



- Beschlusskammer 4 -

Az.: BK4-07-104

**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. E.ON Gastransport GmbH, Kallenbergstraße 5, 45141 Essen, gesetzlich vertreten durch die  
Geschäftsführung,

Betroffene,

Verfahrensbevollmächtigte: Rechtsanwälte Redeker, Sellner, Dahs & Widmaier, Mozartstraße 4-  
10, 53115 Bonn,

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'Energie,  
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

am 22.09.2008

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 Tochtergesellschaft der E.ON Ruhrgas AG, ist im Betrieb und der Vermarktung eines Gasrohrleitungssystems in Deutschland tätig. Die Betroffene hat der Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 01.01.2006, eingegangen am 02.01.2006, angezeigt, dass sie ihre Transportentgelte gemäß § 3 Abs. 2 GasNEV bilde, und die hierfür aus ihrer Sicht maßgeblichen Gründe dargelegt.

Mit Schreiben vom 10.03.2006 hat die Beschlusskammer der Betroffenen einen Fragenkatalog zugesandt. Die Antwort auf den Fragenkatalog ist am 10.04.2006 bei der Bundesnetzagentur eingegangen, einige Teilfragen hat die Betroffene jedoch offen gelassen. Mit Schreiben vom 11.09.2006 hat die Bundesnetzagentur die Betroffene zur Nachreichung der noch fehlenden Informationen sowie zur Übermittlung weiterer Angaben aufgefordert. Die Betroffene hat die angeforderten Unterlagen mit Schreiben vom 06.10.2006 sowie vom 04.12.2006 übermittelt. Mit Schreiben vom 31.01.2007 hat die Bundesnetzagentur die Betroffene zur Nachreichung weiterer Informationen aufgefordert, die die Betroffene mit Schreiben vom 16.02.2007 übermittelt hat.

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.

Mit Schreiben vom 01.10.2007, eingegangen am 2.10.2007, hat die Betroffene eine neue Anzeige gemäß § 3 Abs. 2, 3 GasNEV eingereicht. Die seit Oktober 2007 für die Anzeigen nach § 3 Abs. 2, 3 GasNEV zuständige Beschlusskammer 4 hat daraufhin mit Schreiben vom 15.11.2007 mitgeteilt, dass das neue Anzeigeverfahren aufgrund des zwischenzeitlichen Inkrafttretens der Anreizregulierungsverordnung (BGBI. I S. 2529) und der damit erfolgten Neufassung des § 3 Abs. 3 GasNEV hinfällig geworden sei. Sie hat die Betroffene daher aufgefordert darzulegen, ob sich aufgrund der Neuanzeige Erkenntnisse für das laufende Verfahren ergeben, die zum Gegenstand des laufenden Verfahrens gemacht werden sollen. Die Betroffene hat hierzu mit Schreiben vom 22.11.2007 ausgeführt, dass nach ihrer Auffassung maßgeblicher Zeitpunkt für die Beurteilung der Anzeige nach § 3 Abs. 2, 3 GasNEV der Zeitpunkt der Anzeigeeinreichung ist und angekündigt, dass sie zum rechtlichen Schicksal der neuen Anzeige in einem gesonderten Schreiben Stellung nehmen werde. Vorsorglich hat sie jedoch sämtliche in der Anzeige vom 01.10.2007 und den diesbezüglichen Anhängen vorgelegten Angaben auch zum Gegenstand des laufenden Anzeigeverfahrens gemacht.

Die Betroffene und die Beigeladenen wurden mit Schreiben vom 03.12.2007 über den Termin der Anhörung zur Erörterung der Sach- und Rechtslage informiert. Gegenstand der Anhörung waren die diesem Schreiben als Anlage beigefügten Erwägungen der Beschlusskammer zu ihrer beabsichtigten Entscheidung.

In der mündlichen Verhandlung vom 20.12.2007 hat die Beschlusskammer zunächst das vorläufige Prüfungsergebnis dargestellt und die hierfür maßgeblichen Erwägungsgründe erläutert. Die Betroffene hat in der mündlichen Verhandlung und mit gesondertem Schreiben vom 21.01.2008 zu dem vorläufigen Prüfungsergebnis ausführlich Stellung genommen.

Die Beigeladene zu 1) wurde gemäß ihrem Antrag vom 24.03.2006 mit Beschluss vom 27.04.2006 beigeladen. Die Beigeladene zu 1) hat mit Schreiben vom 21.09.2006 zur Anzeige der Betroffenen Stellung genommen.

Die Beigeladene zu 2) wurde gemäß ihrem Antrag vom 15.02.2006 mit Beschluss vom 26.04.2006 beigeladen. Die Beigeladene zu 2) hat mit Schreiben vom 14.08.2007 zur Anzeige der Betroffenen Stellung genommen.

Die Beigeladene zu 3) wurde gemäß ihrem Antrag vom 24.03.2006 mit Beschluss vom 03.05.2006 beigeladen. Die Beigeladene zu 3) hat mit Schreiben vom 21.09.2006 und 30.07.2007 zur Anzeige der Betroffenen Stellung genommen.

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 Fernleitungsnetzbetreibern 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 ist zunächst der Auffassung, dass der Zeitpunkt der ursprünglichen Einreichung der Anzeige vom 01.01.2006, eingegangen am 02.01.2006, der für die Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse entscheidungserhebliche Zeitpunkt sei. Eine Aktualisierung und Anpassung des Datenbestands während der Anzeigeperiode werde vom Ordnungsgeber nicht gefordert. Dies bedeute, dass eine tatsächliche Veränderung der Verhältnisse während der Anzeigeperiode nicht zu einer nachträglichen Korrektur der Entscheidung über die Anzeige führen könne. Dies würde auch aus der regelmäßigen Überprüfung der Verhältnisse alle zwei Jahre belegt. Hieraus folge zwingend, dass dann auch nur auf die Verhältnisse zum Zeitpunkt der Anzeige abzustellen sei. Vor allem würde jedoch ein Vergleich mit dem Entgeltgenehmigungsverfahren nach § 23a EnWG für diese Sichtweise sprechen.

Die Betroffene ist der Auffassung, dass ihr Leitungsnetz überregionalen Charakter i. S. v. § 2 Nr. 3 GasNEV habe. Ein überwiegender Anteil der eingespeisten Jahresarbeit stamme aus Importen. Weiterhin diene das Transportnetz dem Transport des Erdgases zu einem Ausspeisepunkt an der Grenze der Bundesrepublik Deutschland. Der überwiegende Anteil der in Deutsch-

land ausgespeisten Jahresarbeit sei zudem in nachgelagerte Verteilnetze ausgespeist worden. Die Betroffene trägt weiterhin vor, dass ihr Leitungssystem eine Gesamtlänge von 11.300 km habe und unter normalen Betriebsbedingungen mit über 1 bar Fließdruck betrieben werde.

Die Betroffene weist darauf hin, dass die maximal buchbaren Kapazitäten durch die freie Zuordenbarkeit innerhalb der fünf Teilnetze ihres Netzes keine statischen Größen mehr seien, sondern sich jeweils in einem bestimmten Lastflussszenario und Buchungszustand als zeit- und lastabhängige Größe ergäben.

Die Betroffene trägt weiter vor, dass die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV vorlägen.

Die Betroffene ist der Auffassung, dass unter der Definition zu „Gebieten“ geographische, und nicht netzbezogene Gebilde zu verstehen seien, also nur solche Bereiche, die von den nachgelagerten regionalen Gasverteilernetzen netztechnisch versorgt werden bzw. versorgt werden können. Sie beruft sich zur Begründung auf die Strukturähnlichkeit von § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 mit § 2 Satz 1 Nr. 3b) GasNEV, die darin liege, dass beide Vorschriften „Bereiche“ beschrieben, in die Gas ausgespeist werde. Darauf aufbauend ist sie der Auffassung, dass nur Regionalverteilernetze als Gebiete anzusehen seien. Dies gelte auch dann, wenn aus der überregionalen Fernleitung direkt in örtliche Verteilernetze eingespeist werde. Die Ausspeisepunkte der Betroffenen könnten daher 14 Gebieten zugeordnet werden.

Hinsichtlich des Begriffs des „Erreichens“ ist die Betroffene der Ansicht, dass es genüge, wenn Dritte auch in dem Gebiet über Ausspeisepunkte verfügten, was in den benannten 14 Gebieten der Fall sei. Die Betroffene ist daher der Auffassung, dass die Mindestkriterien erfüllt seien.

Kaufmännisch sinnvolle Bedingungen sind nach Auffassung der Betroffenen in Anlehnung an die Oskar-Bronner-Entscheidung des EuGH dann nicht gegeben, wenn es unrentabel ist, für die Ausspeisung von Gas aus überregionalen Gasfernleitungsnetzen in einem Umfang, der mit den anhand des vorhandenen überregionalen Gasfernleitungsnetzes ausgespeisten Erdgasmengen vergleichbar wäre, eine zweite in das Gebiet führende Gasfernleitung zu schaffen. Dabei geht die Betroffene davon aus, dass in aller Regel ein Aus- und Neubau von Leitungen bis zu einer Entfernung von 50 km kaufmännisch sinnvoll ist. Im Einzelfall könne sich diese Entfernung auf über 100 km erhöhen. Unter diesen Prämissen gelangt die Betroffene zu dem Ergebnis, dass 100 % der Ausspeisepunkte und 100 % der transportierten und im Inland ausgespeisten Menge in den von § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 bzw. Nr. 2 GasNEV genannten Gebieten liegen bzw. ausgespeist werden.

Die Betroffene ist der Auffassung, dass der Begriff des wirksamen Wettbewerbs weder anhand der Wettbewerbsökonomie noch in Anlehnung an § 11 Abs. 1 Satz 3 TKG oder § 19 Abs. 2 Nr. 1 GWB zu bestimmen ist. Insbesondere könne vom Vorliegen erheblicher Marktmacht nicht auf das Fehlen von wirksamem Leitungswettbewerb geschlossen werden. Eine zutreffende Auslegung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV müsse die Rechtsfolge in den Blick nehmen und führe zu dem Ergebnis, dass wirksamer Leitungswettbewerb auch bei bestehender erheblicher Marktmacht gegeben sein könne. Die Gleichsetzung „erheblicher Marktmacht“ mit „wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierten Preissetzungsspielräumen“ entspreche zwar der kartellrechtlichen Definition für das Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung, würde die Rechtsfolge jedoch nicht ausreichend berücksichtigen und sei deshalb zur Unterscheidung von marktorientierter oder kostenorientierter Entgeltbildung nicht tauglich. Zu berücksichtigen sei, dass die sektorspezifische Entgeltregulierung des EnWG über die Missbrauchskontrolle des allgemeinen Kartellrechts hinausgehe.

Entscheidend sei auf das Kriterium der langfristigen netzspezifischen Marktmacht abzustellen. Eine solche netzspezifische Marktmacht liege vor, wenn die Eigenschaften eines natürlichen Monopols gegeben seien und gleichzeitig anhaltende Marktzutrittsschranken existieren würden, was jedoch vorliegend nicht der Fall sei. Eine solche Auslegung würde auch durch die Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV belegt, da diese Indizien bezeichnen würden, die gegen das Vorliegen der Situation eines natürlichen Monopols und gegen die Existenz lang anhaltender strukturell bedingter Marktzutrittsschranken sprächen. Wirksamer bestehender Wettbewerb sei demnach gegeben, wenn andere Fernleitungsnetzbetreiber über signifikante

Kapazitäten verfügen und/oder weitere Kapazitäten in absehbarer Zeit schaffen können. Wirksamer potentieller Wettbewerb würde bestehen, wenn in absehbarer Zeit mit neuen Markteintritten durch weitere, bisher nicht in dem jeweiligen Gebiet tätige Gasfernleitungsnetzbetreiber gerechnet werden kann.

Den in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV normierten Voraussetzungen komme insoweit eine indizielle Bedeutung für das Vorliegen der Voraussetzungen des Satz 1 zu. Diese Indizwirkung bedeute, dass bei Vorliegen der Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV eine Bildung der Entgelte nach den §§ 3 Abs. 2, 19 GasNEV nur ausgeschlossen werden dürfe, wenn bei einer weiteren Betrachtung der wettbewerblichen Situation in den einzelnen Gebieten hinreichende Anhaltspunkte dafür bestünden, dass trotz Erfüllung der Mindestvoraussetzungen kein wirksamer Leitungswettbewerb bestünde. Zwar sei mit der Indizwirkung keine gesetzliche Vermutung verbunden, die vom Vermutungsgegner widerlegt werden müsse. Bei einem Indiz handle es sich vielmehr um eine Hilfstatsache, die nach der Lebenserfahrung auf das Vorliegen der Beweistatsachen schließen lasse; insoweit genüge es, wenn die Wahrscheinlichkeit der Schlussfolgerung von der Hilfstatsache auf die Beweistatsache erschüttert werde. Wenn also die Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 1 oder 2 GasNEV erfüllt seien, dann sei festgestellt, dass keine oder geringe Marktzutrittsschranken bestünden. Die Stärke der Indizwirkung nehme mit dem Grad der Überschreitung der Schranke aus Satz 2 Nr. 1 oder 2 zu. Weitere positive Voraussetzungen seien nicht zu prüfen. Ausgehend von dieser Auslegung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV sieht die Betroffene die Voraussetzungen dieser Vorschrift als erfüllt an, da die Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV von ihr nicht nur erfüllt, sondern deutlich übertroffen würden.

Eine Kennziffernanalyse der Wettbewerbsverhältnisse ist nach Meinung der Betroffenen nicht sachgerecht, da die hierfür herangezogenen Kriterien mit dem Begriff der marktbeherrschenden Stellung i. S. v. § 19 Abs. 1 GWB übereinstimmen würden. Außerdem sei in der Rechtsprechung anerkannt, dass die Frage der Unabhängigkeit bzw. des nicht hinreichend kontrollierten Verhaltensspielraums nicht alleine anhand der Marktanteile des Unternehmens am Gesamtmarkt beantwortet werden dürfe. Erforderlich sei vielmehr eine Gesamtschau der Wettbewerbsverhältnisse, die alle wesentlichen Umstände berücksichtige. Somit sei es unzulässig, alleine anhand von hohen Marktanteilen auf eine marktbeherrschende Stellung zu schließen.

Wenn man gleichwohl eine Marktabgrenzung zum Zwecke der Kennziffernanalyse vornehme, dann sei der sachlich und räumlich relevante Markt nach Auffassung der Betroffenen der Markt für die Lieferbeziehungen zwischen dem Fernleitungsnetzbetreiber und dem nachgelagerten Netzbetreiber bzw. dem Transportkunden im Falle von unmittelbar angeschlossenen Letztverbrauchern. Dieser Markt sei sachlich von dem Marktgebiet zu unterscheiden, dem auf der Ausspeiseseite ausschließlich Leistungsbeziehungen zwischen Ausspeisernetzbetreibern und Transportkunden zuzuordnen seien. Ferner seien Marktgebiete nicht Ausdruck von Eigenschaft oder Verwendungszweck des Produkts Ausspeiseleistung. Für die Bildung und Anzahl der Marktgebiete seien neben netzhydraulischen Kriterien und der flusstechnischen Ausspeisesituation vor allem unternehmenspolitische, zeitliche sowie umsetzungsbezogene (IT-) Aspekte entscheidend gewesen. Damit seien Marktgebiete nicht Ausdruck einer funktionellen Austauschbarkeit netztechnischer Leistungen aus Sicht der Nachfrager, sondern Folge einer Vereinbarung zwischen den Netzbetreibern. Die Ausspeisung aus einem anderen Marktgebiet sei daher als funktionell austauschbare Leistung heranzuziehen, soweit es sich um überlappende Marktgebiete handelt.

Die Prüfung der Einspeiseseite findet nach Ansicht der Betroffenen in § 3 GasNEV keine rechtliche Grundlage. Da § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV in beiden Ziffern 1 und 2 nur auf die Ausspeiseseite abstelle, bedeute dies, dass der Ordnungsgeber auch im Rahmen von § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV nur die Ausspeiseseite in den Blick nehmen wolle. Der Umstand, dass in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV nur auf die Ausspeiseseite abgestellt werde, beinhalte deshalb die bewusste Wertung, dass es generell für die Frage des Vorliegens wirksamen Leitungswettbewerbs nur auf die Ausspeiseseite ankomme. Ferner werde bei der getrennten Betrachtung von Ein- und Ausspeisekapazitäten die Realität außer Acht gelassen und die Transitnachfrage nicht hinreichend berücksichtigt. Tatsächlich ginge es den Marktteilnehmern darum, bestimmte Transporte

abzuwickeln und nicht etwa einen „virtuellen Handelspunkt“ zu erreichen. Dies werde bei dem mengenmäßig und wirtschaftlich wichtigen Fall des Transits besonders deutlich. [REDACTED]

Die Möglichkeit koordinierten Verhaltens kann nach Ansicht der Betroffenen bei der Würdigung der Wettbewerbsverhältnisse keine Beachtung finden, da es sich hierbei nicht um tatsächliche Ermittlungen und Feststellungen, sondern um Mutmaßungen und ungesicherte Annahmen handeln würde.

Aus Sicht der Betroffenen ist bei einer ordnungsgemäßen Würdigung der Wettbewerbsverhältnisse maßgeblich auf den Aus- und Neubau von Netzinfrastruktur in der Vergangenheit abzustellen. In der Vergangenheit hätten Marktzutritte in signifikanter Größenordnung stattgefunden. Wichtigstes Beispiel für die Schaffung von „pipe to pipe“ Wettbewerb sei der Marktzutritt der Wingas GmbH durch den Bau paralleler Leitungsnetze. Innerhalb kurzer Zeit sei es der Wingas GmbH gelungen, Verträge mit Jahresmengen von 7 Mrd. m<sup>3</sup> bezogen auf das Jahr 2000 abzuschließen. Daneben befänden sich derzeit [REDACTED] der Kapazitäten der Betroffenen in direktem „Pipe in Pipe“ Transportwettbewerb mit den Kapazitäten anderer Netzbetreiber innerhalb derselben Leitung. Hintergrund sei, dass eine Reihe der Gasfernleitungen anteilig zwei oder mehreren Gesellschaften zum eigenverantwortlichen Gebrauch und zur eigenverantwortlichen Nutzung überlassen seien oder im Miteigentum mehrerer Gesellschaften stünden. Insoweit verweist die Betroffene insbesondere auf folgende Leitungen: MEGAL, TENP, NETRA und DEUDAN.

Dritte Fernleitungsnetzbetreiber verfügten in den untersuchten Gebieten über signifikante Kapazitäten, von denen eine das Preissetzungsverhalten der Betroffenen disziplinierende Wirkung ausgehe. Diese Wirkung bestehe auf Grund des von der Betroffenen gewählten Preissetzungs-systems für das gesamte Netz. Denn die Entgelte in jeder der fünf Ausspeisezonen seien allein von der gaswirtschaftlichen Leistung der Ausspeisepunkte abhängig. So könnten Ausspeisepunkte mit geringer Wettbewerbsintensität nicht teurer bepreist werden, als solche mit hoher Wettbewerbsintensität.

Die vorhandenen Kapazitäten dritter Fernleitungsnetzbetreiber seien auch in großem Umfang für Transportkunden verfügbar. Bezüglich des „Pipe in Pipe“ Wettbewerbs verweist die Betroffene insoweit auf von den Unternehmen Eni Gas Transport Deutschland S.p.A. und Gaz de France Deutschland Transport GmbH in der Vergangenheit durchgeführte Kapazitätsversteigerungen. Selbst wenn die Ausspeisekapazitäten an bestehenden Ausspeisepunkten bereits vollständig ausgelastet wären, ließen sie sich zeitnah und mit geringem finanziellem Aufwand erhöhen. So baue Gaz de France Deutschland Transport GmbH bestehende Kapazitäten aus. Auch die mit der Betroffenen in „Pipe to Pipe“ Wettbewerb stehenden Fernleitungsnetzbetreiber verfügten über freie Kapazitäten in hinreichender Größenordnung bzw. könnten dort Kapazitäten kurzfristig verfügbar machen.

Weiterhin macht die Betroffene geltend, dass ihr Netz überwiegend wirksamem potentielltem Leitungswettbewerb ausgesetzt sei. Verglichen mit anderen europäischen Ländern gebe es in Deutschland keine strukturellen Marktzutrittschranken. Ein Leitungsbaumonopol habe es nie gegeben. Auf Grund der Marktzutritte in der Vergangenheit seien mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in der Zukunft Marktzutritte zu erwarten.

Die Betroffene ist der Ansicht, dass eine hohe Ausbuchung der vorhandenen Kapazitäten und fehlende Überkapazitäten kein Indiz gegen das Vorliegen von potentielltem Wettbewerb seien. Die Leitungssysteme würden auf eine kostenminimierende Kapazitätsauslastung hin geplant. Eine Situation der Kapazitätsauslastung sei also gerade Ausdruck eines erreichten Wettbewerbsgleichgewichts mit minimalen Kosten und minimalen Preisen.

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 zeig-

ten, 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 Betreiberbeg-

riff 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 Stichtleitungsbau nicht ausreicht. Vielmehr seien im Einzelfall die vorgetragene Gründe substantiiert darzulegen und individuell zu prüfen. Sofern auf potenziellen 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 Marktkonzept 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 21.08.2008 wurde der Beschlussentwurf gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG der Landeskartellbehörde Nordrhein-Westfalen zur Stellungnahme übersandt. Mit Schreiben vom 21.08.2008 wurde der Beschlussentwurf gemäß § 58 Abs. 1 Satz 1 EnWG dem Bundeskartellamt zur Herstellung des Einvernehmens übersandt. Mit Schreiben vom 22.08.2008 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 .....	13
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.	Wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume .....	16
2.	Relevanter Beurteilungszeitpunkt .....	23
3.	Darlegungslast der Betroffenen .....	24
II.	Marktabgrenzung .....	24
1.	Marktabgrenzung anhand des Bedarfsmarktkonzeptes .....	25
2.	Keine Anwendung des hypothetischen Monopoltests .....	25
3.	Wettbewerb durch konkurrierende Leitungsnetze .....	27
4.	Unterscheidung zwischen ein- und ausspeiseseitigen Transportdienstleistungen .....	28
5.	Unterscheidung nach herkunfts- und zieleitig übereinstimmenden Ausspeisekapazitäten .....	32
6.	Unterscheidung nach herkunfts- und zieleitig übereinstimmenden Einspeisekapazitäten .....	40
7.	Unterscheidung zwischen H- und L-Gas-Kapazitäten .....	43
III.	Wettbewerbsanalyse .....	43
1.	Kennziffernanalyse .....	43
2.	Analyse der wettbewerblichen Gesamtsituation .....	52
3.	Wirksamer potenzieller Wettbewerb .....	58
F)	Verpflichtungen nach § 65 EnWG i. V. m. § 3 Abs. 3 Satz 4 GasNEV .....	62

#### **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. Wettbewerbslich 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 wettbewerbslich 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 Ausnahmeregelung 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, wettbewerbslich 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 dem Transport von Erdgas zu einem Ausspeisepunkt an der Grenze der Bundesrepublik Deutschland und dient überdies 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 Regionen, in denen bestimmte Regionalverteiler tätig sind, 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“. Dieses Kriterium muss vorliegend jedoch nicht weiter vertieft werden, da die Betroffene bereits unabhängig von dieser Prüfung die Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV erfüllt.

#### **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 [REDACTED] 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 maßgeblich 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-E<sup>1</sup> 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 derartiges 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. Dieses Verständnis wird insoweit auch von der Betroffenen geteilt.

---

<sup>1</sup> BR-Drucksache 247/05

### 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 Regelbeispielen vergleichbare Indiz- und Leitbildfunktion für das Vorliegen von wirksamem Leitungswettbewerb zukommen müsse. Dieses Ergebnis entspreche auch dem materiellen Gehalt der Mindestvoraussetzungen. Stehe nämlich fest, dass die betrachteten Gebiete über Gasfernleitungsnetze Dritter bereits erreicht würden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden könnten, so belege dies das Fehlen von Marktzutrittsschranken für Dritte. 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 Netzentgeltforderungen<sup>2</sup> 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.

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 Anforde-

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

rungen 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 ü-

berhöhter Netzentgelte.<sup>3</sup> 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.<sup>4</sup> 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.<sup>5</sup> 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.<sup>6</sup> 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 wirksamen 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.

### 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.

<sup>3</sup> 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.“

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> 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, ABl. Nr. C 1645 v. 11.07.2002, S. 6.

### **(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 und damit zu dem Ergebnis führe, dass wirksamer Leitungswettbewerb auch bei bestehender erheblicher Marktmacht gegeben sein könne, da die sektorspezifische Entgeltregulierung des EnWG über die Missbrauchskontrolle des allgemeinen Kartellrechts hinausgehe.

Dieser Auffassung kann im Ergebnis nicht gefolgt werden. Der Gesetz- und Verordnungsgeber hat mit der Möglichkeit der Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze, ihre Netzentgelte gemäß §§ 19, 26 GasNEV marktorientiert zu bilden, keineswegs, wie die Betroffene nahe legen möchte, 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.<sup>7</sup> Deren Bemessung aber stellt die Effektivität der Preismissbrauchskontrolle stark in Frage. Zum anderen kann ein Netzentgeltvergleich im Falle eines generell überhöhten Preisniveaus nicht weiterhelfen.<sup>8</sup> 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.<sup>9</sup>

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. Insbesondere 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

<sup>7</sup> Vgl. etwa BGHZ 59, 42, 45 – Stromtarif; BGH WuW/E DE-R 1513, 1518 – Stadtwerke Mainz.

<sup>8</sup> Vgl. zu dieser Schwäche von Vergleichsverfahren BGH WuW/E DE-R 1513, 1517 f. – Stadtwerke Mainz; OLG Düsseldorf WuW/E DE-R 914, 916 f. – Netznutzungsentgelt.

<sup>9</sup> BGH WuW/E DE-R 1513, 1517 – Stadtwerke Mainz.

§ 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, abgestellt werden müsse auf eine stabile, nicht nur kurzfristige netzspezifische Marktmacht, die offenbar erheblich strengere Anforderungen an die Marktmacht begründen soll als im allgemeinen Kartellrecht. 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 Ordnungsgeber vorgesehene – im Vergleich zur Kostenkontrolle jedoch erleichterte – Kontrolle auf Basis eines Preisvergleichsverfahrens. Soweit die Betroffene darüber hinaus eine Parallele zum Telekommunikationsrecht ziehen will, ist festzuhalten, dass die Entscheidung für die Entgeltregulierung der überregionalen Gasfernleitungsnetze – anders als bei den verschiedenen Telekommunikationsmärkten – vom Gesetz- und Ordnungsgeber eindeutig getroffen worden ist.

### **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.<sup>10</sup> 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.<sup>11</sup>

## (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.<sup>12</sup> 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.<sup>13</sup> 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.<sup>14</sup> 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.<sup>15</sup> Verbindende Faktoren können sich aus einer wirtschaftlichen Beurteilung und insbesondere einer Beurteilung der Struktur des fraglichen Marktes ergeben.<sup>16</sup> Insbesondere 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.<sup>17</sup> Ein gewisses Maß an Innenwettbewerb steht der Annahme einer gemeinsamen marktbeherrschenden Stellung nicht entgegen.<sup>18</sup>

## (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

<sup>10</sup> Vgl. BKartA, Auslegungsgrundsätze (derzeit in Überarbeitung), S. 6.

<sup>11</sup> Vgl. auch Regierungsbegründung zu § 58 Abs. 3, BT-Drucks. 15/3917, S. 69.

<sup>12</sup> 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.

<sup>13</sup> 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.

<sup>14</sup> EuGH v. 16.03.2000, Rs. C-395 und 396/96 P – Compagnie Maritime Belge, Slg. 2000, I-1365 Rz. 41.

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> EuGH v. 16.03.2000, Rs. C-395 und 396/96 P – Compagnie Maritime Belge, Slg. 2000, I-1365 Rz. 45.

<sup>17</sup> EuG v. 06.06.2002, Rs. T-342/99 – Airtours, Slg. 2002, II-2585 Rz. 62.

<sup>18</sup> EuGH v. 30.09.2003, Rs. T-191/98 – Atlantic Container Line, Rz. 650, 654, 714.

Marktmacht verfügen.<sup>19</sup> 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.<sup>20</sup> 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 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 Ordnungsgeber im Bewusstsein der bestehenden gesetzlichen Regelungen und der diesbezüglichen Definitionen explizit eine Prüfung auf wirksamen bestehenden oder potenziellen Wettbewerb vorgesehen hat. Wenn der Ordnungsgeber 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.

<sup>19</sup> 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.

<sup>20</sup> Vgl. Anhang II Satz 2 der Richtlinie 2002/21/EG über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (Rahmenrichtlinie) sowie deren Erwägungsgrund 26.

#### 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.<sup>21</sup> 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.<sup>22</sup>

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-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.<sup>23</sup>

<sup>21</sup> Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006) S. 49.

<sup>22</sup> Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006) S. 58.

<sup>23</sup> 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.

## 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.“<sup>24</sup> 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.

Dieser Ansatz steht nicht in Widerspruch zu der Nachweispflicht der Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze. Zwar bestand diese gemäß §§ 3 Abs. 3 Satz 1, 32 Abs. 5 GasNEV bereits unverzüglich nach dem 01.01.2006. Die Betroffene ist insoweit der Auffassung, dass eine Aktualisierung und Anpassung des Datenbestands von ihr nicht gefordert werden könne. Dies bedeute gleichsam, dass eine tatsächliche Veränderung der Verhältnisse während der Anzeigeperiode nicht zu einer nachträglichen Korrektur der Entscheidung über die Anzeige führen könne. Die Nachweispflicht bezieht sich jedoch aus den dargestellten Gründen nicht allein auf die Wettbewerbssituation zum Zeitpunkt der Antragseinreichung, sondern auf den gesamten Zeitraum, für den eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung (weiterhin) begründet werden soll. Dem Umstand, dass § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV eine Aktualisierung nicht ausdrücklich vorschreibt, lässt sich insoweit nicht entnehmen, dass die Verwertung aktuellerer Informationen bei der Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse ausgeschlossen ist.

Ebenso wenig kann der Auffassung der Betroffenen gefolgt werden, aus der zeitabschnittswisen Überprüfung der Verhältnisse alle zwei Jahre folge zwingend, dass dann auch nur auf die Verhältnisse zum Zeitpunkt der Anzeige abzustellen sei. Zwar gewährleistet eine derartige, in regelmäßigen Abständen wiederholte Prüfung, dass im Rahmen der Beurteilung der neuen Anzeige eine Aktualisierung erfolgt. Der Umkehrschluss, dass deshalb eine schnellere Aktualisierung während des laufenden Anzeigezeitraums zwingend ausgeschlossen ist, selbst wenn der Bundesnetzagentur bereits vor Erlass der Entscheidung Gründe für eine veränderte Beurteilung bekannt werden, ist jedoch nicht nachvollziehbar. Das von der Betroffenen befürwortete Verständnis steht in klarem Widerspruch zu dem oben geschilderten Normzweck und den Vorgaben von EnWG und Gemeinschaftsrecht. Dies wird besonders deutlich bei Berücksichtigung der Neufassung des § 3 Abs. 3 GasNEV durch die Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung vom 29.10.2007, mit der die Anzeigeperiode auf 5 Jahre ausgedehnt wurde und die von der Betroffenen angeführte zweijährige Prüfung der Wettbewerbsverhältnisse gerade aufgehoben wurde. Der Vergleich mit dem Entgeltgenehmigungsverfahren nach § 23a EnWG führt nicht zu einem gegenteiligen Ergebnis. Im Rahmen des § 23a EnWG wird der zu prüfende Sachverhalt grundsätzlich durch den Entgeltan-

<sup>24</sup> BT-Drucks. 246/05, S. 26.

trag fixiert. Grundlage hierfür ist jedoch der gesetzliche Ansatz des § 23a EnWG, der sich entgegen der Auffassung der Betroffenen maßgeblich von der Prüfung nach § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV unterscheidet. Im Rahmen der kostenorientierten Entgeltbildung soll sichergestellt werden, dass der Netzbetreiber die in der Genehmigungsperiode anfallenden Kosten erwirtschaften kann, während im Rahmen des § 3 Abs. 2 GasNEV sichergestellt werden soll, dass nur solche Netzbetreiber von der kostenorientierten Entgeltbildung ausgenommen sind, die die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV erfüllen. Mit dem Ziel sicherzustellen, dass der Netzbetreiber die in der Genehmigungsperiode anfallenden Kosten erwirtschaften kann, ist die grundsätzliche Verwendung der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres und der Ausschluss einer Veränderung der Datengrundlage nach Antragstellung bereits deshalb vereinbar, weil nach der Systematik des § 23a EnWG lediglich eine Verschiebung auf der Zeitachse erfolgt: Höhere Kosten im Planjahr werden in der nächsten Kostenprüfung als „realisierte Plankosten“ berücksichtigt und damit zeitversetzt erwirtschaftet. Ganz anders gestaltet sich die Lage bei der Prüfung nach § 3 Abs. 2 GasNEV. Die Bundesnetzagentur unterliegt im Anzeigeverfahren keiner Antragsbindung und ist insoweit in ihrer Beurteilung der vom Netzbetreiber gelieferten Unterlagen nicht beschränkt. Umgekehrt ist eine Fehlbeurteilung wirksamen Leitungswettbewerbs während der Anzeigeperiode nicht wieder rückgängig zu machen. Insbesondere schließt § 3 Abs. 3 Satz 5 GasNEV eine rückwirkende Verpflichtung zu kostenorientierter Entgeltbildung aus. Die Netzbetreiber ihrerseits können nicht außerhalb der gesetzlich vorgesehenen Zeitpunkte neue Anzeigen nach § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV einreichen. Auch der Vergleich mit § 23a EnWG trägt daher nicht die Annahme, für die Beurteilung wirksamen Leitungswettbewerbs müsse auf den Zeitpunkt der Anzeige abgestellt werden.

### **3. Darlegungslast der Betroffenen**

Die Bundesnetzagentur hat auf der Grundlage des vorstehend dargelegten Verständnisses der tatbestandlichen Anforderungen an wirksamen bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb ein Prüfkonzept 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 01.01.2006 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. Insbesondere lag ihnen kein tragfähiges und prüfbares Konzept zur Feststellung wirksamen Leitungswettbewerbs zu Grunde. Vielmehr beschränkte sich der Vortrag der Betroffenen – neben dem Rückgriff auf eine angenommene Indizwirkung der Mindestvoraussetzungen – auf Ausführungen zur Durchführung einzelner Leitungsbauprojekte in der Vergangenheit und zur generellen Möglichkeit zukünftiger Leitungsbauprojekte, aus denen die pauschale Existenz von Leitungswettbewerb hergeleitet wurde.

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

Unter Berücksichtigung der von der Betroffenen und der RWE Transportnetz Gas GmbH angekündigten Zusammenlegung ihrer L-Gas Marktgebiete können für ausspeiseseitige Transportdienstleistungen innerhalb des zusammengelegten Marktgebietes insgesamt zehn relevante Märkte identifiziert werden, auf denen sowohl die Betroffene als auch die RWE Transportnetz Gas GmbH tätig sind. Für einspeiseseitige Transportdienstleistungen innerhalb des gemeinsamen Marktgebietes wurde ein relevanter Markt identifiziert, auf dem neben der Betroffenen die RWE Transportnetz Gas GmbH aktiv ist. Die relevanten Märkte und die dazugehörigen Ein- und Ausspeisepunkte werden in Anlage 2 genannt. Wie die restlichen Ein- und Ausspeisepunkte zu relevanten Märkten zusammengefasst werden, kann vorliegend offen bleiben, da die Betroffene an diesen Punkten weiterhin alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen ist.

## **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.<sup>25</sup> Abzustellen ist auf die funktionelle Austauschbarkeit der fraglichen Güter aus der Sicht der (potenziellen) Kunden, die diese Güter zur Deckung eines spezifischen Bedarfs nachfragen.<sup>26</sup> 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.<sup>27</sup>

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.

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 rele-

<sup>25</sup> 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.

<sup>26</sup> BGH v. 16.01.2007, KVR 12/06, WuW/E DE-R 1925, 1928 Tz. 18 – National Geographic II.

<sup>27</sup> BGH v. 16.01.2007, KVR 12/06, WuW/E DE-R 1925, 1928 Tz. 19 – National Geographic II.

vante 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 Angebots- substitution 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 Wettbewerbsbedin-

gungen 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.<sup>28</sup>

### 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.<sup>29</sup>

#### a. Keine Berücksichtigung anderer Energieträger

Nicht ausreichend ist nach dieser normativen Vorentscheidung insbesondere eine Beschränkung der Preissetzungsspielräume durch Substitutionswettbewerb hinsichtlich anderer Energieträger.<sup>30</sup> 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.<sup>31</sup> 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).<sup>32</sup> Damit kann bei keiner Gruppe von Nachfragern nach Erdgas von einer hinreichenden Substitution durch andere Energieträger bei einer Erhöhung des Transportentgelts für die Nutzung überregionaler Fernleitungen ausgegangen werden.

<sup>28</sup> BGH v. 04.03.2008, KVR 21/07

<sup>29</sup> 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.“

<sup>30</sup> So offenbar auch die Betroffene, S. 27 des Anhangs zur Anzeige vom 01.01.2006.

<sup>31</sup> 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.

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

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.<sup>33</sup> 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 preisdisciplinierende 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.<sup>34</sup>

#### **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.<sup>35</sup> 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. Hierdurch unterscheiden sich Gastransportdienstleistungen deutlich von sonstigen Transportdienstleistungen, die auf die Beförderung eines nämlichen Gegenstandes über eine bestimmte

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

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

<sup>35</sup> BR-Drucks. 247/05, S. 25.

Strecke gerichtet sind wie etwa im Personen- oder Frachtverkehr zu Land, Wasser oder Luft.<sup>36</sup> 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 Einspeisenetzbetreiber 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 Ausspeisenetzbetreiber. 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 Marktgebiets 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 ausspeisesseitige 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.<sup>37</sup> 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 sind Netzkoppelpunkte des überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreibers zu nachgelagerten

<sup>36</sup> 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 Ratemaking for Natural Gas Pipelines, Statement of Policy and Request for Comments, 74 FERC 61,076, S. 28 ff.).

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

Netzbetreibern innerhalb eines Marktgebiets.<sup>38</sup> 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.<sup>39</sup> 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 zuordenbaren Kapazitäten), führt zu keinem anderen Ergebnis. Schließlich führen sie lediglich zu einer

<sup>38</sup> Für den Zweck dieses Beschlusses werden auch nicht buchbare Netzkopplungspunkte als Ausspeisepunkte bezeichnet.

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

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.

#### **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. Dies wird auch von der Betroffenen anerkannt, wenn sie in ihrer Anzeige vom 01.01.2006 „signifikante Ein- und Ausspeisekapazitäten“ dritter Transportnetzbetreiber als relevante Wettbewerbsparameter ansieht.

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 wirksamem 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 Ordnungsgeber 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. So kritisiert die Betroffene lediglich die „Atomisierung“ der relevanten Märkte durch das Abstellen auf die

Marktgebiete i. S. d. Kooperationsvereinbarung und die Unterscheidung zwischen Ein- und Ausspeisemärkten und spricht allein die funktionelle Austauschbarkeit des Produkts „Ausspeisedienstleistung“ aus Sicht der Nachfrager an. 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. Herkunftssseitig 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 diese nicht Ausdruck von Eigenschaft oder Verwendungszweck des Produkts Ausspeiseleistung seien und außerdem auf einer individuellen Vereinbarung zwischen den Netzbetreibern beruhen. Dem ist nicht zu folgen, da die im Rahmen des neuen Gasnetzzugangsmodells angebotenen Transportdienstleistungen auf der bestehenden Marktabgrenzung basieren; mithin ist das Marktgebiet, in welchem ein bestimmter Gastransport stattfindet, ein der Transportdienstleistung inwohnender Bestandteil. Mit anderen Worten: Die gebildeten Marktgebiete sind Teil der Produkteigenschaft der Gastransportdienstleistung. Dabei ist es unerheblich, ob die Marktabgrenzung aufgrund einer staatlichen Anordnung oder Kraft individueller Vereinbarungen getroffen wurde.

Die Marktabgrenzung 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 Marktabgrenzung 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 Marktabgrenzung nicht abschließend entschieden hat.<sup>40</sup> 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.<sup>41</sup>

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

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

**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 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 Ausspeisenetzes 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.<sup>42</sup> 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

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

Ausspeisenetzbetreiber geführten Zuordnungsverzeichnis erforderlich. In der Regel muss der Ausspeisenetzbetreiber auch seine interne Bestellung zu beiden vorgelagerten Netzbetreibern unterjährig anpassen (sofern dieser Ausspeisenetzbetreiber 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 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.<sup>43</sup> Entsprechend dieser verschiedenen Lieferstufen geht das

<sup>43</sup> 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.

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.<sup>44</sup>

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.<sup>45</sup>

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.

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 Mög-

<sup>44</sup> 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.

<sup>45</sup> 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.

lichkeit, 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. So betrug beispielsweise die Handelsmenge an den virtuellen Handelspunkten der Betroffenen im April 2008 für H-Gas 16.969 GWh und für L-Gas 482 GWh mit einer durchschnittlichen monatlichen Churnrate<sup>46</sup> von 1,45.<sup>47</sup> Am virtuellen Handelspunkt der BEB Transport GmbH lag die Handelsmenge im April 2008 für H-Gas bei 6.227 GWh und für L-Gas bei 240 GWh.<sup>48</sup> An der Gasbörse EEX wurde in Bezug auf den virtuellen Handelspunkt der Betroffenen und der BEB Transport GmbH im April 2008 ein Volumen im Spotmarkt von über 56.640 MWh gehandelt.<sup>49</sup> 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

<sup>46</sup> Die Churnrate bezeichnet das Verhältnis von gehandelter zu physisch transportierter Menge und ist ein Maß für die Liquidität der Virtuellen Handelspunkte.

<sup>47</sup> <http://www.eon-gastransport.com/cps/rde/xchg/SID-3F57EEF5-D2428342/eon-gastransport/hs.xsl/2808.htm> (Stand 19.08.2008).

<sup>48</sup> <http://www.gasunie.de/cms/index.cfm?0A8A29685056AD19484DA6920D780C96> (Stand 19.08.2008).

<sup>49</sup> <http://www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/press/32638> (Stand 19.08.2008).

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 Marktgebietskoppelunkten. 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. Entgegen der Meinung der Betroffenen gilt dies 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 das Entgelt im Überlappungsgebiet gemittelt wird, ist der mittelbare Transport 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 Verfügung 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 Marktge-

bietsgrenzen 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 zielseitig 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 Marktgebietskoppelpunkt 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 zielseitig übereinstimmenden Einspeisekapazitäten**

Bei der Marktabgrenzung ist nach herkunfts- und zielseitig übereinstimmenden Einspeisekapazitäten zu unterscheiden. Einspeisekapazitäten die aus demselben Marktgebiet, demselben Staat, derselben inländischen Produktion oder demselben Speicher aufgespeist werden und die zielseitig 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 austauschbar. 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 auf-

grund 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.<sup>50</sup> 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 wettbewerbslich relevanter Umstände ist davon auszugehen, dass für die Betroffene wettbewerbslich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume bestehen.

### 1. Kennziffernanalyse

Die Kennziffernanalyse weist auf das Bestehen erheblicher Marktmacht der Betroffenen und damit auf wettbewerbslich 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.

<sup>50</sup> 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.

## 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.<sup>51</sup> 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.<sup>52</sup>

#### • 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.<sup>53</sup> Bei Massenprodukten sind Mengenangaben zu bevorzugen.<sup>54</sup> 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 jeweiligen 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.

<sup>51</sup> BGH v. 13.07.2004, KVR 2/03, Umdruck S. 9 f. (WuWE DE-R 1301, 1303) – Sanacorp / ANZAG.

<sup>52</sup> 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.

<sup>53</sup> 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.

<sup>54</sup> 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.

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.<sup>55</sup> 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.<sup>56</sup> Aber auch Marktanteile unterhalb dieser Schwelle können zur Begründung oder Verstärkung einer marktbeherrschenden Stellung führen, wenn weitere Faktoren hinzukommen.<sup>57</sup> Dies gilt insbesondere, wenn sie den Marktanteil des größten Konkurrenten um ein Mehrfaches überschreiten.<sup>58</sup>

Im Rahmen der Zusammenschlusskontrolle ist gemäß Erwägungsgrund 32 der Fusionskontrollverordnung ein Indiz für die Unbedenklichkeit des Zusammenschlusses darin zu sehen, dass

<sup>55</sup> Vgl. etwa BGH WuW/E BGH 2772, 2774 f. – Kaufhof / Saturn.

<sup>56</sup> 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.

<sup>57</sup> 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.

<sup>58</sup> 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.

der Marktanteil der beteiligten Unternehmen 25 % nicht überschreitet.<sup>59</sup> 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.<sup>60</sup> 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.<sup>61</sup> 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.<sup>62</sup>

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 ent-

<sup>59</sup> 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.

<sup>60</sup> Tz. 75 der Leitlinien, ABl. Nr. C 165 v. 11.07.2002, S. 6.

<sup>61</sup> Vgl. etwa Paschke in Frankfurter Kommentar zum Kartellrecht, § 19 GWB 2005 Rn. 257, 260 mit Nachweisen aus der Entscheidungspraxis des BKartA.

<sup>62</sup> 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.

nimmt § 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.<sup>63</sup> Andererseits wurde die Vermutung des § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB in der Anwendungspraxis des Bundeskartellamtes häufig als widerlegt angesehen.<sup>64</sup> 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.<sup>65</sup> 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.<sup>66</sup> 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.

#### • 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.<sup>67</sup>

<sup>63</sup> Auslegungsgrundsätze des Bundeskartellamtes zur Prüfung von Marktbeherrschung in der deutschen Fusionskontrolle, Stand Juli 2005, Punkt II.B.1.1.

<sup>64</sup> Vgl. Auslegungsgrundsätze des Bundeskartellamtes zur Prüfung von Marktbeherrschung in der deutschen Fusionskontrolle, Stand Juli 2005, Punkt II.B.1.1 mit Nachweisen zur Entscheidungspraxis.

<sup>65</sup> 1968 Merger Guidelines, 6. Die neueren Leitlinien zur Beurteilung horizontaler Unternehmenszusammenschlüsse stellen auf den Herfindahl-Hirschman-Index ab, nicht mehr auf Konzentrationsraten.

<sup>66</sup> Vgl. Europäische Kommission, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (2004 C 31/5), Rn. 16.

<sup>67</sup> Vgl. Europäische Kommission, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (2004 C 31/5), Rn. 19 ff.

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.<sup>68</sup> 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 marktbasierter 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.<sup>69</sup>

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 wettbewerbsmäßig 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:

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

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.

<sup>68</sup> 1992 Horizontal Merger Guidelines, 14 ff.

<sup>69</sup> 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

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. 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 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-RSI gibt den Anteil der Marktnachfrage an, der von den anderen Un-

ternehmen 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 ( $RSI > 1$ ) 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 Vollauslastung 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.

#### **c. Kennziffernanalyse bei Zugrundelegung eines gemeinsamen L-Gas-Marktgebiets der Betroffenen und der RWE Transportnetz Gas GmbH**

Vor dem Hintergrund der von der Betroffenen und der RWE Transportnetz Gas GmbH angekündigten Zusammenlegung ihrer L-Gas-Marktgebiete hat die Beschlusskammer eine zusätzliche Kennziffernanalyse durchgeführt, die diese geplante Zusammenlegung bereits berücksichtigt.

#### **(1) Ausspeiseseitige Betrachtung des geplanten gemeinsamen L-Gas-Marktgebiets**

Für ausspeiseseitige Transportdienstleistungen innerhalb des geplanten gemeinsamen L-Gas Marktgebietes wurden für die genannten Märkte nachfolgende Kennziffern für die Betroffenen bestimmt. Die auf diesen Märkten berechneten Kennziffern sprechen sehr stark gegen wirksamen Wettbewerb. Für alle anderen Märkte bleibt die Betroffene alleinige Anbieterin.

*Ausspeisepunkte zu unmittelbar angeschlossenen Letztverbrauchern*

Letztverbraucher	Marktanteil Betroffene	CR <sub>2</sub> in %	Kleinster RSI	HHI
	█ >1/3	100	0,34	5.087,03
	█ >1/3	100	0,45	5.047,28
	█ >1/3	100	0,46	5.025,17
	█ >1/3	100	0,35	5.437,61
	█ >1/3	100	0,20	6.801,30
	█ <1/3	100	0,27	6.178,50

*Ausspeisepunkte zu nachgelagerten Netzen*

nachgelagertes Netz	Marktanteil Betroffene	CR <sub>2</sub> in %	Kleinster RSI	HHI
	█ >1/3	100	0,43	5.087,03
	█ >1/3	100	0,33	5.619,26
	█ >1/3	100	0,45	5.041,98
	█ >1/3	100	0,497	5.000,20

**(2) Einspeiseseitige Betrachtung des geplanten gemeinsamen L-Gas-Marktgebiets**

Für einspeiseseitige Transportdienstleistungen innerhalb des geplanten gemeinsamen L- Gas Marktgebietes wurden für den genannten Markt nachfolgende Kennziffern für die Betroffenen bestimmt. Aus den vorliegenden Kennziffern ergibt sich auf der Einspeiseseite ein sehr starkes Indiz gegen das Vorliegen wirksamen Wettbewerbs. Für alle anderen Märkte bleibt die Betroffene alleinige Anbieterin.

*Einspeisungen aus Nachbarstaaten*

Nachbarstaat	Marktanteil Betroffene	CR <sub>2</sub> in %	Kleinster RSI	HHI
Niederlande	█ >1/3	100	0,24	6.377,20

**(3) Gesamtergebnis der Kennziffernanalyse**

Bei einer Kennziffernanalyse der Betroffenen sind neben den L-Gas-Kapazitäten auch die H-Gas-Kapazitäten der Betroffenen zu berücksichtigen. Da sich bereits für das L-Gas-Marktgebiet, wie dargestellt, kein wirksamer Wettbewerb ergibt, ergibt sich auch bei zusätzlicher Berücksichtigung der nicht im Wettbewerb stehenden H-Gas-Kapazitäten kein anderes Bild. Somit ergibt die Kennziffernanalyse auch bei einer vorweggenommenen Berücksichtigung der geplanten Zusammenlegung der L-Gas-Marktgebiete der Betroffenen und der RWE Transportnetz Gas GmbH ein sehr starkes Indiz für das Vorliegen erheblicher Marktmacht der Betroffenen.

**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 Netzaktivitäten, 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.

### **(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.

Im Hinblick auf die Betroffene wurde von den Netznutzern insbesondere kritisiert, dass lediglich unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden und dass die Entgelte (aufgrund vieler unterteilten Teilnetze) gegenüber möglichen Transportalternativen überhöht seien.

### **(2) Marktbefragung 2007**

Im 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/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. Krite-

rien 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 Wettbewerb 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 45 Unternehmen (11 unabhängige Händler, 3 Letztverbraucher, 14 Stadtwerke und 17 verbundene Vertriebe) in geschäftlichen Beziehungen mit der Betroffenen (d. h. Gasübergabe oder Kapazitätsbuchung in Marktgebieten, die von der Betroffenen aufgespannt werden). Für das Gaswirtschaftsjahr 2006/07 haben 21 Unternehmen und für das Gaswirtschaftsjahr 2007/08 29 Unternehmen angegeben, dass sie bei der Betroffenen Kapazitäten angefragt bzw. erfolgreich gebucht haben. In diesen beiden Gaswirtschaftsjahren waren [REDACTED] bzw. [REDACTED] der angefragten Kapazitätsbuchungen bei der Betroffenen der Kapazitätshöhe nach erfolgreich. Vier bzw. elf dieser Unternehmen gaben an, auf konkrete Buchungsprobleme bei der Betroffenen gestoßen zu sein. Als zentrales Problem bei der Kapazitätsbuchung bei der Betroffenen wurde von den Unternehmen die mangelnde Verfügbarkeit von (festen) Kapazitäten angeführt, jedoch wurden auch die Marktgebietseinteilung, ein hoher Transaktionsaufwand, die Nichtausweisung von Kapazitäten und die nicht rechtzeitige Umstellung der Buchungssysteme als Probleme benannt.

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 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 virtuellen Punkt, 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 bzw. Marktgebiete als den bisherigen unter Nutzung bereits deaktivierter Verbindungen oder über Netzkoppelpunkte mit ausgewiesener technischer Kapazität von 0 kW/h bekannt. Von diesen haben vier Unternehmen daraufhin konkrete Buchungsanfragen bei der Betroffenen gestellt, von denen jedoch nur eine erfolgreich gewesen ist.

Nur neun Unternehmen haben zudem im Abfragezeitraum in insgesamt zehn Fällen für die Belieferung ihrer Kunden das Marktgebiet bzw. den Fernleitungsnetzbetreiber zu der Betroffenen

hin oder von der Betroffenen weg gewechselt bzw. haben dies vor. In drei Fällen hat ein Wechsel von der Betroffenen weg in ein anderes Marktgebiet bzw. zu einem anderen Fernleitungsnetzbetreiber stattgefunden. Als Gründe für diesen Wechsel wurden Kapazitätsengpässe bei der Betroffenen, die Veränderung eines Gasbezugsvertrages und günstigere Ausgleichsenergie angegeben. In sieben Fällen wurde zu der Betroffenen oder in ein von ihr aufgespanntes Marktgebiet gewechselt. Gründe hierfür waren ein preiswerter Bezug am virtuellen Punkt im Marktgebiet der Betroffenen, der Wechsel des Lieferanten und ein gemeinsames Kundenportfolio. Zudem haben nur drei Unternehmen angegeben, dass die Betroffene für den Abfragezeitraum aktiv mit Netznutzungsangeboten auf sie zugetreten sei, wobei es sich hier – neben einem kleinen Angebot für ein Stadtwerk und einem weiteren (der Höhe nach unbekanntem Angebot) für einen anderen verbundenen Vertrieb – im Wesentlichen um ein kapazitätsmäßig großes Netznutzungsangebot an den verbundenen Vertrieb der Betroffenen handelte.

#### **b. Vertikale Integration**

Wirksamer bestehender Leitungswettbewerb wird durch das hohe Maß an vertikaler Integration der Vertriebs- und Handelstätigkeiten einerseits und der Netzaktivitäten 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 E.ON Ruhrgas AG. Für das Gaswirtschaftsjahr 2006/07 wurden ■■■ % (Gaswirtschaftsjahr 2007/08: ■■■ %) der Kapazitäten beim verbundenen Netzbetreiber gebucht. E.ON Ruhrgas AG gab für das Gaswirtschaftsjahr 2007/08 an, ■■■ % ihrer gesamten Liefermenge in den Marktgebieten des verbundenen Unternehmens 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 im Netz der Betroffenen 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 %, bei der Betroffenen ██████████ 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.

In ihrer Folgeanzeige vom 1. Oktober 2007, deren Vortrag sie vorsorglich auch zum Gegenstand des vorliegenden Verfahrens gemacht hat, trägt die Betroffene zwar vor, dass die Frage, inwieweit Kapazitäten in einem konkreten Zeitpunkt am Markt jeweils frei verfügbar sind, für das Vorliegen langfristiger netzspezifischer Marktmacht nicht entscheidend sei, da die Dimensionierung der Gastransportleitungen beim Auf- und Ausbau der Transportsysteme einem langfristigen Kalkül folge und sich an dem prognostizierten Transportbedarf orientiere. Das Ausmaß freier Kapazitäten sei hierbei Ausdruck der jeweiligen Markt- und Planungsphase. Wie ausgeführt, kann im Rahmen des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV jedoch schon nicht auf einen Maßstab langfristiger netzspezifischer Marktmacht abgestellt werden. Vielmehr spricht ein hoher langfristiger Ausbuchungsstand der vorhandenen Kapazitäten gegen das Vorliegen von Wettbewerb, da auf Grundlage der vorhandenen Kapazitätssituation Ausweichmöglichkeiten nicht bestehen.

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. Nach Angaben der Betroffenen war am 1. Oktober 2006 ein sehr großer Teil ihrer Einspeisekapazitäten bereits bis zum 1. Oktober 2010, also für die nächsten vier Jahre vergeben. Zudem hat eine Auswertung der Angaben der Leitungswettbewerb anzeigenden Unternehmen über die im Gaswirtschaftsjahr 2005/06 laufenden Verträge bezüglich der gebuchten festen Kapazitäten 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.<sup>70</sup> Zudem wird der überwiegende Teil dieser Primärkapazitäten von etablierten Unternehmen durch Verträge aus der Zeit vor der Liberalisierung gehalten.<sup>71</sup> 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.<sup>72</sup> 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.<sup>73</sup> Die Primärkapazitäten sind fast ausschließlich entweder an etablierte Unternehmen oder an Gasproduzenten vergeben, und nur

<sup>70</sup> Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, DG COMPETITION REPORT ON ENERGY SECTOR INQUIRY (10.01.2007) Tz. 212 und 214.

<sup>71</sup> Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, a.a.O., Tz. 215.

<sup>72</sup> Mitteilung der Kommission, Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Art. 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003, KOM (2006) 851 endg., Rn. 22.

<sup>73</sup> Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, a.a.O., Tz. 212 und 216.

ca. 3 % der längerfristigen Kapazitäten wird von neu in den Markt eintretenden Unternehmen gehalten.<sup>74</sup>

#### d. Wettbewerbles Verhalten der Betroffenen

Die Betroffene hat keinen Nachweis von wettbewerbligem Verhalten erbracht.

Unter wettbewerbligem 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 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 Transportdienstleistungen in ihrem Marktgebiet ist. Eine nur auf die Entgelte gerichtete Betrachtung des Preissetzungsverhaltens ist aus Sicht der Beschlusskammer auch nicht geeignet, wirksamen Leitungswettbewerb nachzuweisen.

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 im Netz der Betroffenen und 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.

<sup>74</sup> Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, a.a.O., Tz. 217 und 218.

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 preisrelevanten 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.

Die Betroffene ist auf den relevanten Märkten, auf denen neben der Betroffenen auch weitere überregionale Fernleitungsnetzbetreiber aktiv sind, nicht in Gemeinschaftsleitungen aktiv, so dass sich eine vertiefte Betrachtung der wettbewerblichen Situation in Gemeinschaftsleitungen erübrigt.

### **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 Gas-transportdienstleistungen 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. Dies zeigt auch ein von der Betroffenen initiiertes Open-Season-Verfahren, mit dem sie den zukünftigen Kapazitätsbedarf abfragen will. Das von der Betroffenen eingeleitete Verfahren zum Open-Season sieht vor, dass 80 % der neuen Transportkapazitätsbuchungen eine Vertragslaufzeit von mindestens 15 Jahren aufweisen sollen und maximal 5 % der neuen Transportkapazitätsbuchungen eine Laufzeit von 5 Jahren unterschreiten dürfen.

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 etablierte 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 Monopole<sup>75</sup> oder wesentliche Einrichtungen (essential facilities)<sup>76</sup> 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.

<sup>75</sup> 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.

<sup>76</sup> Monopolkommission, Hauptgutachten XIV (2000/2001), Tz. 842.

## 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 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.<sup>77</sup> 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.<sup>78</sup>

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.

Die Betroffene nimmt Bezug auf das Gutachten von Prof. C.C. von Weizsäcker, das der Beschlusskammer bekannt ist. Das Gutachten zur Prüfung der Bestreitbarkeit von Märkten ist nicht geeignet potenziellen Wettbewerb nachzuweisen. Die im Gutachten genannten Annahmen wer-

<sup>77</sup> Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006) S. 163.

<sup>78</sup> Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006) S. 163.

den im überregionalen Fernleitungsnetz nicht erfüllt. In dem Gutachten wird beispielhaft anhand der BEB Transport GmbH gezeigt, dass die Theorie der Bestreitbarkeit der Märkte auf das überregionale Fernleitungsnetz anwendbar sei. Das Gutachten blendet die Einspeiseseite aus, obwohl in der Anwendung auf die BEB Transport GmbH richtigerweise erfasst wird, dass auf Ein- und Ausspeiseseite unterschiedliche Akteure als Transportkunden auftreten.<sup>79</sup> Aufgrund der überschaubaren Anzahl professionell agierender Transportkunden und deren Möglichkeit Marktneulingen den Markteintritt zu erleichtern sei dies ein Indiz für die Bestreitbarkeit des Leitungsnetzes der Betroffenen. Der Gutachter unterstellt, dass die Transportkunden keine reinen Preisanpasser seien. Genau dies ist hier jedoch der Fall. Transportkunden, die einen Transit oder einen marktgebietsüberschreitenden Transport durchführen, werden Entgeltanpassungen des Netzbetreibers an ihre Kunden weitergeben. Noch deutlicher wird dies bei einer Betrachtung der nachgelagerten Netzbetreiber, die bei der Betroffenen im Rahmen der internen Bestellung Kapazitäten buchen und den Gesamtbetrag für diese Kapazitätsbuchung an die Betroffene entrichten. Denn für nachgelagerte Netzbetreiber sind Kosten, die durch die Beanspruchung der vorgelagerten Netzebene entstehen, durchlaufende Kostenpositionen. Das Entgelt des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers ist für jeden Transportkunden verbindlich. Bei einer Betrachtung des Preissetzungsverhaltens wird dies noch deutlicher. Die Eigenschaft eines Preisanpassers führt dazu, dass der potenzielle Eintritt eines Marktneulings noch zusätzlich erschwert wird. Denn dadurch fällt ein attraktiver Preis als Grund für den Wechsel des vorgelagerten Netzbetreibers aus. Hinzu kommt, dass versunkene Kosten durch Leitungsneubau und durch den Investitionsaufwand zur Kundengewinnung entstehen. Laut Gutachter ist die Struktur der Marktgegenseite ein wichtiger Bestimmungsfaktor für die Bestreitbarkeit. Dieser Auffassung kann gefolgt werden, da dieser Bestimmungsfaktor die weiteren Faktoren beeinflusst.

Die Annahme, es würden potenzielle Wettbewerber existieren, vermag nicht zu überzeugen. Zwar werden Unternehmen aufgezählt, die überregionale Fernleitungsnetze in Deutschland betreiben, aber die geringe Wahrscheinlichkeit eines Eintritts dieser in die Marktgebiete, an denen die Betroffene beteiligt ist, verringern das Drohpotenzial. Zum Nachweis geringer Marktzutrittskosten in das Netz der Betroffenen werden Beispiele zum Verdichterbau und zum Leitungsneubau aufgeführt. Die Annahme der geringen Marktzutrittskosten lässt die vom Gutachter aufgestellten Bestandteile der versunkenen Kosten außer Acht. Insbesondere setzen sich die versunkenen Kosten aus dem Investitionsaufwand für einen Leitungsneubau und der Kundengewinnung zusammen. Zusätzlich entstehen Kosten, die sich durch die Erfüllung der Anforderungen und Verpflichtungen aus dem EnWG und den Verordnungen ergeben. Gleichzeitig liegt den Beispielen die Annahme zu Grunde, dass ein Verdichterbau und ein Leitungsneubau jederzeit möglich seien. Jedoch sind ein Verdichterbau und ein Leitungsneubau von Netzrestriktionen abhängig. So kann ein Verdichterbau nicht ohne Berücksichtigung vertraglicher Einschränkungen, wie z. B. zugesicherte Druckverhältnisse, erfolgen. Gleiches gilt auch für einen Leitungsneubau, für den die Kapazitätssituation im Netz zu berücksichtigen ist. So müssen auch verfügbare Kapazitäten im Netz insbesondere an Einspeisepunkten existieren. Zu den versunkenen Kosten für Leitungsbau kann auf die bereits gemachten Ausführungen verwiesen werden. Die Ausführungen zur Amortisationsdauer basieren auf den in der Rechnung vorausgesetzten Zahlenwerten. Im Gegensatz dazu trifft die Betroffene in der Antwort zu Frage IV: 2) des Fragenkatalogs vom 08.03.2006 keine wertmäßige Aussage zu der Amortisationsdauer, sondern verweist auf eine Einzelfallprüfung. Die Argumentation zum Wachstum des Marktes scheint, wie es aus dem angeführten Beispiel zum Aspekt der Rendite von Gastransporten hervorgeht, auf eine integrierte Betrachtung von Netz- und Vertriebsaktivitäten abzustellen. Dieser Betrachtungsweise kann nicht gefolgt werden, da der Netzbetreiber gemäß den Vorgaben des EnWG diskriminierungsfrei und unabhängig von etwaigen Vertriebsaktivitäten agieren muss.

<sup>79</sup> Weizsäcker, C. Christian von „Kurzgutachten zur Methode der Feststellung von Leitungswettbewerb auf der überregionalen Gas-Fernleitungsebene“ 10. August 2007S. 17

**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 Dezember 2007 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

## Anlage 1

Liste der Punkte, die in Netzgebieten liegen, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze D/Elter erreicht werden.

LNr.	NB PunktName	Flussrichtung	NAP/NBP-Status	nachfol. NB 1	Nachgelagerter Netzbereich 1	Ausgangsmenge in MWh/a
1	Ahtan 3	Ext	Netzanschlusspunkt	E.ON Arcon Netz GmbH	Regionale Verteilung Teilnetz Ahten-Ausleben	
2	Angermund, Angermund Straße, B 017	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Düsseldorf AG		
3	Bergisch Gladbach - Hebborn	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
4	Bergisch Gladbach - Paltheh	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
5	Bremen	Ext	Netzanschlusspunkt	swb Netze GmbH & Co. KG		
6	Bremen-Deimhorst	Ext	Netzanschlusspunkt	swb Netze GmbH & Co. KG		
7	Bremen-Huchting	Ext	Netzanschlusspunkt	swb Netze GmbH & Co. KG		
8	Bremen-Riedemannstr.	Ext	Netzanschlusspunkt	swb Netze GmbH & Co. KG		
9	Darmstadt	Ext	Netzanschlusspunkt	HEAG Süddeutsche Energie AG (HSE)	HSE-Netzbereich A	
10	Duisburg, Hagenschhof	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Duisburg AG	Netzbereich H-Gas	
11	Duisburg, Wanheim	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Duisburg AG	Netzbereich H-Gas	
12	Duisburg-Baerl, Kohlenstraße	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Duisburg AG	Netzbereich L-Gas	
13	Duisburg-Baerl, Niederschalener Dorfweg	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Duisburg AG	Netzbereich L-Gas	
14	Düsseldorf, Vornhausener Allee, B 009	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Düsseldorf AG		
15	Düsseldorf-Nord, Theodorstraße, B 007	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Düsseldorf AG		
16	Düsseldorf-Süd, Koblenzer Straße, B 008	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Düsseldorf AG		
17	Düsseldorf-West, Am Hofhofen, B 011	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Düsseldorf AG		
18	Fürstheim	Ext	Netzanschlusspunkt	NRM Netzdienste Rhein-Main	NRM E.ON GT / GUT H-Gas	
19	Friedrichsdorf	Ext	Netzanschlusspunkt	NRM Netzdienste Rhein-Main	NRM E.ON GT / GUT H-Gas	
20	Griesheim	Ext	Netzanschlusspunkt	(HSE)	HSE-Netzbereich A	
21	Hanau-Ost	Ext	Netzanschlusspunkt	NRM Netzdienste Rhein-Main	NRM E.ON GT / GUT H-Gas	
22	Hanau-Süd	Ext	Netzanschlusspunkt	NRM Netzdienste Rhein-Main	NRM E.ON GT / GUT H-Gas	
23	Hannover-Messenkamp	Ext	Netzanschlusspunkt	E.ON Arcon Netz GmbH	Regionale Verteilung Teilnetz Messenkamp-Patzenen	
24	Hattersheim	Ext	Netzanschlusspunkt	NRM Netzdienste Rhein-Main	NRM E.ON GT / GUT H-Gas	
25	Hellerhof, Carlo-Schmidt-Str., B 002	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Düsseldorf AG		
26	Hückeswagen	Ext	Netzanschlusspunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH		
27	Hückeswagen-Klingenberg	Ext	Netzanschlusspunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH		
28	Hückeswagen-Petersstraße	Ext	Netzanschlusspunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH		
29	Hückeswagen-Wiesbaden	Ext	Netzanschlusspunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH		
30	Kallum, Alte Kallumer Straße, B 003	Ext	Netzanschlusspunkt	Stadwerke Düsseldorf AG		
31	Kamp-Lintfort, Ringstraße	Ext	Netzanschlusspunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Kamp-Lintfort	
32	Kamp-Lintfort, Bundesstraße	Ext	Netzanschlusspunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Kamp-Lintfort	
33	Köln - Buchheim 1	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
34	Köln - Buchheim 2	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
35	Köln - Deitrick 1	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
36	Köln - Deitrick 2	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
37	Köln - El 1	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
38	Köln - Gramberghoven	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
39	Köln - Höhenberg 1	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
40	Köln - Holweide	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
41	Köln - Nahl 1	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
42	Köln - Roggendorf	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
43	Köln - Stammheim	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
44	Köln - Urbach	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
45	Köln-NordWest	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
46	Lampertheim Z1	Ext	Netzanschlusspunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Teilnetz Ost	
47	Leichlingen-Böschhofen	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
48	Leichlingen-Roderbirken	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	
49	Leichlingen-Zitzwebersberg	Ext	Netzanschlusspunkt	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	

50	Levertusen-Bergisch Neukirchen 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
51	Levertusen-Bergisch Neukirchen 2	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
52	Levertusen-Bümg	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
53	Levertusen-Lützenkirchen	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
54	Levertusen-Opfaden 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
55	Levertusen-Opfaden 2	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
56	Levertusen-Quellgut	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
57	Levertusen-Rhündorf 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
58	Levertusen-Rhündorf 2	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
59	Levertusen-Straßbüchel	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
60	Massenheim	Ext	Netzkoppelpunkt	NRM Netzenste Rhein-Main	NRM E.ON GT / GUT H-Gas
61	Nacrod 3	Ext	Netzkoppelpunkt	NRM Netzenste Rhein-Main	NRM E.ON GT / GUT H-Gas
62	Niederursel 1	Ext	Netzkoppelpunkt	NRM Netzenste Rhein-Main	NRM E.ON GT / GUT H-Gas
63	Oberhausen - Alt-Oberhausen HKW I	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Oberhausen AG	
64	Oberhausen, Borbeck	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Oberhausen AG	
65	Oberhausen, Friedrichstraße HKW II	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Oberhausen AG	
66	Oberhausen, Osterfelder Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Oberhausen AG	
67	Oberhausen, Rhein-Herne-Kanal	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Oberhausen AG	
68	Odenthal - Hüttschen	Ext	Netzkoppelpunkt	Rheinische NETZ Gesellschaft mbH	Bergisch Gladbach, Odenthal, KÖN
69	Petershagen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Teilnetz Nordost, Netzbaum Petershagen
70	Pföfersheim	Ext	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Teilnetz Nordost
71	Ramatzen	Ext	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Teilnetz Mete
72	Remscheid, Prayers-Mühle	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
73	Seehelm-Darmstadt	Ext	Netzkoppelpunkt	HEAG Südwestische Energie AG (HSE)	HSE-Netzbereich A
74	Seydel	Ext	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Teilnetz West
75	Taunusstein-Neuhof	Ext	Netzkoppelpunkt	Gaswerkverband Rheingau AG	
76	Taunusstein-Wihen	Ext	Netzkoppelpunkt	Gaswerkverband Rheingau AG	
77	Weiskirchen	Ext	Netzkoppelpunkt	NRM Netzenste Rhein-Main	NRM E.ON GT / GUT H-Gas
78	Wermelskirchen Hagener Berg	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
79	Wermelskirchen-Berliner Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
80	Wermelskirchen-Debringhausen	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
81	Wermelskirchen-Epringhausen	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
82	Wermelskirchen-Industriegebiet-Ost	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
83	Wermelskirchen-Pantolz	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
84	Wildenranna	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Bayern Netz GmbH	Netzgebiet H-Gas II
85	Wipperfurth-Haule	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
86	Wipperfurth-Krauzberg	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
87	Wipperfurth-Edenscheider Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
88	Wipperfurth-Wupperstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH	
89	Worms-Nord	Ext	Netzkoppelpunkt	EWR Netz GmbH	Saar Ferngas Transport Teilnetz Nordost
90	Wuppertal-Kleinenhammer	Ext	Netzkoppelpunkt	WSW Netz GmbH	Kohlurth-Kleinenhammer (L-Gas)
91	Wuppertal-Kohlurth	Ext	Netzkoppelpunkt	WSW Netz GmbH	Kohlurth-Kleinenhammer (L-Gas)
92	Wien-Aheim	Ext	Netzkoppelpunkt	HEAG Südwestische Energie AG (HSE)	HSE-Netzbereich A
93	Mohelbach	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT und Netzkoppelpunkt	Gasversorgung Süddeutschland GmbH	
94	Blumberg	Ext	Netzkoppelpunkt	NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG	Teilnetz Berlin
95	Hannover - Schulenburg-Engelbostal, Dorfstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
96	Hannover-Dötberg, Dorfstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
97	Hannover-Godshorn, Frankenberg	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
98	Hannover-Langenhagen, Nordstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
99	Hannover-Linden, Bauweg	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
100	Hannover-List, Am Lischholz	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
101	Hannover-Misburg, Ludwig-Jahn-Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
102	Hannover-Stöcken, Hasenberg	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
103	Hannover-Vinohorst, Kirchweesen	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
104	Hannover-Vinohorst, Schulenburg Landstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
105	Lehrte - Ahlen, Hannover	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
106	Seelze	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
107	Seelze-Osternurzel, Hannover	Ext	Netzkoppelpunkt	enercity Netzgesellschaft mbH	
108	Vitzroda	Ext	Netzkoppelpunkt	Gasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (EVG)	
109	Bocholtz	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	Gas Transport Services	
110	Elend	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	Energimix.de	
111	Eiden-Zevenaar	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	Gas Transport Services	
112	Emden EPT	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	Gassco	
113	Emden NPT	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	Gassco	
114	Eynatten/Raeren	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	Fluys	
115	Medelsheim	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	GRTgaz	
116	Oberkappel	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	OMV Gas GmbH	
117	Oldes Statenzij 2	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	Gas Transport Services	
118	Oldes Statenzij	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	Gas Transport Services	
119	Remich	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	SOTEG	
120	Vreden	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	Gas Transport Services	
121	Walzbach	Ext	Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt	Transitgas (Swissgas)	
122	Achim	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	BEB Transport GmbH & Co. KG	
123	Amerdingen	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	GmbH	
124	Amerdingen 2	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	bayernets GmbH	
125	Anwähling	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	bayernets GmbH	
126	Bischofshelm II	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	Gas-Union Transport GmbH & Co. KG	
127	Bischofshelm III	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	Gas-Union Transport GmbH & Co. KG	
128	Bogen	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	bayernets GmbH	
129	Bunder Tief 1	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	BEB Transport GmbH & Co. KG	
130	Deggendorf 1	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	bayernets GmbH	
131	Denkendorf 2	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	bayernets GmbH	
132	Drohne	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	BEB Transport GmbH & Co. KG	
133	Dülmen	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	RWE Transportnetz Gas GmbH	
134	Frohheim 1	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	bayernets GmbH	
135	Gernsheim aus H-Mitte in MEGAL	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	Gas de France Deutschland Transport GmbH	
136	Gernsheim aus H-Süd in MEGAL	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	Gas de France Deutschland Transport GmbH	
137	Großothheim	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	Gas-Union Transport GmbH & Co. KG	
138	Gundhausen	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	bayernets GmbH	
139	Hermheim	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	Gas-Union Transport GmbH & Co. KG	
140	H-Gas Mitte nach H-Gas Nord	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	E.ON Gastransport AG & Co. KG	
141	H-Gas Mitte nach H-Gas Süd	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	E.ON Gastransport AG & Co. KG	
142	H-Gas Nord nach H-Gas Mitte	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	E.ON Gastransport AG & Co. KG	
143	H-Gas Süd nach H-Gas Mitte	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	E.ON Gastransport AG & Co. KG	
144	Hirschkefal	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	GmbH	
145	Homburg/Ohm	Ext	Netzkoppelpunkt - MJT	Gas-Union Transport GmbH & Co. KG	

146	Jügesheim	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Gas-Union Transport GmbH & Co.KG
147	Karlruhe-Hardt Nord	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Erdgas Südwest GmbH
148	Katzdorf	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	bayernets GmbH
149	Lampertheim 2	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	GmbH
150	Lemförde	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG
151	Mittebunn aus H-Mitte in MEGAL	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Gas de France Deutschland Transport GmbH
152	Mittebunn aus H-Mitte in TENP	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Eni Gas & Power Deutschland S.p.A.
153	Mittebunn aus H-Süd in MEGAL	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Gas de France Deutschland Transport GmbH
154	Mittebunn aus H-Süd in TENP	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Eni Gas & Power Deutschland S.p.A.
155	Nittrogen	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	bayernets GmbH
156	Nordschwaben 1	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	GmbH
157	Ochtrup	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	RWE Transportsnetz Gas GmbH
158	Quarnstedt	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	BEB Transport GmbH & Co. KG
159	Reckrod	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	WINGAS TRANSPORT GmbH & Co. KG
160	Riedenburg	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	bayernets GmbH
161	Rimpar aus H-Mitte in MEGAL	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Gas de France Deutschland Transport GmbH
162	Rimpar aus H-Süd in MEGAL	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Gas de France Deutschland Transport GmbH
163	Rothensatt	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	GmbH
164	Rottenburg	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	bayernets GmbH
165	Schänklengsfeld	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Gas-Union Transport GmbH & Co.KG
166	Sohlachtam	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Gas-Union Transport GmbH & Co.KG
167	Sohnstsee	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	bayernets GmbH
168	Schwandorf	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Gas de France Deutschland Transport GmbH
169	Steinitz	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	GmbH
170	Stolberg in TENP	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	ONTRAS - VVG Gastransport GmbH
171	Taufkirchen	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	Eni Gas & Power Deutschland S.p.A.
172	Tiefenbach	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	bayernets GmbH
173	Tunstedt 1	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	bayernets GmbH
174	Verdenhalde	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	GmbH
175	Wardenburg	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	RWE Transportsnetz Gas GmbH
176	Wilsatz 1	Exit	Netzkoppelpunkt - MUT	BEB Transport GmbH & Co. KG

II. Liste der Punkte, die in Netzgebieten liegen, die weder über oberregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden noch unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können.

	MD Punktzahl	Flussrichtung	NAP/TKP Status	nachgl. MD 1	Nachgelagerter Netzbereich 1	Anstufung in MD 1
177	Aarbergen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
178	Aller	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
179	Andersmach 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
180	Älber	Exit	Netzkoppelpunkt	Gasversorgung Lahn-Dill GmbH		
181	Älber-Berghausen	Exit	Netzkoppelpunkt	Gasversorgung Lahn-Dill GmbH		
182	Atendorf 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
183	Bad Hoenningsen 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
184	Bad Hoenningsen 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
185	Bekew IV a	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
186	Bekew V a	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
187	Benrath	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
188	Benrath-Hildener Str.	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
189	Bergkamen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
190	Bochum 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
191	Bochum 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
192	Bochum-Hörtrup	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
193	Bonn 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
194	Bonn 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
195	Bonn 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
196	Brackwede	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
197	Castrop-Rexel 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
198	Darmstadt 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
199	Deme	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
200	Dillenburg	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
201	Dillenburg, Am Güterbahnhof	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
202	Dormagen 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
203	Dormagen 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
204	Dornap	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
205	Dortmund 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
206	Dortmund 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
207	Dortmund 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
208	Dortmund 4	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
209	Dortmund 5	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
210	Dortmund Burgholzstraße	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
211	Dortmund-Herdecke 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
212	Dortmund-Herdecke	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
213	Duisburg-Homborg	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
214	Duisburg-Hückingen V	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
215	Duisburg-Maldorf	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
216	Duisburg-Charlottenstr.	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
217	Duisburg-Hamborn 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
218	Duisburg-Hamborn 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		
219	Duisburg-Hochfeld	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*		

220	Duisburg-Mandoh	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
221	Duisburg-Ruhrort 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
222	Duisburg-Süd 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
223	Duisburg-Süd 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
224	Duisburg-Wiedau 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
226	Duisburg-Werthausen Str.	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
228	Düsseldorf 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
227	Düsseldorf 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
228	Düsseldorf 4	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
229	Düsseldorf 5	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
230	Düsseldorf 6	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
231	Düsseldorf Helehof 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
232	Düsseldorfer Oberbilk	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
233	Düsseldorfer Reisholz	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
234	Düsseldorfer Ufermuth	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
235	Düsseldorfer Gensersheim	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
236	Ehringhausen 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
237	Essen 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
238	Essen Karnap	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
239	Essen Altenessen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
240	Essen Kray	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
241	Essen-Ostviertel 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
242	Essen-Ostviertel 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
243	Essen-Ostviertel 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
244	Euskirchen-Stolzheim 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
245	Euskirchen-Witterschlick	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
246	Flandernbach	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
247	Frankfurt 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
248	Frankfurt 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
249	Frankfurt 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
250	Frankfurt Sindlingen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
251	Frankfurt Unterliederbach	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
252	Gebersdorf	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
253	Gelsenkirchen 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
254	Gelsenkirchen 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
255	Gelsenkirchen 4	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
256	Gladbeck	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
257	Grevenbroich 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
258	Griesheim 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
259	Grossrotzenburg	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
260	Hagen-Halden	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
261	Häger Langenaubach 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
262	Hamm	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
263	Hamm-Uentrop 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
264	Hannover-Barsinghausen 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
265	Hannover-Barsinghausen 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
266	Hardeberg	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
267	Harpen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
268	Hattingen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
269	Herborn 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
270	Herborn Burg	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
271	Herdecke 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
272	Herdecke 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
273	Herdecke 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
274	Höfen Weststr.	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
275	Hönnetal	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
276	Huckingen 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
277	Inching	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
278	Karlsruhe 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
279	Karlsruhe 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
280	Karlsruhe 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
281	Karlsruhe 4	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
282	Karlsruhe 6	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
283	Kirchen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
284	König-Porz 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
285	Krefeld 6	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
286	Krefeld Ceresstr.	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
287	Krefeld-Kreiss	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*
288	Kreuztal-Buschhütten 4	Exit	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*

289	Krautal-Eichen 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
290	Langenfeld 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
291	Leverkusen 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
292	Leverkusen 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
293	Leverkusen 5	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
294	Leverkusen 6	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
296	Leverkusen-Oppladen 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
298	Limburg Staßel	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
297	Lindlar 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
298	Lindlar 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
299	Lindlar 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
300	Lollar 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
301	Loquard / Gnothhusen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
302	Lünen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
303	Marl 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
304	Meerbach-Moers	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
305	Mellmann 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
306	Moers 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
307	Moers-Hanielstr.	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
308	Moers-Meerfeld	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
309	Mönchengladbach Chierichweg	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
310	Monheim	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
311	Mudersbach 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
312	Mülheim 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
313	Mülheim 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
314	Mülheim 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
315	Mülheim-Weserstr.	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
316	Münster-Amselbüren	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
317	Münster-Walstedde	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
318	Neanderthal	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
319	Neuss 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
320	Neuss 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
321	Neuss 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
322	Niederfischbach	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
323	Niederrüssel 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
324	Oberhausen 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
325	Oberhausen 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
326	Oberhausen Hatten	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
327	Oberland	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
328	Oedt	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
329	Oren	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
330	Osnabrück 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
331	Osnabrück 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
332	Porz-Eisdorf 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
333	Rasselsstein-Andernach	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
334	Rasselsstein-Naewied	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
335	Rattingen, Am Sandbach	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
336	Rattingen, Dechenstraße	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
337	Remscheid-Létringhausen 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
338	Rinkel-Stoeresand	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
339	Rüsselsheim 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
340	Schwarta	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
341	Sieg 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
342	Siegburg	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
343	Siegen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
344	Siegen-Geisweid 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
345	Siegen-Geisweid 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
346	Sinn 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
347	Sinn 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
348	Sinn 4	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
349	Solingen 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
350	Solingen 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
351	Solingen-BÄrtgen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
352	Solingen-Kohlurt	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
353	Troisdorf 1	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
354	Troisdorf 2	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
355	Troisdorf 3	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
356	Troisdorf 4	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*
357	Uerdingen	Exit	Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher	Letztverbraucher*

358	Vosswinkel-Lethmahe	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
359	Warheim	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
360	Weimar-Werkbach 1	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
361	Weinheim	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
362	Weiterstadt	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
363	Werdohl 1	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
364	Werdohl 4	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
365	Werdohl-Brönninghaus 2	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
366	Werdohl-Diesel	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
367	Wermelskirchen 2	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
368	Wermelskirchen 3	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
369	Werne	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
370	Wesseling 1	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
371	Wesseling 2	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
372	Wetzlar 1	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
373	Wetzlar 2	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
374	Wittich-Motkesstr.	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
375	Wipperlarth	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
376	Wissen 2	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
377	Witten 2	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
378	Witten 3	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
379	Witten 4	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
380	Witten-Annen	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
381	Worms	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
382	Wülfrath 4	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
383	Wuppertal, Hahnenfuth	Ext	Netzanschlusspunkt - Letzverbraucher	Letzverbraucher*	
384	Speicher Bierwang	Ext	Netzanschlusspunkt - Speicher	Untertagespeicher Bierwang	
385	Speicher Breittbrunn	Ext	Netzanschlusspunkt - Speicher	Untertagespeicher Breittbrunn/Eggelst	
386	Speicher Epe H	Ext	Netzanschlusspunkt - Speicher	Untertagespeicher Epe	
387	Speicher Epe L	Ext	Netzanschlusspunkt - Speicher	Untertagespeicher Epe	
388	Speicher Escherfelden	Ext	Netzanschlusspunkt - Speicher	Untertagespeicher Escherfelden	
389	Speicher Etzel	Ext	Netzanschlusspunkt - Speicher	Untertagespeicher Etzel	
390	Speicher Hähnlein	Ext	Netzanschlusspunkt - Speicher	Untertagespeicher Hähnlein	
391	Speicher Krummhörn	Ext	Netzanschlusspunkt - Speicher	Untertagespeicher Krummhörn	
392	Speicher Stockstadt	Ext	Netzanschlusspunkt - Speicher	Untertagespeicher Stockstadt	
393	Ahlen-Warandorfer Str.	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
394	Ahlen-Westfalukaserna	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
395	Aif	Ext	Netzkoppelunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Saar Ferngas Transport Zuordnungs-Agape Mosel/Eifel
396	Alfter-Oedokoven	Ext	Netzkoppelunkt	Regionalgas Euskirchen GmbH & Co. KG	Alfter, Bad Münterzfeld, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Antweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swisttal, Wachtberg, Weilerswist, Zülpich
397	Alfter-Wiltenshlick	Ext	Netzkoppelunkt	Regionalgas Euskirchen GmbH & Co. KG	Alfter, Bad Münterzfeld, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Antweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swisttal, Wachtberg, Weilerswist, Zülpich
398	Altena-Opperhusener Str.	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
399	Altena-Rahmeda	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
400	Am Zugmantel	Ext	Netzkoppelunkt	Söwag Netz GmbH	Netzgebiet Dawbach, Netzgebiet Runkel-Dahn, Netzgebiet Eiz, Netzgebiet Wachtöppel, Netzgebiet Wirtelau, Netzgebiet Am Zugmantel
401	Andernach-Rhein	Ext	Netzkoppelunkt	EVM Netz GmbH	EVM-Teilnetz L-Gas
402	Asbach-Neschen	Ext	Netzkoppelunkt	Bad Honnef Aktiengesellschaft	
403	Asbach-Windhagen	Ext	Netzkoppelunkt	Bad Honnef Aktiengesellschaft	
404	Asheim	Ext	Netzkoppelunkt	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	KWV Teilnetz Insel 1 (alle Inselstationen außer Raunheim)
405	Atendorf	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
406	Atendorf 1	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
407	Bad Essen 1	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
408	Bad Essen 2	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
409	Bad Honningen	Ext	Netzkoppelunkt	EVM Netz GmbH	EVM-Teilnetz L-Gas
410	Bad Honnef, Am Spitzenbach	Ext	Netzkoppelunkt	Bad Honnef Aktiengesellschaft	
411	Bad Honnef, Lohfelder Str.	Ext	Netzkoppelunkt	Bad Honnef Aktiengesellschaft	
412	Bad Honnef-Aegidienberg	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
413	Bad Burg	Ext	Netzkoppelunkt	Stadtwerke Bad Neuenahr GmbH	
414	Bad Nauheim 1	Ext	Netzkoppelunkt	Stadtwerke Bad Nauheim GmbH	
415	Bad Nauheim 2	Ext	Netzkoppelunkt	Stadtwerke Bad Nauheim GmbH	
416	Bad Nauendorf, Horster Straße	Ext	Netzkoppelunkt	E.ON Westfalen Wasser Netz GmbH	ÖVN Weserbergland Nord
417	Bad Oeynhausen-Stelnbr.	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
418	Bad Rothenfelde	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
419	Bad Windsheim Bf/WN 1	Ext	Netzkoppelunkt	N-ERGE Netz GmbH	
420	Beckdorf	Ext	Netzkoppelunkt	E.ON Westfalen Wasser Netz GmbH	ÖVN Weserbergland Nord
421	Beckum-Gelsterstr.	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
422	Beckum-Naubeckum	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
423	Beckum-Valten	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
424	Beim, Am Appelhöpel	Ext	Netzkoppelunkt	Vertelnetz GmbH	Beim
425	Bandorf Süd 1	Ext	Netzkoppelunkt	EVM Netz GmbH	EVM-Teilnetz L-Gas
426	Bathel-Quellenhofweg	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
427	Bathel-Waldesruh	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
428	Batzdorf-Zentrum, Eisenbahnstraße	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Betzdorf
429	Belefeld 1	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	Böhmla, Dissen, Bad Burg-Georgsmarienhütte, Lemförde-Stemwede, Dorsten, Belefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Vahlheim, Bassendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck
430	Belefeld Erpestraße	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	Böhmla, Dissen, Bad Burg-Georgsmarienhütte, Lemförde-Stemwede, Dorsten, Belefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Vahlheim, Bassendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck
431	Belefeld-Brackwede	Ext	Netzkoppelunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	Böhmla, Dissen, Bad Burg-Georgsmarienhütte, Lemförde-Stemwede, Dorsten, Belefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Vahlheim, Bassendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck

432	Bielefeld-Herforder Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	Böhmte, Dissen, Bad Iburg-Georgmarlenhütte, Lemförde-Starmwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Vethlein, Bassendorf-Melle, Boppard-Oberrüssel, Porta Westfalica-Lerbeck
433	Bielefeld-Ummeh	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	Böhmte, Dissen, Bad Iburg-Georgmarlenhütte, Lemförde-Starmwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Vethlein, Bassendorf-Melle, Boppard-Oberrüssel, Porta Westfalica-Lerbeck
434	Billerbeck, Beerlage	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH	Billerbeck-Temming
438	Bochum-Hattigan	Ext	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
439	Bochum-Langendreer	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	Witten-Wettlar, Walsbörcheim-Meisenheim, Weisheim-Norheim, Kireberg-Stronberg
437	Bochum-Ossapel	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
436	Bochum-Wellmar	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
439	Bohmte	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
440	Bonn-Brüserberg	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
441	Bonn-Coseliner Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
442	Bonn-Dornheckerstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
443	Bonn-Königsplatz Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
444	Bonn-Ludwig-Erhard Allee	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
445	Bonn-Haasstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
446	Bonn-Medingerhoven	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
447	Bonn-Oberdorferstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
448	Bonn-Oppelner Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
449	Bonn-Prof.Neu Allee	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
450	Bonn-Röttgen	Ext	Netzkoppelpunkt	Regionalgas Euskirchen GmbH & Co. KG	Aifler, Bad Münsterlaffel, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Anweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swisttal, Wachtberg, Weiserauf, Zülpich
451	Bonn-Strauß Allee	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
452	Bonn-Theodorstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
453	Bonn-Weststr.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWB EnergieNetze GmbH	
454	Borgholzhausen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
455	Bornheim, Judenspfad	Ext	Netzkoppelpunkt	Regionalgas Euskirchen GmbH & Co. KG	Aifler, Bad Münsterlaffel, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Anweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swisttal, Wachtberg, Weiserauf, Zülpich
456	Botrop, Batenbrockstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH L-Gas Netz
457	Botrop, Essener Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH L-Gas Netz
458	Botrop, Hackfurthstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH L-Gas Netz
459	Botrop, Polsterstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH L-Gas Netz
460	Botrop, Rheinstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH L-Gas Netz
461	Botrop, Sacklers	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH L-Gas Netz
462	Brackwede-Güdeslohstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
463	Burscheid-Medenbach	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Herten GmbH	
464	Bürschburg-Grotenk.	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Schaumburg-Lippe GmbH	
465	Bürschburg-Röcke	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Schaumburg-Lippe GmbH	
466	Bünde-Rüdingerhausen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
467	Burbach-Holzhausen 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
468	Burbach-Holzhausen 2	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
469	Burbach-Niederressendorf	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH	Burbach
470	Burscheid, Höpferstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Burscheid GmbH	
471	Burscheid, Pastor-Löh-Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Burscheid GmbH	
472	Burscheid-Handerfeld	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Burscheid GmbH	
473	Burscheid-Löh, Wiebachquelle	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Burscheid GmbH	
474	Butzbach	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie und Versorgung Butzbach GmbH	
475	Butzbach-Niederlöben	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie und Versorgung Butzbach GmbH	
476	Butzbach-Ostheim	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie und Versorgung Butzbach GmbH	
477	Castrop-Rauxel, Bladenhorst	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH	Castrop-Rauxel-Bladenhorst, Winterberg-Hohelays
478	Coelbe	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Marburg GmbH	
479	Dachum-Rul	Ext	Netzkoppelpunkt	Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG	
480	Daubach	Ext	Netzkoppelpunkt	Söwag Netz GmbH	Netzgebiet Daubach, Netzgebiet Runkel-Dehn, Netzgebiet Eiz, Netzgebiet Wachöppel, Netzgebiet Wärbela, Netzgebiet Am Zugmantel
481	Denkendorf-DENK	Ext	Netzkoppelpunkt	N-ERGIE Netz GmbH	
482	Dernbach	Ext	Netzkoppelpunkt	EVM Netz GmbH	EVM-Teilnetz L-Gas
483	Derschlag	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
484	Detlabaach	Ext	Netzkoppelpunkt	Kitzingen GmbH	
485	Diaz, Am Hallenbad	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Diaz GmbH	
486	Diaz, Heidenbach	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Diaz GmbH	
487	Diaz, Wasmervon-Siemens-Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Diaz GmbH	
488	Dillenburg, Altesstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
489	Dillenburg, Frankfurter Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
490	Dillenburg, Manderbacher Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
491	Dillenburg, Sofienstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
492	Donsleders 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Zuordnungsanlage Donsleders
493	Dormagen-Deitrich	Ext	Netzkoppelpunkt	evd energieversorgung dormagen gmbh	
494	Dormagen-Hackenbröck, Netzwerk Süd	Ext	Netzkoppelpunkt	evd energieversorgung dormagen gmbh	
495	Dormagen-Hackenbröck, Sasser Shopp	Ext	Netzkoppelpunkt	evd energieversorgung dormagen gmbh	
496	Dormagen-Nord	Ext	Netzkoppelpunkt	evd energieversorgung dormagen gmbh	
497	Dormagen-Rheinfeld, Pwipper Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	evd energieversorgung dormagen gmbh	
498	Dorsten, Rhoße, Röhler Weg	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH	Dorsten
499	Dorsten-Hallerner Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	Böhmte, Dissen, Bad Iburg-Georgmarlenhütte, Lemförde-Starmwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Vethlein, Bassendorf-Melle, Boppard-Oberrüssel, Porta Westfalica-Lerbeck
500	Dorsten-Lindfelder Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	Böhmte, Dissen, Bad Iburg-Georgmarlenhütte, Lemförde-Starmwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Vethlein, Bassendorf-Melle, Boppard-Oberrüssel, Porta Westfalica-Lerbeck
501	Dortmund-Eving, Burgholzstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Dortmunder Energie- und Wasserversorgung - Netz GmbH	DEW 21 Teilnetz H-Gas Nord Dortmund
502	Dortmund-Höcheran, Am Etberg	Ext	Netzkoppelpunkt	Dortmunder Energie- und Wasserversorgung - Netz GmbH	DEW 21 Teilnetz L-Gas Dortmund
503	Dortmund-Höfen, Am Hasenberg	Ext	Netzkoppelpunkt	Dortmunder Energie- und Wasserversorgung - Netz GmbH	DEW 21 Teilnetz L-Gas Dortmund
504	Dortmund-Ossapel, Witener Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Dortmunder Energie- und Wasserversorgung - Netz GmbH	DEW 21 Teilnetz H-Gas Nord Dortmund
505	Dortmund-Schornhorst, Greveler Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Dortmunder Energie- und Wasserversorgung - Netz GmbH	DEW 21 Teilnetz H-Gas Nord Dortmund
506	Dortmund-Westfalida, Mosselde	Ext	Netzkoppelpunkt	Dortmunder Energie- und Wasserversorgung - Netz GmbH	DEW 21 Teilnetz H-Gas Nord Dortmund
507	Duisburg-Hamborn 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	
508	Ehringhausen	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
509	Eickborn	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporthetz Gas GmbH	

510	Elten	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	Netzgebiet Daubach, Netzgebiet Runkel-Dehn, Netzgebiet Eiz, Netzgebiet Wachtkoppel, Netzgebiet Wirbelau, Netzgebiet Am Zugmantel
511	Elz	Ext	Netzkoppelpunkt	Söwag Netz GmbH	
512	Ennepetal-Königsfeld	Ext	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
513	Ennepetal-Naunländer, Naunländer Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
514	Ennepetal-Ostinghauser, Hagelsiepen	Ext	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
515	Ennepetal-Wuppemannshof, Wuppemannstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
516	Erkrath, Hochhäuser Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Erkrath GmbH	
517	Erkrath, Max-Planck-Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Erkrath GmbH	
518	Erkrath, Norddorf	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Erkrath GmbH	
519	Erfangen-Hütendorf 102	Ext	Netzkoppelpunkt	Erfanger Stadtwerke AG	
520	Eschenfelden ESCH	Ext	Netzkoppelpunkt	NERGIE Netz GmbH	
521	Essen-Bergparhausen, Kiesebaumstraße (AZM)	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
522	Essen-Bylang, Eisenhammerweg	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
523	Essen-Bylang, Nierenhofer Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
524	Essen-Frintrop, Besenlager Straße (AZM)	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
525	Essen-Haarzopf, Am Treppchen (AZM)	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
526	Essen-Hinzel, Langenberger Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
527	Essen-Hinzel, Nachtkirch	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
528	Essen-Hollhausen, Mühlstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
529	Essen-Horst, Dahlhauser Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
530	Essen-Hutrop, Volkmarsklamp	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
531	Essen-Kamp, Karpner Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
532	Essen-Kray, Schönscheiderstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
533	Essen-Kupferdrath, Gasstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
534	Essen-Kupferdrath, Schwermannstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
535	Essen-Mitte, Geringstraße (AZM)	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
536	Essen-Ostviertel, Eisenstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Essen AG	Essen-Stadt H-Gas E ON GT-Nord
537	Elzbach-Zentrum, Leystraße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Elzbach
538	Euskirchen, Georgstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Regionalgas Euskirchen GmbH & Co KG	Altar, Bad Münsterlertal, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Anweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swisttal, Wachtberg, Weilerswist, Zülpich
539	Euskirchen, Osterstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Regionalgas Euskirchen GmbH & Co KG	Altar, Bad Münsterlertal, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Anweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swisttal, Wachtberg, Weilerswist, Zülpich
540	Euskirchen, Rotzheimer Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Regionalgas Euskirchen GmbH & Co KG	Altar, Bad Münsterlertal, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Anweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swisttal, Wachtberg, Weilerswist, Zülpich
541	Euskirchen-Kuchenheim-Ost	Ext	Netzkoppelpunkt	Regionalgas Euskirchen GmbH & Co KG	Altar, Bad Münsterlertal, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Anweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swisttal, Wachtberg, Weilerswist, Zülpich
542	Euskirchen-Slotzheim	Ext	Netzkoppelpunkt	Regionalgas Euskirchen GmbH & Co KG	Altar, Bad Münsterlertal, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Anweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swisttal, Wachtberg, Weilerswist, Zülpich
543	Freudenberg 2	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
544	Freudenberg 3	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
545	Freudenberg 4	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
546	Freudenberg 5	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
547	Friedberg, Kühler Grund	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Friedberg	
548	Friedberg-Ockstadt, Harbökumcheweg (Konradbrunnchen)	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Friedberg	
549	Fürstengrund	Ext	Netzkoppelpunkt	HEAG Südwestische Energie AG (HSE)	HSE-Netzbereich D
550	Fürth Manhof-Königsühle	Ext	Netzkoppelpunkt	infra fürth gmbh	
551	Fürth Reindorf	Ext	Netzkoppelpunkt	infra fürth gmbh	
552	Garbsen, Meyenfelder Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	Gasversorgung Garbsen GmbH	
553	Garbsen, Springrad	Ext	Netzkoppelpunkt	Gasversorgung Garbsen GmbH	
554	Gelsenkirchen, Adenauer Allee	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
555	Gelsenkirchen, Böckmstr	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
556	Gelsenkirchen, Bornlamppstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
557	Gelsenkirchen, Büchelweg	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
558	Gelsenkirchen, Fibestraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
559	Gelsenkirchen, Hubertusstr	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
560	Gelsenkirchen, Lethestraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
561	Gelsenkirchen, Münsterstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
562	Gelsenkirchen, Ostgrasensstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
563	Gelsenkirchen, Waldstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
564	Gelsenkirchen-K.Schumacher Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH H-Gas Netz
565	Georgsmarienhütte	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
566	Gernshaim	Ext	Netzkoppelpunkt	HEAG Südwestische Energie AG (HSE)	HSE-Netzbereich B
567	Geslar-Hochmoor	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
568	Geslar GESL	Ext	Netzkoppelpunkt	NERGIE Netz GmbH	
569	Gevelsberg	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Wildbuckenheim-Melsenheim, Weinsheim-Norheim, Kirschberg-Stronsberg
570	Gevelsberg 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
571	Gevelsberg, Oststr.	Ext	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
572	Gevelsberg-Frielinghausen, Haßinghauser Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
573	Gevelsberg-Sitcheda, Schwalmer Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
574	Gießen Weststadt	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Gießen AG	
575	Gießen-Kleinfinden	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Gießen AG	
576	Gießen-Süd 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Gießen AG	
577	Gießen-Süd 2	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Gießen AG	
578	Gießen-West	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Gießen AG	
579	Gladbeck, Gaswerk	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH L-Gas Netz
580	Gladbeck, Hegelstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH L-Gas Netz
581	Gladbeck, Horster Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH L-Gas Netz
582	Gladbeck-Pentfort, Besenstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	ELE Verteilnetz GmbH	ELE Verteilnetz GmbH L-Gas Netz
583	Glandorf	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
584	Graben-Neudorf	Ext	Netzkoppelpunkt	247 Netze GmbH	Netzgebiet Graben-Neudorf
585	Grerath 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Gemeindewerke Grerath GmbH	
586	Grerath 2	Ext	Netzkoppelpunkt	Gemeindewerke Grerath GmbH	
587	Grerath-Ost 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Gemeindewerke Grerath GmbH	
588	Grensbroich, Lierthalsstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	GWG Gas- und Wasserwerk Grensbroich GmbH	
589	Grensbroich, Zedemstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	GWG Gas- und Wasserwerk Grensbroich GmbH	
590	Grensbroich-Wewelinghoven, Rhenaniestr	Ext	Netzkoppelpunkt	GWG Gas- und Wasserwerk Grensbroich GmbH	
591	Griethausen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
592	Großgötm	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Aachen Netz GmbH	örtliche Verteilung Barsinghausen - Egestorf
593	Groschäfersdorf GHDF	Ext	Netzkoppelpunkt	NERGIE Netz GmbH	
594	Groschäfersdorf	Ext	Netzkoppelpunkt	NERGIE Netz GmbH	
595	Gülternschied	Ext	Netzkoppelpunkt	ELM Netz GmbH	EVM-Netz L-Gas
596	Gülternschied-Erdenstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
597	Gülternschied-Kaasstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
598	Gülternschied-Kellstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	
599	Haan, Brucherhoffen	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Haan GmbH	Stadtgebiet Haan
600	Haan, Gaswerk	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Haan GmbH	Stadtgebiet Haan
601	Haan-Am Wälsberg	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Haan GmbH	Ortsnetz Grattan
602	Haan-Indien	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Haan GmbH	Stadtgebiet Haan
603	Hagen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transpofnetz Gas GmbH	

603	Hagen-Ambrock	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldbockelheim-Meisenheim, Weisheim-Norheim, Kirchberg-Stronberg
604	Hagen-Sporbecker Weg	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldbockelheim-Meisenheim, Weisheim-Norheim, Kirchberg-Stronberg
606	Hagen-Weidestraße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldbockelheim-Meisenheim, Weisheim-Norheim, Kirchberg-Stronberg
606	Hagen-Westerber	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldbockelheim-Meisenheim, Weisheim-Norheim, Kirchberg-Stronberg
607	Häger	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Häger	
608	Häger Langenaubach 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Häger	
609	Häger-Katzehe	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Häger	
610	Häger-Sechshelden	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Häger	
611	Häver	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
612	Hamm, Bockum-Hövel, Bülowstrasse	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerkeverbund Hellweg-Lippe Netz GmbH & Co. KG	
613	Hamm, Münsterstrasse	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerkeverbund Hellweg-Lippe Netz GmbH & Co. KG	
614	Hamm-Hessen, Ahlener Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerkeverbund Hellweg-Lippe Netz GmbH & Co. KG	
615	Hamm-Hessen, Sachsen	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerkeverbund Hellweg-Lippe Netz GmbH & Co. KG	
616	Hamm-Uentrop	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
617	Hamm-Uentrop, Auf dem Südfelde	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerkeverbund Hellweg-Lippe Netz GmbH & Co. KG	
618	Hannover-Barsinghausen 3	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Arcon Netz GmbH	Artliche Verteilung: Barsinghausen - Egestorf
619	Hattingen-Buchholz	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
620	Hattingen-Welper	Ext	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
621	Heepen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
622	Heepen-SchelmiserWeg	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
623	Hennel (Sieg)-Zentrum, Stoßdorfer Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Hennel
624	Hennel (Sieg)-Zentrum, Wehrstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Hennel
626	Herborn, In der Au	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Herborn GmbH	
626	Herborn-Abbach	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Herborn GmbH	
627	Herborn-Hörbach	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Herborn GmbH	
628	Herdecke, Am Bleichstein	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldbockelheim-Meisenheim, Weisheim-Norheim, Kirchberg-Stronberg
629	Herdecke, Seeweg	Ext	Netzkoppelpunkt	Wasserversorgung - Netz GmbH	DEW 21 Teilnetz H-Gas Miba Herdecke Bohnte, Dissen, Bad Burg Georgenhan-Nöe, Lemförde-Sternwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Herford- Hartinghausen-Porta Westfalica-Velhain, Bissendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck
630	Herford-Werresr.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
631	Herringshausen 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
632	Herringshausen 2	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
633	Herzogenaurach HERZ 1	Ext	Netzkoppelpunkt	N-ERGIE Netz GmbH	
634	Hessisch Oldendorf	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Wirtschaftl. Weser Netz GmbH	ÖVN Weserbergland Nord
636	Hilfslar	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Lohr-Karlstadt und Umgebung GmbH & Co. KG	
636	Hilden-Nord	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Hilden GmbH	
637	Hilden-Ost, MZhenbachweg	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Hilden GmbH	
638	Hilden-West	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Hilden GmbH	
638	Hochheim	Ext	Netzkoppelpunkt	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	KWV Teilnetz Insel 1 (alle Inselstationen außer Raunheim)
640	Hockenheim, Hübcker Ring	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Hockenheim	
641	Hoehr-Grenzhausen	Ext	Netzkoppelpunkt	EVM Netz GmbH	EVM-Teilnetz L-Gas
642	Höningen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
643	Hörsich	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Lohr-Karlstadt und Umgebung GmbH & Co. KG	
644	Höhrath, Am Jägerhof	Ext	Netzkoppelpunkt	GWG Gas- und Wasserwerk Grevenbroich GmbH	
645	Höxum	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
646	Hützenberg-Rechtenbach	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Miba Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
647	Iserlohn	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
648	Iserlohn-Drüppingsen 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
649	Iserlohn-Drüppingsen 2	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
650	Iserlohn-Letzweg	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
651	Iserlohn-Stanglins, 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
652	Iserlohn-Stanglins, 2	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
653	Kaarsl-Eickerand, Am Feldrand	Ext	Netzkoppelpunkt	Geisenwasser Energienetze GmbH	Sendenhorst, Sendenhorst-Aberstich
654	Kalenborn	Ext	Netzkoppelpunkt	EVM Netz GmbH	EVM-Teilnetz L-Gas
656	Kall, Walentzalerhöhe	Ext	Netzkoppelpunkt	Regionales Euskirchen GmbH & Co. KG	Kall, Mechernich (alle Gebiete außer Antweiler und Wachenford), Netzenheim, Solchden
656	Kapellen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
657	Karlsruhe Eggenstein Nord	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH	
658	Karlsruhe-Rheinfelden	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH	
659	Karlsruhe-West	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH	
660	Karlstadt	Ext	Netzkoppelpunkt	Energienetze Bayern GmbH (GASUF)	Netzgebiet gasuf H-Gas Miba
661	Katzenhobogen	Ext	Netzkoppelpunkt	Söwag Netz GmbH	Netzgebiet Steckenroth, Netzgebiet Katzenhobogen
662	Kempen, Altes Gaswerk	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Kempen GmbH	
663	Kempen, Hinderortloch	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Kempen GmbH	
664	Kempen, Pieschbenden	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Kempen GmbH	
665	Kempen, St. Hubert Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Kempen GmbH	
666	Kerspe-Rönsal	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
667	Kirchen (Sieg)-Brühlhof, Austrasse	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Kirchen
668	Kirchen (Sieg)-Wehbach	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Kirchen
669	Kirchhain-Großseeheim	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Miba Netz GmbH	Netzgebiet 7 oder 8
670	Kirchhorsten, Bergkrug	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Bergkrug GmbH	
671	Kirgenmünster 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Zuordnungsfläche Kirgenmünster KWV Teilnetz Insel 1 (alle Inselstationen außer Raunheim)
672	KWV Rüsselheim 4	Ext	Netzkoppelpunkt	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	
673	König - Longarich 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
674	Königsweiler-Bellinghauserhöhn, Herzeleid (HD-Leitung)	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Königsweiler
675	Königsweiler-Oberdellendorf, Heisterbachstrasse	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Königsweiler
676	Königsweiler-Zentrum, Hauptstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Königsweiler
677	Krefeld 3	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
678	Krefeld 4	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
679	Krefeld 8	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
680	Krefeld 9	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
681	Krefeld Bergstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
682	Krefeld Kohlpützweg	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
683	Krefeld, Wieserweg II	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
684	Krefeld-Annather Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
685	Krefeld-Gaitherhof	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
686	Krefeld-Gladbacher Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
687	Krefeld-Hauptstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
688	Krefeld-Biersr.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
688	Krefeld-Kelster	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
690	Krefeld-Nord	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
691	Krefeld-Röhr	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
692	Krefeld-Wikansstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
693	Krefeld-Wahfeld	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
694	Krefeld-Wieserweg	Ext	Netzkoppelpunkt	SWK Stadtwerke Krefeld AG	
695	Kreuztal 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
696	Kreuztal 2	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
697	Kreuztal, Hagener Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH	Kreuztal
698	Kreuztal, Hagener Straße II	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH	Kreuztal
699	Kreuztal-Buschhöfen 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	
700	Kreuztal-Buschhöfen 2	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transponetz Gas GmbH	

701	Kreuztal-Buschhütten 3	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
702	Krippe	Ext	Netzkoppelpunkt	EVM Netz GmbH	EVM-Teilnetz L-Gas
703	Künsebeck-Häfe	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
704	Künsebeck-Häfe Werkstr. 5	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
705	Lampenheim 1	Ext	Netzkoppelpunkt	247 Netze GmbH	Netzgebiet Rhein-Neckar (Mannheim)
706	Langenbach-Brachbach	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
707	Langenfeld, An der Landstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Langenfeld GmbH	
708	Langenfeld, Hildorfer Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Langenfeld GmbH	
709	Langenfeld, Langforter Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Langenfeld GmbH	
710	Langenfeld, Liebigstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Langenfeld GmbH	
711	Langenfeld, Rheindorfer Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Langenfeld GmbH	
712	Langenfeld, Wolthagenstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Langenfeld GmbH	
713	Langenfeld-Berghausen	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Langenfeld GmbH	
714	Langgins-Niederkeelen	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
715	Letmathe 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
716	Letmathe Altaner Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
717	Letmathe, Am Pater und Nonne	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
718	Letmathe, Schwerter Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
719	Leun-Bessenberg	Ext	Netzkoppelpunkt	Gasversorgung Lahn-Oil GmbH	
720	Lieh	Ext	Netzkoppelpunkt	Oberhessische Gasversorgung GmbH	Teilnetz "L-Gas / UoH" und Teilnetz "L-Gas / Ober-Märken"
721	Limburg, Am Fleckenberg	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Limburg GmbH	
722	Limburg, Industriest.	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Limburg GmbH	
723	Limburg, Sta.-Foy-Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Limburg GmbH	
724	Limburg, Staffei, Elter Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energieversorgung Limburg GmbH	
725	Lindern, Schöninggen	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Schaumburg-Lippe GmbH	
726	Lindlar, Scheel	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
727	Litz-Ost	Ext	Netzkoppelpunkt	EVM Netz GmbH	EVM-Teilnetz L-Gas
728	Löhne-Melbergen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
729	Lollar - Odenhausen	Ext	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
730	Lollar-Ruttershausen	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Gießen AG	
731	Lorscher Wald	Ext	Netzkoppelpunkt	HEAG Südhessische Energie AG (HSE)	HSE-Netzbereich B
732	Louisendorf	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
733	Lünen-Brambauer	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
734	Lünen-Hammstr.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	Witan-Weiler, Waldböckelheim-Meisenheim, Weinsheim-Norheim, Kröbberg-Stornberg
735	Lützelinden	Ext	Netzkoppelpunkt	energie- und wassergesellschaft mbh	
736	Mainz-Kastel	Ext	Netzkoppelpunkt	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	KfW Teilnetz Insel 1 (alle Inselstationen außer Raunheim)
737	Mannheim-Luzenberg	Ext	Netzkoppelpunkt	247 Netze GmbH	Netzgebiet Rhein-Neckar (Mannheim)
738	Marburg-Dröseln	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Marburg GmbH	
739	Marlenheide - Kalsbach	Ext	Netzkoppelpunkt	AggerEnergie GmbH	Marlenheide
740	Marlenheide - Oberweide	Ext	Netzkoppelpunkt	AggerEnergie GmbH	Marlenheide
741	Meerbusch, Hildegundisallee	Ext	Netzkoppelpunkt	abm Wirtschaftsabteilung Meerbusch GmbH	
742	Meerbusch, Hohegrabenweg	Ext	Netzkoppelpunkt	abm Wirtschaftsabteilung Meerbusch GmbH	
743	Meerbusch, Märkesweg	Ext	Netzkoppelpunkt	abm Wirtschaftsabteilung Meerbusch GmbH	
744	Melle-Bissendorf	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	Böhnte, Dissen, Bad Burg-Georgsmarienhütte, Lemförde-Sternwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Harford-Herringshausen-Porta Westfalica-Velhheim, Bissendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck
745	Melle-Markendorf	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	Böhnte, Dissen, Bad Burg-Georgsmarienhütte, Lemförde-Sternwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Harford-Herringshausen-Porta Westfalica-Velhheim, Bissendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck
746	Menden, Schwitten	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
747	Menden-Hinggen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
748	Menzelben 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Zuordnungsaufgabe Mennelben
749	Mettmann-Zentrum, Beehvenstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Mettmann
750	Mettmann-Zentrum, Teistraße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Mettmann
751	Mirfeld 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Zuordnungsaufgabe Mirfeld
752	Mittebrunn (Ost) 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Zuordnungsaufgabe Mittebrunn
753	Moers, Bahnhofsstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie Wasser Niederrhein GmbH	
754	Moers, Bergwerksstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie Wasser Niederrhein GmbH	
755	Moers, Industriestraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie Wasser Niederrhein GmbH	
756	Moers, Kornstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie Wasser Niederrhein GmbH	
757	Moers, Krefelder Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie Wasser Niederrhein GmbH	
758	Moers, Pferdeweide	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie Wasser Niederrhein GmbH	
759	Moers, Stormstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie Wasser Niederrhein GmbH	
760	Moers, Walpurgisstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie Wasser Niederrhein GmbH	
761	Moers-Versickel, Kaldenhausener Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie Wasser Niederrhein GmbH	
762	Montabaur	Ext	Netzkoppelpunkt	EVM Netz GmbH	EVM-Teilnetz L-Gas
763	Mudersbach-Birken, Hs.gelstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Mudersbach
764	Mudersbach-Niederscheldenhütte, Adolphstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Mudersbach
765	Mudersbach-Niederscheldenhütte, Charlottenhütte	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Mudersbach
766	Münster-Mecklenbeck 1	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Münster Netzgesellschaft mbH	Münster - Dranseinfurt
767	Münster-Rinshede	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Münster Netzgesellschaft mbH	Münster - Dranseinfurt
768	Münster-Roxel	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Münster Netzgesellschaft mbH	Münster - Dranseinfurt
769	Nachrodt 1	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
770	Nachrodt 2	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
771	Nachrodt-Wiblingwerde, Bachstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Westfalen-Wasser-Ems Verteilnetz GmbH	Nachrodt-Wiblingwerde
772	Nachrodt-Wiblingwerde, Hagener Str.	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Westfalen-Wasser-Ems Verteilnetz GmbH	Nachrodt-Wiblingwerde
773	Nammen-Sirengelrot	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
774	Nauheim	Ext	Netzkoppelpunkt	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	KfW Teilnetz Insel 1 (alle Inselstationen außer Raunheim)
775	Naurod 2	Ext	Netzkoppelpunkt	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	KfW Teilnetz Insel 1 (alle Inselstationen außer Raunheim)
776	Nellersheim - Hirschberg	Ext	Netzkoppelpunkt	Regionales Elektrizität GmbH & Co. KG	Gemeinden Blandernheim, Dahnem, Heilerthal, Kal, Mechernich (alle Gebiete außer Antweiler und Wachendorf), Nellersheim, Schelden
777	Nettetal-Breyell	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Nettetal GmbH	
778	Nettetal-Büdesch	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Nettetal GmbH	
779	Nettetal-Heckenfeld	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Nettetal GmbH	
780	Nettetal-Hinebeck	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Nettetal GmbH	
781	Nettetal-Kaldenkirchen	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Nettetal GmbH	
782	Nettetal-Lobberich	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Nettetal GmbH	
783	Neunkirchen-Vluyn, Hochstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Energie Wasser Niederrhein GmbH	
784	Neunkirchen	Ext	Netzkoppelpunkt	RWE Transporenetz Gas GmbH	
785	Neuss, Adolfsstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
786	Neuss, An der Hammer Brücke	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
787	Neuss, Deutsche Straße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
788	Neuss, Düsseldorfstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
789	Neuss, Flößlerstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
790	Neuss, Heerdtbuschstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
791	Neuss, Hoescher	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
792	Neuss, Römerstraße	Ext	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	

793	Neuss, Weberstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
794	Neuss-Evetum	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
795	Neuss-Erfal	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
796	Neuss-Hölsken	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
797	Neuss-Horf	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
798	Neuss-Reuschenberg	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
799	Neuss-Werhoven	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH	
800	Neustadt a.d. Aisch NEUA	Exit	Netzkoppelpunkt	N-ERGIE Netz GmbH	
801	Neuwied-Engersfeld	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Neuwied GmbH	
802	Neuwied-Nordhausen	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Neuwied GmbH	
803	Niederkassel-Zentrum, Waldstraße (HD-Leitung)	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Niederkassel
804	Niederkassel-Zentrum, Waldstraße (Ortsverteilnetz)	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Niederkassel
805	Niederdorf-Im Hähnchen	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
806	Niederschelden-Bogenstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
807	Oberdachsenfelden OBDA	Exit	Netzkoppelpunkt	N-ERGIE Netz GmbH	
808	Oberfischbach	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
809	Obermörlen	Exit	Netzkoppelpunkt	Oberhessische Gasversorgung GmbH	Teilnetz 'L-Gas / Licht' und Teilnetz 'L-Gas / Ober-Mörlen'
810	Ope	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
811	Ope-Rhode	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
812	Ope-Stachels	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
813	Ope-Westfälische Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
814	Osnabrück, Die Eversburg	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Osnabrück AG	
815	Osnabrück, Kistferweg	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Osnabrück AG	
816	Osnabrück, Lützenstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Osnabrück AG	
817	Osnabrück, Scheelenbergstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Osnabrück AG	
818	Osnig	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
819	Osnig-Postweg	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
820	Ostercappeln-Heidegarten	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH	Ostercappeln
821	Puri	Exit	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Zuordnungsaufgabe Park Besch
822	Philippsburg	Exit	Netzkoppelpunkt	Gaswerk Philippsburg GmbH	
823	Plettenberg 1	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
824	Plettenberg 2	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
825	Plettenberg 3	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
826	Plettenberg 4	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
827	Plettenberg 5	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
828	Plettenberg 6	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
829	Plettenberg 7	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
830	Plettenberg 8	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
831	Plettenberg 9	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
832	Plettenberg-A. Schwellzer Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
833	Plettenberg-Am Eisenwerk	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
834	Plettenberg-Bundesstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
835	Plettenberg-Garnmischer Weg	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
836	Plettenberg-Günster	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
837	Plettenberg-Humburger Weg	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
838	Plettenberg-Lengenbach	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
839	Plettenberg-Rasche	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
840	Plettenberg-Schulstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
841	Pohlheim-Gartenreich	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Gießen AG	
842	Porta Westfalica 1	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Böhrle, Dissen, Bad Burg-Georgsmarienhütte, Lemförde-Sternwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Veltheim, Bissendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck
843	Porta Westfalica 2	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Böhrle, Dissen, Bad Burg-Georgsmarienhütte, Lemförde-Sternwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Veltheim, Bissendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck
844	Porta Westfalica 3	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Böhrle, Dissen, Bad Burg-Georgsmarienhütte, Lemförde-Sternwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Veltheim, Bissendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck
845	Porta Westfalica 4	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Böhrle, Dissen, Bad Burg-Georgsmarienhütte, Lemförde-Sternwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Veltheim, Bissendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck
846	Radvormwald, Am Gaswerk	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Radvormwald GmbH	Teilnetz L-Gas
847	Radvormwald, Dahmenstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Radvormwald GmbH	Teilnetz L-Gas
848	Radvormwald, Hönweg	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Radvormwald GmbH	Teilnetz L-Gas
849	Radvormwald-Obernfeld	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Radvormwald GmbH	Teilnetz H-Gas I
850	Rahden	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
851	Ransbach-Baumbach	Exit	Netzkoppelpunkt	EVM Netz GmbH	EVM Teilnetz L-Gas
852	Rattingen-Bachler Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich L-Gas
853	Rattingen-Braichscheid	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich H-Gas
854	Rattingen-Broschholz	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich L-Gas
855	Rattingen-Friemelschöthen	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich L-Gas
856	Rattingen-Hallenhäuser Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich L-Gas
857	Rattingen-Hornberger Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich L-Gas
858	Rattingen-Köther Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich H-Gas
859	Rattingen-Lintorf 1	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich L-Gas
860	Rattingen-Lintorf 2	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich L-Gas
861	Rattingen-Mintarder Weg	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich H-Gas
862	Rattingen-Sandstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich L-Gas
863	Rattingen-West	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich L-Gas
864	Rattingen-Zur Heide	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rattingen GmbH	Netzbereich L-Gas
865	Raunheim	Exit	Netzkoppelpunkt	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	KWV Teilnetz Insel 2 (nur Station Raunheim)
866	Rehma-Matho	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
867	Reishof - Nossbach	Exit	Netzkoppelpunkt	AggerEnergie GmbH	Marienheide
868	Reishof - Oberagger	Exit	Netzkoppelpunkt	AggerEnergie GmbH	Marienheide
869	Remscheid, Lebach, Lebachstr. 5b	Exit	Netzkoppelpunkt	EWR Netz GmbH	
870	Remscheid, Mönkepen	Exit	Netzkoppelpunkt	EWR Netz GmbH	
871	Remscheid-Bergisch Born, Am Eichholz	Exit	Netzkoppelpunkt	EWR Netz GmbH	
872	Renzenhof RENZ	Exit	Netzkoppelpunkt	N-ERGIE Netz GmbH	
873	Reules GUD REUK	Exit	Netzkoppelpunkt	N-ERGIE Netz GmbH	
874	Reules REUT	Exit	Netzkoppelpunkt	N-ERGIE Netz GmbH	
875	Rheda-Wiederbrück Bielefeldstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
876	Rheda-Wiederbrück Westing	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
877	Rheinbach-Ost	Exit	Netzkoppelpunkt	Regionales Euskirchen GmbH & Co. KG	Afzar, Bad Münsteralpe, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Altweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swisttal, Wachtberg, Weilerwald, Zülpich
878	Rinteln, Bahnhofsweg	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rinteln GmbH	
879	Rinteln, Soderfeld	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Rinteln GmbH	
880	Rodenberg, Rodenberger Allee	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Westfalen Weser Netz GmbH	ÖVN Weserbergland Nord
881	Roniger Hof	Exit	Netzkoppelpunkt	EVM Netz GmbH	EVM Teilnetz L-Gas
882	Runkel-Dehm	Exit	Netzkoppelpunkt	Süwag Netz GmbH	Netzgebiet Deimbach, Netzgebiet Runkel-Dahn, Netzgebiet Eix, Netzgebiet Wachsoppel, Netzgebiet Wirtsbau, Netzgebiet Am Zugmantel

883	Rüsselsheim, Adam-Opel-Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	KWV Teilnetz Insel 1 (alle Inselstationen außer Raunheim)
884	Rüsselsheim-Bauschheim	Exit	Netzkoppelpunkt	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	KWV Teilnetz Insel 1 (alle Inselstationen außer Raunheim)
885	Sankt Augustin-Menden, Auf der Mörz	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Sankt Augustin
886	Sankt Augustin-Niederpleis, Am Kirchberg	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Sankt Augustin
887	Sankt Augustin-Zentrum, An der Post	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Sankt Augustin
888	Schmeitz	Exit	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	
889	Schöffengrund-Schwabach	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
890	Schönbach	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Netz GmbH	EVM-Teilnetz H-Gas
891	Schönebeck	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Bahna, Dissen, Bad Iburg-Georgsmarienhütte, Lennhede-Starmwede, Dorsten, Bielefeld-Brackwede, Herford-Herringshausen-Porta Westfalica-Velheim, Bessendorf-Melle, Boppard-Oberwesel, Porta Westfalica-Lerbeck
892	Schwerla 1	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldböckelheim-Meisenheim, Weinsheim-Norheim, Kirchberg-Stromberg
893	Schwerla 2	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
894	Schwerla 3	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
895	Schwerla-Binnerheide	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
896	Schwerla-Dammstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
897	Schwerla-Ergale	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
898	Schwerla-Holzen	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
899	Schwerla-Lemthaler Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
900	Schwerla-Lietzstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
901	Schwerla-Rosenweg	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
902	Schwerla-Schützenstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
903	Schwerla-Wandhoven	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
904	Selm-Cappenberg	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
905	Sendenhorst-Alberstich	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
906	Siegburg-Zentrum, Wilhelmstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Siegburg
907	Siegen-Achenbacher Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
908	Siegen-Eiserfeld 1	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
909	Siegen-Eiserfeld 2	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
910	Siegen-Geisweid-Hütental	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
911	Siegen-Haldenbergstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
912	Siegen-Hütensstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
913	Siegen-Koblenzer Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
914	Siegen-Mörlystr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
915	Siegen-Numbacher Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
916	Siegen-Schubacher Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
917	Sieg-Niederdollendorf	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Almersbach, Alperrod, ...
918	Sienhadenbach	Exit	Netzkoppelpunkt	Saar Ferngas Transport GmbH	Saar Ferngas Transport Teilnetz Nord
919	Sinn	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
920	Sinn, Unterm Ruhestein	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
921	Solven	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldböckelheim-Meisenheim, Weinsheim-Norheim, Kirchberg-Stromberg
922	Solingen, Cronenberg Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Solingen Netz GmbH	
923	Solingen, Höher Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Solingen Netz GmbH	
924	Solingen, Lucasstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Solingen Netz GmbH	
925	Solingen, Löneshöfstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Solingen Netz GmbH	
926	Solingen, Michstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Solingen Netz GmbH	
927	Solingen-Burg, Kellershammer	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Solingen Netz GmbH	
928	Solingen-Gräfrath, Nimmener Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Solingen Netz GmbH	
929	Solingen-Landwehr, Wipperauer Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Solingen Netz GmbH	
930	Solingen-Orlaga, Tunnelstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Solingen Netz GmbH	
931	Solingen-Wald, Adolf-Kolping-Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Solingen Netz GmbH	
932	Stadthagen, Enzer Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Schaumburg-Lippe GmbH	
933	Stadthagen, Kristallkrankenhaus	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Schaumburg-Lippe GmbH	
934	Stedenkuth	Exit	Netzkoppelpunkt	Söwag Netz GmbH	Netzgebiet Stedenkuth, Netzgebiet Katzenhagen
935	Steinhagen	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
936	Swistal-Buschhoven	Exit	Netzkoppelpunkt	Regionales Euskirchen GmbH & Co KG	Äfter, Bad Münsterlertal, Bornheim, Euskirchen, Mechernich-Antweiler, Mechernich-Wachendorf, Meckenheim, Rheinbach, Swistal, Wachtberg, Weilerswist, Zülpich
937	Tönisvorst-St. Tönis, Industriestraße	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Tönisvorst
938	Tönisvorst-St. Tönis, Mühlenstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Tönisvorst
939	Tönisvorst-St. Tönis, Schönhofstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	Tönisvorst
940	Troisdorf TRID	Exit	Netzkoppelpunkt	NERGE Netz GmbH	
941	Troisdorf Siebengebürgallee	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Troisdorf GmbH	
942	Troisdorf-Heusenweg	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Troisdorf GmbH	
943	Troisdorf-Im Zehnfeld	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Troisdorf GmbH	
944	Troisdorf-Im den Hecken	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Troisdorf GmbH	
945	Troisdorf-Sieglar	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Troisdorf GmbH	
946	Uedem	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
947	Ummeln	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
948	Unkel-Bruchhausen	Exit	Netzkoppelpunkt	Bad Hornaf Aktiengesellschaft	
949	Unkel-Rheinbreitbach	Exit	Netzkoppelpunkt	Bad Hornaf Aktiengesellschaft	
950	Vehlen	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Schaumburg-Lippe GmbH	
951	Velbert, Langenberg	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
952	Vernheim, Am Straßenheimer Weg	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Vernheim Netz GmbH	
953	Voral	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
954	Vossnack	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldböckelheim-Meisenheim, Weinsheim-Norheim, Kirchberg-Stromberg
955	Wasserbüdingen WATR	Exit	Netzkoppelpunkt	NERGE Netz GmbH	
956	Wehrbergen	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Westfalen Weser Netz GmbH	ÖVN Westfalenland Nord
957	Weidenau-Hopthaus	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
958	Weilburg	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Weilburg GmbH	
959	Weiler	Exit	Netzkoppelpunkt	EVM Netz GmbH	EVM-Teilnetz H-Gas
960	Weilmünster-Ernsthausen	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
961	Weimar-Wenkbach	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
962	Weinbach	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
963	Weinbach-Grikenheck	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
964	Werdohl 3	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
965	Werdohl 5	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
966	Werdohl-Friedrichstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
967	Werdohl-Gewerbestr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
968	Werdohl-Lernstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
969	Werdohl-Überlingsen	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
970	Werdohl-Wintersohl	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	
971	Wettersberg-Wälsar	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 9 oder 11
972	Wetzlar	Exit	Netzkoppelpunkt	E.ON Mitte Netz GmbH	Netzgebiet 7 oder 8
973	Wetzlar-Albshausen, Im Niepenberg	Exit	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
974	Wetzlar-Oberwiesgen	Exit	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
975	Wetzlar, Alsbürgerstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	energie- und wassergesellschaft mbh	
976	Wetzlar, Braunkohle Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	energie- und wassergesellschaft mbh	
977	Wetzlar, Hämehelmer Eck	Exit	Netzkoppelpunkt	energie- und wassergesellschaft mbh	
978	Wetzlar, Schmeiser Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	energie- und wassergesellschaft mbh	
979	Wetzlar-Dahleim	Exit	Netzkoppelpunkt	energie- und wassergesellschaft mbh	
980	Wetzlar-Niedergimes	Exit	Netzkoppelpunkt	energie- und wassergesellschaft mbh	
981	Wettinghofen, Grevenbräucher Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	GWG Gas- und Wasserwerk Grevenbröich GmbH	
982	Wittich, Bahnhof	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Wittich GmbH	
983	Wittich, St.-Töniser Straße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Wittich GmbH	
984	Wittich, Weckh	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Wittich GmbH	
985	Wittich-Neersen, Am Büchel	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Wittich GmbH	
986	Wittich-Neersen, An der Landwehr	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadtwerke Wittich GmbH	

987	Wülch-Schiefbahn, Am Nordkanal	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Wülch GmbH	
988	Wülch-Schiefbahn, Schützenrum	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Wülch GmbH	
989	Wintersberg, Hoheleye	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH	Castrop-Rauxel-Eldenhorst, Wintersberg-Hoheleye
990	Worteln	Exit	Netzkoppelpunkt	Süwag Netz GmbH	Netzgebiet Daubach, Netzgebiet Pirkel-Dalen, Netzgebiet Elz, Netzgebiet Wachtroppe, Netzgebiet Wirbeln, Netzgebiet Am Zugmantel
991	Wissen, Birkenr Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Wissen GmbH	
992	Wissen, Wiesenstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Wissen GmbH	
993	Wissen-Katzwinkel	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Wissen GmbH	
994	Wissen-Siegenhof	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Wissen GmbH	
995	Witten (Ost), Westfalenstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Witten GmbH	
996	Witten 1	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldbröckelheim-Melsenheim, Weinsheim-Norheim, Krobberg-Stromberg
997	Witten 5	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldbröckelheim-Melsenheim, Weinsheim-Norheim, Krobberg-Stromberg
998	Witten-Haven 1	Exit	Netzkoppelpunkt	AVU Netz GmbH	
999	Witten-Markischesstr.	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	Witten-Wetter, Waldbröckelheim-Melsenheim, Weinsheim-Norheim, Krobberg-Stromberg
1000	Witten-Süvierscheim, Almsstraße	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Witten GmbH	
1001	Wülfrath I, Hammerstein	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Wülfrath GmbH	
1002	Wülfrath 2, Kocherscheidt	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Wülfrath GmbH	
1003	Wülfrath 3, Rohdenhaus	Exit	Netzkoppelpunkt	Stadwerke Wülfrath GmbH	
1004	Wunstorf I, Jätsch-Jutta-Str.	Exit	Netzkoppelpunkt	Gaswerk Wunstorf GmbH & Co. KG	
1005	Wunstorf II, Kieckfeldweg	Exit	Netzkoppelpunkt	Gaswerk Wunstorf GmbH & Co. KG	
1006	Wunstorf IV, Kolenfeld	Exit	Netzkoppelpunkt	Gaswerk Wunstorf GmbH & Co. KG	
1007	Zeppenfeld	Exit	Netzkoppelpunkt	RWE Transportnetz Gas GmbH	

Anlage 2: Liste der relevanten Märkte und der dazugehörigen Netzkoppelpunkte

Betrachtung der geplanten Zusammenlegung des Marktgebietes EGT L-Gas mit dem L-Gas Marktgebiet der RWE Transportnetz Gas GmbH

Ausspelseite

**Ausspelsepunkte zu unmittelbar angeschlossenen Letztverbrauchern:**

Identifizierter Markt	Name des Punktes	Netzbetreiber	Maximal technische Kapazität	Gebuchte Kapazität
	Herzogenrath - 52134 - Dahlemer Straße	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Herzogenrath - 52134 - Eygelshovener Straße	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Herzogenrath - 52134 - K29	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Bergisch Gladbach - 51465,51469 - Tannenbergsstraße	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Wesseling - 50389 - Kronenweg	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Köln - Porz 1	E.ON Gastransport GmbH		
	Euskirchen-Witterschlick	E.ON Gastransport GmbH		
	Frechen - 50226 - L277	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Bad Hoeningngen 3	E.ON Gastransport GmbH		
	Rheinberg - Xantener Straße I	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Dormagen 2	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Alte Straße	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Düsseldorf Unterrath	E.ON Gastransport GmbH		
	Düsseldorf - Reisholz	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Lindlar 1	E.ON Gastransport GmbH		
	Wiehl - 51674 - Bleisteiner Straße	RWE Transportnetz Gas GmbH		

**Ausspelsepunkte zu nachgelagerten Netzen:**

Identifizierter Markt	Name des Punktes	Netzbetreiber	Maximal technische Kapazität	Gebuchte Kapazität
Energieversorgung Oberhausen AG	Oberhausen - Alt-Oberhausen/HKW I	E.ON Gastransport GmbH		
	Oberhausen, Borbeck	E.ON Gastransport GmbH		
	Oberhausen, Friedrichstraße/HKW II	E.ON Gastransport GmbH		
	Oberhausen, Rhein-Herne-Kanal	E.ON Gastransport GmbH		
	Dulzburg - Hamborn - Kaiser-Wilhelm-Straße	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Oberhausen - 45476 - Landwehr - Müheimer Straße	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Oberhausen - 46049 - Franzenkamp	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Oberhausen - 46049 - Rehmer	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
Rheinische NETZGesellschaft mbH, Netzbereich Bergisch Gladbach, Odenthal, Köln	Bergisch Gladbach - Hebborn	E.ON Gastransport GmbH		
	Bergisch Gladbach - Paffrath	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Buchheim 1	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Buchheim 2	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Dellbrück 1	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Dellbrück 2	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Eil 1	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Gremberghoven	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Höhenberg 1	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Holweide	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Niehl 1	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Roggendorf	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Stammheim	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln - Urbach	E.ON Gastransport GmbH		
	Köln-Nord/West	E.ON Gastransport GmbH		
	Leichlingen-Büscherhofen	E.ON Gastransport GmbH		
	Leichlingen-Roderbirken	E.ON Gastransport GmbH		
	Leichlingen-Ziegwebersberg	E.ON Gastransport GmbH		
	Leverkusen-Bergisch Neukirchen 1	E.ON Gastransport GmbH		
	Leverkusen-Bergisch Neukirchen 2	E.ON Gastransport GmbH		
	Leverkusen-Bürdig	E.ON Gastransport GmbH		
	Leverkusen-Lützenkirchen	E.ON Gastransport GmbH		
	Leverkusen-Opladen 1	E.ON Gastransport GmbH		
	Leverkusen-Opladen 2	E.ON Gastransport GmbH		
	Leverkusen-Quettingen	E.ON Gastransport GmbH		
	Leverkusen-Rheindorf 1	E.ON Gastransport GmbH		

Identifizierter Markt	Name des Punktes	Netzbetreiber	Maximal technische Kapazität	Gebuchte Kapazität
	Leverkusen-Rheindorf 2	E.ON Gastransport GmbH		
	Leverkusen-Steinbüchel	E.ON Gastransport GmbH		
	Odenthal - Hüttchen	E.ON Gastransport GmbH		
	Bergisch Gladbach - Bärbröchl	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Bergisch Gladbach - Gronau	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Bergisch Gladbach - Paffrath	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Bergisch Gladbach - Stadtmitte 1	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Bergisch-Gladbach - Saaler Mühle	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Engelskirchen - Grünscheid	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Overath - Untereschbach - 2	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Overath - Vilkerath 1	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Bocklemünd/Mengenich	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Köln - Buchheim - 1	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Buchheim - 2	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Dellbrück - 1	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Köln - Holweide	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Langerich	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Merkenich - 1	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Müngersdorf	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Niehl - 1	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Ossendorf	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Raderthal	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Roggendorf/Thenhoven	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Stammheim	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Köln - Wiesdorf	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Overath - Untereschbach - 1	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Paffrath - III	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
Stadtwerke Düsseldorf AG	Angermund, Angermunder Straße, B 017	E.ON Gastransport GmbH		
	Düsseldorf, Vennhauser Allee, B 009	E.ON Gastransport GmbH		
	Düsseldorf-Nord, Theodorstraße, B 007	E.ON Gastransport GmbH		
	Düsseldorf-Süd, Koblenzer Straße, B 008	E.ON Gastransport GmbH		
	Düsseldorf-West, Am Hochofen, B 011	E.ON Gastransport GmbH		
	Heilerhof, Carlo-Schmidt-Str., B 002	E.ON Gastransport GmbH		
	Kalkum, Alte Kalkumer Straße, B 003	E.ON Gastransport GmbH		
	Dormagen	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Duisburg - Mündelheim	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Düsseldorf	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Düsseldorf - Benrath	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Düsseldorf - Hammer Eisenbahnbrücke (B 006)	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Düsseldorf - Krautwerk Lausward	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Düsseldorf - Vennhauser Allee (B 009)	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
	Paffrath - II	RWE Transportnetz Gas GmbH*		
WSW Netz GmbH	Wuppertal-Kleinenhammer	E.ON Gastransport GmbH		
	Wuppertal-Kohlfurt	E.ON Gastransport GmbH		
	Paffrath - IV	RWE Transportnetz Gas GmbH		

\*Dieser Punkt gehört zu einer Ausspeisezone. Innerhalb einer Ausspeisezone geht die maximal technische und die gebuchte Kapazität der jeweiligen Punkte immer nur einmal in die Berechnung der Kennziffern ein.

#### Einspeiseseite

#### Einspeisungen aus Nachbarstaaten:

Identifizierter Markt	Name des Punktes	Netzbetreiber	Maximal technische Kapazität	Gebuchte Kapazität
Niederlande	Haanrade	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Zevenaar	RWE Transportnetz Gas GmbH		
	Elten	E.ON Gastransport GmbH		
	Tegelen	E.ON Gastransport GmbH		
	Vreden	E.ON Gastransport GmbH		