

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 7
Postfach 8001
53105 Bonn
E-Mail: Bilanzierung.Gas@BNetzA.de

Stellungnahme Bilanzierungs- und Ausgleichssystem¹

1. Klarstellende Änderungsfestlegung zur rechtssicheren Einführung der in § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV vorgegebenen Toleranzmenge in Höhe von fünf Prozent der an Letztverbraucher ohne Standardlastprofil und ohne Nominierungsersatzverfahren gelieferten Mengen.

Die BNetzA stellt fest, dass die Einführung eines Toleranzbandes Verschiebungen von Bilanzungleichgewichten in spätere Bilanzierungsperioden und potentiell sogar die Erhöhung an externem Regelenenergiebedarf zur Folge haben wird.²

Tatsächlich könnten BKV das Toleranzband nutzen, um am Tag D für die RLM Kundengruppen im BK opportunistisch zu über- oder unterspeisen, denn der Within-Day Preis am Tag D und der Preis für den übernächsten Tag D+2 ist dann gleichzeitig bekannt. Damit wäre eine Arbitragemöglichkeit zu Lasten des Netzes geöffnet, was dem Ziel, das Potential für die Bezugskostenoptimierung über das Netz zu reduzieren, widerspräche.

Im Übrigen ist die Einführung einer Toleranz angemessen, solange die BKV mangels Daten zum aktuellen BK Status nicht die Möglichkeit haben, das Konto tagesscharf auszugleichen. Daher sollte erwogen werden, mittelfristig die Echtzeit- oder nur leicht zeitverzögerten Übertragung des abrechnungsrelevanten Bilanzkreisstatus einzuführen.³

Das erhöhte Prognoserisiko für RLM im Vergleich mit RLMNEV und SLP ist ein weiterer Erwägungsgrund für die (befristete) Einführung des Toleranzbandes.

2. Ausweitung der an der Ausgleichs- und Regelenenergieumlage beteiligten Kundengruppen auf die Kundengruppen RLM-Entnahmestellen ohne Tagesband („RLMoT“) und RLM-Entnahmestellen mit Nominierungsersatzverfahren („RLMNEV“)

Die RLMoT und RLMNEV Abnahmestellen erfordern untertägige Flexibilitätsleistungen auf individueller Basis, die ansonsten dem Regelenenergiemarkt und damit dem aggregierten Ausgleich zur

¹ Im Folgenden sind

- Bericht zum Ausgleichs- Regelenenergiesystem Gas vom 1. April 2011: „Bericht ARG“
- Bundesnetzagentur: „BNetzA“
- Mitteilung Nr. 4 vom 24. 3. 2010 zur Umsetzung des Beschlusses „GABi Gas“ vom 28. 5. 2008: „Mitteilung 4“
- Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005: „RL 715/2009“

² Seite 166, Bericht ARG

³ vgl. Artikel 21, Absatz 2 RL 715/2009

Verfügung stünden⁴ mit entsprechenden Nachteilen des Entzugs für den Gesamtmarkt. Vor dem Hintergrund der in § 15 GasNZV vorgesehenen Beibehaltung der Nominierungsersatzverfahren, und für den Fall, dass die BNetzA diese nicht untersagt, wäre die Einführung der Regelenergieumlage ein geeignetes Mittel, um die Nominierungsersatzverfahren weniger attraktiv bzw. völlig unattraktiv zu machen.

Aber selbst ohne diese „versteckte“ Untersagung wäre die Einführung der Umlage für RLMNEV damit zu begründen, dass die RLMNEV unter Umständen auch untertägige Strukturierungsleistungen beanspruchen. NEV sind sowohl in der Lage, den Ausgleich zum Tagesschluss herzustellen, als auch die untertägige Strukturierung herzustellen. In Verbindung mit Rechnungsbilanzkreisen und verschachtelten Nominierungsstrukturen wäre zudem nicht ausgeschlossen, dass auch für RLMNEV untertägige Strukturierungsleistungen des Netzes in Anspruch genommen werden.

Aus genannten Gründen ist die Einführung einer Umlage für RLMNEV in jedem Fall geboten.

3. Ausweitung der Ausgleichs- und Regelenergieumlage auf Marktgebietsübergangs-Exit-, Grenzübergangs-Exit- und Speicher-Exit-Punkte

Die Regelenergieumlage sollte nicht auf Ausspeisungen aus diesen physischen Punkten ausgeweitet werden. Dem Vorschlag scheint die Absicht einer Gleichbehandlung zu Grunde zu liegen, dass alle Ausspeisungen mit einer Umlage belegt werden. Dies ist meines Erachtens nicht sachgerecht.

3.1. Die adressierten Ausspeisepunkte bieten Ausgleichsenergie dar

Im Gegensatz zu Ausspeisepunkten zur Entnahme von Erdgas aus dem Netz sind die adressierten Punkte nominierbar. Unter der Maßgabe der Herstellung eines marktorientierten Ausgleichs- und Regelenergiemarktes sind dies genau die Punkte, die preiselastisch zum Regelenergiemarkt und elastisch zum physischen Ausgleichsbedarf des BKV eingesetzt werden. Beides dient dem Ausgleich der Nutzer, nämlich den Entnahmepunkten, deren Verhalten aus Regelenergie- bzw. Ausgleichsmarktsicht unelastisch ist.

Mindestens bei den Speicher-Exit-Punkten wäre auch eine doppelte Umlagebelegung von Arbeitsgasmengen die Folge.

3.2. Die Beanspruchung von Netzpuffer und Flexibilitätsdienstleistungen durch einen Zeitversatz ist nicht den genannten Ausspeisepunkten zuzuschreiben⁵

Die Tatsache, dass Erdgas mit ca. 25 km/h durch die Netze migriert, stellt offensichtlich einen Ausgleichsbedarf für lokale Regelenergie dar. Der durch den Zeitverzug gegebene Ausgleichsbedarf unterscheidet sich jedoch von dem durch die untertägige Abnahme gegebenen und mit der Umlage adressierten Ausgleichsbedarf. Vom Prinzip her sind die beiden Ausgleichsarten nicht zu vermischen. Lokale Regelenergie ist durch Speicherkapazitäten bereitzustellen, die ausschließlich dem Netzbetreiber zur Erfüllung seiner Aufgaben vorbehalten sind. Kosten dafür sind auf die Netzentgelte umzulegen.

⁴ Bericht ARG 11. Pkt. 6

⁵ Vgl. Seite 166 des Bericht ARG

4. Einführung symmetrischer Ausgleichsenergieentgelte durch Absenkung des Faktors für die Bildung des negativen Ausgleichsenergieentgelts auf 0,8.

Die Spreizung führt zu einer erhöhten Bürde für BKV mit der durch die fehlende Marktnähe entstehende Vermutung, dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie wieder pönalisiert wird. Das alleinige Ziel, nun eine Symmetrie herzustellen, kann jedenfalls kein Erwägungsgrund für die Anpassung sein, da die Kostenorientiertheit der Ausgleichsentgelte nicht mit einer standardmäßigen Spreizung belegt werden kann. Zudem bezweifle ich die Geeignetheit des Importpreises BAFA als Referenz für die Spreizung.

4.1. Der BAFA Importpreis ist keine zertifizierte Referenz und kein Marktpreis

Der BAFA Preis ist ein Durchschnittswert aller für ein Monat berichteten Mengen und Preise für nach D importiertes Erdgas. Er beruht hauptsächlich auf zeitverzögerten, öлиндизierten Verträgen, variiert also mit einem auf den Gasmarkt nur mittelbar bezogenen Energiemarkt.⁶ Der Bericht erfolgt auf Basis verpflichtend und freiwillig abzugebender Meldungen der Importeure. Spotmengen werden in den Im- und Exporten nicht umfassend abgebildet.⁷ Der BAFA Importpreis ist somit ein hinsichtlich der Angaben und Vollständigkeit ungeprüfter und theoretisch sogar manipulierbarer Wert. Der BAFA Preis erscheint außerdem mit einer Verzögerung von 2 Monaten, was hinsichtlich der Spreizung immer nur ein periodenfremder Bezugspunkt sein kann.

4.2. Der BAFA Importpreis stellt nur einen Durchschnitt dar

Die Mittelung aller gemeldeten Importmengen impliziert, dass – vereinfacht betrachtet – die Hälfte der Importmengen oberhalb, die andere Hälfte unterhalb des mittleren Importpreises liegen. Durch Absenkung des Faktors auf 0,8 mögen zwar BAFA-preisnahe Mengen aus dem für die Entwicklung des Regelenenergiebedarfs kritischen Bereichs heraus genommen werden; ein Potential für die Bezugskostenoptimierung besteht jedoch weiterhin für die Importeure, deren Importvertragspreis weit unterhalb des mittleren Preises liegt. Gleiches gilt analog für die Anhebung auf 1,2 nach Mitteilung 4.

Zudem lässt der Bericht ARG und die Erwägung der Mitteilung 4 unberücksichtigt, dass die Importmengen am VHP an Weiterverteiler und Kunden mit eigenen Bilanzkreisen zuzüglich eine Vertriebsmarge verkauft werden, die Anhebung mithin noch höher als 1,2 sein müsste.

4.3. Der BAFA Importvertragspreis passt sich mittelfristig an den Markt an

Der Beobachtungszeitraum 2008/09 und 2009/10 war durch starke Preisschwankungen geprägt, die eine Anpassung der Vertragspreise und die Hereinnahme von marktspezifischen Klauseln zur Folge hatten. Der Bericht ARG geht jedoch nicht auf die diesbezüglichen Verhandlungen der Importverträge ein und stellt darüber hinaus nicht die Frage, ob eine Anpassung der Faktoren angesichts der Befristetheit der Marktdivergenzen überhaupt eine geeignete Maßnahme ist. Selbst wenn diese Frage bejaht werden kann, wäre immer noch die Feststellung, eine Reduzierung der

⁶ Eine Referenzierung der Spreizung am BAFA Preis könnte theoretisch auch zu einer lockeren Ölpreisbindung im Gas-Kurzfristmarkt führen.

⁷ http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/energie_erdgas_ermittlung_preis.pdf

Spreizung sei nicht angemessen, weil so der Grenzübergangspreis nicht mehr innerhalb der Ausgleichspreise liegen würde⁸, kontinuierlich zu prüfen.

4.4. Die BNetzA berücksichtigt zwar die Mengen des Regelenergiebedarfs, nicht aber die Kosten der Beschaffung

Sowohl in der Mitteilung 4 als auch im Bericht ARG wird auf den erheblich gestiegenen positiven Regelenergiebedarf und die damit gestiegene Regelenergieumlage verwiesen. Mit dem verbundenen Zeitversatz seien die Vorfinanzierungskosten und -risiken für die Bilanzkreisnetzbetreiber gestiegen. Weder in der Erwägung zu Mitteilung 4 noch im Bericht ARG wird allerdings der Markt zur Beschaffung von Regelenergie im Beobachtungszeitraum für die Anhebung der Umlage hinreichend kritisch hinterfragt.

Dabei ergeben sich aus dem Bericht ARG tatsächlich überprüfenswerte Ansätze für eine Hinterfragung der Kosten bei interner und externer Regelenergiebeschaffung im GWJ 2008/09⁹:

- Enger Anbietermarkt, da Vorhalteleistung bei 30 bzw. 90 MW liegt,
- Lange Vorhaltungszeiträume von 3 Monaten, ohne dass der Einsatzbedarf nachgewiesen war,
- Leistungspreisvergütung.

Die Kosten aus dieser Periode dürften dann spätestens zum 1. 4. 2010 in die Erhöhung der Umlage eingeflossen sein. Eine Nichtanerkennung potentiell überhöhter Kosten durch einen kartellrechtlich fragwürdigen Anbietermarkt für Regelenergie wäre demnach erwägenswert gewesen. Damit wären potentiell die Umlageerhöhung und die Dringlichkeit für die Anhebung des Faktors auf 1,2 geringer ausgefallen.¹⁰

4.5. Die Analyse sollte auch die strukturelle Interdependenz zwischen Umlage und Regelenergiekosten berücksichtigen

Der Anteil von RLMNEV ist in den Marktgebieten NCG und OGE-L mit durchschnittlich ca. 20 % der ausgespeisten Mengen bei Thyssengas L sogar 30%¹¹ vergleichsweise hoch, während der Anteil in den übrigen Marktgebieten bei ca. 10% liegt.¹²

Damit zusammenhängend muss man annehmen, dass in den Marktgebieten NCG, Thyssengas L und OGE L die Flexibilitätsquellen zu einem höheren Anteil zur Absteuerung der RLMNEV herangezogen werden. Dies entzieht sie wiederum dem „Anbietermarkt“ für Regelenergie, mit den im vorherigen Punkt beschriebenen Folgen¹³.

Hinzu kommt: Je höher der Anteil von Anbietern mit NEV Möglichkeiten im Wettbewerb um die RLM Kunden ist, desto mehr rangiert das Preisniveau um die jeweils gültige Umlage niedriger. Dies

⁸ Bericht ARG, 11. Pkt. 3

⁹ Bericht ARG S. 140 ff. Siehe auch: Bericht ARG S. 132

¹⁰ Die Situation auf der Kostenseite hat sich zwischenzeitlich im Marktgebiet NCG und GPL erheblich entspannt, weil nun ein hoher Anteil der Regelenergie marktseitig beschafft wird. Ausserdem ist durch die Zusammenlegung der Marktgebiete die Anbieterseite nicht mehr so konzentriert.

¹¹ Bis Ende GWJ 2009/10, s. S. 60

¹² Bericht ARG, Seite 54 ff

¹³ Wie auch auf Seite 41 Bericht ARG in einer unvollständigen Aufzählung bestätigt wird (letzter Absatz, letzter Satz)

wiederum erhöht für die nicht mit NEV-fähigen Anlagen ausgestatteten Anbieter wiederum den Wettbewerbsdruck und damit den Anreiz, eine Bezugskostenoptimierung über das Netz durchzuführen.

Nach Art. 21 RL 715/2009 sind die Ausgleichsregeln marktorientiert auszugestalten. Die Ausgleichsentgelte sind nach Möglichkeit kostenorientiert und bieten angemessene Anreize für die Netznutzer, ihre Ein- und Ausspeisung von Erdgas auszugleichen. Daraus leitet sich zwingend eine marktorientierte Beschaffung der Regelenergie und die Kopplung der Ausgleichsenergiepreise an die Regelenergiekosten ab.¹⁴

Gerade hinsichtlich immenser Unterschiede bei der Fallgruppenzuordnung der Ausspeisemengen, und damit der Einsatz externer Regelenergie in den Marktgebieten ist auch die Standardisierung der Ausgleichsentgelte für alle Marktgebiete zu hinterfragen.

Von einer Absenkung des Faktors für die Bildung des negativen Ausgleichsenergieentgelts auf 0,8 würde ich daher absehen und im gleichen Zuge eine Absenkung des Faktors für die Bildung des positiven Ausgleichsenergieentgelts in Erwägung ziehen.

Noch besser wäre folgende Struktur: Der Ausgleichsenergiepreis im Marktgebiet für den Tag D besteht aus dem höchsten (Verkauf durch Bilanzkreisnetzbetreiber) bzw. niedrigster (Kauf durch Bilanzkreisnetzbetreiber) Preis für Energie, die der Bilanzkreisnetzbetreiber am Tag vorher und Intraday für den betreffenden Tag im betreffenden Marktgebiet gehandelt hat zu- bzw. abzüglich eines Grenzkostenpreises. Der Preis wird erst am Tag D+1 veröffentlicht.

5. Unterschiedliche Umlagehöhen für bestimmte Kundengruppen.

Im Tagesbilanzausgleich tragen die einzelnen Kundengruppen in unterschiedlicher Weise zu der untertäglichen Abnahmestruktur des Netzaggregats bei. Unterschiedliche Umlagehöhen für bestimmte Kundengruppen wären geeignet, die Verursachung des Einsatzes für interne Regelenergie zu adressieren.

Als wesentliche Treiber für den Beitrag zum untertäglichen Strukturierungsbedarf sind

- a) die Kovarianz der Abnahme eines bestimmten Abnahmepunktes mit der Netzabnahme
oder
- b) die Benutzungsdauer eines bestimmten Abnahmepunktes.

zu nennen.

Eine die Kovarianz berücksichtigende Anpassung generiert eine umso höhere Umlage, je positiver die Abnahme eines Abnahmepunktes (einer Kundengruppe) mit der Netzlast korreliert ist und eine umso niedrigere, je geringer die Abnahme eines Abnahmepunktes (einer Kundengruppe) mit der Netzlast korreliert ist.

Eine die Benutzungsdauer berücksichtigende Umlageanpassung, wäre umso höher, je kleiner die mittlere Tagesbenutzungsdauer ist, und umso geringer, je höher die mittlere Tagesbenutzungsdauer ist. Die mittlere Tagesbenutzungsdauer könnte rückwirkend über ein Jahr berechnet werden und wäre der arithmetische Mittelwert aller täglich berechneten Quotienten aus Tagesabnahme und

¹⁴ Meines Erachtens berücksichtigt sowohl die Ausgleichsentgeltbildung das Prinzip der Kostenorientierung, als auch die Regelenergiebeschaffung das der Marktkonformität nur unzureichend, mit entsprechenden Folgen für den Umlagepotf der Bilanzkreisnetzbetreiber.



maximal am Tag gezogener Leistung. Für kleine RLM Kundengruppen und SLP Abnahmestellen könnte man Tagesbenutzungsdauern aus den Lastprofilen der TU München generieren¹⁵. Für die RLM Abnahmestellen mit Mengen >5 GWh wäre die mittlere Tagesbenutzungsdauer aus vorliegenden historischen Messdaten zu generieren.

Benedikt Schuler
Berlin, 3. Juni 2011

¹⁵ Auch wenn deren weitere Anwendung nicht erwogen wird. vgl. Bericht ARG S. 164

6. Anhang: Anmerkungen

6.1. Harmonisierung europäischer Ausgleichssysteme

Nach Art. 21 Abs. 4 stellen die Mitgliedsstaaten sicher, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber um eine Harmonisierung der Ausgleichssysteme bemühen. Der Bericht ARG stellt in anschaulicher Weise zwei sehr fortschrittliche Ausgleichssysteme, das britische und das niederländische System dar, geht jedoch leider zu wenig auf die Möglichkeiten ein, diese Systeme auch auf den deutschen Gasmarkt zu übertragen. Mindestens das britische Ausgleichssystem kann als erprobt gelten. Zugleich werden neue Ansätze vorgeschlagen, die unerprobt sind und auf akademischen Überlegungen beruhen.¹⁶

Meines Erachtens sollten weitere Überlegungen zum Ausgleichssystem auf die Harmonisierung zugeschnitten sein. Für die Einführung marktbasierter Engpassmechanismen¹⁷, hätte beispielsweise eine Inkompatibilität der Ausgleichssysteme nachteilige Auswirkungen für das Zusammenwachsen der Regionalen Märkte.

6.2. Hinweis zum Bericht ARG 5.6:

In der Bewertung nimmt die BNetzA Bezug auf die abschreckende Wirkung höherer und unvorhersehbarer Ausgleichsenergiepreise hinsichtlich des Markteintritts kleinerer und neuer Marktteilnehmer, würde der Ausgleichsenergiepreis direkt an den Regelenergiepreis gekoppelt.¹⁸ Daher werden keine Maßnahmen zur höheren Marktnähe des Regelenergiemarktes vorgeschlagen, sondern lediglich der Vorschlag zur Standardisierung der Regelenergieprodukte gemacht¹⁹. Auf die sich abzeichnende Verlagerung der Beschaffung von Regelenergie im Within-Day Markt wird nur durch den Hinweis auf die mögliche Hineinnahme des Within-Day Preises in den Preiskorb eingegangen.

Die Berücksichtigung des Within-Day Preises ist jedoch unbedingt notwendig: Ohne den Within-Day Preis birgt der Korb vortäglich feststehender Spotpreise ein Arbitragepotential, da der Bilanzkreis im Within-Day Markt gegen den am Tag D bekannten Ausgleichsenergiepreis optimiert werden kann.

Daher wäre es sinnvoll, die drei Vorschläge 1. Herausnahme eines Preises aus dem Korb, 2. Höchster bzw. niedrigster Preis aus dem Preiskorb und 3. Anhebung der Spreizung gesamthaft zu bewerten.²⁰

¹⁶ Bericht ARG S. 164

¹⁷ Nach Art. 12 RL 715/2009 und § 50 Abs. 1 Ziff. 6 GasNZV

¹⁸ Die Notwendigkeit dieser Einschätzung ergibt sich nur, wenn weiterhin von der bisher praktizierten Regelenergiebeschaffung über längerfristige Produkte ausgegangen wird. Ansonsten gilt: Bei marktnaher, täglicher Beschaffung der Regelenergie führt die fehlende Kenntnis des Ausgleichspreises zu einem angemessenen Anreiz, die Ein- und Auspeisung auszugleichen. Auch die für die Beschaffung der Regelenergie herangezogenen Preise für Within-Day Produkte werden sich erwartungsgemäß in der Nähe der für den Tag quotierten Spot Preise bewegen. Die Ausgleichsentgelte würden sich bei einer Regelenergiebeschaffung ausschließlich am Spot- und Within-Day Markt in angemessener und kostenorientierter Weise bilden.

¹⁹ Vgl Bericht ARG S. 168

²⁰ Vgl. Mitteilung 4, S. 4, 5. Im Übrigen argumentiert die BNetzA nicht konsequent: Gerade die fehlende Korrelation der Preise am NBP mit den kontinentalen Preisen bietet ja die Anreizstruktur zur Arbitrage der Systeme und müsste den

6.3. Hinweis zum Bericht ARG 11. Pkt. 1:

Der Begründung, dass unterschiedliche Rechtsfolgen hinsichtlich der Strukturierungsbeiträge den unterschiedlichen Möglichkeiten der Wettbewerber zum Zugang oder Einsatz von Flexibilitätsquellen geschuldet ist, kann ich nicht folgen: Der Zugang zu Speicheranlagen nach § 28 Abs. 1 EnWG und Artikel 15 RL 715/2009 ist diskriminierungsfrei zu gewährleisten, sofern der Zugang für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist. Damit bestehen de jure keine unterschiedlichen Möglichkeiten zum Zugang oder Einsatz von Flexibilitätsquellen. Sollte die BNetzA jedoch feststellen, dass de facto unterschiedliche Möglichkeiten bestehen, wäre eine Prüfung der Wettbewerbsbedingungen auf dem Flexibilitätsmarkt angeraten.

Verbleib des NBP Preises begründen. Der Verbleib des Referenzpreises ZEE aus Gründen der hohen Korrelation ist im Umkehrschluss ebenso unangebracht.