

Beschaffung von Erdgas im Großhandelsmarkt – Speicherzugang zur Strukturierung von Erdgaslieferungen

Ute Micke, Christof Niehörster und Bernd Waschulewski

Gasspeicher, Speicherzugang, Speichernutzung, strukturierte Gaslieferung, Gasbedarf, GGSSO, Speicherrestriktion, Einsatzsimulation

Als Alternative zur Vollversorgung bietet sich auch im Gasbereich die Strategie der strukturierten Beschaffung zukünftig an. Diese Strategie basiert zum einen auf dem Einkauf von Standardprodukten an Hubs, zum anderen auf der Nutzung von Speicherkapazitäten bzw. vergleichbaren Strukturierungsprodukten. Da der Gasbedarf i. d. R. jahres- wie auch tageszeitlich stark schwänkt, muss die Strukturierung der Gaslieferung als Dienstleistung z. B. von Speicherbetreibern gekauft werden. Zur Standardisierung des Speicherzugangs hat die ERGEG die Richtlinien GGSSO erarbeitet. Am Beispiel der Speicherzugangsbedingungen der ERT werden die üblichen Funktionsweisen sowie Entgeltstrukturen und Restriktionen der Speichernutzung betrachtet. Um die Speichernutzungskosten für zwei einfache Beschaffungsstrategien exemplarisch zu untersuchen, führen die Autoren zwei Simulationsrechnungen unter fiktivem Einsatz des ERT-Systemspeichers vor.

As an alternative to full supply, the strategy of structured procurement has gained ground in the gas sector. As the demand for gas tends to vary strongly according to season and hour, the structuring of gas delivery can be bought from storage operators as services of gas injection and withdrawal. ERGEG has developed the GGSSO guidelines to standardise third party access to storage systems. ERT's conditions for storage access are used as an example to show the usual functions as well as fee structures and restrictions in storage usage. In order to investigate the costs of storage usage entailed by two simple procurement strategies, the authors explain two simulation calculations based on using the ERT storage system and compare their results with special regard to the cost for fees and the procurement risks.

1. Ausgangssituation

Zur Deckung eines Vertriebsportfolios war es vor der Liberalisierung der Energiemärkte in Europa erforderlich, Langfristverträge zur Vollbedarfsdeckung mit dem zum vorgelagerten Netz gehörenden integrierten Lieferanten zu schließen. Der integrierte Lieferant hat in der Lieferung sämtliche vor der Übergabestelle erforderlichen Dienstleistungen wie Import, Strukturierung, Netzzugang, Dispatching, Prognosen etc. zusammengefasst.

Als Folge der seit 1998 laufenden Liberalisierung in Europa haben sich Marktplätze für den Großhandel von Erdgas – so genannte Hubs – herausgebildet, worüber ein Wettbewerb zu integrierten Lieferverträgen entsteht. Die zwei bislang für Deutschland interessantesten physischen Hubs, Zeebrugge (B) bzw. Bunde (D/NL), liegen zentral an großen Knotenpunkten von Leitungssystemen, über die Erdgas unterschiedlicher Quellen geliefert werden kann.

An Hubs werden keine integrierten Produkte gehandelt. Es werden lediglich Energieprodukte gehandelt, die so weit

standardisiert sind, dass eine hinreichende Liquidität im Markt entstehen kann. Diese Produkte sind Bandprodukte, wie z. B. Bandlieferungen für das folgende Gaswirtschafts- oder Kalenderjahr, für einzelne Quartale, Monate oder – als kurzfristigste Standardprodukte – für einzelne Tage.

Werden solche Produkte an einem Hub eingekauft, um eine integrierte Lieferung vollständig oder teilweise abzulösen, so müssen noch fehlende Dienstleistungen hinzugekauft werden. Dienstleistungen wie z. B. Übernahme am Handelsplatz, Wheeling etc. werden vom Hubbetreiber angeboten. Andere Dienstleistungen, wie der erforderliche Netzzugang und die jahreszeitliche bis untertägige Strukturierung der Bezugsmengen, müssen mit Netz- und Speicherbetreibern kontrahiert werden.

2. Netzzugang

Die Organisation des Netzzugangs soll an dieser Stelle nicht weiter vertieft werden, da derzeit der Netzzugang zu Fernleitungsnetzen in Deutschland im Umbruch ist. Dem neuen EnWG und öffentlichen Äußerungen der BNetzA folgend ist jedoch fest anzunehmen, dass der Aufwand für Anbahnung und Abwicklung des Gasnetzzugangs zukünftig erheblich

Ute Micke, Dr. Christof Niehörster und Bernd Waschulewski, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Theaterstraße 58–60, D-52062 Aachen.

geringer als in der Vergangenheit sein wird. Dies ist Folge der gesetzgeberischen Vorgabe eines echten Entry-Exit-Modells mit einfacher vertraglicher Struktur.

Unter der Annahme, dass in Zukunft Speicher fest in Teilnetze gemäß EnWG integriert werden, kann für den Trans-

porteur von Erdgas zur Endkundenbelieferung lediglich die Buchung von Entry-Kapazitäten am Hub oder am Grenzübergangspunkt problematisch sein. Andere Anbahnungs- und Abwicklungsprobleme sollten weitestgehend der Vergangenheit angehören.

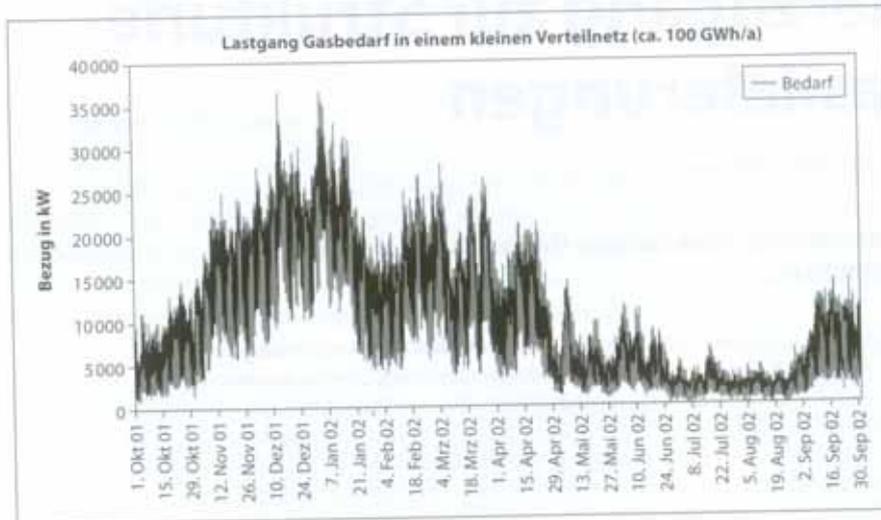


Bild 1. Erstes Beispiel eines Jahreslastgangs.

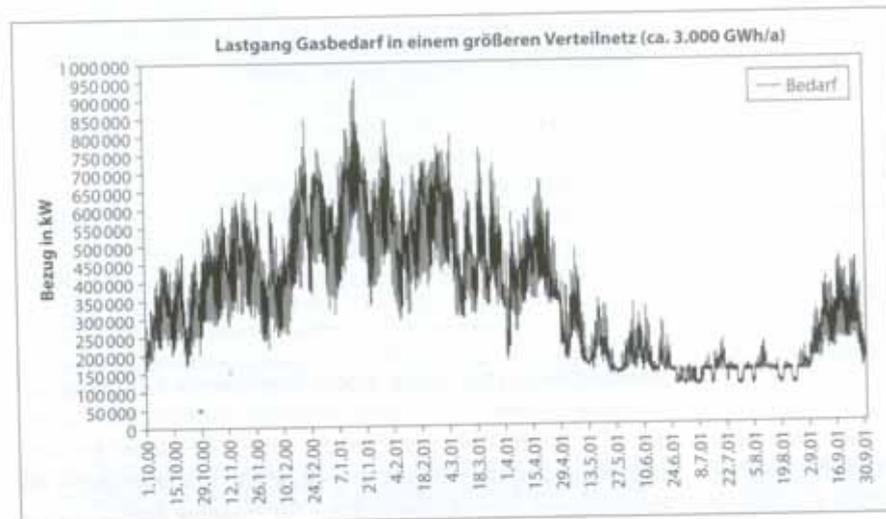


Bild 2. Zweites Beispiel eines Jahreslastgangs.

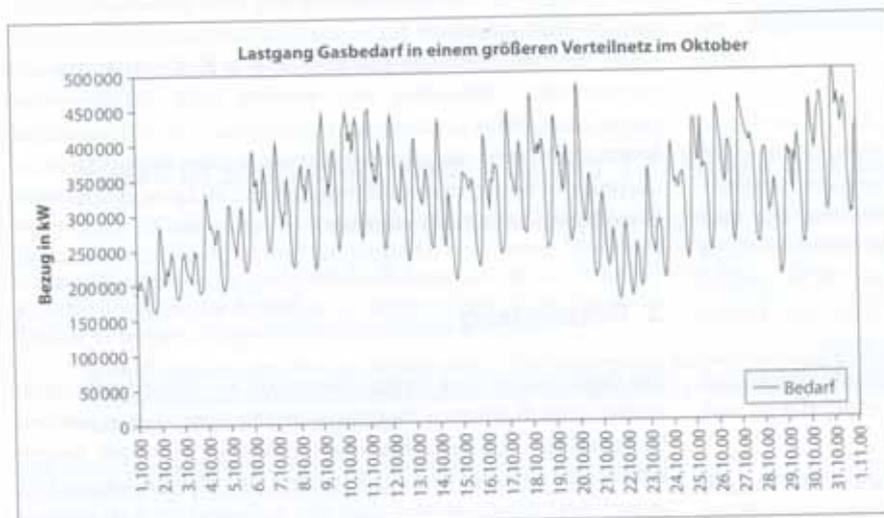


Bild 3. Tageszeitliche Lastgangschwankungen.

3. Bedarf der Strukturierung

Die Strukturierung von Erdgaslieferungen erzeugt ein Gleichgewicht zwischen stündlichem bis jahreszeitlichem Gasbedarf und der dafür erforderlichen Lieferung. Exemplarisch wird hier die Belieferung für typische Vertriebe im kommunalen Umfeld betrachtet. Ein solches Portfolio setzt sich in der Regel zu einem Großteil aus Kleinkunden mit Warmwasser- und Heizwärmebedarf, Gewerbekunden, kleineren bis mittleren Industriekunden und Heizwerken bzw. Heizkraftwerken zusammen.

Der saisonale und tageszeitliche Verlauf des Bedarfs in einem Portfolio mit einem Großteil an Kunden mit überwiegendem Heizwärmebedarf unterliegt sehr starken Lastschwankungen. In Bild 1 und 2 sind beispielhaft die Jahreslastgänge des Gasbedarfs in zwei Verteilnetzen dargestellt.

In Bild 1 handelt es sich um den Gasbedarf in einem kleinen Verteilnetz mit einem Jahresbedarf von ca. 100 GWh/a. Die Benutzungsstruktur entspricht ca. 2400 Vollbenutzungsstunden (überwiegend Heizwärme). Ca. 75 % des Jahresbedarfs wird im Winterhalbjahr benötigt.

In Bild 2 handelt es sich um den Lastgang in einem größeren Verteilnetz mit einem Jahresbedarf von ca. 3000 GWh/a und 3200 Vollbenutzungsstunden. Neben Heizwärme besteht ein größerer Bedarf an Prozesswärme im industriellen Bereich. Der Anteil des Gasbedarfs im Winterhalbjahr sinkt auf unter 70%.

Übliche tageszeitliche Schwankungen sind in Bild 3 am Beispiel des Oktober-Lastgangs im größeren Verteilnetz abgebildet. Auffallend sind die ausgeprägten Morgenspitzen durch den hohen Heizwärmebedarf. Anders als im Strombereich sind in dem Beispiel die einzelnen Wochentage am Bedarf nicht eindeutig zu identifizieren. Die Auswirkung der Temperaturabhängigkeit des Heizwärmebedarfs überlagert die Unterschiede im Bedarf an Werk- und Feiertagen.

4. Speicherzugang zur Strukturierung – Grundlagen

Gemäß der Beschleunigungsrichtlinie haben die einzelnen Mitgliedstaaten der EU die Möglichkeit, zwischen reguliertem und verhandeltem Speicherzugang zu wählen. Derzeit ist der Speicherzugang in drei EU-Ländern reguliert (Belgien, Italien und Spanien); die Mehrzahl der EU-Mitgliedstaaten hat sich für den verhandelten Speicherzugang entschieden. Anders als beim regulierten Zugang gibt es beim verhandelten Speicherzugang keine einheitlichen Regeln. Die einzelnen Verträge werden zwischen den Vertragsparteien (Speicherbetreiber und Speicherkunde) verhandelt. Um den Regulierungsbehörden dennoch eine Kontrollmöglichkeit an die Hand zu geben, gibt es in Europa Standardisierungsbemühungen durch die Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas (EREG). In Zusammenarbeit vieler Marktteilnehmer sind im „Madrid Forum“ die so genannten „Guidelines for Good Third Party Access Practice for Gas Storage System Operators“ (GGPSSO) entwickelt und am 1.4.2005 beschlossen worden. Ziel der GGPSSO soll sein, die Entwicklung von Wettbewerb auf dem Erdgasmarkt zu fördern.

Die GGPSSO sind nicht rechtlich bindend, sondern stellen eine Empfehlung für einen diskriminierungsfreien und transparenten Zugang zu den Erdgasspeichern dar. Sie basieren auf der Beschleunigungsrichtlinie für Erdgas und gehen in ihren Anforderungen auch nicht über diese hinaus. Nach den GGPSSO sind die Speicherbetreiber jedoch verpflichtet, die zuständigen Regulierungsbehörden auf Nachfrage zu informieren, inwieweit die GGPSSO von ihnen umgesetzt wurden.

Kernpunkte der GGPSSO sind:

- Transparenz: Pflicht zur Veröffentlichung aller für den Speicherzugang relevanten Informationen
- Sicherstellung der Vertraulichkeit von wirtschaftlich sensiblen Informationen: Empfehlung zum informatorischen und organisatorischen Unbundling analog zum Netzbetreiber (Gleichbehandlungsprogramm, Gleichbehandlungsbeauftragter, Trennung von Vertrieb und Speicher etc.)
- Kooperationsverpflichtung des Speicherbetreibers mit verbundenen Fernleitungsnetzbetreibern
- Angebot der gesamten technisch verfügbaren Kapazität auf dem Primärmarkt über:
 - langfristige und kurzfristige Speicherverträge
 - feste und unterbrechbare Speicherverträge
 - „Standard Bundled Units“ (SBU): Speicherpakete, bei denen das Verhältnis zwischen Einspeicherleistung, Arbeitsgasvolumen und Ausspeicherleistung vorgegeben ist
 - „unbundled services“: unabhängige Buchung von Einspeicherleistung, Arbeitsgasvolumen und Ausspeicherleistung ohne Berücksichtigung von vorgegebenen Speicherkennlinien, sofern technisch möglich

- Möglichkeit eines Sekundärmarkts für Speicherkapazitäten: Standardisierte Verträge und Zugangsbedingungen im Primärmarkt sollen den Handel von SBUs und unbundled services auf dem Sekundärmarkt ermöglichen
- Bulletin Board als elektronische Handelsplattform für Sekundärmarkt
- Möglichkeit der Kapazitätsbündelung über mehrere Kunden, um auch kleineren Kunden den Speicherzugang zu ermöglichen.

In Deutschland, das sich für den verhandelten Speicherzugang entschieden hat, werden von den einzelnen Speicherbetreibern verschiedene Speicherzugangsmodelle angeboten. Im Folgenden werden exemplarisch die veröffentlichten Zugangsbedingungen der E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG (ERT) betrachtet. Verglichen mit den Zugangsbedingungen anderer Speicherbetreiber wie RWE und WINGAS erscheint das Speicherzugangsmodell der ERT am ehesten geeignet, auch im Umfeld des zukünftigen regulierten Netzzugangs in Deutschland verwendet zu werden.

5. Speicherzugang bei ERT

ERT fasst alle physischen Speicher zu einem virtuellen Speicher zusammen. Der Einspeisepunkt in diesen virtuellen Speicher entspricht dem Übergabepunkt des Transportkunden in das Fernleitungsnetz der ERT. Analog ist der Ausspeisepunkt aus dem virtuellen Speicher mit dem Ausspeisepunkt identisch. Damit ist das Transportentgelt zum und vom Speicher im Speicherentgelt enthalten, was bei anderen Speicherbetreibern nicht der Fall ist.

Für den Zugang zum virtuellen Speicher der ERT wird als Standardprodukt ein Speicherpaket (SBU) angeboten. Auf der Basis der vom Kunden gebuchten maximalen Ausspeicherleistung sind die zur Verfügung stehende maximale Einspeicherleistung und das Arbeitsgasvolumen festgelegt. Das Arbeitsgasvolumen ergibt sich aus der Multiplikation der max. Ausspeicherleistung mit 1200 h; die max. Einspeicherleistung ergibt sich aus der Division des Arbeitsgasvolumens durch 3360 h. Damit beträgt die max. Einspeicherleistung in etwa 1/3 der max. Ausspeicherleistung.

Der Kunde kann die von ihm gebuchten Speicherkapazitäten im Rahmen der vorgegebenen Ein- bzw. Ausspeichercharakteristik flexibel nutzen (Tabelle 1).

Dabei sind folgende wichtige Restriktionen zu berücksichtigen: Es kann nur tageweise ein- oder ausgespeichert werden. Um Erdgas auszuspeichern zu können, muss die entsprechende Menge vom Kunden erst eingespeichert worden sein, und innerhalb eines Jahres kann der Kunde höchst-

Tabelle 1. Nutzungsmöglichkeit der Speicherkapazitäten.

Füllstand Arbeitsgasvolumen [%]	resultierende Einspeicherleistung [%]	Füllstand Arbeitsgasvolumen [%]	resultierende Ausspeicherleistung [%]
bis 50 %	100 %	bis 50 %	100 %
bis 80 %	80 %	bis 20 %	60 %
bis 100 %	60 %	bis 0 %	25 %
Einspeichercharakteristik		Ausspeichercharakteristik	

tens die aus der max. Ausspeiseleistung resultierende Arbeitsgasmenge einspeichern.

Die im Folgenden angegebenen Entgelte für die Speichernutzung beziehen sich auf Speicherverträge mit einer Laufzeit von einem Jahr, beginnend am 1.4. eines Jahres. Abweichende Vertragslaufzeiten sind möglich, jedoch nur zu angepassten Preisen. Entsprechend den Zugangsbedingungen zum virtuellen Speicher gibt es bei ERT nur ein Entgelt für die max. Ausspeiseleistung von 150 €/m³/h/a, das die Bereitstellung der max. Ein- und Ausspeiseleistung sowie des Arbeitsgasvolumens umfasst. Zusätzlich wird ein Entgelt für Systemdienstleistungen von 40 T€ je Speichervertrag erhoben. Die Entgelte für die max. Ausspeiseleistung und das Entgelt für Systemdienstleistungen sind zu 25 % lohngelunden. Das Speicherpaket der ERT enthält zusätzlich eine Steuerungsdivergenz von 2 %.

Entsprechend den Empfehlungen aus den GGSSO ermöglicht ERT seinen Kunden die Bündelung von Speicherverträgen, womit den Kunden die Möglichkeit gegeben wird, die Speichernutzung zu optimieren. Jedoch bleiben unabhängig von der Bündelung die Systemdienstleistungsentgelte für die einzelnen Speicherverträge bestehen. Durch das vergleichsweise hohe Systemdienstleistungsentgelt ist eine Speichernutzung für kleinere Kunden, die nach den GGSSO von der Möglichkeit der Bündelung profitieren sollten, aber auch für einzelne Industriekunden wirtschaftlich uninteressant.

In Anlehnung an die GGSSO bietet ERT ebenfalls die Möglichkeit zur Sekundärvermarktung von Kapazitäten. Speicherkunden können über eine Kommunikationsplattform nicht benötigte Kapazitäten untervermieten. Eine Übertragung der Kapazitäten einschließlich der Rechte und Pflichten aus dem Speichervertrag ist nicht möglich.

6. Strukturierte Beschaffung

Im Folgenden werden zwei einfache Beispiele für den Speicherzugang zwecks Strukturierung einer Gaslieferung betrachtet.

Anhand des Lastgangs im größeren Verteilnetz (Bilder 2 und 3) sollen die Speichernutzungskosten für zwei einfache Beschaffungsstrategien untersucht werden. Die Kosten werden durch eine fiktive strukturierte Beschaffung am Beispiel des Systemspeichers von ERT simuliert. Bei der Berechnung handelt es sich um eine ex-post-Betrachtung. Ausgleichsmengen für Bilanzabweichungen durch Prognosefehler werden nicht berücksichtigt. Mehr-/Minderungen des Bedarfs können in der Praxis über physische Speicher und den Bilanzausgleich eines Netzbetreibers gepuffert bzw. ausgeglichen werden.

Häufig können Strukturierungskosten durch (erweiterte) Bilanzausgleichs-Dienstleistungen der Netzbetreiber reduziert werden, was hier jedoch nicht betrachtet wird.

Die unterstellte Einsatzweise der Speicher orientiert sich weitestgehend an den oben umrissenen Speicherzugangsbedingungen. Die Restriktionen bei der Speichernutzung werden eingehalten, obwohl individuelle vertragliche Vereinbarungen auch davon abweichen und den Nutzern mehr Freiheiten lassen können.

In der Simulationsrechnung wird in einem Punkt erheblich von den Nutzungsbedingungen aller Anbieter von Speicherkapazität abgewichen. In der Berechnung wird zu Beginn des Lieferzeitraums ein Speicherinhalt vorgegeben, der am Ende der Laufzeit wieder erreicht sein musste. Durch dieses Vorgehen werden zeitnahe Marktpreise ermittelt und eventuelle Handelsvorteile außer Acht gelassen. Als Preisbasis für die Beschaffungsprodukte wurde das Gaswirtschaftsjahr 2004/2005 zugrunde gelegt. Die einzelnen Produktpreise wurden aus den Mittelwerten von veröffentlichten Forwards- sowie den Day-ahead-Preisen gebildet.

Die begrenzte Anzahl und die grobe Struktur der standardisierten Handelsprodukte fordern ein hohes Maß an Flexibilität bei der Strukturierung der Beschaffungsmengen. An Hubs übliche Vorgaben hinsichtlich Mindestabnahmemengen und Einschränkungen beim Grenzübergang werden vernachlässigt, da üblicherweise Einzellieferungen zu einem größeren Portfolio zusammengefasst werden können.

7. Speicherrestriktionen E.ON Ruhrgas Transport

Wie oben bereits beschrieben, sind in den veröffentlichten Bedingungen der ERT Restriktionen enthalten, die für die Einsatzplanung von entscheidender Bedeutung sind. Dadurch, dass Gasmengen an einem Tag nicht sowohl zur Ein- als auch Ausspeicherung angemeldet werden können, müssen die beschafften Mengen entweder größer oder gleich dem Tagesmaximum sein oder kleiner oder gleich dem Tagesminimum. Bei den beschriebenen täglichen Lastschwankungen führt dies zu sehr großen erforderlichen Ein- und Ausspeicherleistungen. Bild 3 veranschaulicht diesen Sachverhalt. Z.B. liegt das Tagesminimum des 31. Oktober bei ca. 300 MW, das Maximum bei 500 MW. Zur Beschaffung wäre es ideal, für diesen Tag ein 400 MW-Band zu liefern. Zur Strukturierung müsste in diesem Fall nur eine Entnahme- bzw. Einspeicherleistung i.H.v. 100 MW in Anspruch genommen werden. Die Einschränkung in der Speichernutzung führt zu mindestens der doppelten Leistung.

Gleichzeitig führt diese Restriktion dazu, dass die Einlagerung fast ausschließlich im Sommerhalbjahr, die Entnahme im Winterhalbjahr erfolgt. Wichtiger Verhandlungspunkt für den Speicherzugang muss also sein, die hier beschriebene Restriktion zu eliminieren. Dies erscheint vergleichsweise einfach, da sie lediglich aus der physischen Gesamtnutzungscharakteristik resultiert und im Regelfall durch Ausgleichseffekte der unterschiedlichen Speichernutzungen kompensiert wird.

Für die Beschaffungskosten ist eine weitere Einschränkung bei der Speichernutzung von gravierender Bedeutung: Die maximale Einspeicher- und Entnahmeleistung stehen jeweils in einem festen Verhältnis zum Arbeitsgasvolumen. Daraus folgt, dass die Einspeicherleistung gegenüber der Entnahmeleistung um den Faktor 0,3 kleiner ist. Verrechnungsrelevant ist die Entnahmeleistung. Wie das o.g. Beispiel des 31. Oktober zeigt, kann der Abfall des Bedarfs in den Nachtstunden ähnlich dem Anstieg der morgendlichen Lastspitze sein. Um

die Restriktion einzuhalten, müssen ohne individuelle Sondervereinbarungen i.d.R. größere Ausspeicherleistungen in Anspruch genommen werden, als vom Bedarf her erforderlich wäre. Des Weiteren muss ein größeres Arbeitsgasvolumen vorgehalten werden, als von der Entnahmeleistung her erforderlich wäre.

8. Beispielberechnungen zur Strukturierung

Es werden zwei Varianten gegenübergestellt. In Variante 1 werden in das Beschaffungsportfolio längerfristig im Voraus handelbare Produkte wie Jahres-, Quartals- und Monatsbänder eingestellt. Beginnend mit dem Jahresband orientiert sich die Höhe der eingestellten Bänder an den jeweiligen Minimalwerten des Bedarfs im Lieferzeitraum der Produkte.

Die unterstellte Beschaffung ist in Bild 4 dargestellt. Die schwarze Linie stellt den Bedarf des Abnehmers in Form einer Jahreganglinie dar. Bei der über die gesamte Breite des Diagramms durchgezogenen Fläche handelt es sich um das eingestellte Jahresband. Außerdem sind die eingestellten Quartals- und Monatsbänder sowie die beiden Strukturierungsmengen mit Speicherentnahmen und Speicherfüllmengen dargestellt. Die graue Linie zeigt das Füllstandskonto des Speichers. Das Füllstandskonto zeigt die Prämisse, dass zum Ende des Betrachtungszeitraums der Anfangsfüllstand des Kontos wieder erreicht sein muss.

In der ex-post-Einsatzsimulation ist das Jahresband so eingestellt, dass es im Oktober, dem wärmsten Wintermonat, nicht zu einer Überdeckung des Bedarfs kommt. Die darüber hinausgehende Bedarfsdeckung erfolgt ausschließlich über den Speicher. In der Praxis hat diese Variante den Vorteil, dass i.d.R. preisgünstiges Sommergas in den Speicher eingelagert und in den Wintermonaten wieder entnommen wird. Des Weiteren werden auf diese Weise offene Positionen weitestgehend vermieden. Von der Bedarfsseite her wäre bei dieser Simulation ein Arbeitsgasvolumen i.H.v. 90 Mio. m³ erforderlich. Dies entspricht ungefähr einem Drittel des Bedarfs. Auf Grund der Ver-

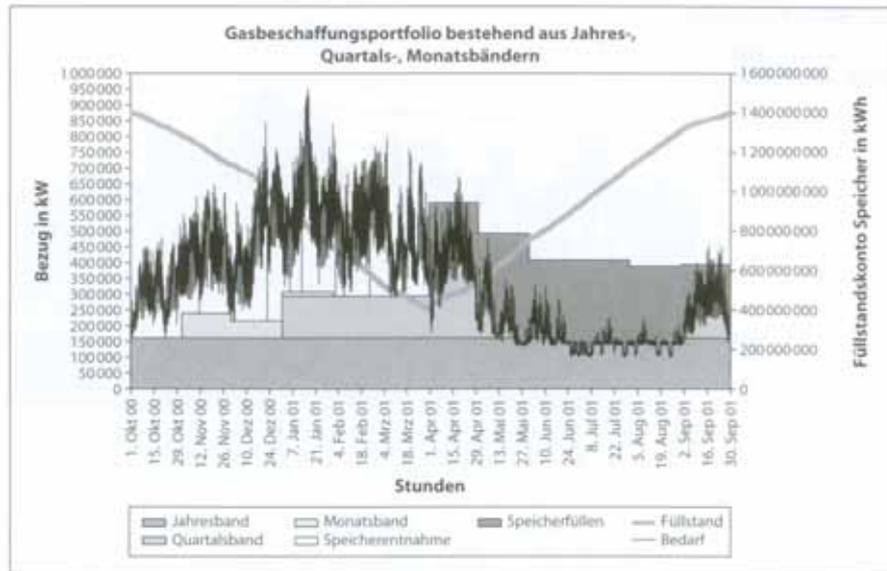


Bild 4. Beschaffungsportfolio, Simulation Variante 1.

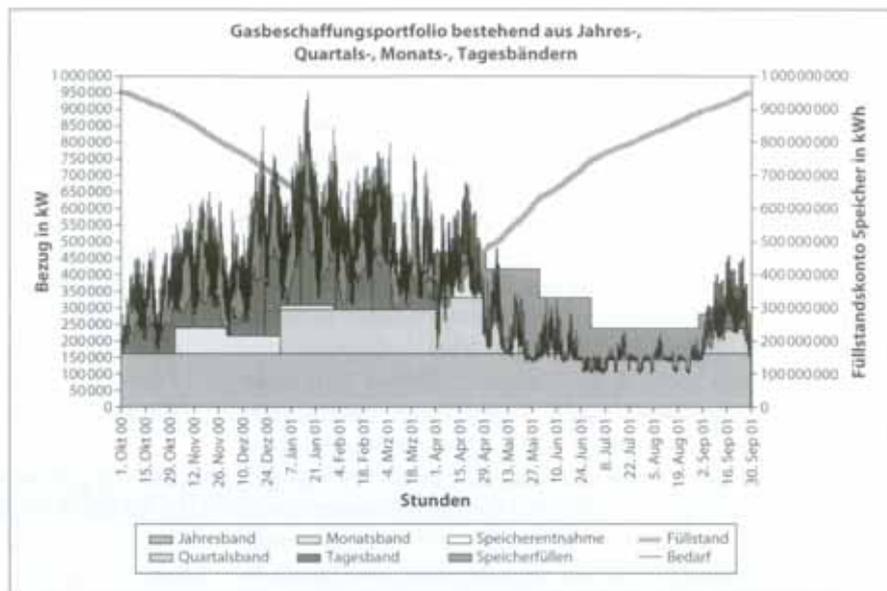


Bild 5. Beschaffungsportfolio, Simulation Variante 2.

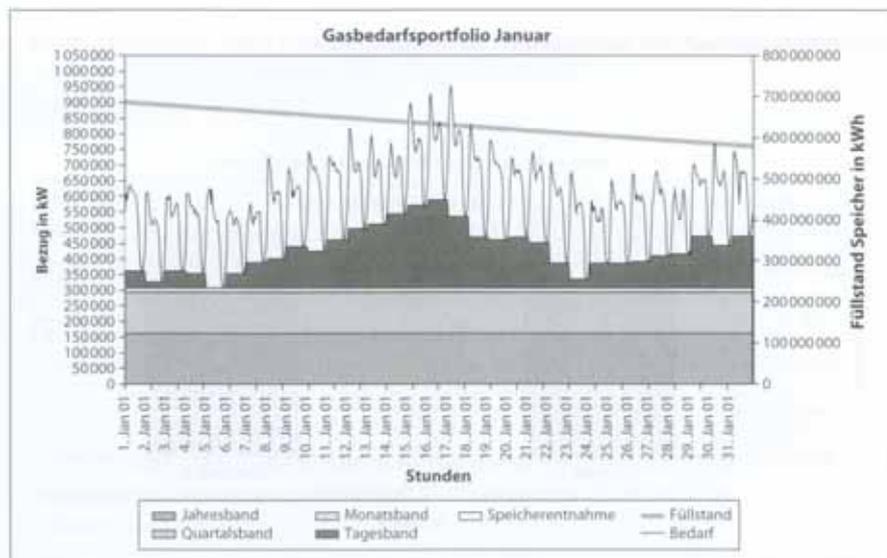


Bild 6. Tägliche Strukturierung, Wintermonat.

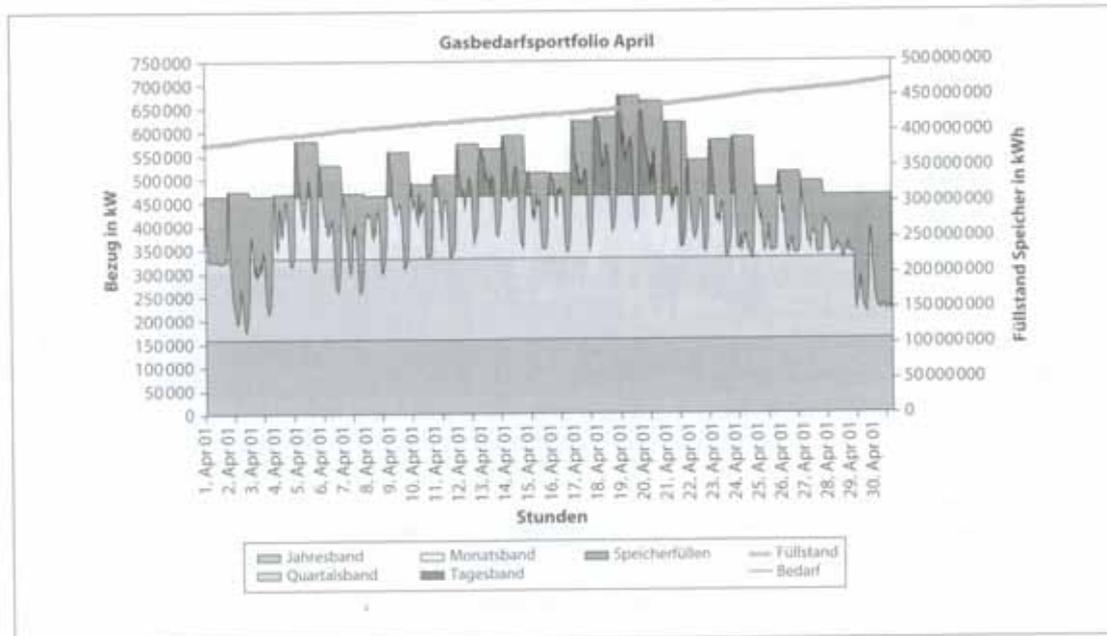


Bild 7. Tägliche Strukturierung, Sommermonat.

knüpfung von Arbeitsgasvolumen und Einspeicherleistung erhöht sich das Arbeitsgasvolumen auf ca. 130 Mio. m³.

Durch die Verknüpfung der maximalen Einspeicher- und Entnahmelösungen mit dem Arbeitsgasvolumen in den Speichernutzungsbedingungen ergibt sich die verrechnungsrelevante Leistung aus der Einspeicherleistung im April. Sie beträgt ca. 400 MW.

Variante 2 zielt darauf ab, die Speichernutzung auf ein Minimum zu beschränken. In das Portfolio werden in einem ersten Schritt analog zur Variante 1 Jahres-, Quartals- und Monatsprodukte eingestellt. Die noch offenen Positionen werden weitestgehend durch Tagesbänder geschlossen. Dieses Beschaffungsportfolio ist in *Bild 5* dargestellt; darin sind auch die Tagesbänder enthalten. Die Entnahmemengen aus dem Speicher gehen auf Grund des Darstellungsmaßstabes nicht aus dem Bild hervor. Um die Aufteilung der täglichen Strukturierung zwischen Tagesbändern und Speichernutzung aufzuzeigen, zeigt *Bild 6* ein Beispiel für einen Wintermonat und *Bild 7* ein Beispiel für einen Sommermonat.

Um das Speicherfüllstandskonto zum Ende des Betrachtungszeitraums auf den Anfangswert zu bringen, werden die

einzelnen Quartals- und Monatsbänder eingestellt. Gegenüber Variante 1 hat diese Variante drei Nachteile:

- Für die Beschaffung der Day-ahead-Produkte müssen große offene Positionen eingegangen werden (ca. 20% des Jahresbedarfs)
- Die in den Wintermonaten beschafften Mengen sind meist erheblich teurer als Sommermengen, die eingespeichert werden
- Beim virtuellen Speicher kann der Einspeicherpunkt an den Entry-Punkt und der Entnahmepunkt an den Exit-Punkt gelegt werden, wodurch in Variante 1 Netzentgelte für den Exit-Punkt eingespart werden.

Vom Bedarf her wäre in Variante 2 ein Arbeitsgasvolumen i.H.v. 50 Mio. m³ erforderlich. Dies entspricht ungefähr einem Sechstel des Bedarfs. Auf Grund der Verknüpfung von Arbeitsgasvolumen und Einspeicherleistung erhöht sich das Arbeitsgasvolumen auf ca. 90 Mio. m³.

Wie in Variante 1 resultiert die verrechnungsrelevante Leistung aus der Einspeicherung im April. Die maximale Einspeicherleistung beträgt ca. 300 MW.

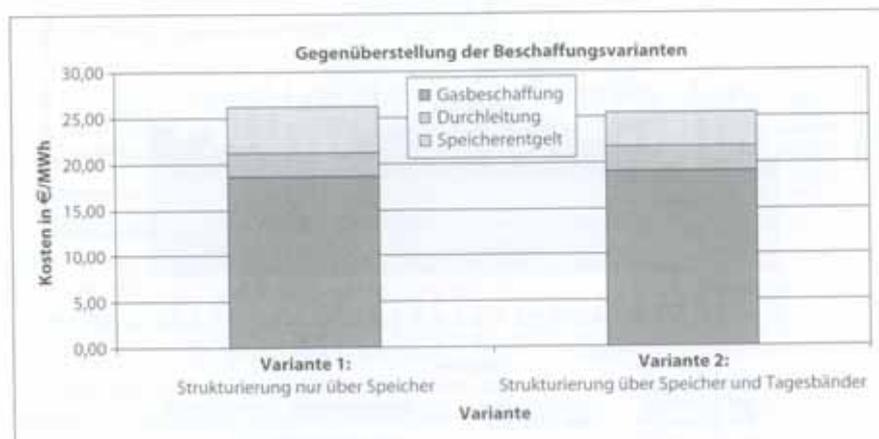


Bild 8. Vergleich der Varianten.

9. Ergebnis

Bild 8 zeigt die Ergebnisse der beiden Varianten inklusive Erdgassteuer (5,5 €/MWh).

Für Variante 1 ergibt sich ein Speicherentgelt von 5,0 €/MWh, für Variante 2 3,6 €/MWh. Dies entspricht 24% bzw. 15% der Beschaffungskosten. Die niedrigeren Kosten der Energielieferung und des Transports in Variante 1 können die Mehrkosten der Strukturierung nicht kompensieren. Andererseits bergen die offenen Positionen für die Beschaffung von Tagesmengen ein

erhebliches Preisrisiko. In der Praxis werden sich Mischformen beider Varianten in Verbindung mit einem erweiterten Bilanzausgleich als beste Option herausstellen.

10. Fazit

Im Fall von integrierten Bezugverträgen begrenzt sich die Optimierung der Bedarfsstruktur zur Reduzierung der Leistungskosten auf die monatlichen Bezugsspitzen in den Monaten, in denen der größte Gasbedarf besteht. Im Fall einer strukturierten Beschaffung können verrechnungsrelevante Leistungsspitzen auch in anderen Monaten, insbesondere in den Übergangszeiten, auftreten. Im gezeigten Beispiel können Leistungsspitzen während des Einspeicherns auch durch Lastanhebungen reduziert werden. Die strukturierte Beschaffung stellt damit deutlich erhöhte Anforderungen an das Lastmanagement.

Mit Mitteln zur Bezugslastoptimierung, wie z. B. abschaltbare Verbraucher und Röhrenspeicher, können Strukturie-

rungskosten erheblich gesenkt werden. Maßstab bei ERT ist das Entgelt für die maximale Entnahmeleistung von ca. 14 €/kW, was erheblich über den typischen Kosten von Röhrenspeichern liegt.

Zur Vermeidung von Strukturierungsbedarf, also Lastglättung, ist eine Durchmischung von Abnahmestrukturen anzustreben. Dies kann z. B. durch Bündelung von Bezugsmengen in Kooperationen erreicht werden.

Die derzeit von allen Speicherbetreibern angebotenen Speichernutzungskonditionen orientieren sich vorrangig an den technischen Einsatzmöglichkeiten der Speicher. Sie bieten nicht die Flexibilität, die aus Sicht einer preiswerten Strukturierung wünschenswert wäre.

Mittelfristig ist zu erwarten, dass durch regulatorischen Druck sowohl die Speicher- als auch die Netzzugangsbedingungen marktfähiger werden und somit die Möglichkeiten der strukturierten Beschaffung für mehr Marktteilnehmer nutzbar werden.

(Manuskripteingang: 3. Januar 2006)

Parallelheft GWF-Wasser/Abwasser

Sie lesen u. a. folgende Beiträge:

Drack / Leier

Steuerpflicht der Abwasserbeseitigung und Wahl der Rechtsform

Kolb / Hefle / Golab

Nanofiltration von Textilabwasser

Kehl / Wichern u. a.

Mathematische Simulation des Stickstoffumsatzes in Fließgewässern am Beispiel der Wupper

Kötzle / Merkl

Filterspülwasser-Behandlung: Kostendeckend, umweltschonend und sicher?

Rathsack / Michels

Zur Populationsdynamik von Asseln und anderen Invertebraten in Wasserversorgungssystemen und Konsequenzen für die Wasseraufbereitung