

Erfahrungsbericht Gasbeschaffung

1. Einleitung

Mit der Liberalisierung des Gasmarktes eröffnen sich in Deutschland völlig neue Möglichkeiten für die Gasbeschaffung. Die traditionelle und heute noch vorherrschende Versorgungskonstellation in der deutschen Gaswirtschaft wird durch die Versorgungsstufen Importgesellschaft, Fördergesellschaften (eigenes Erdgas), überregionale, regionale und örtliche Gasversorgungsunternehmen geprägt. Der Kunde bezieht in diesem Umfeld seinen gesamten Gasbedarf auf der Grundlage von langfristigen Lieferverträgen von einem oder mehreren Vorlieferanten, ohne in der Regel konkrete Angaben über sein gegenwärtiges und künftiges Bezugsprofil zu machen. Wirtschaftlich gesehen ist diese Vollversorgung in der deutschen Gaswirtschaft tief verankert und mit der Absicherung des Rückflusses der hohen Investitionen in die Gasfortleitungs- und Gasverteilungsnetze auch hinreichend begründet. Das bisher zum Einsatz gekommene Preissystem auf der Grundlage der sogenannten anlegbaren Preise sicherte im weitesten Sinne einen fairen Wettbewerb mit den Konkurrenzenergieträgern Heizöl und Kohle. Mit dem Leistungspreis werden in erster Linie die Investitionskosten, mit dem Arbeitspreis – die Kosten für die bereitgestellte Energie des Erdgases abgedeckt.

Im Zuge der Liberalisierung des Erdgasmarktes und der damit verbundenen Zunahme des Gas-zu-Gas-Wettbewerbes zeichnen sich auf dem Gebiet der Gasbeschaffung eine Vielzahl neuer Entwicklungen und Aufgaben ab, die im Interesse des Kunden von den Gasversorgungsunternehmen aufgegriffen und zu lösen sind. Dazu gehören u.a. die kürzeren Laufzeiten und neue Inhalte der Gaslieferverträge, die flexiblere Beschaffung und Lieferung strukturierter bzw. nichtstrukturierter Mengen und Leistungen, die damit verbundene Kalkulation der spezifischen Arbeits- und Leistungspreise sowie der objektive, diskriminierungsfreie und transparente Netzzugang für Dritte auf vertraglicher Grundlage.

Der vorliegende Beitrag berichtet über die Erfahrungen der Gasversorgung Thüringen GmbH bei der Gasbeschaffung. Darauf aufbauend werden die Möglichkeiten des Einsatzes von Beschaffungs-Portfolios zur Sicherung einer bedarfsgerechten und kostenoptimalen Versorgung der Kunden unter den neuen Marktbedingungen aufgezeigt.

2. Bisherige Gasbeschaffung in Deutschland

Erdgas ist ein relativ junger Energieträger. In den alten Bundesländern wurde es erst seit Mitte der 60-er Jahre im größeren Umfang eingesetzt. 1965 deckte es mit rd. 2 Mrd. m³ nur 1% des Primärenergieverbrauchs. Der Auf- und Ausbau der Erdgaswirtschaft in den neuen Bundesländern erfolgte Anfang der 90-er Jahre. Bereits 1995 wurde die flächendeckende Umstellung der Netze von Stadt auf Erdgas und die Modernisierung der technischen Anlagen und Leitungen von den Unternehmen der Gaswirtschaft erfolgreich abgeschlossen. Bild 1 zeigt den jährlichen Erdgasabsatz im Zeitraum von 1960 bis 2000. Im Jahr 2000 wurden rd. 21 % des gesamten Primärenergieverbrauchs durch Erdgas abgedeckt (Bild 2).

In Deutschland wird Erdgas vorrangig zum Heizen, Kochen und zur Warmwasserbereitung, zur Erzeugung von Prozesswärme in der gewerblichen und industriellen Produktion und zur Stromerzeugung eingesetzt. Darüber hinaus dient es der Chemischen Industrie als Rohstoff (Bild 3).

Rund zwei Drittel des gesamten Primärenergiebedarfs werden derzeit durch ausländische Quellen abgedeckt. Öl wird zu 98 % und Erdgas bis zu 80 % importiert. Auch in Zukunft kann auf diese Importe nicht verzichtet werden. Deshalb orientiert sich die deutsche Gaswirtschaft auf möglichst

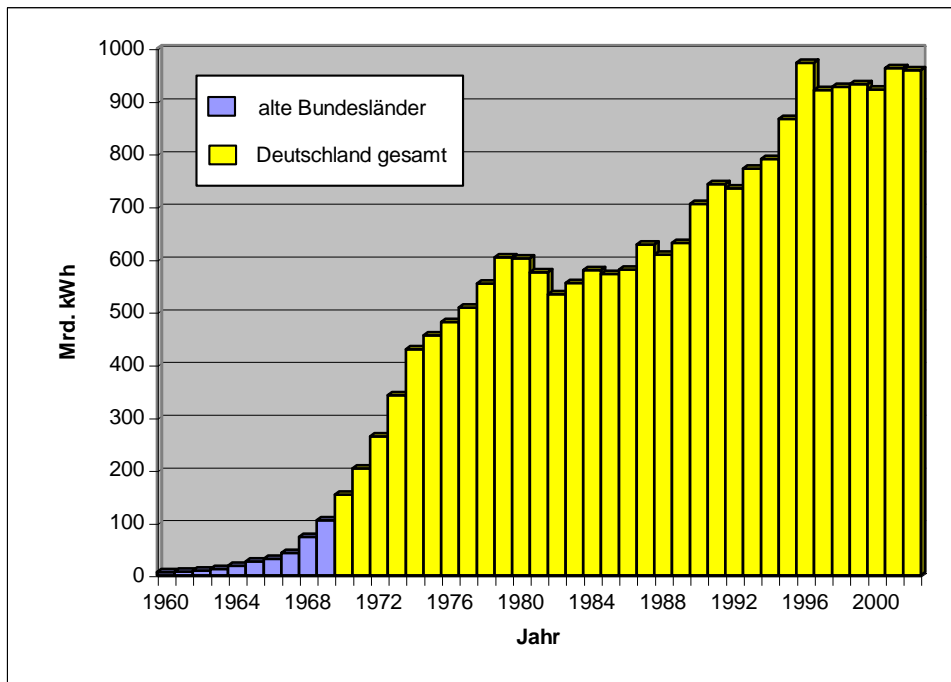
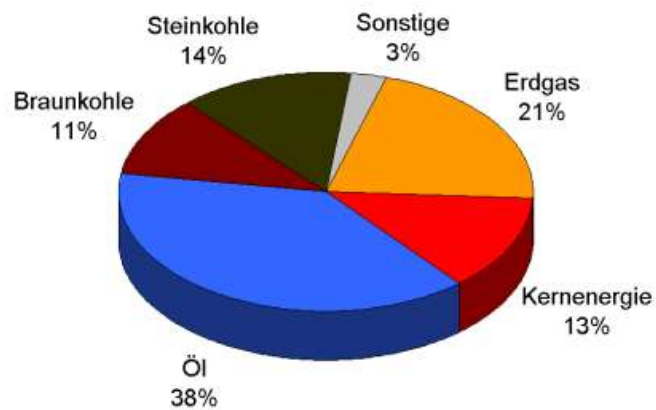


Bild 1: Entwicklung des Erdgasabsatzes in Deutschland von 1960 - 2002



Öl	Erdgas	Steinkohle	Kernenergie	Braunkohle	Sonstige
130,8	71,5	45,9	44,2	37,0	9,3 Mio. t OE

Bild 2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland 2000

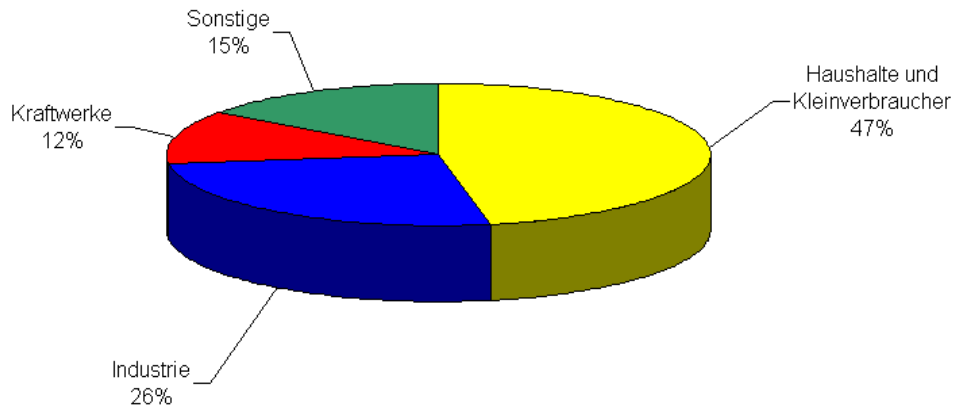


Bild 3: Erdgasverbrauch nach Sektoren in Deutschland 2000

viele, zuverlässige und geographisch gestreute Bezugsquellen mit zuverlässigen Transportwegen (Bild 4).

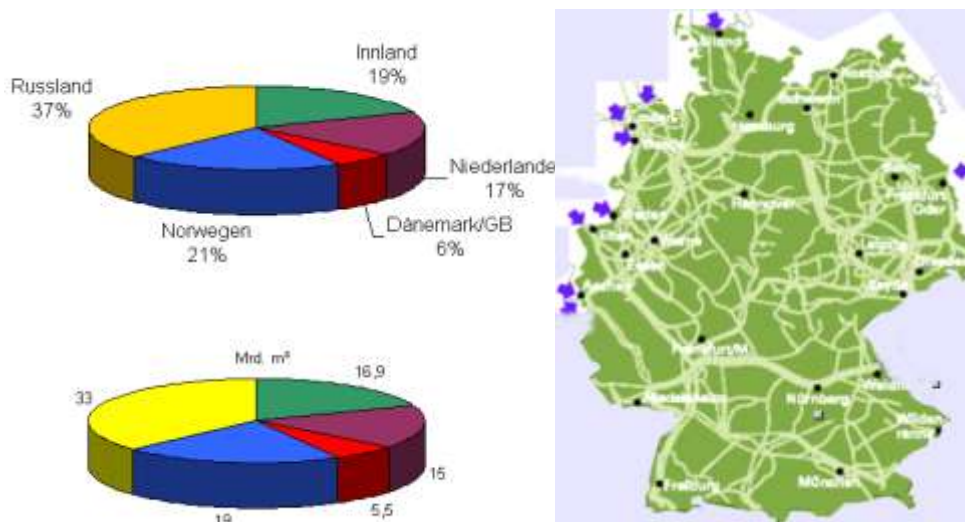


Bild 4: Erdaufkommen in Deutschland 2000

In der Vergangenheit hat die deutsche Gasindustrie die Aufgabe der Gasbeschaffung wie folgt gelöst (Bild 5):

- Die großen Ferngasgesellschaften Ruhrgas AG, BEB Erdöl und Erdgas GmbH, Thyssengas, EWE AG, Wingas GmbH und Verbundnetz Gas AG (VNG) kaufen auf der Grundlage langfristiger Bezugsverträge das Erdgas auf den internationalen Beschaffungsmärkten von den großen Produzenten sowie aus inländischer Produktion. Zu den Lieferländern gehören neben den Niederlanden insbesondere Russland, Norwegen, Dänemark und Großbritannien.
- Die Regionalversorger, Stadtwerke und Industriekunden kaufen das Erdgas von den Ferngasgesellschaften und schließen dazu entsprechende Lieferverträge ab.

Die Versorgungsgebiete der auf der Import- und Ferngasstufe tätigen Unternehmen waren traditionell demarkiert. Durch Gesetze und stillschweigende Abkommen gab es praktisch keinen Wettbewerb zwischen den Ferngasgesellschaften, sondern ein Beschaffungsmonopol im jeweiligen

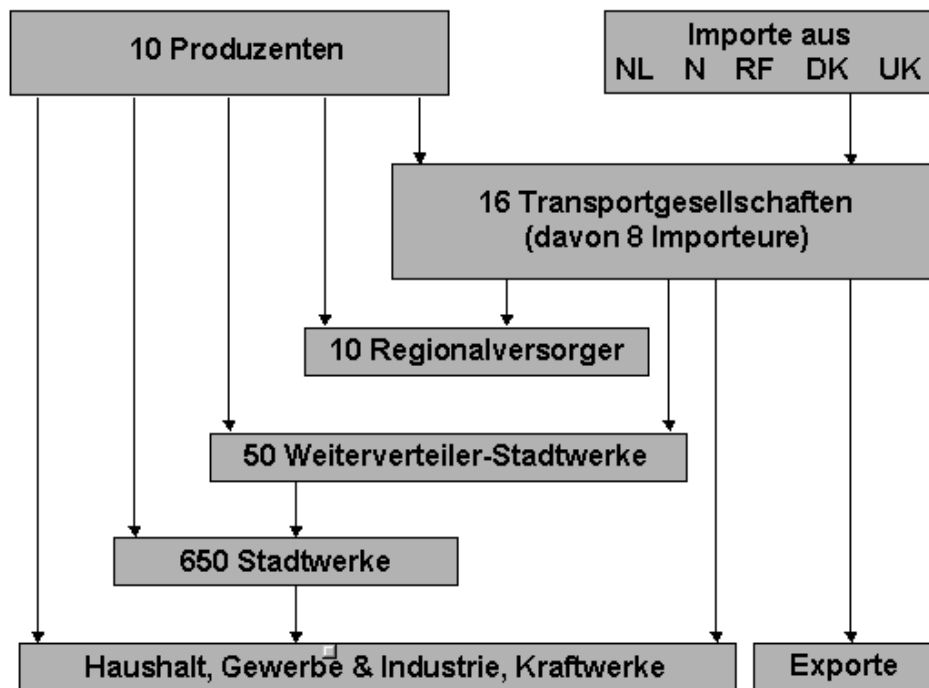


Bild 5: Struktur der deutschen Gasindustrie

Versorgungsgebiet.

Diese Strukturen wurden in den 90iger Jahren durch den Markteintritt der Wingas GmbH, als konkurrierende Ferngasgesellschaft und durch das neue Energiewirtschaftsgesetz, das den Zugang Dritter zu den bestehenden Netzen ermöglichte, aufgebrochen.

Die Übergabe des Gases von den ausländischen Produzenten an die Ferngastransportgesellschaften erfolgt in großen Stationen an den Grenzübergangspunkten. Dort wird das Gas gemessen und hinsichtlich seiner Zusammensetzung analysiert (siehe Bild 4).

Erdgas besteht in Abhängigkeit von der Lagerstätte zu 75% bis 98 % aus Methan und weist demnach je nach Herkunft eine unterschiedliche Beschaffenheit auf. Im Gegensatz zum Strom wird Erdgas physisch transportiert. Eine Verfolgung der sich einstellenden Mischbrennwerte und eine durch Steuerungsmaßnahmen gezielte Anpassung an das jeweilige Transportsystem ist deshalb in vielen Gasnetzen notwendig (Bild 6).



Bild 6: Gasbeschaffenheiten in Deutschland

Die Frage nach der Verfügbarkeit und Reichweite des Energieträgers Erdgas wird sehr häufig gestellt. In der Studie „Weltenergie – Daten und Fakten“ wird im Zusammenhang mit der ständigen Suche und dem Auffinden immer neuer Lagerstätten die Bilanz gezogen, dass Erdgas auf der Welt reichlich vorhanden ist. Die gesamten Ressourcen werden auf 400 Billionen m³ geschätzt, von denen 36 %, d.h. rd. 144 Billionen m³, sicher gewinnbar sind. Mehr als 70 % dieser Ressourcen befinden sich in Russland und im Mittleren Osten (Bild 7). Gefördert wurden im Jahr 1993 rd. 2,0, im Jahr 2000 rd. 2,3 Billionen m³. Der zunehmende Bedarf an Erdgas muss aus immer entfernteren Regionen und teilweise unter extremen geologischen und klimatischen Bedingungen, verbunden mit hohen Kosten, gedeckt werden.

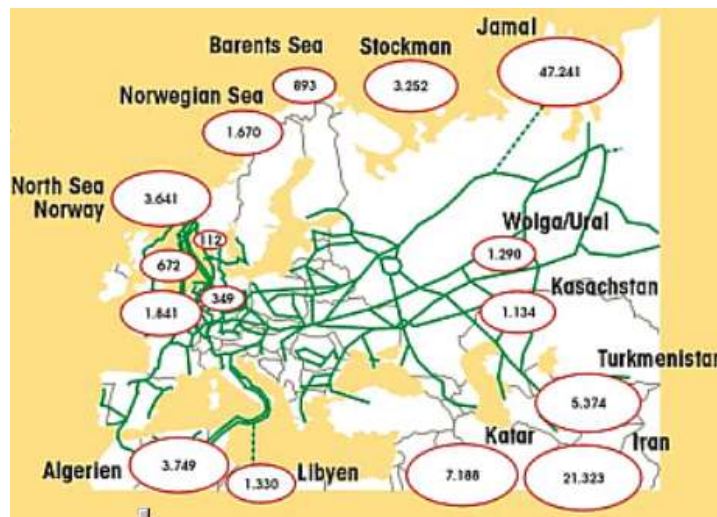


Bild 7: Grosse Erdgasvorkommen

Dank der großen Erdgasvorräte in den Lieferländern und der abgeschlossenen langfristigen Lieferverträge braucht Deutschland eine Mengenknappheit nicht zu befürchten. Auch eine Leistungseinschränkung an den kältesten Tagen eines Jahres ist angesichts der verfügbaren Spitzenleistungen ausgeschlossen. Die großen Transportleitungen innerhalb Deutschlands sind hinsichtlich Nennweite und Druckniveau ausreichend dimensioniert und haben bisher zu keinen Engpässen geführt (Bild 8).

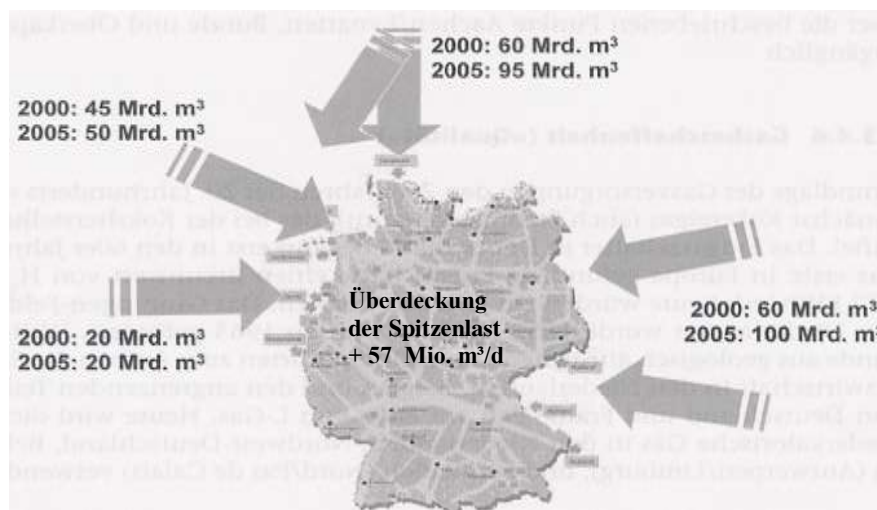


Bild 8: Überdeckung der Spitzenlast und Zunahme der Transportkapazität

3. Bisherige Gasbeschaffung in der Gasversorgung Thüringen GmbH

Die Gasversorgung Thüringen GmbH (GVT) versorgt auf einer Fläche von rd. 10.200 km² (63% der Fläche des Freistaates Thüringen) ca. 110.000 Tarifkunden (Haushalte, Gewerbebetriebe) und 950 Sondervertragskunden über ein modernes und leistungsfähiges Gasfortleitungs- und Gasverteilungssystem (Bild 9). Der Gasverkauf - einschließlich der Belieferung von 4 Stadtwerken - betrug im Geschäftsjahr 2001/2002 rd. 7 Mrd. kWh.

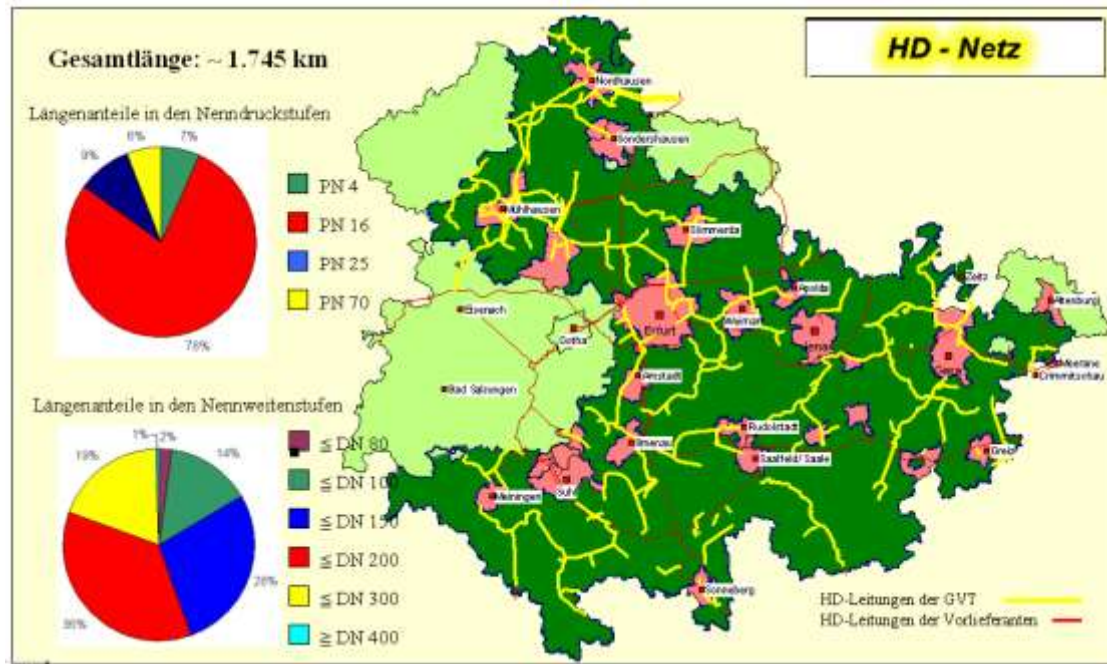


Bild 9: Versorgungsgebiet und Gastransportsystem der GVT

Seit ihrer Gründung im Jahre 1993 bezieht die GVT das Erdgas für den Weiterverkauf an ihre Kunden auf der Grundlage klassischer Lieferverträge von der:

- Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen – Sachsen GmbH (EVG);
- Ferngas Nordbayern GmbH (FGN);
- Fränkische Gas-Lieferungs-Gesellschaft mbH (FGL);
- Harz Energie GmbH & Co. KG .

Die Laufzeit der Verträge und anteiligen Mengen sind im Bild 10 dargestellt. Die wesentlichen Komponenten dieser Verträge sind:

- Jahresmenge und maximale Tagesbezugsleistung;
- Preisformeln;
- Gasbeschaffenheit;
- Aussagen zur Messung und zur Abrechnung der Bezüge.

Die klassische Konkurrenzenergie zum Erdgas ist das Heizöl. Diese über viele Jahrzehnte bestehende Konkurrenz führte zur Bildung des sogenannten anlegbaren Erdgaspreises, ein Preis, der sich am alternativen Brennstoff Heizöl orientiert und deshalb an den Heizölnotierungen des Statistischen Bundesamtes gebunden ist. Der Erdgaspreis verändert sich auf dieser Grundlage mit einem Verzug von einem Quartal vierteljährlich. Die Beschaffungsverhandlungen mit den

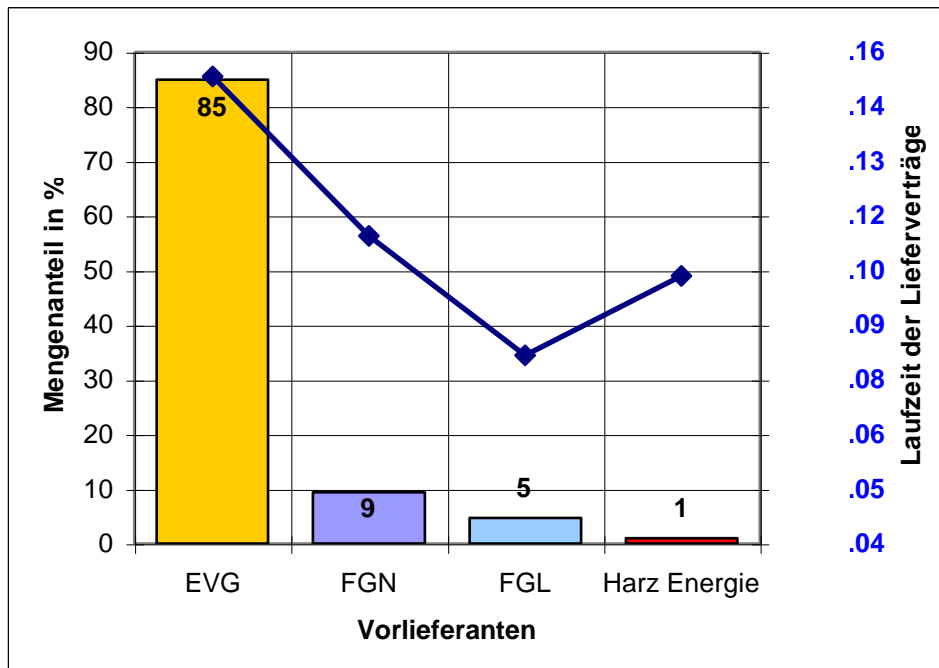


Bild 10: Prozentualer Anteil der Bezugsmengen von den Vorlieferanten der GVT und die Laufzeit der Lieferverträge

Vorlieferanten reduzierten sich deshalb in der Vergangenheit im wesentlichen auf eine Preiswiederverhandlung, auf Mengenrabatte und auf Lieferungen, die sich preislich am schweren Heizöl orientieren.

Der Gasverbrauch in der GVT unterliegt wie auch in anderen Gasversorgungsunternehmen starken jahreszeitlichen Schwankungen. Diese sind in erster Linie auf den prozentual hohen Gaseinsatz für die Raumheizung zurückzuführen. In Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur steigt oder sinkt der Erdgasbedarf beim Kunden. Aus wirtschaftlichen Gründen wird andererseits eine möglichst gleichmäßige Auslastung der Transportleitungen angestrebt. Für den Ausgleich des saisonal stark schwankenden Bedarfs werden im Allgemeinen Untergrundgasspeicher eingesetzt.

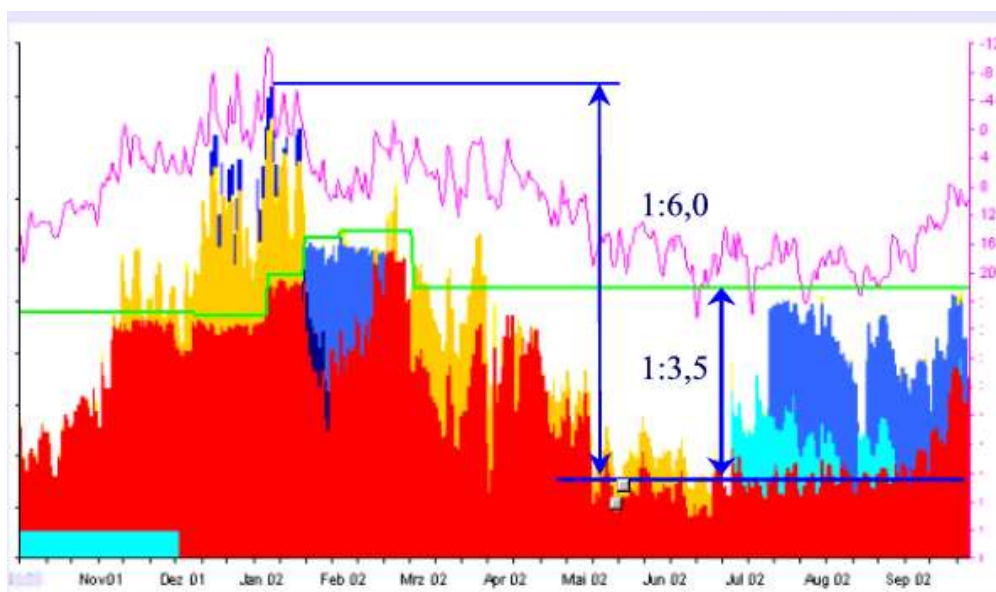


Bild 11: Senkung des Verhältnisses von Spitzenlast : Grundlast durch den Einsatz eines UGS

Einen entscheidenden Einschnitt in das Bezugsprofil erzielte die GVT mit dem Aufbau und Betrieb des Untergrundgasspeichers Allmenhausen. Das Verhältnis von Spitzenlast zu Grundlast fiel dadurch im Geschäftsjahr 2001/2002 von 6 : 1 auf 3,5 : 1 (Bild 11).

Die GVT bezieht ihr Erdgas über 45 Bezugsstationen von den o.g. Vorlieferanten. Dabei handelt es sich um H-Gas mit unterschiedlichen aber auch zeitlich schwankenden Gasbeschaffenheiten. Dies gilt selbstverständlich auch für das Gas aus dem Untertagespeicher Allmenhausen, dessen Beschaffenheit sich im Verlaufe der Ausspeisung in bestimmten Grenzen ändert (Bild 12).



Bild 12: Gasbeschaffenheiten im Versorgungsgebiet der GVT

4. Grundsätze der Gasbeschaffung auf einem liberalisierten Gasmarkt in Deutschland

Traditionell liegt die Gasbeschaffung in Deutschland in den Händen der Ferngastransportgesellschaften, die in der Regel auch die Gasimporteure sind. Sie haben langfristige Bezugsverträge mit den Lieferländern Niederlande, Norwegen, Russland, Dänemark und Großbritannien sowie mit deutschen Gasproduzenten abgeschlossen. Mit Ausnahme von Großbritannien, gibt es in diesen Ländern nur eine staatliche Erdgasproduktionsgesellschaft, die auch die Vermarktung und den Export betreibt. In Norwegen wurde von der EU-Kommission das Exportmonopol gebrochen, in Großbritannien gibt es mehr als 70 z.T. sehr kleine Produzenten, die ihr Gas auf dem britischen Markt anbieten. Die Exportmonopole vermarkten ihr Erdgas traditionell an die großen deutschen Importgesellschaften, wie Ruhrgas, VNG, BEB und Thyssengas.

Theoretisch kann Erdgas an allen derzeit existierenden Grenzübergangspunkten (siehe Bild 4) übernommen werden. Die größten Stationen sind Waidhaus an der deutsch-tschechischen Grenze (russisches Erdgas) und Emden in Ostfriesland (norwegisches Erdgas). Jedoch erst im Zuge der Liberalisierung des Erdgasmarktes, insbesondere nach Verabschiedung der VV Gas im Juli 2000, wurde es möglich, dass auch Dritte an ausgewählten Übergabestationen Gas übernehmen und durch die Leitungen der großen Ferngasgesellschaften zu ihren Kunden transportieren. Der Prozess des Aufbrechens der Export- und Importmonopole begann mit der Gründung der Wingas, der Inbetrieb-

nahme des Interconnector zwischen Großbritannien und Belgien und findet seine logische Fortsetzung in der Schaffung der ersten Handels- und Knotenpunkte für verschiedene Pipelines (HUB's). Das Angebot der neuen Marktteilnehmer konzentriert sich vorwiegend auf Aachen/Eynatten als Hauptzugang zum HUB in Zeebrugge. Erste Abschlüsse außerhalb der traditionellen Lieferkette wurden 2001 von den Handelsgesellschaften Aquilla, Enron und Trianel durchgeführt. Eine zunehmende Rolle für die deutsche Gaswirtschaft spielen die HUB's in Zeebrugge und Lampertheim. Zeebrugge ist ein wichtiger Knotenpunkt für verschiedenen Ferngasleitungen nach Norwegen, Großbritannien, Frankreich, Belgien, Niederlande und Deutschland. Durch die Präsenz von derzeit mehr als 40 Marktteilnehmern hat sich Zeebrugge neben NBP zum zweitgrößten Spotmengenmarkt in Europa entwickelt (Bild 13).

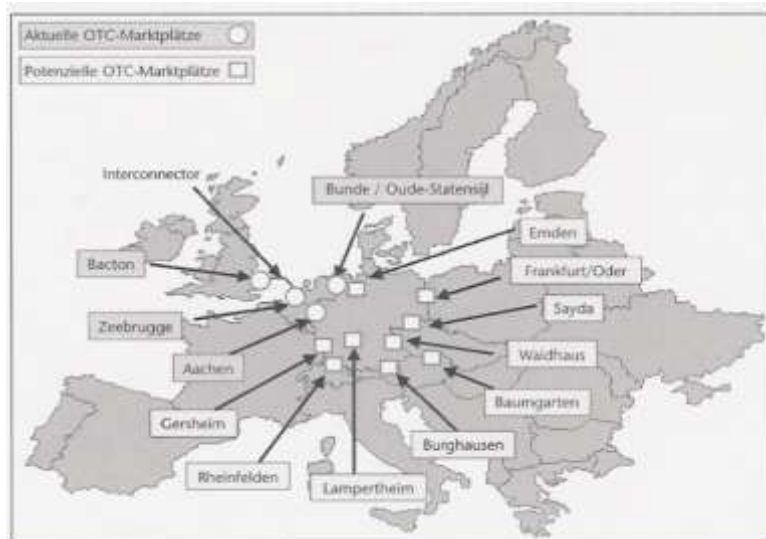


Bild 13: Aktuelle und potentielle Marktplätze für den Gashandel

Am Übergabepunkt Lampertheim stehen seit dem Frühjahr 2001 Spotmengen zur Verfügung. Hier kann sowohl über Ruhrgas (TENP/MEGAL) als auch über die Wingas (MIDAL) Erdgas nach Süddeutschland transportiert werden. Ein Transport ist auch von Aachen/Eynatten, Bunde oder Oberkappel möglich. Der Handel hat sich bisher nur auf vereinzelte Geschäfte beschränkt, widerspiegelt aber sehr gut das Preisniveau der innerhalb von Deutschland angebotenen Spotmengen.

5. Netzzugang auf einem liberalisierten Gasmarkt in Deutschland

Erdgashandel mit flexiblen und variablen Beschaffungs- und Weiterverkaufsoptionen setzt einen zuverlässigen und funktionsfähigen Netzzugang voraus. Deshalb ist auf den zukünftigen Gasmärkten für einen diskriminierungsfreien und effizienten Netzzugang ein geeigneter struktureller Rahmen zu schaffen. Die dazu in der VV Erdgas II vom 03.05.2002 getroffenen Vereinbarungen bilden u. E. dafür eine gute Grundlage.

Für den gerichteten Gastransport über große Entfernungen, d.h. von den Produktions- in die Verbrauchsregionen über wenige großdimensionierte Ferngasleitungen kommt das *Kontraktfadmodell* in Frage. Zwischen dem Netznutzer und dem Netzbetreiber wird vertraglich fixiert, welche Erdgasmenge entlang eines vereinbarten Transportpfades vom Einspeisepunkt E bis zu einem Ausspeisepunkt A transportiert wird. Der Netznutzer organisiert den Transport in eigener Regie und nutzt lediglich die Infrastruktur des Netzbetreibers.

Für den Ferngastransport innerhalb der nationalen Gasnetze ist die *Systempartizipation* vorteilhaft. Bei diesem Netzzugangsmodell wird das Netz als integriertes System betrachtet, an dem die Nutzer partizipieren. Vereinbart wird zwischen Netzbetreiber und Netznutzer, welche Erdgasmenge vom Netznutzer an welchen Punkten eingespeist und an welchen Punkten wieder entnommen werden. Wie und über welche Leitungen das Gas transportiert wird, ist für den Netznutzer völlig irrelevant. Die Organisation und Abwicklung des Transporte ist Aufgabe des jeweiligen Netzbetreibers. Ein wesentlicher Bestandteil der Netzzugangsbedingungen sind die Entgelte für die Nutzung der Netzinfrasturktur. Das Netzentgeltsystem widerspiegelt das gewählte Netznutzungskonzept. In Übereinstimmung mit der VV Erdgas II gilt für die überregionale und regionale Ferngasversorgung das Kontraktpfadmodell mit einem Punkt-zu-Punkt-Entgelt und für die Enverteilungsstufe – das Systempartizipationsmodell mit einem Briefmarkenentgelt. Die Entgeltfindung für beide Netzzugangsmodelle, das Engpassmanagement, die Kompatibilität der Gasbeschaffenheiten und der Bilanzausgleich bei Netzzugang sind in der VV Erdgas II ausführlich beschrieben. Auf die damit verbundenen Vereinbarungen soll in diesem Vortrag jedoch nicht näher eingegangen werden.

6. Möglichkeiten der Gasbeschaffung der GVT unter den neuen Marktbedingungen

Die zunehmende Liberalisierung des Erdgasmarktes eröffnet auch für die GVT neue Möglichkeiten für eine flexible Gasbeschaffung. Auf der Grundlage detaillierter Kenntnisse über den zeitlichen Verlauf des Gasbedarfs und der Verbrauchsstruktur ist sie jederzeit in der Lage, sicher prognostizierbare Teilmengen in Form von Bändern auf dem Markt zu kaufen. Mit Bandlieferungen könnte sich die GVT die Deckung von konstanten Leistungen über einen bestimmten Zeitraum sichern (Bild 14). Dank der Etablierung bzw. dem Ausbau solcher HUB's wie Aachen/Eynatten, Zeebrugge, Emden, Bunde, Oberkappel und Lampertheim ist die Liquidität für Produkte dieser Art auf dem Markt stark angewachsen. Die im Zusammenhang mit der Fusion von e.on und Ruhrgas geplante Freigabe von 3 x 25 Mrd. kWh/Jahr auf dem freien Markt wird dazu ohne Zweifel einen weiteren Beitrag leisten. Diese Entwicklung ist auch darauf zurückzuführen, dass beim Transport eines Bandes durch ein oder mehrere fremde Leitungsnetze im Rahmen des realen Bedarfes gegenwärtig keine Probleme entstehen. Eine Bandlieferung ist auf Grund ihrer günstigen Benutzungsstruktur auch relativ preiswert.

Im Dezember 2000 hat die GVT mit der Enron Capital & Trade Resources Limited erstmals einen Vertrag über eine Bandlieferung von rd. 2 Mio. kWh/Tag abgeschlossen. Die vom 01. April 2001 bis zum 01. April 2002 vereinbarten Lieferungen über drei Bezugsstationen wurden am 30.11.2001 wegen Insolvenz von Enron eingestellt. Die GVT hat mit Hilfe des Untergrundgasspeichers Allmenhausen die fehlenden Mengen ausgeglichen. Das Beispiel „Enron“ demonstriert sehr anschaulich das hohe wirtschaftliche und versorgungstechnische Risiko von Band- und Spotmengenlieferungen.

Der künftige Netzbetreiber muss in Zukunft zu jedem Zeitpunkt wissen, welche normierte Teilmenge welchem Netzzugangsvertrag zuzuordnen ist und welche tatsächliche Leistung mit welcher Gasbeschaffenheit am Punkt E übernommen und am Punkt A übergeben wird.

Der 1996 in enger Kooperation mit dem debis Systemhaus Industrie GmbH (später PSI AG), dem Institut für Elektrische Energietechnik der TU Clausthal und der DBI Gas und Umwelttechnik GmbH entwickelte und Ende 2000 erfolgreich abgeschlossene Aufbau einer prozeßbegleitenden Gasnetzsimulation mit dem Programmpaket GANESI bildet dazu eine gut Voraussetzung. Durch die Zerlegung des HD-Netzes der GVT in 24 Teilnetze und den zielgerichteten Einsatz des Zustandsbeobachters GANBEO in jedem dieser Teilnetze können jetzt nicht nur Gasflüsse, sondern auch Gasbeschaffenheiten mit hoher Genauigkeit verfolgt werden.

7. Ausblick

Die Gasbeschaffung im liberalisierten deutschen Markt ist mit Chancen und Risiken verbunden. Unternehmen können bei sorgfältigen Vorgehen durchaus Preisvorteile realisieren, wenn sie die angebotenen einfachen Produkte für Teile ihres Bezugs einsetzen. Im Rahmen ihrer mittel- und langfristigen Strategie müssen sie sich jedoch fragen, welche Rolle sie in dem sich weiter verändernden Markt spielen wollen. Unsicherheiten in der Bewertung verbleiben insbesondere in der Frage, ob ein eigenes Engagement an den sich entwickelnden Handelspunkten entscheidende Vorteile bringen wird.

Die weitere Entwicklung des Wettbewerbes wird aber in erster Linie davon abhängen, ob und wie frei verfügbare Gasmengen auf den Markt drängen. Dafür sprechen der weitere Aufbau von Hubs, die Entflechtung der GFU in Norwegen und der Wegfall von Importbeschränkungen in den Verträgen. Die Ruhrgas-Auflage in Höhe von 3 x 25 Mrd. kWh/Jahr ist mit weniger als 3 % des deutschen Gasbedarfs viel zu klein, um die Sache entscheidend nach vorn zu bringen. Gegen die weitere Entwicklung des Wettbewerbes sprechen, die langfristigen Import- und Lieferverträge, die auch weiterhin den Großteil der Gasbeschaffung bestimmen werden, der sich verändernde Status von United Kingdom, das sich in den nächsten Jahren vom Exporteur zum Importeur wandeln wird, die Rückläufigen Gasreserven in Deutschland und in den Niederlanden und der wachsende Gasbedarf in Deutschland.

Die Voraussetzungen für mehr Wettbewerb auf dem Gasmarkt sind in Deutschland – ebenso wie in Europa – nur unzureichend erfüllt. Wenn dem so ist, braucht es nicht zu wundern, dass sich Wettbewerb und seine Vorzüge nur unzureichend entfalten können, ja sogar in ihr Gegenteil verkehrt werden. Mehr Wettbewerb kann unter diesen Bedingungen nicht durch mehr Regulierung erzwungen werden.

TD/Dr. Schacht
23.03.2003