angeschlossen ist, gilt dies für die Kette aller zwischengelagerten Netzbetreiber). Es entsteht daher zusätzlicher Transaktionsaufwand verbunden mit weiteren zeitlichen Verzögerungen. Bereits dies kann – gerade im Massengeschäft – einen Marktgebietswechsel erheblich erschweren und die Rentabilität verringern.

Zudem setzt ein Transport in einem anderen Marktgebiet voraus, dass der Transportkunde in diesem Marktgebiet einen Bilanzkreisvertrag abgeschlossen hat bzw. im Rahmen eines dort bestehenden Bilanzkreises ein Sub-Bilanzkonto führt. Sofern der Transportkunde einen solchen Bilanzkreisvertrag bzw. ein solches Sub-Bilanzkonto in dem anderen Marktgebiet noch nicht hat, muss er entsprechende Verträge abschließen. Dabei ergibt sich in jedem Fall, dass das Lieferportfolio des Transportkunden aufgeteilt oder jedenfalls neu eingeteilt werden muss. In dem derzeit noch geltenden Bilanzierungsregime besteht dann durch das entstehende Portfolio mit verhältnismäßig geringeren Mengen ein erhebliches Risiko, die Grenzen des für den Transportkunden kostenfreien Basisbilanzausgleichs zu überschreiten, weil keine oder nur geringe Portfolioeffekte genutzt werden können. Hieraus können Verpflichtungen zur Zahlung von Pönalen erwachsen, die zu deutlichen Kostenbelastungen führen können. Aber selbst ohne die Überschreitung des Basisbilanzausgleichs fallen Kosten für die Ausgleichung des zusätzlichen Bilanzkreises durch den Transportkunden an. Besonders deutlich wird die beschriebene Tatsache, wenn die beiden Bilanzkreise Differenzen unterschiedlichen Vorzeichens haben. Dann zeigt sich ein Ausgleichsaufwand, der ohne die Aufteilung des Bilanzkreises nicht angefallen wäre. Die durch die Bilanzierungsnotwendigkeiten anfallenden Kosten sind ebenfalls gegen etwaige Einsparungen bei den Ausspeiseentgelten entgegenzurechnen.

Dieser Argumentation steht die für Oktober 2008 geplante Einführung eines neuen Regel- und Ausgleichsenergiesystems nicht entgegen. Die aus der Einführung einer Tagesbilanzierung und eines stündlichen Anreizsystems resultierenden Vereinfachungen bei der Belieferung von Letztverbrauchern ergeben sich innerhalb der jeweiligen Marktgebiete. Ein Wechsel des Marktgebietes erfordert daher nach wie vor den Abschluss entsprechender Bilanzkreisverträge bzw. die Bildung von Sub-Bilanzkonten. Das Risiko von Ausgleichsleistungen und Pönalen reduziert sich

⁴² Vgl. BNetzA, Beschluss vom 20.08.2007, Az. BK7-06-067, amtlicher Umdruck, S. 17 der Anlage „GeLi Gas“.

zwar, geht aber nicht auf Null zurück. Die Effekte des verminderten Portfolioeffektes bei einer Aufteilung des Portfolios gelten unverändert.

(2) Umstellung des Gasbezugs

Des Weiteren setzt eine Austauschbarkeit der Transportwege aus Sicht des Transportkunden voraus, dass er sein Gas auch über das andere Marktgebiet beziehen kann. Ansonsten kommt diese Transportalternative für ihn von vornherein nicht in Betracht. Eine Austauschbarkeit scheidet dann aus.

Die Gasversorgung in Deutschland erfolgt traditionell über drei vertikal hintereinandergeschaltete Lieferstufen, auch wenn die Entwicklung bei neuen Anbietern zu einer ein- oder zweistufigen Versorgung tendiert. Auf der ersten Stufe agieren die Ferngasunternehmen, die Erdgas aus inländischen Lagerstätten gewinnen oder Gas von ausländischen Quellen importieren. Sie verkaufen ihr Erdgas an andere Ferngasunternehmen, an Regionalgasunternehmen und an örtliche Gasversorgungsunternehmen. Daneben beliefern sie auch Letztverbraucher. Die zweite Stufe bilden regionale Ferngasgesellschaften ohne eigene Förderquellen und ohne nennenswerten Importbezug. Diese beliefern ebenfalls Regionalgasunternehmen und örtliche Gasversorgungsunternehmen sowie Letztverbraucher. Die dritte Stufe besteht überwiegend aus Regionalgasunternehmen und örtlichen Gasversorgungsunternehmen. Sie verteilen Gas im Rahmen ihres Vertriebsbedarfs weiter, und zwar in erster Linie an Endabnehmer. Auf der zweiten und dritten Stufe sind in Deutschland ca. 40 Regionalgesellschaften sowie ca. 650 örtliche Gasversorgungsunternehmen (häufig Stadtwerke) tätig.⁴³ Entsprechend dieser verschiedenen Lieferstufen geht das Bundeskartellamt im Hinblick auf die Belieferung mit Gas von separaten Märkten für die Belieferung von Weiterverteilern aus. Hierbei differenziert das Bundeskartellamt weiter zwischen der Belieferung anderer Ferngasunternehmen sowie der Belieferung von Regional- und Ortsgasunternehmen.⁴⁴

Transportkunden, die in nachgelagerten Netzen ausspeisen, sind gegenwärtig überwiegend Unternehmen, die ihr Gas von überregionalen Ferngasunternehmen bzw. regionalen Ferngasgesellschaften übernehmen. Es handelt sich typischerweise um Regionalgasunternehmen und örtliche Gasversorgungsunternehmen. Sie sind ganz überwiegend nicht selbst auf der Einspeiseseite tätig.

Nach der Untersagung des Einzelbuchungsmodells und der Umstellung auf das Zweivertragsmodell findet die Übernahme des Gases in der Regel am virtuellen Punkt des Marktgebiets statt, in dem das Unternehmen die Ausspeisung vornehmen möchte. Insoweit ist zu unterstellen, dass eine Übernahme am virtuellen Punkt auch dann erfolgt, wenn am virtuellen Punkt lediglich eine Zuweisung in ein Sub-Bilanzkonto erfolgt und die Abwicklung des Transports bis zum Letztverbraucher durch den Vorlieferanten veranlasst wird. Auch Transportkunden, die unmittelbar an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossene Letztverbraucher versorgen, übernehmen das Gas teilweise erst am virtuellen Punkt.⁴⁵

Dies alles bedeutet zusammengenommen, dass die Transportkunden ihre Gasmengen weitgehend am virtuellen Punkt eines bestimmten Marktgebiets anstehen haben. Die Umstellung der Belieferung eines im Überlappungsgebiet ansässigen Endabnehmers auf ein anderes Marktgebiet setzt, wie oben ausgeführt, voraus, dass der Transportkunde seinen Gasbezug über den virtuellen Punkt des anderen Marktgebiets organisiert. Dies ist in vielen Fällen mit erheblichen Schwierigkeiten und stets mit großem Aufwand verbunden.

⁴³ BKartA, Beschluss v. 13.1.2006, B8-113/03-1, Amtsausfertigung, S. 7 f; BKartA, Beschluss v. 06.09.2007, B8-113/03-04, Amtsausfertigung, S. 2.

⁴⁴ BKartA, Beschluss v. 13.1.2006, B8-113/03-1, Amtsausfertigung, S. 15; vgl. auch OLG Düsseldorf v. 4.10.2007, VI-2 Kart 1/06 (V), Amtsausfertigung, S. 26 f.

⁴⁵ Daneben gibt es sowohl bei Transportkunden, die unmittelbar an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossene Letztverbraucher beliefern, als auch bei Transportkunden, die in nachgelagerten Netzen ausspeisen, solche, die den Transport im Rahmen eines grenz- oder marktgebietsüberschreitenden Transports insgesamt selbst durchführen. Vgl. hierzu unten.

Der Transportkunde übernimmt das Gas in der Regel von seinem Lieferanten an einem vertraglich vereinbarten virtuellen Punkt durch Umbuchung in seinen Bilanzkreis bzw. sein Sub-Bilanzkonto. Eine Umstellung des Übernahmepunkts auf den virtuellen Punkt eines anderen Marktgebiets würde voraussetzen, dass entweder der Lieferant das Gas flexibel an beiden virtuellen Punkten zur Verfügung stellen kann oder aber der Transportkunde die Möglichkeit hat, sein Gas am anderen virtuellen Punkt von anderen Lieferanten zu beziehen.

Die Möglichkeit flexibler Lieferungen an verschiedenen virtuellen Punkten besteht im Rahmen eines Liefervertrags jedoch allenfalls sehr eingeschränkt. Eine Gaslieferung an einem anderen virtuellen Punkt setzt zunächst voraus, dass der Lieferant aus den ihm zur Verfügung stehenden Quellen mehrere virtuelle Punkte erreichen oder Gas zu wirtschaftlichen Bedingungen an den neuen virtuellen Punkt liefern kann. Dabei muss er auch die entsprechenden Mengen zur Verfügung haben. Zudem benötigt er ausreichende freie Transportkapazitäten, um diesen Transport durchführen zu können. Im Hinblick auf die an Marktgebietsgrenzen bestehenden Kapazitätsengpässe wird dies jedenfalls dann problematisch sein, wenn das Gas über die Grenze in dieses Marktgebiet transportiert werden muss. Bei Lieferanten, die im Konzernverbund mit einem marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber stehen, kommt hinzu, dass sie typischerweise eine Lieferung in dessen Marktgebiet vorziehen. Aus diesen Gründen ist die Möglichkeit, Gas vom selben Lieferanten flexibel an verschiedenen virtuellen Punkten zu beziehen, allenfalls sehr eingeschränkt vorhanden. Selbst wenn der bisherige Lieferant in der Lage ist, die Lieferung auch über das andere Marktgebiet vorzunehmen, kann ein Neuverhandeln von Vertragsbedingungen notwendig sein.

Auch die grundsätzlich bestehende Möglichkeit, den Lieferanten zu wechseln, ist mit Schwierigkeiten verbunden. Ein solcher Wechsel erfordert zunächst die Suche nach einem neuen Lieferanten sowie das Aushandeln neuer Bezugsverträge. Zwar besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit, Gas direkt am virtuellen Punkt einzukaufen. Allerdings finden nach den Erkenntnissen der Beschlusskammer Handelsgeschäfte am virtuellen Punkt derzeit jedoch nur in einem sehr geringen Umfang statt. Die Liquidität der virtuellen Punkte ist noch stark eingeschränkt. Entsprechend sind auch die Konditionen für die Beschaffung von Gas am virtuellen Punkt bzw. an der EEX noch nicht ausreichend attraktiv, so dass für einen Transportkunden die Umstellung seines Bezugs von einem längerfristigen Gasliefervertrag auf die Beschaffung am virtuellen Punkt bzw. an der EEX regelmäßig noch keine Alternative ist.

Hinzu kommt, dass Transportkunden üblicherweise im Rahmen ihrer Gasbezugsverträge Take-or-pay-Verpflichtungen eingegangen sind. Auch aus diesem Grund können sie, sofern ihr Lieferant nicht Gas flexibel an mehr als einem virtuellen Punkten liefert, nicht ohne Weiteres auf Lieferungen im anderen Marktgebiet ausweichen. Selbst wenn der Transportkunde nur im Hinblick auf einen Teil seines Gasbezugs an einen bestimmten virtuellen Punkt gebunden ist, stellt es für ihn häufig keine Option dar, die restlichen Mengen am virtuellen Punkt des anderen Marktgebiets zu beziehen. Denn dies würde erfordern, dass er zwei Bilanzkreise bzw. Sub-Bilanzkonten führt. Die positiven Portfolioeffekte im einzelnen Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkonto verringern sich hierdurch jedoch. Der Transportkunde läuft Gefahr, einen erhöhten Bedarf an Ausgleichsenergie und damit höhere Kosten zu haben. Auch im Hinblick auf seinen Gasbezugsvertrag erhält er aufgrund von Größenvorteilen unter Umständen bessere Preise, wenn er seinen Gasbezug am virtuellen Punkt eines Marktgebiets konzentriert.

Aus diesen Gründen ist für die Regionalgasunternehmen und örtlichen Gasversorgungsunternehmen, die ihr Gas am virtuellen Punkt beziehen, die Umstellung der Belieferung eines in einem Überlappungsgebiet ansässigen Endkunden von einem Marktgebiet auf ein anderes Marktgebiet mit besonderem Aufwand und Schwierigkeiten verbunden. Aufgrund dieser Hürden ist der Wechsel und damit die Austauschbarkeit des Marktgebiets für diese Transportkunden zu verneinen. Auch im Rahmen der im Oktober 2007 durchgeführten Marktbefragung war bei der Frage nach den Aspekten, die bei bestehender Transportalternative für die Buchung in einem bestimmten Marktgebiet eine Rolle spielen, vor allem bei den Stadtwerken der am häufigsten genannte Aspekt, dass das Gas nur an einem bestimmten virtuellen Punkt verfügbar sei und Kapazitätsengpässe an Alternativpunkten bestünden.

Letztlich zeigen diese Überlegungen auch, dass die primäre Frage des Transportkunden die nach seinen Gasbezugsmöglichkeiten und den damit verbundenen Kosten ist. Zwar mögen bereits im Rahmen dieser Entscheidung die für den Transport anfallenden Netzentgelte eine Rolle spielen. Die Ausspeiseentgelte des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers spielen jedoch im Rahmen der Gesamtkostenbetrachtung eine untergeordnete Rolle und dürften typischerweise nicht den Ausschlag für eine Bezugsalternative geben. Zudem werden die Transportentgelte in nachgelagerten Überlappungsgebieten ohnehin gemittelt, d. h. der Transportkunde hat überhaupt keinen Anreiz, einen „preiswerteren“ Transport in einem anderen Marktgebiet zu buchen. Im Rahmen der Entscheidung für eine Gasbezugsmöglichkeit wird in der Regel bereits ein bestimmter virtueller Punkt als Übergabepunkt des Gases festgelegt. Entsprechend wählt der Transportkunde das Marktgebiet, in dem er die Ausspeisung vornimmt. Zu diesem Zeitpunkt sind die Transportwege in den beiden Marktgebieten nicht mehr austauschbar. Vielmehr legt der Transportkunde seinen Transport entsprechend seiner Entscheidung für einen bestimmten Gasbezug fest.

(3) Mittelbarer Transport über ein anderes Marktgebiet

Zwar haben die Transportkunden grundsätzlich auch die Möglichkeit, im Rahmen eines marktgebietsüberschreitenden Transports das an einem bestimmten virtuellen Punkt anstehende Gas zunächst von einem Marktgebiet in das andere zu transportieren und dann vom dortigen virtuellen Punkt das nachgelagerte Netz bzw. den Letztverbraucher – sozusagen mittelbar – zu beliefern. In einer solchen Konstellation wären der Ausgangs- und der Zielpunkt des Transports in beiden Alternativen identisch. Der Transportzweck wird gleichermaßen erfüllt. Es besteht daher keine Notwendigkeit für den Transportkunden, seinen Gasbezug umzustellen. Der Zusatzaufwand, der sich aus der Umstellung der Marktgebietszuordnung ergibt und die Zusatzkosten, die sich gegebenenfalls aus der Führung eines zusätzlichen, kleineren Bilanzkreises ergibt, entstehen allerdings auch bei dieser Abwicklung. Der insoweit erforderliche Marktgebietsübertritt erfordert weiterhin freie Kapazitäten an Marktgebietskoppelpunkten. Im Hinblick auf die zwischen Marktgebieten bestehenden Kapazitätsengpässe dürfte sich die Buchung solcher Kapazitäten häufig als problematisch erweisen. Ein solcher marktgebietsüberschreitender Transport erfordert daher stets eine genaue Kapazitätsprüfung. Dies gilt auch für einen „Pipe in Pipe“ Marktgebietswechsel. Nach § 20 Abs. 1b EnWG und der Kooperationsvereinbarung dürfen Marktgebiete nur aufgrund technischer Restriktionen gebildet werden. Nachdem diese Marktgebiete nun gebildet wurden, muss die Beschlusskammer für den vorliegenden Fall davon ausgehen, dass dies anhand bestehender Engpässe erfolgt ist, dass also auch in pipe-in-pipe-Situationen Marktgebietsgrenzen technisch begründet sind. Ansonsten wäre zu erwägen, dass die betreffenden Marktgebiete zusammengelegt werden. Dies ist vorliegend jedoch nicht die zu behandelnde Frage. Zudem fallen bei der mittelbaren Aufspeisung über ein anderes Marktgebiet zusätzliche Ausspeise- und Einspeiseentgelte an. Da die Entgeltanteile im Überlappungsgebiet gemittelt werden, ist der mittelbare Transport über die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber immer um die beiden für den Marktgebietsübertritt anfallenden Entgelte teurer. Ein solcher Transport wird daher in aller Regel nicht wirtschaftlich sein.

(4) Gesamtdurchführung des Transports

Unter den Transportkunden, die Kunden in nachgelagerten Netzen bzw. unmittelbar an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossene Letztverbraucher beliefern, gibt es neben denjenigen, die ihr Gas am virtuellen Punkt übernehmen, auch solche, die den Transport im Rahmen eines grenz- oder marktgebietsüberschreitenden Transports von der Einspeisung bis zur Ausspeisung selbst durchführen. Bei diesen Transportkunden stellt sich die Frage, ob die Ausspeisung in verschiedenen Marktgebieten für sie deshalb austauschbar ist, weil sie flexibel in das eine oder andere Marktgebiet einspeisen können. Dahinter steht die Überlegung, dass ein solcher Transportkunde möglicherweise den Transport insgesamt umstellen kann, d. h. Gas in das andere Marktgebiet einspeisen und in diesem Marktgebiet auch wieder ausspeisen kann.

Eine solche Umstellung des gesamten Transports von der Einspeisung bis zur Ausspeisung setzt allerdings voraus, dass der Transportkunde am alternativen Einspeisepunkt Gas zur Ver-

fügung hat. Sofern der Einspeisepunkt zum alternativen Marktgebiet aus demselben vorgelagerten Netz aufgespeist wird (z. B. bei einer pipe-in-pipe-Situation), dürfte dies grundsätzlich möglich sein. Schwieriger wird es jedoch, wenn der alternative Transport eine Einspeisung aus einem anderen vorgelagerten Netz erfordert. Hier kann es zwar sein, dass der Transportkunde seinen Transport derart umstellt, dass der Ausgangspunkt seines Transports identisch bleibt und er seinen Gasbezug beim Vorlieferanten nicht ändern muss. Möglicherweise erfordert die Umstellung auf ein anderes Marktgebiet aber auch, dass der Transportkunde sein Gas an einem anderen Punkt als bisher beziehen muss. Dies bedeutet, wie dargestellt, eine erhebliche Hürde für den Marktgebietswechsel.

Hinzu kommt, dass eine Einspeisung von Gas in das alternative Marktgebiet nur möglich ist, wenn der Transportkunde auch die entsprechenden Kapazitäten buchen kann. An Marktgebietsgrenzen bestehen jedoch häufig Kapazitätsengpässe. Die Einspeisekapazitäten sind vielfach langfristig ausgebucht. Selbst wenn die Ausspeisung aus demselben vorgelagerten Netz erfolgen könnte, stellt dies eine erhebliche Hürde für den Marktgebietswechsel dar. Das Problem verschärft sich bei einem alternativen Transport, der über mehrere Marktgebietsgrenzen hinwegführt, denn in diesem Fall sind für jedes durchquerte Marktgebiet die entsprechenden Einspeise- und Ausspeisekapazitäten neu zu buchen. Selbst wenn der Transportkunde freie Kapazitäten für eine Transportalternative buchen könnte, wird dem u. U. entgegenstehen, dass er für seinen bisherigen Transport bereits langfristig Kapazitäten gebucht hat. Schließlich gilt auch hier, dass Transportkunden, die mit einem überregionalen Netzbetreiber im Konzernverbund stehen, vorzugsweise einen Transport durch dessen Netz wählen. Da alle überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber zugleich marktgebietsaufspannende Netzbetreiber sind, führt dies dazu, dass Transportkunden, die im Konzernverbund mit einem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber stehen, regelmäßig das von diesem aufgespannte Marktgebiet bevorzugen werden.

Aus diesen Gründen ist auch für einen Transportkunden, der eine Transportstrecke von einer Einspeisung bis zu einer Ausspeisung bucht, die Umstellung der Belieferung von Endkunden auf ein anderes Marktgebiet typischerweise mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Auch für diese Transportkunden ist daher allenfalls von einer sehr beschränkten Austauschbarkeit auszugehen.

(5) Möglichkeit von Swap-Geschäften

Auch die Möglichkeit von Swap-Geschäften zwischen den virtuellen Punkten der sich überlappenden Marktgebiete bzw. auch schon zwischen verschiedenen Einspeisepunkten führt nicht zu einer Austauschbarkeit der Ausspeisekapazitäten. Zwar sind derartige Swap-Geschäfte grundsätzlich möglich. Nach Erkenntnissen der Beschlusskammer wird von dieser Möglichkeit jedoch nur in marginalem Umfang Gebrauch gemacht. Dies spricht dafür, dass es für Transportkunden schwierig ist, entsprechende Vertragspartner zu finden, zumal es auch keine öffentliche Internet-Plattform für derartige Swap-Geschäfte gibt. Auch die Betroffene hat nicht vorgetragen und nachgewiesen, dass sich eine Austauschbarkeit aufgrund von Swap-Geschäften ergibt.

e. Keine Austauschbarkeit von Ausspeisungen aus unterschiedlichen Marktgebieten zu anderen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen

Ausspeisekapazitäten zu anderen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen, die in unterschiedlichen Marktgebieten liegen, sind ebenfalls allenfalls sehr eingeschränkt austauschbar und daher getrennten Märkten zuzuordnen.

Die Frage der Austauschbarkeit stellt sich zum einen bei Konstellationen, bei denen Ausspeisepunkte zweier verschiedener Marktgebiete dasselbe dritte Marktgebiet bzw. denselben Nachbarstaat aufspeisen. Daneben sind auch Fälle denkbar, in denen die Ausspeisepunkte sowohl herkunfts- als auch zweiseitig unterschiedlich definiert sind.

Transportkunden, die Ausspeisepunkte zu anderen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen buchen, nehmen einen marktgebietsüberschreitenden Transport vor. Der Transport erfolgt zumindest vom virtuellen Punkt eines Marktgebiets über die Marktgebietsgrenze zum Marktge-

bietskoppelpunkt bzw. zur Grenze, häufig jedoch auch weiter. Aus Sicht dieser Transportkunden könnte sich eine Austauschbarkeit daraus ergeben, dass sie von vornherein auf eine andere Transportalternative ausweichen können.

Insoweit ist jedoch auf die bereits gemachten Ausführungen zu Hürden beim Wechsel in Fällen der Gesamtdurchführung des Transports zu verweisen. Auch hier erfordert die Änderung des Transports möglicherweise die Umstellung des Gasbezugs, wenn sich der Ausgangspunkt des Transports ändert. Zudem ist eine Änderung des Transports aufgrund der an Marktgebiets- und Ländergrenzen bestehenden Kapazitätsengpässe typischerweise mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Dies gilt auch dann, wenn bei einem Transport über mehrere Marktgebiete hinweg Ausgangs- und Zielpunkt des Transports identisch sind und eine Umstellung des Gasbezugs daher nicht erforderlich ist.

Bei Ausspeisepunkten, die in verschiedenen Marktgebieten liegen und verschiedene Marktgebiete bzw. ausländische Netze aufspeisen, kommt hinzu, dass eine Austauschbarkeit allenfalls dann gegeben ist, wenn es sich jeweils um Zwischenstationen zweier Transportalternativen handelt. Aus Sicht eines Transportkunden, der einen Transport über mehrere Marktgebiete hinweg bucht und dabei zwei oder mehr über verschiedene Marktgebiete führende Alternativen zur Wahl hat, stellen sich die für die verschiedenen Alternativen gegebenen Ausspeisekapazitäten an Marktkoppelpunkten möglicherweise als austauschbar dar. Im Hinblick darauf, dass die möglichen Kombinationen zahlreich sind, Transportkunden, die einen bestimmten Ausspeisepunkt zu einem anderen Marktgebiet buchen, ganz unterschiedliche Endziele haben können, und dass aufgrund der Engpässe an Marktgebietsgrenzen nur im Ausnahmefall Alternativen bestehen, ergibt sich eine Austauschbarkeit der einzelnen Ausspeisekapazitäten immer nur für bestimmte Transportkonstellationen, d. h. für eine sehr beschränkte Anzahl von Fällen.

Aus diesen Gründen besteht aus Transportkundensicht lediglich eine sehr beschränkte Austauschbarkeit zwischen Ausspeisepunkten zu anderen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen. Für die Annahme eines einheitlichen Marktes reicht dies nicht aus.

f. Keine Austauschbarkeit von Ausspeisungen zu Speichern

Ausspeisekapazitäten, die in unterschiedlichen Marktgebieten liegen, aber denselben Speicher aufspeisen, sind ebenfalls höchstens sehr eingeschränkt austauschbar und daher getrennten Märkten zuzuordnen. Transportkunden buchen einen Speicher typischerweise, um ihre Gaslieferungen zu strukturieren. Da die Transportkunden, wie ausgeführt, hinsichtlich der Gaslieferungen an ein bestimmtes Marktgebiet gebunden sind, benötigen sie auch die Speicherdienstleistungen in einem bestimmten Marktgebiet.

Ausspeisekapazitäten, die unterschiedliche Speicher aufspeisen, sind ebenfalls nicht austauschbar und daher getrennten Märkten zuzuordnen. Es kommt hinzu, dass Speicherbetreiber in der Regel ihre gesamten Speicherkapazitäten sehr langfristig vergeben, so dass auch aus diesem Grunde Transportkunden nicht auf andere Speicher und damit andere Ausspeisepunkte ausweichen können.

6. Unterscheidung nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Einspeisekapazitäten

Bei der Marktabgrenzung ist nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Einspeisekapazitäten zu unterscheiden. Einspeisekapazitäten die aus demselben Marktgebiet, demselben Staat, derselben inländischen Produktion oder demselben Speicher aufgespeist werden und die zweiseitig demselben virtuellen Punkt zugeordnet werden, sind jeweils einem einheitlichen Markt zuzuordnen. Aus Nachfragersicht sind diese Einspeisekapazitäten austauschbar. Sie dienen dem Transport von Gas von einem bestimmten Ausgangspunkt zu demselben virtuellen Punkt und erfüllen damit denselben Transportzweck. Innerhalb eines Marktgebiets ist grundsätzlich auch davon auszugehen, dass keine Kapazitätsengpässe und Netzrestriktionen bestehen. Aufgrund der generell innerhalb eines Marktgebiets bestehenden freien Zuordenbarkeit sind die übereinstimmend charakterisierten Transportdienstleistungen in der Regel auch tatsächlich aus-

tauschbar. Zugunsten der Betroffenen wurde vorliegend die Einschränkung der freien Zuordenbarkeit durch Zuordnungsaufgaben nicht berücksichtigt.

Dies gilt auch, wenn es sich um einen Einspeisepunkt handelt, der zu einer im Bruchteilseigentum mehrerer überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber stehenden Fernleitung gehört, vorausgesetzt die Einspeisung erfolgt in dasselbe Marktgebiet. Auch wenn am selben Einspeisepunkt parallele Leitungen verschiedener überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber aufgespeist werden, die alle zum selben Marktgebiet gehören, ist von einem einheitlichen Markt auszugehen. Schließlich sind Einspeisekapazitäten verschiedener Einspeisepunkte zusammenzufassen, wenn sie aus demselben Marktgebiet bzw. demselben Nachbarstaat aufgespeist werden und die Einspeisung in dasselbe Marktgebiet zum Gegenstand haben.

a. Herkunftsseitig übereinstimmende Einspeisekapazitäten

Einspeisungen aus anderen Marktgebieten, aus ausländischen Netzen, aus inländischen Produktionsquellen und aus Speichern stellen unterschiedliche Arten der Einspeisung dar und sind nicht oder allenfalls sehr eingeschränkt austauschbar. Bei den einzelnen Arten der Einspeisung ist weiter zwischen den einzelnen Einspeisezielen zu unterscheiden, da der Transportkunde räumlich gebunden ist. Der Transport des Gases von einem bestimmten Herkunftsort lässt sich nicht ohne weiteres durch einen Transport von einem anderen Herkunftsort ersetzen.

b. Zielseitig übereinstimmende Einspeisekapazitäten

Einspeisekapazitäten, die in verschiedenen Marktgebieten liegen, gehören grundsätzlich getrennten Märkten an. Dies gilt auch dann, wenn sie aus demselben Marktgebiet bzw. ausländischen Netz aufgespeist werden oder sogar der Einspeisepunkt identisch ist.

Aufgrund vertraglicher Verpflichtungen fragen die Transportkunden in der Regel Transportdienstleistungen zum virtuellen Punkt eines bestimmten Marktgebiets nach. Zwar gibt es auch Transporte, die nicht der Erfüllung vertraglicher Verpflichtungen dienen, sondern bei denen der Transportkunde das Ziel verfolgt, sein Gas an einem geeigneten virtuellen Punkt möglichst gewinnbringend zu verkaufen. Derartige Transporte finden bisher jedoch lediglich in geringem Umfang statt. Und selbst in einem solchen Fall wird der Transportkunde eine Präferenz für einen bestimmten virtuellen Punkt haben, da sich die Preise an den virtuellen Punkten unterscheiden.

c. Keine Austauschbarkeit von Einspeisungen aus unterschiedlichen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen

Einspeisekapazitäten, die aus unterschiedlichen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen aufgespeist werden, sind allenfalls sehr eingeschränkt substituierbar und gehören daher getrennten Märkten an.

Wenn ein Transportkunde die Einspeisung in ein bestimmtes Marktgebiet aus einem anderen Marktgebiet als bisher bzw. einem anderen Staat als bisher vornehmen möchte, bedeutet dies vielfach, dass er seinen Gasbezug umstellen muss.

Die Einspeisung an Grenzübergangspunkten ist davon abhängig, wo der Transportkunde das Gas erworben hat (z. B. Russland, Niederlande, Norwegen). Wenn ein Transportkunde die Einspeisung in ein bestimmtes Marktgebiet aus einem anderen Land als bisher vornehmen möchte, so kann dies bedeuten, dass der Transportkunde seinen Gasbezug von einer Förderquelle auf eine andere umstellen muss. Dies kann in Hinblick darauf, dass Transportkunden sich zumeist langfristig an bestimmte Quellen gebunden haben, eine erhebliche Hürde für die Änderung des Einspeisepunkts bedeuten. Selbst wenn das Gas weiterhin aus derselben Quelle bezogen werden kann, erfordert die Belieferung über einen anderen Staat die Umstellung des Transports bis zum Einspeisepunkt nach Deutschland. Dies wiederum setzt voraus, dass entsprechende freie Kapazitäten vorliegen. Bei internationalen Transporten wird dies im Hinblick auf die langfristig ausgebuchten Kapazitäten regelmäßig mit erheblichen Schwierigkeiten und auch Aufwand verbunden sein. Vor diesem Hintergrund ist aus Transportkundensicht allenfalls von einer sehr beschränkten Austauschbarkeit auszugehen.

Auch wenn ein Transportkunde aus einem anderen Marktgebiet als bisher in dasselbe Marktgebiet einspeisen möchte, setzt dies voraus, dass der Transportkunde seinen Gasbezug umstellt oder zumindest, wenn es sich um einen marktgebietsüberschreitenden Transport über mehrere Marktgebiete handelt und der Ausgangspunkt des Transports identisch ist, seinen Transport umstellt. Beides stellt, wie ausgeführt, für Transportkunden regelmäßig eine erhebliche Hürde dar. Auch in diesen Fällen stellen daher Einspeisekapazitäten in dasselbe Marktgebiet, die von verschiedenen Marktgebieten aufgespeist werden, für einen erheblichen Anteil der Transportkunden keine austauschbare Leistung dar.

Daneben besteht zwar grundsätzlich die Möglichkeit im Wege eines marktgebietsüberschreitenden Transports das Gas von einem Marktgebiet in das andere zu transportieren, um es sodann über denselben Einspeisepunkt in das Zielmarktgebiet einzuspeisen. Dies stellt sich jedoch aufgrund der zwischen Marktgebieten regelmäßig bestehenden Kapazitätsengpässe bzw. Netzrestriktionen sowie der sich hieraus ergebenden Stapelung von Entgelten (sog. Pancaking) regelmäßig nicht als austauschbare Alternative dar.

Auch die Möglichkeit von Swaps führt aus den bereits beschriebenen Gründen nicht dazu, dass von flexiblen Gasbezugsmöglichkeiten der Transportkunden ausgegangen werden könnte.

Die Substituierbarkeit ist daher typischerweise sehr beschränkt. Etwas anderes hat die Betroffene vorliegend auch nicht nachgewiesen. Einspeisungen in dasselbe Marktgebiet, die aus unterschiedlichen Marktgebieten bzw. Staaten erfolgen, sind daher vorliegend getrennten Märkten zuzurechnen.

d. Keine Austauschbarkeit von Einspeisungen aus unterschiedlichen inländischen Produktionen

Einspeisungen aus unterschiedlichen inländischen Produktionen sind, auch wenn sie in dasselbe Marktgebiet erfolgen, grundsätzlich getrennten relevanten Märkten zuzuordnen. Der Wechsel von der Einspeisung aus einer inländischen Produktion zur Einspeisung aus einer anderen inländischen Produktion setzt eine Umstellung des Gasbezugs voraus. Dieser ist nicht ohne weiteres möglich, so dass allenfalls von einer sehr eingeschränkten Austauschbarkeit auszugehen ist.

e. Keine Austauschbarkeit von Einspeisungen aus unterschiedlichen Speichern

Auch Einspeisungen aus unterschiedlichen Speichern in dasselbe Marktgebiet sind getrennten relevanten Märkten zuzuordnen. Transportkunden, die Speicher nutzen, haben typischerweise im Rahmen eines Speichervertrags mit dem Speicherbetreiber eine bestimmte Speicherleistung kontrahiert und für diese ein Entgelt bezahlt. In diesem Fall macht es für sie wirtschaftlich keinen Sinn, dieselbe Speichermöglichkeit noch einmal in einem anderen Speicher einzukaufen. Vor allem aber haben die Speicherbetreiber in der Regel ihre gesamten Speicherkapazitäten sehr langfristig vergeben, so dass auch aus diesem Grunde Transportkunden nicht auf andere Speicher ausweichen können. Wie dargelegt, gilt dies auch für Systemspeicher.

f. Keine Austauschbarkeit von Einspeisungen in unterschiedliche Marktgebiete

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass grundsätzlich keine weiteren Einspeisekapazitäten in die derart definierten Märkte einzubeziehen sind. Eine solche Einbeziehung weiterer Einspeisekapazitäten würde voraussetzen, dass die Einspeisekapazitäten aus Transportkundensicht austauschbar sind. Dies wiederum setzt voraus, dass die Transportkunden ihr Gas auch über den anderen Einspeisepunkt transportieren können, d. h. ihre Gasbezugsmöglichkeiten müssen insoweit flexibel sein. Dies ist nicht der Fall.

Dass auch die Möglichkeit marktgebietsüberschreitender Transporte sowie von Swaps nicht zu einer Austauschbarkeit von Transportdienstleistungen führt, wurde bereits ausgeführt.

Zwar besteht auch die Möglichkeit, dass bei einem marktgebietsüberschreitenden Transport über mehrere Marktgebiete hinweg zwei oder mehr Transportalternativen denkbar sind, die über verschiedene Marktgebiete führen. Bei einer solchen Konstellation könnten aus Sicht des

Transportkunden die Einspeisepunkte der alternativen Transporte austauschbar sein. Wie oben dargelegt, ergibt sich eine solche Austauschbarkeit aber nur in bestimmten seltenen Konstellationen für bestimmte Transportkunden. Es ergibt sich daher auch hierdurch allenfalls eine sehr beschränkte Austauschbarkeit für einen (sehr) kleinen Kundenkreis.

Letztlich ist also auch bei Einspeisekapazitäten in verschiedene Marktgebiete die Austauschbarkeit allenfalls sehr beschränkt. Auch insoweit hat die Betroffene nichts Gegenteiliges nachgewiesen. Einspeisekapazitäten, die der Einspeisung in unterschiedliche Marktgebiete dienen, sind daher getrennten Märkten zuzuordnen.

7. Unterscheidung zwischen H- und L-Gas-Kapazitäten

Da H- und L-Gas-Kapazitäten derzeit nicht in denselben Marktgebieten liegen, kommt es vorliegend nicht auf eine Unterscheidung zwischen H- und L-Gas-Kapazitäten an.

Grundsätzlich wäre sowohl einspeise- als auch ausspeiseseitig bei der Marktabgrenzung zwischen H- und L-Gas-Kapazitäten zu differenzieren.⁴⁶ Die Gasqualitäten unterscheiden sich unter anderem hinsichtlich ihres Brennwertes und werden daher in unterschiedlichen Netzen transportiert. Bei der Einspeisung will der Transportkunde in der Regel Gas aus einer bestimmten Gasquelle, d. h. mit einer bestimmten Gasqualität, einspeisen. Zudem hat er aufgrund von Lieferpflichten in der Regel ein bestimmtes Transportziel, d. h. er will den virtuellen Punkt eines bestimmten Marktgebiets erreichen, das wiederum durch eine bestimmte Gasqualität charakterisiert ist. Auch sind die einspeisenden Transportkunden vielfach vertraglich gebunden, ihren Abnehmern eine bestimmte Gasqualität zu liefern. Eine Austauschbarkeit von H- und L-Gas-Kapazitäten kommt einspeiseseitig daher nur in den Fällen in Betracht, in denen der Transportkunde keine Lieferpflichten hinsichtlich einer bestimmten Gasqualität erfüllen muss und die Möglichkeit einer Konversion des Gases besteht bzw. der Transportkunde flexibel L- und H-Gas beschaffen kann. Auch in den seltenen Fällen, in denen der Endabnehmer in einem Überlappungsgebiet liegt, das von einem L- und einem H-Gas-Marktgebiet aufgespeist wird, mag sich u. U. einspeiseseitig eine Austauschbarkeit ergeben. Eine solche Austauschbarkeit besteht jedoch allenfalls für eine sehr beschränkte Anzahl von Transportkunden. Einspeiseseitig sind H- und L-Gas-Kapazitäten daher grundsätzlich getrennten Märkten zuzuordnen.

Ausspeiseseitig will der Transportkunde regelmäßig einen bestimmten Letztverbraucher beliefern und ist daher durch die technische Ausrichtung der Letztverbraucher auf eine bestimmte Gasqualität, entweder H- oder L-Gas festgelegt. Dementsprechend muss er dann Transportdienstleistungen für diese Gasqualität nachfragen. Ebenso sind die dem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagerten Netze auf den Transport einer bestimmten Gasqualität in ihrem Netz festgelegt und können daher grundsätzlich nicht zwischen H- und L-Gas wechseln. Dies gilt auch, wenn ein nachgelagertes Netz insgesamt von L- auf H-Gas umgestellt wird (bzw. umgekehrt). Etwas anderes gilt nur, wenn ein nachgelagertes Netz aus einem H-Gas- und einem L-Gas-Marktgebiet aufgespeist wird, wobei die Gasqualität mit Hilfe einer Konversionsanlage umgewandelt wird. In diesen Fällen gelten die Ausführungen zur Austauschbarkeit von Ausspeisepunkten, die in verschiedenen Marktgebieten liegen. Entsprechendes gilt für Letztverbraucher, andere Marktgebiete und ausländische Netze, die aus Marktgebieten mit verschiedenen Gasqualitäten aufgespeist werden. In allen anderen Fällen kommt eine Austauschbarkeit von H- und L-Gas-Ausspeisekapazitäten nicht in Betracht, so dass in diesen Fällen von getrennten Märkten auszugehen ist.

III. Wettbewerbsanalyse

Bei eingehender Betrachtung der Wettbewerbsverhältnisse und Würdigung aller wettbewerblich relevanter Umstände ist davon auszugehen, dass für die Betroffene wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume bestehen.

⁴⁶ In Bezug auf Liefermärkte vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 14.11.2006, , Case No COMP/M. 4180, Tz. 64 ff., 344 f. - Gaz de France/Suez.

1. Kennziffernanalyse

Die Kennziffernanalyse weist auf das Bestehen erheblicher Marktmacht der Betroffenen und damit auf wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume hin.

Zur Prüfung, ob das Fernleitungsnetz der Betroffenen zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potenziellen Wettbewerb ausgesetzt ist, hat die Beschlusskammer in der Wirtschaftstheorie anerkannte Indikatoren herangezogen, die eine Aussage über die Wettbewerbsverhältnisse auf dem jeweiligen Markt zulassen. Diese weisen auf erhebliche Marktmacht der Betroffenen hin.

a. Überblick über die angewendeten Kennziffern

Bei der Analyse anerkannter ökonomischer Kennziffern stellt die Beschlusskammer zunächst auf die Marktanteile der Betroffenen sowie die Konzentrationsraten ab. Des Weiteren wird der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) herangezogen, der die Verteilung der Marktanteile sämtlicher Marktteilnehmer berücksichtigt. Schließlich wird auch der Residual Supplier Index (RSI) berechnet, der die Nachfrage nach den Transportdienstleistungen in den Blick nimmt.

(1) Marktanteile

Zur Bestimmung der Marktmacht eines Unternehmens kann auf dessen Marktanteil abgestellt werden. Dies ist eine seit langem verwendete Kennziffer zur Ermittlung von Marktmacht. Nach § 19 Abs. 3 Satz 1 GWB etwa wird vermutet, dass ein Unternehmen marktbeherrschend ist, wenn es einen Marktanteil von mindestens einem Drittel hat. Der Bundesgerichtshof hat im Rahmen der Fusionskontrolle ausdrücklich festgestellt, dass ein hoher Marktanteil, zumal wenn er über mehrere Jahre hinweg unangefochten besteht, ein besonders aussagekräftiges und bedeutsames Indiz für eine marktbeherrschende Stellung darstellt, aus dem sich eine marktbeherrschende Stellung jedenfalls dann ableiten lässt, wenn nicht andere Kriterien festgestellt werden können, aus denen sich ergibt, dass das zusammengeschlossene Unternehmen trotz des hohen Marktanteils nicht über einen überragenden, nicht mehr hinreichend kontrollierten Verhaltensspielraum verfügt.⁴⁷ In der Bekanntmachung der Europäischen Kommission über die Definition des relevanten Marktes wird festgestellt, dass die Berechnung der Marktanteile aussagekräftige Informationen für die wettbewerbliche Würdigung der Marktposition liefert.⁴⁸

• Berechnung von Marktanteilen

Unter dem Marktanteil eines Unternehmens wird der Teil des Absatzes einer bestimmten Ware oder Dienstleistung verstanden, den ein Anbieter in einem bestimmten Zeitraum zum mengenmäßigen Volumen oder wertmäßigen Gesamtumsatz des betroffenen Marktes beisteuert. Hierbei liefern sowohl Angaben über den Mengenumsatz als auch über den Umsatzwert nützliche Aufschlüsse.⁴⁹ Bei Massenprodukten sind Mengenangaben zu bevorzugen.⁵⁰ Vorliegend greift die Beschlusskammer auf die Höhe der bei dem jeweiligen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber gebuchten bzw. bestellten Kapazitäten zurück. Diese stellen das Produkt dar, das bepreist und vermarktet wird. Als Maßgröße wird die Buchung in Kilowattstunden pro Stunde verwendet, die den gültigen gesetzlichen Vorgaben nach § 13 Abs. 2 Satz 1 GasNEV entspricht. Da Kapazitätsbuchungen in der Regel oder zumindest häufig bezogen auf das Gaswirtschaftsjahr erfolgen, werden die Kapazitätsbuchungen für das letzte verfügbare Gaswirtschaftsjahr zu Grunde gelegt, d. h. zum Stichtag 01.10.2006 für das Gaswirtschaftsjahr 2006/07. Der Marktanteil des jeweili-

⁴⁷ BGH v. 13.07.2004, KVR 2/03, Umdruck S. 9 f. (WuWE DE-R 1301, 1303) – Sanacorp / ANZAG.

⁴⁸ Tz. 2 der Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, ABl. Nr. C 372 v. 09.12.1997, S. 5. Vgl. auch die Auslegungsgrundsätze des Bundeskartellamtes zur Prüfung von Marktbeherrschung in der deutschen Fusionskontrolle, Stand Juli 2005, Punkt I.B.1.

⁴⁹ Tz. 55 der Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, ABl. Nr. C 372 v. 09.12.1997, S. 5.

⁵⁰ Leitlinien der Kommission zur Marktanalyse und Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste, ABl. Nr. C-165 v. 11.07.2002, S. 6, Tz. 76.

gen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers auf dem relevanten Markt ergibt sich dann aus dem Quotienten der gebuchten Kapazität dieses Unternehmens und der Summe der gebuchten Kapazitäten aller überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber auf diesem Markt.

- **Relevante Schwellenwerte**

Die Höhe des Marktanteils liefert Aufschlüsse über die Marktmacht des betreffenden Unternehmens. Grundsätzlich gilt, dass erhebliche Marktmacht umso näher liegt, je höher der Marktanteil des betreffenden Unternehmens ist.

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass Marktanteile von mehr als 50 % ein starkes Indiz für das Bestehen von Marktmacht darstellen. Aber bereits Marktanteilen von über einem Drittel kommt jedenfalls Bedeutung für das Bestehen von Marktmacht zu. Bei Marktanteilen unter 20 % sind zur weiteren Beurteilung der Marktsituation die Konzentrationsraten, der HHI und der RSI in den Blick zu nehmen. Die Beschlusskammer verkennt hierbei nicht, dass auch bei hohen Marktanteilen im Einzelfall wirksamer Wettbewerb vorliegen kann. Der Nachweis, dass wirksamer Leitungswettbewerb besteht, ist daher auch bei hohen Marktanteilen möglich. Relevant sind insbesondere die Bewertung der Marktzutrittsschranken und Faktoren, die auf eine Veränderung der Wettbewerbsbedingungen in absehbarer Zeit hindeuten. Dies könnte z. B. anhand der zeitlichen Entwicklung der Marktanteile deutlich werden. Volatile Marktanteile können insoweit auf das Vorliegen wirksamen Wettbewerbs hindeuten. Die von der Bundesnetzagentur vorgesehene Abfrage der Kapazitätssituation der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber für die letzten drei Jahre wurde von den Unternehmen jedoch unter Hinweis auf die Schwierigkeiten der Datenbeschaffung als nicht in überschaubarer Zeit durchführbar angesehen. Die Bundesnetzagentur hat daher letztlich auf eine mehrjährige Datenerhebung verzichtet. Bei der Beurteilung der Marktmacht eines Unternehmens ist außerdem stets die Möglichkeit potentiellen Leitungswettbewerbs zu berücksichtigen. Dies bringen auch § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV eindeutig zum Ausdruck. Die Betrachtung des aktuellen Marktanteils eines überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers ermöglicht daher für sich allein, selbst wenn z. B. ein Marktanteil von 50 % überschritten wird, keine abschließende Beurteilung.

Bei der Bestimmung der Schwellenwerte kann auf die Erfahrungen aus der kartellrechtlichen Praxis zurückgegriffen werden. Im allgemeinen Kartellrecht zeigt die Vorschrift des § 19 Abs. 3 Satz 1 GWB, dass der deutsche Gesetzgeber einen Marktanteil von 33 % als aussagekräftig genug ansieht, um hieran eine Vermutung für das Bestehen einer marktbeherrschenden Stellung zu knüpfen. Bereits verhältnismäßig geringe Marktanteile können – insbesondere bei Marktanteilsvorsprüngen gegenüber den Wettbewerbern – ein Indiz für erhebliche Marktmacht sein.⁵¹ Zwar ist eine unmittelbare Anwendung der Vermutungsregelung des § 19 Abs. 3 GWB in Ermangelung einer entsprechenden Bezugnahme in der GasNEV nicht möglich. Insoweit ist davon auszugehen, dass eine Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse nicht allein auf Grundlage der Schwellenwerte des § 19 Abs. 3 GWB erfolgen soll und dass die besondere Zielsetzung der Prüfung nach § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV zu beachten ist. Dies bedeutet jedoch nicht, dass damit jede Aussagekraft der gesetzlichen Marktanteilsschwelle von 33 % ausgeschlossen ist. Vielmehr geht die Beschlusskammer von einer Übereinstimmung mit den wettbewerbsrechtlichen Wertungen aus, so dass dieser Schwellenwert bei der vorliegenden Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse Berücksichtigung finden kann. Im Rahmen des Art. 82 EG können nach der Rechtsprechung der Gemeinschaftsgerichte Marktanteile von 50 % oder mehr für sich allein ein Nachweis für das Vorhandensein einer marktbeherrschenden Stellung sein.⁵² Aber auch Marktanteile unterhalb dieser Schwelle können zur Begründung oder Verstärkung einer markt-

⁵¹ Vgl. etwa BGH WuW/E BGH 2772, 2774 f. – Kaufhof / Saturn.

⁵² Rs. C-62/86, AKZO/Kommission, Slg. 1991, I-3359, Rn. 60; Rs. T-221/95, Slg. 1999 II-1299, Rdnr. 134, Endemol/Kommission; Rs. T-102/96, Slg. 1999 II-753, Rdnr. 205, Gencor/Kommission; Rs. T-139/98, AAMS u. a./Kommission, Slg. 2001, Rn. 51; vgl. auch Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, 2004/C 31/03, Tz. 17; Leitlinien der Kommission zur Marktanalyse und Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste, ABl. Nr. C-165 v. 11.07.2002, S. 6, Tz. 75.

beherrschenden Stellung führen, wenn weitere Faktoren hinzukommen.⁵³ Dies gilt insbesondere, wenn sie den Marktanteil des größten Konkurrenten um ein Mehrfaches überschreiten.⁵⁴

Im Rahmen der Zusammenschlusskontrolle ist gemäß Erwägungsgrund 32 der Fusionskontrollverordnung ein Indiz für die Unbedenklichkeit des Zusammenschlusses darin zu sehen, dass der Marktanteil der beteiligten Unternehmen 25 % nicht überschreitet.⁵⁵ Eine entsprechende Schwelle sehen auch die Leitlinien der Kommission zur Marktanalyse und Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste vor.⁵⁶ Allerdings hat die Kommission in der Vergangenheit immer wieder darauf hingewiesen, dass sie sich bei der Beurteilung des Vorliegens von Marktmacht nicht an bestimmte Schwellenwerte binden lassen wolle. In der deutschen Fusionskontrolle sind in der Anmeldung gemäß § 39 Abs. 3 Satz 2 Nr. 4 GWB lediglich Marktanteile der beteiligten Unternehmen von zusammen mindestens 20 % anzugeben. Hierin zeigt sich die Wertung des Gesetzgebers, dass Marktanteile unterhalb dieser Schwelle grundsätzlich unproblematisch sind. Aber auch bei geringeren Marktanteilen kann erhebliche Marktmacht vorliegen.⁵⁷ Vor dem Hintergrund, dass aufgrund oligopolistischer Marktstrukturen Marktmacht gegeben sein kann, ist aber auch bei einem Marktanteil von unter 20 % oder 25 % das Bestehen von Marktmacht nicht per se auszuschließen. Insoweit sind auch bei Marktanteilen unter 20 % die Konzentrationsraten, der HHI und der RSI in den Blick zu nehmen.

(2) Konzentrationsraten

Ein weiterer, seit langem verwendeter Index zur Bestimmung der Marktmacht eines Unternehmens, sind die so genannten Konzentrationsraten. Diese nehmen, neben dem Marktanteil des jeweils Betroffenen, auch die Marktanteile von Wettbewerbern auf dem relevanten Markt in den Blick.

• Berechnung von Konzentrationsraten

Bei den Konzentrationsraten auf dem jeweiligen Markt handelt es sich um Maßzahlen, die die absolute Konzentration in einem Markt beschreiben. Sie beziehen sich stets auf eine bestimmte Anzahl von Unternehmen. Um eine Konzentrationsrate bezogen auf die *j* größten Unternehmen zu ermitteln, werden die Marktanteile dieser Unternehmen addiert und in das Verhältnis zu dem Gesamtvolumen des Marktes gesetzt. Die Konzentrationsrate bezogen auf die *j* größten überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber auf dem relevanten Markt ergibt sich dann aus dem Quotienten der gebuchten/bestellten Kapazitäten dieser Unternehmen und der Summe der gebuchten/bestellten Kapazitäten aller überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber auf diesem Markt.

• Relevante Schwellenwerte

Erhebliche Marktmacht liegt umso näher, je höher der gemeinsame Marktanteil der *j* größten Unternehmen und damit die Konzentrationsrate CR_j ist. Dem Konzentrationsgrad kommt Bedeutung für die Beurteilung von Marktmacht insbesondere auf oligopolistischen Märkten zu.⁵⁸

⁵³ COMP/M.2337, Rdnr. 44-50; vgl. auch Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, 2004/C 31/03, Tz. 17.

⁵⁴ Leitlinien der Kommission zur Marktanalyse und Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste, ABl. Nr. C-165 v. 11.07.2002, S. 6, Tz. 75.

⁵⁵ Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, 2004/L 24/1. Ebenso Leitlinien der Kommission zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (2004 C 31/5), Rn. 18.

⁵⁶ Tz. 75 der Leitlinien, ABl. Nr. C 165 v. 11.07.2002, S. 6.

⁵⁷ Vgl. etwa Paschke in Frankfurter Kommentar zum Kartellrecht, § 19 GWB 2005 Rn. 257, 260 mit Nachweisen aus der Entscheidungspraxis des BKartA.

⁵⁸ Vgl. auch Leitlinien der Kommission zur Marktanalyse und Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste, ABl. Nr. C-165 v. 11.07.2002, S. 6, Tz. 94, 97; Kommission, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, 2004/C 31/03, Tz. 16.

Als Anhaltspunkt für den Aussagegehalt von Konzentrationsraten können die in § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB genannten Schwellenwerte herangezogen werden. Wiederum ist davon auszugehen, dass eine Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse nicht allein auf Grundlage der Schwellenwerte des § 19 Abs. 3 GWB erfolgen soll und dass die besondere Zielsetzung der Prüfung nach § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV zu beachten ist. Wie bereits im Zusammenhang mit den Marktanteilen festgestellt, wird damit aber nicht jede Aussagekraft der in § 19 Abs. 3 GWB genannten Marktanteilsschwellen ausgeschlossen, sondern ist grundsätzlich von einer Übereinstimmung mit den wettbewerbsrechtlichen Wertungen auszugehen. Die Beschlusskammer entnimmt § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB daher, dass jedenfalls ein gemeinsamer Marktanteil von drei oder weniger Unternehmen, der mindestens 50 % beträgt, auf erhebliche Marktmacht hindeutet. Bei fünf oder weniger Unternehmen weist ein gemeinsamer Marktanteil von mindestens zwei Dritteln auf erhebliche Marktmacht hin. Selbst bei geringeren Konzentrationsraten ist erhebliche Marktmacht aber nicht von vornherein ausgeschlossen, insbesondere auf transparenten Märkten mit großer Produkthomogenität.⁵⁹ Andererseits wurde die Vermutung des § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB in der Anwendungspraxis des Bundeskartellamtes häufig als widerlegt angesehen.⁶⁰ Einschränkungen hinsichtlich der Aussagekraft der Konzentrationsraten ergeben sich insbesondere daraus, dass nicht alle Unternehmen im relevanten Markt berücksichtigt und zudem die relativen Größenunterschiede der betrachteten Unternehmen nicht abgebildet werden.

Ein deutliches Indiz für erhebliche Marktmacht kann bei erheblich höheren Konzentrationsraten als den in § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB genannten angenommen werden. So wurde in den Leitlinien zur Beurteilung horizontaler Zusammenschlüsse des amerikanischen Department of Justice aus dem Jahre 1968 ein Markt als ‚hoch konzentriert‘ angesehen, wenn die Konzentrationsrate CR_4 75 % oder mehr betrug.⁶¹ Die Annahme erheblicher Marktmacht der betreffenden Unternehmen liegt insbesondere dann nahe, wenn die Marktanteile dieser Unternehmen über Jahre weitgehend konstant geblieben sind.

(3) Herfindahl-Hirschman-Index

Die Beschlusskammer stützt sich in ihrer Wettbewerbsanalyse weiterhin auf den Herfindahl-Hirschman-Index (HHI), der insbesondere in der Zusammenschlusskontrolle eine anerkannte Kennziffer darstellt.

• Berechnung des HHI

Der HHI wird durch die Summe des Quadrats der jeweiligen Marktanteile (ermittelt aus den gebuchten bzw. bestellten Kapazitäten) sämtlicher Unternehmen in einem Markt errechnet.⁶² Das Ergebnis wird in der Regel mit 10.000 multipliziert, um besser handhabbare Zahlenwerte zu erhalten. Der HHI erfasst somit – über den Ansatz der Konzentrationsraten hinausgehend – (grundsätzlich) alle Unternehmen im relevanten Markt und berücksichtigt zudem deren relative Größenunterschiede. So kann eine Konzentrationsrate CR_3 von 50 % sich bei Marktanteilen von 48 % für ein Unternehmen und jeweils 1 % für die beiden nächst größeren Unternehmen ergeben, aber auch bei 18 % für das größte und jeweils 16 % für die beiden nächst größeren Unternehmen. Der Wettbewerb wird aber voraussichtlich im ersten Markt geringer sein als im zweiten. Der HHI bringt dies durch unterschiedliche Werte zum Ausdruck: Im ersten Fall wird ein HHI von 2306 erreicht, im zweiten Fall nur von 836.

⁵⁹ Auslegungsgrundsätze des Bundeskartellamtes zur Prüfung von Marktbeherrschung in der deutschen Fusionskontrolle, Stand Juli 2005, Punkt II.B.1.1.

⁶⁰ Vgl. Auslegungsgrundsätze des Bundeskartellamtes zur Prüfung von Marktbeherrschung in der deutschen Fusionskontrolle, Stand Juli 2005, Punkt II.B.1.1 mit Nachweisen zur Entscheidungspraxis.

⁶¹ 1968 Merger Guidelines, 6. Die neueren Leitlinien zur Beurteilung horizontaler Unternehmenszusammenschlüsse stellen auf den Herfindahl-Hirschman-Index ab, nicht mehr auf Konzentrationsraten.

⁶² Vgl. Europäische Kommission, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (2004 C 31/5), Rn. 16.

- **Relevante Schwellenwerte**

Der HHI wird von der Europäischen Kommission in der Fusionskontrolle bei der Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse eingesetzt. Danach sind Zusammenschlüsse auf einem relevanten Markt dann wettbewerblich unbedenklich, wenn der HHI nach der Fusion unter 1.000 beträgt. Bei einem HHI von zwischen 1.000 und 2.000 ist der Zusammenschluss dann unbedenklich, wenn der HHI-Zuwachs („Delta“) kleiner als 250 ist. Bei einem HHI über 2.000 und einem Delta von mehr als 150 erfolgt eine genauere Untersuchung des Zusammenschlusses.⁶³

In den amerikanischen Leitlinien zur Beurteilung horizontaler Unternehmenszusammenschlüsse gelten ähnliche Schwellenwerte: Unter 1.000 wird ein Zusammenschluss als unbedenklich eingestuft, eine nähere Überprüfung kommt unter Bedingungen wie den oben genannten in Betracht, wenn der HHI nach dem Zusammenschluss zwischen 1.000 und 1.800 liegt. Eine nähere Untersuchung findet in der Regel nicht statt, wenn der HHI aufgrund des Zusammenschlusses um weniger als 100 zunimmt.⁶⁴ Werte des HHI von über 1.800 führen im Allgemeinen immer zu einer näheren Untersuchung, wenn der HHI aufgrund der Fusion um mehr als 100 steigt.

Diese in der europäischen und US-amerikanischen Fusionskontrolle etablierten Werte vermögen auch bei der vorliegenden Prüfung von Marktmacht Anhaltspunkte zu geben. Wenn bestimmte Konzentrationsgrade nach einem Zusammenschluss darauf hindeuten, dass kein wirksamer Wettbewerb mehr besteht, dann können sie auch im Rahmen der Prüfung des Bestehens von Marktmacht herangezogen werden. Ebenso hat auch die US-amerikanische Energieregulierungsbehörde Federal Energy Regulatory Commission (FERC) einen HHI von 1.800 als Schwellenwert für ihre Prüfung herangezogen, ob ein Gasnetzbetreiber statt kostenbasierter Preise auch marktbasierete Preise anwenden kann. Oberhalb des Schwellenwertes von 1.800 sieht FERC eine nähere Untersuchung als erforderlich an, weil ein solcher Index einen stärker konzentrierten Markt indiziert und das betreffende Unternehmen über erhebliche Marktmacht verfügen kann. Unterhalb dieses Schwellenwertes wird die Möglichkeit, erhebliche Marktmacht auszuüben, nur in geringerem Maße geprüft, weil ein solcher Wert eine geringere Marktkonzentration indiziert.⁶⁵

Ein HHI von mehr als 2.000 erscheint als ein geeigneter Indikator für fehlenden Wettbewerb. Die Beschlusskammer geht allerdings davon aus, dass selbst bei einem HHI von über 2.000 kein eindeutiger Rückschluss auf das Bestehen von Marktmacht gezogen werden kann. Das anzeigende Unternehmen kann daher den Nachweis erbringen, dass trotz eines hohen HHI wirksamer Wettbewerb besteht. Einen HHI von bis zu 1.000 hält die Beschlusskammer grundsätzlich für wettbewerblich unproblematisch. Bei HHI-Werten zwischen 1.000 und 2.000 ist von einer gemäßigten Konzentration des Marktes auszugehen. Es kann daher nicht ohne Weiteres von wirksamem Wettbewerb ausgegangen werden. Vielmehr ist das Bestehen wirksamen Wettbewerbs von dem anzeigenden Unternehmen nachzuweisen.

(4) Residual Supplier Index

Bei der Analyse von Marktmacht kann nach Auffassung der Beschlusskammer als weiterer Indikator auf den Residual Supplier Index (RSI) abgestellt werden.

- **Berechnung des RSI**

Im Vergleich zu Marktanteilen, Marktkonzentrationsraten und HHI berücksichtigt der RSI zusätzlich explizit die Nachfrageseite sowie die auf dem Markt insgesamt vorhandene Produktionskapazität. Der RSI gibt an, welcher Anteil des Marktes durch die anderen Anbieter gedeckt werden kann. Er ist wie folgt definiert:

⁶³ Vgl. Europäische Kommission, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (2004 C 31/5), Rn. 19 ff.

⁶⁴ 1992 Horizontal Merger Guidelines, 14 ff.

⁶⁵ US Federal Energy Regulatory Commission Order v. 31.01.1996: Alternatives to Traditional Cost-of-Service Rate-making for Natural Gas Pipelines, Statement of Policy and Request for Comments, 74 FERC ¶ 61,076, S. 36

$$RSI_i = \frac{K_{gesamt} - K_i}{Nachfrage_{gesamt}}$$

wobei i das zu untersuchende Unternehmen ist.

Während K_{gesamt} die Summe der maximal technischen Kapazitäten *aller* Netzbetreiber im relevanten Markt bezeichnet, stellt K_i die maximal technische Kapazität des betrachteten Unternehmens i dar. Die gesamte Nachfrage – im Nenner angegeben – ermittelt sich aus der Summe der gebuchten Kapazitäten bei allen Netzbetreibern im relevanten Markt.

Die Angaben hinsichtlich der gebuchten bzw. maximal technischen Kapazitäten beziehen sich auf den Stichtag 01.10.2006 für das Gaswirtschaftsjahr 2006/07 unabhängig von der jeweiligen Dauer des Transportvertrags. Es wird somit untersucht, ob ein Unternehmen an diesem Stichtag für die Befriedigung der Nachfrage notwendig war. Entscheidend ist deshalb ausschließlich das Verhältnis der maximal technischen Kapazitäten der anderen Netzbetreiber zur gesamten Nachfrage. Die Verteilung der Nachfrage auf die einzelnen Netzbetreiber und damit die noch frei verfügbaren Kapazitäten einzelner Netzbetreiber spielen damit in diesem Zusammenhang keine Rolle.

Bei einem reinen Monopol ergäbe der Index einen Wert von Null, da die Gesamtkapazität der des Monopolisten entspricht, d. h. der Anteil des Marktes, der von anderen Anbietern gedeckt werden kann, ist Null. Ein RSI von 0,7 bedeutet, dass 70 % der Marktnachfrage von anderen Unternehmen gedeckt werden kann und somit 30 % der Marktnachfrage auf das Unternehmen i entfallen. Liegt der RSI hingegen über 1, dann ist das Unternehmen i für die Deckung der Nachfrage nicht erforderlich, denn die anderen Unternehmen können die Gesamtnachfrage bereits vollständig abdecken.

Der RSI unterscheidet sich von den oben dargestellten Konzentrationsmaßen wie den Konzentrationsraten und dem HHI dadurch, dass er die Konzentration relativ zur Marktnachfrage für einen bestimmten Zeitraum erfasst.

• Übertragung von der Strom- auf die Gaswirtschaft

Der RSI wurde von der California Independent System Operator (CISO), dem Kalifornischen Systembetreiber, entwickelt und in den letzten Jahren vor allem in der Stromwirtschaft eingesetzt, um dort die Marktmacht einzelner Unternehmen feststellen zu können. Die Beschlusskammer ist der Ansicht, dass der RSI auch bei der Prüfung des Vorliegens wirksamen Leistungswettbewerbs in der Gaswirtschaft herangezogen werden kann.⁶⁶ Hierzu müssen allerdings die Besonderheiten der Gaswirtschaft berücksichtigt werden.

In der Stromwirtschaft entspricht die Nachfrage nach Strom in jedem Zeitpunkt der entnommenen Leistung. Hierbei kann es im Zeitablauf zu starken Schwankungen der Werte kommen, die der RSI annimmt. Bei der Ermittlung des RSI werden daher in der Stromwirtschaft stündliche Werte zugrunde gelegt. Die Nachfrage nach dem Transport von Gas durch überregionale Gasfernleitungsnetze manifestiert sich dagegen in Form von gebuchten Kapazitäten für einen bestimmten Zeitraum, z. B. bei Letztverbraucherversorgung typischerweise von einem Jahr. Die Nachfrage nach Transportdienstleistungen schwankt in der Regel nicht kurzfristig, sondern es werden längerfristige Verträge geschlossen, in denen eine bestimmte Kapazität gebucht wird. Eine Bestimmung des RSI für sehr kurze Zeiträume scheint daher in der Gaswirtschaft wenig sinnvoll. Es ist somit von einem längeren Zeitraum auszugehen. Vor dem Hintergrund des von § 3 Abs. 2 GasNEV vorgegebenen Prüfungszeitraums hält die Beschlusskammer es für angemessen, auf die Buchungen bzw. Nachfrage für jeweils ein Gaswirtschaftsjahr zu einem bestimmten Stichtag abzustellen.

Im Hinblick auf die Gesamtkapazität des Marktes ist auf die gesamte maximal technische Kapazität aller Netzbetreiber auf dem betrachteten Markt abzustellen, d. h. es sind sowohl freie als

⁶⁶ Vgl. insoweit auch Eisenbast, Anreizregulierung in der Gaswirtschaft, Wirtschaftsdienst (2006), S. 134-140.

auch gebuchte Kapazitäten zu berücksichtigen. Entsprechend ist auch bei der Kapazität des in den Blick genommenen Unternehmens *i* auf dessen maximal technische Kapazität auf einem Markt abzustellen. Die Nachfrage nach Kapazitäten auf einem Markt ergibt sich aus der Summe der gebuchten Kapazitäten bei allen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern, die diesen Markt bedienen. Der RSI beschreibt in der Gaswirtschaft auf der Ebene der Gasfernleitungsnetzbetreiber dann den Anteil der Nachfrage auf einem Markt, der durch andere Marktteilnehmer abgedeckt werden kann, wenn sie ihre maximal technische Kapazität zur Befriedigung der Nachfrage einsetzen würden. Durch die Heranziehung der maximalen technischen Kapazität wird zu Gunsten der Netzbetreiber angenommen, dass kleine Unternehmen, unabhängig vom Preis, ihre gesamte Kapazität einsetzen. Durch diese Annahme wird tendenziell ein höherer Wert für den Indikator ermittelt, als wenn vergleichsweise auf die gebuchten Kapazitäten abgestellt wird. Die Differenz $1 - \text{RSI}$ gibt den Anteil der Marktnachfrage an, der von den anderen Unternehmen in keinem Fall befriedigt werden kann. Selbst bei einer erheblichen Preiserhöhung seitens des Unternehmens *i* könnten die anderen Unternehmen ihr Angebot kurzfristig nicht erhöhen, so dass dieser Teil der Marktnachfrage vom Unternehmen *i*, ohne eine Angebotssubstitution befürchten zu müssen, befriedigt werden kann.

- **Relevante Schwellenwerte**

Beim RSI ist daher davon auszugehen, dass ein Unternehmen im betrachteten Zeitraum über erhebliche Marktmacht verfügen kann, wenn der RSI kleiner ist als 1. Je geringer der RSI, desto größer ist die Bedeutung des Unternehmens für die Deckung der Nachfrage und desto größer ist nach diesem Index seine Marktmacht. Jedenfalls weist ein RSI von unter 0,65, d. h. wenn mindestens 35 % der Nachfrage nicht durch konkurrierende Anbieter befriedigt werden können, sehr deutlich auf erhebliche Marktmacht hin. Liegt der RSI hingegen über 1, dann ist das Unternehmen für die Deckung der Nachfrage nicht notwendig und hat daher nach erster Einschätzung keine Marktmacht.

Sind die Anbieter von Transportdienstleistungen in einem relevanten Markt auf das Angebot des Unternehmens *i* angewiesen, um die gesamte Nachfrage auf diesem Markt zu decken, ist das Unternehmen *i* für die Sicherstellung der Gesamtversorgung zwingend notwendig. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass das Unternehmen *i* in der Lage ist, Marktmacht auszuüben. Ein bestimmter Teil der Nachfrage muss somit von diesem Unternehmen bedient werden. Das Unternehmen kann daher zumindest für diesen Teil der Nachfrage einen Preis verlangen, der signifikant über den Grenzkosten liegt. Aus diesem Grund ist zu vermuten, dass dieses Unternehmen im betrachteten Zeitraum über Marktmacht verfügt.

Der RSI kann sowohl für ein einzelnes Unternehmen als auch für den Markt insgesamt berechnet werden. Für die Berechnung des RSI des relevanten Marktes wird in der Regel der niedrigste RSI in diesem Markt verwendet, der dem des größten Anbieters im Markt entspricht. Befindet sich somit ein marktmächtiges Unternehmen im Markt, bestimmt dieses die Wettbewerbssituation im gesamten relevanten Markt. Dies entspricht der Interpretation des HHI, der mit dem Marktanteil des größten Unternehmens positiv korreliert ist und ebenfalls eine Maßzahl für die Konzentration im gesamten Markt darstellt.

Aber auch die Betrachtung von unternehmensindividuellen RSI liefert weitere Hinweise. Dies sei beispielhaft anhand der Betrachtung eines Marktes mit zwei Marktteilnehmern dargelegt, die sich in ihrer Größe unterscheiden. Für das Unternehmen, das nicht der größere Anbieter auf diesem Markt ist, kann die Ausprägung des unternehmensindividuellen RSI überprüft werden. Ist der unternehmensindividuelle RSI kleiner 1, dann ist das Unternehmen für die Befriedigung der Nachfrage auf einem Markt unbedingt notwendig. Dieses Unternehmen besitzt daher Marktmacht in diesem Markt und hat einen Preissetzungsspielraum. Fällt der RSI größer als 1 aus, dann wird das Unternehmen für die Befriedigung der Nachfrage nicht benötigt. Die gesamte Nachfrage kann also durch das andere Unternehmen, das im relevanten Markt tätig ist, bedient werden. Die Betrachtung des unternehmensindividuellen RSI im letzteren Fall ($\text{RSI} > 1$) könnte ein Indikator für das Fehlen von Marktmacht des betrachteten kleineren Unternehmens sein. In beiden Fällen ist jedoch die allein stehende Betrachtung des unternehmensindividuellen RSI nicht geeignet, um den relevanten Markt zu charakterisieren. Vielmehr ist auch der insgesamt

niedrigste RSI in diesem Markt für eine eindeutige Aussage in die Betrachtung einzubeziehen. Für einen relevanten Markt erfolgt dabei ein Vergleich des Marktanteils des Unternehmens, welches der kleinere Anbieter auf einem Markt ist, mit dem niedrigsten RSI des relevanten Marktes. Folgende Fälle können bei der Vergleichsbetrachtung auftreten:

Der niedrigste RSI im Markt entspricht dem Marktanteil des kleineren Anbieters. Dieses Ergebnis weist in der Regel darauf hin, dass dieses kleinere Unternehmen auf dem relevanten Markt eine Vollausslastung der Kapazitäten aufweist. Eine solche Konstellation würde für dieses Unternehmen darauf hinweisen, dass es auf diesem Markt Marktmacht innehat.

Entspricht der niedrigste RSI im Markt nicht dem Marktanteil des kleineren Anbieters, dann wird für diesen Markt zu Gunsten des Unternehmens hilfsweise angenommen, dass Wettbewerb existiert. Unternehmen, die auf diesem Markt aktiv sind, weisen in der Regel Überkapazitäten auf. D. h. es sind freie Kapazitäten vorhanden, die die Annahme des Wettbewerbs auf diesem Markt zuließen.

Sind mehr als zwei Marktteilnehmer auf einem Markt tätig, dann ist entsprechend die Summe der Marktanteile der Unternehmen mit den kleineren Angebotsmengen auf dem betrachteten Markt mit dem niedrigsten RSI dieses Marktes zu vergleichen.

(5) Gemeinsame Betrachtung der quantitativen Indikatoren

Grundsätzlich gilt, dass das Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs umso unwahrscheinlicher ist, je größer Marktanteil, Marktkonzentrationsrate und HHI sind und je kleiner der RSI ist. Liegt die jeweilige Kennziffer zwischen den genannten Unbedenklichkeitsschwellen einerseits und den Schwellenwerten, denen ein sehr deutlicher Hinweis auf erhebliche Marktmacht entnommen werden kann, andererseits, so ist eine weitergehende Analyse der Wettbewerbssituation von besonderer Bedeutung.

Sind sämtliche Indikatoren unterhalb der kritischen Höhe, so geht die Beschlusskammer vorbehaltlich besonderer gegenteiliger Hinweise davon aus, dass wirksamer Leitungswettbewerb vorliegt. Dies ist dann der Fall, wenn der Marktanteil der Betroffenen unterhalb 20 % liegt, die in § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB genannten Konzentrationsraten nicht gegeben sind, der HHI weniger als 1.000 und der RSI mehr als 1 beträgt. Ein zusätzlicher Nachweis, dass wirksamer Wettbewerb vorliegt, ist in diesen Fällen nicht erforderlich, sofern der Beschlusskammer keine gegenteiligen Anhaltspunkte vorliegen. Liegen einer oder einige der genannten Indikatoren hingegen diesseits der kritischen Schwellenwerte, so hat die Betroffene im Rahmen der weitergehenden Analyse der Wettbewerbsbedingungen den Nachweis des Vorliegens wirksamen Leitungswettbewerbs zu erbringen.

Wenn der Marktanteil über 50 % liegt, die Konzentrationsraten des § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB überschritten sind, der HHI mehr als 2.000 und der RSI weniger als 0,65 beträgt, geht die Beschlusskammer grundsätzlich vom Fehlen wirksamen Leitungswettbewerbs aus. Zwar ist es auch hier möglich, dass die Unternehmen wirksamen Leitungswettbewerb nachweisen. Doch sind insoweit sehr hohe Anforderungen an einen solchen Nachweis zu stellen.

b. Kennziffernanalyse für den Status quo

Bei Zugrundelegung der von der Beschlusskammer vertretenen Marktabgrenzung ist die Betroffene auf allen relevanten Märkten die alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen. Sie ist damit keinem tatsächlichen Wettbewerb ausgesetzt. Ihr Marktanteil beträgt auf allen Märkten stets 100 %, der HHI liegt stets bei 10000 und der RSI bei 0. Die Kennziffernanalyse weist damit eindeutig auf das Bestehen einer erheblichen Marktmacht der Betroffenen hin.

2. Analyse der wettbewerblichen Gesamtsituation

Die Analyse der wettbewerblichen Gesamtsituation weist auf wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume hin.

Die Beschlusskammer hat bei der Analyse der wettbewerblichen Gesamtsituation die praktischen Wettbewerbserfahrungen Dritter, die vertikale Integration der Vertriebs- und Netzaktivitä-

ten, die Kapazitätsauslastung in den Netzen und das wettbewerbliche Verhalten der Betroffenen untersucht.

a. Praktische Wettbewerbserfahrungen Dritter

Fehlender Wettbewerb in den Fernleitungsnetzen in Deutschland wird durch die Ergebnisse von zwei von der Bundesnetzagentur in den Jahren 2005 und 2007 durchgeführten Marktbefragungen hinsichtlich der Wettbewerbserfahrungen verschiedener Transportkunden bestätigt. Dabei stellen die Marktbefragungen lediglich einen Teil der Analyse der wettbewerblichen Gesamtsituation dar.

(1) Marktbefragung 2005

Die erste Marktbefragung wurde von der Bundesnetzagentur bereits im Dezember 2005 durchgeführt. Hierbei wurden 53 Netznutzer (unabhängige Händler, Industriekunden und Stadtwerke) zu der Situation in den jeweiligen Netzen und zu ihren Erfahrungen in den Jahren 2002-2005 befragt. Die angeschriebenen Händler wurden insbesondere zu ihren bisherigen Erfahrungen bei der Nutzung von überregionalen Gasfernleitungsnetzen und zum Bestehen von alternativen Transportmöglichkeiten durch andere überregionale Gasfernleitungsnetzbetreiber befragt. Die Fragebögen an die angeschriebenen Stadtwerke und Industriekunden hingegen enthielten Fragen zu neu abgeschlossenen bzw. neu verhandelten Gaslieferverträgen und zu Erfahrungen bei der Organisation des Gastransports und der Nutzung überregionaler Gasfernleitungsnetze. 44 der angeschriebenen Unternehmen haben auf die Befragung geantwortet.

Keiner der befragten Netznutzer war der Auffassung, dass es wirksamen Leitungswettbewerb gebe. Die Netznutzer gaben an, dass es nur in einigen Fällen Transportalternativen gebe, da andere Transportoptionen oftmals wegen eines nicht identischen Entry- oder Exit-Punktes, erheblicher Preisunterschiede, unterschiedlicher Gasqualitäten, unterschiedlicher Bedingungen für den Bilanzausgleich und unterschiedlicher Handelsmöglichkeiten im Netz nicht vergleichbar seien. Insbesondere die befragten Händler gaben an, dass erhebliche praktische Probleme bei der Transportabwicklung bestehen und es in den meisten Fällen, in denen überhaupt eine Transportalternative bestehe, diese so unwirtschaftlich sei, dass die Händler ihren Kunden kein wettbewerbsfähiges Angebot unterbreiten könnten. Außerdem komme es zu Wettbewerbsverzerrungen durch Bevorzugung integrierter Vertriebstöchter.

Als besonderes Problem sahen die befragten Netznutzer, dass insbesondere an den meisten Importpunkten keine freien Kapazitäten bzw. nur unterbrechbare Kapazitäten erhältlich waren, so dass möglicherweise bestehende Alternativen nicht genutzt werden konnten. Hinsichtlich der unterbrechbaren Kapazitäten konnte das Unterbrechungsrisiko von den Netzbetreibern meist nicht beziffert werden, so dass die Netznutzer ihr Risiko nicht einschätzen konnten. Zudem stellten sich mögliche Transportalternativen oftmals als unwirtschaftlich dar, da sie über zwei oder mehr Entry-Exit-Zonen verliefen.

Nur zwei Netznutzer haben angegeben, in dem Abfragezeitraum 2002-2005 tatsächlich den Netzbetreiber gewechselt zu haben. Als Grund für diese Wechsel haben die jeweiligen Netznutzer ein geringeres Unterbrechungsrisiko bzw. eine extreme Kapazitätsauslastung auf der ursprünglich gebuchten Leitung angegeben. Keiner der befragten Netznutzer berichtete von einem aktiven Marketingverhalten oder von Initiativangeboten der Netzbetreiber. Von einigen Händlern wurde sogar darauf hingewiesen, dass es nur bei einigen der von Projektgesellschaften oder im Bruchteilseigentum betriebenen Fernleitungen tatsächlich separate Vermarktungskonzepte der einzelnen Anteilseigner gebe.

(2) Marktbefragung 2007

In Hinblick auf die zwischenzeitlich eingetretenen Veränderungen durch das neue Gasnetzzugangsmodell hat die Bundesnetzagentur im Oktober 2007 eine erneute Marktbefragung durchgeführt. Im Rahmen dieser Befragung wurden insgesamt 90 Marktteilnehmer (unabhängige Händler/Lieferanten, Industriekunden/Letzterverbraucher, Stadtwerke und verbundene Vertriebe

überregionaler oder regionaler Netzbetreiber) zu ihren praktischen Erfahrungen bei durchgeführten und geplanten Transporten in den Gaswirtschaftsjahren 2006/07 und 2007/08 befragt. Kriterien für die Auswahl der anzuschreibenden Unternehmen waren Größe bzw. Umfang der transportierten Mengen, Kenntnis von Transport- und Handelsaktivitäten und die Beteiligung an der Händlerbefragung im Jahre 2005. Bei Stadtwerken, Letztverbrauchern und Industriekunden wurden zudem vorwiegend solche angeschrieben, die über mehrere Netzanschlüsse bei verschiedenen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern verfügen. 69 der 90 angeschriebenen Unternehmen haben auf die Befragung geantwortet.

Die Mehrheit der antwortenden Unternehmen ist der Auffassung, es bestehe kein oder nur kaum wirksamer Leitungswettbewerb. Lediglich 15 Unternehmen, von denen jedoch 13 mit einem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber gesellschaftsrechtlich verbunden sind, gaben an, dass ihrer Auffassung nach wirksamer Leitungswettbewerb bestehe. Zentrale Hindernisse für die Entstehung von wirksamem Wettbewerb sind nach Angaben der Unternehmen die mangelnde Verfügbarkeit von Kapazitäten, ein hoher Transaktions- und Abwicklungsaufwand, insbesondere bei einem marktgebietsüberschreitenden Transport, sowie operative und kommerzielle Nachteile, die bei einem Wechsel des Marktgebiets häufig auftreten. Die Unternehmen weisen insoweit auch vielfach darauf hin, dass sie aufgrund bestehender Gasbezugsverträge Gas nur an einem bestimmten virtuellen Punkt verfügbar haben und daher ein Marktgebietswechsel nur schwer zu realisieren sei.

Als weitere Hindernisse werden von den befragten Unternehmen u.a. unklare Vertragsbedingungen und Preise, Beschränkungen der Nutzbarkeit der Kapazitäten, Komplexität der Buchung und ungleiche Dienstleistungsqualität benannt.

Von den 69 antwortenden Unternehmen stehen nach eigenen Angaben im betrachteten Zeitraum 23 Unternehmen (9 unabhängige Händler, 2 Stadtwerke und 12 verbundene Vertriebe) in geschäftlichen Beziehungen mit der Betroffenen (d.h. Gasübergabe und/oder Kapazitätsbuchung in Marktgebieten, die von der Betroffenen aufgespannt werden). Für das Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 haben 13 Unternehmen und für das Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 15 Unternehmen angegeben, dass sie bei der Betroffenen Kapazitäten angefragt bzw. erfolgreich gebucht haben. In diesen beiden Gaswirtschaftsjahren waren 99,9% bzw. 99,8% der angefragten Kapazitätsbuchungen bei der Betroffenen der Kapazitätshöhe nach erfolgreich. Eines dieser Unternehmen gab an, auf konkrete Buchungsprobleme bei der Betroffenen gestoßen zu sein. Als zentrales Problem bei der Kapazitätsbuchung bei der Betroffenen wurde von dem Unternehmen die mangelnde Verfügbarkeit von (festen) Kapazitäten angeführt. 24 der insgesamt 69 antwortenden Unternehmen haben in Fällen, in denen ihre Ausspeisungen bzw. einer oder mehrere ihrer Kunden über unterschiedliche Fernleitungsnetzbetreiber bzw. Marktgebiete erreicht werden konnten oder können, ernsthaft Transportalternativen in Erwägung gezogen, indem sie sich informiert haben, Preise verglichen haben oder die Verfügbarkeit von Kapazitäten geprüft haben. Von diesen Unternehmen haben allerdings insgesamt nur zwei Unternehmen im Gaswirtschaftsjahr 2006/07 und vier Unternehmen im Gaswirtschaftsjahr 2007/08 dann auch tatsächlich verbindliche Kapazitätsanfragen für die jeweiligen Transportalternativen gestellt. Als wesentliche Entscheidungsaspekte bei der Buchung bei einem bestimmten Fernleitungsnetzbetreiber wurden von den Marktteilnehmern allgemein die Verfügbarkeit von Gas nur an einem bestimmten VP, das Bestehen von Kapazitätsengpässen auf Alternativpunkten und die Höhe der Transportentgelte genannt. Nur insgesamt 13 aller 69 antwortenden Unternehmen waren darüber hinaus potenzielle Transportmöglichkeiten über alternative Fernleitungsnetzbetreiber/Marktgebiete als den bisherigen unter Nutzung bereits deaktivierter Verbindungen oder über Netzkoppelpunkte mit ausgewiesener technischer Kapazität von 0 kW/h bekannt. Von diesen haben keine Unternehmen daraufhin konkrete Buchungsanfragen bei der Betroffenen gestellt.

Nur drei Unternehmen haben zudem im Abfragezeitraum in insgesamt vier Fällen für die Belieferung ihrer Kunden das Marktgebiet bzw. den Fernleitungsnetzbetreiber von der Betroffenen weg gewechselt bzw. haben dies vor. Als Gründe für diesen Wechsel wurden wirtschaftliche Erwägungen, Marktgebietsüberlappung und preiswerter Bezug am anderen virtuellen Punkt angegeben. Zudem hat kein Unternehmen angegeben, dass die Betroffene für den Abfragezeitraum aktiv mit Netznutzungsangeboten auf sie zugezogen sei.

b. Vertikale Integration

Wirksamer bestehender Leitungswettbewerb wird durch das hohe Maß an vertikaler Integration der Vertriebs- und Handelstätigkeiten einerseits und der Netztätigkeiten andererseits behindert. So gehören die meisten der Leitungswettbewerb anzeigenden Netzbetreiber, insbesondere auch die Betroffene, einem Konzern an, der ebenfalls im Handel und Vertrieb tätig ist. Eine Bevorzugung des verbundenen Vertriebs durch den Netzbetreiber ist aufgrund der Entflechtungsvorschriften auszuschließen. Daneben ist aber zu berücksichtigen, dass es für den verbundenen Vertrieb aus Konzernperspektive ökonomisch sinnvoll erscheint, Kapazitäten vorzugsweise bei der Konzernschwester zu buchen. Denn die Netzentgelte stellen konzerninterne Zahlungen dar. Die Höhe der gezahlten Entgelte spielt daher in der Gesamtbilanz des Konzerns keine Rolle. Zugleich stellt die Buchung beim verbundenen Netzbetreiber sicher, dass die entsprechenden Zahlungen nicht einem konkurrierenden Konzern zugute kommen.

Die Marktbefragung 2007 hat diesbezüglich ergeben, dass die meisten der konzernrechtlich verbundenen Vertriebe einen Großteil ihrer Kapazitäten bei dem verbundenen Netzbetreiber buchen bzw. den größten Anteil ihrer Liefermengen im Marktgebiet des verbundenen Netzbetreibers an ihre Kunden übergeben. Dies gilt insbesondere auch für die Konzernschwester der Betroffenen. Für das Gaswirtschaftsjahr 2006/07 wurden ■■■% (Gaswirtschaftsjahr 2007/08: ■■■%) der Kapazitäten beim verbundenen Netzbetreiber gebucht. Zudem gab der verbundene Vertrieb der Betroffenen für das Gaswirtschaftsjahr 2006/07 an, ■■■% (Gaswirtschaftsjahr 2007/08: ■■■%) seiner gesamten Liefermenge im Marktgebiet der Betroffenen abzusetzen.

Da es zugleich in der Konzernperspektive auch für den Netzbetreiber sinnvoll erscheinen muss, wenn die Kapazitäten vorwiegend von der Konzernschwester gebucht werden, ist auch der Netzbetreiber nicht aktiv daran interessiert, durch niedrige Preise sein Produkt möglichst auch Konkurrenten seines Schwesterkonzerns zugänglich zu machen. Dies vermindert die preisdisciplinierende Wirkung möglicher wettbewerblicher Strukturen weiter, ohne dass einer der beiden Konzernteile die geltenden Entflechtungsregeln übertreten hätte.

c. Kapazitätssituation

Die derzeitige sehr hohe Kapazitätsauslastung und in den Netzen der anderen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber spricht gegen das Vorliegen von wirksamem Leitungswettbewerb.

Wirksamer Leitungswettbewerb setzt voraus, dass am Markt tätige dritte Netzbetreiber über substantielle (freie) Kapazitäten verfügen, die es ihnen erlauben, alternative Angebote zu den Transportdienstleistungen der Betroffenen zu unterbreiten. Nur wenn dies der Fall ist, ergibt sich aus Sicht des Transportkunden eine Wahlmöglichkeit zwischen verschiedenen Transportalternativen, die die Betroffene wettbewerblichem Druck aussetzt. Unabhängig davon, dass die Betroffene auf den relevanten Märkten ohnehin die alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen ist, spricht die derzeitige Kapazitätsauslastung gegen das Vorliegen wirksamen Wettbewerbs. So hat eine Auswertung des Ausbuchungsstandes der Kapazitäten an Grenzübergangspunkten, basierend auf den Daten aus der Abfrage im Sommer 2007, ergeben, dass am 1. Oktober 2006 deutschlandweit 94 % der Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten ausgebucht gewesen waren. Es wurde außerdem (basierend auf den Angaben aus den Anzeigen der Unternehmen) festgestellt, dass bei allen Unternehmen in dem Zeitraum Gaswirtschaftsjahr 2002/03 bis Gaswirtschaftsjahr 2009/10 bereits an den Importpunkten in das nationale Netz alle Kapazitäten vollständig bzw. nahezu vollständig ausgebucht waren und sein werden. Dieses Ergebnis deckt sich auch mit den Erfahrungen der Marktteilnehmer in den letzten Jahren. In beiden Marktbefragungen ist deutlich geworden, dass das zentrale Problem bei der Netznutzung der hohe Ausbuchungsstand der Kapazitäten ist.

Ein weiteres Problem stellt die oft langfristige Buchung eines großen Anteils der Kapazitäten dar. Haben die Netzbetreiber einen großen Anteil ihrer Kapazitäten in langfristigen Verträgen vergeben, können sie Kapazitäten nicht kurzfristig vergeben und so nicht auf Änderungen am Markt und beim Verhalten der Wettbewerber reagieren. Zudem werden die Transportkunden langfristig gebunden und dadurch daran gehindert, bei einem günstigeren Angebot zu einem möglichen Wettbewerber zu wechseln. Eine Auswertung der Angaben aller Leitungswettbewerb

anzeigenden Unternehmen über die im Gaswirtschaftsjahr 2005/06 laufenden Verträge bezüglich der gebuchten festen Kapazitäten hat ergeben, dass bei mindestens acht der zwölf Unternehmen, die Leitungswettbewerb angezeigt haben, über 90 % der transportierten Mengen in Verträgen vergeben waren, die eine Laufzeit von mehr als vier Jahren haben.

Die von der Europäischen Kommission im Juni 2005 durchgeführte Untersuchung des Energiesektors bestätigt ebenfalls diesen Befund für die großen europäischen Transportachsen. Sie kam zu dem Ergebnis, dass auf der BeNeLux-Italien-Achse, auf der norwegisches, niederländisches und britisches Gas durch Frankreich und Deutschland nach Süddeutschland und Italien transportiert wird, die Primärkapazitäten im Durchschnitt bis zum Jahre 2022 gebucht sind. Die entsprechenden Leitungen waren ausgehend von Juni 2005 mindestens für die nächsten zehn Jahre vollständig ausgebucht. Erst im Jahr 2015 werden demnach wieder freie Kapazitäten auf einigen Leitungen zur Verfügung stehen.⁶⁷ Zudem wird der überwiegende Teil dieser Primärkapazitäten von etablierten Unternehmen durch Verträge aus der Zeit vor der Liberalisierung gehalten.⁶⁸ Die etablierten Unternehmen hätten zudem kaum einen Anreiz, die Kapazität zur Befriedigung des Bedarfs neuer Marktteilnehmer auszuweiten. Neue Marktteilnehmer könnten daher kurz- und mittelfristig an den wichtigen Punkten keine festen Transitkapazitäten und damit keine Möglichkeit zum Eintritt in neue Märkte erlangen.⁶⁹ Auf der Ost-West-Achse, auf der russisches Gas in die EU transportiert wird, stellt sich die Kapazitätssituation ähnlich dar. Die Primärkapazitäten sind im Durchschnitt bis 2017 gebucht, und auch hier sind die entsprechenden Leitungen mindestens bis zum Jahr 2015 vollständig ausgebucht.⁷⁰ Die Primärkapazitäten sind fast ausschließlich entweder an etablierte Unternehmen oder an Gasproduzenten vergeben, und nur ca. 3 % der längerfristigen Kapazitäten wird von neu in den Markt eintretenden Unternehmen gehalten.⁷¹

d. Wettbewerbliches Verhalten der Betroffenen

Die Betroffene hat keinen Nachweis von wettbewerblichem Verhalten erbracht.

Unter wettbewerblichem Verhalten werden alle Maßnahmen eines Marktteilnehmers erfasst, die dazu geeignet sind, mehr Nachfrage auf sich zu ziehen. Die Maßnahmen des wettbewerblichen Verhaltens sind vom Marktteilnehmer so ausgestaltet, dass sie dem Marktteilnehmer einen dauerhaften Wettbewerbsvorteil gegenüber Konkurrenten bieten und vom Nachfrager gegenüber anderen Dienstleistungen als differenziert anerkannt werden. Die Umsetzung der Maßnahmen erfolgt im Unternehmen aufgrund von Wettbewerbssituationen bzw. Wettbewerbsdruck auf relevanten Märkten. Bezogen auf den Fall der Betreiber von überregionalen Fernleitungsnetzen bedeutet dies, dass die Maßnahmen geeignet sein müssen, mehr Nachfrage nach Transportkapazitäten im Netz der Betroffenen zu generieren. Nicht unter die Begrifflichkeit des wettbewerblichen Verhaltens fallen Maßnahmen, deren Umsetzung aufgrund von gesetzlichen Regelungen oder aufgrund von bestehenden Vereinbarungen gefordert wird.

Das wettbewerbliche Verhalten von Betreibern von überregionalen Fernleitungsnetzen umfasst Maßnahmen im Bereich der Dienstleistungen und der Preissetzung.

Zu diesen Dienstleistungen zählen beispielsweise die Einführung des Entry-Exit-Systems oder die Einrichtung einer Handelsplattform am Virtuellen Punkt. Deren Einführung basiert jedoch auf Verpflichtungen und Anforderungen an Betreiber von Gasversorgungsnetzen aus dem EnWG und der GasNZV bzw. erfolgen aufgrund der Umsetzung von Maßnahmen nach Abschluss der sog. Kooperationsvereinbarung. Diese Maßnahmen dienen in erster Linie zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für einen Wettbewerb auf den dem Netzbereich vor- und nachgelagerten

⁶⁷ Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, DG COMPETITION REPORT ON ENERGY SECTOR INQUIRY (10.01.2007), Tz. 212 und 214.

⁶⁸ Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, a.a.O., Tz. 215.

⁶⁹ Mitteilung der Kommission, Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Art. 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003, KOM (2006) 851 endg., Rn. 22.

⁷⁰ Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, a.a.O., Tz. 212 und 216.

⁷¹ Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, a.a.O., Tz. 217 und 218.

Wertschöpfungsebenen. Die Umsetzung und Einführung solcher Maßnahmen ist daher kein Indiz für wettbewerbliches Verhalten.

Die Betroffene hat auch nicht nachgewiesen, dass ihr Preissetzungsverhalten auf wirksamen Leitungswettbewerb zurückzuführen ist. Vielmehr spricht das Preissetzungsverhalten der Betroffenen und der anderen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber für ein Fehlen von Leitungswettbewerb. Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass die Betroffene alleinige Anbieterin von Transportdienstleitungen in ihrem Marktgebiet ist. Eine nur auf die Entgelte gerichtete Betrachtung des Preissetzungsverhaltens ist aus Sicht der Beschlusskammer auch nicht geeignet, wirksamen Leitungswettbewerb nachzuweisen.

Selbst ein mittelbarer Transport über ein anderes Marktgebiet – unter Vernachlässigung der bereits genannten zusätzlichen Hemmnisse/Erschwernisse – ist nicht geeignet, wirksamen Leitungswettbewerb nachzuweisen. Wird die Belieferung des Endverbrauchers in einer Überlappungsfläche von mehreren Marktgebieten anstatt der direkten Einspeisung ins nachgelagerte Netz über einen mittelbaren Transport über eines anderen Marktgebietes (so genannter marktgebietsüberschreitender Transport) organisiert, ist dies nicht gleichbedeutend mit dem Verlust eines Transportkunden und daher auch kein Indiz für wirksamen Wettbewerb. Dies bedeutet zwar, dass beim betroffenen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber keine Kapazitätsbuchung durch den nachgelagerten Netzbetreiber oder den Lieferanten erfolgt. Dem Wegfall dieser Kapazitätsbuchung steht aber im vorliegenden Fall eine Kapazitätsbuchung in mindestens gleicher Höhe am Netzkoppelpunkt zum anderen benachbarten Marktgebiet gegenüber. Insofern verliert der überregionale Fernleitungsnetzbetreiber keine Kapazitätsanteile. Sofern die Entgelte im Netz des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers an allen Ausspeisepunkten gleich sind, erfährt er keine wirtschaftlichen Einbußen. Sollte das Ausspeiseentgelt zum benachbarten Marktgebiet sogar höher sein, als das Ausspeiseentgelt zum nachgelagerten Netzbetreiber, würde der betroffene Netzbetreiber sogar noch einen zusätzlichen Gewinn erzielen.

Das Preissetzungsverhalten eines Marktteilnehmers wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Zu diesen Faktoren zählen unter anderem die Kapazitätssituation in einem Markt, das Verhalten der Nachfrager auf diesem Markt und die Beteiligungen an Gemeinschaftsleitungen.

Wie aus den Erläuterungen zur Kapazitätssituation ersichtlich wird, liegt derzeit eine sehr hohe Kapazitätsauslastung in den Netzen der anderen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber vor. Einerseits können die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber nur Kapazitäten anbieten, die in ihrem Netz verfügbar sind und über welche sie bestimmen können. Andererseits ist es den Marktteilnehmern nicht möglich, ohne weiteres zusätzliche Nachfrage nach Kapazitäten zu bedienen.

Aus dem Verhalten der Betroffenen und der anderen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber ist auch nicht ersichtlich, welche disziplinierende Wirkung von der Marktgegenseite ausgeht. Auf der Nachfrageseite stehen Transportkunden, die auf die bereitgestellte Transportinfrastruktur angewiesen sind. Speziell für nachgelagerte Netzbetreiber stellen sich die Netznutzungsentgelte als durchlaufende Kostenpositionen dar, die aufgrund der geringen Preiselastizität der Nachfrage und aufgrund des bestehenden Regulierungsrahmens (fast) vollständig an den Endverbraucher weitergegeben werden können. Die Nachfrager nach Transportdienstleistungen sind damit so genannte Preisanpasser.

Gerade im überregionalen Fernleitungsnetz ist der Leitungsbau mit bestimmten Renditeerwartungen der Investoren verbunden. Werden Gemeinschaftsleitungen gebaut, haben die Gesellschafter gemeinsame wirtschaftliche Interessen. Bei Kooperationen von Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen von Gemeinschaftsprojekten erscheint es sehr unwahrscheinlich, dass ein Verdrängungswettbewerb über Preise stattfinden wird, da alle Teilnehmer an einem Gemeinschaftsprojekt an einer Refinanzierung ihrer Investitionen interessiert sind und eventuell in Zukunft wieder als Kooperationspartner tätig werden wollen.

Auch eine Kapazitätserweiterung in Gemeinschaftsleitungen führt nicht zu einem veränderten Preissetzungsverhalten. Zunächst ist dabei zu berücksichtigen, dass eine Kapazitätserweiterung eines anderen Betreibers der Gemeinschaftsleitung im Regelfall nach der diskutierten Marktabgrenzung gar keinen Eintritt in den betrachteten Markt darstellt, so dass auch keine preisrele-

vanten Auswirkungen von dieser Maßnahme ausgehen können. Eine Kapazitätserweiterung in einer Gemeinschaftsleitung ist zudem vom Wohlwollen bzw. der Zustimmung der anderen beteiligten Gesellschafter abhängig. Ein Preiswettbewerb um die zusätzliche Nachfrage erscheint aus den gegebenen Gründen unwahrscheinlich.

3. Wirksamer potenzieller Wettbewerb

Die Betroffene hat den ihr gemäß § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV obliegenden Nachweis, dass ihr Fernleitungsnetz wirksamem potentielltem Wettbewerb i. S. v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ausgesetzt ist, nicht erbracht.

a. Voraussetzungen für potenziellen Wettbewerb

Das Fernleitungsnetz der Betroffenen ist nicht zu einem überwiegenden Teil wirksamem potenziellen Leitungswettbewerb ausgesetzt. Potenzieller Leitungswettbewerb ist dann gegeben, wenn der Marktzutritt eines potenziellen Wettbewerbers hinreichend wahrscheinlich ist und in absehbarer Zeit und in hinreichendem Umfang erfolgen kann.

Marktzutritte potenzieller Wettbewerber werden durch die Marktstruktur im Bereich Gastransportdienstleistungen überregionaler Fernleitungsnetze erschwert. Der Anschluss eines nachgelagerten Netzes an einen anderen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber, z. B. durch den Bau einer Sticheitung, stellt noch nicht notwendigerweise einen Zutritt in den betroffenen Markt dar. Von einem Marktzutritt ist nur dann auszugehen, wenn die neu geschaffenen Kapazitäten demselben relevanten Markt zuzuordnen wären wie die Kapazitäten des bereits in dem betroffenen Markt aktiven Unternehmens.

Auch die derzeitige Kapazitätssituation in den deutschen Fernleitungsnetzen spricht gegen die Wahrscheinlichkeit eines Marktzutrittes. Eine Auswertung der von den anzeigenden Unternehmen übermittelten Informationen über den Ausbuchungsstand ihrer Kapazitäten hat ergeben, dass bei allen Unternehmen in dem Zeitraum Gaswirtschaftsjahr 2002/03 bis Gaswirtschaftsjahr 2009/10 bereits an den Importpunkten in das nationale Netz alle Kapazitäten vollständig bzw. nahezu vollständig ausgebucht waren und sein werden. Demzufolge stellt sich die inländische Aufspeisung zusätzlicher Gasfernleitungen als problematisch dar.

Marktzutritte werden zudem erheblich durch die verschiedenen vor einem Leitungsbau durchzuführenden planungs- und umweltrechtlichen Genehmigungsverfahren erschwert. Zudem handelt es sich bei den Investitionskosten für den Bau einer Gasleitung um versunkene Kosten, also irreversible Investitionen, die bei einem Fehlschlag des Marktzutritts verloren wären. Das bereits im Markt etablierte Unternehmen hat in der Regel größere Spielräume bei der Preissetzung als das neu in den Markt eintretende Unternehmen, das seine Investitionskosten noch erwirtschaften muss. Die größtenteils sehr hohen versunkenen Kosten des Marktzutritts sind bei den etablierten Unternehmen nicht mehr entscheidungsrelevant. Potentielle Wettbewerber müssen damit rechnen, dass das etablierte Unternehmen einen Marktzutritt durch eine Kampfpreisstrategie verhindert. Zudem führen hohe irreversible Investitionen grundsätzlich dazu, dass das bereits etablierte Unternehmen versuchen wird, langfristig eine hohe Outputmenge, u. a. durch Abschluss von Langfrist- oder Ausschließlichkeitsverträgen, beizubehalten. Im Bereich der Gastransportdienstleistungen versuchen etablierte Unternehmen daher, einen möglichst hohen Anteil ihrer Kapazitäten langfristig durch den Abschluss langfristiger Verträge abzusetzen und erschweren dadurch den Marktzutritt von potenziellen Wettbewerbern erheblich.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass ein Marktzutritt in Form neu geschaffener Kapazitäten nur dann eine disziplinierende Wirkung auf den etablierten Fernleitungsnetzbetreiber entfalten wird, wenn durch die neu geschaffenen Kapazitäten des in den Markt eintretenden Unternehmens Überkapazitäten geschaffen werden. Denn nur in diesem Fall besteht die Gefahr, dass Transportkunden des etablierten Fernleitungsnetzbetreibers zu dem neuen Anbieter wechseln. Decken die neu geschaffenen Kapazitäten hingegen ausschließlich eine zusätzliche Kapazitätsnachfrage, können die Transportkunden des etablierten Anbieters nicht wechseln und der etab-

lierte Anbieter muss nicht mit Preissenkungen auf den Markteintritt reagieren, um einen Wechsel der Transportkunden zu verhindern.

Neben der möglichen langfristigen Bindung von Transportkunden durch langfristige Kapazitätsverträge des etablierten Unternehmens verhindern teilweise auch die vertikale Integration und daraus folgende Konzerninteressen, dass Transportkunden bei dem potenziellen Wettbewerber Kapazitäten buchen. Dies wird auch durch die oben angesprochenen Ergebnisse der Marktbefragung 2007 bestätigt.

Bei der Beurteilung des potenziellen Leitungswettbewerbs ist im Übrigen von Bedeutung, dass es sich bei überregionalen Gasfernleitungen in aller Regel um sog. natürliche Monopole⁷² oder wesentliche Einrichtungen (essential facilities)⁷³ handelt. Für eine Subadditivität der Kosten spricht, dass die Kapazität einer einzelnen Erdgasleitung mit der ca. 2,5-fachen Potenz des Durchmessers wächst und die höheren Materialkosten durch die erhöhte Kapazität mehr als kompensiert werden, wie auch der häufige gemeinsame Leitungsbau („pipe in pipe“) verdeutlicht. Zudem kann die Kapazität bestehender Erdgasleitungen durch Einsatz von Verdichteranlagen zu Kosten gesteigert werden, die unter denen eines Leitungsneubaus liegen. Darüber hinaus lassen sich auch bei paralleler Verlegung von Rohren Kostenvorteile gegenüber der Leitungsverlegung auf gesonderten Trassen erzielen. Schließlich ist auch die Koordination der Gasflüsse durch ein Unternehmen einfacher als durch mehrere. Zudem sind überregionale Gasfernleitungen für den Zugang zum Markt unverzichtbar, weil sie nicht oder nur unter solch hohen Kosten ersetzt werden können, dass dies (auch aus volkswirtschaftlicher Sicht) unwirtschaftlich wäre. Zum einen bestehen bereits planungsrechtliche Schwierigkeiten bei verfügbaren Kapazitäten einer bestehenden Leitung. Zum anderen wird ein anderer Netzbetreiber in der Regel von einem Leitungsneubau aufgrund der erforderlichen hohen Investitionen, die nicht rückgängig zu machen sind (versunkene Kosten), absehen, wenn auf der vorhandenen Leitung Kapazitäten verfügbar sind. Denn für den neuen Netzbetreiber sind die anfallenden Kosten noch entscheidungsrelevant, während sie für den etablierten Netzbetreiber als versunkene Kosten nicht mehr entscheidungsrelevant – und die Anlagen bereits teilweise abgeschrieben – sind. Diese Faktoren deuten darauf hin, dass potentieller Leitungswettbewerb sehr unwahrscheinlich ist.

b. Theorie der bestreitbaren Märkte

Eine Bestreitbarkeit der betroffenen Märkte ist vorliegend nicht gegeben. Nach der Theorie der bestreitbaren Märkte kann potentieller Wettbewerb, also die Drohung des Marktzutritts anderer Unternehmen, Marktmacht verhindern und als Substitut für fehlenden bestehenden Wettbewerb wirken. Ein Markt gilt dann als bestreitbar, wenn das etablierte Unternehmen auf diesem Markt durch außenstehende potenzielle Wettbewerber und deren glaubwürdige Drohung des Marktzutritts derart diszipliniert wird, dass er es sich nicht leisten kann, Preise oberhalb des Wettbewerbspreises von seinen Kunden zu verlangen.

Die Theorie der bestreitbaren Märkte basiert auf einer Reihe restriktiver Voraussetzungen, die in den hier betroffenen Märkten für Gastransportdienstleistungen nicht erfüllt sind. Bedingung für eine Bestreitbarkeit der Märkte ist, dass der Marktzutritt frei ist, alle Unternehmen Zugang zu gleichen Technologien haben, keine versunkenen Kosten entstehen, der Marktzutritt ohne zeitliche Verzögerung möglich ist, jede technisch mögliche Menge bereitgestellt werden kann, der Markt kostenlos wieder verlassen werden kann und der Zeitraum, den das etablierte Unternehmen benötigt, um seinen Preis zu ändern, länger sein muss als der, den die neuen Unternehmen benötigen um den Markt wieder verlassen zu können.

Wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, dann muss das etablierte Unternehmen mit einem Markteintritt anderer Unternehmen rechnen, und der potentielle Wettbewerb entfaltet eine dem bestehenden Wettbewerb ebenbürtige Wirkung. Würde das etablierte Unternehmen in einem

⁷² Vgl. auch Monopolkommission, Sondergutachten, Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Tz. 434; Monopolkommission, Hauptgutachten XVI (2004/2005), S. 60; Von Hirschhausen/Neumann/Rüster, „Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland“, Gutachten im Auftrag von EFET, Mai 2007, S. 6 ff.

⁷³ Monopolkommission, Hauptgutachten XIV (2000/2001), Tz. 842.

bestreitbaren Markt überhöhte Preise verlangen, dann müsste es damit rechnen, dass ein anderes Unternehmen in den Markt eintritt, den überhöhten Preis unterbietet, Gewinne realisiert und vor einer Gegenreaktion des etablierten Unternehmens den Markt gegebenenfalls wieder verlässt.

Wenn allerdings auch nur einzelne Voraussetzungen der Theorie der bestreitbaren Märkte nicht erfüllt sind, dann liegt keine Bestreitbarkeit des Marktes und mithin auch kein potentieller Wettbewerb vor, der eine dem bestehenden Wettbewerb gleichgestellte Wirkung entfaltet. Beispielsweise ist ein kostenloser Marktaustritt dann gegeben, wenn es keine versunkenen Kosten gibt. Gibt es keine versunkenen Kosten, hat ein Unternehmen jederzeit die Möglichkeit, den Markt ohne Kosten und Zeitverlust zu verlassen. Entscheidend ist dabei die Kombination von versunkenen Kosten und der Reaktionszeit des etablierten Unternehmens: Je größer die versunkenen Kosten des neu eintretenden Unternehmens, desto länger muss die Reaktionszeit des etablierten Unternehmens sein, damit ein neu eintretendes Unternehmen diese Kosten decken und einen positiven Gewinn im Markt erwirtschaften kann.⁷⁴ Entstehen einem Unternehmen hingegen durch den Marktzutritt auch nur geringe versunkene Kosten und kann das etablierte Unternehmen seinen Preis schnell anpassen, so liegt keine Bestreitbarkeit der Märkte vor und der drohende Marktzutritt verliert seine Wirkung.⁷⁵

Der Marktzutritt in den betroffenen Märkten für Gastransportdienstleistungen ist in der Regel nicht völlig frei, da erhebliche Marktzutrittsschranken bestehen und die neu in den Markt eintretenden Unternehmen aufgrund der Lernkurveneffekte der etablierten Anbieter nicht die gleichen Kosten wie die etablierten Unternehmen haben. Zudem bestehen in der Regel hohe versunkene Kosten, so dass der Marktaustritt nicht kostenlos ist. Die versunkenen Kosten entstehen in erster Linie aufgrund des Leitungsneubaus. Diese versunkenen Kosten sind für den etablierten Anbieter, anders als für das neu eintretende Unternehmen, nicht mehr entscheidungserheblich. Er kann daher bei seiner Preisgestaltung kurzfristig sogar bis auf seine variablen Kosten heruntergehen und damit die neu eintretenden Unternehmen, die die Investitionen erst tätigen müssen, jederzeit am Marktzutritt hindern. Folglich ist die Markteintrittszeit des neu eintretenden Unternehmens nicht kürzer als die Preisreaktionszeit des etablierten Anbieters.

c. Vortrag der Betroffenen zum potenziellen Wettbewerb

Das von der Betroffenen in Auftrag gegebene Gutachten zur Feststellung von potenziellem Leitungswettbewerb ist nicht geeignet das Bestehen von potenziellem Leitungswettbewerb nachzuweisen. Das Gutachten untersucht die Fragestellung anhand verschiedener Ansätze. Dabei legt die Betroffene jedoch Annahmen zu Grunde, die auf die aktuelle Situation der Betroffenen nicht anzuwenden sind bzw. mit dieser nicht vergleichbar sind. So nimmt die Betroffene an, dass die Entgeltsystematik der Verbändevereinbarung Erdgas mit der Entgeltsystematik des Entry-Exit-Systems vergleichbar ist. Jedoch ist dem entgegen zu halten, dass weder aufgrund der unterschiedlichen Berechnungsweise eine Vergleichbarkeit gegeben ist noch die Rahmenbedingungen des Gasnetzzugangsmodells entsprechend berücksichtigt werden. Unter anderem stellt die Betroffene auf eine Transportpfad- und Entfernungsabhängigkeit ab, die im Gasnetzzugangsmodell keine Berücksichtigung findet. Unabhängig von diesen Gründen ist darauf hinzuweisen, dass die Betroffene allein anhand einer ausgewählten Stichprobe die Schätzungen durchführt, obwohl ihr sämtliche Daten für ihr eigenes Netz vorliegen. Zudem ist eine Entgeltänderung beim Wechsel der Entgeltsystematik von dem transaktionspfadabhängigen Modell zu einem transaktionspfadunabhängigen Modell systemimmanent. Daher kann allein aus einer Veränderung der Entgelte nicht auf einen wirksamen potenziellen Leitungswettbewerb geschlossen werden.

Die Annahmen der Betroffenen unterliegen auch einer subjektiven Einschätzung der Situation. So zieht die Betroffene zur Ermittlung der Preisschwelle des Markteintritts einen kalkulatorischen gewichteten Kapitalkostensatz und verschiedene Aufschläge heran. Jedoch ist aus Sicht der Beschlusskammer eine auf die Kosten abstellende Erklärung der Entgelthöhe nicht geeignet,

⁷⁴ Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006), S. 163.

⁷⁵ Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006), S. 163.

den potenziellen Markteintritt eines Unternehmens zu beurteilen. Vielmehr spielen hier weitere Faktoren wie z.B. technische, leitungsbezogene und wirtschaftliche Faktoren eine Rolle, die von der Betroffenen im Gutachten ausgeblendet wurden. Des Weiteren ist bezüglich der Heranziehung von Preiselastizitäten auf vorangegangene Ausführungen zur Anwendung des hypothetischen Monopolistentests zu verweisen. Die Betroffene leitet zwar eine Preiselastizität für die Nachfrage nach Transportdienstleistungen aus der Preiselastizität der Nachfrage nach Gas ab, berücksichtigt jedoch nicht die unterschiedlichen Rahmenbedingungen auf den verschiedenen Märkten. Zudem hat die Betroffene wesentliche Kenntnisse über das Wechselverhalten von Nachfragern nach Transportdienstleistungen im eigenen Fernleitungsnetz, dennoch wurden diese Kenntnisse bei der Ableitung der Preiselastizität nicht berücksichtigt. Generell ist dem Gutachten entgegenzuhalten, dass es bei der Untersuchung von einem bereits im Wettbewerb gebildeten Preis ausgeht. Ob es sich tatsächlich um einen Wettbewerbspreis handelt, wird nicht nachgewiesen.

F) Verpflichtungen nach § 65 EnWG i. V. m. § 3 Abs. 3 Satz 4 GasNEV

Nach § 65 Abs. 2 EnWG kann die Bundesnetzagentur Maßnahmen zur Einhaltung der Verpflichtungen aus dem EnWG anordnen. Aufgrund der vorstehenden Ausführungen ist die Beschlusskammer zu dem Ergebnis gekommen, dass die Betroffene den ihr gemäß § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV obliegenden Nachweis wirksamen bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerbs i. S. v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV nicht geführt hat. Die Betroffene ist daher verpflichtet eine kostenorientierte Entgeltbildung vorzunehmen. § 23a Abs. 1 EnWG bestimmt diesbezüglich, dass die Entgelte für den Netzzugang nach § 21 EnWG einer Genehmigung bedürfen.

Zur Einhaltung dieser Verpflichtung wird der Betroffenen gemäß § 65 EnWG i. V. m. § 3 Abs. 3 Satz 4 GasNEV aufgegeben, innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Zustellung dieser Entscheidung bei der Bundesnetzagentur einen Entgeltgenehmigungsantrag gemäß § 23a EnWG zu stellen. Die Frist von zwei Monaten ist ausreichend zur Vorbereitung der Kostenunterlagen, zumal der Betroffenen spätestens seit der Anhörung im April 2008 bekannt ist, dass die Beschlusskammer eine entsprechende Verpflichtung vorsieht.

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Bekanntgabe der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn (Postanschrift: Postfach 80 01, 53105 Bonn) einzureichen. Zur Fristwahrung genügt jedoch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt. Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Dr. Frank-Peter Hansen
Vorsitzender

Kim Paulus
Beisitzer

Mario Lamoratta
Beisitzer

I. Liste der Punkte, die in Netzgebieten liegen, die - nach derzeitigem Stand der Prüfung - auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden.

LfdNr	NB_PunktName	ETSO/EIC-Code	Flussrichtung	NAP/NKP-Status	Vorgl. NB 1	nachgl. NB 1	Nachgelagerter Netzbereich1	AusgspMenge in MWh/a
1	Steinitz	37Z0000000023862	Exit	Netzkoppelpunkt MÜT	ONTRAS - VNG Gastransport	BEB Transport GmbH & Co. KG		
2	VNG-EWA Großstöbnitz	37Z000000002611L	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie- und Wasserversorgung		
3	VNG-EWA Meuselwitz	37Z0000000026187	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie- und Wasserversorgung		
4	VNG-EWA Meuselwitz	37Z0000000026179	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie- und Wasserversorgung		
5	VNG-EWA Meuselwitz	37Z000000002615D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie- und Wasserversorgung		
6	VNG-SW Chemnitz Borna	37Z000000002698K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Netzgesellschaft mbH Chemnitz		
7	VNG-SW Chemnitz Borna	37Z000000002699I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Netzgesellschaft mbH Chemnitz		
8	VNG-SW Chemnitz West	37Z000000002700M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Netzgesellschaft mbH Chemnitz		
9	VNG Boernicke		Exit	Netzkoppelpunkt MÜT und	ONTRAS - VNG Gastransport	BEB Transport GmbH & Co. KG		
10	VNG-Erdgas Südsachsen	37Z000000001434M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	Südsachsen Netz mit Ausnahme der nachfolgend aufgeführten	
11	VNG-Erdgas Südsachsen	37Z000000001435K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	Südsachsen Netz mit Ausnahme der nachfolgend aufgeführten	
12	VNG-Erdgas Südsachsen	37Z000000001256K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	Südsachsen Netz mit Ausnahme der nachfolgend aufgeführten	
13	VNG-Erdgas Südsachsen	37Z000000001253Q	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	Südsachsen Netz mit Ausnahme der nachfolgend aufgeführten	
14	VNG-EVG Bad Lauchstädt	37Z000000002526C	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgasversorgungsgesellschaft		
15	VNG-EVG Bennungen	37Z000000002523I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgasversorgungsgesellschaft		
16	VNG-EVG Kirchheilingen	37Z0000000025288	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgasversorgungsgesellschaft		
17	VNG-EVG Niederhohndorf	37Z000000002524G	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgasversorgungsgesellschaft		
18	VNG-NBB Buckow	37Z000000002463A	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Berlin	
19	VNG-NBB Osdorfer Straße	37Z0000000024656	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Berlin	

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

20	VNG-NBB Schönerlinde	37Z00000000246 48	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Berlin
21	VNG-NBB Waltersdorf	37Z00000000257 9S	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Berlin
22	Deutschneudorf - Ausspeisung		Exit	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangsp	ONTRAS - VNG Gastransport	RWE Transgas Net	
23	PGNiG Gubin		Exit	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangsp	ONTRAS - VNG Gastransport	GAZ - SYSTEM S.A.	
24	PGNiG Polen Lasow		Exit	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangsp	ONTRAS - VNG Gastransport	GAZ - SYSTEM S.A.	

II. Liste der Punkte, die in Netzgebieten liegen, die - nach derzeitigem Stand der Prüfung - auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden können.

LfdNr	NB PunktName	ETSO/EIC-Code	Flussrichtung	NAP/NKP-Status	Vorgl. NB 1	nachgl. NB 1	Nachgelagerter Netzbereich	AusgespMenge in MWh/a
25	Genshagen	37Z00000000053 4N	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	EWE NETZ GmbH	ÖVN Brandenburg	
26	Groß Köris	37Z00000000053 5L	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	EWE NETZ GmbH	FGN Brandenburg	
27	Ludwigsfelde Preußenpark	37Z00000000053 8F	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	EWE NETZ GmbH	ÖVN Brandenburg	
28	Mallnow	37Z00000000054 2O	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	EWE NETZ GmbH	FGN Brandenburg	
29	NAP Böhlen		Exit	Netzanschlusspu nkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
30	NAP Merseburg I		Exit	Netzanschlusspu nkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
31	NAP Merseburg II		Exit	Netzanschlusspu nkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
32	NAP Schkopau		Exit	Netzanschlusspu nkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
33	NAP Wittenberg I		Exit	Netzanschlusspu nkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
34	NAP Wittenberg II		Exit	Netzanschlusspu nkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
35	NAP Wittenberg III		Exit	Netzanschlusspu nkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
36	NAP Wolfen I		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ervia infra GmbH		
37	Schönhagen	37Z00000000053 9D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	EWE NETZ GmbH	ÖVN Brandenburg	
38	Schönow	37Z00000000054 0S	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	EWE NETZ GmbH	FGN Brandenburg	
39	VNG-EV Halle Dieselstraße	37Z00000000266 32	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energieversorgun g Halle Netz		

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

40	VNG-EV Halle HKW	37Z00000000266 40	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energieversorgun g Halle Netz
41	VNG-EV Halle Kraftwerk Halle	37Z00000000265 9U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energieversorgun g Halle Netz
42	VNG-EV Halle Nord	37Z00000000266 08	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energieversorgun g Halle Netz
43	VNG-EV Halle Nord HKW Trotha	37Z00000000266 16	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energieversorgun g Halle Netz
44	VNG-EV Halle- Angersdorf	37Z00000000266 24	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energieversorgun g Halle Netz
45	VNG-MITGAS Aschersleben	37Z00000000259 3Y	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
46	VNG-MITGAS Baalberge	37Z00000000259 4W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
47	VNG-MITGAS Bad Lausick		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
48	VNG-MITGAS Beilrode	37Z00000000259 5U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
49	VNG-MITGAS Bennewitz		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
50	VNG-MITGAS Bernburg-Peißen	37Z00000000264 38	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
51	VNG-MITGAS Böhlen		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
52	VNG-MITGAS Brambach		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
53	VNG-MITGAS Brehna	37Z00000000258 5X	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
54	VNG-MITGAS Brodau		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
55	VNG-MITGAS Burghausen		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
56	VNG-MITGAS Cunnersdorf		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
57	VNG-MITGAS Dehnitz I		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
58	VNG-MITGAS Dehnitz II		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
59	VNG-MITGAS Delitzsch-Ost		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
60	VNG-MITGAS Döbernitz West		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
61	VNG-MITGAS Dornreichenbach		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
62	VNG-MITGAS Engelsdorf-Althen		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

63	VNG-MITGAS Envia infra	37Z0000000264 54	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	envia infra GmbH	
64	VNG-MITGAS Forberge	37Z0000000264 70	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
65	VNG-MITGAS Frankenheim		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
66	VNG-MITGAS Fuchshain	37Z0000000261 6B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
67	VNG-MITGAS Ganzig	37Z0000000258 7T	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
68	VNG-MITGAS Gestewitz	37Z0000000259 6S	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
69	VNG-MITGAS Gleina/Lehndorf	37Z0000000259 7Q	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
70	VNG-MITGAS Göhrenz/Albersd		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
71	VNG-MITGAS Großlehna		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
72	VNG-MITGAS Halle Angersdorf	37Z0000000259 8O	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
73	VNG-MITGAS Hartmannsdorf		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
74	VNG-MITGAS Heideloh		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
75	VNG-MITGAS Kitzen		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
76	VNG-MITGAS Kleinkühnau		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
77	VNG-MITGAS Kleinkühnau-		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
78	VNG-MITGAS Knautnaundorf		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
79	VNG-MITGAS Könderitz	37Z0000000259 9M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
80	VNG-MITGAS Kröllwitz	37Z0000000258 8R	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
81	VNG-MITGAS Lausen		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
82	VNG-MITGAS Lausigk	37Z0000000260 0Q	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
83	VNG-MITGAS Lehma	37Z0000000260 1O	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
84	VNG-MITGAS Lengefeld- Bad	37Z0000000260 2M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
85	VNG-MITGAS Lippendorf/Kieritz	37Z0000000260 3K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

86	VNG-MITGAS Löbschütz II -		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
87	VNG-MITGAS Löbschütz-		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
88	VNG-MITGAS Lobstädt	37Z00000000258 30	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
89	VNG-MITGAS Lübschütz		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
90	VNG-MITGAS Lucka	37Z00000000260 4I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
91	VNG-MITGAS Machern Ort		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
92	VNG-MITGAS Merseburg Nord I		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
93	VNG-MITGAS Merseburg Nord	37Z00000000260 5G	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
94	VNG-MITGAS Miltitz I		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
95	VNG-MITGAS Miltitz II		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
96	VNG-MITGAS Minkwitz	37Z00000000258 9P	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
97	VNG-MITGAS Mosigkau		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
98	VNG-MITGAS Müchauer Mark	37Z00000000259 03	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
99	VNG-MITGAS Nemt		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
100	VNG-MITGAS Neukieritzsch	37Z00000000260 6E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
101	VNG-MITGAS Niedersteinbach/	37Z00000000258 4Z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
102	VNG-MITGAS Nienburg/Jesar	37Z00000000260 7C	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
103	VNG-MITGAS Oppin	37Z00000000264 1C	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
104	VNG-MITGAS Panitzsch "An der		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
105	VNG-MITGAS Panitzsch-Althen		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
106	VNG-MITGAS Petersroda		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
107	VNG-MITGAS Pissen	37Z00000000258 6V	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
108	VNG-MITGAS Podelwitz		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

109	VNG-MITGAS Queis	37Z00000000258 22	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
110	VNG-MITGAS Querverbindung		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
111	VNG-MITGAS Querverbindung		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
112	VNG-MITGAS Querverbindung		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
113	VNG-MITGAS Rackwitz Nord-		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
114	VNG-MITGAS Rackwitz Ost		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
115	VNG-MITGAS Rackwitz Süd		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
116	VNG-MITGAS Radefeld I		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
117	VNG-MITGAS Radefeld II		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
118	VNG-MITGAS Radegast		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
119	VNG-MITGAS Regis-Breilingen	37Z00000000260 8A	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
120	VNG-MITGAS Rödgen		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
121	VNG-MITGAS Roitzsch		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
122	VNG-MITGAS Roitzsch II		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
123	VNG-MITGAS Roitzsch-Rabatz		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
124	VNG-MITGAS Roßleben	37Z00000000260 98	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
125	VNG-MITGAS Rückmarsdorf II		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
126	VNG-MITGAS Salzfurtkapelle		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
127	VNG-MITGAS Schkeuditz		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
128	VNG-MITGAS Schwarzer Kater		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
129	VNG-MITGAS Seehausen		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
130	VNG-MITGAS Spergau-	37Z00000000261 95	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH
131	VNG-MITGAS Sprikkenweg		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

132	VNG-MITGAS Stahmeln Nord		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
133	VNG-MITGAS SW Herzberg		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	Netzbereich Herzberg
134	VNG-MITGAS Taucha	37Z00000000264 62	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
135	VNG-MITGAS Taucha		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
136	VNG-MITGAS Thalheim		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
137	VNG-MITGAS Thura Mark		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
138	VNG-MITGAS Torgauer Straße		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
139	VNG-MITGAS Tornau vor der		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
140	VNG-MITGAS Wiederitzsch	37Z00000000258 14	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
141	VNG-MITGAS Wintersdorf	37Z00000000261 0N	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
142	VNG-MITGAS Wippa	37Z00000000261 2J	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
143	VNG-MITGAS Wittenberg-	37Z00000000261 3H	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
144	VNG-MITGAS Wolfen-	37Z00000000258 06	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
145	VNG-MITGAS Würzen I		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
146	VNG-MITGAS Würzen II		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
147	VNG-MITGAS Würzen Roitzsch		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
148	VNG-MITGAS Würzen Roitzsch		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
149	VNG-MITGAS Zörbig		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
150	VNG-MITGAS Zscherndorf		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
151	VNG-MITGAS Zschöcherger	37Z00000000261 4F	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
152	VNG-MITGAS Zschortau		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
153	VNG-Stadtwerke Lutherstadt	37Z00000000132 00	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Lutherstadt	
154	VNG-SW Leipzig Nordost	37Z00000000166 0D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Leipzig Netz	

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

155	VNG-SW Leipzig Räpitz	37Z00000000166 1B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Leipzig Netz	
156	VNG-SW Lutherstadt	37Z00000000131 9M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Lutherstadt	
157	Wendorf	37Z00000000054 1Q	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	EWE NETZ GmbH	ÖVN Rügen

III. Liste der Punkte, die in Netzgebieten liegen, die - nach derzeitigem Stand der Prüfung - weder über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden noch unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können.

LfdNr	NB PunktName	ETSO/EIC-Code	Flussrichtung	NAP/NKP-Status	Vorgl. NB 1	nachgl. NB 1	Nachgelagerter Netzbereich1	AusgespMenge in MWh/a
158	NAP Ahrensfelde I		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
159	NAP Altenburg		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgasversorgungsgesellschaft		
160	NAP Bemburg		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
161	NAP Burggraf-Bernsdorf		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
162	NAP Coswig I		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Elbtal GmbH		
163	NAP Coswig II		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Elbtal GmbH		
164	NAP Crammitschau		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgasversorgungsgesellschaft		
165	NAP Dämmstoffwerk		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH		
166	NAP Dresden		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
167	NAP Eisenhüttenstadt I		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
168	NAP Eisenhüttenstadt		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
169	NAP Frömmstedt		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
170	NAP Gräfenhainichen		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
171	NAP Hennigsdorf I		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg	
172	NAP Hennigsdorf II		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
173	NAP Kirchmöser		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*		
174	NAP Kronospan		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH		

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

175	NAP Lenz		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
176	NAP Ludwigsfelde I		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
177	NAP Ludwigsfelde II		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
178	NAP Ludwigsfelde III		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
179	NAP Ludwigsfelde IV		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
180	NAP Meerane		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
181	NAP Mosel		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
182	NAP Nünchritz		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
183	NAP Obertopfstädt		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
184	NAP Papierfabrik Arneburg		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	ONTRAS
185	NAP Radebeul Friedrich-List-Str.		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Elbtal GmbH	
186	NAP Schwarze Pumpe		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
187	NAP Schwarzheide I		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
188	NAP Schwarzheide II		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
189	NAP Staßfurt		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
190	NAP Thyröw		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
191	NAP Torgau		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
192	NAP Wolfen II		Exit	Netzanschlusspunkt -	ONTRAS - VNG Gastransport	Letztverbraucher*	
193	VNG/E.ON EDIS Altenhof	37Z00000000271 0J	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
194	VNG/E.ON EDIS Altentreptow	37Z00000000239 35	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
195	VNG/E.ON EDIS Anklam	37Z00000000239 27	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
196	VNG/E.ON EDIS Blumenholz	37Z00000000271 1H	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
197	VNG/E.ON EDIS Böckenberg	37Z00000000239 43	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

198	VNG/E.ON EDIS Burg Stargard	37Z00000000239 51	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
199	VNG/E.ON EDIS Chemnitz	37Z00000000239 7Y	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
200	VNG/E.ON EDIS Dahlen	37Z00000000239 8W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
201	VNG/E.ON EDIS Dargun	37Z00000000239 9U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
202	VNG/E.ON EDIS Demmin, Wotenik	37Z00000000239 19	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
203	VNG/E.ON EDIS Dreetz	37Z00000000239 0B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
204	VNG/E.ON EDIS Eschengrund	37Z00000000240 0Y	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
205	VNG/E.ON EDIS Groß Nemerow	37Z00000000240 2U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
206	VNG/E.ON EDIS Groß Plasten	37Z00000000240 1W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
207	VNG/E.ON EDIS Groß Woltersdorf	37Z00000000240 3S	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
208	VNG/E.ON EDIS Ihlenfeld	37Z00000000240 4Q	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
209	VNG/E.ON EDIS Jarmen	37Z00000000240 5O	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
210	VNG/E.ON EDIS Klein Trebbow	37Z00000000240 6M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
211	VNG/E.ON EDIS Kyritz	37Z00000000240 7K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
212	VNG/E.ON EDIS Lehsten	37Z00000000240 8I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
213	VNG/E.ON EDIS Loitz	37Z00000000240 7k	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
214	VNG/E.ON EDIS Malchow	37Z00000000241 0V	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
215	VNG/E.ON EDIS Möthlow	37Z00000000241 1T	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
216	VNG/E.ON EDIS Neubrandenburg	37Z00000000241 3P	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
217	VNG/E.ON EDIS Neubrandenburg	37Z00000000241 4N	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
218	VNG/E.ON EDIS Neubrandenburg	37Z00000000241 2R	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
219	VNG/E.ON EDIS Neustrelitz GuD	37Z00000000271 3D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH
220	VNG/E.ON EDIS Neustrelitz	37Z00000000241 6J	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

221	VNG/E.ON EDIS Prenzlau Blindow	37Z00000000241 7H	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
222	VNG/E.ON EDIS Prenzlau	37Z00000000241 8F	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
223	VNG/E.ON EDIS Prenzlau	37Z00000000241 9D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
224	VNG/E.ON EDIS Schmetzdorf	37Z00000000271 2F	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
225	VNG/E.ON EDIS Sponholz HD	37Z00000000242 0S	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
226	VNG/E.ON EDIS Templin	37Z00000000271 4B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
227	VNG/E.ON EDIS Templin	37Z00000000242 1Q	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
228	VNG/E.ON EDIS Thürkow	37Z00000000242 2O	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
229	VNG/E.ON EDIS Usadel	37Z00000000242 3M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
230	VNG/E.ON EDIS Vogelsang	37Z00000000242 4K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
231	VNG/E.ON EDIS Waren-Rügebund	37Z00000000242 5I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
232	VNG/E.ON EDIS Warenschhof	37Z00000000242 6G	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
233	VNG/E.ON EDIS Ziethen-Relzow	37Z00000000242 7E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON edis Netz GmbH	
234	VNG/SW Neustrelitz DB	37Z00000000271 59	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Neustrelitz GmbH	
235	VNG/SW Neustrelitz	37Z00000000241 5L	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Neustrelitz GmbH	
236	VNG-DREWAG Dresden-Kaditz	37Z00000000247 29	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	DREWAG NETZ GmbH	
237	VNG-DREWAG Dresden-	37Z00000000247 45	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	DREWAG NETZ GmbH	
238	VNG-DREWAG Dresden-Meußlitz	37Z00000000247 53	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	DREWAG NETZ GmbH	
239	VNG-DREWAG Dresden-	37Z00000000247 61	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	DREWAG NETZ GmbH	
240	VNG-DREWAG Rippien	37Z00000000247 37	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	DREWAG NETZ GmbH	
241	VNG-E.ON Avacon	37Z00000000234 4I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Süd
242	VNG-E.ON Avacon	37Z00000000248 26	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Süd
243	VNG-E.ON Avacon	37Z00000000248 42	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Heinrichsberg Zielitz

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

244	VNG-E.ON Avacon	37Z00000000248 50	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	ONTRAS
245	VNG-E.ON Avacon Klötze	37Z00000000248 6Z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Mitte
246	VNG-E.ON Avacon Klötze	37Z00000000248 6z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Mitte
247	VNG-E.ON Avacon Leppin	37Z00000000248 7X	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Nord
248	VNG-E.ON Avacon	37Z00000000250 6l	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Süd
249	VNG-E.ON Avacon Rühstädt		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Rühstädt-Havelberg
250	VNG-E.ON Avacon Solpke	37Z00000000248 8V	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Mitte
251	VNG-E.ON Avacon	37Z00000000250 0U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Süd
252	VNG-E.ON Avacon Tornau	37Z00000000234 5G	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Mitte
253	VNG-E.ON Avacon	37Z00000000234 6E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Süd
254	VNG-E.ON Avacon Wulkau	37Z00000000234 7C	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Süd
255	VNG-E.ON Avacon Ziethnitz	37Z00000000249 9Q	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Avacon Netz GmbH	Gardelegen-Nord
256	VNG-E.ON Hanse Balow	37Z00000000158 19	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
257	VNG-E.ON Hanse Bentwisch	37Z00000000157 9X	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
258	VNG-E.ON Hanse Bützow	37Z00000000158 0B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
259	VNG-E.ON Hanse Crivitz	37Z00000000156 0H	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
260	VNG-E.ON Hanse Dabel	37Z00000000157 8Z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
261	VNG-E.ON Hanse Glasewitz	37Z00000000156 2D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
262	VNG-E.ON Hanse Karrenzin	37Z00000000156 49	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
263	VNG-E.ON Hanse Kritzkow	37Z00000000156 57	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
264	VNG-E.ON Hanse	37Z00000000156 65	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
265	VNG-E.ON Hanse Lübstorf	37Z00000000156 73	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
266	VNG-E.ON Hanse Marnitz	37Z00000000156 81	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

267	VNG-E.ON Hanse Neu	37Z0000000157 2A	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
268	VNG-E.ON Hanse Neubukow	37Z0000000157 0E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
269	VNG-E.ON Hanse Neuburg	37Z00000000268 9L	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Gasversorgung Wismar Land	Ost
270	VNG-E.ON Hanse Neuhof		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
271	VNG-E.ON Hanse Sargleben	37Z0000000157 38	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
272	VNG-E.ON Hanse Wismar	37Z0000000157 54	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
273	VNG-E.ON Hanse,		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
274	VNG-E.ON Hanse,	37Z0000000156 3B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
275	VNG-E.ON Hanse,		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
276	VNG-E.ON Hanse,	37Z0000000157 62	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
277	VNG-E.ON HanseSukow	37Z0000000157 70	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
278	VNG-EMS Calbe Übernahmestatio	37Z00000000227 93	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgas Mittelsachsen	
279	VNG-EMS Saale- Dreieck	37Z00000000228 1G	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgas Mittelsachsen	
280	VNG-EMS SBK Hummelberg	37Z00000000267 21	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgas Mittelsachsen	
281	VNG-EMS SFT Förderstedter Str.	37Z00000000228 0I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgas Mittelsachsen	
282	VNG-ENSO Bautzen Burk	37Z00000000274 9T	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
283	VNG-ENSO Cossebaude	37Z00000000275 07	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
284	VNG-ENSO Diera Dittelsdorf	37Z00000000275 15	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
285	VNG-ENSO Dittelsdorf	37Z00000000275 23	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
286	VNG-ENSO Dürröhnsdorf	37Z00000000275 31	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
287	VNG-ENSO Ebersbach Görlitz	37Z00000000275 5Y	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
288	VNG-ENSO Friedewald	37Z00000000275 6V	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
289	VNG-ENSO Georgewitz-	37Z00000000275 7U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

290	VNG-ENSO Gröditz	37Z00000000275 8S	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
291	VNG-ENSO Großenhain	37Z00000000275 9Q	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
292	VNG-ENSO Heidenau	37Z00000000276 04	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
293	VNG-ENSO Hochkirch	37Z00000000276 12	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
294	VNG-ENSO Holtendorf	37Z00000000276 20	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
295	VNG-ENSO Hoske	37Z00000000276 3Z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
296	VNG-ENSO Klingenberg	37Z00000000276 4X	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
297	VNG-ENSO Königshain	37Z00000000276 5V	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
298	VNG-ENSO Kreba	37Z00000000276 6T	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
299	VNG-ENSO Kunnerwitz	37Z00000000276 7R	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
300	VNG-ENSO Lampertswalde	37Z00000000276 8P	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
301	VNG-ENSO Lommatzsch	37Z00000000276 9N	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
302	VNG-ENSO Markersdorf	37Z00000000277 01	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
303	VNG-ENSO Mohorn	37Z00000000277 2Y	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
304	VNG-ENSO Naunhof ON	37Z00000000277 3W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
305	VNG-ENSO Neustadt/Sachse	37Z00000000277 4U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
306	VNG-ENSO Niederebersbach	37Z00000000277 5S	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
307	VNG-ENSO Niesky	37Z00000000281 47	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
308	VNG-ENSO Niesky ON See		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
309	VNG-ENSO Niesky Zeche	37Z00000000277 6Q	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
310	VNG-ENSO Nünchritz ON	37Z00000000277 7O	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
311	VNG-ENSO Oberkaina	37Z00000000277 8M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
312	VNG-ENSO Pirna Copitz	37Z00000000277 9K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

313	VNG-ENSO	37Z00000000278	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
314	VNG-ENSO	37Z00000000278	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
315	VNG-ENSO	37Z00000000278	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
316	VNG-ENSO	37Z00000000278	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
317	VNG-ENSO	37Z00000000278	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
318	VNG-ENSO	37Z00000000278	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
319	VNG-ENSO	37Z00000000278	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
320	VNG-ENSO	37Z00000000278	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
321	VNG-ENSO	37Z00000000279	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
322	VNG-ENSO	37Z00000000278	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
323	VNG-ENSO	37Z00000000279	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
324	VNG-ENSO	37Z00000000279	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
325	VNG-ENSO	37Z00000000279	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
326	VNG-ENSO	37Z00000000278	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	ENSO Erdgas Netz GmbH	
327	VNG-Erdgas	37Z00000000125	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	Ortsnetze Brand-Erbisdorf, Weißenborn, Niederbobritzsch OT v
328	VNG-Erdgas	37Z00000000125	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	Ortsnetze Dennheritz, Niederschinmaas, Mosel OT v
329	VNG-Erdgas	37Z00000000124	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	Ortsnetze Großhartmannsdorf, Lichtenberg, Mulda
330	VNG-Erdgas	37Z00000000125	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	teilweise Ortsnetz Thurm OT v Mülsen, St. Egidien
331	VNG-Erdgas	37Z00000000012	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	Ortsnetze Colditz, Geringswalde, Lunzenau, teilweise Penig, Rochlitz
332	VNG-Erdgas	37Z00000000125	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	Ortsnetze Colditz, Geringswalde, Lunzenau, teilweise Penig, Rochlitz
333	VNG-Erdgas	37Z00000000125	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	teilweise Ortsnetz Thurm OT v Mülsen, St. Egidien
334	VNG-Erdgas	37Z00000000125	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Südsachsen Netz GmbH	Ortsnetz Waldenburg
335	VNG-ETE Bad Sulza	37Z00000000287 2U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	TEN Thüringer Energienetze	Netzbereich III

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

336	VNG-ETE Nörditz	37Z00000000287 1W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	TEN Thüringer Energienetze	Netzbereich III
337	VNG-ETE Rannstedt	37Z00000000253 5B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	TEN Thüringer Energienetze	Netzbereich III
338	VNG-EV Schwarze Elster	37Z00000000267 6U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energieversorgun g Schwarze Elster	
339	VNG-EV Schwarze Elster	37Z00000000267 5W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energieversorgun g Schwarze Elster	
340	VNG-EVG Weinstraße	37Z00000000252 5E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Erdgasversorgun gsgesellschaft	Weinstraße
341	VNG-EW Bautzen	37Z00000000397 6D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie- und Wasserwerke	
342	VNG-EWP Amundsenstrass	37Z00000000270 78	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie und Wasser Potsdam	
343	VNG-EWP Luftschiffhafen I	37Z00000000270 4E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie und Wasser Potsdam	
344	VNG-EWP Luftschiffhafen II	37Z00000000284 8R	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie und Wasser Potsdam	
345	VNG-EWP Nesselgrund	37Z00000000270 86	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie und Wasser Potsdam	
346	VNG-EWP Nord Voltaireweg	37Z00000000270 6A	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie und Wasser Potsdam	
347	VNG-EWP Süd, Michendorfer	37Z00000000270 5C	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Energie und Wasser Potsdam	
348	VNG-FEG Freiberg Nord	37Z00000000269 2W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Freiberger Erdgas GmbH	
349	VNG-FEG Reiche Zeche	37Z00000000269 1Y	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Freiberger Erdgas GmbH	
350	VNG-GS Zerbst	37Z00000000267 4Y	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Gasstadtwerke Zerbst GmbH	
351	VNG-GV Eisenhüttenstadt	37Z00000000227 5B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Gasversorgung Eisenhüttenstadt	
352	VNG-GV Görlitz Nord	37Z00000000164 67	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Gasversorgung Görlitz GmbH	
353	VNG-GV Görlitz Weinhübel	37Z00000000166 45	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Gasversorgung Görlitz GmbH	
354	VNG-GV Görlitz Zodel	37Z00000000164 59	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Gasversorgung Görlitz GmbH	
355	VNG-GV Vorpommern	37Z00000000170 2N	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Gasversorgung Vorpommern	
356	VNG-GV Vorpommern	37Z00000000170 1P	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	E.ON Hanse Netz GmbH	Inselnetze MVP
357	VNG-GV Vorpommern	37Z00000000170 3L	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Gasversorgung Vorpommern	
358	VNG-HSW Buchholz	37Z00000000257 25	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Havelländische Stadtwerke	

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

359	VNG-HSW Ketzin Paretzer	37Z00000000257 7W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Havelländische Stadtwerke	
360	VNG-HSW Paaren	37Z00000000257 33	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Havelländische Stadtwerke	
361	VNG-HSW Potsdam Am	37Z00000000257 41	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Havelländische Stadtwerke	
362	VNG-HSW Werder/Kernitz	37Z00000000257 5Y	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Havelländische Stadtwerke	
363	VNG-Köthen Energie Elsdorf	37Z00000000283 81	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Köthen Energie GmbH	
364	VNG-MITGAS Altenburg West	37Z00000000259 11	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
365	VNG-MITGAS Lippendorf	37Z00000000284 46	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
366	VNG-NBB Brieselang	37Z00000000244 3G	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
367	VNG-NBB Dabendorf	37Z00000000244 4E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
368	VNG-NBB Dornswalder	37Z00000000244 5C	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
369	VNG-NBB Fahrland	37Z00000000243 89	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
370	VNG-NBB Friesack	37Z00000000242 8C	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
371	VNG-NBB Fürstenberg	37Z00000000244 6A	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
372	VNG-NBB Gransee	37Z00000000244 78	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
373	VNG-NBB GV Falkenrehde	37Z00000000243 7E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
374	VNG-NBB Kyritz	37Z00000000243 97	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
375	VNG-NBB Linthe	37Z00000000244 86	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
376	VNG-NBB Luftschiffhafen	37Z00000000243 6D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
377	VNG-NBB Meyenburg	37Z00000000244 94	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
378	VNG-NBB Milmersdorf	37Z00000000245 0J	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
379	VNG-NBB Neu Fahrland	37Z00000000243 2L	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
380	VNG-NBB Neu Plötzin	37Z00000000245 1H	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
381	VNG-NBB Neulöwenberg	37Z00000000245 2F	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

382	VNG-NBB Neustadt	37Z00000000242 9A	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
383	VNG-NBB Premnitz	37Z00000000245 3D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
384	VNG-NBB Rangsdorf	37Z00000000243 0P	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
385	VNG-NBB Rietz	37Z00000000245 4B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
386	VNG-NBB Saarmund	37Z00000000243 3J	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
387	VNG-NBB Schmachtenhage	37Z00000000245 59	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
388	VNG-NBB Schmerwitz	37Z00000000245 67	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
389	VNG-NBB Schönermark	37Z00000000245 75	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
390	VNG-NBB Stepenitz	37Z00000000245 83	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
391	VNG-NBB Summt	37Z00000000245 91	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
392	VNG-NBB SW Belzig	37Z00000000244 2I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
393	VNG-NBB Telz	37Z00000000246 0G	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
394	VNG-NBB Trebbin	37Z00000000246 1E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
395	VNG-NBB Waltersdorf	37Z00000000257 8U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
396	VNG-NBB Waßmannsdorf	37Z00000000243 1N	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
397	VNG-NBB Wilhelmsdorf	37Z00000000246 72	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
398	VNG-NBB Wollin	37Z00000000246 80	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
399	VNG-NBB Zeesen	37Z00000000246 64	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
400	VNG-NBB Zehdenick Nord	37Z00000000247 0D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
401	VNG-NBB Zehdenick Süd	37Z00000000246 9Z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
402	VNG-PVU Groß Pankow	37Z00000000126 8D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	PVU Prignitzer Energie- und	
403	VNG-PVU Karstädt	37Z00000000126 6H	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	PVU Prignitzer Energie- und	
404	VNG-PVU Perleberg	37Z00000000126 9B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	PVU Prignitzer Energie- und	

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

405	VNG-PVU Rühstädt	37Z00000000126 7F	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	PVU Prignitzer Energie- und
406	VNG-SpreeGas Atterwasch	37Z00000000154 2J	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
407	VNG-SpreeGas Boxberg	37Z00000000155 1I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
408	VNG-SpreeGas Elster	37Z00000000155 5A	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
409	VNG-SpreeGas Elsterwerda	37Z00000000153 1O	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
410	VNG-SpreeGas Falkenberg	37Z00000000155 2G	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
411	VNG-SpreeGas Finsterwalde	37Z00000000153 8E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
412	VNG-SpreeGas Gosda	37Z00000000154 1L	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
413	VNG-SpreeGas Goßmar	37Z00000000153 7C	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
414	VNG-SpreeGas Groß Drewitz	37Z00000000154 3H	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
415	VNG-SpreeGas Hosena	37Z00000000154 6B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
416	VNG-SpreeGas Jessen	37Z00000000155 4C	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
417	VNG-SpreeGas Jethe	37Z00000000154 0N	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
418	VNG-SpreeGas Lauchhammer	37Z00000000154 87	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
419	VNG-SpreeGas Lauchhammer	37Z00000000155 0K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
420	VNG-SpreeGas Löben	37Z00000000155 3E	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
421	VNG-SpreeGas Mühlberg	37Z00000000153 3K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
422	VNG-SpreeGas Oppelhain	37Z00000000153 98	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
423	VNG-SpreeGas Ortrand	37Z00000000154 79	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
424	VNG-SpreeGas Plessa	37Z00000000153 5G	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
425	VNG-SpreeGas Prösen	37Z00000000153 4I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
426	VNG-SpreeGas Ruhland	37Z00000000154 95	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

	VNG-SpreeGas	37Z00000000153				SpreeGas Gesellschaft für Gasversorgung u. Energiedienstleistung
427	Stolzenhain	2M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport GmbH	
428	VNG-SpreeGas Zöllmersdorf	37Z00000000154 5D	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	SpreeGas Gesellschaft für
429	VNG-SULL, Zöllmersdorf	37Z00000000285 4W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadt- und Überlandwerke
430	VNG-SULL, Zützen	37Z00000000285 5U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadt- und Überlandwerke
431	VNG-SUW Lübben	37Z00000000143 6I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadt- und Überlandwerke
432	VNG-SW Bernau Birkenhöhe	37Z00000000265 8W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Bernau GmbH
433	VNG-SW Bernau Waldfrieden	37Z00000000265 5I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Bernau GmbH
434	VNG-SW Bernau Zepernicker	37Z00000000265 7Y	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Bernau GmbH
435	VNG-SW Burg	37Z00000000128 5J	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Burg GmbH
436	VNG-SW Döbeln Eichhardt	37Z00000000155 88	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Döbeln GmbH
437	VNG-SW Elbtal Neusömewitz		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Elbtal GmbH
438	VNG-SW Elbtal Radebeul		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Elbtal GmbH
439	VNG-SW Finsterwalde/Sch	37Z00000000129 68	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Finsterwalde
440	VNG-SW Finsterwalde/Seg	37Z00000000129 5A	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Finsterwalde
441	VNG-SW Güstrow Neu-	37Z00000000167 9T	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Güstrow GmbH
442	VNG-SW Haldensleben 1	37Z00000000163 1K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Haldensleben
443	VNG-SW Haldensleben 2	37Z00000000163 0M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Haldensleben
444	VNG-SW Haldensleben 3	37Z00000000162 97	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Haldensleben
445	VNG-SW Riesa Canitz	37Z00000000133 7K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Riesa GmbH
446	VNG-SW Schwerin HKW	37Z00000000268 10	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Netzgesellschaft Schwerin mbH
447	VNG-SW Schwerin HW Süd	37Z00000000268 2Z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport GmbH	Netzgesellschaft Schwerin mbH

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

448	VNG-SW Schwerin Lankow GuD	37Z00000000268 3X	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport GmbH	Netzgesellschaft Schwerin mbH
449	VNG-SW Schwerin MS	37Z00000000268 4V	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Netzgesellschaft Schwerin mbH
450	VNG-SW Schwerin Nord	37Z00000000268 02	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Netzgesellschaft Schwerin mbH
451	VNG-SW Schwerin	37Z00000000267 90	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Netzgesellschaft Schwerin mbH
452	VNG-SW Senftenberg	37Z00000000227 77	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Senftenberg
453	VNG-SW Spremberg	37Z00000000269 5Q	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Städtische Werke Spremberg
454	VNG-SW Stendal Gardelegener	37Z00000000147 0I	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Stendal GmbH -
455	VNG-SW Stendal Schillerstraße	37Z00000000147 1G	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Stendal GmbH -
456	VNG-SW Zeitz Hyzet	37Z00000000264 8Z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	REDINET GmbH
457	VNG-SW Zeitz Posa	37Z00000000264 9X	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	REDINET GmbH
458	VNG-SW Zittau Gerhard-	37Z00000000274 42	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Zittau GmbH
459	VNG-SW Zittau Weinau	37Z00000000274 50	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Zittau GmbH
460	VNG-SWM Magdeburg	37Z00000000311 9Z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Städtische Werke Magdeburg
461	VNG-SWM Magdeburg	37Z00000000312 1X	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Städtische Werke Magdeburg
462	VNG-SWM Magdeburg	37Z00000000311 8M	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Städtische Werke Magdeburg
463	VNG-SWM Magdeburg Süd	37Z00000000312 0Z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Städtische Werke Magdeburg
464	VNG-SWRAG Barnstorfer Wald	37Z00000000184 43	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock
465	VNG-SWRAG Bartenshagen	37Z00000000185 16	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock
466	VNG-SWRAG Gaswerk Rostock	37Z00000000183 8Z	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock
467	VNG-SWRAG GUD Marienehe	37Z00000000184 9U	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock
468	VNG-SWRAG Hinrichsdorf	37Z00000000184 8W	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock
469	VNG-SWRAG Kassebohm	37Z00000000184 27	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock
470	VNG-SWRAG Kritzmow	37Z00000000184 7Y	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock

Anlage 1 zum Beschluss BK4-07-109

471	VNG-SWRAG Krummendorf	37Z00000000184 51	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock	
472	VNG-SWRAG Marienehe	37Z00000000185 08	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock	
473	VNG-SWRAG Marienehe		Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock	
474	VNG-SWRAG Papendorf	37Z00000000183 70	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock	
475	VNG-SWRAG Reddelich	37Z00000000184 0B	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock	
476	VNG-SWRAG Schutow	37Z00000000184 19	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock	
477	VNG-SWRAG Überseehafen	37Z00000000183 9X	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock	
478	VNG-SWRAG Ziesendorf	37Z00000000184 35	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Stadtwerke Rostock	
479	VNG-VB Hoyerswerda	37Z00000000150 4R	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Versorgungsbetri ebe Hoyerswerda	
480	VNG-ZEV Auerbach	37Z00000000257 17	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Zwickauer Energieversorgun	
481	VNG-ZEV Niederhohndorf	37Z00000000257 09	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	Zwickauer Energieversorgun	
482	E.ON Hanse Speicher Kraak	37Z00000000156 1F	Exit	Netzanschlusspu nkt - Speicher	ONTRAS - VNG Gastransport	Untertagespeiche r Kraak	
483	EEG UGS Peckensen		Exit	Netzanschlusspu nkt - Speicher	ONTRAS - VNG Gastransport	Untertagespeiche r Peckensen	
484	UGS Bad Lauchstädt		Exit	Netzanschlusspu nkt - Speicher	ONTRAS - VNG Gastransport	Untertagespeiche r Bad Lauchstädt	
485	UGS Bernburg		Exit	Netzanschlusspu nkt - Speicher	ONTRAS - VNG Gastransport	Untertagespeiche r Bernburg	
486	UGS Buchholz		Exit	Netzanschlusspu nkt - Speicher	ONTRAS - VNG Gastransport	Untertagespeiche r Buchholz	
487	UGS Kirchheilingen		Exit	Netzanschlusspu nkt - Speicher	ONTRAS - VNG Gastransport	Untertagespeiche r Kirchheilingen	
488	VNG-MSW Steinweg	37Z00000000183 62	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	MITGAS Verteilnetz GmbH	
489	VNG-NBB Ahrensdorf	37Z00000000243 4H	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
490	VNG-NBB Ait Globsov	37Z00000000244 1K	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
491	VNG-NBB Bergholz	37Z00000000243 5F	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Brandenburg
492	VNG-NBB Blumberg	37Z00000000246 2C	Exit	Netzkoppelpunkt	ONTRAS - VNG Gastransport	NBB Netzgesellschaft	Teilnetz Berlin