



BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT  
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

**AACHEN** | HAMM | LEIPZIG

Theaterstraße 58-60  
D-52062 Aachen  
Telefon +49.(0)241.47 062-0  
Telefax +49.(0)241.47 062-60  
E-Mail [info@bet-aachen.de](mailto:info@bet-aachen.de)  
Internet [www.bet-aachen.de](http://www.bet-aachen.de)

# Untertagegasspeicherbedarf in Deutschland

Veröffentlichung in der „**Marktplatz Energie**“ 06/2002

**Aachen, den 18.11.2002**

**Autoren:**

Dipl-Geol. Andrea Möller  
Dr.-Ing. Wolfgang Zander

Untertagespeicherung bedeutet die unterirdische behälterlose Lagerung von Gasen und Flüssigkeiten in der Erdkruste. Sie erlaubt eine wirtschaftliche Reservehaltung. Als Bindeglied zwischen Gasbezug und Gasabsatz ist die Untertagespeicherung für die deutsche Gaswirtschaft unabdingbar und demzufolge eine wesentliche Komponente des Gasversorgungssystems.

Da der Erdgasverbrauch stark temperaturabhängig ist und somit großen saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen unterliegt, muss zwischen Versorger/Lieferant und Verbraucher/Abnehmer ein Puffervolumen vorhanden sein, das die Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage deckt. Während Industriekunden das Gas häufig mit annähernd konstanter Rate, d. h. mit einer hohen Benutzungsstundenzahl pro Jahr abnehmen, schwankt der tägliche Gasverbrauch im Haushaltssektor sehr stark, da dieses Gas vornehmlich für Heizzwecke verwendet wird. Der folgende Beitrag beschäftigt sich mit der Frage, wie viel Speichervolumen für den saisonalen Strukturausgleich in Deutschland notwendig ist. Diesem Speicherbedarf wird das tatsächlich vorhandene Speichervolumen gegenübergestellt und hieraus Schlussfolgerungen für den deutschen Speichermarkt abgeleitet.

Speicherbedarfskomponenten zur Optimierung der Einkaufsverträge (minimum flow, minimum pay) sowie Speicherreserven zur geplanten Absicherung von Liefermengenausfällen werden in diesem Beitrag nur am Rande betrachtet.

### **Einflüsse auf den Speicherbedarf: Liefer- und Absatzstruktur**

Der Speicherbedarf (Speicherarbeitsgas zum saisonalen Strukturausgleich) wird maßgeblich durch folgende Punkte bestimmt und beeinflusst:

- Struktur der Lieferseite<sup>1</sup>
- Struktur der Verbraucherseite<sup>2</sup>
- Verlauf der Außentemperatur im Planungswinter<sup>3</sup>

Als Struktur der Lieferseite wird eine quasi „bandförmige“ Lieferung unterstellt, die einer Benutzungsstundenzahl von  $B_h = \text{ca. } 8.000 \text{ h/a}$  entspricht.

---

<sup>1</sup> Die Benutzungsstruktur der Lieferseite wird üblicherweise durch die Benutzungsstundenzahl gekennzeichnet, die der Verbraucherseite meist durch Benutzungstage, in einigen Fällen aber auch durch Benutzungsstunden

<sup>2</sup> siehe 1

<sup>3</sup> Unter „Planungswinter“ wird ein Winter mit extrem niedrigem Temperaturverlauf verstanden. Bei Zugrundelegung des meteorologischen Vergleichszeitraumes (1960-1991) ist der Winter 1962/63 als der kälteste Winter, und damit als Planungswinter, heranzuziehen.

Dieser Ansatz ist allerdings für den Versorgungsraum Deutschland zu hoch, da ein Teil der Liefermengen (L-Gas aus inländischen und niederländischen Feldern) mit flexibler Struktur dargeboten wird. Aufgrund der relativen Nähe dieser Lieferquellen zu den Verbrauchsschwerpunkten ( $\leq 500$  km) wird der saisonale Strukturausgleich weitgehend über die Lieferquelle selbst realisiert, bei weitest gehender Vermeidung bzw. Minimierung von Speicherkapazitäten in Verbrauchernähe. Somit kann die Untertagespeicherung für L-Gas (L-Gas Anteil in Deutschland: ca. 37% des Gesamtverbrauchs) im Rahmen dieser Betrachtung außer Acht gelassen werden [5].

Die Importe aus Russland, Norwegen, Dänemark und U.K. sowie in geringen Umfang aus der niederländischen Nordsee laufen demgegenüber in etwa bandförmig. Begründet durch die großen Entfernungen zwischen Lieferquellen und Verbrauchsschwerpunkten und der hieraus resultierenden hohen Investitionsaufwendungen können die dem innerdeutschen System vorgelagerten Zubringersysteme nur durch eine quasi kontinuierliche Laststruktur ( $B_h = \text{ca. } 8.000 \text{ h/a}$ ) wirtschaftlich betrieben werden. Hierfür ist im Hinblick auf die Markterfordernisse eine Strukturierung über Untertagespeicher unerlässlich [5].

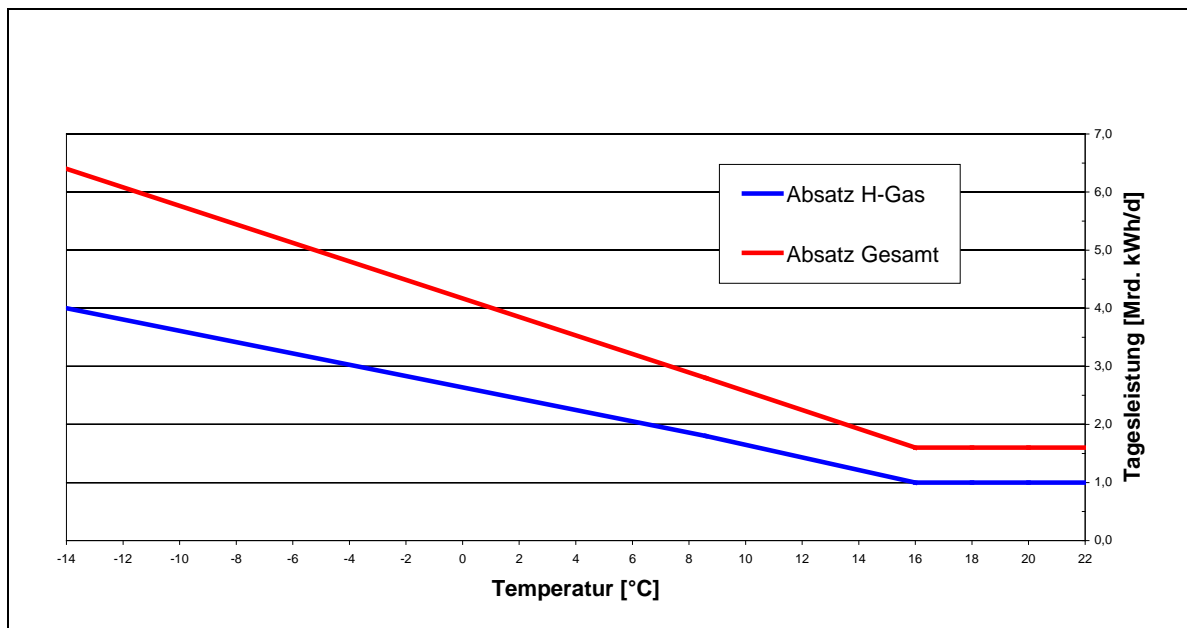
**Tabelle 1: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasbedarfs [1]**

Bezugsquelle	Anteil in [%]	Darbietung
Russland	36	bandförmig; $\sim 8.000 \text{ Bh/a}$
Norwegen	21	bandförmig; $\sim 8.000 \text{ Bh/a}$
Niederlande	19	strukturiert; ca. $3.000 - 4.000 \text{ Bh/a}$
Deutschland	18	strukturiert; ca. $3.000 - 4.000 \text{ Bh/a}$
Dänemark und U.K.	6	bandförmig; $\sim 8.000 \text{ Bh/a}$

Die Struktur des Absatzes im gesamten deutschen Gasmarkt wird mit etwa  $B_d = 150 \text{ d/a}$  abgeschätzt. Diese Abschätzung der Struktur wird wie folgt erläutert:

Allgemein gilt: 
$$B_d = \frac{\text{Jahresmenge}}{\text{max. Tagesleistung}} \quad (1)$$

Hierbei wird unter maximaler Tagesleistung die Leistung verstanden, die bei einer extrem niedrigen Außentemperatur (Auslegungstemperatur für das technische System) zu erwarten ist. Diese wird durch Extrapolation der Regressionsgeraden des Gasabsatzes auf den Auslegungspunkt (hier:  $-14 \text{ C}$  als Mittelwert über die Klimaregionen Deutschlands) bestimmt [2;3].



**Abb. 1: Regressionsgerade des Gasabsatzes bei temperaturbereinigter Jahresmenge (Gesamtabsatz und H-Gas Absatz)**

Die Ableitung der Tagesleistung erfolgt modellhaft über die Abschätzung, dass ca. 50 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases als Heizgas zum Einsatz kommen. Dies resultiert aus der Aufteilung des Erdgasverbrauches auf die einzelnen Marktsektoren:

**Tabelle 2: Anteil der Marktsektoren**

Marktsektor	Verbrauch in % [1]
Haushalte und Kleinverbraucher	50
Industrie	24
Kraftwerke	12
Sonstiger Verbrauch <sup>4</sup>	14

Der überwiegende Teil des HuK-Gases, ein geringer Teil des Industrie- und Kraftwerksgases und ein geringer Teil des sonstigen Verbrauchs wird als Heizgas eingesetzt und ist temperaturabhängig. Insofern ist o. g. Abschätzung zutreffend, dass das Verhältnis von Heizgas (temperaturabhängiger Anteil) zu Grundlastgas (temperaturunabhängiger Anteil) bei etwa 50:50 liegt.

<sup>4</sup> Hier sind der Einsatz zur Fernwärmeerzeugung, die Eigenverbräuche sowie statistische Differenzen erfasst.

Erdgas, das ausschließlich zu Heizzwecken eingesetzt wird, hat eine Struktur von

$$\underline{Bd = 80 \text{ d/a [2].}}$$

Erdgas, welches als Grundlast eingesetzt wird, wird mit

$$\underline{Bd = 365 \text{ d/a bzw. } 8.760 \text{ h/a [2] angesetzt.}}$$

Mit den o. g. hälftigen Mengenanteilen für Heizgas und Grundlastgas ergibt sich eine Tagesleistung des Erdgasabsatzes im Endverbrauch von:

$$Q_d = \frac{J_{\text{Heiz}}}{Bd_{\text{Heiz}}} + \frac{J_{\text{Grund}}}{Bd_{\text{Grund}}} = \frac{1}{2} \cdot J \left\{ \frac{1}{Bd_{\text{Heiz}}} + \frac{1}{Bd_{\text{Grund}}} \right\} \quad (2)$$

mit:	$Q_d$	[Mio. kWh/d]:	Tagesleistung
	$J_{\text{Heiz}}$	[Mrd. kWh/a]:	Jahresheizgasmenge
	$J_{\text{Grund}}$	[Mrd. kWh/a]:	Jahresgrundlastmenge
	$J$	[Mrd. kWh/a]:	Jahresmenge
	$Bd_{\text{Heiz}}$	[d/a]:	Benutzungstagezahl für Heizgas
	$Bd_{\text{Grund}}$	[d/a]:	Benutzungstagezahl für Grundlastgas

Die gesamte Absatzstruktur gemäß den Gleichungen (1) und (2) errechnet sich dann zu:

(3)

$$Bd = \frac{J}{Q_d} \approx \frac{2}{\frac{1}{Bd_{\text{Heiz}}} + \frac{1}{Bd_{\text{Grund}}}}$$

Mit den bereits genannten numerischen Werten für die Heizgasstruktur von 80 Bd/a und die Grundlaststruktur von 365 Bd/a ergibt sich insgesamt eine Gasabsatzstruktur im Endverbrauch von Bd = ca. 132 d/a.

Berücksichtigt man zusätzlich die Strukturverbesserung durch abschaltbare Verträge im Industrie-, Fernwärme- und Kraftwerkssektor, lässt sich eine Gasabsatzstruktur im Endverbrauch von Bd = ca. 150 d/a abschätzen. Zur Umrechnung auf eine maximale Stundenleistung wird allgemein eine tägliche Benutzungsdauer  $Bh_d$  von 20 h/d angesetzt. Hieraus errechnet sich die Jahresbenutzungsstundenzahl des Bedarfs zu ca. 3.000 h/a.

### Arbeitsgasbedarf<sup>5</sup>

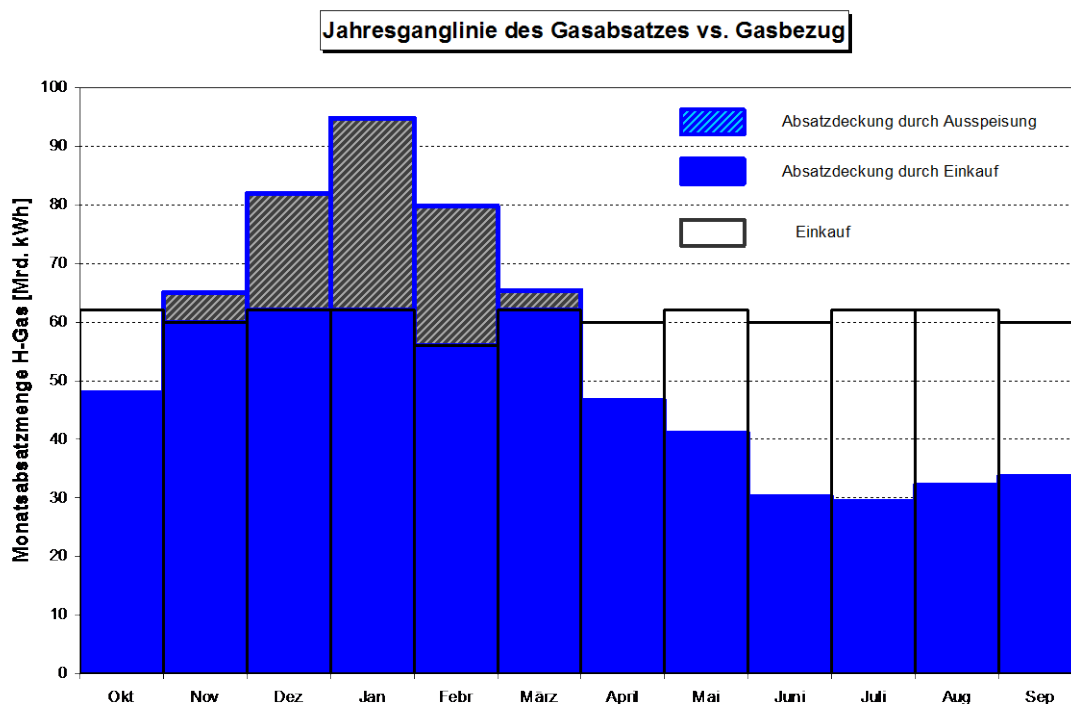
Die folgenden Betrachtungen beziehen sich nur auf den H-Gas Anteil - ca. 63% des Gesamtverbrauchs.

<sup>5</sup> Als Arbeitsgasbedarf wird hier der unter Winterbedingungen zu deckende Anteil des Jahresabsatzes aus den Untertagespeichern verstanden.

Nach Modellrechnungen lässt sich für die Anpassung einer gleichmäßigen Lieferung mit ca. 8.000 h/a an einen temperaturabhängigen Absatz von  $B_d = 150$  d/a ein relativer Arbeitsgasbedarf von etwa 14 % abschätzen. Unter relativem Arbeitsgasbedarf wird hier das Verhältnis zwischen dem erforderlichem Arbeitsgas (85 Mrd. kWh, s. Abb. 2) in einem kalten Winter und dem Jahresabsatz (605 Mrd. kWh, s. Abb. 2) in einem Jahr mit durchschnittlichem Temperaturverlauf verstanden.

Die Jahresganglinie veranschaulicht, dass der im Winter zu deckende Absatz größer ist als die Bezugsmenge. Die Differenz zwischen Lieferung und Absatz muss durch das Arbeitsgas der Untertagespeicher gedeckt werden.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist zur Bestimmung des Arbeitsgasbedarfs der Temperaturverlauf eines extrem kalten Winters zu Grunde zu legen.



**Abbildung 2: Jahresganglinie des Gasabsatzes (nur H-Gas) auf Monatsbasis**

Der Arbeitsgasbedarf reduziert sich, setzt man einen durchschnittlich kalten bzw. einen warmen Winter an, wie er in Deutschland in den vergangenen 4 Jahren zu verzeichnen war.

Eine Übertragung auf die Gegebenheiten des gesamten bundesdeutschen Gasmarkts (inkl. L-Gas, Stand 1999<sup>6</sup>) würde - bei einem temperaturbereinigten Jahresabsatz von insgesamt 960 Mrd. kWh [6] bzw. einen rel. Speicherarbeitsgasbedarf von 8,8 %<sup>7</sup> erfordern. Hier spie-

<sup>6</sup> Das Jahr 1999 war ein relativ warmes Jahr, die Jahresdurchschnittstemperatur betrug 9,5 °C und lag somit 0,9 °C über dem langjährigen Mittel (8,6 °C). Die Bildung der Jahresdurchschnittstemperatur geschieht durch Mittelung über die 365 Tagesdurchschnittstemperaturen, wobei Temperaturen > 16°C gleich 16°C gesetzt werden.

<sup>7</sup> Die 8,8 % errechnen sich aus dem Verhältnis von absoluten Arbeitsgasbedarf zur Gesamtabsatzmenge in einem durchschnittlichen Jahr:  $85 \text{ Mrd. m}^3 / 960 \text{ Mrd. m}^3$

gelt sich wider, dass in der vorliegenden Modellbetrachtung für den L-Gas Sektor kein zusätzlicher Speicherbedarf betrachtet werden muss.

Bei einem angenommenen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m<sup>3</sup> für H-Gas entspricht der Arbeitsgasbedarf einem absoluten Wert von 7,4 Mrd. m<sup>3</sup>.

### **Vorhandene Speicherkapazität**

Die existierenden Untertagespeicher der Bundesrepublik Deutschland verfügen über eine Arbeitsgaskapazität von 19,1 Mrd. m<sup>3</sup> [4].

Die Arbeitsgaskapazität teilt sich in die unterschiedlichen Speichertypen wie folgt auf:

Porenraumspeicher: 13,0 Mrd. m<sup>3</sup>

Kavernenspeicher: 6,1 Mrd. m<sup>3</sup>

Damit ist eine ausgewogene Mischung aus Mengenspeichern (Porenraumspeicher) und Leistungsspeichern (Kavernenspeicher) gegeben, wodurch sich eine für Versorgungszwecke hinreichende Flexibilität ergibt.

Die Basis der Untertagespeicher ist das Vorhandensein einer entsprechenden geologischen Struktur. Solche optimalen Bedingungen sind in Deutschland nur an wenigen ausgewählten geographischen Standorten zu finden.

Das sind im Einzelnen:

- das Alpenvorland
- der Oberrheintalgraben
- das Thüringer Becken
- die Mitteldeutsche Zechsteinsalze und
- das Norddeutsche Becken.

Damit wird ersichtlich, dass die geologischen Voraussetzungen nur sehr eingeschränkt in der Nähe der Absatzschwerpunkte (Ballungsräume, Industriestandorte) gegeben sind und somit dem Transport des Erdgases (von den Untertagespeichern zu den Verbrauchsschwerpunkten) eine außerordentlich große Bedeutung zukommt.

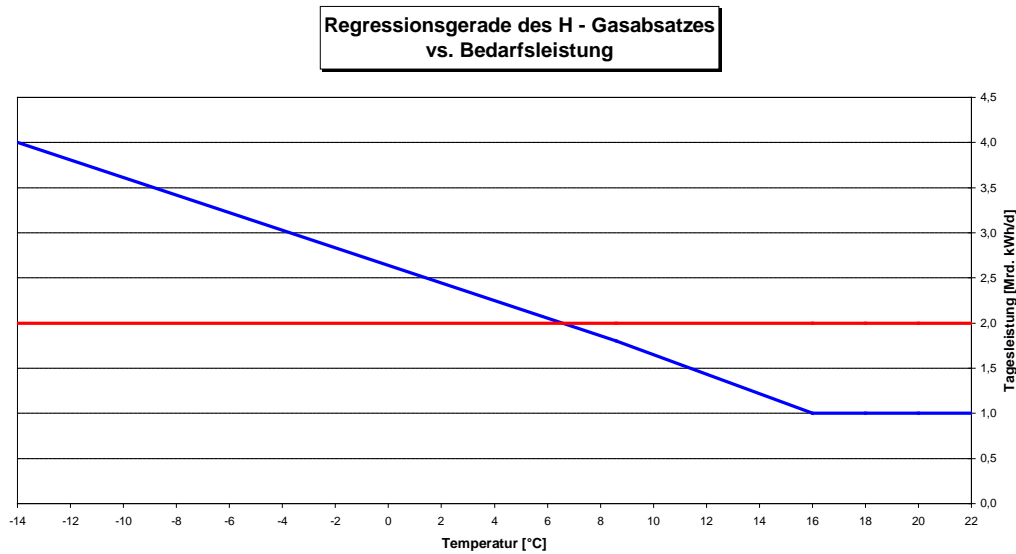
Bei Gegenüberstellung der vorhandenen Speicherkapazität zum erforderlichen Bedarf, ergibt sich eine Überdeckung von 11,7 Mrd. m<sup>3</sup>.

Aus der Überdeckung des Speicherbedarfs von 11,7 Mrd. m<sup>3</sup> ist zu schließen, dass im Grundsatz Arbeitsgas im Überschuss verfügbar ist. Dieser Überschuss ist allerdings um die Anteile zu reduzieren, die für Zwecke zur Absicherung von Lieferausfällen, technischen Einschränkungen bzw. für die Optimierung einzelner Versorgungsunternehmen (Leistungsbrechungsstrategien) eingeplant sind.

### **Vorhandene Entnahmeleistung der Untertagespeicher**

Neben dem Parameter „Arbeitsgas“ ist als weitere wichtige Kenngröße der Parameter „Entnahmeleistung“ zu nennen.

Für den H-Gas Sektor (Stand 1999) lässt sich aus der Regressionsgerade des Gasabsatzes die notwendige Ausspeicherleistung zur Abdeckung des Spitzenleistungsbedarfes ableiten.



**Abb. 3: Regressionsgerade des Gasabsatzes für H-Gas im Vergleich zur Bedarfsleistung**

Es ist erkennbar, dass ab ca. 6 °C Speicherarbeitsbedarf auftritt.

Im Beispiel des deutschen H-Gas Markts mit Stand 1999 liegt die Bedarfsmenge bei 605 Mrd. kWh/a<sup>8</sup> Daraus lässt sich ein maximaler Tagesbedarf von 4,0 Mrd. kWh/d (Bd =150 d/a) ableiten. Dies entspricht einer stündlichen Bedarfsleistung (bei Bh<sub>d</sub> = 20h/d, Brennwert 11,5 kWh/m<sup>3</sup>) von:

ca. 200 Mio. kWh/h bzw.

17,4 Mio. m<sup>3</sup>/h

Über den Einkauf ist eine Jahresmenge von 605 Mrd. kWh/a + 10%<sup>9</sup> = 665 Mrd. kWh/a gedeckt.

Daraus leitet sich die maximale einkaufsseitige Tagesleistung von 2 Mrd. kWh/d (8.000 h/a, Brennwert 11,5 kWh/m<sup>3</sup>) entsprechend einer maximalen Stundenleistung von

ca. 83 Mio. kWh/h bzw.

7,2 Mio. m<sup>3</sup>/h

Bei Betrachtung der Base load Mengen ergibt sich eine Differenz zwischen Bedarfs- und Einkaufsleistung in Höhe von:

ca. 117 Mio. kWh/h bzw. 10,2 Mio. m<sup>3</sup>/h

Die Differenz, der ca. 10 Mio. m<sup>3</sup>/h müssen Untertagespeicher ausgleichen.

<sup>8</sup> Dieser Wert entspricht, da für den gesamten Speicherbedarf nur der H-Gas-Bereich relevant ist, 63 % des Gesamtbedarfs temperaturbereinigt auf die langjährige Mitteltemperatur von 8,6 °C.

<sup>9</sup> Dieser 10 prozentige Aufschlag bei der Lieferung ist erforderlich, um Temperaturschwankungen und Lieferunterbrechungen auszugleichen.



Die in den Speichern der Bundesrepublik Deutschland installierte Gesamtauspeicherleistung (Stand: 2001) liegt bei 18,2 Mio. m<sup>3</sup>/h [4]. Das sind 8,2 Mio. m<sup>3</sup>/h mehr als die ermittelte Bedarfsleistung.

Eine Zusammenfassung der genannten Werte ist Tabelle 3 zu entnehmen:

**Tabelle 3: Vergleich (Menge und Leistung) von Einkauf und Bedarf im H-Gas Sektor**

	Menge	Leistung			Bemerkung
		[Mrd. kWh/a]	[Mrd. kWh/d]	[Mio. kWh/h]	
<b>Bedarf</b> (Durchschnittsjahr)	605	4	200	17,4	Bh: 20 h/d
<b>Einkauf</b> (Maximum)	665	2	83	7,2	Bh: 24h/d Einkaufsmenge: durchschnittliche Bedarfsmenge + 10%
<b>Differenz</b>		2	117	10,2	
<b>Installierte UGS-Auspeicherleistung</b>				18,2	
<b>Überdeckung</b>				8,2	

\*) Brennwert: 11,5 kWh/m<sup>3</sup>

Es ist ersichtlich, dass ca. 50% der täglichen Bedarfsleistung über Untertagespeicher abgedeckt werden muss. Des Weiteren ist darauf hinzuweisen, dass die verfügbare Ausspeicherleistung vom Befüllungsgrad des Speichers abhängt und demzufolge mit sinkendem Speicherfüllstand abnimmt –d.h., dass zum Winterende nicht mehr die volle Ausspeicherleistung verfügbar ist.

Die gesamte installierte Ausspeicherleistung wird nicht zeitgleich zusammen mit den Einkaufsleistungen im Netz nutzbar sein, da im Hinblick auf die vorhandenen Netzkapazitäten, Netzrestriktionen bestehen dürften.

### **Mögliche Leistungsdarstellung aus der Leitungsmutung**

Zum Zeitpunkt der Spitzenlast ist die Bereitstellung von Leistung aus der Netzmutung stark eingeschränkt, da die Auslegung der Netze i.d.R. mittels stationärer Lastflussrechnungen für die maximale Netzbelastung erfolgt. Konkret bedeutet das, dass im Planungsfall (-14°C) kei-

ne Reserven für Zwecke der Vergleichmäßigung (Leitungsatmung) kalkuliert werden<sup>10</sup>. Eine dynamische Netzberechnung würde voraussichtlich für den Spitzenlastfall noch eine geringe verfügbare Leitungsatmung ergeben. Aus der Leitungsatmung lassen sich in der Praxis daher noch gewisse Leistungsreserven bereitstellen, die im Rahmen dieses Beitrags jedoch nicht quantifiziert werden. Diese Leistungsreserven können für die Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit genutzt werden und kompensieren in gewissem Umfang die hier ebenfalls nicht näher betrachteten Leistungseinschränkungen durch Netzrestriktionen.

## Schlussfolgerungen

- Die vorhandene Arbeitsgaskapazität in der Bundesrepublik Deutschland liegt derzeit (2001) deutlich über dem Bedarf für den saisonalen Strukturausgleich - entsprechend der durchgeführten modellhaften Betrachtung um nahezu 12 Mrd. m<sup>3</sup> oder den Faktor 2,6. Dabei wurde berücksichtigt, dass ein Teil der Lieferungen (L-Gas) mit flexibler Struktur verfügbar und damit kein Speicherbedarf für diesen Teilmarkt erforderlich ist.
- Würde man zusätzlich auch die Erfordernisse der Störfallabsicherung und der Optimierung der Einkaufsverträge in die Betrachtung einbeziehen, bliebe voraussichtlich die Überdeckung des Arbeitsgasbedarfs grundsätzlich bestehen, lediglich ihre Höhe würde sich verringern.
- Die Entnahmeleistung aus den Untertagespeichern der Bundesrepublik Deutschland ist mit ca. 8 Mio. m<sup>3</sup>/h überdeckt. Das entspricht -bezogen auf den Bedarf- einer Überdeckung von ca. 80 %. Die 80 prozentige Überdeckung der Entnahmeleistung ist nur dann gegeben, wenn alle Untertagespeicher maximal befüllt sind.
- Der ausgewiesene Überhang an Arbeitsgas wird sich nach Realisierung der in Planung und/oder Bau befindlichen Untertagespeicher weiter erhöhen. Nach [4] ist in Deutschland eine Arbeitsgaskapazität von 5,6 Mrd. m<sup>3</sup> in Planung/Bau. Daraus resultiert auch eine Erhöhung der Entnahmeleistung.
- Die durchgeführten modellhaften Betrachtungen gehen von einem einheitlichen Liefer- und Absatzmarkt für Erdgas in Deutschland aus. Diese Voraussetzung ist allerdings aufgrund der historisch gewachsenen Organisationsstrukturen der deutschen Gaswirtschaft und des unzureichend entwickelten Wettbewerbs derzeit nicht gegeben:
  - Auf der Ferngas- und Regionalgasebene existieren immer noch in hohem Maße abgegrenzte Versorgungsräume (Horizontalstruktur)
  - In vertikaler Richtung ist die deutsche Gaswirtschaft in Ferngas-/ Regionalgasversorgung und Ortsgasversorgung gegliedert.
- Nach Umsetzung eines einheitlichen Erdgasmarkts in Deutschland und Europa ergeben sich vor allem aufgrund der Durchmischung der unterschiedlichen Laststrukturen Synergien, die tendenziell zu einer Senkung des Arbeitsgasbedarfs führen werden.

---

<sup>10</sup> Gasunie in den Niederlanden berücksichtigt als einzige Gasgesellschaft in Europa diesen Sachverhalt, indem in den Durchleitungskonditionen bei -17°C (Auslegungstemperatur bei Gasunie) keinerlei Bilanzausgleich bei Spitzenlast gewährt wird.

- Der im Rahmen eines liberalisierten deutschen bzw. europäischen Gasmarkts zu erwartende Markt für Speicherkapazitäten dürfte angesichts der oben aufgezeigten Überdeckung zu einem starken Preisdruck auf die Speicherentgelte führen. Dem steht allenfalls entgegen, dass aufgrund nationaler bzw. unternehmensspezifischer Besonderheiten unter Umständen dauerhaft unterschiedliche Speichereinsatzstrategien verfolgt werden. Etwa der Optimierung der Einkaufsverträge, der Störfallabsicherung oder politischer Vorgaben zur Gasbevorzugung, die zu einer Erhöhung des Speicherbedarfs führen würden.

## Literatur

- [1] Energie aktuell – Daten und Fakten zur Energie- und Gaswirtschaft (national und international) veröffentlichte Broschüre der Ruhrgas AG Juni 2002
- [2] H.-G. Fasold  
Vorlesungsunterlagen; RWTH Aachen 2001; Kap. 3, Gesetzmäßigkeiten des Gasabsatzes
- [3] Grundzüge der Erdgaswirtschaft, veröffentlichte Broschüre der Ruhrgas AG 2001
- [4] M. Pasternak  
Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2001; Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover; Hannover 2002
- [5] H.-G. Fasold und H.-N. Wahle  
Der Antriebsverbrauch in Turboverdichtern für den Erdgastransport  
gwf, 133.Jahrgang 1992, Nr.7
- [6] 121. Gasstatistik des BGW 1999