

Dr. Martin Bandulet und Dr. Kira Fuchs

# Das neue System für Regel- und Ausgleichsenergie Gas in Deutschland – Eine Untersuchung der Anreizwirkungen

## Abstract

Mit der Festlegung des Grundmodells für Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas) hat die Bundesnetzagentur ein neues System für Regel- und Ausgleichsenergie im deutschen Gasmarkt vorgegeben. Ziele der Neuregelung sind insbesondere eine Vereinfachung des Bilanzierungssystems für Händler, die effizientere Nutzung vorhandener Flexibilitätsinstrumente durch Netzbetreiber sowie die Schaffung eines funktionierenden und liquiden Marktes für Regel- und Ausgleichsenergie. Etwas über ein halbes Jahr nach Inkrafttreten der GABi Gas lassen sich erste Betrachtungen der erzielten Wirkung anstellen. Dabei werden vor allem verzerrende Anreizwirkungen für Händler und Netzbetreiber identifiziert und Lösungsvorschläge für eine Nachbesserung des Systems unterbreitet. Diese betreffen insbesondere die Aufhebung der Differenzierung von interner und externer Regelenergie, die Schaffung von Anreizen zur Bewirtschaftung des Netzpuffers, die Vereinheitlichung der Regelenergiebeschaffung sowie die Einführung einer reinen Stundenbilanzierung. Regulierung kann und muss Rahmenbedingungen für einen funktionierenden Markt schaffen. Aber Wettbewerb kann nicht erzwungen werden. Deshalb ist besondere Sensibilität für die Anreizwirkungen der Rahmenbedingungen erforderlich.

With its decision on the determination of balancing services (GABi Gas), the Bundesnetzagentur has set up a new regime for system and balancing energy valid from October 2008. Aims are a simplification of balancing rules for traders, a more efficient use of existing flexibility instruments by network operators, and the creation of a functioning market for system and balancing energy. After half a year, the effects on traders and network operators can be analyzed. This study identifies positive and negative incentive effects of the new rules and proposes possible amendments. Among these are: abolishing the differentiation between internal and external system energy, creating incentives for efficient use of the networks' buffering capacity, standardizing the rules for procurement of system energy, and introducing a pure hourly balancing system. Regulation creates a framework for functioning markets. Yet, competition cannot be enforced. Therefore, sensibility for the incentive effects of regulatory frameworks is needed.

## 1. Einleitung

Mit der Festlegung des Grundmodells für Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas)<sup>1</sup> hat die Bundesnetzagentur ein neues System für Regel- und Ausgleichsenergie im deutschen Gasmarkt vorgegeben. Die GABi Gas ist damit neben der Regelung des Gas-

netzzugangs durch das Zweivertragsmodell sowie der Einteilung der deutschen Gasnetzbetreiberlandschaft in Marktgebiete (derzeit vereinbart in der Kooperationsvereinbarung III<sup>2</sup>) und der Festlegung der Bundesnetzagentur zu den Geschäftsprozessen beim Lieferantenwechsel Gas

(GeLi Gas)<sup>3</sup> ein weiterer Eckpfeiler der regulatorischen Gestaltung des deutschen Gasmarktes. Der ein knappes Jahr vorher eingerichteten Gasbörse sollte damit ebenfalls ein weiteres Marktsegment – der Handel mit Regel- und/oder Ausgleichsenergie – eröffnet werden.

Ziele der Neuregelung sind insbesondere eine Vereinfachung des Bilanzierungssystems für Händler, die effizientere Nutzung vorhandener Flexibilitätsinstrumente durch Netzbetreiber sowie die Schaffung eines funktionierenden und liquiden Marktes für Regel- und Ausgleichsenergie. Der bislang in § 30 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) vorgeschriebene stündliche Basisbilanzausgleich (mit einer für die Händler kostenlosen Nutzung von Toleranzbändern) wird durch ein System der Tagesbilanzierung, ergänzt durch ein stündliches Anreizsystem, ersetzt. Bilanzierungsverantwortung sowie Ausgleichs- und Regelenergiebeschaffung werden auf der Ebene der marktgebietsaufspannen-

3 Laut Beschluss der Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 7, vom 20.08.2007 zur Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas

## Kontakt

### Dr. Martin Bandulet

E-Bridge Consulting GmbH  
Meckenheimer Allee 67-69,  
D-53115 Bonn

[mbandulet@e-bridge.com](mailto:mbandulet@e-bridge.com)

### Dr. Kira Fuchs M.A.

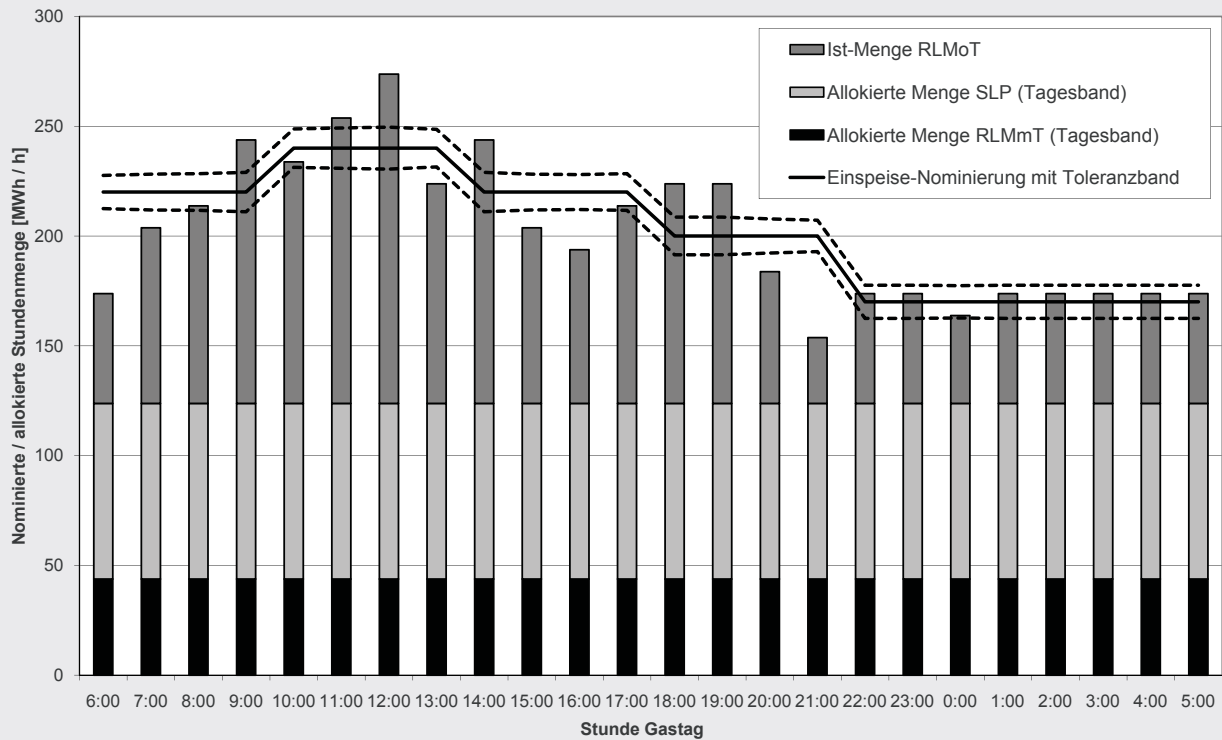
bayernets GmbH  
Poccistraße 7  
80336 München

[kira.fuchs@bayernets.de](mailto:kira.fuchs@bayernets.de)

1 Laut Beschluss der Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 7, vom 28.05.2008 im Festlegungsverfahren Ausgleichsleistungen Gas

2 Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der Änderungsfassung vom 29.07.2008

Abb. 1 | Wirkungsweise des stündlichen Anreizsystems im gemischten Bilanzkreis



den Netzbetreiber in ihrer Rolle als Bilanzkreisnetzbetreiber konzentriert. Zusätzlich werden marktbasierete Preise für Ausgleichsenergie vorgegeben. Die Modalitäten von Einsatz und Beschaffung von Regelenergie werden ebenfalls zumindest in den Grundzügen skizziert, auch wenn die Bundesnetzagentur in diesem Bereich keine ex ante Festlegungskompetenz besitzt.

Die Regelungen der GABi Gas sind seit dem 01.10.2008 verbindlich. Etwas über ein halbes Jahr später lassen sich damit erste Beobachtungen über die erzielte Wirkung anstellen. Im Schwerpunkt der Betrachtung liegen dabei die Anreizwirkungen des neuen Regimes. Es wird untersucht, inwieweit die Regelungen zu erwünschtem Verhalten der Marktakteure führen können. Vor allem aber werden verzerrende Anreize identifiziert, die gegebenenfalls eine Nachbesserung des Systems nötig machen. Mögliche Lösungsansätze werden vorgeschlagen.

## 2. Darstellung des derzeitigen Systems für Regel- und Ausgleichsenergie

### 2.1 Bilanzierungssystem (GABi Gas)

**Tagesbilanzierung** Das in der GABi Gas festgelegte Bilanzierungssystem sieht als eines der Hauptelemente den Übergang von der stündlichen Bilanzierung mit für die Händler kostenlosen Toleranzen (Basisbilanzausgleich) zu einem System der Tagesbilanzierung vor. Grundsätzlich ist damit die Bilanzierungsperiode für ein- und ausgespeiste Gasmengen der Gastag. Differenzen zwischen den ein- und ausgespeisten täglichen Gasmengen werden durch den Bilanzkreisnetzbetreiber ohne weitere Toleranzen als Ausgleichsenergie abgerechnet.

Im System der Tagesbilanzierung werden untertägige und auch day-ahead Strukturierungsleistungen sowie die damit verbundenen Prognoserisiken grundsätzlich für einen Großteil des Gasverbrauchs auf den (Bilanzkreis-)Netzbetreiber verlagert. Für Standardlastprofilkunden (SLP-Kunden) ist nach den GABi Gas-Vorgaben immer bereits die Tagesmenge nach der Temperaturprognose am Vortag der Belieferung (oder bei analyti-

schen SLP die Ist-Temperatur des Vorvortags) als bilanzkreisbezogen ausgespeiste Menge festgesetzt. Wird diese Menge auch einspeiseseitig nominiert, können sich bei dieser Kundengruppe für den Bilanzkreisverantwortlichen und damit den Händler keine Abweichungen ergeben.

**Preisgestaltung für Ausgleichsenergie** Die Entgelte für Ausgleichsenergie sind asymmetrisch und werden marktbasieret durch Verknüpfung mit den Preisen liquider Handelsplätze (derzeit National Balancing Point Großbritannien, TTF Niederlande, Zeebrugge Belgien und EGT Virtueller Punkt) ermittelt und vorgegeben. Der Bilanzkreisnetzbetreiber verkauft Ausgleichsenergie jeweils zum 1,1fachen des zweithöchsten Preises der genannten Handelsmärkte, und im Falle einer Überspeisung von Bilanzkreisen kauft er Ausgleichsenergie zum 0,9fachen des zweitniedrigsten Preis der genannten Handelsmärkte an.

**Stündliches Anreizsystem** Die Tagesbilanzierung wird ergänzt durch ein stündliches Anreizsystem. Bei der Saldierung der stündlichen Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen gibt es je nach Art der angeschlossenen Kunden verschiedene Toleranzbänder. Darüber hinausgehende Abweichungen werden mit

einem Strukturierungsbeitrag belegt. Der Bilanzkreisnetzbetreiber hat dabei die Wahl zwischen einem fixen oder über den Tag flexiblen Strukturierungsbeitrag: Der fixe Strukturierungsbeitrag beträgt 15 Prozent, der flexible Strukturierungsbeitrag zwischen 5 und 25 Prozent des täglichen Ausgleichsenergiepreises.

Das eigentliche stündliche Anreizsystem betrifft alle Ein- und Ausspeisepunkte, an denen durch die Händler nominiert wird, also Netzkopplungspunkte zu anderen Marktgebieten, Export- oder Importpunkte, Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen, virtuelle Ein- und Ausspeisepunkte und Ein- und Ausspeisepunkte zu Speichern, sowie diejenigen Ausspeisestellen mit registrierender Lastgangmessung (RLM) mit einer Kapazität ab 300 MWh/h bzw. kleinere RLM-Kunden mit registrierender Leistungsmessung nach Ausübung eines Wahlrechtes. Bei Ein- und Ausspeisepunkten, an denen nominiert wird, gilt grundsätzlich die Allokationsregel „allokiert wie nominiert“ und es wird die stündlich allokierte Menge herangezogen. Es wird keine Toleranz gewährt. Bei Großkunden im Stundenregime wird der jeweils gemessene Stundenverbrauch bilanzkreiswirksam. Die Steuerungstoleranz beträgt hier 2 Prozent. Der Händler bleibt in beiden Fällen verantwortlich für die untertägige Strukturierung und wird im Gegenzug für diese Ausspeisestellen nicht mit der Regelenergieumlage belastet.

Bei RLM-Kunden im Tagesregime (RLMmT; mit einer Kapazität unter 300 MWh/h bzw. größere RLM-Kunden nach Ausübung eines Wahlrechtes) wird den einzelnen Stunden je 1/24 der gemessenen Tagesmenge zugeordnet. Bei SLP-Kunden ist dies 1/24 der für den jeweiligen Gastag „ausgerollten“ Profilmenge. Zudem wird für RLM-Kunden im Tagesregime aufgrund der Prognoseungenauigkeiten eine Toleranz von 15 Prozent gewährt. Aufgrund der gleichmäßigen Aufteilung der Tagesmenge ergeben sich Abweichungen bei diesen Kundengruppen alleine aufgrund abweichender Tagesmengen.

Abbildung 1 zeigt am Beispiel eines fiktiven gemischten Bilanzkreises die bilanzkreiswirksamen Abweichungen im stündlichen Anreizsystem. Strukturierungsbedarf für den Händler ergibt sich nur für die Belieferung von RLM-Kunden ohne Tagesband (RLMoT). Für die übrigen Kundengruppen übernimmt die Strukturierungsleistung der Bilanzkreisnetzbetreiber.

Damit ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf an Regelenergie. Mit der Einführung einer Regel- und Ausgleichsenergieumlage auf die Energielieferungen an Letztverbraucher sollen im GABi Gas-Regime die insgesamt auftretenden Regelenergiekosten gedeckt werden.

## 2.2 Regelenergieregime

Regelenergie dient im Unterschied zur Ausgleichsenergie, die rein zum handelsseitigen Ausgleich der Bilanzkreise verwendet wird, dem physikalischen Ausgleich eines Marktgebiets im laufenden Betrieb und wird benötigt, um die Systemstabilität bei einer Unter- oder auch Überspeisung der Netze gewährleisten zu können. Regelenergiebedarf entsteht also durch fehlerhafte Bedarfsprognosen der Händler, de facto wird Regelenergie im System der Tagesbilanzierung aber auch zur untertägigen Strukturierung der eingestellten Händlermengen eingesetzt. Dementsprechend trifft beispielsweise die Kema in ihrem Gutachten zum deutschen Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas eine Unterscheidung zwischen „ungeplanter“ und „geplanter“ Regelenergie.<sup>4</sup> Nimmt man die stündliche Aus- bzw. Einspeiseleistung einer Regelenergiequelle, die zur Abdeckung der täglichen Strukturierung sowie den physikalischen Ausgleich von Über- und Unterspeisungen erforderlich ist, als Bemessungsgrundlage, so dürften die beiden genannten Ursachen in etwa gleicher Höhe zur Entstehung von Regelenergiebedarf beitragen.<sup>5</sup> Allerdings ist zu berücksichtigen, dass Strukturierungsleistungen im täglichen Rhythmus nur über jeweils wenige Stunden benötigt werden, während zum Ausgleich physikalischer Unter- und Überdeckungen typischerweise Regelenergielieferungen/-abnahmen als Tagesband durchgeführt werden.

Entsprechend der in der Festlegung GABi Gas skizzierten Allgemeinen Grundsätze zur Regelenergie<sup>6</sup> wird diese

vom Bilanzkreisnetzbetreiber zentral vorgehalten und beschafft. Dies gilt auch für Marktgebiete, die von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern aufgespannt werden. Wesentliches Designelement des neugestalteten Regelenergiemarktes ist dabei die Ausdifferenzierung zwischen interner und externer Regelenergie mit den für diese geltenden unterschiedlichen Beschaffungsregeln.

Interne Regelenergie stützt sich auf die Fähigkeit insbesondere von Fernleitungsnetzen, aber auch größerer Verteilnetze, Gasmengen durch temporären Ausgleich des Betriebsdruckes innerhalb des Netzes zu puffern („Netzpuffer“). Vorhaltung und Einsatz von interner Regelenergie werden im jetzigen System nicht vergütet. Nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur soll der Einsatz von interner Regelenergie dem Abruf externer Regelenergie immer vorrangig sein. Gemäß GABi Gas haben die Bilanzkreisnetzbetreiber Informationen zum Einsatz interner und externer Regelenergie im Internet zu veröffentlichen.

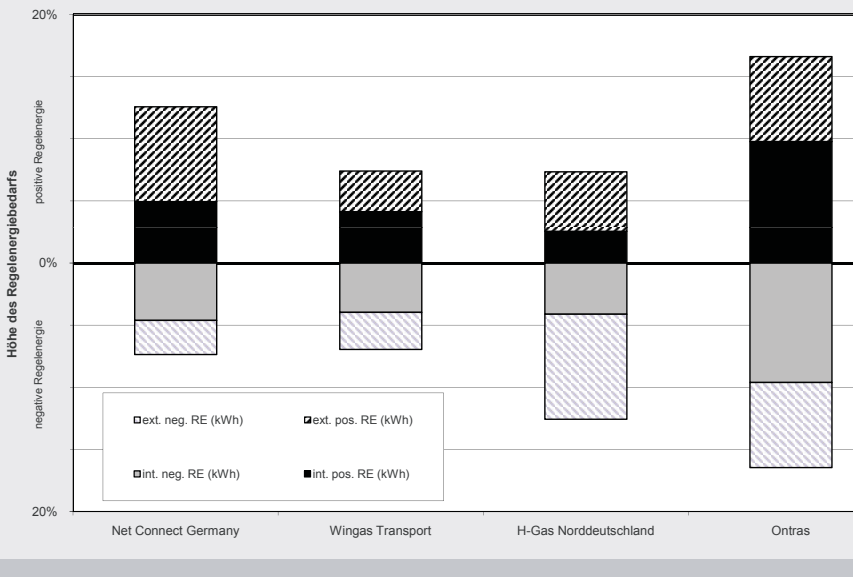
Demgegenüber wird externe Regelenergie von Händlern bereitgestellt, die ihrerseits auf flexible Bezugs- und Abnahmeknoten wie Speicher, abschaltbare Kunden und Transitmengen zurückgreifen können. Externe Regelenergie wird zentral vom Bilanzkreisnetzbetreiber beschafft, wobei sich die Ausschreibungsverfahren in den einzelnen Marktgebieten derzeit (noch) voneinander unterscheiden. In der Regel wird jedoch ein zweistufiges Verfahren angewandt, das zwischen der langfristigen Beschaffung im Rahmen einer Ausschreibung und dem kurzfristigen Abruf (auf Basis einer „Merit order“) unterscheidet. Auch Leistungsinhalt, Befristung und Bepreisung der Regelenergieprodukte unterscheiden sich in den einzelnen Marktgebieten deutlich voneinander. Kauf- und Veräußerungsprodukte beinhalten im Allgemeinen die Bereitstellung bzw. Übernahme von Erdgasmengen an einem physikalischen Ein- oder Ausspeisepunkt (seltener am virtuellen Handelspunkt des Marktgebietes) zu vorab kontrahierten Konditionen und Preisen. Die Fristigkeiten der Produkte reichen dabei von einem Tag bis zu einem Jahr. Bei längerfristigen Produkten wird den Anbietern teilweise die Möglichkeit gegeben, Leistungspreisangebote abzugeben. Zudem unterscheiden sich die Produkte nach der Risikoallokation. Prinzipiell tragen Anbieter von Regelenergieprodukten ei-

4 vgl. Hewicker/Kesting, S. 103

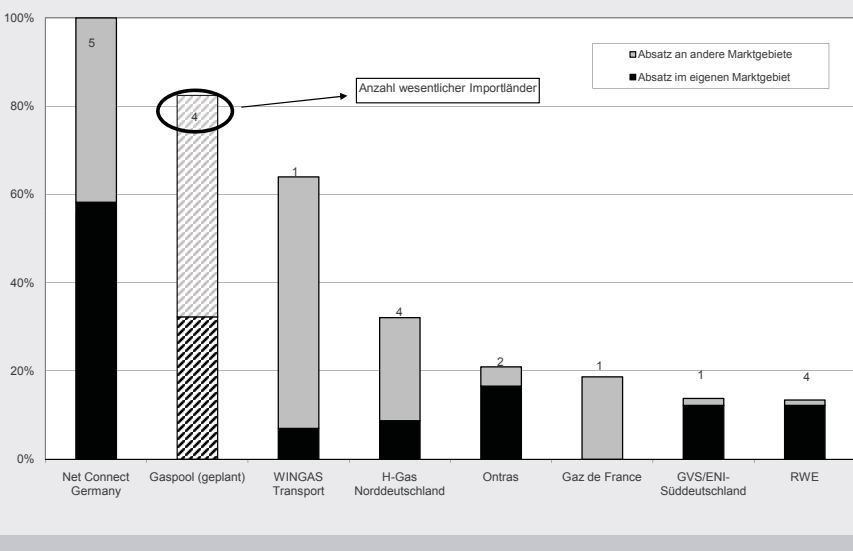
5 Diese Abschätzung ergibt sich, wenn für einen typischen Ausspeisenetzbetreiber einerseits das maximale Residuum (Stundenmenge im Tagesband) zwischen tatsächlicher und im Zuge einer Temperaturregression erklärten Ausspeisemenge betrachtet wird, andererseits die maximale Stundenlast, die zur untertägigen Strukturierung erforderlich ist. Beide Werte liegen jeweils bei etwa 20 Prozent der durchschnittlichen stündlichen Ausspeiseleistung eines kalten Wintertages, die ihrerseits in etwa dem zweibis dreifachen der durchschnittlichen Tagesleistung entspricht.

6 Siehe Festlegungsverfahren Ausgleichsleistungen Gas, Anlage 2: Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor, S. 9ff.

**Abb. 2 | Maximaler täglicher Abruf von interner und externer Regelennergie in Relation zur Ausspeisemenge eines typischen Wintertages im Winterhalbjahr 1.10.2008 – 31.3.2009.<sup>9</sup>**



**Abb. 3 | Größenvergleich H-Gas-Marktgebiete nach ausgespeister Jahresarbeit (eigene Berechnung)**



nen Großteil des Lieferrisikos, da dem Abnehmer die Inanspruchnahme der Lieferleistung freigestellt wird.

Betrachtet man die derzeit vier größten H-Gas-Marktgebiete in Deutschland, Net-Connect Germany, H-Gas Norddeutschland, Wingas Transport und Ontras<sup>7</sup>, so

<sup>7</sup> Derzeit bestehen in Deutschland die folgenden H-Gas Marktgebiete: NetConnect Germany, H-Gas Norddeutschland, Wingas Transport, Ontras, GVS/ ENI-Süddeutschland, Gaz de France und RWE, wobei sich H-Gas Norddeutschland, Wingas Transport und

fällt auf, dass nur NetConnect Germany die Vorhaltung von Regelennergie (Regelleistung) im Rahmen der Langfristbeschaffung vergütet. In den übrigen Marktgebieten beschränkt sich die langfristige Vertragsbindung darauf, die während des Ausschreibungszeitraums für den Abruf geltenden Arbeitspreise festzulegen. Diese werden vorab fixiert (Marktgebiete NCG

Ontras zum 1.10.2010 zum Marktgebiet „Gaspool“ zusammenschließen werden.

und H-Gas Norddeutschland), oder indexbezogen – mit Orientierung an der Preisentwicklung liquider Handelspunkte und Preis auf- und -schlag für Einspeisung bzw. Abnahme von Gasmengen durch den Händler – (in den Marktgebieten Ontras und Wingas Transport) ermittelt.

Zudem werden neben Gaskauf- und Veräußerungsprodukten in einigen Marktgebieten auch Strukturierungsprodukte (Flexibilitäten) ausgeschrieben. Strukturierungsprodukte beinhalten die Berechtigung (Flexibilität) des Bilanzkreisnetzbetreibers, gegen ein geringeres Entgelt Gas vom Anbieter der Strukturierungsdienstleistung für eine befristete Zeit zu übernehmen („Gasleihe“) oder es ihm befristet zu überlassen („Gasparken“).

Auswertungen auf Basis von Daten<sup>8</sup> zum Winterhalbjahr 2008/09 zeigen sowohl Unterschiede bezüglich der Nutzung verschiedener Regelennergiequellen als auch bezüglich des Regelennergiebedarfs zwischen den einzelnen Marktgebieten auf.

Wie anhand von Abbildung 2 ersichtlich ist, wird interne Regelennergie im Marktgebiet H-Gas Norddeutschland in deutlich geringerem Umfang eingesetzt als in den übrigen Marktgebieten. Dies weist darauf hin, dass hier deutlich weniger Quellen interner Regelennergie vorhanden sind. Darüber hinaus zeigt sich, dass der (relative) Regelennergiebedarf im Marktgebiet Ontras den entsprechenden Bedarf in den übrigen Marktgebieten sichtlich übersteigt, während im Marktgebiet der Wingas Transport deutlich weniger Regelennergie benötigt wird. Eine mögliche Erklärung ergibt sich aus dem in Abbildung 3 ausgewiesenen Transitanteil an der gesamten Ausspeisemenge. Transitströme unterliegen geringeren saisonalen und täglichen Schwankungen. In der Regel erfolgt die Durchleitung 1:1, so dass hier kaum Regelennergiebedarf entsteht. Während bei Wingas der Transitanteil fast 90 Prozent erreicht, liegt dieser Anteil im Marktgebiet mit dem höchsten Regelenner-

<sup>8</sup> Datenquellen: Bilanzkreisnetzbetreiber (GUD, NCGa, NCGb, Ontras, Wingas).

<sup>9</sup> Abweichend Marktgebiet NCG: maximal gemessener täglicher Einsatz interner Regelennergie und maximal kontrahierte Vorhalte-Tagesleistung der externen Regelennergie. Für alle Marktgebiete wurde die gesamte Ausspeisemenge an einem typischen Wintertag (Ausspeisungen in eigenes Marktgebiet und Transite) durch die doppelte Tagesmenge des Jahresdurchschnitts approximiert.

giebedarf, bei Ontras, nur bei etwa 20 Prozent.

Nachfolgend werden nun die Anreizwirkungen des eben vorgestellten Regel- und Ausgleichsenergiesystems untersucht und bewertet.

### **Bewertung der Anreizwirkungen des Regel- und Ausgleichsenergieregimes**

Mit der Tagesbilanzierung nach GABi erfolgt eine weitere Trennung der gaswirtschaftlichen Handelsvorgänge von der Gasphysik, wie sie auch im Modell des Gasnetz Zugangs nach dem Zweivertragsmodell angelegt ist. Für die Förderung von Wettbewerb kann es von Vorteil sein, die wettbewerblichen Marktbereiche möglichst zu „entlasten“, d.h. Transaktionskosten zu minimieren. Ein einfaches System lässt einen vermehrten Eintritt neuer Marktakteure erhoffen. Allerdings gilt dies nur, solange die andere Marktseite in der Lage ist, die auf sie verlagerten Komplexitäten auch effizient (d.h. kostengünstiger als dies bei einer anderen Aufgabenteilung der Fall wäre) zu bewältigen. Um ein möglichst reibungsloses Funktionieren der Märkte zu gewährleisten, sollte allerdings auf ordnungspolitische Zwänge weitgehend verzichtet werden, da diese immer ein direktes – und damit meist verzerrendes – Eingreifen des Staates in den Markt bedeuten. Damit muss auch und gerade ein einfaches Regelsystem genügend Anreize zu regelkonformem Verhalten bieten, um beispielsweise Verzerrungen durch Arbitrage auszuschließen. Hier gibt es bei der derzeitigen Ausgestaltung des Ausgleichs- und Regelenergieregimes noch Defizite, sowohl betreffend die Anreize für Händler, als auch jene für Netzbetreiber.

#### **3.1 Anreizwirkungen für Händler**

Obwohl das System der Tagesbilanzierung mit einem stündlichen Anreizsystem ergänzt wird, setzt es zu wenige Anreize für Händler, das System auch in der vorgesehenen Art und Weise zu nutzen. So bietet das Regel- und Ausgleichsenergieregime in der jetzigen Form keinen ausreichenden Schutz gegen Missbrauch oder Manipulation zu kommerziellen Zwecken insbesondere durch volumenstarke Händler.

Ein (ausreichend großer) Transportkunde könnte beispielsweise Einspeisungen in den Bilanzkreis von der ersten Hälfte

des Gastages (Spitzenlastzeit) in die zweite (Schwachlastzeit) verschieben, so dass in seinem Bilanzkreis die Tagesmenge ausgeglichen ist. Ein Schiefstand in seinem stündlichen Bilanzkonto wäre dann die Folge. Hierfür hat der Transportkunde einen Strukturierungsbeitrag zu entrichten, der im Falle variabler Strukturierungsbeiträge maximal 25 Prozent des mittleren Ausgleichsenergiepreises betragen kann. Durch ein solches Verhalten kann ein großer Transportkunde zusätzlich den Bedarf nach Regelenergie zur untertägigen Strukturierung maßgeblich beeinflussen. Es entsteht in der ersten Tageshälfte künstlicher Bedarf an positiver Regelenergie und in der zweiten Hälfte des Gastages ein Bedarf an negativer Regelenergie. Bietet er nun selber Regelenergie an, kann er durch den Preisunterschied zwischen Regelenergiepreisen und Strukturierungsbeitrag Arbitragegewinne realisieren. Das stündliche Anreizsystem bietet hiermit keine wirksame Barriere gegen Arbitragegewinne.

Steigende Liquidität und eine hohe Anzahl von Händlern in einem Marktgebiet könnten helfen, solche Fehlanreize zu unterdrücken. Sofern eine ausreichende Anzahl von Händlern in einem Marktgebiet aktiv ist, können einzelne Händler keinen so großen Einfluss auf den Regelenergiebedarf mehr ausüben. Eine Beeinflussung des Regelenergiebedarfs in oben dargestellter Weise wäre dann nur noch mittels einer Koordination einiger Händler möglich. Insbesondere bei Wettbewerb auf dem Regelenergiemarkt wird eine implizite Koordination schwierig sein. Zudem wäre eine Koordination mehrerer Händler zum Zwecke eines Missbrauchs des Bilanzierungssystems im Rahmen des Kartellrechts sanktionierbar. Eine Bewertung der Liquidität auf den derzeitigen Regelenergiemärkten wird am Ende des Kapitels vorgenommen.

Eine mögliche Überwindung der Fehlanreize unter grundsätzlicher Beibehaltung des Tagesregimes wäre, den Händlern jeweils die durch sie verursachten Strukturierungsbedarfe zuzuschreiben und diese mit der von ihnen kontrahierten Regelenergie zu saldieren, oder aber stündlich zu den geltenden Ausgleichsenergiepreisen abzurechnen – was letztlich einem Wechsel zur Stundenbilanzierung, zumindest für manche Kundengruppen, gleichkommen würde. Hierbei gibt es allerdings im derzeitigen System der Tagesbilanzierung mehrere

Schwierigkeiten: Zum einen ist der Strukturierungsbeitrag in der Höhe vorgeschrieben; eine Saldierung würde eine Abweichung hiervon bedeuten. Zudem müsste eine stündliche Netzbilanz im Marktgebiet so nach Händlern aufschlüsselbar sein, dass klar wird, wer welchen Regelenergiebedarf verursacht hat. Dies wird in der Regel nicht zweifelsfrei möglich sein. Es ist außerdem fraglich, ob unter diesen Umständen ausreichend Regelenergie angeboten werden würde, da ein Angebot von Regelenergie dem Risiko unterliegen würde, durch eine Saldierung nicht oder teilweise nicht vergütet zu werden.

Einfacher und praktikabler erscheint demgegenüber der Wechsel zu einem reinen System der Stundenbilanzierung.<sup>10</sup> Hierbei würden Ausgleichs- und Regelenergie zum Großteil zusammenfallen, so dass sich ein einziger Markt für Regel- und Ausgleichsenergie entwickeln könnte. Die Bepreisung aller Bilanzabweichungen (Kosten für Ausgleichsenergie und Strukturierungsbeitrag) sollte dann die Kosten des Regelenergieeinsatzes widerspiegeln. In einem solchen System würden die oben beschriebenen Arbitragemöglichkeiten der Händler wegfallen. Die Notwendigkeit, einen zusätzlichen Strukturierungsbeitrag zu erheben, würde damit ebenso entfallen. Zur Sicherstellung einer effektiven Nutzung des Netzpuffers wären hierbei zusätzliche Verträge zwischen Netzbetreibern und Händlern abzuschließen. Dies hätte gleichzeitig zur Folge, dass Bereitstellung und Bewirtschaftung des Netzpuffers bepreist und vergütet werden könnten. In Kapitel 3.2 wird die allgemeine Problematik der derzeitigen Behandlung des Netzpuffers erörtert.

Im Unterschied zum System der Tagesbilanzierung würden den Händlern bei Stundenbilanzierung die Informationen über physikalische Gasflüsse nicht vorenthalten. Das System der Tagesbilanzierung vernichtet in dieser Hinsicht Informationen. Dem Händler ist es somit nicht möglich, seine Einspeisungen an den physikalischen Notwendigkeiten der genutzten Netze zu orientieren. Zwar könnte ein System der Tagesbilanzierung zu erhöhter Liquidität auf dem Ausgleichsenergiemarkt

<sup>10</sup> Vor Einführung des Bilanzierungsregimes gem. GABi Gas war in der GasNZV eine stündliche Bilanzierung mit Toleranzbändern vorgesehen. Allerdings fehlte jegliche Rückbindung der Ausgleichsenergiepreise an einen Regelenergiemarkt.

führen.<sup>11</sup> Bei regulatorisch vorgegebenen Ausgleichsenergiepreisen sind allerdings keine großen Vorteile eines liquiden Ausgleichsenergiemarktes zu erwarten.

Im Gegensatz dazu ermöglicht es eine geeignete Ausgestaltung des Ausgleichsenergie-Preismechanismus dem Bilanzkreisnetzbetreiber, Händlern zusätzliche Anreize zu einer erwünschten Strukturierung ihrer Ein- und Ausspeisungen zu setzen. Im derzeitigen System sind die Ausgleichsenergiepreise vorgegeben. Durch den Spread zwischen Ankaufs- und Verkaufspreis kann ein Missbrauch von Ausgleichsenergie als Substitut für Handelsmengen ausgeschlossen werden. Ein stündliches Bilanzierungssystem würde die Koppelung von Regel- und Ausgleichsenergiemarkt erleichtern und könnte damit die Liquidität auf dem Regelenergiemarkt erhöhen. Damit wäre es auch möglich, auf die fix vorgegebenen Preise für Ausgleichsenergie zu verzichten.

### 3.2 Anreizwirkungen für Netzbetreiber

Wie bereits erläutert, bringt die Trennung von Gashandel und Gasphysik, wie sie in der GABi Gas angelegt ist, die Verlagerung von Komplexität und Transaktionskosten von den Händlern auf die Netzbetreiber mit sich. Aus diesem Grund muss ein besonderer Fokus der Untersuchung auf den Anreizen für Netzbetreiber liegen, die Ihnen im neuen Ausgleichs- und Regelenergieregime übertragenen Aufgaben effizient zu erfüllen.

Eine Reihe von Aufgaben sind im neuen System allein beim marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber beziehungsweise Bilanzkreisnetzbetreiber konzentriert. Aufgabe der Bilanzkreisnetzbetreiber ist neben dem Führen der Bilanzkreise im Marktgebiet die zentrale Beschaffung von Ausgleichs- und externer Regelenergie, sowie der Einsatz bzw. der Abruf von interner und externer Regelenergie. Dies bedeutet, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber auf der Beschaffungsseite pro Marktgebiet jeweils die alleinige Marktmacht innehat, also ein Monopson bildet. Der Bilanzkreisnetzbetreiber kann außerdem die Kosten für Ausgleichs- und Regelener-

gie im Marktgebiet umlegen, ist also nicht per se (wie ein theoretisches Monopson) an möglichst günstigen Preisen, sondern vielmehr an der sicheren Deckung seines Regelenergiebedarfs interessiert. Nur auf der Angebotsseite kann es per definitionem in diesen Märkten überhaupt zu Wettbewerb kommen. Ein starker Wettbewerb auf der Anbieterseite kann aber auch hier zu Wettbewerbspreisen führen. Individuelle Anreize der Anbieter, möglichst hohe Preise für Regelenergie zu erzielen, werden durch die Koordinationsprobleme im Wettbewerb überwunden.

Für einen funktionierenden Wettbewerb zwischen Anbietern von Regelenergie muss zunächst eine transparente Beschaffung von Regelenergie ermöglicht werden. Gemäß GABi Gas sind Annahmen und Verfahren zur Bestimmung des Bedarfs an interner und externer Regelenergie zu veröffentlichen und es ist frühzeitig über die geplanten Ausschreibungen einschließlich dafür vorgesehene Mengen zu informieren. Um die Anzahl der Anbieter zu steigern, sollte zusätzlich durch die Wahl geeigneter Losgrößen auch kleinen Anbietern die Beteiligung am Regelenergiemarkt ermöglicht werden. Ergänzend könnte Anbietern die Möglichkeit gegeben werden, durch Zusammenschluss „virtuelle Flexibilitäten“ am Regelenergiemarkt anzubieten, selbst wenn die physische Ein- bzw. Ausspeisung an unterschiedlichen Punkten des Netzes erfolgt. Hierbei wäre allerdings auszuschließen, beispielsweise durch Obergrenzen für die Größe von virtuellen Flexibilitäten, dass es durch solche Zusammenschlüsse zu einer neuen Konzentration von Marktmacht kommt.

Weiterhin könnten die monopsonistischen Strukturen auf den Regelenergiemärkten dadurch aufgebrochen werden, dass eine Vergleichbarkeit der Regelenergie-Ausschreibungen in den verschiedenen Marktgebieten hergestellt wird. Hierzu wären allerdings weitere regulatorische Eingriffe notwendig, etwa um Produkte, Fristigkeiten und Bedingungen der Ausschreibungen untereinander zu standardisieren. Auch der Ausschreibungskalender wäre so zu harmonisieren, dass zeitliche Überlappungen langfristiger Ausschreibungen, zumindest an angrenzenden Marktgebieten, möglichst vermieden werden. Soweit Händler aufgrund ihrer Handelsaktivitäten in der Lage wären, in mehreren Marktgebieten Regelenergie anzubieten, würden die Marktgebiete dann um

die günstigsten Regelenergieangebote konkurrieren. Allerdings müssen Händler hierfür über feste Ein- und Ausspeisekapazitäten in den betreffenden Marktgebieten verfügen.

Letzterer Punkt läuft allerdings dem erklärten Ziel von Regulierung und Politik, die Anzahl der Marktgebiete möglichst zu reduzieren, zuwider. Je größer ein Marktgebiet und umso geringer die Anzahl der Marktgebiete in Deutschland, desto stärker wird die monopsonistische Marktmacht des Bilanzkreisnetzbetreibers als zentraler Nachfrager von Regelenergie sein.

Für ein reines System der Tagesbilanzierung, bei dem interne Regelenergie vorrangig einzusetzen ist und externe Regelenergie effektiv und nur im benötigten Umfang eingesetzt werden soll, müssen alle beteiligten Netzbetreiber Anreize haben, die Strukturierungsleistungen zu erbringen, die vom Handel auf den Netzbereich verlagert werden. Wesentliche Quellen interner Regelenergie sind Speicherleitungen („Netzpuffer“) der Fernleitungsgesellschaften (auch aus angrenzenden Marktgebieten) und der nachgelagerten Netze, insbesondere größerer Regionalversorger und einzelner Stadtwerke. Gemäß der Kooperationsvereinbarung III sind nachgelagerte Netzbetreiber gehalten, den Netzpuffer so einzusetzen, dass die täglichen Lastspitzen geglättet werden und somit die maximale stündliche Einspeiseleistung des nachgelagerten Netzes minimiert wird.

Zwar sind die Netzbetreiber grundsätzlich in der Lage, alle Strukturierungsleistungen zu erbringen. Dies ergibt sich schon daraus, dass auch bei entsprechendem Händlerverhalten vor der Tagesbilanzierung die Netze in der Lage waren, die untertägige Strukturierung zu leisten. Allerdings fehlen im neuen System die Anreize für die Netzbetreiber – und dies insbesondere für alle den Bilanzkreisnetzbetreibern nachgelagerten Netzbetreiber – diese Strukturierung auch über den eigenen Netzpuffer zur Verfügung zu stellen und den Netzpuffer tatsächlich als interne Regelenergie einzusetzen.

Fehlende Anreize sind zum einen begründet durch die Klassifizierung des Netzpuffers als interne Regelenergie, und zum anderen durch die Konzentration der Regelenergieverantwortung beim marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber, der den virtuellen Handlungspunkt bewirtschaftet. Es besteht damit die Gefahr, dass nach-

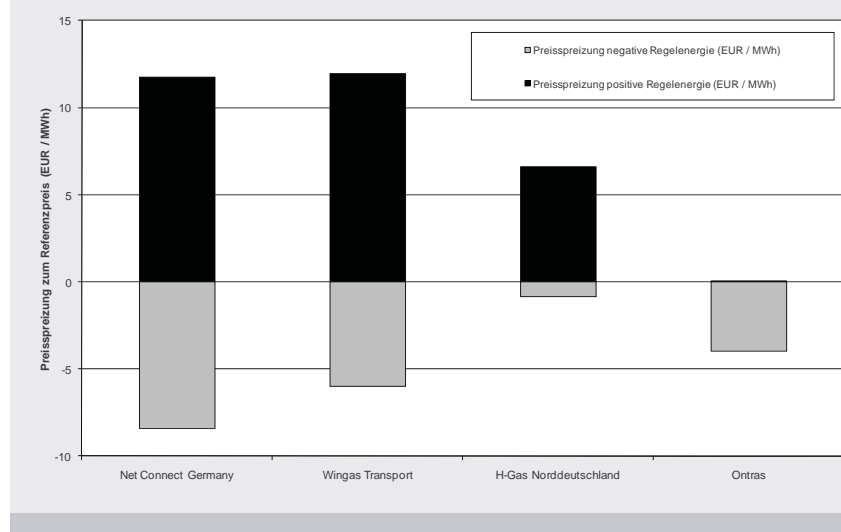
11 Hewicker/Kesting erwarten zudem, dass eine stündliche Bilanzierung auch zu einer weiteren Fragmentierung – und damit einem Rückgang der Liquidität – auf dem unregulierten Gasmarkt führen könnte (siehe S. 102, ebd.). Auch aus anderen Erwägungen (vgl. S. 53ff., ebd.) geben sie insgesamt einem Regime der Tagesbilanzierung den Vorzug. Zu den Bedingungen für ein funktionierendes Regime der Tagesbilanzierung vergleiche Abschnitt 3.2.

gelagerte Netzbetreiber die Struktur abfahren, die der Summe ihrer Abnahmestellen entspricht und damit den gesamten Strukturierungsbedarf – sofern dies aufgrund der Auslegung der Netzkopplungspunkte zwischen den Netzen überhaupt möglich ist – auf die Ebene des Bilanzkreisnetzbetreibers verlagern. Dieser hat in der Regel keine Möglichkeit, direkt auf nachgelagerte Netzpuffer zuzugreifen. Ist der Netzpuffer des Bilanzkreisnetzbetreibers nicht in der Lage, die gesamte benötigte Strukturierung zu leisten, ist ein, durch diese fehlende Anreizwirkung überhöhter, Bedarf an externer Regelernergie die Folge. Die Kosten daraus sind wiederum über die Regelergieumlage von den Händlern zu tragen.

Dieses Problem wurde von den Verfassern der GABi Gas erkannt, aber nicht gelöst. Aus diesem Grund enthält die GABi Gas Vorgaben an Bilanzkreisnetzbetreiber, den Einsatz des Netzpuffers durch die nachgelagerten Netzbetreiber zu überprüfen und bei großen Abweichungen in der Netzkontenanalyse Nachfragen zu stellen. Ergebnisse der Netzkontenanalyse wurden auch in der Monitoring-Abfrage im April 2009 abgefragt. Sanktionsmöglichkeiten haben die Bilanzkreisnetzbetreiber aber nicht. Das Gebot, den Netzpuffer als interne Regelernergiequelle zur Verfügung zu stellen, greift deshalb zu kurz. Allerdings sind weitere ordnungspolitische Eingriffe hier nicht angebracht, insbesondere nicht, wenn ein funktionierender wettbewerblicher Markt für Regel- und Ausgleichsenergie geschaffen werden soll. Eine Vorschrift, den Netzpuffer zu nutzen, ersetzt nicht fehlende Anreize hierzu. Echte Anreize, Netzpuffer zu nutzen und auch in Netzpuffer zu investieren könnten am besten durch eine kostengerechte Bepreisung und Vergütung von Netzpuffernutzung und Netzpufferausbau geschaffen werden. Ein interessanter – wenn auch recht komplexer – Vergütungsansatz wurde auch im von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachten zum Regel- und Ausgleichsenergiemarkt entwickelt.<sup>12</sup>

Ein entscheidender Punkt ist die derzeit bestehende Verpflichtung, vorrangig interne Regelernergie zu nutzen ohne dass hierfür eine Preisbildung vorgesehen wäre. So muss im GABi Gas-Regime interne Regelernergie immer als kostengünstigste Maßnahme erscheinen, weil sie per Definitionem einen Preis von Null hat. Dies

Abb. 4 | Preisspreizung für Regelernergie zum jeweiligen Referenzpreis des Marktgebietes



entspricht aber nicht den tatsächlichen Kosten für interne Regelernergie. Kurzfristig führt die fehlende Bepreisung des Einsatzes von Netzpuffer zu Ineffizienzen beim Abruf: Aufgrund des fehlenden Preissignals wird Netzpuffer auch in Situationen als Regelernergiequelle eingesetzt, in denen die dadurch verursachten volkswirtschaftlichen Kosten (z. B. verursacht durch den Betrieb von Regelanlagen) die Kosten des Einsatzes alternativer, externer Quellen übersteigen. Aufgrund der fehlenden Vergütung dürften nachgelagerte Netzbetreiber überdies versucht sein, einen möglichst geringen Netzpuffer auszuweisen und /oder den Einsatz des Netzpuffers zu minimieren. Dies erhöht den Regelungsbedarf im vorgelagerten Netz.

Die Verpflichtung, den Netzpuffer ohne Vergütung als interne Regelernergie einzubringen, verhindert zudem jegliche alternative Vermarktungen von Speicherleitungen. Wirtschaftlich gesehen kommt dies für die betroffenen Netzbetreiber einer schleichenden Enteignung ihrer Netzpuffer gleich. Zwar werden Kapitalkosten für Leitungen in der Anreizregulierung grundsätzlich abhängig vom erzielten Effizienzwert berücksichtigt. Allerdings ist davon auszugehen, dass sich die Vorhaltung von Netzpuffer (in Form von im Vergleich zum Gasabsatz groß dimensionierten Leitungen) negativ auf den Effizienzwert eines Unternehmens auswirkt und damit im Zuge der Anreizregulierung Teile der Kapitalkosten für Netzpuffer nicht erstattet werden.

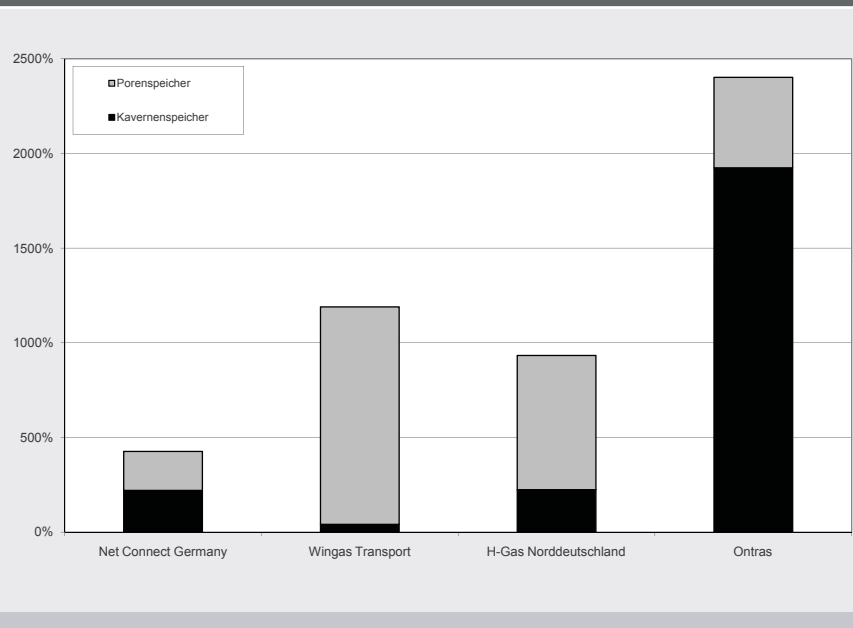
Langfristig entsteht im heutigen Vergütungssystem für die Netzbetreiber der Fehlanreiz, den Netzpuffer rückzubauen bzw. auf die Bewirtschaftung von Netzpuffer zu verzichten. Auch bei Investitionsentscheidungen, beispielsweise bei der Dimensionierung von Leitungen oder bei Investitionen in Speicher, entstehen verzerrende Hemmnisse. Dies führt dann zu Fehlallokationen, wenn die langfristigen Betriebs- und Kapitalkosten des Netzpuffers unter den Kosten externer Regelernergiequellen mit einer ähnlichen gaswirtschaftlichen Funktion liegen. Dabei ist die andersgeartete Wirkungsweise von Regelreserven in nachgelagerten Netzen zu berücksichtigen. Oftmals wird die effektivste Profilglättung in einem Leitungsnetz bei Nutzung eines nachgelagerten Netzpuffers erzielt.

Ein möglicher Lösungsansatz könnte sein, Netzpuffer in den Regelergiemarkt zu integrieren. Hierzu ist zunächst die Unterscheidung von interner und externer Regelernergie aufzuheben. Die Netzbetreiber könnten dann als reguläre Regelernergie-Anbieter am Markt auftreten. In einem wettbewerblichen Regelergiemarkt würde sich damit auch ein Preis für Regelernergie aus Netzpuffer bilden, der sowohl Bereithaltungskosten als auch den Bedarf nach dieser Regelernergiequelle widerspiegelt.

Im System der Stundenbilanzierung wäre überdies denkbar, dass Netzbetreiber die Strukturierungsleistung ihres Netzpuffers direkt den im Marktgebiet aktiven Händlern offerieren. Zur Sicherstellung

12 Siehe Hewicker/Kesting, S. 77ff.

**Abb. 5 | Abdeckungsgrad des externen Regelenergiebedarfs durch die physische Ausspeiseleistung der an das jeweilige Marktgebiet angeschlossenen Kavernen- und Porenspeicher.**



von Transparenz auf solchen Märkten sollten diese Transaktionen immer über den Virtuellen Punkt im Marktgebiet durchgeführt werden.

Mit Blick auf den Regelenergiemarkt ist festzustellen, dass die eben angesprochenen Fehlanreize in ihrer Wirkung aufgrund der in den einzelnen Marktgebieten unterschiedlichen, aber tendenziell niedrigen Liquidität sowie einer hohen Marktmacht auf der Anbieterseite eher verstärkt denn gemindert werden. Zwar liegen bislang keine öffentlich zugänglichen Zahlen zur Liquidität der einzelnen Regelenergiemärkte vor.<sup>13</sup> Ihre Beurteilung lässt sich allerdings anhand von einigen Marktbeobachtungen schlüssig ableiten.

Insbesondere die von den Bilanzkreisnetzbetreibern gewählten Ausschreibungsmodalitäten für die Beschaffung von Regelenergie lassen Rückschlüsse über die jeweilige Marktliquidität zu. So sind die von NCG praktizierte Vergütung der Leistungsvorhaltung und die – auch im Vergleich zu den anderen betrachteten H-Gas-Marktgebieten – sehr langfristige Fixierung der Arbeitspreise auf Dauer von drei Monaten – als deutliches Indiz für eine geringe Liquidität des Beschaffungs-

marktes zu werten. In den übrigen Marktgebieten wird auf eine Vergütung der Vorhalteleistung verzichtet. Darüber hinaus finden Ausschreibungen häufiger und über einen kürzeren Zeitraum statt.

Ein ähnliches Bild zeichnet sich mit Blick auf die Ausschreibungsergebnisse ab. Von besonderem Interesse ist hierbei ein Vergleich der Preisspreizung für Regelenergie zu einem Referenzpreis – beispielsweise dem Spotmarktpreis am virtuellen Handelspunkt des jeweiligen Marktgebietes.<sup>14</sup> Wie in Abbildung 4 ersichtlich ist, fällt diese Preisspreizung in den Marktgebieten NCG und Wingas Transport deutlich höher aus als in den beiden anderen untersuchten Marktgebieten.<sup>15</sup>

Ursächlich für eine hohe Preisspreizung können dabei sowohl die niedrige Marktliquidität, als auch eine hohe Marktmacht bzw. Konzentration der Anbieter sein.

Tatsächlich wird diese Vermutung mit Blick auf die in den einzelnen Marktgebieten vorhandenen wesentlichen externen

14 Referenzpreis für die Marktgebiete NCG, Wingas Transport und Ontras: EEX-day-ahead NCG; Referenzpreis für H-Gas Norddeutschland: EEX-day ahead GUD. Berechnung der Preisspreizung für Wingas Transport, H-Gas Norddeutschland und Ontras als mengengewichtete Differenz zwischen dem jeweiligen Ein- bzw. Verkaufspreis für Regelenergie und dem Referenzpreis. NCG: Berechnung der mengengewichteten absoluten Preisdifferenz.

15 Datenquellen: Bilanzkreisnetzbetreiber (GUD, NCGa, NCGb, Ontras, Wingas) und EEX.

Regelenergiequellen erhärtet. Von zentraler Bedeutung ist hierbei der Zugriff auf Kavernenspeicher, da diese so konzipiert sind, dass innerhalb weniger Stunden eine Umschaltung zwischen Ein- und Ausspeicherbetrieb möglich ist. Bei Porenspeichern sind die entsprechenden Rüstzeiten im Allgemeinen deutlich länger.

Betrachtet man nun die in Abbildung 5 dargestellte Ausstattung der einzelnen Marktgebiete mit Kavernen- und Porenspeichern<sup>16</sup> und vergleicht deren Ausspeiseleistung (die sog. Plateau-Entnahmerate) mit dem externen Regelenergiebedarf, so wird die unterschiedliche Verteilung deutlich sichtbar. Während die an das Marktgebiet von Wingas Transport angeschlossenen Kavernenspeicher gerade einmal 40 Prozent des dort anfallenden Regelenergiebedarfs decken, sind dies in den beiden großen Marktgebieten NetConnect Germany und H-Gas Norddeutschland immerhin gut 220 Prozent, und im Marktgebiet der Ontras übersteigt die Entnahmerate aus den Kavernenspeichern den externen Regelenergiebedarf um nahezu das zwanzigfache. Unter Berücksichtigung der Porenspeicher ist allerdings bei NetConnect Germany der Abdeckungsgrad deutlich am geringsten. Dabei wird eine Besonderheit des Marktgebiets H-Gas Norddeutschlands noch gar nicht berücksichtigt: Durch Einspeisungen von Gasproduzenten lassen sich dort zusätzliche Flexibilitäten realisieren.

Auf den ersten Blick mag ein Abdeckungsgrad externer Regelenergie von 220 Prozent durch Kavernenspeicher – wie für das Marktgebiet NCG berechnet – als ausreichend erscheinen. Allerdings gilt zu bedenken, dass Kavernenspeicher noch anderweitig eingesetzt werden, beispielsweise von den Händlern zum täglichen Ausgleich der im Vorhinein prognostizierten Abweichungen und für Einspeisungen von Gasmengen im Zuge von Nominierungsersatzverfahren, beispielsweise zur zeitversetzten Belieferung von Großkraftwerken mit variablen Gasmengen. Zieht man in Betracht, dass bei Anwendung eines sachgerechten Prognoseverfahrens die im Voraus prognostizierten Abweichungen wenigstens in der gleichen Größenordnung liegen sollten wie die ungeplanten Abweichungen, lässt dies den Schluss zu, dass sowohl das größte deutsche Gas-

16 Berechnungen auf Grundlage von Betreiberdaten nach Sedlacek (2008) sowie entsprechend eigener Recherche.

13 Bislang veröffentlicht nur NCG die Ausschreibungsergebnisse für Regelenergie, aber auch dort finden sich keinerlei weitergehenden Informationen z. B. zu Angebotsmengen und -konditionen oder zur Bieterstruktur.

marktgebiet NetConnect Germany als auch Wingas Transport zu wenige Kavernenspeicher anbinden. Dies könnte mit ursächlich für die geringe Liquidität des Regelenergiemarkts sein.<sup>17</sup>

Mögliche Maßnahmen zur Steigerung von Liquidität auf dem Regelenergiemarkt wie die Gestaltung der Ausschreibungen (Losgrößen, Vereinheitlichung der Ausschreibungsregeln) die Trennung zwischen interner und externer Regelenergie, sowie marktgebietsüberschreitender Regelenergiehandel wurden bereits weiter oben diskutiert. Marktgebietsüberschreitender Regelenergiehandel – der gegebenenfalls eine effiziente Allokation der Speicherangebote über die Marktgebiete hinweg ermöglichen würde – wird dadurch erschwert, dass zwischen den Marktgebieten physikalische und vertragliche Engpässe bestehen, die nur durch komplizierte Preismechanismen im Markt abgebildet werden können.

#### 4. Ausblick

Aus europäischer Perspektive stellt sich die Frage, wie sich die Entwicklung eines gemeinsamen EU-Binnenmarktes im Gasbereich auf die Gestaltung der Ausgleichs- und Regelenergieregime auswirken wird. Zunächst erscheint es wünschenswert, jeweils auch ausländische Regelenergiequellen zu erschließen und eine europaweit effiziente Allokation von Regelenergieleistung zu erreichen. Beispielsweise verfügen nur manche EU-Länder über günstige geographische Bedingungen für Gasspei-

cher. Hindernisse ergeben sich zum einen aus der Verschiedenheit der derzeitigen Bilanzierungsregime, zum anderen aber auch aus den vorhandenen physikalischen Engpässen. Es ist zu bedenken, dass unterschiedliche Regime auch einer physikalischen Notwendigkeit entspringen können und eine Vereinheitlichung damit nicht von vorneherein als effizienter angesehen werden darf. Auch bezüglich eines Abbaus physikalischer Engpässe (z.B. durch Investitionen an Grenzkopplungspunkten) muss eine genaue – langfristige – Abwägung von Kosten und Nutzen stattfinden.

Insgesamt kann ein wettbewerblicher Markt für Regel- und Ausgleichsenergie nur entstehen, wenn er nicht durch zu viele Regularien erstickt wird. Regulierung kann und muss Rahmenbedingungen für einen funktionierenden Markt schaffen, insbesondere gleiche Ausgangsbedingungen für Akteure, sowie Regeln und Mechanismen, die das Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage ermöglichen. Aber Wettbewerb kann nicht erzwungen werden. Deshalb ist besondere Sensibilität für die Anreizwirkungen der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich.

#### 5. Literaturverzeichnis

1. Brunner, Uli (2009): „Gasspeicherinvestitionen in Deutschland – über das Ziel hinausgeschossen?“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 59(5), S. 12 - 16
2. Bundesnetzagentur, Beschluss der Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 7, vom 28.05.2008 im Festlegungsverfahren Ausgleichsleistungen Gas

3. Bundesnetzagentur, Beschluss der Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 7, vom 20.08.2007 zur Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas

4. Hewicker, Christian / Kesting, Stefanie (2007): „Der deutsche Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas im Rahmen des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und des darauf aufbauenden Gasnetzzugangsmodells.“ Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, vorgelegt von KEMA Consulting GmbH in Zusammenarbeit mit TPA Solutions Ltd.

5. Sedlacek, Robert (2008): „Untertage-Gasspeicherung in Deutschland“, *Erdöl Erdgas Kohle*, 124 (11), S. 453 - 465

6. Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der Änderungsfassung vom 29.07.2008

#### 6. Datenquellen

7. European Energy Exchange (EEX): Natural Gas Day-Ahead, Spotmarkt GUD / NCG, <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Erdgas>

8. Gasunie Deutschland (GUD): Einsatz Regelenergie, <http://www.gasunie.de/regelenergie/>

9. NetConnect Germany (NCGa): Auktionsergebnisse, <https://regelenergie.net-connect-germany.de/emwebegt/startApp.do>

10. NetConnect Germany (NCGb): interne Regelenergie H-Gas, [http://datenservice.net-connect-germany.de/Regelenergien.aspx?MandantId=Mandant\\_Ncg](http://datenservice.net-connect-germany.de/Regelenergien.aspx?MandantId=Mandant_Ncg)

11. ONTRAS - VNG Gastransport (Ontras): Einsatz von Regelenergie, <http://www.ontras.com/content/Transportkunden/Bilanzkreismanagement/Regelenergie/index.html>

12. Wingas Transport (Wingas): Eingesetzte Regelenergie, <http://wtkg.de/rae/reportparameter.jsf>

<sup>17</sup> Demgegenüber kommt beispielsweise Brunner (2009), S. 15, zu dem Ergebnis, dass deutschlandweit das Angebot an Spitzenlastspeichern die entsprechende Nachfrage um etwa 3 Prozent übersteigt. Allerdings untersucht er nicht die Verhältnisse in den einzelnen Marktgebieten. Insofern stehen die hier veröffentlichten Untersuchungsergebnisse nicht notwendigerweise im Widerspruch zu den von Brunner (2009) getroffenen Aussagen.