



Im Gas alles im Fluss? – Die aktuelle Diskussion zum Netzzugangsmodell in Deutschland

Das Jahr 2003 war geprägt durch eine intensive Diskussion der bestehenden Regelwerke zum Gasnetzzugang in Deutschland und den umliegenden europäischen Ländern. Der Sonderweg Deutschlands mit der Verbändevereinbarung Erdgas scheiterte mit Unterbrechung der Verhandlungen zur VV Erdgas III im April 2003 und ebenso mit Verabschiedung der Beschleunigungsrichtlinie Erdgas. Die Diskussion aller Marktteilnehmer konzentrierte sich nun auf die Bewertung des bestehenden Rahmens und daraus folgernd auf die notwendige Entwicklung eines zukünftigen Rahmens. Als wesentliche Randbedingung lag nun die Gewissheit vor, dass in Zukunft mit der Regulierungsbehörde ein weiterer Akteur hinzukommt. Parallel hierzu hat die EU im Rahmen des sog. Marathon-Verfahrens gegenüber den Unternehmen Thyssengas, BEB und Ruhrgas in Form von Auflagen Verbesserungen im Netzzugang durchgesetzt. Besonders hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang das von BEB zum 1. Juli 2004 neu eingeführte Netzzugangsmodell, das weit über die Auflagen der EU hinausgehende Verbesserungen im Netzzugang beinhaltet.

VON A. MÖLLER, DR. J. MÜLLER-KIRCHENBAUER, DR. CH. NIEHÖRSTER UND DR. W. ZANDER

Monitoring-Bericht

Eine umfassende Bewertung des bestehenden Regelwerks zum Gasnetzzugang erfolgte im Monitoring-Bericht durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA). Dieser wurde begleitet durch Vorlagen der interessierten Verbände. Das Ergebnis kann bezüglich des Gasnetzzugangs wie folgt zusammengefasst werden:

Die Entwicklung im Gasmarkt seit Beginn der Liberalisierung ist spürbar langsamer als im Strombereich verlaufen. Dies resultiert u.a. aus dem Kontraktpfadmodell der VV Erdgas, welches aus Sicht des BMWA die Entwicklung im deutschen Erdgasmarkt behindert hat. Insbesondere durch die erforderliche separate Abwicklung jedes Einzelgeschäfts hat das Kontraktpfadmodell zu einer Zersplitterung der Märkte geführt und das Massen- und Börsengeschäft sowie die Entstehung eines liquiden Sekundärmarkts verhindert.

Da kein wettbewerbstaugliches Netzzugangssystem in der deutschen Gaswirtschaft etabliert wurde, wird im Monitoring-Bericht festgehalten, dass es Aufgabe des Gesetzge-

bers ist, die Grundelemente eines solchen Systems zu definieren. Diesbezüglich wurden Handlungsempfehlungen im Sinne von Elementen eines möglichen wettbewerbstauglichen Netzzugangsmodells gemacht. Das skizzierte Regelzonenmodell muss laut Aussage des Monitoring-Berichts auf Praxis- und Wettbewerbstauglichkeit geprüft werden, eigentumsrechtliche Fragen seien zu klären. Andere Netzzugangsmodelle auf der Grundlage von Entry-Exit-Überlegungen wurden nicht ausgeschlossen.

Wesentliche Kritikpunkte am Netzzugangsmodell der VV Gas sind die hohe Transaktionsabhängigkeit jedes Einzelgeschäfts in Anbahnung und Abwicklung, die mangelnde Transparenz durch fehlende Veröffentlichungspflichten, das nur bedingt diskriminierungsfreie Netzengpassmanagement, die intransparente Abgrenzung zwischen Ferngasstufe und Verteilung und das Entgeltmodell. Zur Beseitigung dieser Mängel bzw. Weiterentwicklung wurden von den Verbänden EFET, VIK/BDI und BGW/VKU Modellvorschläge erarbeitet und in die Diskussion eingebracht.

Der Vorschlag von BGW/VKU: Punkt-zu-Punkt-Zuordnungsmodell statt Entry-Exit

Der Vorschlag von BGW/VKU sieht vor, dass die Kapazitätsvergabe in zwei Schritte aufgeteilt wird: Die Buchungs- und die Zuordnungsphase. Zunächst können Netzkapazitäten für Einspeisung (Entry) und Ausspeisung (Exit) in einem Netzgebiet in unterschiedlicher Höhe und Zeitdauer gebucht werden. Für die tatsächliche Nutzung der Kapazitäten muss allerdings eine Zuordnung von Entry- und Exit-Kapazitäten vorgenommen werden, so dass letztlich Punkt-zu-Punkt-Kapazitäten entstehen. Auf Basis dieser Daten nehmen die Netzbetreiber eine Prüfung vor und entscheiden, ob eine Nutzung tatsächlich möglich ist, also ein geplantes Handelsgeschäft abgewickelt werden kann. Bei positivem Prüfungsergebnis erfolgt der Transport, bei negativem Ergebnis wird der Netznutzer darauf verwiesen, sich auf einem Sekundärmarkt passende Kapazitäten zu suchen oder die erworbenen Kapazitäten zu verkaufen. De facto wird damit das Kapazitätsprodukt als Punkt-zu-Punkt-Kapazität ausgestaltet. Das von BGW/VKU als Entry-Exit-Modell bezeichnete Netzzugangssystem wird durch die geforderte Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten zu einem trans-

aktionsabhängigen Punkt-zu-Punkt-Modell und sollte daher zutreffender als (Punkt-zu-Punkt-)Zuordnungsmodell bezeichnet werden. Die Konsequenz ist, dass dadurch der Kapazitätsmarkt in hohem Maße zersplittert wird und damit eine wesentliche Voraussetzung für einen liquiden Handel mit Kapazitäten und Erdgas nicht geschaffen wird.

Das Zuordnungsmodell sieht vor, dass jeder Netzbetreiber ein bzw. mehrere separate Netzgebiete bildet. Die Kapazitätsallokation und das Engpassmanagement sollen von jedem Netzbetreiber separat für seinen Netzbereich festgelegt werden. Dies hat eine weitere Zersplitterung des Marktes zur Folge, so dass allein in der Transportstufe eine bei weitem zu hohe Anzahl von separierten Marktgebieten gebildet wird, die einen liquiden Gas-zu-Gas-Wettbewerb nicht erwarten lassen. Im Monitoring-Bericht hingegen werden netzübergreifende Marktgebiete in Form von Regelzonen gefordert, indem die betroffenen Netzbetreiber zur Kooperation verpflichtet werden sollen. Diese Forderung findet im Modell von BGW und VKU keine Berücksichtigung.

Eine weitere Marktzersplitterung gibt es, sobald der Netzbetreiber das eigene Netz noch in weitere Zonen unterteilt. Diese Möglichkeit wird dem Netzbetreiber eingeräumt, wenn dies aufgrund netzhydraulischer Gegebenheiten und/oder aufgrund unterschiedlicher Gasbeschaffenheiten notwendig ist.

Anstelle einer institutionalisierten Koordination der Netzbetreiber im Bereich der Kapazitätsermittlung und -bereitstellung sowie der Vertragsanbahnung und -abwicklung wird von den Verbänden BGW und VKU die Dienstleistung „Transportmanagement“ angeboten: Ein Netzbetreiber organisiert als Agent des Transportkunden die Abwicklung der Netznutzung über die Vielzahl von Netzgebieten hinweg. Ein solches Agentenmodell wurde bereits im Rahmen der Verhandlungen zur VV Erdgas III vorgeschlagen und von der Seite der Netznutzer kritisiert, da es das Grundproblem der Transaktionsabhängigkeit des Netzzugangs nicht beseitigt. Der Abwicklungsaufwand bleibt hoch und wird

lediglich auf den Agenten verlagert, der sich diesen Aufwand wiederum vom Transportkunden erstatten lassen dürfte.

Die von BGW/VKU vorgenommene Abgrenzung der Transportebene zur Verteilnetzebene ist grundsätzlich notwendig und sachgerecht. Auch ist aufgrund des hohen Veranschlagungsgrads der Endverteilung die Verteilnetzbriefmarke richtig und zielführend.

Das BGW-/VKU-Modell räumt die Möglichkeit der Bilanzkreisbildung ein. Einschränkung wird hervorgehoben, dass dies auf jedes einzelne Netz der Netzbetreiber (nicht netzübergreifend) zutrifft. Eine weitere Beschränkung tritt mit der Forderung ein, dass es sich bei einem Bilanzkreis um ein hydraulisch verbundenes System innerhalb eines Netzes handeln muss. Damit wäre eine große Anzahl von Bilanzkreisen innerhalb eines Netzes existent und ein wettbewerblicher Erdgasmarkt weiter erschwert.

Neufassung EnWG

Im Februar 2004 wurde vom BMWa ein erster Entwurf für die Neuregelung des EnWG veröffentlicht. In diesem Entwurf ist die Frage des Netzzugangsmodells noch nicht geklärt. Statt dessen liegt eine umfassende Verordnungsermächtigung an das BMWa vor. Es liegen leider noch keine öffentlich zugänglichen Entwürfe der relevanten Verordnungen vor.

Im Vorfeld (Januar 2004) hat Bundeswirtschaftsminister Wolfgang Clement sich zu

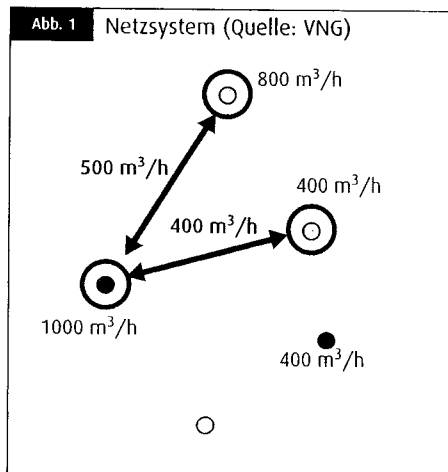
Zielen und Inhalten des Gesetzgebungsverfahrens geäußert. Als Ziel wurde die wettbewerbliche Dynamik bei Strom und Gas genannt. Erreicht werden soll dieses Ziel über eine staatliche Festlegung bzw. Genehmigung wesentlicher Marktregeln zum Netzzugang und zum Netzanschluss. Als Rahmen wird die Bedeutung der Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen und insbesondere die Einrichtung einer staatlichen Regulierungsbehörde für den Monopolbereich betont. Es soll darüber hinaus weiterhin die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht für den Wettbewerbsbereich ausgeübt werden.

Die Erstausrüstung durch Gesetze und Verordnungen soll möglichst durch Übernahme bewährter Regelungen wie der VV Strom erreicht werden. Beim Gas soll mangels erprobter Alternativen ein Entry-Exit-Modell entwickelt werden, das „in der ersten Stufe Überlegungen der Gaswirtschaft aufgreift“. (Motto: „Erfahrungen sammeln“). Im nächsten Schritt soll dann der Übergang zu einem börsenfähigen Gasnetzzugangsmodell erfolgen.

Es wird ein genereller Erfahrungszeitraum von drei Jahren angestrebt, nach dem eine grundsätzliche Bewertung der Marktentwicklung stattfinden soll. In der Zwischenzeit soll die Regulierungsbehörde Anpassungen durchführen und „notfalls“ Anpassungen auch durch den Gesetzgeber erfolgen.

Verordnungsentwurf zum „Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen“

Parallel zu diesem nationalen Prozess hat die Kommission (DG TREN) am 10. Dezember 2003 einen Verordnungsvorschlag zum Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen vorgelegt. Sowohl die Verabschiedung durch Ministerrat als auch Parlament ist erforderlich, um den Verordnungsentwurf umzusetzen. Im April 2004 wurde dem Vorschlag der Kommission vom Parlament in leicht veränderter Fassung zugestimmt. Sollten über die vom Parlament eingebrachten Änderungen hinaus entscheidende Veränderungen am Verordnungsentwurf durchgeführt werden ist eine Neuverlage notwendig.



Mit In-Kraft-Treten der Verordnung würde diese unmittelbar auch national Rechtskraft erlangen. Geplant war ursprünglich eine Umsetzung bis zum 1. Juli 2005 – nun wird der 1. Juli 2006 diskutiert.

Die Weiterentwicklung der Verordnung ist im Kommitologieverfahren vorgesehen. Dies würde bedeuten, dass nach In-Kraft-Treten der Verordnung ohne weitere Verabschiedung durch Ministerrat bzw. Parlament Veränderungen der Verordnung möglich wären. Die inhaltliche Weiterentwicklung würde in Konsultationen zwischen Kommission (DGTREN), der Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas und dem europäischen Erdgasregulierungsforum mit „allen einschlägigen Gremien der Industrie“ stattfinden.

Die Begründung der Kommission zur Vorlage des Verordnungsentwurfs ist, dass zusätzliche technische Regeln erforderlich sind, vor allem für die Entgeltgrundsätze, die Transparenz, das Engpassmanagement und den Ausgleich von Mengenabweichungen. Des Weiteren zeigen Erfahrungen, dass die Leitlinien für die gute Praxis rechtlich durchsetzbar gemacht werden müssen.

Die inhaltlichen Schwerpunkte sind:

1. Vorgabe von Kriterien für die Festlegung von Entgelten zur Sicherstellung der Grundsätze der Nichtdiskriminierung, Transparenz und der Binnenmarktanforderungen. Erreicht werden soll dies mit kostenorientierten Entgelten inklusive einer angemessenen Kapitalrendite. Zusätzlich ist die Möglichkeit zur Berücksichtigung internationaler Entgeltvergleiche enthalten.
2. Festlegung von Mindestdienstleistungen für den Netzzugang Dritter: Diese Festlegungen beziehen sich auf Standardtransportverträge oder einen gemeinsamen Netzcode. Zusätzlich sollen Preise unterbrechbarer Dienstleistungen entsprechend der Eintrittswahrscheinlichkeit festgelegt werden und lang- und kurzfristige Dienstleistungen für variable Anfangstermine angeboten werden.

3. Kapazitätszuweisungsmechanismen und Verfahren für das Engpassmanagement: In diesem Punkt wird die Veröffentlichung und Umsetzung nichtdiskriminierender und transparenter Mechanismen festgelegt. Ungenutzte Kapazitäten müssen im Primärmarkt angeboten bzw. im Sekundärmarkt weiterverkauft werden. Darüber hinaus sollen ohne nähere Spezifizierungen im Entwurf ein use-it-or-lose-it-Verfahren sowie marktorientierte Lösungen bei physischen Engpässen eingeführt werden.

4. Festlegung von Transparenzanforderungen: Entsprechend dem Bedarf der Netznutzer sollen ausführliche Informationen veröffentlicht werden. Dies sind unter anderem numerische Informationen zu technischen, kontrahierten und verfügbaren Kapazitäten für alle maßgeblichen Punkte bzw. Strecken (Ergänzung nach erster Lesung durch das Parlament). Die konkreten Inhalte der Veröffentlichungspflichten werden durch die nationalen Regulierungsbehörden festgelegt.

5. Die Regelungen zum Ausgleich von Mengenabweichungen und die Ausgleichsentgelte sind nichtdiskriminierend, transparent und nach objektiven Kriterien zu gestalten. Für die Entgelte ist ein marktorientiertes System oder ein Toleranzbandsystem mit zumindest saisonalem Charakter und nach tatsächlichen technischen Möglichkeiten zu schaffen. Weitestgehend kostenorientierte Ausgleichsentgelte sowie die Zurückerstattung von Erlösen oberhalb der Kosten sollen umgesetzt werden. Der Ausgleichsstatus der Netznutzer soll online abrufbar sein.

6. Schließlich wird gefordert, dass Grundanforderungen für den Handel mit primären Kapazitätsrechten festgelegt werden, um liquide Sekundärmärkte zu ermöglichen.

Die Inhalte des Verordnungsentwurfs gehen stellenweise deutlich über die Inhalte des BGW/VKU-Netzzugangs-Modellentwurfs hinaus, weshalb mit Spannung die ersten of-

fiziellen Vorlagen der Gasnetz- bzw. Verordnungsentwürfe aus dem BMWA erwartet werden.

Marathon-Verfahren

Ein weiterer inhaltlicher Beitrag zur Erstellung der Verordnungen kann auch aus dem Abschluss des Marathon-Verfahrens gegen die Ruhrgas resultieren.

Gegenüber der EU hat sich das Gasunternehmen Ruhrgas wie zuvor auch schon die BEB verpflichtet, ein Entry-Exit-System für den Zugang zu ihren Fernleitungsnetzen einzuführen. Das Modell enthält Elemente des BGW/VKU-Modells sowie des zuvor vorgestellten Verordnungsentwurfs der DGTREN.

Wesentliche Inhalte der Einigung sind die Einführung getrennt buchbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten, die Einräumung eines Online-Bilanzausgleichs für große Netzkunden mit steuerbaren Quellen und die flexiblere Nutzung unterschiedlicher Gasqualitäten (im Rahmen der Systemflexibilität). Analog zum BGW/VKU-Modell ist Ruhrgas allerdings zu einer Kapazitätsprüfung im Rahmen einer Punkt-zu-Punkt-Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten berechtigt.

Ab November 2004 (nach Beginn des Gaswirtschaftsjahres!) wird die Ruhrgas den Auflagen folgend vier H-Gas- und zwei L-Gas-Tarifzonen einführen. In diesen Tarifzonen wird die Bildung von Bilanzkreisen ermöglicht. Die entstehenden Zonen beinhalten auch das Netz der Ferngas Nordbayern (Mehrheitsbeteiligung der Ruhrgas) – Eigentumsgrößen werden also überschritten. Netze von Unternehmen mit Minderheitsbeteiligung der Ruhrgas (Gas-Union, Saar-Ferngas, MVV Energie, HEA und Erdgasversorgung Thüringen-Sachsen EVG) sollen möglichst auch einbezogen werden.

Spätestens ab dem 1. Juli 2005 werden dann Listen der Ein- und Ausspeisepunkte mit Informationen zu Kapazitäten und Qualitäten veröffentlicht. Ebenfalls in Anlehnung an die Guidelines for Good Practice bzw. den EU-



Verordnungsentwurf wird die Ruhrgas ein use-it-or-lose-it-Prinzip einführen.

Verglichen mit dem Kontraktpfadmodell der VV Gas und den dazugehörigen Umsetzungsvereinbarungen ist durch die skizzierten Einigungen mit der EU eine höhere Transparenz und auch ein reduzierter Transaktionsaufwand möglich. Die bekannten Inhalte sind allerdings noch weit von den Forderungen nach einem börsentauglichen Netzzugang entfernt.

Entry/Exit System der BEB – Ein Vorbild?

Ausgelöst durch entsprechende Auflagen seitens der EU im Marathon-Verfahren bietet BEB zum 1. Juli 2004 ihren Kunden den Zugang zum überregionalen BEB-Transportnetz auf Basis eines Entry/Exit-Systems an. Das BEB-System enthält nach einer ersten Betrachtung wesentliche Neuerungen gegenüber früheren Modellüberlegungen der BEB, die bereits im Sommer 2003 öffentlich wurden und Basis für das später vorgestellte Zuordnungsmodell von BGW/VKU waren. Die grundlegenden Forderungen des Monitoring-Berichts und Grundzüge des Regelzonenmodells haben weitgehend Eingang in die Modellgestaltung der BEB gefunden. Die BEB ist

damit in der Ausgestaltung dieses Netzzugangssystems weit über die Mindestanforderungen aus dem Marathon-Verfahren hinausgegangen. Da BEB naturgemäß den Netzzugang nur zum eigenen Netz definieren kann, bleibt allerdings das Problem der Kooperation und Koordination über Eigentums Grenzen hinweg bestehen.

Die Transportkunden können im BEB-System Kapazitäten nach Bedarf und unabhängig voneinander an den Ein- und Ausspeisepunkten im BEB-Netz buchen und in entsprechenden Portfolios kombinieren. Die Buchung sowohl der Entry- als auch der Exit-Kapazitäten können in unterschiedlicher Höhe, zu unterschiedlichen Zeitpunkten und für unterschiedliche Zeiträume erfolgen. Die Summe der gebuchten Entry-Kapazitäten kann ungleich der Summe der gebuchten Exit-Kapazitäten sein. Was heißt das im Einzelnen?

Regeln zur Kapazität (Buchung, Nutzung, Bündelung)

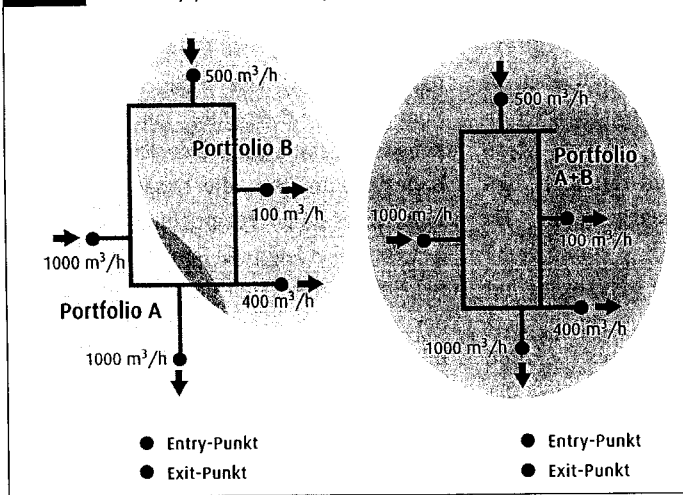
Das Netz der BEB ist in drei Entry/Exit-Transportsysteme unterteilt worden: Transportsystem H-Gas, Transportsystem L-Gas und Transportsystem LL-Gas. Die Kapazitätsbuchung sowohl als Entry- als auch als Exit-Kapazität kann separat in unterschiedlicher Höhe, zu unterschiedlichen Zeiten für unterschiedliche Zeiträume und von verschiedenen Netzzugangskunden erfolgen. Die gebuchten Kapazitäten können durch den Netzzugangskunden einem Kapazitätsportfolio zugeordnet werden. Die Prüfung der freien Netzkapazitäten erfolgt im Regelfall unmittelbar vor einer Buchung, im Rahmen der Zuordnung in das Portfolio

erfolgt keine weitere Prüfung. Dies ist der entscheidende Unterschied zum BGW/VKU-Modell, da Entry- bzw. Exit-Kapazitäten tatsächlich ohne Vorbehalt der Zuordnung und Prüfung genutzt werden können. Damit erfolgt eine Festlegung des Kapazitätsprodukts, die tatsächlich einem Entry-Exit-Modell entspricht. Innerhalb eines Portfolios kann die Summe der gebuchten Entry-Kapazitäten ungleich der Summe der gebuchten Exit-Kapazitäten sein. Die Bildung der Kapazitätsportfolios hat temporären Charakter – sie können durch den Netzzugangskunden ganz oder teilweise wieder aufgehoben oder neu zusammengestellt werden.

Von weitreichender Bedeutung ist auch die Methodik, nach der die Unterteilung des BEB-Netzes vorgenommen wurde: Die Basis für die Bildung der Kapazitätsportfolios waren laut BEB objektive und transparente/gaswirtschaftliche Gesichtspunkte wie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Systemintegrität, Gewährleistung der Kompatibilität der Gasbeschaffenheit und Vermeidung von nachhaltigen Netzengpässen. Dies ist hervorzuheben, weil damit die im Monitoring-Bericht beschriebene Vorgehensweise zur Bildung von gaswirtschaftlichen Regelzonen innerhalb des BEB-Netzes Anwendung gefunden hat: Marktgebiete werden nur dann unterteilt, wenn der Austausch von Energie und Dienstleistungen durch technische Netzrestriktionen nachhaltig eingeschränkt wird. Die im Monitoring-Bericht benannten Kriterien (Engpässe, unterschiedliche Gasqualitäten oder sonstige Einschränkungen der Interoperabilität) entsprechen fast deckungsgleich den von BEB benannten Kriterien.

Des Weiteren stellt die BEB feste Transportkapazitäten auf Basis physischer Leitungen und zugekaufter vertraglicher Leistungen (Swaps, Backing) bereit. Diese begrüßenswerte Neuerung bezeichnet letztlich nichts anderes als einen umfassenden Einsatz des Dispatching, um die nutzbaren und vermarktbareren Netzkapazitäten für alle Netznutzer zu maximieren.

Abb. 3 BEB-Entry-/Exit-Modell (Quelle: BEB)



BEB wird mit dem Entry/Exit-System auch der Forderung der Kapazitätsbündelung gerecht. Grundsätzlich ist auch eine Untervermietung der Entry- und/oder Exit-Kapazitäten möglich, wobei der originäre Kapazitätsinhaber seine Rechte und Pflichten gegenüber BEB behält.

Regeln zum Bilanzausgleich

Eine eigenständige Bilanzgruppe wird durch ein Kapazitätsportfolio gekennzeichnet. Die Ein- als auch Ausspeisung innerhalb der Bilanzgruppe bzw. des Kapazitätsportfolios hat grundsätzlich zeitgleich und wärmeäquivalent zu erfolgen. Dabei werden alle Ein- und Ausspeisungen auf Stundenbasis saldiert. Anfallende Differenzmengen werden im Zuge des Bilanzausgleichs ausgeglichen. Existieren unterschiedliche Kapazitätsinhaber innerhalb einer Bilanzgruppe übernimmt der Portfoliomanager die Nominierung und gleichzeitig die Abrechnung der Bilanzmenge der gesamten Bilanzgruppe gegenüber der BEB.

Im Rahmen der bezahlten Kapazitäten räumt BEB entgeltfrei ein Toleranzband für Bilanzabweichungen ein. Darüber hinaus kann der Transportkunde gegen zusätzliches Entgelt einen erweiterten Bilanzausgleich erhalten. Bei Gewährleistung des Zugriffs von BEB auf hinreichend flexible Quellen erfolgt das Absteuern von Entry- und Exitmengen innerhalb der Bilanzgruppe entgeltfrei.

Verbesserungsbedarf gegeben.

Vertragsstruktur

BEB unterscheidet zwischen Verträgen über die Vorhaltung von Entry- und Exit-Kapazitäten (1) und Verträgen über die Zuordnung von Entry- und Exit-Kapazitäten zu einem Kapazitätsportfolio (2).

- (1) Dieser Vertrag soll und muss Regelungen zu Höhe und Art (fest und/oder unterbrechbar) der von BEB am Entry- bzw. Exitpunkt vorgehaltenen Kapazität enthalten. Des Weiteren müssen Angaben zum Druck und der Gasbeschaffenheit, Buchungszeitraum (Jahr, Halbjahr, Quartal, Monat, Tag) sowie Aussagen zum Entgelt für die Kapazitätsvorhaltung enthalten sein.
- (2) Mit diesem Vertrag wird die Art und der Umfang der in das Portfolio eingebrachten Entry- und Exit-Kapazität bestimmt. Dieser Vertrag beinhaltet weitere Regelungen zum Bilanzausgleich sowie Regelungen zur operativen Abwicklung des Portfolios (Nominierung, Allokation, Abrechnung) und die Nennung des Portfoliomanagers.

Die Vertragstexte selbst sind sehr kurz gehalten. Die wesentlichen Vertragsbedingungen sind den ausführlichen Geschäftsbedingungen Transport (GBT) nebst Anlagen zu entnehmen. Verträge über weitere Dienstlei-

Die notwendigen Vorleistungen des Bilanzausgleichs stellt BEB durch eigene Einrichtungen oder zugekaufte Dienstleistungen bereit. Inwieweit die Beschaffung dieser Vorleistungen wettbewerblich erfolgt und wie diese Beschaffung organisiert ist, geht aus den Veröffentlichungen der BEB nicht hervor. Hier ist noch

stungen von BEB können separat abgeschlossen werden.

Entgeltstruktur

Die BEB hat für alle Ein- und Ausspeisepunkte separate Ein- und Ausspeisentgelte veröffentlicht, die sich je nach Lage der Punkte erheblich unterscheiden. Die Entgelte weisen folgende Charakteristika auf:

- Entry- und Exit-Entgelte sind Leistungsentgelte (EUR/m³/h/a)
- Exit-Entgelte sind unabhängig von Entry-Entgelten und umgekehrt
- das Entgelt für die Systemdienstleistung ist Bestandteil des Entry- und Exit-Entgelts
- das Entgelt für Treibgas ist Bestandteil der Entry- und Exit-Entgelte
- Entgelt für den Transport von der Einspeise- zur Ausspeisestelle ist die Summe des Entry- und Exit-Entgelts

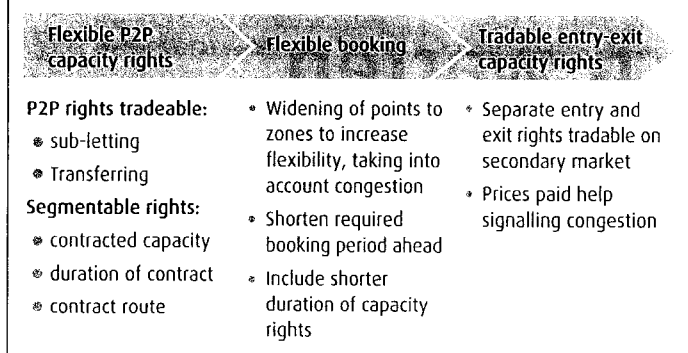
Nach Aussagen der BEB orientiert sich die Tariffhöhe an Wettbewerbspreisen und an europäischen Benchmarks. BEB verweist hier generell auf Verfahren nach CEER, ohne jedoch genauer das Kalkulationsverfahren offen zu legen. Es verbleibt damit eine Intransparenz hinsichtlich der Angemessenheit des Gesamtniveaus der Entgelte und der Aufteilung auf die verschiedenen Ein- und Ausspeisepunkte.

Ausblick und Empfehlung für das weitere Vorgehen

Ein wettbewerbstaugliches Netzzugangsmodell führt dazu, dass das Netz (nicht Einzel- bzw. Teilnetze) ein Marktplatz für Energie, Kapazitäten und Hilfsdienste wird. Es ist zwingend erforderlich, dass eine Marktzersplitterung vermieden und der Transaktionsaufwand minimiert wird, damit ein liquider Markt entstehen kann. Dies wird erreicht, wenn das Marktgebiet ein großes Volumen gehandelter Produkte beinhaltet, wobei möglichst wenige, klar definierte Basisprodukte geschaffen werden müssen und eine Vielzahl von Anbietern vorhanden sein muss.

Das von BEB eingeführte Entry-Exit-System erfüllt hinsichtlich des Kapazitätsprodukts

Abb. 4 Road map Entry-Exit Kapazitätssystem (Quelle: ERGEG, 7. Madrid Forum 2004)



und der Bildung von Bilanzkreisen alle wesentlichen Anforderungen an ein wettbewerbles Netzzugangssystem. Es geht weit über die bisherigen Vorschläge von BGW und VKU hinaus und ist als Grundlage für die weitere Diskussion geeignet. Nach Veröffentlichung des Entry/Exit-Systems der BEB kann die Einführung eines Punkt-zu-Punkt-Zuordnungsmodells, wie es die Verbände BGW/VKU vorschlagen, kaum noch durch den Gesetzgeber ernsthaft verfolgt werden.

Eine Marktzersplitterung wird verhindert, indem Netze zu Regelzonen zusammengefasst werden. Orientiert man sich bei der Zusammenfassung bzw. Abgrenzung von Netzgebieten zu gaswirtschaftlichen Regelzonen ausschließlich an wesentlichen technischen Restriktionen, so werden große Marktgebiete geschaffen. Durch Koordination der Aktivitäten in der/den Regelzone(n) und Kooperation der beteiligten Netzbetreiber wird ein minimaler Transaktionsaufwand möglich. Dies gilt sowohl für den Anbahnungs- als auch den Abwicklungsaufwand des Netzzugangs. Auf diesem Wege werden dann auch mittels effizientem Systemdispatch ein Maximum an verfügbaren Kapazitäten dem Markt bereitgestellt.

Ohne große Marktgebiete sowie ohne Koordination und Kooperation der Netzbetreiber ist ein wettbewerbles und liquider Gasmarkt aufgrund zu hohem Transaktionsaufwandes und zu großer Produktvielfalt nicht möglich.

Im von BEB veröffentlichten Netzzugangssystem kann die Problematik der netzbetreib-

berübergreifenden Koordination des Netzzugangs naturgemäß schon allein deswegen nicht gelöst werden, weil BEB keinen direkten Zugriff auf benachbarte und unterlagerte Netzbetreiber hat. Eine ausreichende Kooperation der Netzbetreiber beim Netzzugang

kann letztlich in der vorliegenden Situation, dass dies im Gasbereich auf freiwilliger Basis bisher nicht möglich war, nur durch gesetzgeberische Vorgaben sichergestellt werden.

Ein realistischer Weg zu einer wettbewerblchen Dynamik im Gasmarkt, wie sie von Bundeswirtschaftsminister Wolfgang Clement eingefordert wurde, führt über einen Stufenplan:

Basis für die Gestaltung des Netzzugangssystems ist das BEB-Modell. Darüber hinaus müsste in der ersten Stufe mindestens die Koordination der Vertragsanbahnung, der Kapazitätsvergabe und des Datenaustausches zwischen den Netzbetreibern geregelt werden. Daraus würde zumindest die Koordination der Anbahnung und Kapazitätsvergabe ohne Zusammenfassung der Kapazitätsprodukte verschiedener Netzbetreiber resultieren. Ein netzbetreiberübergreifender Regelenergiemarkt wird sich unter diesen Bedingungen zwar nicht marktgerecht entwickeln können, kann aber zumindest eingeführt werden.

Die folgenden Stufen würden dann in möglichst kurzer Abfolge Verbesserungen des Regelenergiemarkts, die Verringerung der Anzahl der Marktgebiete und Kapazitätsprodukte mit sich bringen.

Die erste Stufe ist möglichst kurzfristig durchzuführen und sicher bis zum 1. April 2005 umsetzbar. Hier könnten weitere Erfahrungen gesammelt und ausgewertet werden. Die weiteren Stufen (zumindest eine) würden dann spätestens ab dem Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 umsetzbar sein. ■

Anzeige



Ich möchte mein eigenes Exemplar!

Bestellformular auf Seite 77

zur Person

Dipl.-Geol. Andrea Möller

- Seit 2000 als Beraterin und Gutachterin bei BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH tätig.
- Schwerpunkte: Gasbeschaffung und -handel, Untergrundspeicher

Dr.-Ing. Christof Niehörster

- Seit 2003 als Berater und Gutachter bei BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH tätig.
- Schwerpunkte: Netzzugangskonzepte und -bewertungen

Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer

- Seit 1999 als Berater und Gutachter für BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH tätig. Seit 2003 ist er Gesellschafter bei BET.
- Schwerpunkte: Liberalisierung der Energiemärkte, Netzzugangskonzepte und Netznutzungsentgelte

Dr.-Ing. Wolfgang Zander

- Mitgründer und geschäftsführender Gesellschafter der BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH.
- Schwerpunkte: Liberalisierung der Energiemärkte und Netzzugang, Strom- und Gastransportnetze