

Christian Hewicker, Dr. Stefanie Kesting

Start der Diskussion zur Ausgestaltung des künftigen Regel- und Ausgleichsenergiesystems für den deutschen Gasmarkt

Hintergründe, Möglichkeiten und Stand der Dinge

Abstract

Während die Netzzugangsbedingungen im deutschen Gasmarkt mittlerweile weitgehend festgelegt sind, sind die Regeln für den Bilanzausgleich bislang uneinheitlich und intransparent. Im Anschluss an die Veröffentlichung eines Gutachtens im Auftrag der Bundesnetzagentur im November 2007 ist nun in Deutschland die Debatte um die Ausgestaltung des künftigen Regel- und Ausgleichsenergiemarktes Gas im Sinne eines diskriminierungsfreien Netzzugangs offiziell gestartet. Ziel des Gutachtens war es, eine umfassende Diskussionsgrundlage zu schaffen sowie konkrete Vorschläge zu machen, auf Basis derer ein möglichst marktbasierendes Modell für die Beschaffung von Regelenergie einerseits sowie ein System zur Bildung transparenter und diskriminierungsfreier Ausgleichsenergiepreise entwickelt werden kann, das auf die besonderen Verhältnisse im deutschen Gasmarkt zugeschnitten ist. Der vorliegende Beitrag erläutert diese derzeit auch im Rahmen eines Konsultationsverfahrens diskutierten Optionen, erklärt Hintergründe und gibt einen Überblick über den Stand der Dinge.

Whilst the conditions for access to the German gas networks have been largely defined the rules for balancing and imbalance pricing are still intransparent and inconsistent. Following the recent publication of a study on behalf of the German regulator in November 2007 the German gas industry has now entered into official discussions about the future organisation of balancing mechanisms for the German gas market, with the aim of ensuring non-discriminatory network access. The objective of this study was to create a comprehensive basis for discussion and to suggest both a market-based model for the procurement of balancing energy by network operators and the non-discriminatory and transparent pricing of imbalances on the shippers' side, taking account of the specific conditions of the German gas market. This paper explains the options that are currently discussed, provides relevant background and summarises the status quo.

betreiber definierten in der sog. „Kooperationsvereinbarung“ (KoV) Regeln für die entsprechend erforderliche Zusammenarbeit, so dass die Netzzugangsregeln für den deutschen Gasmarkt weitgehend definiert sind.

Das Ziel eines diskriminierungsfreien Netzzugangs wird jedoch nicht nur durch die Festlegung grundsätzlicher Regeln zur Kapazitätsbuchung und -bepreisung, sondern auch durch die Ausgestaltung weiterer Details bestimmt. Einer dieser weiteren elementaren Bestandteile des Netzzugangs ist die Organisation des Bilanzausgleichs innerhalb einer definierten Bilanzierungsperiode. Aus Netznutzersicht betrifft dies insbesondere die Bepreisung von Ausgleichsenergie, die der (Bilanzkreis-)Netzbetreiber ihnen nach Abrechnung der Bilanzierungsperiode und unter Beachtung ggf. festgelegter Toleranzmenge entstandene (aggregierte) Differenzmenge zwischen tatsächlicher Ein- und Auspeisung in Rechnung stellt (vgl. Definition im nachfolgenden Abschnitt 1.2). Besonders vor dem Hintergrund von Prognoseun-

liche Beibehaltung eines Punkt-zu-Punkt-Modells (Einzelbuchungs-Variante) untersagt.

1 Einführung

1.1 Hintergrund und Status Quo

Im Sinne einer Vereinfachung des Netzzugangs und der Öffnung des Marktes für neue Anbieter hat der deutsche Gasmarkt in 2007 eine Reihe wesentlicher Veränderungen erfahren. Essentielle Neuerungen war dabei die Festlegung auf ein – zumindest innerhalb definierter Marktgebietsgrenzen¹ – kontraktpfadunabhängi-

ges Netzzugangsmodell, in Deutschland Zweivertrags-Modell genannt.² Die Netz-

kopplungspunkte miteinander verbundenen (Teil-) Netzen, in denen ein Transportkunde gebuchte Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten flexibel nutzen kann“ (KoV, § 1 Ziffer 1). Derzeit existieren 14 Marktgebiete und eine Reduktion durch weitere Zusammenlegungen auf 8 Marktgebiete ist angekündigt (vgl. Bundesnetzagentur 2008).

² Das Zweivertragsmodell ist ein Entry-Exit-Modell, das Netzzugang innerhalb eines Marktgebiets auf Basis nur eines Ein- und eines Ausspeisevertrags gewährt. Die Bundesnetzagentur (vgl. z.B. Infobrief 4/2006) hatte die ausschließliche Einführung dieses Modells zum 1.10.2007 vorgeschrieben und damit die von den Netzbetreibern vorgeschlagene zusätz-

¹ Ein Marktgebiet ist nach Kooperationsvereinbarung definiert als „eine Verknüpfung von über Netz-

Kontakt

Christian Hewicker
(Leiter Markt und Regulierung)

Dr. Stefanie Kesting
(Senior Consultant)

KEMA Consulting GmbH
Kurt-Schumacher-Str. 8
53113 Bonn
Telefon +49 228 446 90 00
E-Mail:
Christian.Hewicker@kema.com
Stefanie.Kesting@kema.com

sicherheiten, die bei Markteintritt um ein Vielfaches höher als für etablierte Versorger sind, können hohe und intransparente Ausgleichsenergiepreise nicht nur diskriminierend, sondern schlimmstenfalls als Markteintrittsbarriere wirken.

Im deutschen Gasmarkt fehlen die für einen funktionierenden Markt unerlässlichen einheitlichen und transparenten Regeln im Bereich des Bilanzausgleichs bislang; dies betrifft sowohl Verfahren zur Ermittlung und Beschaffung der zum Ausgleich von Netzungleichgewichten benötigten Energie durch den Netzbetreiber als auch die Ermittlung und Abrechnung der (Ausgleichs-)Energie bzw. der Bilanzungleichgewichte jedes Bilanzkreises. Zudem bemängeln Netznutzer überhöhte und intransparent gebildete Ausgleichsenergiepreise.

Dies war der Ausgangspunkt für ein durch die Autoren im Auftrag der Bundesnetzagentur verfasstes, umfassendes Gutachten zur Ausgestaltung des künftigen Regel- und Ausgleichsenergiesystems im deutschen Gasmarkt, das im November 2007 veröffentlicht wurde.³ Neben bereits intensiven Diskussionen nach Veröffentlichung erster Ergebnisse Anfang Oktober 2007⁴ startete die Bundesnetzagentur am 12. Dezember 2007 auch offiziell die Konsultationen mit den betroffenen Verbänden der Netzbetreiber- und Netznutzerseite.

Mit dem Ziel einer einheitlichen und klaren Begriffsverwendung, die auch mit der Praxis im europäischen Ausland sowie im deutschen Strommarkt harmonisiert, wurden im Rahmen des Gutachtens die nachfolgend erläuterten Begriffe definiert und von den Branchenteilnehmern unterdessen akzeptiert.

1.2 Unterscheidung zwischen Regel- und Ausgleichsenergie

Wir unterscheiden zunächst zwischen Regel- und Ausgleichsenergie. Regelenergie bezeichnet dabei die Energie, die aus dem Einsatz oder der Nutzung von Ausgleichsleistungen zum physikalischen Ausgleich (des Netzes/der Netze) eines Marktgebiets im laufenden Betrieb resultiert. Sie wird vom Netzbetreiber benötigt, um die Systemstabilität des Netzes gewährleisten zu können. Um der Besonderheit von Gasnetzen Rechnung zu tragen, Energie temporär speichern zu können, wird weiter zwischen interner und externer Regel-

energie unterschieden. Interne Regelenergie bezeichnet demnach Regelenergie, die aus dem Einsatz des so genannten Netzpuffers und anderer den Netzen zuzuordnenden Speichermöglichkeiten resultiert. Dies umfasst sowohl netzinterne Speichermöglichkeiten des betroffenen Netzbetreibers als auch interne Regelenergie, die durch einen anderen Netzbetreiber zur Verfügung gestellt wird. Externe Regelenergie bezeichnet dagegen Regelenergie, die auf Anweisung eines Netzbetreibers von einem Transportkunden oder einem anderen Marktteilnehmer zur Verfügung gestellt wird. Externe Regelenergiequellen sind insbesondere netzexterne Speicher, Flexibilität aus der Gasproduktion, Anpassung der Einspeisemengen (Gaslieferverträge) sowie abschaltbare Kunden.

Ausgleichsenergie entspricht auf der anderen Seite der Differenzmenge zwischen der aggregierten Aufbringung und Abgabe eines Bilanzkreises je definierter Bilanzperiode, wobei die Energie je Bilanzperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann. Ausgleichsenergie wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber für jeden einzelnen Bilanzkreis abgerechnet.

Für die Ausgestaltung eines künftigen Regel- und Ausgleichsenergiesystems ist es wichtig, klar zwischen den unterschiedlichen Funktionen der Beschaffung von Regelenergie einerseits und der Abrechnung von Ausgleichsenergie andererseits zu differenzieren. Gleichzeitig dürfen die gegenseitigen Wechselwirkungen nicht außer Acht gelassen werden, so dass nur ein übergreifender Ansatz sinnvoll ist. Unter Beachtung dessen werden wir im nachfolgenden Abschnitt 2 zunächst die Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Beschaffung von Regelenergie beleuchten und uns anschließend in Abschnitt 3 mit der Ausgleichsenergieseite beschäftigen. Abschließend zieht Abschnitt 4 ein Zwischenfazit und fasst den aktuellen Diskussionsstand zusammen.

2 Gestaltungsoptionen zur Beschaffung von Regelenergie für den deutschen Gasmarkt

2.1 Ziele und Vorgaben für ein künftiges Modell zur Regelenergiebeschaffung

§ 22 EnWG schreibt die Anwendung transparenter, nicht diskriminierender und marktorientierter Verfahren zur Beschaffung von Regelenergie vor, die kon-

krete Ausgestaltung dieser Beschaffungsverfahren für Regelenergie ist jedoch nicht gesetzlich festgelegt. Es entsteht somit die Notwendigkeit, konkrete Verfahrensregeln für die Beschaffungsverfahren des Bilanzausgleichs zu entwickeln, die einerseits dem deutschen Rechtsrahmen sowie insbesondere den gesetzten Zielen (Ermöglichung bzw. Sicherstellung von Wettbewerb) gerecht werden, andererseits aber auch mit dem neuen Netzzugangsmodell kompatibel sind. Längerfristig sind mit den „Guidelines for Good Practice for Gas Balancing“ (GGPGB) der ERGEG (Gruppe europäischer Strom- und Gasregulierer) auch europäische Vorgaben zu berücksichtigen. Diese sind zwar rechtlich nicht bindend und gehen nicht auf technische Details oder nationale Besonderheiten ein, machen aber aus europäischer Perspektive Vorgaben für ein System, das vor allem Kriterien wie Diskriminierungsfreiheit und Transparenz Rechnung trägt und möglichst Kosten widerspiegelnde Ausgleichsenergiepreise hervorbringt.⁵ Letzteres beinhaltet also auch, dass der Beschaffungsmarkt so ausgestaltet sein soll, dass die hier gebildeten Preise (weitgehend) maßgeblich für die Preise auf der Ausgleichsenergieseite sein sollten, um den Kriterien der Transparenz und einer möglichst verursachergerechten Kostenzuordnung gerecht zu werden.

Bei der Entwicklung eines Modells für Deutschland kann teilweise auf ausländische Erfahrungen zurückgegriffen werden. Hierbei sind jedoch fundamentale Unterschiede festzustellen, so dass im Gegensatz zum Strommarkt nicht von einer etablierten „best practice“ gesprochen werden kann. Eine nähere Analyse hat zudem gezeigt, dass diese Differenzen nicht nur aus unterschiedlichen Traditionen und Entscheidungen in den betroffenen Ländern resultieren, sondern zumindest teilweise auch die grundlegenden technischen und gaswirtschaftlichen Gegebenheiten in den einzelnen Ländern widerspiegeln sowie Ausdruck der Unterschiede im Grad der Liberalisierung der Gasmärkte sind.⁶

⁵ Es wird auf europäischer Ebene auch diskutiert, die Guidelines for Good Practice for Gas Balancing zu „verrechtlichen“, z. B. im Sinne einer Verordnung. Bislang dienen sie aber eher der Orientierung für nationale Regulierungsbehörden und weniger als fixe Vorgaben.

⁶ Vgl. Beschreibungen internationaler Beschaffungsmärkte für Regelenergie in Hewicker/Kesting (2007), S. 40–53.

³ Vgl. Hewicker/Kesting (2007).

⁴ Vgl. Bundesnetzagentur (2007).

Eine ähnliche Vielfalt ist auch innerhalb des deutschen Gasmarkts festzustellen. Neben der stark fragmentierten unternehmerischen bzw. organisatorischen Struktur mit mehr als 700 Netzbetreibern betrifft dies z. B. die Existenz verschiedener Gasqualitäten, die aufgrund der physischen Trennung zwischen den entsprechenden Netzen unbedingt beim Einsatz von Regelenergie zu berücksichtigen ist. Ein weiterer wichtiger Punkt betrifft zudem die Verfügbarkeit unterschiedlicher Regelenergiequellen.⁷ So steht im Norden Deutschlands eine Vielzahl möglicher Quellen für externe Regelenergie zur Verfügung, wie z. B. Förderstätten, große (Kavernen-)Speicher oder flexible Lieferverträge an den Grenzübergangspunkten. Für den Süden Deutschlands ist dagegen von einem deutlich höheren Stellenwert der netzinternen Speichermöglichkeiten (interne Regelenergie) auszugehen, d. h. Netzpuffer oder dem Netz zugehörige Speicher. Aufgrund der begrenzten Transportgeschwindigkeit und der geographischen Ausdehnung Deutschlands sind diese Aspekte unbedingt bei der Beschaffung von Regelenergie und der Preisierung von Ausgleichsenergie zu berücksichtigen.

Weitere Einschränkungen ergeben sich aus dem derzeitigen Entwicklungsstand des Gasmarktes mit einer sehr geringen Liquidität und fehlenden Marktpreisen sowie der starken Konzentration der vorhandenen Flexibilitäten auf wenige Anbieter. Unter diesen Umständen ist davon auszugehen, dass die Voraussetzungen für die Etablierung eines funktionsfähigen Marktes zur Beschaffung von Regelenergie in den meisten Marktgebieten zumindest derzeit nicht gegeben sind. Obwohl grundsätzlich die vollständige Integration von Regelenergiemarkt und (allgemeinem) Intra-day-Handel⁸ unter den Zielvorgaben erstrebenswert ist, wäre die sofortige Einführung eines derartigen Modells mit einem erheblichen Risiko von Marktversagen verbunden und daher nicht zu verantworten. Es gilt also, eine alternative Lösung zu ent-

wickeln, die – zumindest für eine Übergangszeit, in der ein liquider Intra-day-Handel noch fehlt – umsetzbar ist. Dieses Modell sollte die Kosten der Regelenergiebeschaffung minimieren und gleichzeitig prinzipiell die Ableitung von Ausgleichsenergiepreisen ermöglichen.

2.2 Grundmodell eines dreistufigen Einsatzes von Regelenergie

Bevor wir auf die Grundprinzipien eingehen, nach denen die Beschaffung und der Einsatz von Regelenergie erfolgen sollten, sei zunächst erwähnt, welche Rolle den beteiligten Parteien zukommt:

Die Transportkunden, d. h. die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) sind verantwortlich für die Minimierung der vorhersagbaren Abweichungen, d. h. eine möglichst genaue Planung bzw. Prognose ihrer Ein- und Ausspeisungen und die Abgabe der entsprechenden Nominierungen. Ein physischer Ausgleich des individuellen Ungleichgewichts eines Bilanzkreises im laufenden Betrieb ist dagegen nicht erforderlich.

Die Planung und der Einsatz von Regelenergie zur Kompensation der ungeplanten bzw. unvermeidbaren Abweichungen sollte im jeweiligen Marktgebiet dagegen zentral durch den Bilanzkreisnetzbetreiber⁹ erfolgen, basierend auf der kumulierten Abweichung bzw. dem physischen Bedarf des Netzes und ohne Berücksichtigung der individuellen Position einzelner Bilanzkreise.

Das folgende dreistufige Verfahren entspricht im Grundsatz guter gaswirtschaftlicher Praxis, indem es der gasmarktspezifischen Besonderheit der netzinternen Speicherung Rechnung trägt. Allerdings fehlt bislang jegliche Transparenz bezüglich der verfügbaren Mengen und des tatsächlichen Einsatzes interner Regelenergie. Wengleich die detaillierte Ausgestaltung insbesondere der Stufen 2 und 3 derzeit noch geprüft bzw. diskutiert wird, kann dieses Grundmodell eines gestaffelten Regelenergieeinsatzes als allgemein akzeptiert angesehen werden:

1. In einem ersten Schritt deckt jeder Netzbetreiber seinen Bedarf zunächst so weit wie möglich aus der im eigenen Netz verfügbaren internen Regelener-

gie. Dieser Schritt kann (abgesehen von kurzfristig entstehenden, allerdings als gering einzustufenden Betriebskosten, wie z. B. Verdichterkosten) als weitgehend kostenneutral im laufenden Betrieb angesehen werden.

2. Ist die eigene interne Regelenergie ausgeschöpft bzw. hat ein Netzbetreiber Überschüsse an interner Regelenergie, stellt der Austausch interner Regelenergie zwischen verschiedenen Netzen innerhalb und außerhalb des Marktgebietes den zweiten Schritt dar. Wie Stufe 1 ist auch der Austausch interner Regelenergie prinzipiell kostenneutral, allerdings ist ein Koordinationsmechanismus zu überdenken, der den Einsatz interner Regelenergie sowie eine angemessene Vergütung sicherstellt. Eine Möglichkeit wurde durch die Autoren mit dem in Abschnitt 2.3 zusammengefassten Verrechnungsmodell vorgeschlagen.

3. Erst nach der vollständigen Ausschöpfung der im eigenen Netz und in anderen Netzen verfügbaren internen Regelenergie beschafft der Netzbetreiber externe Regelenergie. Erst hier fallen externe Kosten an. Es wird dabei zwischen der (längerfristigen) Vorhaltung und dem Einsatz im laufenden Betrieb unterschieden.¹⁰

Während in der ersten Stufe die Netzbetreiber jeweils individuell auf die ihnen zur Verfügung stehenden netzinternen Quellen zugreifen, besteht in der zweiten Stufe tendenziell Koordinationsbedarf: Erstens muss gewährleistet sein, dass ein möglicher und bedarfsgerechter Einsatz und Austausch der internen Regelenergie auch tatsächlich stattfindet; und zweitens erfordert die parallele Einführung der Anreizregulierung einen fairen Kostenausgleich zwischen den verschiedenen Netzbetreibern bzw. eine angemessene Berücksichtigung der mit der Bereitstellung und dem Einsatz interner Regelenergie verbundenen Zusatzkosten. Zwar wäre es theoretisch möglich, eine detaillierte Berücksichtigung dieser Aspekte beim Effizienzvergleich anzustreben, doch wäre dies voraussichtlich mit extrem hoher Komplexität bei begrenzter Genauigkeit verbunden. Als Alternative könnte eine Koordination zwischen den Netzbetreibern z. B. mittels des nachfolgend skizzierten Ko-

⁷ Vgl. ausführliche Darstellung der verschiedenen Regelenergiequellen in Hewicker/Kesting (2007), S. 18–33.

⁸ Die Integration von Regelenergiemarkt und (Intra-day-)Großhandel ist das am weitesten einem Markt entsprechende Modell zur Regelenergiebeschaffung. Weitere Modelle sind ein separater Kurzfristmarkt, Ausschreibungen oder eine Andienungspflicht, bei der Anbieter zur Bereithaltung von Regelenergie verpflichtet werden.

⁹ Der Bilanzkreisnetzbetreiber ist entweder der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber oder ein Dritter, bei dem ein Bilanzkreis gebildet werden kann und mit dem ein Bilanzkreisvertrag abgeschlossen wird, vgl. Kooperationsvereinbarung (2007), S. 9.

¹⁰ Die Unterscheidung zwischen Vorhaltung und Einsatz gilt prinzipiell auch für die zuvor beschriebene zweite Stufe eines Austauschs interner Regelenergie.

ordinations- und Verrechnungsmodells stattfinden.¹¹

2.3 Vorschlag zur Koordination und Verrechnung des Austauschs interner Regelernergie zwischen Netzbetreibern

2.3.1 Zentral koordinierte Vorhaltung interner Regelernergie

Der vorgeschlagene Mechanismus besteht aus zwei Schritten, analog zur Vorhaltung und dem tatsächlichen Einsatz interner Regelernergie. Der erste Schritt umfasst den zentral koordinierten Austausch verfügbarer Ressourcen zur Leistungsvorhaltung. Hierzu melden alle Netzbetreiber ihre überschüssige bzw. zusätzlich benötigte interne Regelernergie an den Bilanzkreisnetzbetreiber, z. B. auf Monatsbasis.

Abbildung 1 zeigt ein Zahlenbeispiel.

Auf Grundlage dieser Informationen überprüft der Bilanzkreisnetzbetreiber anschließend, ob für alle Netze bzw. Netzteile in seinem Marktgebiet genügend bzw. überschüssige interne Regelernergie vorhanden ist oder aber ein Defizit besteht.¹² Im Defizit-Fall beschafft er zusätzlich ex-

terne Regelernergie (vgl. hierzu Optionen in Abschnitt 2.4).¹³ Zusätzlich zur effizienten Gewährleistung ausreichender technischer Reserven im Marktgebiet kann der Koordinationsmechanismus auch für einen finanziellen Ausgleich zwischen den interne Regelernergieleistungen zur Verfügung stellenden bzw. beanspruchenden Netzbetreibern genutzt werden. So könnte jeder defizitäre Netzbetreiber, der die Vorhaltung interner Regelernergie durch andere Netzbetreiber in Anspruch nimmt, hierfür einen vorab festgelegten Leistungspreis zahlen. Hier entsteht die Frage nach der Höhe dieses Vorhaltepreises. Er könnte sich z. B. an den langfristigen Grenzkosten für den Zubau bzw. Erhalt entsprechender (Speicher-)Kapazitäten orientieren.

Die Erlöse aus den Zahlungen der Netzbetreiber mit einem Defizit an interner Regelernergie wären anschließend auf all diejenigen Netzbetreiber zu verteilen, die ihre überschüssige interne Regelernergie zur Verfügung gestellt haben, proportional zu ihrem Anteil an der insgesamt angebotenen internen Regelernergie. Der spezifische Leistungspreis p_{spez} für die Vorhaltung interner Regelernergie könnte sich in diesem Falle wie folgt ergeben:

$$p_{spez} = \frac{E_{NB}}{A}$$

mit E_{NB} = Erlöse aus den Zahlungen der interne Regelernergie in Anspruch nehmenden Netzbetreiber und A = Gesamtangebot an interner Regelernergie. Dieser Preis würde sowohl sicherstellen, dass Zahlungen defizitärer Netzbetreiber den Erlösen aus Vermarktung der überschüssigen internen Regelernergie entsprechen, sowie Anreize zur Bereitstellung dieser Überschüsse schaffen. Schließlich signalisiert er durch die Kopplung von Angebot und Nachfrage Knappheiten an interner Regelernergie und eignet sich somit als Steuerungsinstrument für Erhalt, Erweiterung oder Rückbau interner Speichermöglichkeiten.

2.3.2 Dezentraler Einsatz interner Regelernergie im laufenden Betrieb

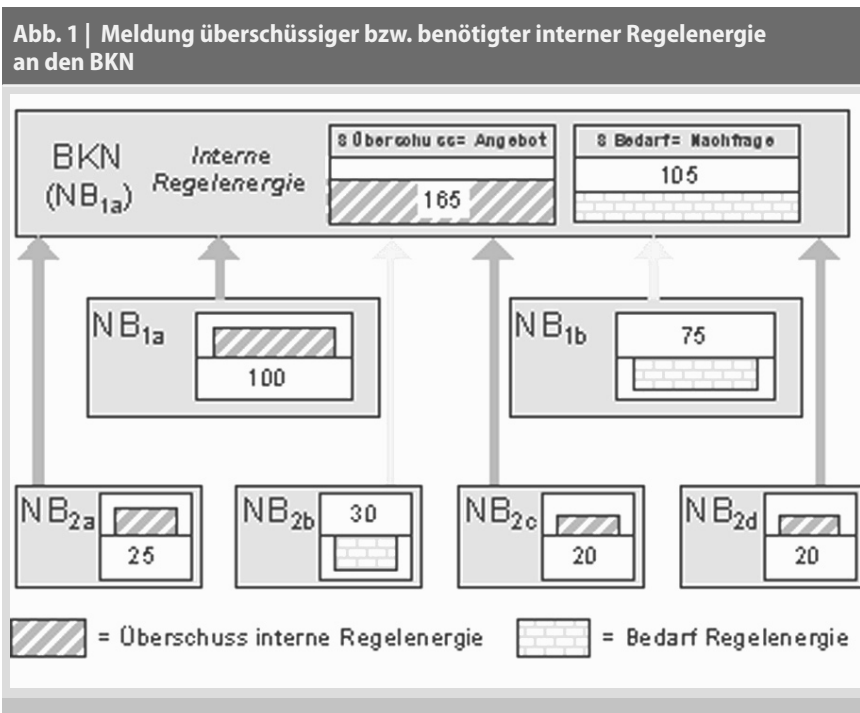
Der zweite Schritt sollte im Sinne eines pragmatischen Ansatzes hauptsächlich dezentral organisiert werden, d. h. der Austausch interner Regelernergie erfolgt in erster Linie bilateral zwischen den betroffenen Netzbetreibern, ergänzt durch Monitoring und Eingriffsrechte durch bzw. für den Bilanzkreisnetzbetreiber. Als finanziellen Ausgleich im laufenden Betrieb sollten die Lieferanten interner Regelernergie eine arbeitsabhängige Vergütung für die tatsächlich in Anspruch genommene bzw. gelieferte interne Regelernergie erhalten, und zwar unabhängig von dem im vorangegangenen Abschnitt 2.3.1 beschriebenen System der Leistungsvorhaltung. Hier jedoch sollte die finanzielle Vergütung auf Grundlage der kurzfristigen Grenzkosten für den Einsatz interner Regelernergie bemessen werden, also z. B. der variablen Kosten für die Ein- bzw. Ausspeicherung von Gas in einen externen Speicher.

Zur Illustration des konkreten Ablaufs zeigt **Abbildung 2** ein Beispiel für den Fall eines koordinierten Austauschs interner Regelernergie zwischen zwei nicht benachbarten Netzen, der aber natürlich im tatsächlichen Einsatz technisch über die jeweils benachbarten Netze verläuft. Im Beispiel liefert NB_{2c} interne Regelernergie aus seinem überschüssigen Netzpuffer über die jeweils vorgelagerten Netze NB_{1b} und NB_{1a} fünf Mengeneinheiten an NB_{2b} , indem der Einsatz seines Netzpuffers zunächst eine Reduktion der Transportmenge von NB_{1b} verursacht. NB_{1a} kann daraufhin die Transportmenge zu NB_{1b}

11 Es ist hierbei zu beachten, dass ein solcher Mechanismus nur eine Möglichkeit darstellt; prinzipiell sind auch weitere Optionen denkbar, vorausgesetzt, es herrscht ausreichend Transparenz hinsichtlich der angewandten Verfahren, um die Effizienz des Systems von außen beurteilen zu können.

12 Unter Berücksichtigung von Transportrestriktionen, die einen Austausch einschränken oder verhindern.

13 Bleibt umgekehrt auch nach Verteilung vorhandener interner Regelernergiequellen im Marktgebiet noch ein Überschuss, könnte dieser auch an Transportkunden vermarktet werden.



ebenfalls um fünf Mengeneinheiten reduzieren, die stattdessen zusätzlich an NB_{2b} fließen.

Zur Veranschaulichung der Zahlungen im laufenden Betrieb zeigt **Abbildung 3**, basierend auf dem Beispiel aus **Abbildung 2**, dass der interne Regellenergie „liefernde“ Netzbetreiber NB_{2c} bei einem angenommenen kurzfristigen Grenzkostenpreis in Höhe von 2 € für den Einsatz seiner 5 Mengeneinheiten 10 € erhält und NB_{2b} entsprechend 10 € hierfür zahlt. Die beiden vorgelagerten Netze, die den Austausch technisch ermöglichen, aber letztlich in ihrer „Bilanz interner Regellenergie“ neutral bleiben, verzeichnen keine Zahlungen.

2.4 Optionen zur Organisation der Beschaffung von externer Regellenergie

2.4.1 „Wunschmodell“ und derzeitige Einschränkungen

Es ist davon auszugehen, dass der Einsatz interner Regellenergie in vielen Netzbereichen nicht für die Bereitstellung der insgesamt notwendigen Regellenergie ausreicht. In diesem Fall kommt die dritte Stufe des in Abschnitt 2.2 beschriebenen gestaffelten Einsatzes von Regellenergie zum Tragen, in der der Bilanzkreisnetzbetreiber externe Regellenergie hinzukaufte. In Anlehnung an international bereits bestehende Marktmechanismen¹⁴ bestünde aus ökonomischer Sicht und im Sinne der Zielvorgaben ein optimaler Ansatz daher in der Einrichtung eines Kurzfristmarkts zur Beschaffung von Regellenergie, entweder separat oder integriert in den allgemeinen Großhandelsmarkt für Intra-day-Geschäfte. Dies bedingt jedoch einen funktionsfähigen Intra-day-Markt mit einem ausreichend liquiden Handel und Wettbewerb bzw. allgemein eine ausreichende Anzahl konkurrierender Anbieter für die benötigten Flexibilitäten. Aufgrund der zahlreichen Marktgebiete sowie der hohen Konzentration auf der Anbieterseite ist zweifelhaft, ob eine wettbewerbliche oder zumindest für die Bildung eines aussagekräftigen Marktpreises ausreichende Angebotssituation kurzfristig in allen Marktgebieten zu erwarten ist.

¹⁴ Derartige Marktverfahren existieren z. B. im britischen oder französischen Gasmarkt sowie den meisten europäischen Strommärkten.

Abb. 2 | Austausch interner Regellenergie zwischen zwei nicht benachbarten Netzen (NB_{2b} und NB_{2c})

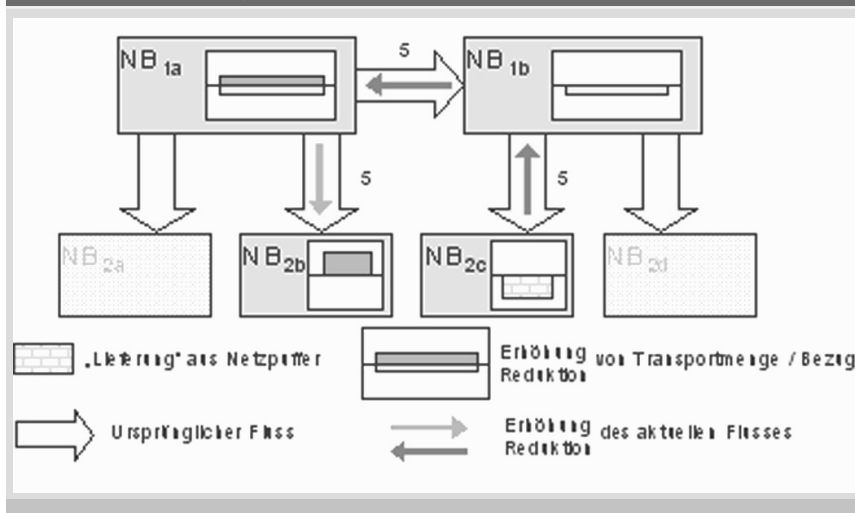
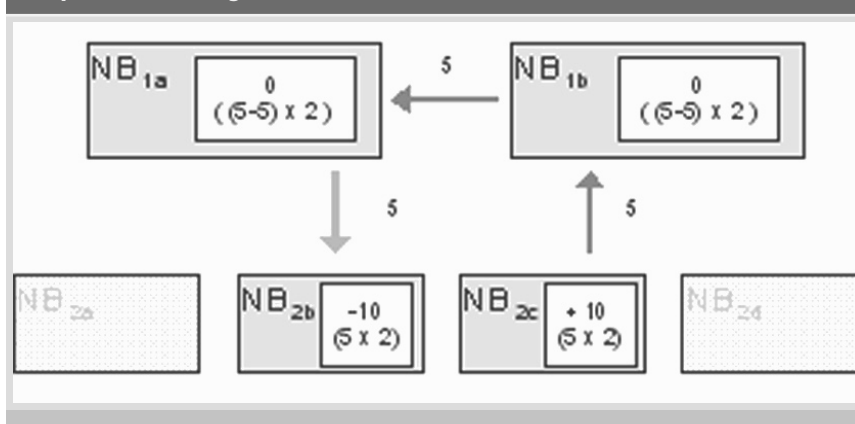


Abb. 3 | Vergütung des tatsächlichen Einsatzes interner Regellenergie bei einem angenommenen Preis in Höhe von 2 € pro Mengeneinheit (basierend auf dem Beispiel in Abbildung 2)



Während die genannte Optimallösung eines separaten bzw. in den allgemeinen Intra-day-Handel integrierten Kurzfristmarkts für Regellenergie im Verlauf des bisherigen Meinungsaustauschs mit den Marktteilnehmern oft als allgemein erstrebenswertes Zielmodell bewertet wurde, herrscht momentan noch weitgehender Diskussionsbedarf bezüglich eines kurzfristig einzuführenden Beschaffungssystems. Relevante und noch zu klärende Fragen in diesem Zusammenhang betreffen u. a. die Höhe entstehender Kosten zur Kontrahierung der Leistungsvorhaltung (vor allem Speicherkosten), die Möglichkeit zur Bestimmung des Bedarfs an interner und externer Regellenergie sowie der resultierende Daten- und Informationsbedarf zwischen den beteiligten Parteien.

Nachfolgend werden mit dem „Rückliefermodell“ und „Market-Maker-Modell“ zwei in die Diskussion eingebrachte Modelle vorgestellt. Wir gehen anschließend auch auf weitere mögliche Konzeptionen ein, die jedoch zumindest für einige der bestehenden Marktgebiete als ungeeignet erscheinen.

2.4.2 Rückliefermodell

Das Grundprinzip des „Rückliefermodells“ beruht auf einem dreistufigen Ansatz aus Kontrahierung der Leistungsvorhaltung, dem Einsatz im laufenden Betrieb sowie der Rücklieferung der eingesetzten Regellenergie am übernächsten Tag. Wie in **Abbildung 4** dargestellt, vereinbart der Bilanzkreisnetzbetreiber zu diesem Zweck in einem ersten Schritt ausreichende Kapazitäten, die ggf. eine vertraglich verein-

Abb. 4 | Prinzip des Rückliefermodells

1	Kontrahierung Flexibilitäts-Vorhaltung <ul style="list-style-type: none"> • BKN kontrahiert Flexibilität (ex ante) • Ggf. vertraglich vereinbarte Vergütung für Vorhaltung (€/MWh/a)
2	Einsatz externer Regelernergie <ul style="list-style-type: none"> • Freier Einsatz durch BKN (innerhalb festgelegter Grenzen) • Anbieter erhält arbeitsabhängige Vergütung für Flexibilität
3	Ausschreibung und Rücklieferung <ul style="list-style-type: none"> • BKN schreibt tägliche Nettomenge am Folgetag (D+1) aus • Rücklieferung (Tagesband) am übernächsten Tag (D+2)

barte Vergütung für die Leistungsvorhaltung erhalten. Während des Gastages kann der Bilanzkreisnetzbetreiber im Rahmen festgelegter Grenzen grundsätzlich frei auf die entsprechenden Flexibilitäten zurückgreifen und zahlt hierfür ein vor Vertragsabschluss festgelegtes arbeitsabhängiges Entgelt. Die Vergütung der eingesetzten Arbeit erfolgt in natura, d. h. durch eine Rücklieferung der abgerufenen Mengen am übernächsten Gastag, welche der Bilanzkreisnetzbetreiber mittels einer offenen Ausschreibung am Folgetag beschafft.

Der wesentliche Vorteil des Rückliefermodells liegt darin, dass die im laufenden Betrieb eingesetzte externe Regelernergie in ein normales Handelsprodukt umgewandelt wird. Dies erlaubt es allen Transportkunden bzw. Marktteilnehmern, an der öffentlichen Ausschreibung am Folgetag teilzunehmen und so zu einer Begrenzung der resultierenden arbeitsabhängigen Kosten von Regelernergie sowie der Feststellung eines im Wettbewerb gebildeten Marktpreises beizutragen, der auch für die Bestimmung des Preises für Ausgleichsenergie maßgeblich sein kann.

Bedenken gegenüber einer Einführung des Rückliefermodells wurden insbesondere dahingehend geäußert, dass die Regelleistung vorab im Wesentlichen über Speicher kontrahiert werden muss und hier sowohl Zugangsprobleme wie auch vor allem sehr hohe Kosten befürchtet werden. Zudem sind der Einsatz externer Regelernergie und die Bepreisung der entsprechenden Mengen am Folgetag zeitlich voneinander entkoppelt, was im Falle sehr volatiler Marktpreise bzw. erheblicher Preisunterschiede zwischen einzelnen Tagen zu Differenzen zwischen dem aktuellen Marktpreis am Gastag und dem Preis der Rücklieferung führt, was bei der Abrechnung von Ausgleichsenergie zu berücksichtigenden wäre.

2.4.3 Market-Maker-Modell

Ein Market-Maker-Modell eignet sich für den deutschen Gasmarkt, da es auch in Marktgebieten mit sehr wenigen bzw. einem einzigen Anbieter die Bereitstellung externer Regelernergie sicherstellen würde. Darüber hinaus impliziert es eine direkte Begrenzung der möglichen Preise für Regelernergie, um einen möglichen Marktmissbrauch durch dominante oder monopolistische Anbieter zu vermeiden. Es werden Regelergienmengen mit einem oder mehreren Anbietern ex ante kontrahiert und bestimmte Mengen festgelegt, die der Market Maker für den täglichen Regelernergiebedarf zur Verfügung zu stellen hat. In diesen Market-Maker-Verträgen wird ein Preis-Spread zwischen positiver und negativer Regelernergie festgelegt. Somit kann der Market-Maker den Preis für die angebotene Energie im Prinzip frei wählen, so lange er sich innerhalb eines vorab vereinbarten Spreads zwischen dem Arbeitspreis für positive und negative Ausgleichsmengen bewegt. Es ist zu erwarten, dass die resultierenden Arbeitspreise in einem gewissen Bereich um den Marktpreis liegen, ohne dass dieser explizit bzw. genau bekannt sein muss. Zudem schließen Market-Maker-Verträge zusätzliche Angebote weiterer Anbieter auf täglicher Basis nicht aus, wobei der Market Maker durch eine Anpassung seiner Arbeitspreise (also einer Reduzierung des angebotenen Spreads) weiterhin in der Lage ist, die von ihm vorgehaltene Regelernergie auch zu einem konkurrenzfähigen Preis im Regelergienmarkt anzubieten. Nachteilig gegenüber anderen Alternativen ist beim Market-Maker-Modell, dass der Abschluss der Verträge nur mit Anbietern möglich ist, die in der Lage und auch willens sind, gleichzeitig positive und negative Regelernergie anzubieten, was bereits vorab zu einer Begrenzung der potenziellen Anbieter führen kann.

Zusätzlich besteht insbesondere bei vertikal integrierten Netzbetreibern das Risiko eines übermäßigen Einsatzes externer Regelernergie, wenn die eingesetzten Mengen sofort abgerechnet werden.

2.4.4 Weitere theoretisch denkbare Konzeptionen

Zusätzlich zu den zuvor geschilderten Vorschlägen sind auch die beiden folgenden, im Grundsatz einander ähnlichen Konzeptionen theoretisch denkbar:

- Kontrahierung einer über den erwarteten Bedarf hinaus gehenden Menge an ungesicherten Kapazitäten ohne Anwendung eines Vorhaltepreises,
- Separate Optionsverträge für positive und negative Regelernergie.

Die erste Variante entspricht dem derzeitigen Ansatz im Marktgebiet BEB mit einer Kontrahierung unterbrechbarer Lieferungen von verschiedenen Anbietern. Dieses Modell baut auf der Erwartung auf, dass die kontrahierten Mengen in der Regel ausreichen, um den aktuellen Bedarf im laufenden Betrieb zu decken. Aufgrund der Möglichkeit von Lieferunterbrechungen bedeutet dies jedoch auch, dass die kontrahierten Mengen den erwarteten Bedarf übersteigen müssen und/oder dass zusätzlich noch weitere Verträge zur Absicherung der notwendigen Mengen erforderlich sind. Weiter ist zu berücksichtigen, dass BEB über Zugang zu verschiedenen anderen Marktgebieten bzw. großen Einspeiseterminals verfügt, während in anderen Marktgebieten kein derartiges Wettbewerbspotenzial zu erwarten ist. Insgesamt ist die Übertragbarkeit auf alle deutschen Marktgebiete damit problematisch.

Die zweite Möglichkeit entspricht dem Beispiel mehrerer europäischer Regelergienmärkte im Strombereich und besteht darin, mit einem oder mehreren Anbietern Optionsverträge zur Leistungsvorhaltung abzuschließen. Die kontrahierten Anbieter sind hierbei verpflichtet, die entsprechenden Mengen an externer Regelernergie vorzuhalten und in einem z. B. täglichen Regelergienmarkt anzubieten. Die Arbeitspreise dieser Angebote müssten hierbei innerhalb vertraglich festgelegter Preisgrenzen liegen, die entweder absolut oder relativ ausgestaltet sein könnten. Allerdings ist die Anwendung relativer Preisgrenzen definitionsgemäß nur mit Bezug auf einen Referenzpreis möglich. Angesichts des Fehlens „tagesscharfer“ Großhandelspreise in den meisten Marktgebie-

ten scheidet diese Variante daher derzeit aus. Umgekehrt wäre im Falle absoluter Preisgrenzen nicht ausgeschlossen, dass die festgelegten Preise für Regelenergie in bestimmten Situationen „günstiger“ als die tatsächlichen Marktpreise wären, mit der Folge risikoloser Arbitragemöglichkeiten für die Transportkunden. Im Ergebnis wären beide Alternativen unter den gegebenen Umständen mit ernsthaften Problemen behaftet und stellen daher keinen ausreichenden Lösungsansatz dar.

3 Bilanzierung und Bepreisung von Ausgleichsenergie

3.1 Bisherige Praxis

Die GasNZV legt in § 30 Abs. 1 die Eckpunkte des derzeitigen Bilanzierungssystems fest. Demnach gilt die Verpflichtung, Transportkunden auf Basis ihrer gebuchten Kapazität mindestens einen Basisbilanzausgleich innerhalb einer stündlichen Toleranzgrenze von 10 Prozent und einer kumulierten Toleranzgrenze von mindestens einer Stundenmenge jeweils bezogen auf den niedrigeren Wert von gebuchter Ein- oder Ausspeiseleistung zur Verfügung zu stellen.¹⁵ In der praktischen Anwendung zeigt sich, dass die Bemessung des Toleranzbandes zu erheblichen Schwierigkeiten führt. Aufgrund des Handels am Virtuellen Punkt (VP) sieht die KoV vor, dass die Bemessung anhand der ausspeiseseitigen Vorhalteleistungen des Händlers erfolgt, die aber mit einem generellen Verminderungsfaktor multipliziert werden, um die Logik des „niedrigeren Wertes“ umzusetzen. Neben der willkürlichen Festlegung des Verminderungsfaktors ergibt sich ein grundsätzliches Problem daraus, dass für einen Großteil der Endverbraucher keine Ausspeisekapazitäten definiert sind und damit auch nicht berücksichtigt werden können. Die den Transportkunden bei Überschreitung der Toleranzen in Rechnung gestellten Preise werden derzeit nach jeweils individuellen Regeln der einzelnen Transport- bzw. Bilanzkreisnetzbetreiber bestimmt, wobei grundsätzlich asymmetrische Preise angewendet werden, d. h. unterschiedliche Preise für

positive und negative Ausgleichsenergie (2-Preis-System). In der Praxis waren bislang sehr große Preisspreizungen von einem Mehrfachen des Marktpreises üblich.

3.2 Bestimmung der optimalen Bilanzierungsperiode

Die Bestimmung einer optimalen Bilanzierungsperiode betrifft in Deutschland die Frage, ob ein Übergang vom derzeitigen Stunden- auf ein Tagesbilanzierungsregime sinnvoll bzw. geboten ist. Die derzeitigen Regeln sehen eine stündliche Bilanzierung vor, ergänzt durch eine zusätzliche Betrachtung der kumulierten Abweichungen jedes Bilanzkreises. Abgerechnet werden in beiden Fällen jedoch nur diejenigen Ausgleichsenergiemengen, die über die definierte Stunden- bzw. kumulierte Toleranz hinausgehen („kostenloser Basisbilanzausgleich“). Das Prinzip der Stundenbilanzierung wird dabei hauptsächlich mit der Notwendigkeit einer genauen Planung und der Systemsicherheit begründet. Auf der anderen Seite sprechen gastechnische Gegebenheiten eher für ein Bilanzierungssystem auf Tagesbasis: Im Gegensatz zum Stromnetz müssen Ungleichgewichte im Gasnetz wegen der begrenzten Transportgeschwindigkeit und der Möglichkeit netzinterner Speicherung nicht unmittelbar ausgeglichen werden. Es besteht im Gasnetz also kein direkter Zusammenhang zwischen der momentanen Abweichung und dem Bedarf an Regelenergie, sodass die momentanen bzw. allgemein kurzfristigen Ungleichgewichte im Gasmarkt für die Bilanzierung von sekundärer Bedeutung sind. Ausschlaggebend für den Einsatz und damit auch die Kosten von (externer) Regelenergie ist vielmehr das Ausmaß der kumulierten Abweichung im Gesamtsystem und den möglicherweise gegebenen lokalen Ungleichgewichten. Hieraus folgt, dass die derzeitige Stundenbilanzierung bzw. eine vollständige stündliche Abrechnung von Ausgleichsenergie in einem Gasnetz, welches über Möglichkeiten der netzinternen Speicherung (interne Regelenergie) verfügt, gegenüber einer Abrechnung am Tagesende (zumindest aber einer kumulierten Betrachtung) weniger verursachergerecht ist. Schließlich ist zu bemerken, dass der Handel im deutschen wie in den übrigen europäischen Gasmärkten fast ausschließlich auf Tagesprodukten beruht. Stundenprodukte sind dagegen kaum vorhanden

und stehen den Marktteilnehmern daher auch nicht für den notwendigen Ausgleich ihres Lieferportfolios zur Verfügung.

Im Sinne dieser Argumentation herrscht auch im Rahmen des laufenden Konsultationsprozesses weitgehend Konsens, grundsätzlich zu einem Bilanzierungsregime auf Tagesbasis überzugehen. Während rechtliche Fragestellungen überwiegend als lösbar angesehen werden, liegt der Fokus derzeit auf der technischen Umsetzung. Dies betrifft z. B. die Frage nach möglichen (Zusatz-)Kosten, den Anreizen für Transportkunden hinsichtlich eines systemkonformen Verhaltens, den Auswirkungen auf die Systemstabilität oder Anforderungen an Informations- und Datensysteme.

3.3 Sind Toleranzen sinnvoll?

Toleranzen gewähren Transportkunden einen Spielraum, innerhalb dessen keine Abrechnung der Ausgleichsenergie erfolgt. Sie finden sich in Europa vor allem in Märkten mit einer Bilanzierungsperiode von einer Stunde. In Großbritannien (Tagesbilanzierung) oder Österreich (Stundenbilanzierung) erfolgt dagegen ein vollständiger finanzieller Ausgleich der gesamten Ausgleichsenergie am Ende jeder Bilanzierungsperiode. Ausschlaggebend für die Einführung von Toleranzen ist der Gedanke, dass netzinterne Speichermöglichkeiten einen Ausgleich von nur kurzfristigen bzw. begrenzten Abweichungen erlauben. Die Begrenzung der abzurechnenden Ausgleichsenergie auf die über ein bestimmtes Maß, d. h. die zulässigen Toleranzen, hinausgehende Ausgleichsenergie soll diese netzinternen Speichermöglichkeiten abbilden. Da dies eine genaue Bestimmung des netzinternen Speicherpotenzials beinhaltet, liegt die erste Schwierigkeit der praktischen Anwendung von Toleranzen damit in deren Bemessung. Darüber hinaus begünstigen mengenproportionale Toleranzen grundsätzlich große Bilanzkreise, da der relative Prognosefehler eines Kundenportfolios in der Regel mit der Größe des Portfolios sinkt. Der Regelbedarf des Netzes hängt dagegen allein von der absoluten Abweichung des Gesamtsystems ab, so dass eine prozentual kleine Abweichung eines großen Bilanzkreises einen deutlich höheren Bedarf an Regelenergie bewirken kann als eine vergleichsweise große relative Abweichung eines kleinen Bilanzkreises. Hieraus folgt daher, dass mengenproportionale Toleranzen nicht verursachergerecht

¹⁵ Dies gilt in jedem Falle für Ferntransport- und Regionalnetzbetreiber; für örtliche Verteilernetzbetreiber nur im Rahmen der technischen Möglichkeiten ihres Netzes und soweit sie auch den erweiterten Bilanzausgleich nach § 26 Abs. 2 anbieten.

sind. Die Festsetzung einer absoluten Toleranz könnte umgekehrt große Bilanzkreise diskriminieren bzw. Anreize für eine künstliche Bildung neuer Bilanzkreise durch Unterteilung großer Bilanzkreise schaffen.¹⁶ Schließlich werden kleinere bzw. neue Marktteilnehmer potenziell benachteiligt, da sie im Vergleich zu großen Bilanzkreisen zumeist nicht gleichermaßen in der Lage sind, ihre Bilanzposition unter Einbeziehung einer bewussten Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie im Rahmen der zulässigen Toleranzen zu optimieren. Dies ist auch deshalb problematisch, da die Anwendung von Toleranzen in der Regel mit einem für die Transportkunden „härteren“ Preissystem für Ausgleichsenergie außerhalb der Toleranzen verbunden ist.

3.4 Diskussion möglicher Preismodelle

Bei der Bepreisung von positiver und negativer Ausgleichsenergie ist zu unterscheiden zwischen der Wahl eines 1-Preis- oder 2-Preis-Systems einerseits und der Möglichkeit einer Preisbildung zu Grenz- oder Durchschnittskosten andererseits. Aus der Kombination der verschiedenen Ansätze ergibt sich eine Reihe von Möglichkeiten, mit jeweils unterschiedlichen Anreizwirkungen all-

¹⁶ Ein weiterer Grund für die fehlende Verursachergerechtigkeit von Toleranzgrenzen liegt in der zumindest teilweisen Entkopplung zwischen den (arbeitsabhängigen) Kosten für Regelenergie und den von einzelnen Transportkunden zu zahlenden Entgelten für Ausgleichsenergie begründet. So ist es durchaus möglich, dass die Ausgleichsenergie eines Transportkunden zu Zeiten eines hohen Regelenergiebedarfs innerhalb der zulässigen Toleranzen liegt, diese aber zu einem anderen Zeitpunkt übersteigt, wenn kein oder nur ein sehr geringer Regelenergiebedarf besteht. Dies würde jedoch dazu führen, dass die von diesem Transportkunden zu zahlenden Entgelte gerade nicht den Bedarf und die Kosten der Regelenergie zum jeweiligen Zeitpunkt repräsentieren.

gemeiner Art sowie speziell für kleine und große Bilanzkreise. Effiziente Ausgleichsenergiepreise sollten möglichst die tatsächlichen Kosten für den Einsatz von Regelenergie abbilden, dies allerdings über einen ausreichend langen Zeitraum, also mindestens analog zu einer Betrachtung der kumulierten Ausgleichsenergie oder jeweils für den gesamten Gastag (vgl. Ausführungen zur Bilanzierungsperiode in Abschnitt 3.2).

Ein 1-Preis-System („symmetrische Preisbildung“) beinhaltet einen einheitlichen Preis für positive und negative Ausgleichsenergie, d. h. Bilanzkreise mit einem Defizit zahlen denselben Preis, den Bilanzkreise mit einem Überschuss erhalten. Im Falle eines 2-Preis-Systems dagegen existieren zu jedem Zeitpunkt zwei unterschiedliche Preise, d. h. Bilanzkreise mit einem Defizit zahlen in der Regel einen höheren Preis als andere Bilanzkreise für einen möglichen Überschuss erhalten. Das im niederländischen Strommarkt angewandte 1½-Preis-System schließlich stellt eine Mischform dar. Dieses Modell beruht auf einem 1-Preis-System, sofern nur in einer Richtung Regelenergie eingesetzt wurde, während beim „gleichzeitigen“ Einsatz von positiver und negativer Regelenergie innerhalb derselben Bilanzierungsperiode ein 2-Preis-System zum Tragen kommt.

Unabhängig von der Wahl des Preissystems kann die Preisbildung entweder auf den Grenz- oder Durchschnittskosten des Einsatzes von Regelenergie basieren, oder aber von einem vorab definierten Referenzpreis abhängig sein. Im Falle eines Grenzkostenansatzes entspricht der Preis für Ausgleichsenergie dem höchsten Preis für positive bzw. dem niedrigsten Preis für negative Regelenergie innerhalb des betrachteten Zeitraums. Eine Preisbildung zu Durchschnittskosten betrachtet dagegen die (mengengewichteten) durch-

schnittlichen Kosten des Einsatzes von Regelenergie in die entsprechende Richtung. Eine dritte Möglichkeit schließlich besteht darin, den Preis für Ausgleichsenergie an einen externen Referenzpreis zu koppeln, wie z. B. den Marktpreis im Großhandel.

Wie in **Tabelle 1** dargestellt, lassen sich die verschiedenen Preissysteme und die Grundlage der Preisbildung prinzipiell beliebig miteinander kombinieren, wobei ein Großteil der möglichen Kombinationen auch in der Praxis anzutreffen ist. Allerdings ist z. B. im Falle eines 2-Preis-Systems in der Regel eine Mischform aus einer Preisbildung zu Grenz- oder Durchschnittskosten mit der Anwendung eines indizierten Referenzpreises notwendig, da in vielen Fällen kein gleichzeitiger Einsatz von positiver und negativer Regelenergie stattfindet.

Das 1-Preis-System bestraft nur die Bilanzkreise, deren Ausgleichsenergie zu einem gegebenen Zeitpunkt zur Systemabweichung beigetragen hat, während der Systemabweichung entgegengerichtete Abweichungen, die insofern zu einer Reduzierung des Bedarfs an Regelenergie beigetragen haben, belohnt werden. Dies impliziert, dass das System nur solange verursachergerecht ist, als kein gegenläufiger Einsatz von Regelenergie innerhalb derselben Bilanzierungsperiode erfolgt. Mitzunehmender Länge der Bilanzierungsperiode steigt daher die Wahrscheinlichkeit, dass einzelne Bilanzkreise für eine vermeintliche Reduzierung der systemweiten Abweichung belohnt werden, obwohl sie unter Umständen zur Notwendigkeit des Einsatzes von Regelenergie beigetragen haben. Als weiteres Problem könnten große Transportkunden, die über eine relativ zuverlässige Kenntnis sowohl der Systemabweichung als auch der eigenen Ausgleichsenergie verfügen, die Systemabweichung durch eine Anpassung ih-

Tab. 1 | Übersicht möglicher Preismodelle für Ausgleichsenergie

		Preisbasis		
		Grenzkosten	Durchschnittskosten	Indizierter Referenzpreis
Preissystem	„1-Preis“	Preis des „teuersten“ Einsatzes von Regelenergie in Richtung der vorherrschenden Abweichung	Durchschnittskosten des <u>gesamten</u> Einsatzes von Regelenergie	Abhängig von Abweichung des Gesamtsystems
	„2-Preis“	Preis des „teuersten“ Einsatzes von Regelenergie in <u>jeweilige</u> Richtung ^(a)	Durchschnittskosten des Einsatzes von Regelenergie in <u>jeweilige</u> Richtung ^(a)	Separat je Richtung
	„1½-Preis“		Bei Regeleinsatz in nur 1 Richtung: Bei Regeleinsatz in beide Richtungen:	1-Preis-System 2-Preis-System

^(a) – Sofern vorhanden (sonst indizierter Referenzpreis)

rer eigenen Position unter Umständen so beeinflussen, dass ihre eigene Ausgleichsenergie der Systemabweichung entgegengesetzt ist und damit bei der anschließenden Abrechnung finanziell belohnt wird.

Im Falle eines 2-Preis-Systems sind derartige Manipulationen erheblich schwieriger, da die Ausgleichsenergie eines Bilanzkreises grundsätzlich pönalisiert oder bestenfalls neutral behandelt wird, was eine Belohnung nur vermeintlich hilfreicher Abweichungen verhindert und gewährleistet, dass alle Transportkunden primär ein Interesse daran haben, ihre eigene Ausgleichsenergie zu minimieren, während der Ausgleich der systemweiten Abweichung dem Netzbetreiber überlassen bleibt und damit zentral optimiert werden kann. Da dieses Modell sämtliche Abweichungen pönalisiert, ist es in der Praxis häufig mit einer weniger „harten“ Preisbildung kombiniert, d. h. einer geringeren Spreizung zwischen Ausgleichsenergie- und Marktpreisen. Dessen ungeachtet entsteht ein Nachteil speziell für kleinere Bilanzkreise, die zu einem geringeren Maße von der internen Kompensation gegenläufiger Ausgleichsenergie profitieren als große Bilanzkreise.

Der Ansatz eines 1½-Preis schließlich führt theoretisch zu einer maximalen Verursachergerechtigkeit, da dieses Modell sämtliche Abweichungen pönalisiert, die ggf. zum Bedarf an Regelernergie beigetragen haben und nur dann eine „Belohnung“ von Ausgleichsenergie vorsieht, wenn diese eindeutig zu einer Reduzierung des Regelernergiebedarfs beigetragen hat. Kritisch ist dagegen zu sehen, dass die jeweilige Höhe der Ausgleichsenergiepreise nicht vorhersagbar und damit intransparent ist. Die Anreizwirkung dieses Modells entspricht daher derje-

nigen eines 2-Preis-Systems, während gleichzeitig das Problem einer möglichen Manipulation im Falle eines 1-Preis-Systems (s. o.) erhalten bleibt. Aus Sicht der Transportkunden kombiniert dieses Modell damit in gewisser Weise die Nachteile der beiden zuvor diskutierten Ansätze.

Die Wahl zwischen einem Grenz- oder Durchschnittskostenansatz hat Auswirkungen auf die Anreizwirkung der Preise für Ausgleichsenergie, da ein Grenzkostenansatz in der Regel zu „höheren“ Preisen bzw. einer größeren Spreizung gegenüber dem Marktpreis führen wird. Grundsätzlich entspricht der Grenzkostenansatz einer zentralen Forderung der ökonomischen Theorie, d. h. dass effiziente Preise die Grenzkosten für die Bereitstellung des entsprechenden Produkts (hier: der Ausgleichsenergie) reflektieren sollten.

Prinzipiell erscheint eine Preisbildung auf Basis von Grenzkosten gegenüber der Preisbildung auf Basis der Durchschnittskosten daher überlegen. In der Praxis sind jedoch verschiedene Einschränkungen zu berücksichtigen. Dies betrifft u. a. die stochastische Natur des Regelernergiebedarfs, die von den Transportkunden bei ihrer Planung nicht berücksichtigt werden kann bzw. sollte, oder den Einfluss zeitlicher oder örtlicher Einschränkungen, die ebenfalls den Einsatz relativ „teurerer“ Regelernergie erforderlich machen können, selbst wenn noch günstigere Angebote vorliegen sollten.

3.5 Internationale Anwendung und Präferenzen für Deutschland

Abschließend stellt **Tabelle 2** die Bilanzierung und Bepreisung von Ausgleichsenergie in ausgewählten Ländern dar.

Aus den diskutierten Ansätzen ergibt sich zur Ausgestaltung des künftigen Ausgleichsenergiesystems für den deutschen Gasmarkt die folgende Präferenz. Zunächst ist unter Berücksichtigung der technischen Umsetzbarkeit und Prüfung möglicher Effekte auf Systemstabilität, Regelernergieaufkommen und Kosten ein Übergang auf ein Regime auf Basis von Tagesbilanzierung erstrebenswert. Eine Abwägung aller (potenziellen) Wirkungen spricht eher für ein 2-Preis-System, in dem die Ausgleichsenergiepreise aus den täglichen Grenzkosten für Regelernergie, ggf. unter Ausschluss des örtlich eingegrenzten Einsatzes, abgeleitet werden. Es sollte in einem Tagesbilanzierungssystem keine Toleranzen mehr geben, sodass die tägliche Ausgleichsenergie jeweils vollständig abgerechnet wird. Es ist im Sinne der Systemstabilität zu überlegen, Stunden- oder individuelle Nominierungen für beeinflussbare physische Ein- und Ausspeisungen (insbesondere bei Kraftwerken und anderen Letztverbrauchern mit stark schwankendem Verbrauch) beizubehalten, ergänzt durch spezifische Anreize zu systemkonformem Verhalten, z. B. Pönalen für Abweichungen von der vereinbarten Fahrweise.

4 Zwischenfazit und Ausblick

Die ersten Schritte zur Entwicklung eines neuen, und im Sinne der zu erreichenden Ziele adäquateren Regel- und Ausgleichsenergiesystems für den deutschen Gasmarkt sind gemacht. Auf Basis des KEMA-Gutachtens sind die beteiligten Parteien zusammen mit der Bundesnetzagentur in eine intensive Diskussion eingestiegen. Dabei gibt es bereits in vielen

Tab. 2 | Bilanzierung und Bepreisung von Ausgleichsenergie in ausgewählten Ländern

	Preissystem	Basis Ausgleichsenergiepreise	Bilanzierungsperiode	Toleranzen	Besonderheiten
Frankreich	Kombination 1- und 2-Preis-System	Durchschnittskosten Regelernergie bzw. Referenzpreis	Täglich und kumuliert	Tägliche und kumulierte Toleranz	Neu eingeführter Kurzfristmarkt, Kombination mehrerer Preissysteme
Großbritannien	2-Preis-System	Grenzkosten	Täglich	Keine	Integration mit Intra-day Markt; Ex post-Handel; Scheduling Charges
Niederlande	2-Preis-System	Referenzpreis (höchster bzw. niedrigster aus Preiskorb)	Stündlich, kumuliert und täglich	Stündliche, kumulierte und tägliche Toleranzen	Überwiegend Pönalen Stark ausdifferenzierte Toleranzen ^(a)
Österreich	1-Preis-System	Durchschnittskosten	Stündlich	Keine	

^(a) – Abhängig von Portfoliogröße und Temperatur (teilweise)

Punkten Konsens, andere Punkte sind bezüglich ihrer Ausgestaltung im Detail und konkreter Auswirkungen weiter zu diskutieren und offene Fragen zu klären.

Das Grundsystem eines gestaffelten Einsatzes von Regelenenergie, also zunächst Ausschöpfung der eigenen internen, danach (koordinierter) Rückgriff auf noch verfügbare interne Regelenenergie im Marktgebiet und erst anschließend Einsatz extern zugekaufter Regelenenergie wurde allgemein akzeptiert.

Hinsichtlich eines Zielmodells zur externen Regelenenergiebeschaffung herrscht weitgehend Einigkeit, dass eine Integration von Regelenenergie- und Großhandelsmarkt wünschenswert ist. So lange die Grundvoraussetzungen einer solchen Ziellösung in Deutschland nicht gegeben sind, muss eine Alternative gefunden werden. Hierzu werden insbesondere das Rückliefermodell und das Market-Maker-Modell diskutiert. Wenngleich Optionsverträge wie im BEB-Marktgebiet eine interessante Alternative darstellen, muss im Sinne einer Funktionsfähigkeit des Gesamtsystems abgewogen werden, wie tragfähig das System für andere Marktgebiete (sowie langfristig auch im BEB-Gebiet) ist. Je weiter die Anzahl der Marktgebiete reduziert wird, umso mehr Möglichkeiten eröffnen sich zunächst intuitiv. Trotzdem muss berücksichtigt werden, dass die Verfügbarkeit der physischen Regelenenergiequellen sowie sonstige lokale Einschränkungen (zunächst) auch bei einer weiteren Zusammenlegung von Marktgebieten bestehen bleiben.

Die Einführung eines Koordinationsmechanismus zum marktgebietsweiten (bzw. auch -überschreitenden) effektiven Einsatz interner Regelenenergie wäre eine

Möglichkeit, die bereits in der gaswirtschaftlichen Praxis etablierte Ausnutzung der netzinternen Speicherung auch im neuen Netzzugangsmodell marktgebietsweit (bzw. deutschlandweit) für Regelenenergiezwecke zu optimieren.

Im Idealfall und im Sinne Kosten widerspiegelnder und verursachergerechter Ausgleichsenergiepreise werden diese auf der Basis der für die Beschaffung von Regelenenergie und deren Einsatz entstehenden Kosten gebildet. Die Wahl des Modells zur Beschaffung von Regelenenergie hat damit auch Auswirkungen auf die Bepreisung der Ausgleichsenergie. Bezüglich der Wahl der künftigen Bilanzierungsperiode besteht weitgehende Einigkeit über einen grundsätzlich gebotenen Übergang in ein Regime auf Basis von Tagesbilanzierung. Wann ein Übergang möglich sein kann und welche zusätzlichen Aspekte (wie Pönalisierungen, Beibehaltung von stündlichen Nominierungen u. ä.) hier berücksichtigt werden sollten, sind wichtige Themen weiterer Konsultationen mit den Marktteilnehmern.

Ähnlich wird derzeit noch die hier geschlussfolgerte Präferenz für ein 2-Preis-System diskutiert. Hierbei sei erwähnt, dass ein solches System bei der Wahl eines entsprechend kleinen „Spreads“ einem 1-Preis-System sehr nahe kommt. Dieser sowie weitere Punkte zur Ausgestaltung des Ausgleichsenergiesystems (Toleranzen, Stundenpönalen oder auch die Möglichkeit des Ex Post-Balancing) werden im Verlauf des weiteren Konsultationsprozesses weiter zu diskutieren sein. Um diese Diskussionen auf eine bessere empirische Basis zu stellen, wird es hilfreich sein, die im Raum stehenden Modelle anhand von Beispielberechnungen auf

ihre voraussichtlichen Wirkungen hin zu überprüfen.

Insgesamt legt die bisherige im Allgemeinen konstruktive Diskussion die Erwartung nahe, dass zum neuen Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 bereits ein System eingeführt werden kann, das sowohl auf der Regel- als auch der Ausgleichsenergie-seite deutliche Verbesserungen gegenüber der bisherigen Praxis aufweist.

5 Quellen

1. Bundesnetzagentur (2006): Entscheidung zum Gasnetzzugangsmodell – Einzelbuchungsmodell der Kooperationsvereinbarung unzulässig, in: Infobrief Bundesnetzagentur, Ausgabe 4/2006, S. 5–6.
2. Bundesnetzagentur (2007): Workshop „Regel- und Ausgleichsenergiesystem Gas – Internationale Erfahrungen und (nationale) Perspektiven“, 1.10.2007; Präsentationen verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/enid/3f0d77b1f0ef50584563bb091255681c/0/Vortraege/Veranstaltungen/Workshop_Regel-_und_Ausgleichsenergiesystem_Gas_45k.html
3. Bundesnetzagentur (2008): Ab Herbst 2008 nur noch acht Gasmarktgebiete, Pressemitteilung vom 8. Januar 2008, verfügbar unter: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/12381.pdf>
4. ERGEG (2006): Guidelines of Good Practice for Gas Balancing (GGPGB), 6. Dezember 2006.
5. Hewicker, Christian/Kesting, Stefanie (2007): Der deutsche Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas im Rahmen des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und des darauf aufbauenden Netzzugangsmodells, KEMA-Gutachten unter Mitwirkung von TPA Solutions im Auftrag der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/12002.pdf>.
6. Kooperationsvereinbarung (2007): Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Änderungsfassung vom 25. April 2007.