

## **Diskussionspapier von DIHK, VCI und VIK zur Gasversorgungssicherheit und zur Diskussion um die Notwendigkeit und Ausgestaltung einer nationalen Erdgasreserve**

Auf europäischer aber auch nationaler Ebene wird vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Lage verstärkt über die Gasversorgungssicherheit diskutiert. Die Bundesregierung untersucht, wie vom Bundesrat gewünscht, mittels einer Studie, ob und wie Erdgasspeicher einen stärkeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten sollen und mit welchen Auswirkungen und Kosten zu rechnen ist. Im Rahmen eines Workshops am 27. Februar hatte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die betroffenen Verbände bereits frühzeitig in den Diskussionsprozess eingebunden. Mit dem vorliegenden Diskussionspapier möchten DIHK, VCI und VIK gemeinsam die vom BMWi eingeräumte Möglichkeit nutzen, weitere Aspekte in die Diskussion einzubringen sowie konkrete Fragen vorzubringen, die im Rahmen der Studien noch beantwortet werden sollten. Ein Schwerpunkt liegt auf den vom BMWi gewünschten Vorschlägen für Demand Side Management-Maßnahmen.

### **I. Grundsätzliche Erwägungen zu Eingriffen in den Markt für Erdgasspeicher**

Ein vollendeter Energiebinnenmarkt reduziert Preiszonen, stärkt den Wettbewerb, verringert Versorgungsengpässe und entlastet die Wirtschaft als Verbraucher. Damit ist ein funktionierender Binnenmarkt auch für Angebot und Nachfrage nach Erdgas das wichtigste Koordinierungsinstrument. Im Wettbewerb der Flexibilisierungsinstrumente um den optimalen Beitrag zur Versorgungssicherheit wird letztlich auch über den adäquaten Umfang von Speichern – neben den Flexibilitätsoptionen Netzausbau und Demand Side Management – entschieden. Regulatorische Eingriffe sollten erst dann erwogen werden, wenn starke Anzeichen für ein Marktversagen im Markt für Gasspeicher vorliegen. Bezüglich der in Deutschland diskutierten ordnungsrechtlichen Eingriffe sollte jedoch die Annahme hinterfragt werden, dass verringerte Profitabilität, kurzfristige Buchungen und vorübergehend geringe Füllstände von Erdgasspeichern bereits ein Marktversagen konstituieren.

*DIHK, VKU und VCI regen an, dass sich das Gutachten und die Bewertungen des BMWi auch der Frage widmen sollten, ob tatsächlich ein Marktversagen vorliegt.*

Mit diesem Vorgehen können frühzeitig unnötig adverse Konsequenzen vermieden werden. Denn Marktverzerrungen sind bei den im Gutachten vorgestellten Optionen zur Realisierung der nationalen Erdgasreserve nicht zu unterschätzen. So können Eingriffsrechte auf die gespeicherten Gasmengen von Versorgungsunternehmen (etwa Ausspeicherbeschränkungen und Speicherverpflichtungen) die gespeicherten Mengen entwerten und den betriebswirtschaftlichen Anreiz zur Speichernutzung untergraben<sup>1</sup>. Außerdem ist bei einem Blick auf die aktuellen Speicherfüllstände in Mitgliedsstaaten mit strategischer Reserve oder Speicherverpflichtungen kein eindeutig höheres Füllstandsniveau zu beobachten.

Erdgasspeicher sind ein Flexibilitätsinstrument unter mehreren, um eine sichere Gasversorgung zu gewährleisten. Die Diskussion sollte daher auf weitere Flexibilitätsinstrumente erweitert werden. Dabei sind u.a., wie vom BMWi im Workshop angesprochen, die Nachfrage-

---

<sup>1</sup> siehe CEER 2014: CEER Vision on the Regulatory Arrangements for the Gas Storage Market, S.25

flexibilisierung von Letztverbrauchern, einschließlich Kraftwerken, sowie der Netzausbau zu nennen. Erst im Wettbewerb zwischen diesen Flexibilitätsoptionen kann Versorgungssicherheit möglichst kostengünstig erreicht werden. DIHK, VCI und VIK plädieren für ein level playing field der Flexibilisierungsinstrumente. Eine Entscheidung für Regulierungseingriffe in den Speichermarkt sollte mit der Studie nicht präjudiziert werden.

Neben der Handelsfunktion haben Erdgasspeicher auch eine Funktion für die Systemstabilität und auch zur Absicherung geopolitischer Unsicherheiten. Bei Netzengpässen sind Erdgasspeicher durchaus eine Option, um Nachfrage abzusichern und damit Systemstabilität zu gewährleisten. Selbst für die Absicherung geopolitischer Unsicherheiten – hier ist eine Diskussion über das angestrebte Niveau von Versorgungssicherheit sowohl national als auch länderübergreifend auf EU-Ebene nötig – stehen jedoch neben Gasspeichern weitere Optionen zur Verfügung, wie sie in der Mitteilung der EU-Kommission zu den Ergebnissen der Stresstests vom Oktober 2014 ausgeführt werden. Die Ergebnisse der Stresstests haben dazu geführt, dass die VERORDNUNG der EU Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung derzeit konsultiert und im Anschluss überarbeitet werden soll. Bevor nationale Entscheidungen getroffen werden, sollten zuerst die Ergebnisse dieses Prozesses abgewartet werden.

Entsprechend des Angebots im Workshop vom 27.2.2015 werden im weiteren Verlauf des Diskussionspapiers Vorschläge zur Aktivierung nachfrageseitiger Flexibilität unterbreitet sowie weitere alternative Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit skizziert. Zusätzlich wird eine Kostenschätzung der Option „Nationale Erdgasreserve“ vorgenommen.

## **II. Aktivierung der Nachfrageseite zur Flexibilisierung der Lastspitzen (Demand Side Management)**

Die VERORDNUNG der EU Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung ordnet nachfrageseitigen Maßnahmen eine hohe Bedeutung zu. Dort heißt es in den aufgeführten Gründen:

*„Darüber hinaus können auch Kunden, die Erdgas zur Stromerzeugung oder für industrielle Zwecke verwenden, von Bedeutung für die Sicherheit der Erdgasversorgung sein, da sie in der Lage sind, auf eine Krise mit nachfrageseitigen Maßnahmen zu reagieren, wie zum Beispiel durch Verträge mit Unterbrechungsmöglichkeit und durch Brennstoffwechsel, da sich dies direkt auf das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage auswirkt.“*

Im Weiteren heißt es im Anhang II der Verordnung (LISTE MARKTBASIERTER MASSNAHMEN ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER SICHEREN GASVERSORGUNG): *„Bei der Erstellung des Präventions- und des Notfallplans berücksichtigt die zuständige Behörde die vorläufige und nicht erschöpfende Liste von Maßnahmen, die in diesem Anhang aufgeführt sind.“*

Darin werden u.a. der Rückgriff auf unterbrechbare Verträge, Möglichkeiten des Brennstoffwechsels, einschließlich Verwendung von Ersatzbrennstoffen in Industrieanlagen und Kraftwerken und freiwillige Abschaltungen genannt. Trotz dieser Vorgaben und dem expliziten Verweis in § 16 (1) EnWG auf marktbasierende Maßnahmen, wurde in Deutschland bisher kein System entwickelt, das die Potenziale auf der Nachfrageseite in Gaskrisensituationen über Marktmechanismen hebt. In der Stresstest-Kommunikation der EU wird darauf hingewiesen,

dass nachfrageseitige Anreize zur Verbrauchsreduktion kaum in den nationalen Präventionsmaßnahmen berücksichtigt wurden.

Aus diesem Grund plädieren DIHK, VCI und VIK dafür, marktbasiertere, für den Anforderungsfall vorab vereinbarte und auch entsprechend reaktionsschnell aktivierbare Mechanismen zu etablieren, bevor auf Rationierungen im Rahmen §16(2) EnWG oder gar des Notfallplans zurückgegriffen wird. Notmaßnahmen erfordern ggf. einen Abstimmungsaufwand zwischen mehreren Beteiligten in der Lieferkette, der im Anforderungsfall wertvolle Zeit kosten kann und im Nachgang zu langwierigen kaufmännischen und juristischen Klärungsprozessen führen kann.

Grundsätzlich sollte Marktprozessen, die auch stets ein Preissignal mit entsprechender Anreizwirkung für die eine oder andere Handlungsalternative senden, der Vorzug vor ordnungsrechtlichen Maßnahmen gegeben werden. Die Entscheidungen zur Einleitung von Maßnahmen auf der Anbieter- und/oder der Nachfrageseite sollten stets auch nach der Kürze der Reaktionszeit, den damit jeweils verbundenen Kosten und der möglicherweise auftretenden Folgen entsprechend priorisiert getroffen werden.

### Industrielle Verbraucher

Im Gegensatz zu Kraftwerken für die Strom- und Wärmeerzeugung sind die Industrie und viele weitere Unternehmen konstante Gasverbraucher und damit weniger für die Spitzenlastauslegung der Infrastruktur verantwortlich. Das zusätzlich mögliche Flexibilitätspotenzial der Industrie könnte auf Basis des § 16(1) EnWG über ein marktbasierendes System von Abschaltvereinbarungen gehoben werden, das mittels einer Ausschreibung die „Zahlungsbereitschaft“ und damit eine Abschaltreihenfolge (merit order) entwickelt. Auch die Ebene der Verteilernetzbetreiber sollte vollumfänglich in diese Überlegungen einbezogen werden. Bisher spricht nichts dagegen, die Abschaltpotenziale in den nachgelagerten Netzen zur Vermeidung bzw. Bewältigung von Krisensituationen einzubeziehen.

Gleichzeitig wäre mit einem solchen System deutlich, dass die Versorgung für Letztverbraucher, die kein Teil der marktbasierenden Abschaltreihenfolge sein wollen, stets gesichert ist. Daher sind im Gegenzug Entschädigungszahlungen für den Fall von netzbasierenden Lieferunterbrechungen nach 16(2) EnWG zu prüfen. Nach derzeitiger Rechtslage haben industrielle Letztverbraucher, die nach § 16 (2) EnWG abgeschaltet werden, nach § 16 (3) keinen Anspruch auf Schadenersatz. Aus diesem Grunde ist, neben dem grundgesetzlichen Zweifel an dieser Regelung, die Realisierung von Abschaltpotenzialen und damit von Beiträgen zur Krisenbewältigung erst bei vorhandenen wirtschaftlichen Anreizen möglich.

### Privathaushalte

Privathaushalte sind geschützte Letztverbraucher, die im Fall von Engpässen möglichst lang zuverlässig versorgt werden. Aufgrund der Festpreisverträge spiegelt sich Knappheit hier auch nicht kurzfristig in Preissignalen wider. Die Nachfrage ist unelastisch. Im Fall von sich abzeichnenden Engpässen sollten daher bereits auf der ersten Stufe des Notfallplans Kommunikationsmaßnahmen zum sparsamen Umgang erfolgen. Denkbar ist, dass die geschützten Kunden über geeignete Kommunikationswege auch über eine Krisensituation informiert, und dazu angehalten werden, ihre Möglichkeiten zur Bedarfsminderung ggf. zu nutzen.

## Einbindung von Kraftwerken in die Nachfrageflexibilisierung

Kraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung in der öffentlichen Versorgung tragen erheblich zur Spitzennachfrage bei Erdgas im Winter bei. Zusätzlich zu den Heizkraftwerken zur Fernwärmeversorgung sind systemrelevante Gaskraftwerke über die Reservekraftwerksverordnung de facto sogar in den geschützten Kundenkreis aufgenommen worden.

Dabei können diese Verbraucher als Teil der Flexibilisierungsinstrumente einen erheblichen Beitrag zur Glättung der Spitzenlast leisten. Die EU-Kommission empfiehlt in der Kommunikation zu den Stresstests, die Fähigkeit zum Brennstoffwechsel auszuweiten. Nach Ansicht von DIHK, VCI und VIK könnte die verstärkte Nutzung von Brennstoffwechsellmöglichkeiten (Erdöl und Biomasse) sowohl für Gaskraftwerke in der öffentlichen Versorgung, als auch für Fernwärmeheizkraftwerke (ggf. zusätzlich Power to heat) genutzt werden.

So wäre zu prüfen, ob eine Vor-Ort-Lagerung von Ersatzbrennstoff ggf. günstiger ist, als neue Speicherkapazitäten oder mittelfristig zusätzlichem Netzausbau zu schaffen. Zusätzlich kann geprüft werden, ob systemrelevante Gaskraftwerke zur Fähigkeit zum Brennstoffwechsel und der entsprechenden Vorhaltung verpflichtet werden können. Als Kompensation wäre es überlegenswert, die ggf. gelagerten Erdölvorräte als Teil der Erdölreserve zu führen.

### **III. Weitere Alternative Maßnahmen für Anreize zur Gasspeichernutzung**

Aufgrund der Zweifel am Vorliegen von Marktversagen sollten gleichberechtigt die marktwirtschaftlichen Optionen ausgelotet werden, um die Nutzungsperspektive für Erdgasspeicher zu verbessern. Aus Sicht von DIHK, VCI und VIK sollten diese ausreichen, die politischen Ziele einer stärker an der Versorgungssicherheit orientierten Speicherbewirtschaftung zu erreichen. Alle Maßnahmen müssen dabei das causer-pay-principle berücksichtigen. D.h. mögliche Zusatzkosten sind von den geschützten Kunden als alleinige Nutznießer der weitgehenden Schutzbestimmungen zu bezahlen. Damit können ungerechtfertigte Belastungen der Industrie und weiterer nicht geschützte Unternehmen vermieden werden.

#### **Marktwirtschaftliche Anreize für an Versorgungssicherheit orientierten Speicherbetrieb**

Tatsächlich werden auch im Winter mit Erdgasspeichern Arbitragegeschäft durchgeführt, die aus Marktsicht adäquat, jedoch aus einer politischen Perspektive auf Versorgungssicherheit möglicherweise nicht wünschenswert sind<sup>2</sup>. Finanzielle Anreize können hier den Wert der Versorgungssicherheit stärker hervorheben. Dazu gehören etwa niedrigere Netzentgelte für die Einspeicherung, höhere Netzentgelte für die Ausspeicherung für bestimmte Fälle oder Zahlungen an Inhaber von Speichergas, dieses im Speicher zu belassen. Mittels finanzieller Anreize sind hier gezielte Wirkungen möglich, ohne starke ordnungsrechtliche Eingriffe tätigen zu müssen. Auch hier müsste natürlich das causer-pay-principle gelten.

Bestehen hingegen in Zeiten von Höchstlast regionale Netzengpässe, etwa in Süddeutschland, könnte die Speicherbuchung durch die FNB eine Option sein, die Systemstabilität kostengünstig und effektiv zu verbessern.

---

<sup>2</sup> Daher könnte auch die im Workshop angesprochene These des nicht auf niedrige Temperaturen ausgerichteten Bestellverhaltens der Marktteilnehmer (spekulative Beschaffung im day ahead) beobachtet und analysiert werden.

#### **IV. Strategische Erdgasreserve**

Basis für das Gutachten ist die Entschließung des Bundesrates 243/14. Sie „bittet die Bundesregierung zur Verbesserung der Versorgungssicherheit dafür zu sorgen, dass immer ausreichend Erdgas gespeichert ist“. Eine der geforderten Optionen war die Einrichtung einer strategischen Erdgasreserve außerhalb des kommerziellen Speichermarktes für 45 Tage, bzw. **in einer Höhe von 10 Mrd. Kubikmetern Gas.**

##### **Reichweite**

Eine Erdgasreserve in Höhe von 10 Mrd. Kubikmeter hätte eine enorme Reichweite. Die Spitzennachfrage nach Erdgas beträgt unter normalen Wetterbedingungen im März 273 mcm/d, im Fall einer Kältewelle 409 mcm/d<sup>3</sup>. Je nach Temperaturbedingungen könnte damit auf Basis der Verbrauchswerte für März rein bilanziell und damit ohne Berücksichtigung geografischer Restriktionen der gesamte deutsche Verbrauch zwischen 37 und 24 Tagen gedeckt werden (ohne Berücksichtigung der deutschen Gasförderung). Bei einem Ausfall des größten Lieferanten, in dem Fall Russland, würde allein diese Reserve eine Reichweite von bilanziell 96 Tagen unter normalen März-Winterbedingungen aufweisen, im Fall einer Kältewelle immer noch von 64 Tagen.

10 Mrd. Kubikmeter entsprechen in etwa 40 Prozent des gesamten Arbeitsgasvolumens der Erdgasspeicher in Deutschland. Diese Kapazitäten müssten dem Speichermarkt entweder entzogen werden oder über neue Speicherkapazitäten gedeckt werden.

##### **Kosten**

###### Option bestehende Speicher

Wird die Reserve aus bestehenden Speichern rekrutiert, entstehen Kosten für die Pacht der entsprechenden Volumina bzw. die jährlichen variablen Kosten des Betriebs sowie die Kosten zum Ankauf der Gasmengen. Der aktuelle Marktwert für Gasmengen im Umfang von 10 Mrd. m<sup>3</sup> beläuft sich auf mindestens **2,3 Mrd. Euro** (exkl. Transportentgelte). Hinzu kommen jährliche Kosten für die Speicherbewirtschaftung von **mindestens 450 Mio. Euro**<sup>4</sup>.

Außerdem kommt es bei einer Verknappung des Speicherangebotes zu entsprechenden Marktverzerrungen. Dadurch entstehen ggf. erhebliche Mehrkosten für die Gas verbrauchenden Unternehmen.

*Da die Effekte nicht ohne weiteres zu quantifizieren sind, wäre es wünschenswert, dass sich die Studie des BMWi auch dieser Frage widmet.*

###### Option Neubau von Speichern

In diesem Fall entfällt die Preisverzerrung durch die Verknappung des Speicherangebotes. Zusätzlich zum Gasankauf in Höhe von 2,3 Mrd. Euro entstünden bei einer Reserve dieser

<sup>3</sup> EWI 2015: EWI Security of Supply Update, [www.ewi.uni-koeln.de/publikationen/studien/](http://www.ewi.uni-koeln.de/publikationen/studien/)

<sup>4</sup> Berechnet auf Basis der Kostenschätzung der Studie DG TREN (2008): Study on natural gas storage in the EU, S. 153



Größenordnung **Investitionskosten von rund 10 Mrd. Euro**<sup>5</sup>. Hinzu kommen auch in diesem Fall die jährlichen Betriebskosten in Höhe von 450 Mio. Euro.

### Kosten für die Wirtschaft

Der direkte Anteil der Unternehmen am Gasverbrauch beträgt rund 50 %. Legt man diesen Anteil zugrunde, müssten die Unternehmen allein für Betriebskosten in Höhe von ca. 225 Mio. Euro aufkommen. Im klassischen Verfahren der Umlage nach Letztverbraucherabsatz entspricht dies je nach sonstiger Abgabenlast konservativ gerechnet einem Preisaufschlag von ein bis zwei Prozent für einen Industriebetrieb mit einem Gasverbrauch von 5.000 MWh pro Jahr. Dabei sind gestiegene Speicherkosten im Markt sowie die umzulegenden Kosten für das Erdgas in der Reserve (1,2 Mrd. Euro zu Lasten der Unternehmen) und ggf. für die Investitionen in Speicherkapazitäten (5 Mrd. Euro zu Lasten der Unternehmen) noch nicht eingerechnet. Die Umlage der Kosten würde die im europäischen Vergleich für Unternehmen bereits hohen Gaspreise weiter steigen lassen.

Insgesamt ist ein den Kosten angemessener Gewinn an Versorgungssicherheit nicht erkennbar, da die Unternehmen im Engpassfall als nicht geschützte Kunden vorrangig von Abschaltungen betroffen wären, aber gleichzeitig die Kosten für die Gewährleistung des Vorrangs der geschützten Kunden mittragen. Kostenverursachung und Kostentragung bzw. -verantwortung stimmen hier nicht überein. Eine staatlich organisierte nationale Erdgasreserve lehnen DIHK, VCI und VIK daher sowohl aus ordnungspolitischen Erwägungen, als auch aus Kostengründen ab. Auch vor diesem Hintergrund sollten marktbasierende Maßnahmen u.a. zur Nachfrageflexibilisierung anstelle des Eingriffs in den Speichermarkt geprüft werden.

### **Umsetzung Strategische Reserve über Speicherverpflichtung**

Diese Alternative führt ebenfalls zu Mehrkosten, da eine nach Effizienz Gesichtspunkten optimierte Speicherbewirtschaftung durch die Händler nicht mehr umfänglich möglich ist.

*Es wäre daher wünschenswert, dass die von BBH durchgeführte Studie hier ebenso eine Kostenberechnung erarbeitet.*

Aus Sicht der EU-Kommission, die von DIHK, VCI und VIK geteilt wird, bildet die Einführung von Vorhaltepfllichten für Importeure, Lieferanten oder auch Netzbetreiber einen starken ordnungsrechtlichen Eingriff, der erst bei schwerwiegenden Problemen mit der Versorgungssicherheit in Betracht gezogen werden sollte.

Bisher werden die Kosten für vorbeugende Maßnahmen zur Einhaltung dieses Versprechens an geschützte Kunden (Netzausbau etc.) sozialisiert, also auch von den Unternehmen mitgetragen. Daher könnte diese Option für den Kreis der geschützten (Privat)Kunden geprüft werden, damit sie für den bestehenden Schutz auch einen entsprechenden Finanzierungsbeitrag leisten.

---

<sup>5</sup> Ebd., S.152