



EFET Deutschland - Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.

Flottwellstraße 4-5
10785 Berlin

Tel: +49 30 2655 78 24

Fax: +49 30 2655 78 25

www.efet-d.org

de@efet.org

EFET Deutschland, Flottwellstraße 4-5, 10785 Berlin

**An die Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 7**

Postfach 8001
53105 Bonn

Per E-Mail an Bilanzierung.Gas@bnetza.de

Berlin, den 9.11.2010

Stellungnahme zur Konsultation des Berichts zur Evaluierung des Ausgleichs- und Regelennergiesystems Gas (§ 30 GasNZV)

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und beantworten nachfolgend Ihre Fragen im Einzelnen.

1. Welche Auswirkungen hat die Einführung der Tagesbilanzierung durch die Festlegung des Grundmodells der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor („GABi Gas“) vom 28.05.2008 im Gegensatz zu einer stündlichen Bilanzierung?

Die Einführung der Tagesbilanzierung im Rahmen von GABi Gas führte zu einer Vereinfachung des Netzzugangs und damit zu einer Intensivierung des Wettbewerbs bei der Versorgung von SLP-Kunden. Das zentrale Merkmal von GABi Gas ist dabei die Einführung eines Tagesbands und damit die Verringerung des Risikos von Bilanzabweichungen. Sie ermöglicht Lieferanten eine kostengünstige Versorgung, ohne dabei über untertägige Flexibilitätsquellen verfügen zu müssen. Der Ausgleich der Einzelbilanz in der jeweiligen Stunde wird durch den Ausgleich des Netzes ersetzt. Einige Mitgliedsunternehmen begrüßen ausdrücklich, dass GABi Gas trotz der grundsätzlichen Umstellung auf Tagesbilanzierung nach wie vor Anreize für stündliche Bilanzierung bietet.

2. Wie bewerten Sie die Entgeltsystematik im Bilanzierungsregime:

- a. Entgelte für Ausgleichsenergie,**
- b. Strukturierungsbeiträge,**
- c. Regel- und Ausgleichsenergieumlage?**

Zu a. Entgelte für Ausgleichsenergie:

Neben der Kompensation der Beschaffungskosten des MGV sollen über den Ausgleichsenergiepreis angemessene Anreize für die Netznutzer erwachsen, ihre Portfolien am Ende des Tages ausgeglichen zu halten. Die Ausgleichsenergieentgelte sollten somit hinreichend hoch sein, damit BKV keinen Anreiz haben, Ausgleichsenergie zur Optimierung zu nutzen, gleichzeitig aber auch nicht so hoch sein, dass von ihnen wettbewerbsbehindernde Wirkung ausgeht. Wir fordern daher:

- eine stärkere Orientierung der Ausgleichsenergiepreise an den Beschaffungskosten des MGV, die transparent dargelegt werden müssen.
- Damit geht notwendigerweise eine stärkere Kopplung der Ausgleichsenergiepreise an Marktpreise durch weitestgehende Verlagerung der Regelenergiebeschaffung in den liquiden Markt für Standardprodukte am jeweiligen VHP über die Börse einher (Day-Ahead- und Within-Day-Markt) – in Marktgebieten ohne liquiden Markt schlagen wir eine Preiskorborientierung für die Ausgleichsenergiepreisberechnung vor, um auch hier eine Kopplung an Marktpreise zu gewährleisten (L-Gas).

Zentral ist die Forderung nach einem diskriminierungsfreien System. Dies kann entweder durch einen symmetrischen Preis geleistet werden oder durch einen asymmetrischen Preis mit sehr kleinen Spreads, wie sie für einen sehr liquiden Markt typisch sind. Grundsätzlich sehen wir den Marktgebietsverantwortlichen in der Verantwortung, den „Within-Day-Ausgleich“ zwischen Einspeisung und Verbrauch zu organisieren und Portfolioeffekte für sein Marktgebiet zu heben. Eine Verlagerung dieser Verantwortlichkeit auf einzelne Bilanzkreisverantwortliche hat aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sehr hohe Transaktionskosten. Jede Systematik muss gut beobachtet werden, um Missbrauch und Fehlanreize entgegensteuern zu können.

Die Orientierung des Ausgleichsenergiepreises sollte sich ausschließlich an den Beschaffungskosten des MGV via EEX und/oder via liquider Gashandelsplätzen wie z.B. VP NCG H-Gas, VP Gaspool orientieren. Zusätzliche Kosten fallen beim MGV nur dann an, wenn er über seine eigene Plattform Regelenergie beschafft – daher sollte das Maximum an Regelenergie tatsächlich direkt im Markt beschafft werden (Day-Ahead und Within-Day), um somit die Regelenergieumlage niedrig zu halten. Die Praxis der bilateralen Geschäfte via proprietärer Plattformen für die Beschaffung von Regelenergie sollten von der BNetzA beobachtet werden. Ziel einer solchen Beobachtung ist es festzustellen, ob die bilateral eingekauften Regelenergiemengen nicht auch direkt über den Markt hätten bezogen werden können.

An Tagen, an denen der MGV keine Regelenergie kauft, sollte der durchschnittliche Marktpreis als Ausgleichsenergiepreis mit dem entsprechenden Bid-Ask-Spread angesetzt werden.

Die Notwendigkeit, bei der Kopplung von Ausgleichsenergiepreisentstehung an Marktpreise genauer hinzugucken, zeigt folgendes Beispiel: Derzeit beschafft der MGV NCG seinen Bedarf an kurzfristiger Regelernergie als „Rest of the Day“ -

- a) vor Öffnung der Börse (EEX) über seine Plattform,
- b) während der Handelszeit der Börse entweder über seine Plattform oder über die Börse, je nach günstigerem Durchschnittspreis, und
- c) nach Börsenschluss über seine Plattform.

EFET Deutschland begrüßt eine 24/7-Handlungsmöglichkeit für das Within-Day-Produkt an der Börse. Dann entfiere ein (bilateraler) Handel auf der Plattform des MGV. Solange jedoch die Börse keinen 24/7-Handel für das Produkt Within-Day anbietet, sollte jedenfalls der MGV während der Handelszeiten nicht ein striktes Entweder/Oder - festgemacht am Durchschnittspreis - für die Auswahl der Beschaffungsform wählen, sondern die Angebote auf der eigenen Plattform und die Angebote an der Börse so kombinieren, dass insgesamt der geringste Beschaffungspreis für den MGV resultiert. Ein striktes Entweder/Oder ist nicht marktkonform:

- a) es führt zu höheren Beschaffungspreisen für den MGV, und damit bei strikter Kopplung an den Ausgleichsenergiepreisen für unnötig hohe Kosten,
- b) ggf. sind die Anbieter gezwungen, ihr Angebot zeitweise an der Börse und nachbörslich auf der Plattform des MGV einzustellen – ein vorbörsliches Angebot auf der Plattform wäre in diesem Falle gar nicht möglich, da ein einmal eingestelltes Angebot nicht mehr entfernt werden kann.

Zu b. Strukturierungsbeiträge:

Strukturierungsbeiträge werden derzeit im Rahmen des stündlichen Anreizsystems von Ausspeisestellen RLMoT und RLMmT erhoben. Bei diesem Thema gibt es unterschiedliche Sichtweisen innerhalb von EFET Deutschland, die einige Fragen aufwerfen.

Einige Mitgliedsunternehmen sind der Meinung, dass die Gründe, die bei Einführung des GABi Gas-Systems für die Etablierung des stündlichen Anreizsystems innerhalb der Tagesbilanzierung sprachen, aufgrund der zwischenzeitlich erfolgten Vergrößerung der Marktgebiete nicht mehr vorliegen: Während in kleineren Marktgebieten mit einem Entry-Exit-System ein unmittelbarer physikalischer Zusammenhang zwischen den Einspeisemengen an einem Punkt und den Ausspeisemengen an einem anderen Punkt besteht, ist dies in größeren Marktgebieten aufgrund größerer Transportentfernungen und physikalischer Restriktionen nicht mehr der Fall. Das heißt allein durch gleiche stündliche Ein- und Ausspeisemengen pro Bilanzkreis ist die Netzstabilität nicht mehr zu gewährleisten. Vielmehr kommt es aus dieser Sicht in großen Marktgebieten zur Gewährleistung der Netzstabilität entscheidend auf eine ausreichende Möglichkeit zur Beschaffung physischer/lokaler Regelernergieprodukte durch den MGV an.

Andere Mitgliedsunternehmen von EFET Deutschland erachten neben der Tagesbilanzierung die Möglichkeit zur Stundenbilanzierung (RLMoT) weiterhin als sinnvoll. Einige Kundengruppen oder Lieferanten, die sich eine bessere Prognose zutrauen, sind bereit, feste Kostenbestandteile für Ausgleichsenergie gegen erhöhte variable Kostenbestandteile bei Abweichungen und beim Gasbezug einzutauschen. Für solche Kundengruppen bzw. Lieferanten sollte eine Einordnung als RLMoT oder RLMNEV weiterhin wählbar bleiben. Der damit verbundene Anreiz zu besseren Prognosen nützt der Systemstabilität. Die stündliche Strukturierung bietet dem Netzbetreiber die Möglichkeit, sich auf die strukturierte Verbrauchssituation einzustellen und sein Netz effizient zu betreiben, unabhängig davon, ob die Einspeisung bzw. Ausspeisung zeitgleich stattfindet. Insbesondere in Verbindung mit Größtverbrauchern ist eine stündliche Nominierung aus dieser Sicht unabdingbar. Durch das stündliche Anreizsystem wird die sorgfältige Planung und Prognose einzelner Bilanzkreisverantwortlicher anerkannt.

Diese unterschiedlichen Betrachtungsweisen unterstreichen aus Sicht von EFET Deutschland die Notwendigkeit, anhand von Netzbetreiberdaten genauer zu untersuchen, welche Effekte RLMoT-Profile angesichts größer werdender Marktgebiete tatsächlich haben. Auf dieser objektiven Grundlage lassen sich dann entsprechende Veränderungen ableiten.

In großen Marktgebieten kommt es zur Gewährleistung der Netzstabilität auch entscheidend auf eine ausreichende Möglichkeit zur Beschaffung physischer/lokaler Regelenergieprodukte durch den MGV und auf die intelligente Steuerung der Netzlast durch den Netzbetreiber an. Aufgrund dessen sollte die Vorhersagbarkeit der physikalischen Flüsse für den Netzbetreiber sichergestellt werden.

Zu c. Regel- und Ausgleichsenergieumlage:

Vor einer Weiterentwicklung von GABi Gas muss es unseres Erachtens zu einer Reduzierung des Regelenergiebedarfs kommen.

Die Regelenergieumlage ist seit ihrer Einführung in erheblichem Umfang angestiegen. Problematisch ist hierbei für die Endkundenversorgung insbesondere die fehlende Planbarkeit der weiteren Entwicklung. In erster Linie ist die Regelenergieumlage zur Deckung der Kosten für die untertägige Strukturierung durch den MGV vorgesehen, weshalb die RLMoT und RLMNEV von der Regelenergieumlage ausgenommen sind.

Inzwischen ist deutlich geworden, dass die MGV in erheblichem Umfang einen Mengenausgleich auf Tagesbasis leisten müssen, dessen Kosten über Einnahmen aus Bilanzkreis- und Mehr- und Mindermengenabrechnung nicht bzw. nur mit erheblichem Zeitverzug gedeckt werden können. Mit weitergehender Marktgebietszusammenlegung ist absehbar, dass zusätzlicher Regelenergiebedarf entsteht. Die hieraus resultierenden Kosten können nicht durch Einnahmen aus der Bilanzkreisabrechnung gedeckt werden, da lokale Regelenergie unabhängig von Bilanzkreissalden anfällt. Kostendifferenz und Zeitverzug finanzieren die MGV derzeit über die Regelenergieumlage.

Der Großteil des vermeidbaren RE-Bedarfs ist dadurch bedingt, dass die RE-Umlage zu großen Teilen zur Kompensation der Kosten für den Ausgleich von Tagesdifferenzmengen im Bereich der SLP-Tagesbandbelieferung (Prognose versus tatsächlichem Fluss) herangezogen wird - und eben nicht lediglich zur untertägigen Strukturierung. Der Hauptgrund für diese wiederum ist die fehlerhafte Zuordnung der SLP zu Ausspeisestellen („der Ausspeisestelle eines Bäckers wird das SLP einer sonstigen Dienstleistung zugeordnet“) sowie fehlerhaft ermittelte/zugeordnete Leistungswerte von Endverbrauchern mit SLP. Daneben führen fehlerhafte Temperaturprognosen im Rahmen der SLP-Belieferung zu systemimmanenten Fehlmengen. Unklar und von den MGV klarzustellen ist, ob darüber hinaus eine missbräuchliche Arbitrage zwischen Ausgleichsenergiepreis (AEP) und Regelenergiepreis zu einem erhöhten RE-Bedarf führt.

EFET Deutschland unterstützt eine Veröffentlichung aller Netzkostenstände sowie eine Abrechnung auf Monatsbasis, wie sie von der Mitteilung Nr. 4 der Bundesnetzagentur vorgesehen ist. Ausspeisenetzbetreiber (ANB) sollten aber darüber hinaus ab einer bestimmten Höhe der Mehr-/Minderungen (MMM) einen wachsenden Anteil der dafür aufzuwendenden Kosten selbst tragen müssen (eingeschränkte Anerkennung von entsprechenden Kosten im Rahmen der Entgeltgenehmigung). Zudem ist es erforderlich, Anreize/Pönalen für ANB zu schaffen, welche auf korrektere Prognosen und Anwendungen der SLP abzielen, da eine Veröffentlichung der Schiefstände bzw. monatliche Abrechnung der Netzkosten nach unserer Auffassung keine ausreichende Sanktion darstellen. Beispielsweise könnte man nachfolgende Maßnahmen in Betracht ziehen:

Ob der „gaswirtschaftlichen Sorgfaltspflicht“ angemessen Genüge getan wurde oder nicht, kann dabei durch eine angemessene Eintrittsschwelle im Wege der Vermutung geregelt werden: So könnte z.B. die Überschreitung des durchschnittlichen mengengewichteten Netzkontostandes um 50% (Eintrittsschwelle) dazu führen, dass 5% des über-/unterspeisten Netzkontos nicht vergütet würden. Umgekehrt ist es auch vorstellbar, besonders erfolgreich wirtschaftende ANB (im Sinne eines relativ geringen Netzkostenstandes) im Rahmen des gleichen Anreizregimes zu belohnen, ihnen also ggf. einen Teil ihrer Zahlungspflicht im Rahmen der MMM-Abrechnung zu erlassen. Hier sollten Erfahrungen im Rahmend der Anreizregulierung fruchtbar gemacht werden können. Nur so können ANB, die nicht die angemessene gaswirtschaftliche Sorgfalt bei der Anwendung der GABi Gas-Regelungen walten lassen, zu zusätzlichen Investitionen (z.B. Personal, IT, Beratung) motiviert werden, ohne dass langwierige Einzelfallprüfungen durch die Bundesnetzagentur durchgeführt werden müssten, an deren Ende ein Bußgeld stehen müsste.

3. Welche Vor- und Nachteile sehen Sie bei den Festlegungen zu den unterschiedlichen Entnahmestellen des Bilanzierungssystems (mit Blick auf Tagesbilanzierung, stündliches Anreizsystem, Wahlmöglichkeiten der RLM-Kunden, Beteiligungen an der Regel- und Ausgleichsenergieumlage):

- a. Entnahmestellen mit Standardlastprofil („SLP“);**
- b. Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung mit Tagesband („RLMmT“);**
- c. Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung ohne Tagesband („RLMoT“);**
- d. Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung mit Nominierungsersatzverfahren („RLMNEV“)?**

Zu a. Entnahmestellen mit Standardlastprofil (SLP):

Wir sind der Ansicht, dass die Einführung eines Tagesbandsystems einen positiven Einfluss auf den Wettbewerb bei der Belieferung von SLP-Kunden hat, da für die Belieferung von SLP-Entnahmestellen kein Bedarf für die BKV besteht, die Einspeisemengen kostenintensiv zu strukturieren, da sie vergleichsweise preiswerte Tagesbänder ohne das Risiko von Bilanzabweichungen einspeisen können. Der entstehende RE-Bedarf für die untertägige Strukturierung wird durch den MGV gedeckt und über die RE-Umlage verrechnet. Kosten, die durch Abweichungen von Allokationen zu der tatsächlichen Abnahme entstehen, werden über alle BKVs, die an der Regel- und Ausgleichsenergieumlage beteiligt sind, sozialisiert. Die Beteiligung der SLP-Entnahmestellen an Umlage ist sachgerecht, da die BKVs in den Genuss der Vorteile durch die Belieferung mit Tagesband kommen.

Allerdings lässt die Qualität der Allokationen von Tagesmengen durch die ANB zu wünschen übrig. Kritisch sehen wir außerdem den durch Temperaturprognosefehler verursachten RE-Bedarf und schließlich die Tatsache, dass die Belieferung mittels am Vortag feststehender Tagesbänder keine Impulse für den untertägigen Handel gibt. EFET Deutschland schlägt daher perspektivisch einen Übergang zur untertägigen Anpassung der prognostizierten zu allozierenden Tagesendmengen mittels einer Aktualisierung der Tagesmittelwertprognose vor. In diesem Zusammenhang muss allerdings auch eine gewisse Abwägung getroffen werden zwischen Voraussetzungen für die Entwicklung eines liquiden Within-Day-Marktes und den dadurch ausgelösten relativ höheren Aufwand für kleine Marktteilnehmer: je häufiger es zu untertägigem Anpassungsbedarf kommt, desto häufiger müssen Prozesse bei Marktteilnehmern angestoßen werden. Das verursacht entsprechend hohe Transaktionskosten – je kleiner ein Marktteilnehmer ist, desto schwerer fallen diese dann ins Gewicht.

Beispiel:

Der ANB teilt dem BKV am Vortag die – auf der prognostizierten Tagesmitteltemperatur beruhenden – erwarteten Tagesendmengen für SLP-Entnahmestellen mit (Prognose 1). Der BKV nominiert 1/24 dieses Wertes als Stundenwert. Am Liefertag aktualisiert der ANB mittels aktueller Temperaturmessungen seine Prognose für die Tagesendmenge mehrmals (Prognose 1-n), wobei der jeweils zuletzt mitgeteilte Wert der Allokation entspricht. Der BKV wird untertägig aktiv, um evtl.

Differenzen zwischen Prognose 1 und Prognose n bis zum Ende des Tages auszugleichen. Tut er dies nicht, bezieht er Ausgleichsenergie vom MGV.

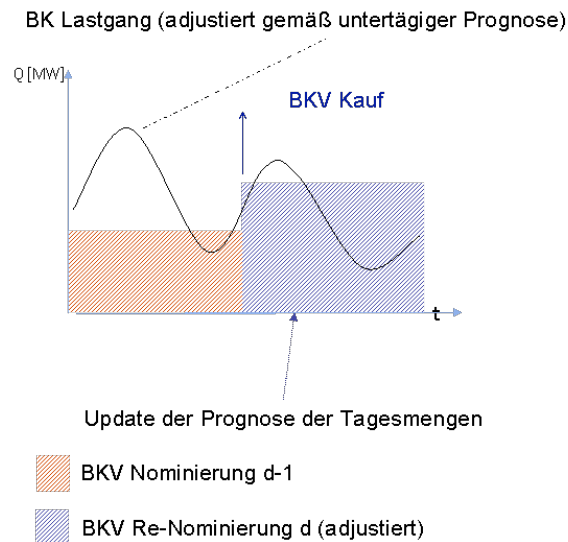


Abbildung: BKV wird untertägig aktiv

Zu b./c./d. Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung (RLMmT, RLMoT, RLMNEV):

Wie oben zu Frage 2b ausgeführt, befürworten wir vor dem Hintergrund der Marktentwicklung die objektive Untersuchung, ob eine Abschaffung des stündlichen Anreizsystems mit der Erhebung von Strukturierungsbeiträgen für Stundenabweichungen sinnvoll ist. Diese Untersuchung ist umso mehr vonnöten, als es in den kommenden Jahren zu einer EU-weiten Harmonisierung kommen wird, die wir unterstützen. Die Weiterentwicklung von GABi Gas muss also eben auch zunehmend einem europäischen Zielmodell der europäischen „Framework Guidelines on gas balancing rules“ entsprechen. Ziel muss auf jeden Fall ein möglichst einfaches Regel- und Ausgleichssystem mit auch in der Praxis handhabbaren (Abrechnungs-)Prozessen sein.

Kunden mit dem Zeitreihentyp RLMNEV zu bilanzieren, ist in der Regel nur möglich, wenn dem Bilanzkreisverantwortlichen eine online absteuerbare physische Aufkommensquelle (Entry ins Marktgebiet) zur Verfügung steht. Hinzu kommt eine aufwendige Datenübertragung und Steuerung. Dies führt dazu, dass neuen Marktteilnehmern die Bilanzierung von Kunden mit diesem Zeitreihentyp de facto unmöglich ist und in der Regel den angestammten Versorgern vorbehalten bleibt. Diese profitieren dann davon, weder an Ausgleichsenergie und Strukturierungsbeitrag noch an Regelenenergieumlage beteiligt zu werden. Dies ist aus unserer Sicht nicht immer diskriminierungsfrei.

Netznutzern, die RLM-Endkunden beliefern, sollte daher unter klar definierten (in KOV IV) diskriminierungsfreien und transparenten Voraussetzungen ein Anspruch auf Nutzung eines Nominierungsersatzverfahrens (NEV) eingeräumt werden. Wir plädieren außerdem dafür, dass für RLMNEV dieselben Spielregeln wie für RLMoT gelten (z.B. werden RLMoT in die Regelenenergieumlage mit einbezogen, muss das auch für RLMNEV gelten). Die Bundesnetzagentur soll das Marktgeschehen in diesem Bereich überwachen.

4. Wie schätzen Sie die aktuelle Lage auf dem Regelenenergiemarkt ein, mit Bezug auf:

- a. Einsatz,**
- b. Beschaffung und Kosten,**
- c. Anbieter?**

Zu a: Einsatz:

Inwieweit der interne wie auch externe Regelenenergieeinsatz durch MGV und beteiligte Netzbetreiber effizient koordiniert und durchgeführt wird, kann anhand der veröffentlichten Daten nicht beurteilt werden. Es stellt sich die Frage, ob insbesondere nachgelagerte Netzpuffer angemessen für die Bereitstellung interner Regelenenergie herangezogen werden.

Zu b. Beschaffung und Kosten:

Unserer Einschätzung nach findet eine zunehmende Beschaffung von Regelenenergie am Spotmarkt (Day-Ahead und Within-Day) über standardisierte Produkte statt. Die Börsenbeschaffung von Regelenenergie ist im Vergleich zur Beschaffung über die Plattformen der MGVs (zumindest NCG) insbesondere seit Einführung eines Within-Day-Produktes an der EEX stark angestiegen, allerdings noch nicht der Hauptbeschaffungsweg. Die Beschaffung von Regelenenergie über die Börse und an den liquiden Handelsplätzen ist schon aufgrund der Preisvorteile weiterhin zu unterstützen. Für den Fall, dass eine vollständige Beschaffung über die Börse nicht möglich ist - z.B. wenn der TSO aufgrund netztechnischer Restriktionen Gas an bestimmten Orten beschaffen muss (lokale Regelenenergie) - müssen alternative transparente Beschaffungsmöglichkeiten bis zur Etablierung entsprechender börslich gehandelter Produkte bestehen. Auch in den Marktgebieten, für die die EEX keinen Börsenhandel anbietet, sollte die Regelenenergiebeschaffung übergangsweise über standardisierte Produkte mit Übergabe am jeweiligen VHP abgewickelt werden. Hier stellen wir uns vor, dass sich die Ausgleichsenergiepreise weiterhin an einem Korbpreis orientieren, um eine Marktpreisnähe zu gewährleisten. Auf jeden Fall sollte es auch in allen nicht liquiden Marktgebieten einheitliche Regelenenergieprodukte geben – wir halten in diesem Zusammenhang das Standardisierungsgebot der GasNZV für umgehend umsetzbar.

Zu c. Anbieter:

Durch die zunehmende Beschaffung von Regelenenergie als Standardprodukt mit Übergabe am VHP über die Börse oder Brokerplattformen steigt die Anzahl potentieller Regelenenergieanbieter – es muss gewährleistet sein, dass anders als bisher ein Maximum an Regelenenergie direkt über den Markt beschafft wird. Die Anzahl der Anbieter für lokale Regelenenergie wird allerdings aufgrund des beschränkten Zugriffs auf die erforderlichen Assets (Transportkapazitäten, Speicher, Importverträge, Produktion) auf absehbare Zeit gering bleiben. Für kurzfristig abrufbare Regelenenergie mit wenigen Stunden Vorlauf wird die Anzahl der Anbieter voraussichtlich dauerhaft niedrig bleiben, da der operative Aufwand einer 24/7 Vorhaltung für kleine und mittlere Portfolien nicht wirtschaftlich darstellbar ist.

5. Ist eine angemessene Transparenz im Rahmen des Ausgleichs- und Regelenergiesystems gewährleistet, d.h. sind die Veröffentlichungspflichten ausreichend?

EFET hält die bisherigen *Veröffentlichungspflichten* (für die Allgemeinheit über die jeweiligen Webseiten der MGV) für ausreichend betreffend:

- Umfang und Preise der eingesetzter Regelenergie (täglich am Folgetag und mindestens für die letzten 12 Monate)
- Anteil externer Regelenergie, der aufgrund lokaler oder räumlich begrenzter Ungleichgewichte eingesetzt wurde (täglich am Folgetag)
- Ausgleichsenergiepreise (täglich am Folgetag)
- Strukturierungsbeiträge (täglich am Folgetag)
- Mehr-/Minder Mengenpreise (monatlich)

Leider kommen nicht alle MGV den bestehenden Veröffentlichungspflichten hinreichend nach (fehlende Kontenstände für die Regelenergieumlage etc.).

Die *Veröffentlichungspflichten* sind aus unserer Sicht nicht ausreichend mit Blick auf

- Stand des Umlagekontos:
Der saldierte Stand des Umlagekontos sollte ergänzt werden durch Angaben über Einnahmen- und Ausgabenstruktur getrennt nach Ausgleichsenergie, Strukturierungsbeiträgen, Regelenergieumlage, Mehr-und-Minder Mengen-Abrechnung, Kosten für Regelenergie (differenziert nach den jeweiligen Produkten).
- Höhe der Regelenergieumlage:
 - Der MGV sollte zum Ende eines jeden Quartals eine Prognose über die Höhe der RE-Umlage im nächsten Umlagezeitraum geben.
 - Die Höhe der Regelenergieumlage wird mit ausreichender Vorlaufzeit vor Anfang der entsprechenden Lieferperiode veröffentlicht.
 - Neben dem Stand des Umlagekontos sollte eine Vorschau auf die erwartete Einnahmen und Ausgaben entsprechend der Aufschlüsselung für den Stand des Umlagekontos gegeben werden, um so den Marktteilnehmern eine Grundlage für die Einschätzung der Entwicklung der Regelenergieumlage zu geben.
- Informationen zum Stand des Gesamtsystems:
 - Die Bilanz des Gesamtsystems sollte mindestens stündlich veröffentlicht werden.
- Stand des einzelnen Bilanzkreises:
 - Die Frequenz der untertägigen Ausspeisedatenbereitstellung für den BKV und seinen individuellen Bilanzkreisstatus sollte nach entsprechender Abwägung (vgl. 3a) erhöht werden.

6. Wie beurteilen Sie die Regelungen zu den Netzkonten, insbesondere unter Berücksichtigung der Mitteilung 4 zur GABi Gas vom 24.03.2010?

EFET Deutschland hält die Regelungen zu den Netzkonten, insbesondere unter Berücksichtigung der Mitteilung Nr. 4 für einen Schritt in die richtige Richtung, um systematische Schieflagen im Regel- und Ausgleichsenergiesystem zu verhindern. Die Regelungen zur Netzkontenabrechnung sind geeignet, wenn auch nicht ausreichend, Anreize zur Verbesserung der Allokationsqualität zu geben (Maßnahmen zur Verbesserung der Allokationsqualität s. oben unter 2c.).

Grundsätzlich ist das von der Bundesnetzagentur konzipierte Modell so gestaltet, dass für jeden Marktpartner vorgegeben ist, welche Daten in welcher Qualität zu welchen Zeitpunkten zur Verfügung gestellt werden sollen. Auch nach zwei Jahren Anwendung der GABi Gas ist zu beobachten, dass es immer wieder zu Pflichtverletzungen durch vereinzelte Marktakteure kommt, siehe o.g. Beispiele. Aufgrund der starken Verzahnung und Abhängigkeiten innerhalb der Marktprozesse ist es unerlässlich, dass die Verantwortung der Datenübermittlung von allen Beteiligten getragen wird. Dort wo Pflichten bewusst nicht eingehalten werden und ein klarer Vorsatz zu erkennen ist, muss eine finanzielle Verantwortung übernommen werden. Eine solche klare regulatorische Praxis mit finanziellen Pönalen für ANBs, die heute noch nicht besteht, würde aus unserer Sicht unnötigen juristischen Einzelschritten vorbeugen und somit den Marktzugang zusätzlich vereinfachen.

7. Sind die Verpflichtungen zur Datenübermittlung (nach Überwindung der Probleme in der Anfangsphase) in geeigneter Weise ausgestaltet?

Diese Frage richtet sich unserer Ansicht nach an Netzbetreiber und kann daher von uns nicht hinreichend beantwortet werden.

8. Welche Elemente anderer europäischer Bilanzierungssysteme könnten unter Beachtung der nationalen Gegebenheiten für das deutsche System der Ausgleichs- und Regelenergie nutzbar gemacht werden?

Einige Praktiken aus dem britischen und zukünftigen niederländischen System lohnen der genaueren Betrachtung für ein zukünftiges deutsches Marktdesign auf dem Weg zu einem harmonisierten europäischen Marktdesign: Einmalige Abrechnung von Ausgleichsenergie am Ende des Tages zu marginalen Beschaffungspreisen des MGV, untertäglich aktualisierte Prognose von SLP-Tagesmengen sowie ‚ramp up/down rates‘ zur Verbesserung der Prognosefähigkeit der Netzsteuerung.

9. Wie bewerten Sie das deutsche Ausgleichs- und Regelenergiesystem insgesamt?

Das Problem der systematischen Schieflagen im Regel- und Ausgleichsenergiesystem im NCG- und GPL-Marktgebiet, das Ende 2009/Anfang 2010 bestand, (deutlich erhöhter Regelenergieeinsatz durch die BKN mit steigenden Vorfinanzierungskosten und -risiken) und das im März 2010 zur „**Mitteilung Nr. 4** zur Umsetzung des Beschlusses „GABi Gas“ mit Maßnahmen zur Reduzierung des Regelenergiebedarfs“ durch die Bundesnetzagentur führte, hat sich unserer Einschätzung nach entschärft.

Ausweislich der öffentlich verfügbaren Informationen zur Beschaffung von Regelenergie wurden im zweiten Halbjahr 2010 durch die MGV vor allem Mengen verkauft. Es handelt sich auch insofern um einen ‚Schiefstand‘, der allerdings keine Vorfinanzierung durch die MGV erfordert.

Im Übrigen sind wir der Auffassung, dass ein erheblicher Teil der eingesetzten Regelenergie vermeidbar wäre und durch die mangelhafte Umsetzung von GABi Gas durch die ANB verursacht wird (siehe oben).

Grundsätzlich positiv zu bewerten sind:

- Grundsätzlich das Tagesregime, wobei einige Mitgliedsunternehmen die bestehende Möglichkeit der stündlichen Bilanzierung ausdrücklich begrüßen;
- Zunehmend marktbasierter Beschaffung von Regelenergie durch den BKN;
- Spreizung der Preise für positive und negative Ausgleichsenergie;
- Residuale Regelenergiebeschaffung durch den BKN; primärer Bilanzausgleich durch BKV;

Kritisch sehen wir die folgenden Punkte:

- Hohe unplanbare Regelenergiekosten;
- Nicht-Deckung der entstandenen Kosten, z.B. in der Form von Regelenergie, durch die Einnahmen aus Mehr- und Mindermengen;
- Mangelhafte Erfüllung der Veröffentlichungspflichten, sei es im Fall von deutlichen SLP-Fehlallokationen oder im Fall von deutlich unterspeisten Bilanzkreisen;
- Deutlich überhöhter Regelenergiebedarf, verursacht v. a. durch erhebliche SLP-Fehlallokationen;
- Ggf. übermäßig unausgeglichene Bilanzkreissalden;
- Liquiditätsempässe bei den MGV aufgrund von Zeitversatz zwischen Regelenergiebeschaffung und Mehr- und Mindermengen-Abrechnung;
- Divergenz zwischen Regelenergiepreisen einerseits und Ausgleichsenergie- bzw. Mehr- und Mindermengenpreisen andererseits;
- Unklarheit darüber, nach welchen Kriterien MGV Regelenergiemengen über den Markt oder über ihre proprietären Plattformen beschaffen (die größten Mengen werden heute immer noch über die Plattformen beschafft, zu denen nicht alle Marktteilnehmer Zugang haben).

Darüber hinaus setzt derzeit eine „Flucht“ aus der Regelenergielage ein, da viele Endkundenversorger für viele Ausspeisestellen einen Wechsel der Zuordnung von RLMmT auf RLMoT vornehmen. Noch ist nicht absehbar, ob inzwischen ein stabiler Zustand des Systems erreicht werden konnte.

10. Wie kann und sollte das System weiterentwickelt werden?

Vor einer Weiterentwicklung von GABi Gas muss unseres Erachtens eine Verbesserung folgender Punkte erreicht werden:

- Reduzierung des Regelenergiebedarfs:
Die SLP-Allokationen können durch sorgfältige Auswahl der angewendeten Profiltypen und Profilausprägungen, durch Verbesserung der Datenqualität der Kundenwerte und durch Verbesserung der Temperaturprognosen erheblich optimiert werden. Unklar und von den MGV klarzustellen ist, ob darüber hinaus die Unterbindung missbräuchlicher Arbitrage von Ausgleichsenergiepreis (AEP) und Grenzübergangspreis (GÜP) zu einer spürbaren Absenkung des RE-Bedarfs führen kann.
- Veröffentlichung und Abrechnung aller Netzkostenstände auf Monatsbasis:
Durch Veröffentlichung und Abrechnung der Netzkostenstände wird für Ausspeisenetzbetreiber ein wirksamer Anreiz zur sauberen Mengenallokation geschaffen. Darüber hinaus werden Vorfinanzierungskosten und –risiken auf Seiten der MGV gemildert.
- Reduzierung des Preisspreads zwischen Regelenergie und Ausgleichsenergie:
Durch weitestmögliche Verlagerung der Regelenergiebeschaffung von physischen Punkten an den jeweiligen VHP und weitgehender Verzicht auf Produkte mit langer Vorhaltung bei kurzfristiger Abrufmöglichkeit durch den BKN zugunsten von Standardprodukten (Day-Ahead) kann der Preisspread zwischen Regel- und Ausgleichsenergie minimiert werden.

Die Punkte, bei denen wir Entwicklungspotential sehen, sind an den entsprechenden Stellen oben bereits z. T. ausgeführt oder angerissen. Hier noch einmal die zusammengefasste Auflistung:

- Weiterentwicklung hin zum „reinen“ Tagesregime:
Der Wert der Abschaffung des stündlichen Anreizsystems mit der Erhebung von Strukturierungsbeiträgen als Bestandteil des Tagesregimes muss genau untersucht werden; gleichzeitig ist die Gewährleistung der Steuerungsfähigkeit des Netzes z.B. durch „ramp up/ramp down“-Einschränkungen für systemrelevante Ausspeisepunkte denkbar;
- Sicherstellung einer diskriminierungsfreien Nutzung des in der GasNZV vorgeschriebenen Nominierungsersatzverfahrens (NEV) und die gleiche Entwicklung von RLMoT und RLMNEV;
- Orientierung der Abrechnung von Ausgleichsenergie an Beschaffungskosten für Regelenergie in einem liquiden Day-Ahead- und Within-Day-Markt (wegen der festgestellten Schieflage der Bilanzkreise und der Tatsache, dass zukünftig Bid-Ask-Spread in einem liquiden Markt immer enger werden):

AE-Preis = marginaler Beschaffungspreis des Marktgebietes,

das heißt teuerster Tageseinkaufspreis für positive Regelenergie und billigster Tagesverkaufspreis für negative Regelenergie;

- Untertägige Aktualisierung der Allokationsprognose für SLP-Kunden – Frequenz nach Abwägung;
- Verbesserung der Informationsbereitstellung:
Untertägige Ausspeisedatenbereitstellung/Informationen über den individuellen Bilanzkreisstatus und Informationen über den Status des Gesamtsystems.

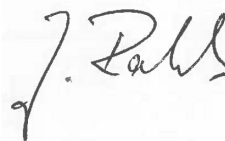
Bei diesen Punkten handelt es sich im Wesentlichen um eine Weiterentwicklung des Systems noch stärker hin zu einem „marktbasierten Balancing“. Die Weiterentwicklungspunkte sind konform mit unseren Entwürfen zu dem „europäische Zielmodell Balancing“ das derzeit auf im Rahmen der „Framework Guidelines on gas balancing rules“ diskutiert wird. Die genannten Anpassungen der GABi Gas unterstützen und fördern somit die europäische Integration.

Für Fragen stehen wir jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,



Dirk-Christof Stüdemann
Leiter der EFET Deutschland Task Force Gas



Joachim Rahls
Stellv. Leiter der EFET Deutschland Task Force Gas