

Analyse und wettbewerbliche Bewertung der Verbändevereinbarung Gas zum Netzzugang

Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Endbericht

09.11.2000

BearbeiterInnen:

EWI

Prof. Dr. Walter Schulz

Dipl.-Vw. Isabelle Hallaschka

Dipl.-Ök. Jens Perner

Dipl.-Ök. Thomas Schuppe

BET

Dr.-Ing. Wolfgang Zander

Dipl.-Ing. Jürgen Borowka

Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer

Dipl.-Ing. Andrea Möller

Inhaltsverzeichnis

Aufgabenstellung	1
1 Netzzugangsmodelle	3
1.1 Analyse und Bewertung der Netzzugangsmodelle der VV Gas	3
1.2 Mögliche Modifikationen des Netzzugangsmodells	11
2 Preisbildung und Kostenorientierung	14
2.1 Regelungen der VV-Gas	14
2.2 Vergleichsmarktprinzip und Kostenorientierung.....	14
3 Engpassmanagement	17
3.1 Regelungsbedarf bei der Vergabe knapper Kapazitäten	17
3.2 Mögliche Rationierungssysteme und deren Bewertung	18
3.2.1 Transaktionsbezogenes System.....	18
3.2.2 Transaktionsungebundene Systeme	19
4 Speicherzugang	20
5 Bilanzausgleich, Flexibilität, Nominierung	27
5.1 In der VV-Gas vorgesehene Regelungen.....	27
5.2 Flexibilität und Stundenbilanzierung	28
5.3 Transaktionsbezug.....	32
5.4 Regelungslücken.....	33
6 Kompatibilität verschiedener Gasqualitäten	34
6.1 Ausgangslage	34
6.2 Anforderungen aus der Anwendungstechnik.....	34
6.3 Anforderungen aus der Abrechnungstechnik.....	36
6.4 Derzeitige Abwicklung unterschiedlicher Gasbeschaffenheiten im Netz.....	37
6.5 Regelungen der VV-Gas	38
6.6 Zusammenfassung.....	40
7 Weiterverhandlung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas und Bewertung der ersten Umsetzungsschritte	42
7.1 Stufenplan zur unverzüglichen Weiterbehandlung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang Erdgas	42
7.2 Erste Umsetzungsschritte	43
8. Zusammenfassung	46

Aufgabenstellung

Mit Schreiben vom 17. April 2000 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln (EWI) in Kooperation mit dem Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung (BET), Aachen, beauftragt, die Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas (im Folgenden Verbändevereinbarung Gas, VV-Gas) zu analysieren und zu bewerten. Nicht Aufgabenstellung war die Ausarbeitung eines geschlossenen Alternativmodells sowie die Beantwortung der Frage nach der Rechtswirksamkeit der Vereinbarung.

Der hier vorgelegten Analyse und Bewertung liegt die „Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas“ (einschließlich der Anlagen „Bilanzausgleich“, „Kompatibilität“, „Beispiel für Entgelte in der Endverteilungsstufe“ und „Stufenplan zur unverzüglichen Weiterbehandlung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas“) vom 4. Juli 2000 zugrunde. Ergänzend zur Verbändevereinbarung sind gem. Art 5 der EU-Gasrichtlinie noch technische Mindestanforderungen zu erstellen. Soweit diese bereits vorliegen (z. B. G 260 und G 685) wurden sie hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Beurteilung der Regelungen der VV-Gas berücksichtigt. Die Verhandlungspartner haben vereinbart, fehlende technische Regelungen (GridCode) noch zu erarbeiten.

Der Endbericht beinhaltet die Beurteilung der von den Gutachtern als wesentlich identifizierten Regelungsbereiche der VV-Gas. Die Analyse gliedert sich in folgende Bereiche:

1. Netzzugangsmodelle
2. Preisbildung und Kostenorientierung
3. Engpassmanagement
4. Speicherzugang
5. Bilanzausgleich, Flexibilität, Nominierung
6. Kompatibilität verschiedener Gasqualitäten

Kriterien

Die Bewertungskriterien ergeben sich zum einen direkt aus dem Text der EU-Gasrichtlinie, zum andern aus der Zielsetzung der vollständigen wettbewerblichen Öffnung des Gasmarktes. Die grundlegenden Bewertungskriterien sind:

- Nicht-Diskriminierung und Wettbewerbskonformität
- Transparenz, Praktikabilität und Einfachheit der Netzzugangsregelungen
- Kostendeckung, Gewinnbegrenzung
- Steuerungsleistung des Netzpreissystems
- Marktfähigkeit, Börsenfähigkeit und Offenheit des Marktes
- Systemverbindung und Interoperabilität

Nicht-Diskriminierung und Wettbewerbskonformität beinhaltet die Gleichbehandlung von Eigen- und Drittnutzung des Netzes bei gleicher Nutzungscharakteristik.

Transparenz, Praktikabilität und Einfachheit verlangt, dass die Preise und Konditionen sowie die Leistungen, auf die sie sich beziehen, rechtzeitig bekannt gemacht werden und vollständig, klar definiert und nachprüfbar sind.

Kostendeckung, Gewinnbegrenzung: Dieses Kriterium umfasst die Verhinderung von Monopolgewinnen und die Schaffung von Leistungsanreizen für die Netzbetreiber.

Unter dem Kriterium der **Steuerungsleistung des Netzpreissystems** ist zu prüfen, ob die Netznutzungspreise und sonstigen Netznutzungsregeln den Knappheiten und Kostenbedingungen im Netz durch entsprechende Differenzierungen Rechnung tragen und damit die richtigen Anreize für eine effiziente Netznutzung setzen. Kurzfristig geht es vor allem um das Engpassmanagement zu den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten. Bei der langfristigen Steuerungsleistung des Netzpreissystems geht es um die richtigen Preissignale für Einspeisungen in das Netz (Wahl der Beschaffungsquellen) sowie für Standortentscheidungen der Erdgasverbraucher.

Marktfähigkeit ist dann erreicht, wenn sich eine möglichst große Anzahl verschiedenartiger (kurz- und langfristiger) Transaktionen ohne größere Schwierigkeiten (Transaktionskosten) realisieren lassen. **Börsenfähigkeit** verlangt, daß auch kurzfristige Transaktionen standardisiert abgewickelt werden können und sich ein breites Spektrum an „Produkten“ auf dem Erdgasmarkt bilden kann. Unter dem Kriterium der **Offenheit des Marktes** wird untersucht, inwiefern für alle Marktteilnehmer Marktzugang erzielt wird. Dies betrifft insbesondere neue Anbieter (Händler etc.) sowie den Bereich der kleinen und mittleren Kunden, die den Zugang zum Erdgasmarkt anstreben (Verhinderung von Markteintrittsbarrieren).

Das Kriterium der **Systemverbindung und Interoperabilität** soll sicherstellen, dass unterschiedliche Gasqualitäten u.ä. die Erfüllung der oben genannten Kriterien nicht stärker hemmen als unter wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten unbedingt notwendig.

1 Netzzugangsmodelle

1.1 Analyse und Bewertung der Netzzugangsmodelle der VV Gas

Das Netzzugangsmodell beschreibt die fundamentalen Prinzipien der Gewährung des Netzzugangs und der Entgeltbestimmung. Das Netzzugangsmodell der VV-Gas basiert auf folgenden Prinzipien:

- Einzelfallverhandlungen (Unverbindlichkeit veröffentlichter Konditionen),
- Netznutzungskonzept der Punkt-zu-Punkt Durchleitung in der überregionalen Ferngasversorgung und der Netzpartizipation in der Regionalgasversorgung und Verteilnetze,
- Transaktionsgebundenheit.

Einzelfallverhandlungen

Die VV-Gas interpretiert den verhandelten Netzzugang der Binnenmarktrichtlinie als Einzelfallverhandlung (Fall-zu-Fall Verhandlung), d.h. die Netznutzungskonditionen werden für jeden einzelnen Durchleitungsfall gemäß der Charakteristik der einzelnen Durchleitungstransaktion zwischen Netznutzern und Netzbetreibern verhandelt. Zwar sollen die wesentlichen geschäftlichen Bedingungen sowie die Anhaltswerte für die Netzzugangsentgelte von den jeweiligen Netzbetreibern veröffentlicht werden, doch sind die veröffentlichten entgeltlichen und nicht-entgeltlichen Netzzugangskonditionen nicht verbindlich sondern dienen lediglich als Ausgangspunkt für die Einzelfallverhandlungen.¹

Prinzipieller Vorteil von Einzelfallverhandlungen und von unverbindlichen Vorgaben für Netznutzungsbedingungen ist die Schaffung von individuellen Lösungen, die im Vergleich zu unflexiblen Lösungen zu einer besseren Auslastung des bestehenden Netzes und damit zu einer erhöhten Effizienz beitragen können. Zudem ist die Schaffung eines detaillierten und umfangreichen Rahmenregelwerkes, das alle Eventualfälle abdeckt (in England/Wales mehrere 100 Seiten umfassend), bei Einzelfallverhandlungen nicht notwendig. Dafür verzichtet man auf die Sicherheit und Vorhersehbarkeit, die ein solches Rahmenregelwerk bietet.

Die Kritik an Einzelfallverhandlungen und fehlender Verbindlichkeit veröffentlichter Netznutzungsbedingungen beziehen sich in erster Linie auf

- die Gefahr der Diskriminierung externer Netznutzer gegenüber der Eigennutzung durch die Netzbetreiber,
- die vergleichsweise schwierige Handhabbarkeit des Netzzugangssystems für die Netznutzer.

¹ Angaben darüber, welche geschäftlichen Bedingungen als wesentlich definiert werden und damit zu veröffentlichen sind, enthält das Eckpunktepapier nicht.

Das Konzept der Einzelfallverhandlungen und die damit verbundene große Freiheit bei der Gestaltung der Netznutzungsverträge (in Verbindung mit nur unbestimmten Publikationspflichten der Netzbetreiber und einer wenig restriktiven Regulierung) macht eine Überprüfung und Kontrolle diskriminierendes Verhaltens faktisch unmöglich. So ist auf der Ferngasstufe kaum kontrollierbar, ob die Netzbetreiber die Netznutzung intern zu den gleichen Entgelten (interne Verrechnung entfernungsabhängiger Leistungspreise für alle Punkt-zu-Punkt Transaktionen) und mit den gleichen Erfordernissen an Kapazitätsbuchung, Nominierung, Bilanzierung, Erdgasqualität etc. abwickeln werden wie bei Drittnutzung. Zudem besteht die Gefahr, dass die Netzbetreiber die in Einzelfallverhandlungen gewonnenen Informationen über Lieferbeziehungen missbrauchen können.

Das Fehlen verbindlicher Durchleitungskonditionen und die hiermit verbundene Intransparenz bezüglich der Netznutzungskonditionen bedingen Unsicherheiten bezüglich der Höhe des zu zahlenden Netzentgeltes und der verfügbaren Transportkapazitäten. Lieferangebote an potentielle Endkunden oder die Kalkulation der Kosten des Gasbezuges (*ex ante*) sind auf dieser Grundlage nur schwer möglich. Die in der VV-Gas vorgesehenen und von den Netzbetreibern zu veröffentlichenden Anhaltswerte bieten lediglich ein gewisses Maß an Planungssicherheit (allerdings nur dann, wenn es sich um Höchstpreise handelt).

Einzelfallverhandlungen und Unbestimmtheit der Netznutzungskonditionen führen zu hohen Transaktionskosten bei den Netznutzern und Netzbetreibern. Transaktionskosten entstehen hierbei durch Informationsbeschaffung (Wegstrecken und Leitungen, betroffene Netze und Netzbetreiber, Übergabemöglichkeiten, Gasqualitäten, Gasmischung, Konditionierung, Speicheroptionen, Transport des ein- und ausgespeicherten Erdgases, Entgelte), Verhandlungen mit allen betroffenen Netzbetreibern (Zuteilung von Kapazitäten, Höhe der Entgelte, Laufzeit der Verträge, Bilanzierung etc.), Abschluss der individuell ausgehandelten Netznutzungsverträge und Vertragskontrolle. Je weniger Standardisierungen erreicht werden und je mehr Zeit das Verfahren zur Anbahnung und Durchführung der Transaktion beansprucht, desto höher sind die Transaktionskosten. Marktfähigkeit, Offenheit des Marktes, Börsenfähigkeit sowie Praktikabilität und Einfachheit des Netzzugangs werden hierdurch eingeschränkt (s. unten).

Netznutzungskonzeptionen und Transaktionsgebundenheit

Grundsätzlich sind zwei Netznutzungskonzeptionen zu unterscheiden:

- Punkt-zu-Punkt Konzept;
- Konzept der Netzpartizipation.

Das Konzept der Netzpartizipation geht von einem vermaschten, d.h. integrierten Netzsystem aus, bei dem sich der Weg definierter Gasmengen nicht nachvollziehen lässt. Dem Punkt-zu-Punkt Konzept liegt die Annahme zugrunde, dass das durchzuleitende Erdgas gerichtet von einem Einspeisepunkt zu einem Ausspeisepunkt fließt und dass die kommerziellen Liefervereinbarungen Aufschluss über die Verursachung von physikalischen Lastflüssen zulassen, anhand derer den Nutzern die Netzkosten entfernungsabhängig zugeordnet werden können.

Aus der VV-Gas und der mündlichen Erläuterung durch die Verbände ergibt sich, dass die Netznutzungskonzeptionen der VV-Gas sich je nach Netzstufe bzw. Eigentümerschaft des Netzes unterscheiden:

- Überregionales Ferngasnetz: Punkt-zu-Punkt Konzept (Entfernungsabhängigkeit) mit Festlegung eines Kontraktpfades;
- Regionalgasnetze : Regionalgasnetze können durch den Netzbetreiber in verschiedene Teilnetze aufgeteilt werden. Innerhalb des Teilnetzes, aus dem an einen Endverbraucher oder in ein unterlagertes Verteilnetz ausgespeist wird, (sog. Ausspeiseregion) wird Netzpartizipation (keine Entfernungsabhängigkeit) durch Briefmarken angewendet; soweit Regionalteilnetz nur zum Transit in andere Teilnetze genutzt werden, kann auch das Punkt-zu-Punkt Konzept (Entfernungsabhängigkeit) mit Festlegung des Kontraktpfades Anwendung finden;
- Lokale Verteilnetze: Netzpartizipation (keine Entfernungsabhängigkeit) durch eine Briefmarke.

Weiterhin sieht die VV-Gas vor, dass bei Abschluss jedes einzelnen Netznutzungsvertrages die Angabe von Ein- und Ausspeisepunkten, also die Zuordnung von Ein-/Ausspeisungen, durch den Netzkunden, erforderlich ist.² Hierdurch erhält das Netzzugangssystem seinen Transaktionsbezug, d.h. die Abrechnung der Netzentgelte erfolgt direkt oder indirekt in Abhängigkeit von den kommerziellen Liefertransaktionen im Bereich des Gashandels. Eine solche Transaktionsgebundenheit ist gaswirtschaftlich nicht zwingend. Denkbar wäre auch eine vollständige Trennung von Handel und Netznutzung z.B. im Rahmen eines Ein- und Ausspeisepreissystems (transaktionsunabhängiges System, vgl. Großbritannien).

Die VV-Gas enthält keine Bestimmungen zur vertraglichen Organisation der Netznutzung, wenn im Rahmen einer Durchleitungstransaktion die Netze mehrerer Netzbetreiber genutzt werden sollen. Die bisherige Praxis zeigt, dass in einem solchen Fall mit jedem einzelnen Netzbetreiber Netznutzungsverträge auszuhandeln und abzuschließen sowie Durchleitungsentgelte abzurechnen sind. Ein solches System schränkt die Praktikabilität des Netzzugangs ein und erhöht die Transaktionskosten im Rahmen der Einzelfallverhandlungen. Die Verhandlungsparteien haben die geschilderte Problematik erkannt, und daher vereinbart, mögliche Vereinfachungen der Vertragsstrukturen auf der Basis der mit dieser Verbändevereinbarung gemachten Erfahrungen zu prüfen und gegebenenfalls eine Anpassung bis zum Ende der Laufzeit der VV-Gas I abzustimmen.

² Gasbezugs- bzw. Lieferverträge können gemäß VV-Gas allerdings dann zu einer Netznutzungstransaktion zusammengefasst werden, wenn die Belieferung der betreffenden Endverbraucher über einen gemeinsamen Ausspeisepunkt bzw. gemeinsame Übergabepunkte erfolgt.

Netzzugang und Netzentgelte im Ferngasnetz

Die Abgrenzung zwischen Ferngasnetzen und Regionalnetzen erfolgt nicht ausschließlich nach gaswirtschaftlichen Kriterien (z.B. Gasfluss, Vermaschungsgrad, Anschlussdichte) sondern entspricht auch den historisch gewachsenen Netzgebieten der Ferngas- und Regionalgasgesellschaften. Nach mündlicher Auskunft der Verbände werden die Netzbetreiber der überregionalen Ferngasversorgung auch in ihren Regionalnetzen das entfernungs- und nennweitenbezogene Entgeltsystem anwenden. Unterschiedliche Netzzugangssysteme in der Regionalgasversorgung in Abhängigkeit von der Eigentümerstruktur sind jedoch sachlich nicht begründbar. Transparenz, Praktikabilität und Einfachheit des Netzzugangs werden beeinträchtigt.

Auf der Ferngasstufe gilt ein transaktionsabhängiges Netzzugangs- und -entgeltsystem entsprechend einem Vertragspfad. Der Vertragspfad legt fest, an welchem Punkt in das Netz eingespeist wird, an welchem Punkt ausgespeist wird und welche konkreten Transportleitungen zwischen Einspeise- und Ausspeisepunkt dem Netznutzungsvertrag zugrunde gelegt werden. Die Berechnung der Netzentgelte erfolgt nach Festlegung der Transportleitungen in Abhängigkeit der Nennweite der Leitungen.³

Da in Deutschland mehrere Ferngasnetzbetreiber existieren, bestehen entsprechend mehrere Netzentgeltsysteme, die allerdings nach einheitlichen Prinzipien aufgebaut sind (transaktionsgebunden, entfernungsabhängig, nennweitenabhängig). Einzelne Ferngasgesellschaften sind von der strikten Nennweitenabhängigkeit bereits abgewichen und haben stattdessen z. B. trassenbezogene Preissysteme ohne Nennweitenabhängigkeit veröffentlicht.

Unklarheit besteht noch darüber, ob der Netznutzer den Leitungsweg selbst spezifizieren muss (obligatorisch), ob er einen bestimmten Leitungsweg wählen kann (optional), oder ob er den Leitungsweg vom Netzbetreiber zugewiesen bekommt (keine Wahlmöglichkeit).

Voraussetzung für die Anwendung dieses Kontraktpfadmodells wäre eine vollständige und zeitnahe Veröffentlichung aller relevanten Netzdaten einschl. der verfügbaren Kapazitäten, wenn der Netznutzer den Kontraktpfad selbst festlegen muss (obligatorische Variante) oder darf (optionale Variante). Andernfalls kommt es zu prohibitiven Transaktionskosten und eingeschränkter Praktikabilität.

Der BGW hat im September 2000 eine digitalisierte Netzkarte mit Nennweiten der Leitungen, Übergabemöglichkeiten, Lastflussrichtungen, Eigentümern der Leitungen etc. im Internet veröffentlicht. Ein entgeltpflichtiger Routenplaner und eine ebenso entgeltpflichtige Netzdatenabfrage sollen in Kürze folgen. Dies ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings ist die Gasnetzkarte mit Stand 1994 veraltet.⁴ Zudem bleibt abzuwarten, wie hoch die Kosten für die

³ Unterteilt nach Leitungsgruppen nimmt der durchschnittliche Netznutzungspreis mit zunehmender Nennweite einer Leitung ab.

⁴ So sind wesentliche Transportleitungen der Wingas (z.B. die WEDAL) in der Karte nicht verzeichnet. Gemäß der Anlage „Stufenplan zur unverzüglichen Weiterbehandlung der Verbändevereinbarung zum

Nutzung des Routenplaners und der Netzdatenabfrage für Dritte sein werden und ob die entsprechende EDV-Plattform für die Netznutzer ein handhabbares Instrument darstellt. Neben dem BGW haben auch einzelne Netzbetreiber Karten ihrer Transport- und/oder Regionalnetze veröffentlicht.

Verfügbare Kapazitäten auf den einzelnen Leitungen werden nicht veröffentlicht. Dies erschwert die Planbarkeit von Transporten für Drittnutzer.

Ein transaktionsbezogenes Kontraktpfadmodell ist für Netznutzer (und auch für den Netzbetreiber) sehr aufwendig und erschwert den Wettbewerb im Gashandel. Für den Gaswettbewerb wäre ein Einspeise-/Ausspeise-Entgeltsystem sehr viel günstiger. Zu prüfen ist deshalb, warum es der Festlegung eines solchen Kontraktpfades bedarf. Das Argument der besseren Kostenorientierung zieht nicht. Die Entfernungs- und Nennweitenabhängigkeit der Transportkosten von Gas kann ebensogut im Einspeise-/Ausspeise-Entgelt berücksichtigt werden: Die Kosten des Transports der Gasmenge (mit entsprechender zeitlicher Charakteristik) von A nach B, die von den Längen und Durchmessern der für den Transport von A nach B benutzten Leitungen abhängen, werden auf die Transportleistung bezogen und ergeben das (leistungsbezogene) Netznutzungsentgelt für den Transport von Gas von A nach B. Dieses Entgelt gilt gleichermaßen für alle Netznutzer. Damit wird sichergestellt, dass alle Netznutzer an den Größenvorteilen beteiligt werden (Diskriminierungsfreiheit).

Bei einem Kontraktpfadmodell ist unklar, wie die Vernetzungsvorteile verteilt werden. Wenn die Netznutzer den Kontraktpfad selbst wählen müssen oder dürfen, werden sie – anhand der ihnen verfügbar gemachten Informationen über die möglichen Netzverbindungen – den preisgünstigsten Pfad nominieren. Im Regelfall wird es zur Überbuchung des preisgünstigsten Pfades kommen und es muss ein Zuteilungsmechanismus in Kraft gesetzt werden: Wer darf die kürzeren Wege und größeren Leitungsdurchmesser in Anspruch nehmen und wer wird auf ungünstigere verwiesen? Rückfrage bei den Verbänden ergab, dass diese Fragen ungeklärt sind.

Das entfernungsabhängige Kontraktpfadmodell gilt unabhängig von der Richtung des gewünschten Transports. Transporte entgegen der vorherrschenden Gasflussrichtung können zu Kosteneinsparungen beim Netzbetreiber führen (z.B. Verringerung des Antriebsgasverbrauchs). Wenn dies der Fall ist, verlangt ein effizientes Entgeltsystem, dass diese Kosteneinsparungsmöglichkeiten dem Netznutzer durch entsprechend niedrige (oder sogar negative) Preise signalisiert werden. Diese Steuerungsleistung kann in einem Einspeise-/Ausspeise-Entgeltsystem implementiert werden, da dort nach Transportrichtung unterschieden werden kann. In einem transaktionsbezogenen und entfernungsabhängigen Entgeltsystem ist das nicht möglich. Vernetzungsvorteile aus der Existenz von back hauls fallen somit an den Netzbetreiber. Das transaktionsbezogene und entfernungsabhängige Entgeltsystem hat also zwei

Netzzugang bei Erdgas“ soll die digitalisierte Netzkarte aktualisiert werden. Bis wann dies geschehen soll, ist unklar.

Nachteile: Es signalisiert nicht die Vorteile von back hauls und es führt zur Doppelbezahlung bei entgegengerichteten Transportverträgen.

Drittnutzer können an den Vernetzungsvorteilen aus back hauls nur partizipieren und die Doppelzahlung bei entgegengerichteten Transportverträgen nur verhindern, wenn sie durch Abtauschgeschäfte entgegengerichtete Transportverträge vermeiden. Bei vollständigem Abtausch gibt es keine Netznutzungsverträge über einander entgegengerichtete Gastransporte mehr. Allerdings wird es in der Realität aufgrund von Transaktionskosten keinen vollständigen bilateralen Abtausch geben. Zudem kann es für kleine Händler schwieriger sein, solche Abtauschgeschäfte zu realisieren als für große Händler. Bei der Bewertung dieser Erschwernisse ist zu berücksichtigen, dass diese Form der Abtauschgeschäfte nicht zur Optimierung der Gasflüsse beiträgt. Es findet lediglich ein Wechsel des Verkäufers in der kommerziellen Ebene statt, die physischen Gasflüsse bleiben davon vollkommen unberührt. Diese Abtauschgeschäfte dienen lediglich dazu, Zahlungen in Transportverträgen zu vermeiden, mit denen keine physischen Gasflüsse verbunden sind.

Die Einrichtung einer deutschlandweiten Gasbörse mit physischem Handel ist mit einem entfernungs- und transaktionsabhängigen Durchleitungsregime auf der Ferngasstufe, wie es die VV-Gas vorsieht, nicht möglich. Börsen können sich in einem solchen System allerdings an bestimmten Netzknoten (typischerweise an markanten Netzknoten, sog. Hubs) bilden. Berücksichtigt man die mangelnde Bestimmtheit der Netznutzungskonditionen, das Erfordernis der Einzelfallverhandlung sowie die Erfahrungen mit der VV-Strom I, ist die Einrichtung von ausreichend liquiden Erdgasbörsen innerhalb Deutschlands unwahrscheinlich.

Transaktionsbezogenheit und Punkt-zu-Punkt Konzept erschweren den Weiterverkauf von Kapazitätsrechten auf einem Sekundärmarkt. Ist eine abschnittsweise und zeitliche „Stückelung“ der Kapazitätsrechte zum Zweck des Weiterverkaufs nicht zulässig, ist nicht mit einem funktionierenden und liquiden Sekundärmarkt für Transportkapazitäten zu rechnen. Die VV-Gas enthält hierzu keinerlei Regelungen. Es liegt zwar die mündliche Zusage der Gaswirtschaft vor, dass Weiterverkauf bzw. Weitervermietung von Transportkapazitäten zulässig sein sollen, die in der Praxis vorgelegten Netznutzungsverträge schränken eine derartige Weitergabe jedoch stark ein.

Netzzugang und Netzentgelte in Regionalnetzen

Die Regionalnetze entsprechen - nach dem derzeitigen Erkenntnisstand - den Netzgebieten der bisherigen integrierten Regionalgasgesellschaften. Die einzelnen Regionalnetze werden z. T. darüber hinaus zur Bestimmung der Netzentgelte in Teilnetze (Regionen) aufgeteilt.

Für die Nutzung der Teilnetze sieht die VV-Gas innerhalb einer Ausspeiseregion Entgelte nach einem Briefmarken-Modell vor. Dies ist (ebenso wie in den Verteilnetzen) aufgrund der Vermaschung des Regionalnetzes sachgerecht. Für Transporte, die die Regionengrenze überschreiten, fehlen in der VV-Gas entsprechende Regelungen. Die VV-Gas weist hier lediglich darauf hin, dass bei der Ermittlung der spezifischen Leistungspreise für die jeweilige Ausspeiseregion der Transport des Erdgases von den möglichen Einspeisepunkten in das Netz des re-

gionalen Netzbetreibers zur Ausspeiseregion „berücksichtigt“ wird. In welcher Art und Weise dies zu erfolgen hat, bleibt offen. Zudem ist unklar, wie bei Transporten über Regionalnetze unterschiedlicher Netzbetreiber hinweg zu verfahren ist und ob es beim Gastransport von einer Übergabestation aus dem Ferngasnetz zu einem Endverbraucher oder Weiterverteiler zur Bezahlung mehrerer Regionalbriefmarken (Pancaking) kommen kann, weil die Gebiete mehrerer Regionalversorger berührt werden. Die VV-Gas weist an dieser Stelle deutliche Regelungslücken auf.

Geht man von der Trennung vom Netzbetrieb und Handelsfunktion aus und berücksichtigt, dass die physikalischen Lastflüsse und nicht die kommerziellen Transaktionen Kostentreiber im Netz sind, dann ist nicht begründbar, weshalb sich die Netzentgelte mit Wechsel des Lieferanten (eine Änderung im Handelsgeschäft) ändern:⁵ Erstens verändern sich die physikalischen Flüsse in den Regional- und Verteilnetzen durch Lieferantenwechsel in der Regel nicht oder nur unwesentlich. Zweitens sollten Durchmischungsvorteile im Netz, welche die spezifischen Netzkosten senken, an alle Netznutzer weitergegeben werden, da sie auf das Verhältnis der Abnahmecharakteristik der einzelnen Netznutzer zu allen anderen Netznutzern zurückzuführen sind.⁶ Die Lieferverhältnisse zwischen einzelnen Händlern und Endkunden stehen in keinem Zusammenhang mit den Durchmischungsvorteilen im Netz. Es wäre deshalb nicht sachgerecht, Netzentgelte transaktionsbezogen zu differenzieren, indem beispielsweise bei hoher Benutzungsdauer des Gasverbrauchs niedrigere Netzentgelte gefordert würden. Dies wäre vielmehr ein Verstoß gegen das Prinzip der Trennung von Netz- und Handelsgeschäft.

Aus diesem Grunde besteht auch keine Notwendigkeit für Einzelfallverhandlungen zwischen Netznutzern und Netzbetreibern. Checklisten für Verhandlungen, wie sie nach mündlicher Auskunft vom BGW vorbereitet werden, weisen zwar in die richtige Richtung, sind aber nicht ausreichend. Wesentlich wären veröffentlichte und verbindliche Netznutzungskonditionen. In Ausnahmefällen können Einzelfallverhandlungen über das Regionalnetzentgelt erforderlich sein, um der Umgehung des Regionalnetzes durch Neubau von Leitungen (bypass) zu begegnen. Dem kann jedoch durch eine Öffnungsklausel Rechnung getragen werden. Die in diesen Fällen erforderliche Flexibilität in der Entgeltgestaltung für die Nutzung des Regionalnetzes erfordert nicht, dass generell Einzelfallverhandlungen zwischen Netznutzern und Regionalnetzbetreibern stattfinden.

Um das Aufstapeln von regionsbezogenen Briefmarkentarifen zu verhindern, sollten Briefmarkentarife grundsätzlich als Punkttarife ausgestaltet sein: Der Netznutzer würde dann nur die Briefmarke des Regionalnetzes bezahlen, aus dem er Gas entnimmt – oder im Falle eines Regionalnetzes mit mehreren Regionen die Briefmarke der Region, in der er das Gas ent-

⁵ So können sich z.B. die an den Netzbetreiber zu zahlenden Netzentgelte ändern, wenn ein Kunde seinen Gasbezugs auf zwei Lieferanten verteilt.

⁶ Kostentreiber im Netz sind die physischen Gasflüsse in ihrer Gesamtheit, die sich aus der gemeinsamen Nutzung des Netzes durch viele Nutzer ergeben und zu Größen- und Vermischungsvorteilen führen. Sie lassen sich nicht einzelnen kommerziellen Transaktionen zuordnen.

nimmt. Neben der Verringerung der Transaktionskosten hat der Punkttarif den weiteren Vorteil, dass die Möglichkeiten der Diskriminierung von Drittnutzern der Netze erheblich eingeschränkt werden. Denn die Weiterwälzung der Kosten vorgelagerter auf die an sie angeschlossenen nachgelagerten Netze richtet sich nach dem gesamten Gasfluss zu Peakzeiten zwischen dem vorgelagerten und den nachgelagerten Netzen ohne Rücksicht darauf, wie sich dieses Gas auf die unterschiedlichen Händler verteilt. Insoweit sind Möglichkeiten der Diskriminierung ausgeschlossen, die bei Zahlung mehrerer Briefmarken gegeben wären.

Netzzugang und Netzentgelte in (lokalen) Verteilungsnetzen

Die (lokalen) Verteilungsnetze entsprechen den Netzgebieten der bisherigen integrierten Ortsgasversorgungsunternehmen (OVU). Für diese Netze sieht die VV-Gas ebenso wie für die Regionalnetze (Transporte innerhalb einer Ausspeiseregion) Briefmarkentarife vor. Die oben zu den Regionalnetzen angestellten Überlegungen gelten deshalb auch sinngemäß für die lokalen Verteilungsnetze und brauchen hier nicht wiederholt zu werden. Insbesondere gilt auch im Verhältnis zwischen (lokalen) Verteilnetzen und Regionalnetzen, dass ein Punkttarif vorteilhaft ist, wonach der Netznutzer nur die Briefmarke des lokalen Verteilungsnetzbetreibers bezahlt, aus dessen Netz er Gas entnimmt. Die Inanspruchnahme vorgelagerter Regionalnetze wird zwischen den betroffenen Netzbetreibern verrechnet.

Fazit

Transaktionsgebundenheit, Punkt-zu-Punkt Konzept in der Ferngasversorgung und Einzelfallverhandlungen tragen den wirtschaftlichen Bedingungen integrierter Netze nicht Rechnung und sind generell mit hohen Transaktionskosten verbunden (s. oben). Die Erfahrung mit der VV-Strom I legt nahe, dass sich ohne Standardisierungen und weit gefasste Informationspflichten der Netzbetreiber kein flächendeckendes Massengeschäft (Belieferung von Kettenkunden, Haushalten) entwickeln wird. Mit einem erschwerten Marktzugang für mittlere und kleine Endkunden ist somit zu rechnen. Zudem werden kurzfristige Liefergeschäfte Randscheinungen bleiben. Die VV-Gas ist in der derzeitigen Form vornehmlich auf die Belieferung von größeren Einzelkunden mit längeren Kontraktlaufzeiten und Benutzungsdauern zugeschnitten.⁷

⁷ Je höher die Transaktionskosten für den Abschluss einzelner Durchleitungstransaktionen sind, und je weniger die Möglichkeit zur Bündelung von einzelnen Liefergeschäften zu einer Netznutzungstransaktion sind, desto größer müssen die aus den Liefergeschäften resultierenden Deckungsbeiträge sein, um die Rentabilität der Transaktion zu sichern.

1.2 Mögliche Modifikationen des Netzzugangsmodells

Einzelfallverhandlungen

Im Zuge der weiteren Verhandlungen sollte geprüft werden, welche Netzzugangsregelungen zu standardisieren sind und wo Spielraum für individuelle Verhandlungen gelassen werden sollte.

Um flexiblen Gashandel zu ermöglichen, sollten Einzelfallverhandlungen über die Durchleitung nicht die Regel sondern die Ausnahme darstellen. Ziel sollte es sein, Netznutzung ohne Einzelfallverhandlungen zu ermöglichen und das Prozedere der Netznutzung zu standardisieren bzw. zu „automatisieren“. Dies beinhaltet, dass

- die Informationspflichten der Netzbetreiber konkretisiert werden und
- die veröffentlichten Netznutzungsbedingungen verbindlichen Charakter annehmen, so dass sich die Nutzer auch ohne Einzelfallverhandlungen auf diese berufen können.

Im Rahmen der Informationspflichten ist zu konkretisieren, welche Informationen von den Netzbetreibern im einzelnen mindestens zu veröffentlichen sind und in welcher Form (Fristen, Informationsmedien etc.) dies zu erfolgen hat. So ist z.B. zu klären, ob Netzbetreiber Informationen über freie Netzkapazitäten zu veröffentlichen haben, ob die Veröffentlichung online (über das Internet) zu erfolgen hat und in welchen zeitlichen Abständen die Daten mindestens zu aktualisieren sind.

Die Verbindlichkeit der veröffentlichten Netznutzungsentgelte beinhaltet nicht, dass Einzelfallverhandlungen generell ausgeschlossen werden. Netznutzer sollten allerdings die Gewissheit haben, dass sie den Netzzugang in jedem Fall zu den veröffentlichten Konditionen erhalten (veröffentlichte Preise als Höchstpreise). Um dies für eine möglichst große Anzahl von Netznutzungsfällen zu gewährleisten, sollten die bisher definierten Standardfälle durch weitere Fälle ergänzt werden (insbesondere Standardfälle für kurzfristige und unterbrechbare Netznutzung).⁸

Es ist sicherzustellen, dass in Einzelfallverhandlungen vereinbarte Netznutzungskonditionen nicht zur Diskriminierung von bestimmten Nutzern oder Nutzergruppen führen. Insbesondere sind Kontrollmechanismen zu schaffen, die die Diskriminierung von Drittnutzung gegenüber der Eigennutzung ausschließen. Derartige Kontrollen müssen sich sowohl auf die entgeltlichen Netznutzungskonditionen (Preise, Zahlungsmodalitäten etc.) als auch auf die nicht-entgeltlichen Netznutzungskonditionen (Prozedere der Abwicklung von Durchleitungsanfragen, Vertragslaufzeiten, Bearbeitungsfristen, Informationen über verfügbare Transportkapazitäten etc.) beziehen. Die Schaffung eines geeigneten Ordnungsrahmens und Instrumentari-

⁸ Ein funktionsfähiger Sekundärmarkt für Netznutzungskapazität könnte die Definition weiterer Standardfälle obsolet machen. Mit einem derartigen Sekundärmarkt ist unter den derzeitigen Gegebenheiten nicht zu rechnen.

ums für die Missbrauchsaufsicht ist allerdings nicht mehr im Rahmen einer Verbändevereinbarung regelbar sondern ist Aufgabe staatlicher Institutionen.

Transaktionsgebundenheit und Netzzugangsmodell

Ferngasnetz

Das Netzzugangskonzept in den überregionalen Ferngasnetzen (Buchung von Transportkapazitäten auf bestimmten Transportleitungen von einem Einspeisepunkt zu einem Ausspeisepunkt) stellt hohe Anforderungen an das Informations- und Vertragsmanagement bei Netzbetreibern und Netznutzern. Ein ähnlich konzipiertes Netzzugangssystem hat bei der VV Strom I nicht zur erwünschten Marktöffnung geführt. Ohne eine Modifikation (Vereinfachung) des Netzzugangssystems oder, alternativ hierzu, eine völlige Neuorientierung des Netzzugangsmodells ist zu befürchten, dass die VV Gas zu ähnlichen Marktergebnissen führen wird wie die VV Strom I.

Mögliche Modifikationen des Netzzugangssystems im Rahmen des vorgeschlagenen Punkt-zu-Punkt Konzeptes beziehen sich insbesondere auf die Erhöhung der Transparenz und Praktikabilität des Netzzugangs:

- Verzicht auf die Spezifizierung von Einzelleitungen und auf die Nennweitenabhängigkeit der Netzentgelte, Vergabe von Transportkapazitäten unabhängig von einzelnen Leitungen; Veröffentlichung der Netzentgelte in Matrixform (Matrix aus Ein- und Ausspeisepunkten);
- zeitnahe Veröffentlichung verfügbarer Transportkapazitäten;
- Zusammenfassung von Ausspeisepunkten zu Zonen, Einteilung der Zonen nach technisch-physikalische Gegebenheiten, Flexibilität bei der Wahl von Ausspeisepunkten innerhalb einer Zone.

Eine völlige Neuorientierung des Netzzugangssystems bestünde darin, das transaktionsbezogene Punkt-zu-Punkt Konzept durch ein transaktions- und entfernungsunabhängiges Einspeise-/Ausspeisepreissystem zu ersetzen (vgl. Großbritannien). Netznutzer buchen hierbei an den Einspeisepunkten Einspeisekapazitäten und an den Ausspeisepunkten (bzw. für die Ausspeisesezonen) Ausspeisekapazitäten. Eine Zuordnung von Ein- und Ausspeisungen durch die Netznutzer und die Buchung von Transportkapazitäten auf einzelnen Leitungen ist nicht notwendig. Die Netzbetreiber optimieren (unter Berücksichtigung von Gasmischung und Pendelzonen) innerhalb ihrer Netze die Lastflüsse auf der Grundlage von physischen Ein- und Ausspeisungen, also unabhängig von den Lieferbeziehungen zwischen Importeuren, Händlern und Endverbrauchern. Vernetzungs- und Durchmischungsvorteile werden auf alle Netznutzer verteilt.

Regional- und Verteilnetze

Vorteilhaft wäre die Einführung sog. Punkttarife auf Stufe der Regional- und Verteilnetze. Punkttarife kommen z.B. im Rahmen der VV Strom II zur Anwendung. Vertragspartner des

Netzbetreibers ist nach diesem Konzept grundsätzlich nicht der Händler/Lieferant sondern der Endkunde.⁹ Dieser zahlt das in Abhängigkeit seiner Anschluss- und Abnahmecharakteristik errechnete (z.B. jährliche) Netzentgelt an jenen Netzbetreiber, an dessen Netz er unmittelbar angeschlossen ist. Die Kosten vorgelagerter Netze werden an die nachgelagerten Netze weitergereicht (Kostenwälzung, Netze zahlen an Netze) und im Rahmen der Punkttarife entgolten. Damit würde erreicht:

- Trennung von Netznutzungs- und Erdgasliefervertrag;
- Reduzierung der Anzahl der abzuschließenden Netznutzungsverträge auf einen Vertrag mit dem Entnahmenetzbetreiber
- Zahlung lediglich einer Briefmarke durch die Netzkunden;
- Beteiligung der nachgelagerten Netze an den Kosten der vorgelagerten Netze.

⁹ Der Endkunde kann den Abschluss des Netznutzungsvertrages allerdings an seinen Händler delegieren.

2 Preisbildung und Kostenorientierung

2.1 Regelungen der VV-Gas

Die VV-Gas sieht für die Höhe der Netzzugangsentgelte die Orientierung am internationalen Vergleichsmarkt vor. Im Rahmen der Vergleiche sind „sachlich gerechtfertigte Besonderheiten“ zu berücksichtigen. Ergänzt wird das Vergleichsmarktprinzip im Bereich der Verteilnetze dadurch, dass die Höhe der Netzzugangsentgelte „auf Anhaltswerten auf der Grundlage durchschnittlicher Kosten“ beruht. Zudem können in der Endverteilung strukturelle Erschwernisse und Besonderheiten im Einzelfall zu höheren Netzzugangsentgelten als die Anhaltswerte führen.

Über die Struktur der Netzentgelte sind in der VV-Gas folgende Regelungen zu finden:

- Ferngasnetze
 - Jahres-Leistungspreis für die reservierte, maximal vom Kunden nutzbare Stundenleistung (DM/(m³/h)/km),
 - Nennweitenabhängigkeit (5 Gruppen von Nennweiten),
 - Entfernungsabhängigkeit (Punkt-zu-Punkt Konzept, vgl. Abschnitt 1),
 - Systemdienstleistungspreis.
- Regionalgasnetze:
 - Jahres-Leistungspreis für die reservierte, maximal vom Kunden nutzbare Stundenleistung,
 - Systemdienstleistungspreis.
- Lokale Verteilnetze:
 - Jahres-Leistungspreis für die vereinbarte Transportkapazität,
 - Arbeitspreis,
 - Systemdienstleistungspreis.

Eine Anleitung zur Kalkulation der Preise enthält die VV-Gas nicht. Nach mündlicher Auskunft der GVV sollen die Leistungspreise in der Regionalgasversorgung, getrennt nach Netzgebieten, auf der Grundlage der nennweitenabhängigen Preise der Ferngasversorgung kalkuliert werden. Die in den *Beispielen für Entgelte in der Endverteilungsstufe* aufgeführten Preise für die Endverteilung wurden nach mündlicher Auskunft der GVV auf der Basis von Umfragen bei den Netzbetreibern bezüglich der Kostenstruktur der Netze und der Abnahmekarakteristik der Endkunden berechnet. Kalkulationsregeln für die Preise der überregionalen Ferngasversorgung sind nicht bekannt.

2.2 Vergleichsmarktprinzip und Kostenorientierung

Die Möglichkeit, unterschiedliche Netzbetreiber für den Gastransport in Anspruch zu nehmen, könnte in Teilbereichen zu einer wettbewerblichen Kontrolle der Preisgestaltung der Transportnetzbetreiber (Ferngasstufe) führen. Dadurch ist jedoch kein durchgehender Schutz

vor überhöhten Preisen gegeben, da auf vielen Transportstrecken keine derartigen Wahlmöglichkeiten bestehen und auch mit potentielltem Wettbewerb nur im Ausnahmefall zu rechnen ist. In den USA, wo auf wichtigen Transportstrecken parallele Leitungssysteme unterschiedlicher Eigentümer existieren, wird jedenfalls nicht auf eine Regulierung dieser Pipelines verzichtet.

Eine Prüfung der Netzentgelte auf der Grundlage internationaler Vergleichswerte ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Netzbetreiber erhalten hierdurch Anreize, Produktivität und Effizienz des Netzbetriebs internationalen Standards anzupassen.

Praktische Umsetzung von Preisvergleichen

Unterschiedliche Preisstrukturen der Netzbetreiber erschweren die Durchführbarkeit von Preisvergleichen. Preisvorteile eines Netzbetreibers bei einer Gruppe von Durchleitungskunden (Durchleitungsfällen) können durch Preisnachteile bei anderen Gruppen kompensiert werden. Aus diesem Grund sind nicht nur Einzelpreise sondern - unter Berücksichtigung des Mengengerüsts - die gesamten Preissysteme vergleichbarer Netzbetreiber zu vergleichen. Ein solches Vorgehen läuft letztlich auf den Vergleich von Durchschnittserlösen statt von Einzelpreisen hinaus.

Auch der Brattle-Bericht steht einer Kontrolle von Netznutzungsentgelten über Vergleichspreise aufgrund von Problemen bei der praktischen Umsetzung des Konzeptes kritisch gegenüber.¹⁰ Der Bericht nennt als Schwachpunkt der Vergleichsrechnungen die Schwierigkeiten bei der Definition vergleichbarer Netzbetreiber. Verglichen werden können nur Netzbetreiber mit ähnlichen Netzstrukturen. So existieren z.B. für die deutsche Regionalgasversorgung keine vergleichbaren ausländischen Netzbetreiber, da es diese Versorgungsstufe in anderen Ländern überhaupt nicht gibt. Zudem führen laut Brattle-Bericht unterschiedliche Preisberechnungsmethoden und Anlagenbewertungsverfahren (Abschreibungsmethoden) in den verschiedenen Ländern zu Verzerrungen bei den Preisvergleichen.

Verfügbarkeit von wettbewerblichen Vergleichsmärkten

Die internationalen Vergleichspreise wirken ähnlich wie *price-caps* oder *revenue-caps* im Rahmen einer Anreizregulierung¹¹: Einerseits besteht für den Netzbetreiber das Risiko der Kostenunterdeckung, andererseits haben die Netzbetreiber die Möglichkeit, bei besonders effizienter Betriebsführung zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften. Im Gegensatz zu den *price-caps* bzw. *revenue-caps* werden die internationalen Vergleichspreise nicht im Rahmen von sog. *rate cases* für mehrere Jahre auf der Grundlage der erwarteten Kostenentwicklung von einer Regulierungsbehörde festgelegt. Eine systematische Angleichung von Kosten und Preisen (Erlösen) nach bestimmten Zeitintervallen erfolgt also nicht.

¹⁰ Brattle-Bericht (2000): S. 53.

¹¹ Regulierungsbehörden geben den Netzbetreibern über mehrere Jahre Höchstpreise oder Maximaleinkommen vor.

Durch das Vergleichsmarktkonzept kann eine indirekte Orientierung der Entgelte an Kosten erreicht werden, wenn die internationalen Vergleichsmärkte wettbewerblich strukturiert sind, da sich Preise auf Wettbewerbsmärkten auf der Grundlage von (Grenz-)Kosten bilden. Die Preise auf dem Inlandsmarkt beziehen sich dann indirekt auf Kostengrößen im Ausland.

In Netzindustrien wie dem Transport und der Verteilung von Erdgas gibt es in der Regel allerdings keine wettbewerblichen Vergleichsmärkte im Ausland. Bei Preisvergleichen ist also zu berücksichtigen, dass in der Regel Preise von Monopolisten mit Preisen von Monopolisten verglichen werden. Ein indirekter Abgleich der Preise mit den Kosten wird über Vergleichsrechnungen lediglich dann erreicht, wenn Gasnetzbetreiber in einem oder in mehreren Ländern kostenorientiert reguliert werden.

Bei Vergleichen deutscher Netzentgelte mit Entgelten im Ausland (USA, Großbritannien, Belgien, Niederlande, Italien) ist demnach folgendes zu beachten: In den USA existieren z.T. parallele Leitungssysteme, die Wettbewerb im Gastransport begründen. Da der Leitungswettbewerb allerdings nur partiell greift, wird auch in den USA auf Regulierung nicht verzichtet. Neben den USA besitzt lediglich Großbritannien Erfahrung mit einer kostenorientierten Regulierung von Transport- und Verteilungsentgelten im Gasbereich. Belgien, die Niederlande und Italien können auf derartige Erfahrungen nicht zurückgreifen. Preisvergleiche mit diesen Ländern sind demnach hinsichtlich ihrer Aussagekraft zu hinterfragen.

Angesichts dieser Sachlage ist zu prüfen, ob neben dem Vergleichsmarktprinzip nicht auch eine Kontrolle der Netzentgelte nach der Kostenhöhe erforderlich ist.

3 Engpassmanagement

3.1 Regelungsbedarf bei der Vergabe knapper Kapazitäten

Regelungen für die Zuteilung von Kapazitäten werden notwendig, wenn die Nachfrage nach verfügbaren Netzkapazitäten zur Durchleitung größer ist als das Angebot. Zu unterscheiden ist prinzipiell zwischen der kurzfristigen Systemsteuerung während des Netzbetriebs, falls der sichere Systembetrieb gefährdet ist, und Eingriffen während der Planungs- bzw. Genehmigungsphase.

In der VV-Gas befinden sich keine Regelungen, nach welchen Verfahren Engpässe im Vorfeld des eigentlichen Netzbetriebs beseitigt werden sollen. In dem noch wachsenden Markt für Gas sind diesbezügliche Eingriffe von besonderer Bedeutung, da deren Konsequenzen langfristige Signale zum Ausbau des vorhandenen Leitungsnetzes geben können.

Physikalisch sind Netzengpässe einerseits abhängig von der Netzkonfiguration und andererseits von den Ein- und Auspeisungen an den einzelnen Netzknotenpunkten. Netzengpässe können im Zeitablauf in unterschiedlichen Netzbereichen und zu verschiedenen Zeiten auftreten.

Möglichkeiten zur Behebung von Engpässen auf einzelnen Leitungen bestehen ggf. durch die Nutzung anderer Leitungen bzw. durch die Erweiterung des vorhandenen Netzes. Hier ist zu prüfen, ob und inwieweit eine Zuteilungsregulierung den Netzbetreibern Anreize zum effizienten Ausbau gibt.

Weiterhin werden in der gaswirtschaftlichen Praxis Netzengpässe durch die Nutzung abschaltbarer Lieferverträge behoben, die es den bisherigen, integrierten Lieferanten und Netzbetreibern erlauben, bei Lastspitzen spezielle Kunden abzuschalten. Auf diese Weise können weit mehr Kunden aus einem Gasnetz beliefert werden, als dies ohne Möglichkeit der Abschaltung gegeben wäre. Umgekehrt hat ein Netzbetreiber durch die Vereinbarung von abschaltbaren Verträgen die Möglichkeit, wahlweise Netzkapazität durch die Nutzung von abschaltbaren Verträgen für Dritte bereitzustellen oder dies zu unterlassen. Für einen außenstehenden Dritten wird hierdurch die Transparenz der Kapazitätszuteilung zusätzlich erschwert.

Die Definition eines Netzengpasses hängt auch davon ab, in welcher Höhe Reservekapazitäten im Netz vorgehalten werden sollen.

Um Netzengpässe frühzeitig zu erkennen und zu beseitigen, muss einerseits die benötigte Kapazität innerhalb einer bestimmten Frist durch die Netznutzer gebucht werden, zum anderen ist festzulegen, in welcher Zeit die Bearbeitung einer Durchleitungsanfrage erfolgt sein muss. Entsprechend dem Kriterium der Nicht-Diskriminierung haben für etablierte Unternehmen sowie für neue Marktteilnehmer die gleichen formalen Bedingungen zu gelten.

Die VV-Gas enthält keinerlei Regelungen zur Vergabe knapper Kapazitäten. In der Anlage „Stufenplan zur unverzüglichen Weiterbehandlung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas“ vereinbaren die Verbände, das Thema Engpassmanagement als Schwer-

punkt weiterzuverhandeln. Anzustreben ist, dass sich die Netzbetreiber im Rahmen der Verbändevereinbarung auf diskriminierungsfreie Zuteilungsverfahren und ausreichende Veröffentlichungspflichten hinsichtlich der zuteilbaren Kapazitäten verpflichten.

3.2 Mögliche Rationierungssysteme und deren Bewertung

Im folgenden sollen einige alternative Rationierungssysteme kurz vorgestellt und bewertet werden. Netzengpässe, die während der Planungs- und Genehmigungsphase des Netzbetriebs erkannt werden, können bereits vor Beginn der Betriebsperiode gezielt beseitigt werden. Zwei Ansätze sind hier zu nennen:

- transaktionsbezogenes System: Die vertraglichen bzw. ökonomischen Liefertransaktionen der Durchleitungsbegehrenden bzw. Händler werden zum Netzengpassmanagement genutzt. Alle oder einzelne Liefertransaktionen werden gekürzt.
- transaktionsungebundenes System: Der Netzengpass wird z.B. durch Aufteilung des Marktes in zwei Preiszonen behoben.

3.2.1 Transaktionsbezogenes System

Das transaktionsbezogene Netzengpassmanagement basiert auf der Bestellung, Anmeldung, Reservierung bzw. Buchung von Netzkapazitäten für eine oder mehrere vertragliche Liefertransaktionen durch die Netznutzer von einem Netzknotenpunkt zu einem anderen (bzw. von einer Netzregion in eine andere). Die Bestellung bzw. Reservierung der Kapazitäten erfolgt im Vorfeld der Liefertransaktion, wobei in der Regel bestimmte Anmeldefristen zu beachten sind. Zeigt sich aufgrund aller Bestelleistungen, dass ein Netzengpass vorliegt, besteht die Notwendigkeit, die Kapazität zu rationieren.

Ein gängiges Verfahren, das beispielsweise in den Niederlanden praktiziert wird, ist **das First-come-first-serve-Prinzip**, bei dem knappe Netzkapazitäten gemäß dem Zeitpunkt der Anmeldung zugeteilt werden. Hierbei besteht jedoch die Gefahr der Diskriminierung neuer Marktteilnehmer, da anzunehmen ist, dass etablierte Anbieter aufgrund ihrer genaueren Kenntnis der Netze einen Informationsvorsprung besitzen. Anfragen können bei diesen nicht vollständig entbündelten Unternehmen schneller bearbeitet werden, so dass die günstigeren Transportwege intern vergeben werden. Insgesamt ist diese Methode ineffizient, da die Kapazitäten nicht gemäß den Zahlungsbereitschaften der Netznutzer vergeben werden. Gleiches gilt für die **Rationierung nach der Fristigkeit** der Transaktionen und die **Pro-rata-Methode**. Bei Pro-Rata-Rationierung besteht zusätzlich ein Anreiz zur Überbuchung durch die Netznutzer.

Das **Auktionsprinzip** ist zwar ein effizientes Zuteilungsprinzip, neben den hohen Transaktionskosten ist aber auch der Anreiz zum Ausbau des Netzes beim Betreiber gering, da der Durchleitungsbegehrende die Engpasskosten tragen muss. Im Extremfall besteht die Gefahr

der „strategischen“ Verknappung der Netzkapazität, wenn die Einnahmen aus der Auktion dem Netzbetreiber zufließen.

Die Auktionierung der Einspeisekapazität allein ist unter der Maßgabe des Punkt-zu-Punkt-Netzzugangsmodells nicht möglich. Dies würde ein entry/exit-Modell voraussetzen.

Auch die Einrichtung von **Sekundärmärkten** stellt zwar einen effizienten Mechanismus dar, doch ist es fraglich, ob beim gewählten Punkt-zu-Punkt-Modell das potentielle Marktvolumen ausreichend ist, damit Handel zustande kommt. Auch diese Methode beinhaltet hohe Transaktionskosten und einen hohen Informationsbedarf.

3.2.2 Transaktionsungebundene Systeme

Bei transaktionsungebundenem Netzengpassmanagement werden nicht einzelne Transaktionen von der Netznutzung ausgeschlossen oder in der Netznutzung beschränkt. Das kurzfristige Netzengpassmanagement¹² erfolgt hierbei über

1. die wirtschaftlichen Bedingungen des Netzzugangs für alle Netznutzer (Preise) und/oder
2. die direkte Gestaltung des Gasflusses durch den Netzbetreiber (An- und Verkauf von Erdgas, Nutzung von Erdgasspeichern).

zu 1) Bei Netzengpässen, die kurz- bis mittelfristig auftreten, kann der Netzbetreiber Ein- und Ausspeisungen (und damit indirekt den Gasdispatch und evtl. direkt die Verbraucherlast) an kritischen Netzpunkten über die kurz- bis mittelfristige Variation der Ein- und Ausspeisepreise beeinflussen. Ein derartiges System kommt in Großbritannien im Rahmen der halbjährlichen Versteigerung von Einspeisekapazitäten an den Netzeinspeiseknoten zur Anwendung. Der Knappheitspreis bildet sich hierbei über die Auktion der Kapazitäten. Netznutzer (Shipper) haben zwar die Sicherheit, Netzkapazität ersteigern zu können, sie wissen allerdings nicht im Voraus, welcher Preis sich für die Kapazitäten einstellen wird.

zu 2) Kurzfristig kann der Netzbetreiber Netzengpässe durch Abruf von Speicherkapazitäten (sofern der Netzbetreiber Zugriff auf Speicher hat) und durch den systematischen Ankauf (an Knotenpunkten mit Einspeiseüberschüssen) bzw. Verkauf (an Knotenpunkten mit Ausspeiseüberschüssen) von Erdgas direkt beheben. Kurzfristiger An- und Verkauf von Erdgas setzt allerdings voraus, dass ein kompetitiver und ausreichend liquider Erdgasmarkt an den kritischen Netzpunkten (bestenfalls in Form eines Spotmarktes) existiert, d.h. dass ausreichende Erdgasmengen an den Knotenpunkten zu marktgerechten Preisen kontrahierbar sind bzw. verkauft werden können.

¹² Langfristig verfügt der Netzbetreiber zusätzlich über die Option des Netzausbaus.

4 Speicherzugang

Die Frage des Speicherzugangs betrifft v.a. die Nutzung der großvolumigen Untertagespeicher. Der Ausgleich von täglichen Lastschwankungen wird größtenteils durch die Netzatmung sowie in Tagesspeichern der lokalen Gasversorger durchgeführt. Darüber hinaus sorgen die Regelungen zum Bilanzausgleich für eine bedingte Flexibilität bei der Strukturierung der kurzfristigen Lastflüsse.¹³

Aus Kostengesichtspunkten ist es erforderlich, lange Transportleitungen und auch die Erdgasquellen selbst möglichst ganzjährig gleichmäßig auszulasten. Viele Beschaffungsverträge auf der Importstufe sehen daher eine ganzjährig weitgehend konstante Abnahmeverpflichtung vor. Insbesondere die Importpipelines aus Russland und Norwegen weisen hohe Auslastungsgrade auf, Swing-Lieferungen größeren Umfangs kommen fast ausschließlich aus dem niederländischen Groningen-Feld.¹⁴

Da die Nachfrage der meisten Kunden saisonal stark schwankt, setzt ihre Belieferung ein entsprechend strukturiertes Gasangebot voraus. Dies erfordert den Zugang zu Speicherleistung, Strukturierung als Dienstleistung oder den Bezug bereits strukturierter Gases. Der Bezug strukturierter Erdgases ist für den Händler aufgrund hoher Netzkosten (Zahlung eines Jahresleistungspreises bei niedriger Benutzungsdauer) und hoher Bezugskosten mit hohen Kosten verbunden. Marktzutritt, z.B. im Rahmen einer Vollversorgung, ist deshalb in der Regel nur unter Nutzung inländischer Speicher möglich.

Die weitgehende Öffnung des Speichermarkts in den liberalisierten Gaswirtschaften in USA und GB legt den Rückschluss nahe, dass der Zugang zu Erdgasspeichern sowohl für eine effiziente (technische und ökonomische) Nutzung des Transportsystems als auch für einen effizienten Marktzutritt unabdingbar ist, vor allem, wenn – wie in Deutschland größtenteils der Fall – der Regelzugriff auf die Bohrlöcher auf nur wenige eingesessene Gasunternehmen beschränkt ist.

Die Frage, ob sich auf dem Speichermarkt in Deutschland nach der Öffnung der Netze ein funktionierender Wettbewerb einstellt oder eine (kostenorientierte) Regulierung der Speicheranlagen für einen Zugang erforderlich ist, kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden.

¹³ Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf Fragen der Nutzung großvolumiger Untertagespeicher. Zu Netzatmung, Flexibilität und Bilanzierung vgl. Kapitel 5.

¹⁴ Auf dem Spotmarkt am Zeebrugge-Hub/Interconnector-Flange und bei Lieferungen aus Großbritannien durch den Interconnector werden - nach Auskunft von Gashändlern - bislang nur Bandlieferungen, d.h. unstrukturiertes Erdgas, angeboten. Speicherdienstleistungen bietet die belgische Ferngasgesellschaft Distrigaz, die den Spotmarkt betreibt, den Transportkunden gegenwärtig nicht an.

Anhand der Strukturen des „Speichermarkts“ wäre aber zu prüfen, inwiefern die Voraussetzungen für die Entstehung von Wettbewerb gegeben sind. Die Situation bei großvolumigen Untertagespeichern stellt sich gegenwärtig in Deutschland wie folgt dar:

- Eine starke regionale Fragmentierung. Die Untertagespeicher können in einer groben (primär geografischen) Untergliederung insgesamt sieben verschiedenen Speicherregionen (mit jeweils 3-7 Speicheranlagen und 2-6 Speichernutzern) zugeordnet werden. Nach dieser regionalen Differenzierung entfällt auf die größte Region *Weser-Ems* fast die Hälfte der gesamten landesweiten maximalen Arbeitsgaskapazität, es folgen die Regionen *Bayern*, *NRW/Münsterland* und *neue Bundesländer Süd* mit Anteilen zwischen 10 und 20%.
- Eine hohe bundesweite wie regionale Konzentration auf nur wenige Unternehmen der Ferngas- und Produktionsstufe.
 - Auf die beiden größten Speichernutzer Ruhrgas AG und Wingas GmbH entfällt rd. die Hälfte der gesamten Speicherkapazität. Zusammen mit VNG AG und BEB GmbH vereinigen diese vier Unternehmen mehr als drei Viertel der gesamten maximalen Arbeitsgaskapazität.
 - Die regionalen Konzentrationsraten liegen – aufgrund der Einengung der geografischen Marktabgrenzung - erheblich über den bundesweiten. Sie zeigen Anbieteroligopole in den alten sowie Quasi-Monopolstellungen in den neuen Bundesländern auf. In der Region *Weser-Ems* ist die Wingas GmbH mit ihrem Speicher in Rehden der größte regionale Anbieter. Die Ruhrgas AG hält in den Gebieten *Bayern*, *NRW/Münsterland* und *Rhein Hessen* den jeweils größten regionalen Marktanteil in Bezug auf die maximale Arbeitsgaskapazität. Die VNG verfügt über eine sehr starke Marktstellung in den neuen Bundesländern.
 - Eine Differenzierung der Speicheranlagen nach Speichertypen zeigt, dass zwar fast 60% der maximalen Arbeitsgaskapazität auf leergeforderte Erdgas- und Erdölfelder und nur rd. 32% auf Kavernenspeicher entfällt, letztere jedoch über rd. die Hälfte der maximalen Ausspeiserate verfügen.¹⁵ Kavernenspeicher befinden sich überwiegend in den Gebieten *Weser-Ems* und *NRW/Münsterland*, ferner auch in Sachsen-Anhalt. Die Ruhrgas AG betreibt und nutzt zwei Salzkavernenspeicher (Epe und Etzel) mit den höchsten Entnahmeraten, entsprechend groß ist mit fast einem Drittel ihr Anteil an der gesamten maximalen Entnahmerate über alle Untertagespeicher. Zusammen mit VNG AG und Wingas GmbH (je 16%) vereinigen die drei größten Anbieter rd. zwei Drittel der gesamten Ausspeiserate.¹⁶

¹⁵ Die maximale Ausspeiserate ist ein Indikator für eine kurzfristige und flexible Funktionsweise einer Speicheranlage, ein Erfordernis, das insbesondere auf liberalisierten Gasmärkten verstärkt nachgefragt wird, wie die Beispiele USA und Großbritannien zeigen. Salzkavernenanlagen werden diesen Speichererfordernissen besonders gerecht.

¹⁶ Zwei Drittel der in Bau oder Planung befindlichen maximalen Arbeitsgaskapazität wird in Kavernenanlagen zugebaut, etwa ein Viertel davon von der Wingas GmbH.

- Eine starke vertikale Integration der überwiegenden Zahl von Eigentümern bzw. Nutzern. So verfügt z.B. die Ruhrgas AG neben einer bedeutenden Stellung im Speichermarkt über einen überragenden Marktanteil sowohl auf der Importstufe als auch im Groß- und Einzelhandelsgeschäft.
- Intensive Unternehmensverflechtungen. Die vier größten Speicherunternehmen sind durch Kapitalbeteiligungen miteinander verflochten:
 - Die Ruhrgas AG hält den größten Einzelanteil an VNG AG (37%), die Wingas GmbH ist an dem ostdeutschen Gasversorger mit 16%, die BEB GmbH mit 11% direkt beteiligt.
 - Die BEB GmbH ist mit rd. 25% direkt an der Ruhrgas AG beteiligt plus eine indirekte Beteiligung über die Schubert KG (entspricht rd. 5% an der Ruhrgas AG). Zudem ist Shell als einer der beiden Anteilseigner der BEB GmbH mit 25% an der Thyssengas GmbH beteiligt.

Diese strukturellen Faktoren schließen zwar generell die Entwicklung eines wirksamen Speicherwettbewerbs nicht aus, allerdings wäre eine sorgfältige Marktbeobachtung wegen der Gefahr der wettbewerbseinschränkenden Ausübung von Marktmacht der eingesessenen Gasversorger gegenüber neuen Marktteilnehmern unerlässlich.

Es besteht zudem die Gefahr, dass eine diskriminierungsfreie Behandlung zwischen Eigennutzung und Drittnutzung nicht gewährleistet ist, da die Speichernutzer typischerweise auch im Gashandelsgeschäft tätig sind, und eine bevorzugte Behandlung der eigenen Handelsabteilung im vertikal integrierten Unternehmen nicht ausgeschlossen bzw. nicht hinreichend kontrolliert werden kann. Das Speichergeschäft unterliegt der Entbündelung in der internen Rechnungslegung der Gasversorger, d.h. die Speicheraktivitäten müssen getrennt von Fernleitungs- und Verteilungsaktivitäten ausgewiesen werden, eine gesellschaftsrechtliche Trennung der Funktionen ist nicht vorgesehen. Die rechnungslegerische Entbündelung kann zwar einen Beitrag leisten, unklare Kostensituationen zu entschärfen. Ob sie ausreichend ist, Handelshemmnisse aufgrund von Diskriminierung zu vermindern, muss sorgfältig beobachtet werden.

Eine genaue Kenntnis der gegenwärtigen Auslastung der Speicherkapazitäten und deren Strukturierung hinsichtlich verschiedener Funktionen wie back-up, Saisonausgleich, Arbitrage oder Vermietung an ausländische Gasversorger¹⁷ liegt den Gutachtern nicht vor, wohl können aber aufgrund des starken Zubaus in der Vergangenheit (von 1990 bis 1999 hat sich die maximale Arbeitsgaskapazität auf 18 Mrd. m³ verdoppelt) und der derzeit geplanten und in Bau

¹⁷ Mit dem Ausbau des europäischen Verbundnetzes und der zunehmenden Integration der Erdgasmärkte wird die Bedeutung der grenzüberschreitenden Erdgasspeicherung zukünftig zunehmen, da nicht alle Staaten über ein geologisches (oder ökonomisches) Speicherpotential verfügen. Wegen seiner zentralen Lage und des hohen Speicherpotentials könnte Deutschland eine zentrale Rolle in der europäischen Gasspeicherung spielen.

befindlichen Anlagen (weiterer Zuwachs um +30%) tendenziell (regionale) Überkapazitäten vermutet werden, die zur Wettbewerbsentwicklung einen positiven Beitrag leisten dürften. Bei hinreichend offenen Märkten sowie einem effektiven Gas-zu-Gas-Wettbewerb auf europäischer Ebene und entsprechender Ausweitung der sachlichen und regionalen Abgrenzung des relevanten Markts dürfte die marktbeherrschende Stellung der deutschen Speicheranbieter sukzessive geringer werden.¹⁸

Da die Lage der Untertagespeicher geologisch und nicht aus Markt- bzw. Verteilungserfordernissen heraus determiniert ist, weichen in Deutschland die tatsächlichen von den ökonomisch sowie versorgungstechnisch optimalen Speicherstandorten (z.T. erheblich) ab, die idealerweise möglichst nahe an den Lastschwerpunkten (z.B. Ruhrgebiet) angesiedelt wären, um die Transportstrecke zu minimieren. Die Regelung der VV-Gas sieht für den Netzzugang auf der Ferngasstufe eine (entfernungsabhängigen) Punkt-zu-Punkt-Tarifierung vor, wodurch die einzelnen Speicherregionen weiter separiert werden und nur eingeschränkt gegeneinander konkurrieren können. Ein entfernungsunabhängiger Netzzugang (Briefmarke) würde den Speichermarkt – zumindest transporttechnisch- landesweit öffnen, da in diesem Fall die Transportkosten zu den unterschiedlich gelegenen Speicheranlagen immer gleich hoch wären.

Aufgrund vorangegangener Überlegungen sollte die Marktabgrenzung zur Überprüfung der Marktstellung einzelner Unternehmen insbesondere in regionaler Hinsicht möglichst eng ausgelegt werden. Eine enge Abgrenzung des relevanten Markts in sachlicher Hinsicht könnte sowohl auf Grund von unterschiedlichen Speichertechnologien und damit verbundenen Einsatzmöglichkeiten (z.B. Ein- und Auspeisegeschwindigkeit) als auch hinsichtlich verschiedener Erdgasqualitäten erwogen werden.

Um die Transparenz auf dem deutschen Speichermarkt zu erhöhen und Gashändlern den Marktzutritt zu erleichtern, sollten die Speicherbetreiber grundlegende Informationen über die angebotenen Speicherdienstleistungen in ihren wesentlichen geschäftlichen Bedingungen veröffentlichen, wie z.B. auch die gegenwärtig und zukünftig verfügbaren Speicher- und Entnahmekapazitäten.

Die Nicht-Regelung des Speicherzugangs innerhalb der Verbändevereinbarung kann sich als erhebliches Handelshemmnis herausstellen.

Soweit Gasmengen aus strategischen Gründen der Versorgungssicherheit (Ausgleich von temporären Lieferunterbrechungen) vorzuhalten sind, stehen diese gebundenen Speichermengen für die marktliche Nutzung nicht zur Verfügung. Der Zugang zu den verbleibenden freien Speicherkapazitäten sollte diskriminierungsfrei möglich sein. Umfang und Einsatzvoraussetzungen für die strategischen Speichermengen sind im Rahmen einer Gassicherungsstrategie festzulegen.

¹⁸ In diesem Fall könnten ausländische Swing-Supplier, wie das niederländische Groningen-Feld oder Produzenten aus Dänemark und Großbritannien aber auch z.B. polnische Speicherprojekte (in Abhängigkeit von den Netzzugangsregimes), in die Marktabgrenzung integriert werden.

Wie im Eckpunktepapier, wo die Klärung des Zugangs zu Speicheranlagen aufgrund unterschiedlicher Auffassungen zurückgestellt worden war, bleibt die Frage des Speicherzugangs auch in der VV-Gas weiterhin ungeklärt. Unter Punkt 2. wird lediglich darauf verwiesen, dass „Regelungen auf EU-Ebene für den Zugang zu Speicheranlagen [...] unter Einbeziehung der nationalen Gesetzgebung in die weiteren Verhandlungen einbezogen werden.“ In der Anlage „Stufenplan zur unverzüglichen Weiterbehandlung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas“ vereinbarten die Verbände, das Thema „kommerzieller Speicherzugang“ als Schwerpunkt weiterzuverhandeln.

Die im Liberalisierungsprozess weit vorangeschrittenen Erdgaswirtschaften in den USA und Großbritannien haben die Notwendigkeit des Speicherzugangs für einen effektiven Erdgas-handel erkannt und die Speichermärkte sukzessive geöffnet (einhergehend mit einem konsequentsen Unbundling der integrierten Gasversorger in den Bereichen Handel, Transport und Speicherung)¹⁹. In den USA erfolgte die Freigabe für den Großteil der Speicherkapazitäten auf Basis der sog. „Umstrukturierungsregel“ (FERC-Order 636) bereits in 1992. In Großbritannien werden seit 1999 (nach dem *auction agreement*) die gesamten Kapazitätsrechte für die BG Storage-Speicheranlagen in *Rough* und *Hornsea* für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren versteigert. TransCo's LNG-Anlagen werden gegenwärtig auf Basis von *pay-as-bid auctions* für den Markt geöffnet, ferner ist im Rahmen der *New Gas Trading Arrangements* vorgesehen, die sog. Netzatmung (*linepack*) vom Transport zu entbündeln und den Marktteilnehmern in einem Auktionsverfahren anzubieten.

Nach FERC Order 636 sollten die amerikanischen *Interstate-Pipelines* ihre Untertagesspeicher nur zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs (Bilanzausgleich und Lastmanagement) und für den sog. *no-notice-service*²⁰ in Anspruch nehmen, die verbleibende Speicherkapazität sollte nicht-diskriminierend an *Shipper* bzw. *Marketer* angeboten werden (*firm* oder *interruptible*). Darüber hinaus erhielten Speichernachfrager die Möglichkeit, einerseits auf dem Sekundärmarkt für freie Speicherkapazitäten²¹ (oder auf einem unregulierten *gray market*) aktiv zu werden, andererseits die Entwicklung neuer Speicherkapazitäten zu betreiben.²² Infolge der

¹⁹ In beiden Ländern sind die Speichertarife nach erfolgter Entbündelung zunächst weiter reguliert worden. In Großbritannien endete die Regulierung mit Einführung der Auktionsverfahren. In den USA muss der Speicherbetreiber für die Erlaubnis von FERC für *market-based rates* nachweisen, dass er nicht über Marktmacht verfügt.

²⁰ Der *no-notice-service* beinhaltet eine gebündelte Transport- und Speicherleistung für den Fall eines unerwarteten Nachfrageanstiegs, den ehemalige Kunden nach Order 636 von den Pipelines in Anspruch nehmen können. Sie können demnach dem Transportsystem ohne Vorabrede Gas bis zu einer bestimmten Maximalmenge entnehmen. Obwohl der *no-notice-service* eigentlich eine Transportleistung darstellt, müssen hierfür von den *pipelines* adäquate Ausgleichsleistungen über die Netzatmung oder Speicheranlagen erbracht werden.

²¹ Um den Aufbau und das Funktionieren des Sekundärmarkts zu gewährleisten bzw. zu vereinfachen, verlangt die FERC von den Speicheranbietern, sowohl freie Kapazitäten als auch die wesentlichen Handelskonditionen über *Electronic Bulletin Boards* zu veröffentlichen.

²² Sowohl die bedeutendsten Gasproduzenten haben infolge Order 636 Tochtergesellschaften für die Gas-speicherung gegründet und neue Speicherkapazitäten entwickelt (vor allem für den Produktions- und

Öffnung der Speichermärkte hat es in den USA starke Verschiebungen in den Unternehmensstrukturen in erster Linie zugunsten der *Marketer* auf Kosten der traditionellen Speicherbetreiber, der *Interstate-Pipelines*, gegeben.

Die Erdgasspeicherung, die ehemals größtenteils in die gebündelte Transportleistung der *pipelines* eingebunden gewesen war, ist nunmehr in vielfältiger Art und Weise in den Transport und Handel sowie in die Spot- und Futuremärkte integriert und trägt einen entscheidenden Teil zur Effizienzsteigerung in der gesamten Erdgaswirtschaft bei, auch induziert durch die gestiegene Eigenverantwortlichkeit und das daraus resultierende Kostenbewusstsein der Speichernutzer.²³ Insbesondere auch mit der Entstehung der Marktzentren und Hubs sind eine Vielzahl von neuartigen kommerziellen Transaktionen bzw. Speicherdienstleistungen entstanden, die weit über die traditionellen Speicherfunktionen hinausgehen.²⁴

Das Niveau der gespeicherten Arbeitsgasmengen ist im Laufe der 90er Jahre absolut gesunken und deutet auf einen insgesamt effizienteren Einsatz der vorhandenen Speicherkapazitäten hin. Demgegenüber gewinnt im der liberalisierten amerikanischen Gaswirtschaft das Bestandsmanagement generell an Bedeutung. Eine deutlich höhere Entnahme- und Einspeiseaktivität ist über das gesamte Jahr – vor allem aber in späteren Perioden aus Gründen des kurzfristigen Bilanzausgleichs sowie für Spotgeschäfte und Preishedging - zu verzeichnen, d.h. es besteht generell ein höheres Interesse am Einsatz von Kapazitäten mit einer hohen Leistungsfähigkeit und schnellerem Umschlag. Infolgedessen wächst das Interesse an Leistungsspeicherung in Salzkavernen, die aufgrund der geringen Ein- und Ausspeisedauern eine hohe Flexibilität und Verfügbarkeit bieten, andererseits aber deutlich geringere Arbeitsgasmengen aufweisen.

In der liberalisierten amerikanischen Erdgaswirtschaft stehen Speichermarkt und Spotpreise in einem engen Zusammenhang. Dies gilt insbesondere für die kurzfristige Preisfindung während der Heizperioden, wo der Wert der Erdgasspeicherung (*premium*) mit negativen Wetereneinflüssen (z.B. Kälteeinbruch) erheblich steigen kann. Das *premium* bezeichnet dabei die Differenz zwischen Spot- und Futurepreis als Indikator für den Wert der unmittelbaren Verfügbarkeit von Speichergas. Die Volatilität in den *cash and future markets* zusammen mit den Möglichkeiten, die sich aus den Differenzen zwischen diesen Märkten ergeben, bilden gegenwärtig die Basis für einen Großteil der kommerziellen Speichernutzung in den USA.

Lastausgleich) als auch unabhängige Speicherbetreiber und Marketinggesellschaften, die die Speicherkapazität u.a. als Dienstleistung für ihre Kunden anbieten. Viele der neu entwickelten Speichieranlagen befinden sich in Nähe der wichtigsten Marktzentren (*Hubs*).

23 Ungebündelte Speicherleistungen ermöglichen es den Nutzern, ihre Speicherkosten genauer gegen ihre spezifischen Bedürfnisse und Einkaufsstrategien abzuwägen.

24 Typische Speichereinstellungen als *Market Center Service* umfassen z.B. den *Market Balancing Service* (kurzfristige, unterbrechbare Speicherleistung zum Ausgleich von Nominierung und Inanspruchnahme von Speicherkapazität), *Parking Services* (kurzfristiges Einspeichern durch das Marktzentrum für den Kunden (i.d.R. für rd. 30 Tage), oft auch via linepack) oder *Loaning Service* (kurzfristiges Ausspeichern („verleihen“) von Gas durch das Marktzentrum an den Kunden).

Auch wenn zwischen den verschiedenen Erdgasmärkten in den USA, Großbritannien und Deutschland strukturelle Unterschiede bestehen, zeigen die Liberalisierungserfahrungen doch eine tendenzielle Richtung für den Fortgang des Liberalisierungsprozesses und die Entwicklung der Märkte auf. Sowohl in den USA als auch in Großbritannien ist die Notwendigkeit des Speicherzugangs nicht nur als transporttechnisches Instrument, sondern vor allem auch als integraler Bestandteil für einen funktionierenden Gashandel erkannt und umgesetzt worden, wenn auch unterschiedliche Wege beschritten wurden. Die beispielhaft ausgeführte Marktentwicklung in den USA zeigt außerdem, dass sich die Speichererfordernisse und –gewohnheiten mit der wettbewerblichen Entwicklung des Markts stark verändern können: So kommt der kurzfristigen und flexiblen Speicherung in Salzkavernenanlagen eine erhebliche größere Bedeutung zu als vor der Liberalisierung. Für Deutschland dürfte allerdings, anders als in den USA und in Großbritannien, bei weiter zunehmender Importabhängigkeit die strategische Speicherung weiterhin eine große Rolle spielen.

5 Bilanzausgleich, Flexibilität, Nominierung

5.1 In der VV-Gas vorgesehene Regelungen

Der Bilanzausgleich ist in einer Anlage zur VV-Gas beschrieben. Grundsätzlich ist eine zeitgleiche Ein- und Ausspeisung vorgesehen. Die Ein- und Ausspeisung sollte möglichst gleichmäßig über den Tag erfolgen. Wenn die kumulierten Abweichungen zwischen Einspeise- und Ausspeisemengen 15 % der maximalen Tagesmenge übersteigen, sind die Überschreitungsmengen mit einem Preis A zu bezahlen bzw. werden die Unterschreitungsmengen mit einem Preis B vergütet. Abweichungen innerhalb des genannten Flexibilitätsbereiches können auf den Folgetag übertragen und innerhalb eines Monats in Natura ausgeglichen werden. Am Monatsende werden die bestehenden Differenzen ebenfalls mit den Preisen A bzw. B verrechnet. Diese Regelungen beschreiben eine tägliche Bilanzierung („daily balancing“) mit einem auf 15 % begrenzten Übertrag und monatlicher Abrechnung.

Es konnte weder anhand des vorliegenden Textes noch im Rahmen der Gespräche mit den an der Verbändevereinbarung Beteiligten geklärt werden, was eine „möglichst gleichmäßige Ein- und Ausspeisung über den Tag“ bedeutet.

Es bleibt weiterhin unklar, in welchen Fällen eine stündliche Bilanzierung verlangt werden kann. Die VV-Gas führt hier lediglich aus, dass, sollte Flexibilität bei der stündlichen Einspeisung verlangt werden, die Differenz der Ein- und Ausspeisemengen nicht mehr als 15 % der maximalen Stundenleistung betragen darf. Eine mögliche Interpretation des Textes der VV-Gas beinhaltet, dass die stündliche Bilanzierung dann erfolgen muss, wenn nach Auffassung des Netzbetreibers die Ein- und Ausspeisung der benötigten Tagesmenge nicht gleichmäßig genug über den Tag erfolgt. Aus Sicht des Einspeisers besteht im Normalfall das Interesse, eine im Tagesverlauf weitgehend konstante Einspeisung zu realisieren.

Die hier beschriebenen Regelungen zur Flexibilität und zum Bilanzausgleich gelten nicht für alle Netznutzungsfälle, sondern sind auf bestimmte Konstellationen eingeschränkt. Sie gelten generell nur für die Transportnetzstufe und dort auch erst ab einer Transportentfernung von mindestens 100 km. Regional- und Verteilnetzbetreiber können bzw. sollen gemäß dem Text der VV-Gas zwar ebenfalls individuelle Angebote im Rahmen der Anlage "Bilanzausgleich" zum Bilanzausgleich unterbreiten, jedoch sind die in dieser Anlage enthaltenen Regelungen auf Regional- und Verteilnetzbetreiber nur in Ausnahmefällen anwendbar, da die Transportentfernung in diesen Netzen normalerweise unter 100 km liegt und im übrigen Briefmarkentgelte angewandt werden. Die VV-Gas enthält damit keine spezifizierten Regelungen für den Bilanzausgleich innerhalb der Regional- und Verteilnetzstufe oder auch für kürzere Entfernungen im Transportnetz.

Ist ein Kunde unmittelbar an die Ferngasstufe angeschlossen, benötigt er zur praktischen Abwicklung und Einhaltung der zugestandenen Flexibilität zumindest eine zeitnahe Messwerterfassung und –übermittlung, um Abweichungen zwischen der geplanten Einspeisung und Entnahme und den tatsächlichen Werten innerhalb der zugestandenen Flexibilität ausgleichen zu können. In den meisten Fällen wird dies auf eine aufwendige Online-Datenübertragung hi-

nauslaufen. Ist ein Kunde an das Regional- oder Verteilnetz angeschlossen, benötigt er wegen der fehlenden Regelungen in der VV-Gas entweder in jedem Fall eine Online-Übertragung oder aber muss individuelle Ausgleichsregelungen mit dem regionalen bzw. örtlichen Verteilnetzbetreiber vereinbaren.

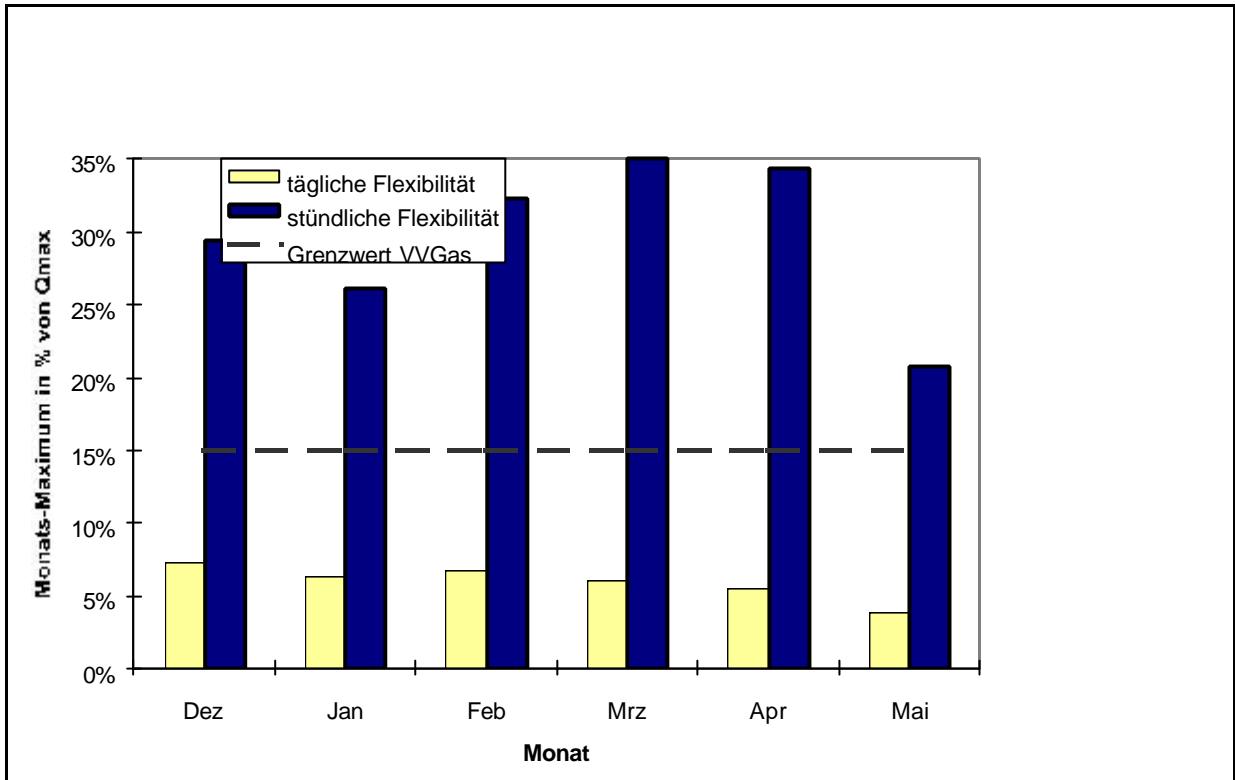
5.2 Flexibilität und Stundenbilanzierung

In den bislang von Transportnetzbetreibern angebotenen Netznutzungsverträgen wird überwiegend eine stundenbezogene Bilanzierung gefordert. Einzelne Netzbetreiber bieten eine ausschließlich tagesmengenbezogene Bilanzierung nur gegen zusätzliches Entgelt an. An einem Beispiel, dem Abnahmeverhalten eines typischen kommunalen Weiterverteilers, sollen im folgenden die Auswirkungen der stundenbezogenen Bilanzierung exemplarisch dargestellt werden.

Im dargestellten Beispielfall wird angenommen, dass ein Lieferant an einer Einspeisestelle des Ferntransportnetzes jeweils Tagesbänder einspeist, wohingegen die Entnahme aus dem Ferntransportnetz entsprechend der kommunalen Abnahmestruktur erfolgen soll. Zusätzlich sollen aus Vereinfachungsgründen die jeweiligen Tagesbänder identisch sein mit dem Tagesmittelwert des Bedarfes, so dass kein Prognosefehler auftritt.

In der nachstehenden Grafik ist die Inanspruchnahme von Flexibilität bei kommunaler Abnahmestruktur (Monatshöchstwerte) aufgetragen. Danach beträgt die in Anspruch genommene Flexibilität bei täglicher Bilanzierung maximal 7,5% der bestellten Tageshöchstmenge (Q_{max}), also weniger als die in der VV-Gas vorgesehenen 15%.

Abbildung 1: Inanspruchnahme von Flexibilität am Beispiel einer typischen kommunalen Abnahmestruktur



Die in Anspruch genommene Flexibilität bei stündlicher Bilanzierung liegt teilweise über 35% der bestellten Stundenhöchstleistung. Dies betrifft vor allem die Übergangsmonate März und April. Eine maximale Bilanzabweichung von 15% der bestellten Stundenhöchstleistung – bei gleichzeitiger Tagesbandeinspeisung – kann von kommunalen Abnehmern also in der Regel nicht eingehalten werden. Stattdessen müsste eine über den Tag variierende Einspeisung ins Ferntransportnetz vorgenommen werden, welche etwa die prognostizierte Bedarfskurve nachbildet. Andernfalls kann der Netzbetreiber erhebliche Entgelte im Zusammenhang mit der Bilanzabweichung einfordern. Legt man die typische Angebotspreise von Transportnetzbetreibern für Bilanzabweichungen zugrunde, so lassen sich diese Entgelte auf mindestens 5% des Erdgaslieferpreises abschätzen.

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass eine Stundenbilanzierung die - nun stunden- statt tagesbezogene - Bedarfsprognose erheblich kompliziert.

Einspeisefahrpläne, welche bis auf die einzelne Stunde heruntergebrochen werden, sind in den gegenwärtigen Vertragsverhältnissen zwischen Produzenten und Importgesellschaften unüblich. Vielmehr ist die kleinste Zeiteinheit der Tag. Eine über den Tag strukturierte Liefermenge wird von der Produzentenseite im Normalfall nicht angeboten, da Erdgasquellen nicht in beliebigem Zeitraster steuerbar sind.

Die Forderung nach stündlicher Bilanzierung stellt insgesamt eine Behinderung neuer Marktteilnehmer dar und entspricht, wie im folgenden noch weiter erläutert wird, nicht der gegenwärtigen Praxis beim Gasimport.

Einsatz von Leitungsspeicher im Rahmen des Dispatching

Das Dispatching fasst die von Abnehmern und der Ferngasgesellschaft selbst ermittelten Planzahlen der Erdgasmengen zur Sommer- bzw. Winterbilanz zusammen. Eine solche Bilanz stellt das halbjährliche Gleichgewicht zwischen Planbezug, Planbedarf und Speicherbefüllung bzw. Speicherentnahme auf Basis von Monatswerten dar.

Abhängig von der tatsächlichen Entwicklung erfolgt etwa zwei Wochen vor Beginn eines jeden Monats eine erste Korrektur der Monatswerte, welche nun auf (meistens gleich große) Tageswerte heruntergebrochen werden.

Die nächste Phase der Nominierungsprozedur umfasst die Anmeldung der Tagesmengen der Folgeweche, mit einem Vorlauf von ein bis zwei Tagen. Schließlich besteht noch die Möglichkeit der kurzfristigen Renominierung der Tagesmengen für den Folgetag.

Eine solche Nominierung erfolgt sowohl zwischen Kunden und Ferngasgesellschaft als auch zwischen letzterer und ihren Lieferanten.

Der Gesamtvorgang des Dispatching ist also ein komplexer Optimierungsprozess mit dem Ziel, den Gasbedarf unter Beachtung der technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen mit minimalen Kosten (Gasbezug, Verdichter, Speichereinsatz) zu decken. Für den hierfür erforderlichen Ausgleich zwischen unvermeidlichen Bedarfsschwankungen (strukturierte Abnahme) und dem angestrebten gleichmäßigen Bezug stehen dem Netzbetreiber verschiedene Flexibilitätsinstrumente zur Verfügung, welche jeweils sehr spezifisch eingesetzt werden:

- saisonale Bedarfsschwankungen:
Flexibilität der Einkaufsverträge sowie Untergrundspeicher
- über die Wochentage schwankender Absatz (Wochenausgleich):
Einkaufsflexibilität, Untergrundspeicher, manchmal Netzatmung
- über den Tag schwankende Stundenwerte (Tagesausgleich):
Netzatmung, Tagesspeicher
- seltene, hohe Lastspitzen an außergewöhnlich kalten Tagen:
abschaltbare Lieferverträge

Die Ferngaswirtschaft vermeidet somit die Restriktionen von stundengenauen Einspeisefahrplänen. Sie nutzt dazu bewusst u.a. die Speicherfähigkeit des Netzes, um auf der Einspeise-seite Tagesbänder zu fahren. Die Nutzung der Netzatmung beschränkt sich in der gegenwärtigen gaswirtschaftlichen Praxis also nicht alleine auf die Kompensation von Bilanzabweichungen über einen Zeitraum von einer Stunde.

Flexibilität und Transportkapazität

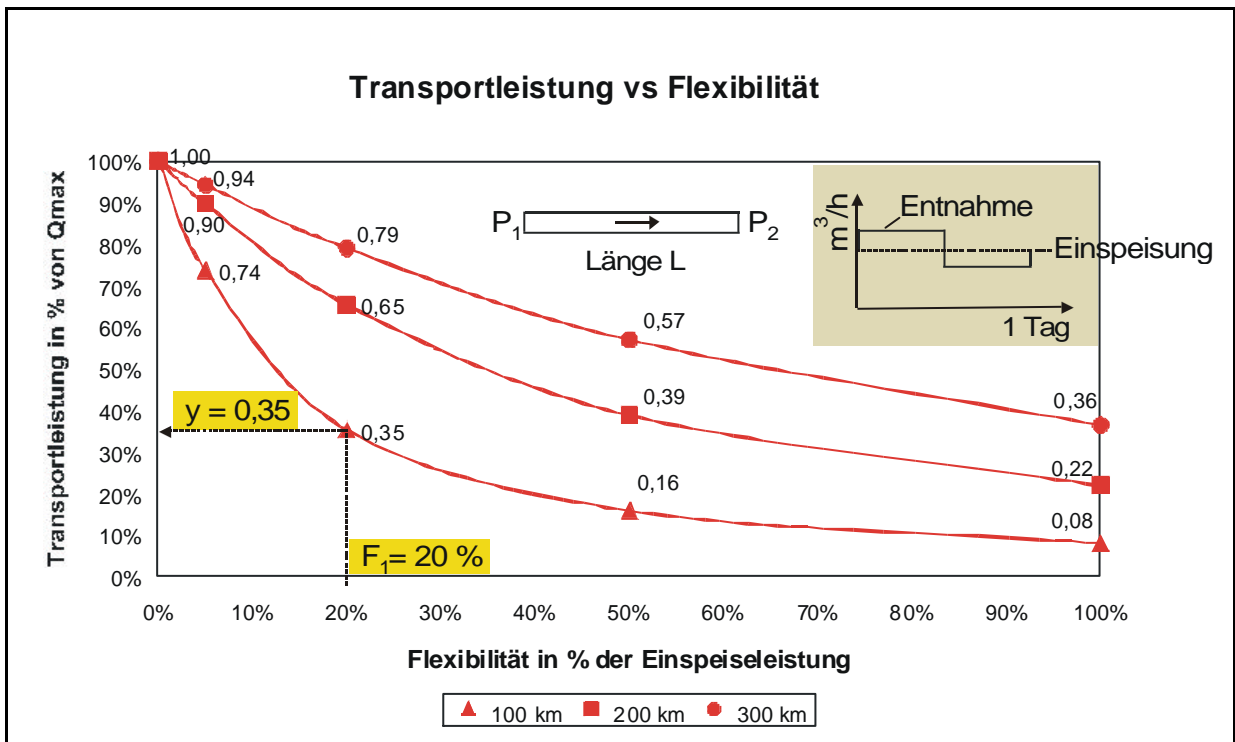
Das Leitungssystem kann grundsätzlich zwei Funktionen übernehmen:

- Erdgastransport: gekennzeichnet durch eine bestimmte Transportleistung in m³/h
- Speicherung: zur Vergleichmäßigung der Bezugsleistung

Die Systemeigenschaften Transportleistung und Flexibilität sind nicht unabhängig voneinander und in beliebiger Größe einstellbar. Zunächst bestimmen die zulässigen maximalen und minimalen Netzdrücke, die Leitungsnennweiten und –längen und weitere Netzkenngößen, welche maximale Transportleistung im Grenzfall erzielbar ist, wenn keine Kompressoren im Leitungszug eingesetzt werden. Die verfügbare Transportleistung (übrige Parameter konstant) verringert sich in dem Maße wie zusätzlich Leitungspuffer für die Flexibilität genutzt werden soll und umgekehrt. Insbesondere ist die mögliche Flexibilität Null, wenn das Leitungssystem mit maximaler Transportleistung gefahren werden soll.

Abbildung 2 veranschaulicht den grundlegenden Zusammenhang zwischen in Anspruch genommener Flexibilität und nutzbarer Transportleistung für eine vereinfachte Modellsituation (stationäre Betrachtung, ohne Kompressoren im Leitungszug). Dabei wird kein Netz sondern lediglich eine einzelne Leitung betrachtet, welche auf der Eingangsseite mit einem maximalen Eingangsdruck P₁=80 bar beaufschlagt ist. Das verfügbare Druckgefälle sei 15 bar, d.h. der minimal zulässige Enddruck betrage 65 bar.

Abbildung 2 Verfügbare Transportleistung vs Flexibilität, P₁ = 80 bar, P₂ = 65 bar, DN 900



Die Einspeisung erfolgt in der Beispielrechnung als Band, während die Entnahme in zwei Leistungsstufen über den Tag verteilt verläuft („swing“), so dass der Tagesmittelwert der Ent-

nahme gerade der Einspeisung entspricht. Über den Tag gesehen verbleibt somit keine Mengenableichung.

Beträgt nun z.B. die Abweichung der gestuften Entnahmeleistung $\pm 20\%$ bezogen auf die Tagesbandeinspeisung, dann sinkt die verfügbare Transportkapazität bei 100 km Leitungslänge auf 35 % der maximalen Transportleistung, bei 200 km Leitungslänge auf 65 % und bei 300 km auf 79 %.²⁵

Maßgeblich für die Reduzierung der verfügbaren Leitungskapazität durch die in Anspruch genommene Flexibilität ist die über den Tag kumulierte maximale Differenzmenge zwischen Bandeinspeisung und strukturierter Entnahme. Die absolute Höhe einzelner, stündlicher Abweichungen ist für sich allein betrachtet somit nicht relevant, sondern lediglich ihr Beitrag zur kumulierten Abweichung über den Tag. Die Forderung nach stündlicher Bilanzierung ist folglich unbegründet.

Durch den gezielten Einsatz von Kompressoren lassen sich die im obigen Beispiel berechneten Einschränkungen der Transportkapazität vermindern bzw. ganz vermeiden.

Die Transportkapazität der Netze wird nicht ganzjährig gleichmäßig genutzt. Insbesondere im Sommer und in der Übergangszeit bestehen z. T. erhebliche Kapazitätsreserven, die für den untertägigen Bilanzausgleich (Flexibilität) genutzt werden können. Die laut VV-Gas eingeräumte, eingeschränkte Flexibilität gilt jedoch ganzjährig.

Während ausgeprägter, seltener Lastspitzen setzen die integrierten Netzbetreiber heute gezielt abschaltbare Lieferverträge mit Endkunden ein, um die Abnahme der möglichen Einspeisung anzupassen. Abschaltbare Verträge ersetzen insofern neben Leitungskapazität auch Tagespeichervolumen. Durch das Angebot abschaltbarer Transportverträge kann der entbundelte Netzbetreiber dieses Steuerungsinstrument auch weiterhin nutzen.

5.3 Transaktionsbezug

Die Bilanzierung erfolgt grundsätzlich bezogen auf jede einzelne Transaktion. Dies lässt außer Acht, dass sich gleichzeitig erfolgende Überschreitungen und Unterschreitungen einzelner Netznutzungen teilweise kompensieren. Diesem Ausgleichseffekt durch die Durchmischung von Kunden sollte analog zur Regelung im Strombereich (VV II Strom) durch die Zulassung von Bilanzkreisen Rechnung getragen werden.

Die nachteiligen Wirkungen des Transaktionsbezugs werden verstärkt, wenn die Regional- und Verteilnetzbetreiber auftretende Bilanzabweichungen in Anlehnung an die Leistungs- und Arbeitspreise ihrer bisherigen Bezugskonditionen auf Basis integrierter Energielieferung und

²⁵ Jeder Punkt auf einer Kurve repräsentiert eine Kombination aus verfügbarer Transportleistung P und zugehöriger Flexibilität F , welche das verfügbare Druckgefälle $P_{\max} - P_{\min} = 15$ bar vollständig nutzt. In diesem Sinne ist jede dieser Wertekombinationen hinsichtlich der Leitungsausnutzung der maximalen Transportleistung äquivalent.

Netznutzung bepreisen. Leistungspreise für transaktionsbezogene Entnahmeüberschüsse können prohibitiv wirken.

Auch die Speicherleistung des Netzes bezieht sich auf die Gesamtheit des Gasflusses und die physische Auslegung des Leitungssystems (Länge, Durchmesser, Kompressoren etc.). An der Bereitstellung von Speicherleistung sollten alle Netznutzer gleichermaßen partizipieren. Die Berücksichtigung dieser gaswirtschaftlichen Zusammenhänge ist bei einem transaktionsbezogenen Netznutzungsansatz nicht möglich. Wenn ein Leitungssystem (einschließlich Kompressoren, Parallelleitungen etc.) eine bestimmte Flexibilität erlaubt, sollte sie allen an dieses System angeschlossenen Netznutzern zur Verfügung stehen, auch wenn in den individuellen Netznutzungsverträgen nur Teilstrecken (z.B. Strecken unter 100 km) in Anspruch genommen werden.

5.4 Regelungslücken

Richtlinien für die Bepreisung von Über- oder Unterschreitungsmengen fehlen in der VV-Gas. Auch bleibt unklar, in welchen Fällen eine tageweise oder stündliche Bilanzierung erfolgt.

Die praktische Abwicklung des Netzzugangs erfordert die Erstellung und Übermittlung von verbindlichen und abrechnungsrelevanten Prognosewerten für die Ein- und Ausspeisung, sogenannte Nominierungen (analog zu den Fahrplänen im Strombereich). Die VV-Gas erwähnt in Ziffer 5 lediglich „Empfang und Bestätigung von periodischen Ad-hoc-Mengennominierungen“ als Teil der Systemdienstleistungen, enthält jedoch keine Regelungen für Art, Umfang und Fristen der Nominierung.

Die VV-Gas enthält keinerlei Regelungen für Kunden, bei denen eine zeitauflösende Messung oder gar eine Online-Messübertragung aus wirtschaftlichen Gründen nicht in Frage kommt (mittlere und kleine Kunden). Dies ist in der Praxis die weitaus überwiegende Anzahl der Kunden. Ein zusätzliches Problem für diese Kunden ist, dass sie in aller Regel an die Regional- oder Verteilnetze angeschlossen sind, für die die VV-Gas keine spezifizierten Regelungen bezüglich Abrechnung von Differenzmengen enthält. Die Einführung von Normlastprofilen, wie sie die Gaswirtschaft angekündigt hat, löst das Problem der Verbrauchsmessung bei Kleinkunden, aber nicht das Problem der Abrechnung von Differenzmengen.

6 Kompatibilität verschiedener Gasqualitäten

6.1 Ausgangslage

Das in Deutschland verwendete Erdgas weist je nach Herkunft unterschiedliche Zusammensetzungen auf. Darüber hinaus kann die Gasqualität einer Quelle wie bei jedem anderen Naturprodukt zeitlichen Schwankungen unterliegen. Eine grundlegende Einteilung von Brenngasen in vier Gasfamilien nimmt die Technische Richtlinie G 260 vor. Das in den öffentlichen Gasversorgungsnetzen Deutschlands verteilte Erdgas gehört zur zweiten Gasfamilie, die entsprechend den Anforderungen üblicher Gasgeräte, weiter in zwei Gruppen unterteilt ist. Wesentliches Unterscheidungskriterium zwischen diesen beiden Gruppen ist der Brennwert (spezifischer Energieinhalt je m³) der in der H-Gas-Gruppe (high) höher und in der L-Gas-Gruppe (low) niedriger liegt. Entsprechend der Herkunft des Erdgases werden innerhalb des H-Gas-Bereiches drei und innerhalb des L-Gas-Bereiches zwei Untergruppen weiter unterschieden.

Wesentliche Kenngrößen für die Beurteilung verschiedener Gasqualitäten sind:

- Brennwert, d.h. Energieinhalt je m³,
- Wobbe-Index als Kennwert für die thermische Belastung beim Einsatz in Brennern,
- Methanzahl als Kennwert für die Klopfestigkeit beim Einsatz in Gasmotoren,
- chemische Zusammensetzung allgemein bei der Verwendung als Grundstoff in der chemischen Industrie.

Bei der Betrachtung der Kompatibilität unterschiedlicher Gasqualitäten ist zu unterscheiden zwischen Anforderungen für die Anwendung einerseits und die Abrechnung andererseits: Die maßgebliche technische Norm für die Gasanwendung ist das DVGW-Arbeitsblatt G 260. Hier werden die technischen Anforderungen an Gasanlagen und Gasgeräte hinsichtlich Betrieb, Entwicklung, Normung und Prüfung und insbesondere die sich daraus ergebenden Anforderungen an die Gasqualität festgelegt. Vorgaben für die Gasabrechnung sind im DVGW-Arbeitsblatt G 685 beschrieben.

6.2 Anforderungen aus der Anwendungstechnik

Grundsätzlich müssen Gasanlagen und Gasgeräte die Anforderungen der DVGW-Richtlinie G 260 erfüllen. Aus den Anwendungsfällen selbst können sich im Einzelfall noch über die Richtlinie G 260 hinausgehende Anforderungen ergeben. Unter Anwendungsgesichtspunkten sind der Haushalts- und Kleinkundenbereich und industrielle Anwendungen zu unterscheiden. Im Haushalts- und Kleinkundenbereich sind nahezu ausschließlich Gasbrenner unterschiedlicher Ausprägung im Einsatz. Maßgeblich für die thermische Belastung der Brenner ist der sogenannte Wobbe-Index als Verhältnis des Brennwertes bezogen auf die Quadratwurzel der spezifischen Dichte. Die Norm G 260 sieht hier eine Schwankungsbreite von + 5 / - 10 % bezogen auf den Nenn-Wobbe-Index vor. Diese Schwankungsbreite deckt nahezu den gesamten

Bereich der H- bzw. L-Gasqualität ab. Bei normgerechter Auslegung und Einstellung der Endgeräte kann somit davon ausgegangen werden, dass bei Qualitätsschwankungen innerhalb der H- bzw. L-Gas-Bandbreite keine größeren anwendungstechnischen Probleme auftreten. Tatsächlich ist die weitaus überwiegende Zahl der Endgeräte bereits entsprechend ausgelegt. In der Praxis ist zukünftig allerdings noch stärker auf die normgerechte Einstellung der betreffenden Geräte zu achten, um Probleme bei schwankenden Gasqualitäten zu vermeiden.

Bei industriellen Anwendungen handelt es sich überwiegend um größere Feuerungsanlagen. Hier gelten grundsätzlich die gleichen Gegebenheiten wie bei Endgeräten im Haushalts- und Kleinkundenbereich, d.h. eine ähnlich Schwankungsbreite im Wobbe-Index. Probleme können auftauchen, wo sich aus dem Herstellungsprozess des Produktes sehr geringe zulässige Bandbreiten für die Feuerungstemperatur ergeben, wie es z. B. in der Glas- und Keramikindustrie der Fall ist. Hier ist entweder mit einer Verbesserung der Brennersteuerung, d.h. einer automatisierten Anpassung der Brennerregelung an schwankende Gasqualitäten oder aber einer Konditionierung, d.h. der Herstellung einer Gasqualität mit konstantem, meist auf einen niedrigen Wert eingeregelt Wobbe-Index, Abhilfe zu schaffen.

Im Bereich der Motorkraftwerke ist weniger der Wobbe-Index, sondern die Methanzahl, d.h. die Klopfestigkeit des Brennstoffes von Bedeutung. Durch Schwankungen in der Gasqualität können hier u. a. Leistungsminderungen oder Klopfgefährdungen auftreten. Abhilfe ist hier durch eine Veränderung der Motorsteuerung oder auch zum Teil konstruktive Maßnahmen möglich. Hier kann also in verschiedenen Fällen Nachrüstungsbedarf bestehen, wenn in Zukunft durch den liberalisierten Gasmarkt verstärkt Gasqualitätsschwankungen auftreten.

Ähnliche Schwierigkeiten können auftreten, wenn Erdgas als Ausgangsstoff für chemische Prozesse, wie z. B. Erzeugung von Schutz- und Reaktionsgasen, verwendet wird. Hier ist ggf. eine Verbesserung der Mess- und Prozesssteuerungstechnik mit kontinuierlicher Registrierung der prozessrelevanten Messgrößen erforderlich.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass bei normgerechter Auslegung und Einstellung die weitaus überwiegende Zahl der Endgeräte bereits heute für stärker schwankende Erdgasqualitäten vorbereitet sind, d.h. innerhalb der Bandbreite des H- bzw. L-Gases ohne nennenswerte Einschränkung ihrer Funktionsfähigkeit betrieben werden können. Nicht gegeben ist eine einfache Austauschbarkeit von H- und L-Gas. In Industrieanwendungen können bei stärker schwankenden Erdgasqualitäten verschiedentlich Probleme auftreten, die jedoch durch Gas-konditionierung bzw. eine Verbesserung und Automatisierung der Regelungstechnik lösbar sind. Hier ist letztendlich die Fragen entscheidend, wer die Kosten für diese Maßnahmen trägt. Die entsprechenden Kosten können entweder dem Durchleitungsbegehrenden, dem Anwender mit erhöhten Anforderungen an die Gasqualität oder der Allgemeinheit aufgebürdet werden. Auf die Frage einer angemessenen Kostentragung wird später noch eingegangen.

6.3 Anforderungen aus der Abrechnungstechnik

Maßgeblich für die Gasabrechnung, auch im Sinne einer eichrechtlichen Vorschrift, ist die Industrienorm nach DVGW-Arbeitsblatt G 685. Sie regelt u.a. die Vorgaben für die Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes. Gaszähler messen i. d. R. nur Volumenströme. Zur Ermittlung des Energieinhaltes als maßgebliche Abrechnungsgröße ist eine Umrechnung des gemessenen Volumens in die entsprechende Energie notwendig. Allgemein gilt, dass die abzurechnende Energie gleich dem Abrechnungsbrennwert multipliziert mit dem gemessenen Gasvolumen ist. Die Volumenmessung ist von den Schwankungen der Gasqualität nicht betroffen, so dass im Folgenden nur noch die Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes betrachtet werden muss. Als Abrechnungsbrennwert ist allgemein der monatliche Mittelwert des tatsächlichen Brennwertes des eingespeisten Gases zu verwenden.

Der Gasbrennwert kann, wenn auch mit relativ aufwendigen Verfahren, messtechnisch erfasst werden. Ist der Zeitverlauf des tatsächlichen Brennwertes bekannt, so gestaltet sich die Berechnung des zeitlichen Mittelwertes einfach. Probleme können jedoch auftreten, wenn in einem zusammenhängenden Netz zwei oder mehrere Einspeisequellen mit unterschiedlichen Einspeisebrennwerten existieren. In diesen Fällen treten sogenannte Misch- und Pendelzonen auf. Der tatsächliche Brennwert am Kundenanschluss hängt stark von der Durchmischung und Verteilung der Gaszufuhr aus den verschiedenen Einspeisestellen ab. Eine genauere Bestimmung der Brennwertverteilung im Netz lässt sich entweder rechnerisch durch eine Zustandsnachverfolgung oder aber messtechnisch durch die Einrichtung weiterer Brennwert-Messstellen erreichen. Die G 685 beinhaltet für diese Fälle keine spezifizierten Verfahrensvorschläge. Für den Fall, dass die mittleren Brennwerte der verschiedenen Einspeisestellen um nicht mehr als 2 % vom gewichteten Mittelwert aller Einspeisestellen abweichen, kann der entsprechende gewichtete Mittelwert aller Einspeisestellen als Abrechnungsbrennwert verwendet werden. Weicht eine Einspeisestelle um mehr als 2 % vom Mittelwert aller Brennstellen ab, so ist das Vorgehen zur Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes mit dem zuständigen Eichamt abzusprechen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Abrechnungsvorschrift G 685 nur verhältnismäßig geringe Bandbreiten für den Brennwert vorsieht. Dies betrifft insbesondere die Situation, wenn in einem Netz mehrere Einspeisestellen existieren. Die derzeitigen Regelungen der G 685 stellen somit in der Praxis weitaus höhere Einschränkungen hinsichtlich der Kompatibilität von verschiedenen Gasqualitäten als die Anwendungsrichtlinie G 260 dar. Da es in einem entwickelten Gaswettbewerb voraussichtlich zu stärkeren zeitlichen und räumlichen Schwankungen des Brennwertes kommen wird, ist eine Weiterentwicklung der Abrechnungsvorschrift G 685 dahingehend notwendig, dass die zu erwartenden Brennwertschwankungen abrechnungstechnisch korrekt abgewickelt werden können. Hierbei ist auch Wert auf die Begrenzung des Abrechnungsaufwandes zu legen. Rechentechnischen Verfahren wie der Zustandsnachverfolgung sollte daher, soweit vertretbar, der Vorzug gegenüber einer Erhöhung des Messaufwandes der Vorzug gegeben werden. Bei der Weiterentwicklung der Norm G 685

sind die beteiligten Verbände und auch die Eichbehörden einzuschalten. Ggf. ist ein Stufenplan mit ausreichenden Übergangsfristen vorzusehen.

6.4 Derzeitige Abwicklung unterschiedlicher Gasbeschaffenheiten im Netz

Bereits jetzt ist es erforderlich, in einem Netz Gase unterschiedlicher Beschaffenheit einzusetzen. Dies kann zum einen in sogenannten Pendelzonen geschehen, bei denen verschiedene Gasqualitäten zeitlich nacheinander eingesetzt werden. Zum anderen wird das Gas in sog. Mischanlagen gezielt gemischt, um im Netz eine definierte Mischgasqualität einzustellen.

Starre Pendelzonen

Im Netz besteht aus qualitäts- und abrechnungstechnischen Gründen im Normalzustand vielfach eine strikte Trennung zwischen Gebieten mit unterschiedlicher Gasqualität, z. B. Nordverbund- und GUS-Gas. Beide Gasbeschaffenheiten sind nach DVGW-Arbeitsblatt G261/1 innerhalb der 2. Gasfamilie, dem H-Gas zuzuordnen. Die entsprechenden Gebiete werden durch Schiebersetzung separiert. Pendelzonen sind Regionen, in die wahlweise verschiedene Gasqualitäten, im Beispiel sowohl Nordverbund- als auch GUS-Gas, eingeliefert werden können.

Aufgrund von Vertragsrestriktionen (Einhaltung take or pay - Grenzen) bzw. durch saisonbedingt variierenden Gasbedarf können, für jede Gasbeschaffenheit separat, Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Entnahme auftreten. Um das Gleichgewicht wiederherzustellen, werden zum einen großräumige Untertagespeicher eingesetzt. Zum anderen werden Pendelzonen genutzt, um den Bedarf auf verschiedene Gasqualitäten gezielt zu verteilen. Diese Pendelzonen können durch Öffnen bzw. Schließen unterschiedlicher Streckenschieber vergrößert oder verkleinert werden, um somit die Entnahmemenge einer Gasqualität gezielt zu vergrößern bzw. zu verkleinern.

Diese Schaltschritte werden in der Regel monats- bzw. quartalsweise gesetzt, um feste Abrechnungszeiträume definieren zu können. Der betroffene Endabnehmer bzw. Weiterverteiler wird über den geplanten Gasbeschaffenheitswechsel in einer entsprechenden Zeiteinheit (im Normalfall ca. 5 Arbeitstage) vorinformiert. Bei Tarifkunden hat diese Information nur eine abrechnungsrelevante Bedeutung, bei Industriekunden kann die Brennwertänderung im vorhin abgeklärte und vorbereitete technische Maßnahmen wie z. B. die Umschaltung zu einer anderen Brennereinstellung nach sich ziehen.

Offene Pendelzonen

In diesem Fall werden 2 Gase mit gleichen Brennwerten aber unterschiedlichen Wobbe-Indizes gegeneinander gefahren, d. h. über räumlich getrennte Einspeisestellen eingespeist, z. B. GUS-Gas gegen ein auf den gleichen Brennwert zusammengemischtes Nordsee-Gas/L-Gas Gemisch. Je nach Last-Situation und Einspeisung kann diese Pendelzone in die eine oder andere Richtung wandern. Bei empfindlichen Industrieabnehmern (Glasindustrie etc.) können

wegen des unterschiedlichen Wobbe-Index zusätzliche anwendungstechnische Maßnahmen wie automatische Brennerregelung oder Gaskonditionierung erforderlich werden, um Anwendungsprobleme zu vermeiden.

Mischzonen

Um eine Mischgasqualität im Netz zu erhalten, werden zwei Gasströme unterschiedlicher Gasbeschaffenheit an einem fest definierten Netzknotenpunkt in einem bestimmten Volumenverhältnis zueinander geführt. Der Brennwert des Mischgases ergibt sich aus dem gewichteten Mittelwert der beiden Einspeisequalitäten. In Praxis wird diese Mischgasqualität über ein Mischrohr mit zwei entsprechenden Einspeisereglern und Verwirbelungsblechen erzeugt. Bei Vorhandensein eines Verdichters kann dieser als Mischeinrichtung fungieren (geregelter Einlieferung der ursprünglichen Teilströme auf der Saugseite). Aus abrechnungstechnischen Gründen ist man ähnlich wie bei starren Pendelzonen bestrebt, die Mischgasqualität über einen längeren Zeitraum (mindestens 1 Monat) konstant zu halten und Wechsel in der Gasqualität auf den Übergang zwischen zwei Abrechnungsperioden zu legen.

6.5 Regelungen der VV-Gas

Ein liquider, freier Handel setzt u. a. voraus, dass Produkte verschiedener Hersteller miteinander austauschbar sind. Dies ist insbesondere für einen anonymisierten Börsenhandel zwingende Voraussetzung. Bezogen auf die Situation im deutschen Gasmarkt bedeutet dies, dass ein effektiver Wettbewerb letztendlich nur möglich ist, wenn verschiedene Erzeuger in Konkurrenz zueinander stehen. Da die Gasquellen jedoch unterschiedliche Gasqualitäten aufweisen, ist eine möglichst gute Austauschbarkeit verschiedener Gasqualitäten eine Grundvoraussetzung für effektiven Wettbewerb. Es sind demzufolge eindeutige Qualitätskriterien und zugehörige Bandbreiten zu definieren, bei deren Einhaltung eine beliebige Austauschbarkeit im Handelssystem gewährleistet sein muss.

Die VV Gas zielt auf eine transaktionsgebundene, auf die einzelne Durchleitungstransaktion bezogene Anpassung der Gasqualität ab. Nach VV Gas ist Kompatibilität gegeben, wenn bezogen auf die "jeweiligen tatsächlichen Verhältnisse in den relevanten Netzteilen" der betreffenden Netzbetreiber keine zusätzlichen Angleichungs- oder Umwandlungsmaßnahmen erforderlich sind. Zunächst müssen die o. g. Normen G 260 und G 685 eingehalten werden. Welche verbleibenden Anforderungen über die G 260 und G 685 hinaus bestehen, z. B. besondere Anforderungen einzelner Abnehmer an die Gasqualität, bleibt unklar. Sind zusätzliche Maßnahmen für die Herstellung der Kompatibilität erforderlich, so sollen die hierbei entstehenden Kosten individuell von dem jeweiligen Durchleitungskunden getragen werden. Der Netzbetreiber muss die Nicht-Kompatibilität gegenüber dem Kunden begründen bzw. nachweisen. Der Netzbetreiber ist verpflichtet dem Kunden ein Angebot zur Herstellung der Kompatibilität und zu dem dafür zu zahlenden angemessenen und wettbewerbsfähigen Preis zu unterbreiten, wobei offen bleibt, wie sich dieser Preis bestimmt.

Gegen ein solches transaktionsbezogenes Kompatibilitätsmanagement spricht aus wirtschaftlicher Sicht, dass Kompatibilität bzw. Nicht-Kompatibilität keine Eigenschaft einer einzelnen Durchleitungstransaktion ist sondern eine Systemeigenschaft, die aus dem Zusammenwirken vieler Transaktionen resultiert. Wenn in einer Region, in der bisher ausschließlich oder überwiegend Gas einer bestimmten Qualität verkauft worden ist, in stärkerem Umfang günstige Angebote für Gas einer abweichenden Qualität verfügbar werden und diese Angebote nur durch Kompatibilitätsmaßnahmen genutzt werden können, ist es wirtschaftlich nicht begründbar, dass diejenigen allein die Kosten der Qualitätsanpassung tragen sollen, die Gas mit der – gegenüber der Altversorgung – anderen Gasqualität beziehen wollen oder dass sie gar von der Netznutzung ausgeschlossen werden sollen. Eine solche Präferenzstellung für die Nutzer der bisherigen Gasqualität ist wirtschaftlich nicht gerechtfertigt und wäre im analogen Fall von Netzengpässen auch nicht angemessen.²⁶

Der Text der VV-Gas hebt im Bezug als Maßstab für die zulässige Gasqualität auf die "jeweiligen tatsächlichen Verhältnisse in den relevanten Netzteilen" der betreffenden Netzbetreiber ab. Eine Pflicht zur Veröffentlichung verbindlicher und klar definierter Qualitätskriterien incl. entsprechender Bandbreiten ist nicht vorgesehen. Der Netzkunde weiß daher erst nach Anfrage bei allen betroffenen Netzbetreibern, ob eine Netznutzung mit der ihm zur Verfügung stehenden Gasqualität möglich ist oder nicht. Der Netznutzer steht somit vor dem Problem, daß ihm keine im vorhinein klar definierten Kriterien für die zulässigen Gasqualitäten als Voraussetzung für die Durchführbarkeit seines Geschäfts zur Verfügung stehen.

Weiterhin ist zu beachten, dass in der Vergangenheit die meisten Netzbetreiber bereits mehrfach Umstellungen der Gasqualität durchgeführt haben. Dies geschah in der Regel aus dem Grunde, sich Vorteile für ihr eigenes Handelsgeschäft durch günstigeren Erdgasbezug zu verschaffen. Etwaige Umstellungskosten wurden auf alle Netznutzer im Rahmen der Gaspreise umgelegt. Unter dem Gesichtspunkt der Nicht-Diskriminierung ist zu prüfen, inwieweit nicht auch vom Wettbewerber gefordert werden kann, dass der Netzbetreiber entsprechende Umstellungsmaßnahmen im vertretbaren Rahmen vornimmt, soweit sie sich innerhalb des Rahmens der Anwendungsvorschrift G 260 bewegen. Gleiches gilt für Kosten, die aus einer

²⁶ Besteht zwischen den Regionen A und B ein Netzengpass, können günstige Angebote aus dem Gebiet A nicht in dem vom Markt – bei den bestehenden Preisen – gewünschten Umfang in die Region B geliefert werden. Effizientes Netzengpassmanagement besteht darin, die Preise in den Regionen A und B (durch angebots- und nachfrageseitige Maßnahmen) so zu steuern, dass die Übernachfrage nach Transportkapazität von A nach B verringert und auf das verfügbare Transportvolumen begrenzt wird. Die mit dem Netzengpassmanagement verbundenen Kosten bestehen darin, dass Bezug aus kostengünstigeren Quellen den Bezug aus kostengünstigeren Quellen (die gerade wegen des Netzengpasses nicht im gewünschten Umfang nutzbar sind) ersetzt wird. Über den Mechanismus höherer Preise werden die Engpasskosten von allen Marktparteien getragen, deren (gewünschte) Transaktionen durch den Engpass begrenzt werden: Die Anbieter erzielen niedrigere Preise als wenn kein Engpass bestünde, die Nachfrager zahlen höhere Preise. Über den Preismechanismus wird sichergestellt, dass die beschränkte Netzkapazität für die höchstwertigen Transaktionen reserviert wird. Würde man die Kosten des Netzengpasses dagegen ausschließlich den hinzukommenden Netznutzern aufbürden und die eingesessenen Netznutzer davon befreien, wäre dies eine Diskriminierung der Newcomer gegenüber den Eingesessenen und eine ineffiziente Kapazitätszuteilung. (Wenn die Kosten der Netzerweiterung geringer sind als die Mehrkosten des Netzengpassmanagements, sollte der Netzengpass beseitigt werden).

Weiterentwicklung der Abrechnungsvorschrift G 685, etwa durch zusätzlichen Mess- und Abrechnungsaufwand, verursacht werden könnte. Da alle Netzkunden von den Vorteilen des Wettbewerbes direkt oder indirekt profitieren, ist auch eine Kostentragung durch alle zu rechtfertigen.

Sinnvoll ist die Ansiedlung des „Kompatibilitätsmanagements“ bei den Netzbetreibern. Nur diese verfügen über die notwendigen Informationen und Mittel, Gaskompatibilität über die Transportkette und insbesondere über mehrere Netze hinweg zu sichern. Dies schließt ein, dass die Betreiber miteinander verbundener Netze die Gaskompatibilität an den Kuppelstellen untereinander regeln und sicherstellen.

Das Prozedere eines beim Netzbetreiber zentralisierten „Kompatibilitätsmanagements“ könnte in etwa folgendermaßen ablaufen: Zunächst melden alle Netznutzer zu einem Stichtag für eine bestimmte Periode ihre geplanten Ein- und Ausspeisungen unter Angabe der entsprechenden Qualitäten beim Netzbetreiber an. Auf dieser Grundlage prüft der Netzbetreiber, ob alle Transporte in dieser Periode unter Berücksichtigung der Kompatibilitätsanforderungen (und der Netzengpässe) und unter Nutzung aller zur Verfügung stehender Anpassungsmöglichkeiten (Konditionierung, Mischung, Pendelzonen etc.) realisierbar sind. Bestehen keine Restriktionen seitens der Gasqualitäten, können die geplanten Ein- und Ausspeisungen ohne weitere Maßnahmen durchgeführt werden. Ergibt die Prüfung, dass Anforderungen an die Gasqualität mit den angemeldeten Gasmengen nicht eingehalten werden können, stellt der Netzbetreiber durch An- und Verkauf von Erdgas entsprechender Beschaffenheit die Kompatibilität her. Die hierbei anfallenden Kosten können auf die Netznutzer verteilt werden. Alternativ kann der Netzbetreiber auch direkt durch kurzfristige Variation der Netznutzungspreise bestimmte Gasqualitäten zurückdrängen und andere begünstigen, sofern die Netzpreise nach Gasbeschaffenheiten gestaffelt sind.

6.6 Zusammenfassung

Die Abrechnungsvorschrift DVGW-Arbeitsblatt G 685 begrenzt mit einer zulässigen Brennwertabweichung von $\pm 2\%$ bezogen auf den Mittelwert mehrerer Einspeisestellen in hohem Maße die Austauschbarkeit verschiedener Erdgasqualitäten. Die weitaus überwiegende Zahl der Gas-Endgeräte stellt demgegenüber aus anwendungstechnischer Sicht erheblich geringere Anforderungen an die Gasqualität als die Abrechnungsvorschrift der G 685. Aus Sicht dieser Anwender kann nahezu die gesamte Bandbreite der H- bzw. L-Gas-Gruppe abgedeckt werden. Eine Austauschbarkeit von H- und L-Gas ist jedoch nicht ohne weiteres gegeben; hier sind Umwandlungs- bzw. Anpassungsmaßnahmen unumgänglich.

Vereinzelt ergeben sich bei industriellen Gasanwendungen höhere Anforderungen an die Gasqualität als aus der Richtlinie G 260. In aller Regel lässt sich hier durch geräteseitige Maßnahmen, zumeist im Bereich der Regelungstechnik, oder aber eine Gaskonditionierung Abhilfe schaffen. Zu klären ist hier die Frage der Kostentragung. Es ist zu prüfen, inwieweit eine Kostentragung durch den Wettbewerbskunden diskriminierend ist, und ob nicht eine

Kostentragung durch denjenigen Kunden, der über die G260 hinausgehende Anforderungen an die Gasqualität stellt, sachgerechter ist. Schließlich ist die Errichtung eines effizienten Gas-zu-Gas-Wettbewerbs im Interesse der weitaus überwiegenden Zahl der Kunden, die in der Lage sind, auch mit größeren Schwankungen der Gasqualität zurecht zu kommen.

Die Gutachter empfehlen die Prüfung der folgenden Weiterentwicklungen:

- Es sollte eine klare und vollständige öffentlich zugängliche Definition der Anforderungen an die Gasqualität vorgenommen werden. Anzustreben ist hierbei grundsätzlich, zukünftig nur zwei Gasqualitäten, nämlich H- und L-Gas, zu unterscheiden. Mindestens sollte in einem ersten Schritt jeder Netzbetreiber die Bandbreite der zulässigen Gasqualität, in deren Rahmen die Netznutzung ohne weitere Anpassungsmaßnahmen möglich ist, öffentlich bekannt machen. Die Bandbreite muß ausreichend groß gewählt werden, z. B. mindestens den nach G260 zulässigen Bereich des Wobbe-Index von $\pm 5\%$ bezogen auf den Nennwert umfassen.
- Die Herstellung der Kompatibilität sollte als Systemdienstleistung im Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber liegen. Die Netzbetreiber sollten insbesondere auch die Gaskompatibilität an den Kuppelstellen benachbarter Netzen durch Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern regeln und sicherstellen. Die Anforderungen an den einspeisenden Netzkunden sollten sich auf die Qualität des Gases an den Grenzübergabepunkten und Förderquellen beschränken. Die Kosten der Qualitätsanpassung sollten in der Regel auf alle Netzkunden umgelegt werden. Alternativ zu technischen Maßnahmen kann der Netzbetreiber hier auch Austauschgeschäfte vornehmen.
- Kunden, die höhere Anforderungen an die Gasqualität stellen als durch G260 abgedeckt, sollten für deren Einhaltung selbst verantwortlich sein und die Kosten für ihre Einhaltung selbst tragen.

Parallel zur Verbändevereinbarung sollte die Abrechnungsvorschrift G 685 dahingehend weiterentwickelt werden, dass zukünftig stärker schwankende Gasqualitäten abrechnungstechnisch einwandfrei und mit vertretbarem Aufwand abgewickelt werden können.

7 Weiterverhandlung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas und Bewertung der ersten Umsetzungsschritte

7.1 Stufenplan zur unverzüglichen Weiterbehandlung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang Erdgas

In der Anlage „Stufenplan zur unverzüglichen Weiterbehandlung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang Erdgas“ haben die Verbände vereinbart, folgende Themen als Schwerpunkte weiterzuverhandeln:

- Weiterentwicklung und Vereinfachung des Netzzugangs und der Entgeltmodelle
- technische Rahmenbedingungen
- Umsetzung von Regelungen auf EU-Ebene zu LNG-Anlagen, Mischanlagen und sonstigen Einrichtungen unter Einbeziehung der nationalen Gesetzgebung
- kommerzieller Speicherzugang
- Maßnahmen zum Anschluss von nicht leistungsgemessenen Kunden (HuK-Kunden)
- Aktualisierung der digitalisierten Netzkarte
- Engpassmanagement
- Unterstützung der Börsenfähigkeit des Erdgashandels
- Definition/Begriffsbestimmungen

Für die zügige Schaffung eines praktikablen Netzzugangs, der für ein breites Kundenspektrum in Frage kommt, und damit für die zügige Schaffung eines funktionsfähigen Erdgasmarktes sind zumindest die Vereinfachung des Netzzugangssystems und der Entgeltmodelle sowie der kommerzielle Speicherzugang von essentieller Bedeutung.

Der Vereinfachungsbedarf bezieht sich aus Sicht der Gutachter auf eine Reihe von Punkten: Das Punkt-zu-Punkt System und damit die Kontraktpfad- bzw. Leitungsabhängigkeit des Preissystems auf der Ferngasebene sollte überprüft werden. Weiterhin sind die Regelungen zur Preisbildung auf Ebene der Regionalverteilung intransparent und damit unbefriedigend. Die Briefmarken auf der Regionalgas- und Endverteilungsebene sollten zusammengefasst, das Aufstapeln (Pancaking) von Briefmarken unterbunden werden.

Unter der Vorgabe, dass alle Gaskunden am Wettbewerb partizipieren sollen, sind gesonderte Regelungen für nicht leistungsgemessene Kunden (HuK-Kunden) schon zu einem frühen Zeitpunkt unabdingbar: Solange Lastprofile und ein praktikables Netznutzungsregime nicht verfügbar sind, bleibt diese Kundengruppe faktisch vom Wettbewerb ausgeschlossen.

Die Gutachter sehen eine Reihe weiterer nicht abschließend gelöster Probleme der VV-Gas, die in der obigen Liste nicht oder nicht explizit genannt werden. Zu nennen sind hierbei insbesondere weitergehende Regelungen zum Bilanzausgleich und zur Kompatibilität.

7.2 Erste Umsetzungsschritte

Die Umsetzung der VV-Gas durch die Netzbetreiber hat mit Verzögerung begonnen. Die Schaffung eines transparenten und praktikablen Netznutzungssystems wird noch einige Zeit in Anspruch nehmen:

- (1) Bis Ende September haben nur wenige Netzbetreiber Netznutzungskonditionen veröffentlicht. Anfragen bei Netzbetreibern durch die Gutachter ergaben, dass die meisten Unternehmen eine Veröffentlichung für das 4. Quartal 2000 planen.
- (2) Die Netzbetreiber der Ferngasstufe gestalten ihre Netzpreissysteme überwiegend nach der Systematik der VV-Gas. Entgelte werden dementsprechend auf der Grundlage des vereinbarten Transportpfades erhoben. Die Preissysteme sind mit wenigen Ausnahmen sowohl nennweiten- als auch entfernungsabhängig. Abweichend hiervon fasst die Ruhrgas AG ihre Leitungen zu den Gruppen „Überregionales Transportnetz“ und „Regionales Transportnetz“ zusammen und erhebt innerhalb dieser Gruppen einen entfernungsabhängigen Jahresleistungspreis. Die BEB Erdgas und Erdöl GmbH führt Leitungsabschnitte ihres Fernleitungssystems in einer Liste auf und erhebt für jeden Leitungsabschnitt einen Mischpreis aus den Einzelleitungen.

Vereinfachungen des Netzpreissystems sind zu begrüßen. Allerdings erschwert die unterschiedliche Systematik die Vergleichbarkeit der Netzpreise.

- (3) Briefmarkentarife für die Nutzung von Regionalnetzen sind von den Regionalnetzbetreibern bisher nur vereinzelt veröffentlicht worden (z.B. GASAG). Z.T. wird anstatt eines Netznutzungspreises der Hinweis veröffentlicht, dass das Entgelt für das Regionalnetz individuell berechnet wird (z.B. Stadtwerke München, GVT Erfurt, Erdgas Südbayern). Eine Veröffentlichung der Netzpreise, die ein essentieller Bestandteil der geschäftlichen Bedingungen sind, findet hier entgegen der Vereinbarungen in der VV-Gas nicht statt.

Ferngasunternehmen erheben für ihr regionales Transportnetz, anders als die Regionalversorger, entfernungsabhängige Leistungspreise. Die unterschiedliche Systematik erschwert die Vergleichbarkeit der Preise.

- (4) Briefmarkentarife für die Endverteilung sind bislang nur in geringer Anzahl veröffentlicht worden. In allen den Gutachtern bekannten Fällen sind die Netzpreise mit nur geringen Abweichungen identisch mit den in der VV-Gas genannten „beispielhaften“ Entgelten (Anlag „Beispiele für Entgelte in der Endverteilungsstufe).
- (5) Zur Schaffung von Transparenz ist die Veröffentlichung von Netzkarten und Ein- und Ausspeisepunkten unabdingbar. Einige Netzbetreiber haben sowohl Übergabestationen als auch Netzkarten für das eigene Netzgebiet veröffentlicht (z.B. BEB GmbH, Erdgas Münster, Thyssengas GmbH).
- (6) Die von den Gasversorgern bereitgestellte Netzkarte für Deutschland (www.gasnetzkarte.de) ist auf dem Stand 1994, also veraltet. Die Aktualisierung der Karte wurde zuge-

sichert. Ob die digitalisierte Karte in der Praxis handhabbar ist, bleibt abzuwarten. Die in Vorbereitung befindlichen Dienstleistungen „Gasnetzrouting“ und „Netzdatenabfrage“ sollen nach der Testphase kostenpflichtig sein. Die Preise für die Nutzung dieser Dienste sind nicht bekannt.

- (7) In verschiedenen Fällen haben Netzbetreiber bereits die Netznutzung unter Verweis auf Kapazitätsengpässe abgelehnt.
- (8) Angaben zu den erforderlichen Gasqualitäten beschränken sich in den meisten Fällen auf den Hinweis, dass die Kompatibilität des eingespeisten Gases gemäß den Regeln der DVGW gewährleistet sein muss. Genaue Angaben zu den Kompatibilitätsanforderungen finden sich in den Veröffentlichungen nur vereinzelt.

In den bislang angebotenen Netznutzungsverträgen behalten sich die Netzbetreiber regelmäßig vor, an der Einspeisestelle ein verhältnismäßig enges Toleranzband für die Gasqualität zu fordern und an der Ausspeisestelle hingegen ein beliebiges Gas der 2. Gasfamilie, d. h. L- oder H-Gas bereitzustellen. Dies ist insbesondere dann problematisch, wenn der Netzkunde an der Ausspeisestelle in ein anderes Netz einspeisen will, dessen Netzbetreiber seinerseits wiederum ein enges Toleranzband für die Qualität des eingespeisten Gases fordert. Die Netzbetreiber behalten sich somit vor, die Gasqualität auf dem Transportweg in einem weiten Bereich zu variieren, ohne dass der einzelne Netzkunde hierauf Einfluss nehmen kann. Eine Verpflichtung der Netzbetreiber, hierbei wenigstens die Kompatibilität des Gases an den Übergabestellen zwischen unterschiedlichen Netzbetreibern zu gewährleisten, wird nicht gegeben.

Bedingungen und Preise für die Konditionierung bzw. Mischung von Erdgas sind allein von der Thyssengas GmbH veröffentlicht worden.

- (9) Der Ausgleich von Bilanzabweichungen wird lediglich von den Ferngasunternehmen ab einer Transportentfernung von 100 km bereitgestellt. Regionalversorger und Endverteiler bieten eine derartige Dienstleistung nicht an.

Die Ferngasunternehmen verlangen z.T. die Stundenbilanzierung (z.B. Ruhrgas AG), z.T. täglichen Bilanzausgleich (z.B. BEB GmbH, VNG AG). Die Thyssengas GmbH bietet die Dienstleistung des täglichen Bilanzausgleichs (Abweichungen bis zu 15% der Tagesmenge) gegen Aufpreis an, d.h. die Flexibilität ist nicht im Transportentgelt enthalten. Z.T. verweisen die Ferngasunternehmen ohne weitere Hinweise auf die Regelungen der VV-Gas (Erdgas Münster, Wingas GmbH).

Anhaltspunkte für die Entgelte für die vom Netzbetreiber monatlich auszugleichenden überschüssigen Erdgasmengen wurden bislang nur von der Thyssengas GmbH und der Ruhrgas AG veröffentlicht. Vergütung und Entgelt für Differenzmengen orientieren sich hierbei am Grenzübergangspreis für Erdgas (Thyssengas GmbH: Vergütung mit 0,5-fachen Satz, Entgelt 3-facher Satz; Ruhrgas: Vergütung 0,5-facher Satz, Entgelt 1,7-facher

Satz). Die VNG AG kündigt in ihrem Preisblatt an, die entsprechenden Preise monatlich zu veröffentlichen.

Entgelte für die Überschreitung des Toleranzbandes wurden von den Netzbetreibern mit Ausnahme der Thyssengas GmbH nicht veröffentlicht. In den bislang angebotenen Netznutzungsverträgen wurden hier ähnliche Konditionen angeboten wie für überschüssige Monatsmengen. Die Spreizung zwischen Vergütung und Entgelt für Überschüsse bzw. Fehlmengen erreicht hierbei Werte bis zu 0,25- zu 4-facher Satz, wobei zusätzlich z. T. noch Leistungspreise verlangt werden.

- (10) Die von den Netznutzern zu zahlende Pönale bei Überschreiten der Steuerungsdifferenz (Überschreitung der gebuchten Kapazität) von 2% wird nur im Ausnahmefall bekanntgegeben (Hamburger Gaswerke GmbH (HGW) und Thyssengas GmbH).

In den bislang angebotenen Netznutzungsverträgen werden für Leistungsüberschreitungen Entgelte bis zum dreifachen des normalen Leistungspreises verlangt, wobei teilweise bei mehrfachen Leistungsüberschreitungen für jede einzelne Überschreitung Pönalen anfallen.

- (11) Abschläge auf die Entgelte für die unterjährige Netznutzung wurden bislang nur von der BEB GmbH veröffentlicht.

Einige Ferngasunternehmen verlangen explizit zusätzlich zum Durchleitungsentgelt den Ausgleich von Antriebsgasverbrauch und Gassonderverlusten „in natura“ (z.B. Ruhrgas AG und BEB GmbH). In welcher Höhe die Erdgasbeistellung durch den Netznutzer zu erfolgen hat, wird nicht quantifiziert.

- (12) Die Dienstleistung Messung ist augenscheinlich nur dann in den Transport- und Verteilungsentgelten enthalten, solange vorhandene Anlagen des Netzbetreibers genutzt werden können. So stellt die BEB GmbH klar, dass zwar die Revision von Messanlagen und die Datenverarbeitung von Messwerten zu den Systemdienstleistungen gehört, nicht jedoch der Bau und Betrieb von Messstationen. Andere Netzbetreiber definieren die Systemdienstleistungen derart, dass Messung und/oder Allokation bei Übernahme und Übergabe in vorhandenen Anlagen des jeweiligen Netzbetreibers (soweit sie von diesem Netzbetreiber erbracht werden, sonst Nachweis und Kontrolle durch den jeweiligen Netzbetreiber) abgedeckt sind. Diese Formulierung entspricht dem Text der VV-Gas.

Die Ruhrgas AG fordert generell, dass der Transportkunde auf seine Kosten für die Bereitstellung der zur Mengenermittlung an der Ein- und Ausspeisestelle erforderlichen Daten Sorge zu tragen hat.

8. Zusammenfassung

Die in der Verbändevereinbarung Gas skizzierten Netzzugangs- und Netzentgeltregelungen sind in der jetzigen Form für die Entwicklung eines liquiden Gasmarktes und eines Massengeschäftes noch nicht geeignet, wichtige Bereiche sind bisher überhaupt noch nicht geregelt. Die Schwerpunkte der vorliegenden Analyse und Bewertung betreffen

- Einzelfallverhandlungen vs. verbindliche Standardkonditionen
- Netzzugangs- und Netzentgeltkonzepte
- Preisbildung und Kostenorientierung
- Speicherzugang
- Bilanzausgleich
- Kapazitätszuteilung und Engpassmanagement
- Kompatibilität verschiedener Gasqualitäten.

Einzelfallverhandlungen vs. verbindliche Standardkonditionen

- (1) Die VV-Gas interpretiert den verhandelten Netzzugang der Binnenmarktrichtlinie als Einzelfallverhandlung (Fall-zu-Fall Verhandlung). Zwar sollen die wesentlichen geschäftlichen Bedingungen sowie die Anhaltswerte für die Netzzugangsentgelte von den jeweiligen Netzbetreibern veröffentlicht werden; bisher fehlt jedoch eine Konkretisierung: Welche Informationen (Preise, Fristen, Zugangsbedingungen) sind von den Netzbetreibern im einzelnen mindestens zu veröffentlichen und in welcher Form? Sind Informationen über freie Netzkapazitäten zu veröffentlichen? In welchen zeitlichen Abständen sind die Daten mindestens zu aktualisieren?
- (2) Die zu veröffentlichenden entgeltlichen und nicht-entgeltlichen Netzzugangskonditionen sollen laut VV-Gas nicht verbindlich sein, sondern lediglich als Ausgangspunkt für die Einzelfallverhandlungen dienen. Aus Sicht des Netznutzers würde dies prohibitive Unsicherheiten für den Gashandel schaffen. Netznutzer sollten den Netzzugang in jedem Fall zu den veröffentlichten Konditionen erhalten (veröffentlichte Preise als Höchstpreise). Um dies für eine möglichst große Anzahl von Netznutzungsfällen zu gewährleisten, sollten die bisher definierten Standardfälle durch weitere Fälle ergänzt werden (insbesondere Standardfälle für kurzfristige und unterbrechbare Netznutzung). Die Verbindlichkeit der veröffentlichten Netznutzungsentgelte bedeutet nicht, dass den Parteien jede Möglichkeit genommen wird, individuelle Vereinbarungen in begründeten Einzelfällen zu treffen.
- (3) Das Konzept der Einzelfallverhandlungen macht eine Überprüfung und Kontrolle diskriminierendes Verhaltens faktisch unmöglich. Insbesondere auf der Ferngasstufe ist kaum kontrollierbar, ob die Netzbetreiber die Netznutzung intern zu den gleichen Entgelten (interne Verrechnung entfernungsabhängiger Leistungspreise für alle Punkt-zu-Punkt Trans-

aktionen) und mit den gleichen Erfordernissen an Kapazitätsbuchung, Nominierung, Bilanzierung, Erdgasqualität etc. abwickeln wie bei Drittnutzung.

- (4) Die entgeltlichen (Preise, Zahlungsmodalitäten etc.) wie die nicht-entgeltlichen Netznutzungskonditionen (Prozedere der Abwicklung von Durchleitungsanfragen, Vertragslaufzeiten, Bearbeitungsfristen, Informationen über verfügbare Transportkapazitäten etc.) müssten von einer unabhängigen Stelle kontrolliert werden. Dies ist allerdings nicht mehr im Rahmen einer Verbändevereinbarung regelbar, sondern ist Aufgabe staatlicher Institutionen.

Netzzugangs- und Netzentgeltkonzepte

- (1) Aus der VV-Gas und den Erläuterungen der beteiligten Verbände ergibt sich, dass je nach Netzstufe bzw. Eigentümerschaft des Netzes unterschiedliche Netzzugangs- und Entgeltkonzepte vorgesehen sind:
- Überregionales Ferngasnetz: Punkt-zu-Punkt Konzept (Entfernungsabhängigkeit) mit Festlegung eines Kontraktpfades;
 - Regionalgasnetze : Regionalgasnetze können durch den Netzbetreiber in verschiedene Teilnetze aufgeteilt werden. Innerhalb des Teilnetzes, aus dem an einen Endverbraucher oder in ein unterlageertes Verteilnetz ausgespeist wird, (sog. Ausspeiseregion) wird Netzpartizipation (keine Entfernungsabhängigkeit) durch Briefmarken angewendet; soweit Regionalteilnetz nur zum Transit in andere Teilnetze genutzt werden, kann auch das Punkt-zu-Punkt Konzept (Entfernungsabhängigkeit) mit Festlegung des Kontraktpfades Anwendung finden;
 - Lokale Verteilnetze: Netzpartizipation (keine Entfernungsabhängigkeit) durch Briefmarken.
- (2) Der Netzzugang und die Netzentgeltbestimmung sind transaktionsbezogen, d. h. die Bestimmung der Netzentgelte erfolgt direkt oder indirekt in Abhängigkeit von den kommerziellen Liefertransaktionen im Bereich des Gashandels. Eine solche Transaktionsgebundenheit ist gaswirtschaftlich nicht zwingend und behindert den Gashandel durch hohe Transaktionskosten und die Gefahr der Diskriminierung von Drittnutzern. Netznutzungsentgelte sollten möglichst transaktionsungebunden sein.
- (3) Das Netzzugangskonzept in den überregionalen Ferngasnetzen (Buchung von Transportkapazitäten auf bestimmten Transportleitungen von einem Einspeisepunkt zu einem Ausspeisepunkt) stellt hohe Anforderungen an das Informations- und Vertragsmanagement bei Netzbetreibern und Netznutzern. Ein ähnlich konzipiertes Netzzugangssystem hat bei der VV I Strom nicht zur erwünschten Marktöffnung geführt.
- (4) Wenn man das Punkt-zu-Punkt-Konzept beibehält, könnten die Transparenz und Praktikabilität des Netzzugangs verbessert werden durch:

- Verzicht auf die Spezifizierung von Einzelleitungen und auf die Nennweitenabhängigkeit der Netzentgelte, Vergabe von Transportkapazitäten unabhängig von einzelnen Leitungen; Veröffentlichung der Netzentgelte in Matrixform (Matrix aus Ein- und Ausspeisepunkten);
 - zeitnahe Veröffentlichung verfügbarer Transportkapazitäten;
 - Zusammenfassung von Ausspeisepunkten zu Zonen, Einteilung der Zonen nach technisch-physikalische Gegebenheiten, Flexibilität bei der Wahl von Ausspeisepunkten innerhalb einer Zone.
- (5) Eine völlige Neuorientierung des Netzzugangssystems bestünde darin, das transaktionsbezogene Punkt-zu-Punkt Konzept durch ein transaktions- und entfernungsunabhängiges Einspeise-/Ausspeisepreissystem zu ersetzen.
- (6) Für die Regionalgasnetze und lokalen Verteilungsnetze erscheint eine Briefmarke (Partizipation am Netz) angemessen. Statt eines Nebeneinander von Regional- und Verteilnetzbriefmarken sollten Punkttarife gewählt werden (wie sie in der VV II Strom Anwendung finden). Ein Netzentgelt wird nur an den Netzbetreiber bezahlt, an dessen Netz der Netznutzer unmittelbar angeschlossen ist. Die Kosten vorgelagerter Netze werden an die nachgelagerten Netze weitergereicht (Kostenwälzung, Netze zahlen an Netze). Damit würde erreicht:
- Trennung von Netznutzungs- und Erdgasliefervertrag;
 - Zahlung lediglich einer Briefmarke durch die Netzkunden und ggf. Verhandlungen, jedoch nur mit einem Netzbetreiber;
 - Beteiligung der nachgelagerten Netze an den Kosten der vorgelagerten Netze.

Ein Punkttarif verringert die Transaktionskosten erheblich und schränkt die Möglichkeiten der Diskriminierung von Drittnutzern ein.

Preisbildung und Kostenorientierung

- (1) Eine Anleitung zur Kalkulation der Preise und Preiselemente (Leistungspreise, Arbeitspreise, Preise für Systemdienstleistungen etc.) enthält die VV-Gas nicht. Für die Regionalnetze sollen nach mündlicher Auskunft der GVV die Leistungspreise getrennt nach Netzgebieten auf der Grundlage der nennweitenabhängigen Preise der Ferngasversorgung kalkuliert werden. Entgelte für Verteilungsnetze sollen „auf Anhaltswerten auf der Grundlage durchschnittlicher Kosten“ beruhen, wobei strukturelle Erschwernisse und Besonderheiten im Einzelfall zu höheren Netzzugangsentgelten führen können. Die in den Beispielen für Entgelte in der Verteilnetzstufe aufgeführten Preise für die Endverteilung wurden nach mündlicher Auskunft der GVV auf der Basis von Umfragen bei den Netzbetreibern bezüglich der Kostenstruktur der Netze und der Abnahmecharakteristik der Endkunden berechnet. Kalkulationsregeln für die Preise der überregionalen Ferngasversorgung werden nicht benannt.

- (2) Die VV-Gas sieht eine Orientierung der Netzzugangsentgelte am internationalen Vergleichsmarkt vor. Dies ist positiv zu bewerten. Netzbetreiber erhalten hierdurch Anreize, Produktivität und Effizienz des Netzbetriebs internationalen Standards anzupassen.
- (3) Der Preisvergleich schließt jedoch nicht aus, dass die geforderten Entgelte über den Netzkosten liegen können. Es ist deshalb zu prüfen, ob das Vergleichskonzept durch eine Kostenorientierung zu ergänzen ist (für die Verteilnetze ist ein solcher Kostenbezug in der VV-Gas vorgesehen) und nachvollziehbare Berechnungsverfahren vorgegeben werden sollten.
- (4) Solange sichergestellt ist, dass die Ausgestaltung des Preissystems nicht zur direkten oder indirekten Diskriminierung von Drittnutzern führt, und die Erlöse aus dem Netzgeschäft in ihrer Summe die Kosten des Netzes (einschließlich einer angemessenen Verzinsung des Eigenkapitals des Netzbetreibers) nicht überschreiten, kann die Berechnung der einzelnen Preiselemente den Netzbetreibern überlassen bleiben. Notwendige Bedingung dafür ist eine klare kostenrechnerische Trennung des Netzbetriebs von den anderen Geschäftsbereichen. Die Gesamtkosten und -erlöse des Netzgeschäftes einschließlich der Erlöse aus der internen Verrechnung von Netznutzungsentgelten müssen transparent sein und die Zuordnung von Gemeinkosten zu den einzelnen Geschäftsbereichen muss nachvollziehbar sein.
- (5) Die Möglichkeit, unterschiedliche Netzbetreiber für den Gastransport in Anspruch zu nehmen, könnte in Teilbereichen zu einer wettbewerblichen Kontrolle der Preisgestaltung der Transportnetzbetreiber (Ferngasstufe) führen. Dadurch ist jedoch kein durchgehender Schutz vor überhöhten Preisen gegeben, da auf vielen Transportstrecken keine derartigen Wahlmöglichkeiten bestehen und auch mit potentielltem Wettbewerb nur im Ausnahmefall zu rechnen ist. In den USA, wo auf wichtigen Transportstrecken parallele Leitungssysteme unterschiedlicher Eigentümer existieren, wird jedenfalls nicht auf eine Regulierung dieser Pipelines verzichtet.

Engpassmanagement

- (1) Die Frage der Zuteilung knapper Kapazitäten ist in der VV-Gas nicht geregelt. Insbesondere um den Kriterien der Diskriminierungsfreiheit und Effizienz gerecht zu werden, ist eine Regelung erforderlich.
- (2) Anzustreben ist, dass sich die Netzbetreiber im Rahmen der Verbändevereinbarung auf diskriminierungsfreie Zuteilungsverfahren und ausreichende Veröffentlichungspflichten hinsichtlich der zuteilbaren Kapazitäten verständigen. In der Anlage „Stufenplan zur unverzüglichen Weiterbehandlung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas“ haben die Verhandlungsparteien immerhin darüber Einigkeit erzielt, das Engpassmanagement als eines der Schwerpunktthemen weiterzuverhandeln.

Speicherzugang

- (1) Speicherzugang betrifft primär die Nutzung großvolumiger Untertagespeicher. Der Ausgleich von täglichen Lastschwankungen wird größtenteils durch die Netzatmung sowie

Tagesspeicher der lokalen Gasversorger durchgeführt. Darüber hinaus sorgen die Regelungen zum Bilanzausgleich (bedingt) für eine zusätzliche Flexibilität bei der Strukturierung der kurzfristigen Lastflüsse.

- (2) Aus Kostengesichtspunkten ergibt sich im Ferngastransport die Anforderung, lange Transportleitungen und auch die Erdgasquellen selbst möglichst ganzjährig gleichmäßig auszulasten. Viele Beschaffungsverträge auf der Importstufe sehen daher eine ganzjährig weitgehend konstante Abnahmeverpflichtung vor.
- (3) Da die meisten Kunden eine auch saisonal stark schwankende Nachfrage aufweisen, setzt ihre Belieferung eine entsprechend strukturiertes Gasangebot voraus. Dies erfordert den Zugang zu Speicherleistung, Strukturierung als Dienstleistung oder den Bezug bereits strukturierten Gases. Der Bezug strukturierten Erdgases ist für den Händler aufgrund hoher Netzkosten (Zahlung eines Jahresleistungspreises bei niedriger Benutzungsdauer) und hoher Bezugskosten mit hohen Kosten verbunden. Marktzutritt z.B. im Rahmen einer Vollversorgung ist deshalb in der Regel nur unter Nutzung inländischer Speicher möglich.
- (4) Es kann nicht abgeschätzt werden, inwieweit sich zukünftig ein Markt für saisonale Speicher entwickeln wird. Maßgeblich für die Beurteilung ist hier zudem die regionale Verteilung der Speicher in Zusammenhang mit der Höhe der Netzentgelte. Auch ist das vertragliche Beziehungsgeflecht zwischen den verschiedenen Speicherbesitzern nicht öffentlich zugänglich und daher unklar.
- (5) Die Nicht-Regelung des Speicherzugangs innerhalb der Verbändevereinbarung kann sich als erhebliches Handelshemmnis herausstellen. Aus diesem Grunde wäre es zu begrüßen, wenn die Verbändevereinbarung zumindest zu Beginn des Wettbewerbs verbindliche und markttaugliche Regelungen beinhalten würde. In der Anlage „Stufenplan zur unverzüglichen Weiterbehandlung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas“ haben die Verhandlungsparteien vereinbart, den kommerziellen Speicherzugang als eines der Schwerpunktthemen weiterzuverhandeln.

Bilanzausgleich

- (1) Grundsätzlich fordert die VV-Gas die zeitgleiche Ein- und Ausspeisung durch entsprechende kundenseitige Maßnahmen. Für den Fall gleichmäßig über den Tag verteilter Ein- und Ausspeisungen ist eine tageweise Bilanzierung vorgesehen. Auf Seiten der Gaswirtschaft wird der vorliegende Text dahingehend interpretiert, daß der Netzbetreiber eine stundenweise Bilanzierung fordern kann, z. B. wenn die Abnahme des Netznutzers untertäglich stark schwankt. (Theoretisch kann dies auch vom Netzkunden verlangt werden, jedoch bietet eine derartige Regelung für ihn keine erkennbaren Vorteile.) In der Praxis fordern Netzbetreiber, soweit sie überhaupt bereits Konditionen veröffentlicht haben, in aller Regel die stundenbezogene Bilanzierung. Auch nach den bisher geführten Gesprächen besteht noch große Unsicherheit über die Interpretation der in der VV-Gas skizzierten Regelungen.

- (2) Die Einhaltung der Flexibilitätsbänder erfordert „geeignete Einrichtungen beim Kunden zur Fernübertragung der für Kontrolle und Abrechnung erforderlichen Daten“. Nach mündlicher Aussage soll dies durch eine online-Verbrauchsmessung umgesetzt werden, was nur bei sehr großen Kunden wirtschaftlich ist. Auch beziehen sich die Bilanzierungsregelungen ausschließlich auf die Transportnetzebene und dort auch nur für Transportentfernungen über 100 km. Für die Regional- und Verteilnetzebene enthält die VV-Gas keine spezifizierten Regelungen.
- (3) Die Bilanzierungsregelungen der VV-Gas sind somit nur für Großkunden mit tageweise relativ konstanter Abnahme akzeptabel. Für den großen Bereich des Massengeschäftes finden sich hingegen keine spezifizierten Regelungen und auch große Kunden mit zeitlich starker schwankender Abnahme werden durch die Forderung nach stundenweise Bilanzierung behindert. Die stundenweise Bilanzierung widerspricht der gaswirtschaftlichen Praxis, die Einspeisung ins Transportnetz typischerweise über den Tag weitgehend konstant zu gestalten und untertägige Lastschwankungen über die sogenannte Netzatmung und Tägesspeicher abzudecken. Hinzu kommt, dass bei der Bilanzierung jeweils nur einzelne Geschäfte betrachtet werden, dass also die Durchmischung verschiedener Kunden und der tendenzielle Ausgleich von Lastschwankungen hierbei unberücksichtigt bleiben.
- (4) Es ist nicht nachvollziehbar, wieso nicht analog zum Strombereich zumindest regionale Aggregierungsmöglichkeiten in Form von Bilanzkreisen geschaffen wurden. Ebenso unverständlich ist es, wieso spezifizierte Regelungen für die Regional- und Verteilnetzstufe und somit für das Massengeschäft vollständig fehlen. Auch hier würde die Bildung von Bilanzkreisen eine sinnvolle Regelung darstellen. Auch ist es anzustreben, im Regelfall eine tageweise Bilanzierung durchzuführen, ggf. in begründeten Fällen unterlegt mit Mindestanforderungen an die untertägige Lastverteilung. Eine Bilanzierungsperiode von einer Stunde erscheint jedoch eindeutig zu kurz.

Kompatibilität verschiedener Gasqualitäten

- (1) In der VV-Gas ist nicht festgelegt, wie viele Gasqualitäten mit Blick auf die Kompatibilität in Deutschland künftig unterschieden werden. Maßgeblich sollen die aktuellen, tatsächlichen Verhältnisse des jeweiligen Netzbetreibers sein. Werden aus Sicht des Netzbetreibers Anpassungsmaßnahmen erforderlich, so sind diese vom Netznutzungsbehörden zu zahlen. Die Eckpunkte verweisen u.a. auf die DVGW-Regelwerke G 260 und G 685. Für den potentiellen Netznutzer stellen die vorliegenden Regelungen jedoch keine ausreichende Informationsgrundlage dar, um vorab die Durchführbarkeit einer bestimmten Netznutzung mit der ihm zur Verfügung stehenden Gasqualität zu klären. Er ist hierfür vielmehr auf eine individuelle Anfrage bei allen betroffenen Netzbetreibern angewiesen. In der Praxis stellt insbesondere die Abrechnungsvorschrift G 685 mit einer Brennwerttoleranz von $\pm 2\%$ voraussichtlich eine recht hohe Hürde dar.
- (2) Positiv ist, dass der Netzbetreiber gegenüber dem Kunden die Nicht-Kompatibilität begründen bzw. nachweisen muss.

- (3) Der Netzbetreiber ist verpflichtet dem Kunden ein Angebot zur Herstellung der Kompatibilität und zu dem dafür zu zahlenden angemessenen und wettbewerbsfähigen Preis zu unterbreiten, wobei offen bleibt, wie sich dieser Preis bestimmt.
- (4) Die Gutachter empfehlen die Prüfung der folgenden Weiterentwicklungen:
- Es sollte eine klare und vollständige öffentlich zugängliche Definition der Anforderungen an die Gasqualität vorgenommen werden. Anzustreben ist hierbei grundsätzlich, zukünftig nur maximal zwei Gasqualitäten, nämlich H- und L-Gas, zu unterscheiden. Mindestens sollte in einem ersten Schritt jeder Netzbetreiber die Bandbreite der zulässigen Gasqualität, in deren Rahmen die Netznutzung ohne weitere Anpassungsmaßnahmen möglich ist, öffentlich bekannt machen. Die Bandbreite sollte ausreichend groß gewählt werden.
 - Die Herstellung der Kompatibilität sollte als Systemdienstleistung im Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber liegen. Die hieraus resultierenden Kosten sollten auf alle Netzkunden verteilt werden.
 - Die Kompatibilität an den Verbindungspunkten zwischen Netzen verschiedener Netzbetreiber kann nur von den Netzbetreibern selbst, nicht jedoch von den einzelnen Netznutzern beeinflusst werden. Die Herstellung der Kompatibilität an derartigen Verbindungspunkten sollte daher in jedem Fall im Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber liegen.
 - Kunden, die höhere Anforderungen an die Gasqualität stellen als durch G260 abgedeckt, sollten für deren Einhaltung selbst verantwortlich sein und die Kosten für ihre Einhaltung selbst tragen.
- (5) Parallel zur Verbändevereinbarung sollte die Abrechnungsvorschrift G 685 dahingehend weiterentwickelt werden, dass zukünftig stärker schwankende Gasqualitäten abrechnungstechnisch einwandfrei und mit vertretbarem Aufwand abgewickelt werden können.