

# Regel- und Ausgleichsenergie im Deutschen Gasmarkt

Christof Niehörster, Armin Michels und Dominic Nailis

Der deutsche Gasmarkt befindet sich einmal mehr im Umbruch. Im Zentrum der Diskussion steht dieses Mal der Bereich der Regel- und Ausgleichsenergie. Es geht um die Frage, wie mit Abweichungen zwischen physischen Einspeisungen und Entnahmen und den zugehörigen bilanziellen Mengen umgegangen werden soll. Hierbei kommt es einerseits darauf an, diese Abweichungen physisch auszugleichen, andererseits, den Verursachern der Abweichungen die Kosten dieser Leistung anzulasten. Verschiedene Modellansätze kursieren, um diese Problemstellung zu lösen. Die Bundesnetzagentur hat zu diesem Thema Ende Mai 2008 eine Festlegung getroffen, die nicht unbedingt als die glücklichste Wahl bezeichnet werden kann.

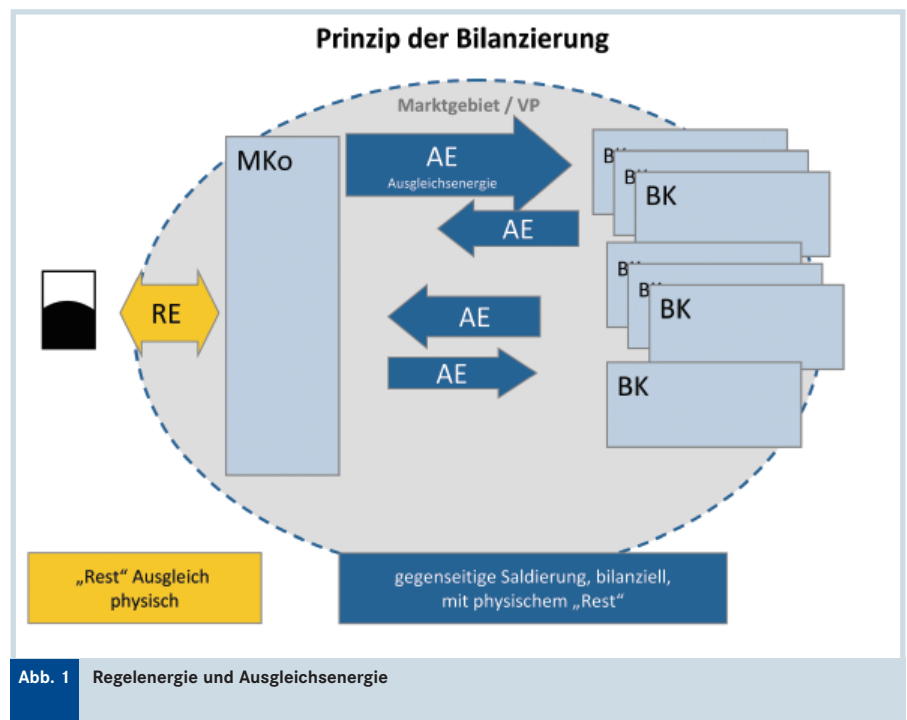
Die Ausgleichsenergie ist eine bilanzielle Größe: Die rechnerischen Bilanzen der einzelnen Bilanzkreise gehen nicht zu Null auf, da die Prognosen von den Istwerten der Kunden stets abzuweichen pflegen. Da die Zusammenfassungen der Kunden zu Bilanzkreisen eine bilanzielle Betrachtung darstellt, können sich die Bilanzkreis-Abweichungen, also die Ausgleichsenergiemengen, im Marktgebiet gegenseitig saldieren. Nur ein Rest, eben das Saldo, ist physisch auszugleichen. Diesen Rest nennt man Regelenergie (RE) (vgl. Abb. 1).

## Beschreibung des Status Quo

### Bisheriges Verfahren

Derzeit erfolgt die Bilanzierung von Ein- und Ausspeisungen in Bilanzkreise im Stundenraster. Auftretende Abweichungen werden gemäß Vorgaben der GasNZV und der Kooperationsvereinbarung vom Bilanzkreisnetzbetreiber physisch und vom Bilanzkreisverantwortlichen wirtschaftlich ausgeglichen. Es gibt hierbei keine konkreten Vorgaben zur Beschaffung der Regelenergie durch die Bilanzkreisnetzbetreiber. Der wirtschaftliche Ausgleich durch die Bilanzkreisverantwortlichen erfolgt sobald die Abweichungen über die Grenzen des Basisbilanzausgleichs gemäß GasNZV (mind. 10 % der stündl. Kapazität bzw. kumulierte Abweichung bis zur stündlichen Kapazität, jeweils unter Berücksichtigung eines marktgebietsabhängigen Basisfaktors) hinausgehen. Die Abrechnung von Mengen außerhalb der stündlichen bzw. kumulierten Toleranzgrenze findet zu asymmetrischen Preisen individuell je Marktgebiet statt.

Das heutige Verfahren wird einhellig als intransparent, ineffizient, nicht markttauglich und mit erheblichen Diskriminierungspotenzialen behaftet angesehen. Daher hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) ein Konsultationsverfahren initiiert, aus dem jüngst ein neues Modell resultierte, das eine marktgerechte Beschaffung von Regelenergie und transparente sowie diskriminierungsfreie Bereitstellung von Ausgleichsenergie zum Ziel hat.



### Festlegungsverfahren „Ausgleichsleistungen Gas“

Mit Datum vom 20.3.2008 hat die BNetzA im Rahmen des Festlegungsverfahrens „Ausgleichsleistungen Gas“ das Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor (Gabi, Az.: BK7-08-002) den Marktteilnehmern vorgelegt. Das Modell wurde nach einer Konsultationsphase am 28.5.2008 durch einen Beschluss der BK 7 mit geringen Modifikationen verabschiedet.

Auffälligster Inhalt ist der – zumindest vordergründige – Übergang auf eine Tagesbilanzierung. Die Abrechnung der Tagesabweichung zwischen Entnahmen und Einspeisungen soll wie in der Vergangenheit mit asymmetrischen Preisen stattfinden, wobei nun die Spreizung selbst und die Preisfindungsgrundsätze in Anlehnung an einen Marktpreiskorb festgeschrieben wurden. Sie sollen gleichermaßen in allen Marktgebieten wirken. In der Tagesbilanzierung werden

keine Toleranzen mehr gewährt, so dass jede Mengenabweichung als Ausgleichsenergie abgerechnet wird. Es wurde also die Festlegungskompetenz bzgl. der Toleranzgrenze des Basisbilanzausgleichs genutzt und mit einer Festlegung auf 0 % aus der Praxis verabschiedet. Ergänzend hierzu wird eine stündliche Gegenüberstellung der Ein- und Ausspeisungen vorgenommen, wobei die Ausspeisungen von Kunden in drei Fallgruppen unterschieden werden (Abb. 2):

■ Standardlastprofilkunden (SLP-Kunden) werden mit Tagesbändern in die Bilanzierung eingestellt. Synthetische Profile werden hierbei mit der Prognosetemperatur des Vortages behandelt. Das analytische Verfahren wird mit einem Zeitversatz von 48 Stunden angewendet, so dass der Transportkunde (theoretisch) bei beiden Verfahren das Tagesband zum Zeitpunkt der Nominierung kennt und somit kein Abweichungsrisiko hat. Dementsprechend wird für SLP-Kunden auch keine stündliche Toleranz

gewährt. In der Praxis bestehen Abweichungsrisiken z. B. durch Daten- und Kalkulationsfehler.

■ Für die überwiegende Anzahl der Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) wird als Allokationswert das Band in die Bilanzierung eingestellt, das dem Mittelwert der 24 Stundenmesswerte entspricht. Für diese Kundengruppe wird eine stündliche Toleranz von +/- 15 % des Allokationswerts auf die Nominierung ohne Pönalisierung der Strukturabweichung zugelassen.

■ Großverbraucher mit einer Ausspeisekapazität bzw. Vorhalteleistung von mehr als 300 MWh/h sollen weiterhin mit ihren stündlichen Messwerten bilanziert werden. Für diese Kundengruppe wird eine Steuerungstoleranz von 2 % auf den Stundenmesswert gewährt, sofern kein Nominierungsersatzverfahren zum Tragen kommt. Das System sieht Wechselmöglichkeiten zwischen den beiden letztgenannten Kundengruppen vor, wobei der Netzbetreiber bei Großverbrauchern mit Stundenmesswerten begründet widersprechen kann.

Für die beiden ersten Kundengruppen wird die Glättung der untertägigen Struktur zu Bändern vom Bilanzkreisnetzbetreiber über den Einsatz von „Regelenergie“ vorgenommen. Dafür ist vom Transportkunden eine Regelenergieumlage zu entrichten, die auf die in die Bilanzierung eingestellten Mengen dieser Kundengruppen wirkt. Die Höhe der Umlage ergibt sich aus dem Umlagekonto des Bilanzkreisnetzbetreibers, das eine Neutralität der Kosten- und Erlöse aus der Regel- und Ausgleichsenergie gewährleisten soll.

Im „stündlichen Anreizsystem“ werden für die Einspeisung fallweise entweder Messwerte oder die stündlich nominierten Werte verwendet. Auf die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen finden die o. g. Toleranzen Anwendung. Verbleiben Abweichungen, so sind diese mit einem Strukturierungsbeitrag zu pönalisieren. Dieser bemisst sich am Tagespreis für die Ausgleichsenergie (i. d. R. 15 %).

Der Bilanzkreisnetzbetreiber hat die in seinem Marktgebiet erforderliche Regelenergie zentral zu beschaffen und dabei explizit ein einheitliches, transparentes, nichtdiskriminierendes und marktorientiertes Verfahren einzusetzen. Die den Netzen innewohnende Flexibilität, also der Netzpuffer, ist mit Vorrang zu nutzen, um möglichst wenig Regelenergie im Markt beschaffen zu müssen. Zum 1.10.2008 sind die Bilanzkreisnetzbetreiber verpflichtet,

Fallgruppe	Allokation	Stundentoleranz/ Abweichungsrisiko
<b>1. SLP-Entnahmen</b> - synthetische Profile - analytische Profile	Tagesband (1/24 der Profilmenge)	keine Toleranz allokiert = nominiert (Sollzustand) kein Abweichungsrisiko
<b>2. Großverbraucher mit Tagesband</b> (RLM-Kunden, die nicht der Gruppe 3 zugeordnet sind)	Tagesband (1/24 der Ist-Tagesmenge)	15 % Toleranz auf den Stundenmittelwert Abweichungsrisiko aus Fehlprognose untertägige Anpassung/Renominierung
Wechselmöglichkeit für Großverbraucher zwischen Gruppe 2 und Gruppe 3		
<b>3. Punkte mit bes. Bedeutung für die Netzstabilität</b> - Großverbraucher (> 300 MWh/h) - Speicher, Quellen, Marktgebietsgrenzen - virtuelle Punkte	Stundenmesswert bzw. nominierter Wert	2 % Toleranz auf Stundenmesswert

Abb. 2 Fallgruppen im BNetzA-Modell

neue entsprechende Bilanzkreisverträge abzuschließen, erforderliche umfangreiche Veröffentlichungen im Internet bereit zu stellen und damit das neue Regel- und Ausgleichsenergie-Regime zu praktizieren.

### Bewertung und ausgewählte Kritikpunkte

Die Veränderungen bei der Abwicklung und Abrechnung von Regel- und Ausgleichsenergie stellen eine Reihe von Verbesserungen gegenüber dem bisherigen Modell dar, die insbesondere auf die Beseitigung von Markteintrittsbarrieren zielen:

■ In sehr vielen Bilanzkreisen werden zukünftig ausschließlich Tagesbänder bilanziert, sofern die RLM-Kunden nicht aus der Regelenergieumlage herausgenommen und als Großverbraucher mit Stundenwerten behandelt werden. Dies bringt vielen Transportkunden wesentliche Vereinfachungen bei der Erstellung von Prognosen und der Disposition der Energie. Damit wird irrelevant, dass im Spotmarkt bislang keine Stundenprodukte, sondern nur Tagesbänder zur Verfügung stehen.

■ Mit dem Wegfall des Basisbilanzausgleichs und dem damit verbundenen komplexen Abrechnungsmodell entfällt auch die aufwändige Ermittlung der in die Bilanzkreise eingebrachten Kapazitäten, die bisher monatlich durch die Ausspeisenetzbetreiber zu leisten war.

■ Eine einheitliche Vorgehensweise in allen Marktgebieten erhöht die Planbarkeit und senkt den Abwicklungsaufwand für die Transportkunden.

■ Im Vergleich zur bisherigen Systematik resultiert durch die Festsetzung der Ausgleichsleistungspreise und Spreizung über Marktpreise eine Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten.

Gleichwohl hat das für das kommende Gaswirtschaftsjahr vorgesehene Modell einige Nachteile, die Anlass zur Kritik geben. Diese erstrecken sich über mehrere Bereiche:

■ Auch im System mit der Tagesbilanzierung erfolgt die Betrachtung weiterhin im Stundenraster. Dies betrifft Nominierung, Allokation und Ermittlung der Strukturierungsbeiträge. Ein wesentlicher Anteil des Transaktionsaufwandes bleibt damit bestehen.

■ Untertägige Ausspeiseschwankungen sind oft erheblich. Das neue System setzt mit Ausnahme der Großkunden keine Anreize für die Transportkunden, diese Schwankungen zu minimieren. Die Strukturierung innerhalb eines Tages erfolgt nicht durch den Transportkunden, sondern durch die Netzbetreiber mittels Einsatz von Regelenergie. Die hierfür entstehenden Kosten werden über die Regelenergieumlage sozialisiert. Dies gilt auch für größere RLM-Kunden und Kraft-

werke mit einer elektrischen Leistung von bis zu 150 MW.

■ Durch den vorrangigen Netzpuffereinsatz wird zukünftig zwar ein signifikanter Anteil der Regelernergie abgedeckt, die exakte Höhe dieses Anteils ist aber sehr schwer abzuschätzen. Es ist derzeit noch nicht absehbar, wie ein wirksamer Anreiz für einen effizienten Einsatz des Netzpuffers ausgestaltet werden wird. Allein die Berücksichtigung der Kosten für Netzpuffer im Rahmen der Anreizregulierung stellt keinen ausreichenden Anreiz für einen effizienten Einsatz dar. Vielmehr würde sich für Netznutzer in Netzen mit hohem Netzpufferanteil eine Ungleichbehandlung ergeben.

■ Die Höhe der Regelernergieumlage steht zwar ex-ante fest, jedoch nicht mit einem so großen zeitlichen Vorlauf, dass sie bei der Preiskalkulation für Endkunden mit einbezogen werden könnte. Daraus ergibt sich prinzipiell ein Risiko auf der Vertriebsseite, was in der Anfangsphase des Modells als hoch einzustufen ist und mit den Erfahrungen der ersten Jahre sukzessive geringer wird. Zudem ist die Höhe der Regelernergieumlage nicht durch den einzelnen Transportkunden beeinflussbar.

■ Durch den Zeitversatz von 48 Stunden bei der Anwendung des analytischen Verfahrens wird dieses ad absurdum geführt und weist zukünftig für beide Seiten (Netzbetreiber und Transportkunden) kaum Attraktivität auf: Durch die unterschiedlichen Auspeisemengen an einzelnen Wochentagen (Werktag, Wochenende) ergibt sich eine Mengenverlagerung, die ggf. mit Korrekturfaktoren abgemildert wird. Durch Zeitversatz und Korrekturfaktoren wird das bislang für Verteilnetzbetreiber interessante analytische Verfahren in ein unnötig kompliziertes synthetisches Verfahren überführt und verschwindet damit aus dem Markt.

■ Die Anwendung von ungenauen Standardlastprofilen und zusätzlich deren Nominierung als Tagesband führt zu einer Erhöhung des Regelernergiebedarfs, da die Abweichungen durch den Bilanzkreisnetzbetreibers auszugleichen sind.

■ Die Ermittlung und Anwendung der täglich – oder sogar stündlich – schwankenden Toleranzen für das stündliche Anreizsystem weist einen hohen Komplexitätsgrad auf, sodass die Prüfung der Abrechnung des Strukturierungsbeitrages durch den Transportkunden sehr aufwendig ist. Dies wird

noch verstärkt, wenn das Preissystem für den Strukturierungsbeitrag mit stündlich variablen Werten angewendet wird.

■ Kleine, dezentrale Speicher wurden „entwertet“. Diese können entweder vom Netzbetreiber als Netzpuffer eingesetzt oder am wettbewerblichen Regelergiemarkt platziert werden. Für die letztere Nutzungsform bietet sich die Bildung von Pools an. Die hierbei erzielbaren Erlöse und erforderlichen Aufwendungen sind derzeit mangels Erfahrungswerten kaum abschätzbar. Eine vertriebliche Nutzung zur Spitzenkappung entfällt oft im Tagesbilanzierungssystem, da das Arbeitsgasvolumen vieler dezentraler Speicher hierfür unzureichend ist.

Insgesamt steht durch die fehlenden Anreize zur untätigen Strukturierung sowie zur Erzielung einer möglichst guten Lieferstruktur zu erwarten, dass sich ein erheblich steigender Bedarf an Regelernergie ergibt, was zu hohen Kosten führen kann. Im Zusammenhang mit dem noch fehlenden Anreiz für den effizienten Einsatz der Netzpuffer ist ein Widerspruch zu den Grundsätzen der Preisgünstigkeit und Effizienz nach §1 EnWG sichtbar.

## Ein alternatives Szenario: Die BET-Option „BO“

Es klingt wie eine energiewirtschaftliche Gebetsformel: „Strom und Gas sind grundverschieden, man darf Äpfel nicht mit Birnen vergleichen“. Aber auch beim genannten Kernobst kann man, guten Willen vorausgesetzt, trotz aller Unterschiede immense Gemeinsamkeiten feststellen. Konkret heißt das: Im Stromsektor existiert ein seit den Kartellamtsauflagen zur Fusion RWE/VEW gewachsenes, kontrovers diskutiertes, verbesserungswürdiges, alles in allem aber funktionstüchtiges System der Beschaffung, Bilanzierung und Abrechnung von Regel- und Ausgleichsenergie, das viele in der Strom- und Gassparte parallel gelagerte Probleme einer Lösung zuführt. Trotz aller Sparten-Spezifika kann es eine Vorlage für ein Gas-Modell sein. Aus dieser Überlegung heraus wurden Eckpunkte für ein Gas-Modell entwickelt:

### Grundzüge der BET-Option „BO“

Das im Folgenden beschriebene Modell bezieht sich auf ein einzelnes Marktgebiet. In diesem Marktgebiet agieren Netzbetreiber, im Besonderen der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber (MNB), weiterhin Händler oder Transportkunden, hier von Interesse besonders diejenigen, die einen Bilanzkreis verantworten (BKV). Die zentrale Funktion bzgl. der Regel- und Ausgleichsenergie ist die des „Bilanzkoordinators (BKO)“. Diese Funktion kann durch einen Netzbetreiber oder eine unabhängige Instanz wahrgenommen werden. Letzteres böte, wie später noch ausgeführt wird, Vorteile. Der BKO stellt die Regelenergie, die der Netzbetreiber zum störungsfreien Betrieb benötigt, zur Verfügung. Zu diesem Zweck beschafft er geeignete Regelenergieprodukte bei Marktteilnehmern. Die Kosten, die ihm hieraus erwachsen, legt er auf die Empfänger der Ausgleichsenergie, also die Bilanzkreisverantwortlichen und die Gesamtheit der Netznutzer, um.

„BO“ unterscheidet sich im Zusammenwirken dieser Rollen nur in einem Punkt vom bestehenden Modell der Stromsparte, nämlich der vorgeschlagenen Trennung der Rollen Netzbetreiber und BKO. Die Unterschiede liegen vielmehr im Detail, nämlich in der Ausgestaltung der Marktrollen sowie in der Setzung der Randbedingungen.

### Randbedingungen und Argumentationslinien

Für das Funktionieren von „BO“ müssen (oder sollten im Idealfall) einige Rand-

bedingungen gesetzt werden. Diese werden im Folgenden genannt und kurz begründet:

*Der BKO sollte nicht der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber sein:* Die Trennung dieser beiden Rollen ist für das Funktionieren des Systems nicht zwingend erforderlich. Sie bietet aber Vorteile, da die Rollentrennung Interessenkonflikte zu vermeiden hilft: So steht der BKO in der Pflicht, Regelenergie zu beschaffen. Ein Modellaspekt besteht aber darin, dass der „Netzpuffer“, über welchen der MNB in großem Maße verfügt, als Regelenergie vermarktet werden soll. Ohne die geforderte Rollentrennung wären Bieter und der Nachfrager identisch – Ineffizienzen oder Quersubventionierung wären denk- und machbar. Denkt man noch einen Schritt weiter und greift z. B. Marktgebietszusammenlegungen vor, wäre eine sinnvolle Ausgestaltung die eines zentralen BKO, der bundesweit die Marktgebiete koordinieren würde. Diese Zentralisierung von Know-how und Auflösung von Partikularinteressen wäre sicherlich einem Zusammenwachsen der Marktgebiete, wie dies das EnWG fordert, zuträglich. Auch für den Transportkunden ergäben sich immense Vorteile, z. B. bzgl. des Datenaustauschs, da er für alle Marktgebiete nur einen Ansprechpartner hätte! Allerdings müssen sich bei einer solchen Rollentrennung die jeweiligen MNB und der BKO kontinuierlich und intensiv abstimmen. Die Festlegung der vorzuhaltenden Mengen z. B. müsste auf transparente Weise durch den MNB erfolgen und dem BKO mitgeteilt werden.

*Die Bilanzierung wird stündlich durchgeführt:* Die Stunde ist das geübte und angemessene Abrechnungsintervall im Gasbereich. Eine viertelstündige Bilanzierung (wie im Strom) wäre auf Grund des Systemverhaltens unangemessen, eine tägliche Bilanzierung aber bildet den über den Tag in manchen Kundensegmenten stark schwankenden Lastgang nicht ab. Vorteile einer Stundenbilanzierung:

- Sie ermöglicht die Herstellung eines Zusammenhangs zwischen Bedarf an Ausgleichsenergie und Einsatz von Regelenergie. Dies ist Basis für eine verursachungsgerechte Bepreisung der Ausgleichsenergie.

- Sie erlaubt eine scharfe Trennung der Märkte „Strukturierung“ und „Regelenergie“, die bei einer täglichen Bilanzierung zwingend verwischen. Dies ist ein Beitrag zur Systemgerechtigkeit.

- Arbitragemöglichkeiten zu anderen Märkten werden – jedenfalls zu großen Teilen – vermieden. Beispiele hierfür sind die stündliche Vermarktung der Strom-

bereitstellung aus Gaskraftwerken (Arbitrage Gastagesband – Stromspotmarkt Peak) oder diejenige zu Nachbarländern, in denen stündlich bilanziert wird (z. B. zu Niederlande, Österreich).

- Sie schafft einen systeminhärenten Anreiz zur guten Prognose im Stundenraster.

Die üblicherweise vorgebrachten Vorteile einer Tagesbilanzierung (z. B. geringerer systemtechnischer Aufwand, erwartete Senkung der Transaktionskosten etc.) vermögen dies bei weitem nicht aufzuwiegen. Ein liquider Markt für Stundenprodukte würde sich allerdings erst bilden, wenn die entsprechende Nachfrage entsteht, so dass es notwendig werden könnte, für eine Übergangszeit mit regulatorischen Mitteln zu arbeiten.

*Die Preise der Ausgleichsenergie sind symmetrisch, der Basisbilanzausgleich entfällt:* Die Forderung nach symmetrischen Preisen für Ausgleichsenergie ist in vielerlei Hinsicht von zentraler Bedeutung. Häufig wird gesagt: Symmetrische Preise fördern den Missbrauch der Ausgleichsenergie durch die Bilanzkreisverantwortlichen. Diese Befürchtung ist auch im Strombereich bekannt. Es kam jedoch nie zu den postulierten massenhaften Missbräuchen, die die Systemstabilität gefährdet hätten. Vielmehr haben einzelne Bilanzkreisverantwortliche versucht, aus den schwer vorhersehbaren Ausgleichsenergie-Preisen einen Zusatzerlös zu erwirtschaften. Hierzu mussten sie sich im Übrigen systemstützend, nämlich gegenläufig zum allgemeinen Trend, verhalten, konnten also nur Schaden anrichten, wenn ihr Kalkül gerade nicht aufging. Anreize für Prognosegüte und konformes Verhalten lassen sich auch ohne Preisspreizung setzen!

Symmetrische Preise in Kombination mit dem Wegfall des Basis-Bilanzausgleich (BBA) bieten einen angemessenen Schutz für kleinere Marktteilnehmer. Der BBA sollte, so der Grundgedanke, diesen Schutz gewährleisten, denn die „Kleinen“ haben in vielen Fällen ein schwer prognostizierbares Kundenportfolio. Tatsächlich wirkt das „System BBA“ durch seinen prozentualen Ansatz aber stärker auf große als auf kleine Marktteilnehmer. Vor allem aber ist ein solcher Schutz unnötig, wenn keine Preisspreizung existiert, denn ohne Preisspreizung birgt die Prognoseabweichung zwar noch ein Risiko, die Kosten aber müssen unter der Annahme stochastisch verteilter Fehler und Preise gegen Null konvergieren.

Zudem vereinfachen symmetrische Preise das Procedere: Mengen saldieren sich wie

Kosten, die Diskussion um ein ex-post-balancing der Bilanzkreise kann ersatzlos entfallen. Dies ist mithin ein zusätzlicher Förderatbestand für kleine Marktteilnehmer, denn nur die Großen wären in der Lage, ein ex-post-balancing regelmäßig und effektiv durchzuführen.

*Kosten- und Erlöslichkeit:* Die zuvor vorgeschlagene unabhängige Rolle des BKO bietet beste Voraussetzungen für ein transparentes Marktgeschehen. Hierzu trägt die Forderung nach Kosten- und Erlöslichkeit des BKO das ihre bei, denn die Summengleichheit auf beiden Seiten der Bilanz ist ein einfaches und nachvollziehbares bzw. kontrollierbares Ziel. Eine – wie auch immer geartete – Gewinnerzielungsabsicht würde weit größeren Aufwand bei Kontrolle und Beschreibung notwendig machen. Außerdem ist der Mechanismus der Preisbildung für Ausgleichsenergie durch Umlage der Kosten (oder eines definierten Teils derselben) der Regelennergiebeschaffung transparent und nachvollziehbar gestaltbar. Die Eigenkosten des BKO (Personal, Infrastruktur etc.) könnten über die Netzentgelte sozialisiert werden.

*Der Netzpuffer ist ein Teil der RE:* Die Zuordnung des Netzpuffers stellt systembedingt eine Aufgabe, die nicht aus dem Strommodell zu übertragen ist. Bei „BO“ kann der Netzpuffer in allen Fällen, in denen er vom Netzbetreiber gezielt eingesetzt wird, als gewöhnlicher Speicher angesehen werden. Der „Besitzer“ dieses Speichers ist eben der Netzbetreiber. Dieser vermarktet den Netzpuffer als Regelennergie am Markt für Strukturierungsdienstleistung oder schlimmstenfalls nicht. Um Letzteres zu vermeiden, bedarf es einer angemessenen Berücksichtigung der aus einer Vermarktung erwachsenden Erlöse im Rahmen der Anreizregulierung.

*Speicher bieten RE:* Auch Speicher können an den genannten Märkten und darüber hinaus vermarktet werden. Im hier gegenständlichen Thema sind Speicher ein wichtiger Erbringer von Regelleistung und Strukturierung.

### Zusammenfassung „BO“

Im vorliegenden Rahmen kann keine umfassende und detaillierte Beschreibung eines Alternativmodells erbracht werden. Wichtig ist vielmehr der Befund, dass es für die vorliegenden, größtenteils altbekannten Fragestellungen und Probleme bereits erprobte und taugliche, wenn auch weiterentwicklungs- und übersetzungsbedürftige Lösungen gibt. Oder anders gesagt: Es wäre

vergebene Effizienz, nicht von der Stromsparte zu lernen und die Fehler der Vergangenheit zu wiederholen. In diesem Sinne will „BO“, deren Umrisse hier dargestellt wurden, eine Diskussionsbasis für eine gaspezifische Ausgestaltung und Umsetzung eines vorhandenen und in seinen Grundzügen tauglichen Modells sein. Auch vor dem Hintergrund der jüngsten Festlegungen sollten und dürfen die Bestrebungen nicht eingestellt werden, ein möglichst gutes, markttaugliches, effizientes und transparentes Modell zu etablieren.

### Fazit

Mit der Festlegung der BNetzA Ende Mai 2008 sind erfolgreich einige Regelungslücken der GasNZV im Sinne des EnWG geschlossen worden. Aus Sicht der Autoren wurden allerdings auch einige Hemmnisse in Richtung Effizienz und Preisgünstigkeit kreierte, weshalb man dieses Vorgehen nur mit einem lachenden und einem weinenden Auge betrachten kann.

Vor allem die fehlenden Anreize zur hochwertigen Prognose und dementsprechend guter Nominierung lassen einen sehr hohen Regelennergiebedarf befürchten, der neben kostengünstigem Netzpuffereinsatz weitgehend durch, soweit absehbar, teurere Re-

gelennergie gedeckt werden wird. Es bleibt abzuwarten, ob in allen Marktgebieten hinreichend Regelennergie bereitgestellt werden kann. Positive Nebenerscheinung wird wohl ein weiteres Zusammenwachsen der Marktgebiete als Folge des sehr hohen Regelennergiebedarfs sein.

Eine Weiterentwicklung des Systems unter Nutzung der Vorteile einer stündlichen Bilanzierung erscheint möglich, da das jetzt festgelegte System keine reine Tagesbilanzierung darstellt. Es wäre ein effizienter Ansatz, die bestehenden Parallelen zur Stromsparte zu nutzen, ohne die Unterschiede zu vertuschen. Die mit der BET-Option „BO“ skizzierten Ansätze könnten hier den steinigen, aber sinnvollen Weg zur effizienten Förderung von Wettbewerb und Preisgünstigkeit für alle Letztverbraucher weisen.

---

*Dr.-Ing. C. Niehörster, Fachleiter Netzzugang, Netzbewertung, Asset Management, Wasserwirtschaft, Dipl.-Ing. A. Michels, Fachleiter Handel und Vertrieb und Dipl.-Ing. D. Nailis, Projektingenieur, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen*  
[christof.niehoerster@bet-aachen.de](mailto:christof.niehoerster@bet-aachen.de)