



EFET Deutschland
Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.
Schiffbauerdamm 40
10117 Berlin
Tel: +49 30 2655 7824
Fax: +49 30 2655 7825
www.efet-d.org
de@efet.org

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**
- Beschlusskammer 7 -
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Per E-Mail an: Bilanzierung.Gas@BnetzA.de

Aktenzeichen: BK7-14-020
Einleitungsverfügung und 1. Konsultation

Berlin, den 05.05.2014

**Stellungnahme von EFET Deutschland zum Festlegungsverfahren zur Bilanzierung Gas (Umsetzung
Netzkodex Gasbilanzierung)**

Im Namen von EFET Deutschland bedankt sich die German Task Force Gas (GTFG) für die gegebene Gelegenheit zur Stellungnahme im Rahmen der Umsetzung des **Netcode Balancing**. Die GTFG hatte bereits im Rahmen der von den Fernleitungsnetzbetreibern FNB Gas durchgeführten Konsultation zur Überarbeitung von GABi Gas ausführlich Position¹ bezogen und sich dort für die Einführung einer echten Tagesbilanzierung ausgesprochen.

Im Folgenden nehmen wir Stellung zur o.g. Einleitungsverfügung der Bundesnetzagentur.

A. Grundsätzliches: Ein untertägliches Anreizsystem ist nicht notwendig.

Bevor wir uns den Einzelheiten des vorliegenden Vorschlags eines Gasbilanzierungsregimes zuwenden, möchten wir zweierlei vorausschicken:

¹ Stellungnahme von EFET Deutschland vom 31. Januar 2014:
http://www.efet-d.org/Cms_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Positionspapiere/Gas/~contents/URY2FCDMH-CRWPMN3/konsultation_network_code_balancing.pdf

1. Das vorgeschlagene untertägige Anreizsystem ist unseres Erachtens **nicht notwendig** im Sinne des Art. 26 Abs. 5 lit (a) des **Netzkodex Gasbilanzierung** (im Folgenden NC BAL).
2. Das vorgeschlagene untertägige Anreizsystem erfüllt zudem **nicht die Voraussetzungen des Art. 26 Abs. 2 lit. (b) NC BAL**

Das vorgeschlagene untertägige Anreizsystem (3 des Konsultationsdokuments) dient im Wesentlichen einer Verstärkung der über den Tag verteilten Einspeisungen. Eine möglichst bandförmige Einspeisung der benötigten Gasmengen ist aber ohnehin das kosteneffizienteste und mithin ökonomisch rationale Verhalten – Gründe, warum Netznutzer in signifikanter Anzahl von Fällen davon abweichen sollten und ihre gesamte Exit-Last des Gastages innerhalb nur weniger Stunden (z.B. möglichst gegen Ende des Gastages) in das Netz einspeisen sollten, nennt weder das Konsultationsdokument noch sind sie anderweitig ersichtlich. Um missbräuchliches Netznutzerverhalten in Extremfällen zu unterbinden, gibt es verhältnismäßigere Mittel – etwa eine Auffangvorschrift, die eine Einspeisung entsprechend einem 24stel der nach bestem Wissen prognostizierten Tagesausspeisemenge fordert. Denn die Transaktionskosten (insbesondere IT), sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Seiten der Netznutzer zur Überwachung und Abrechnung des vorgeschlagenen Anreizsystems dürften beträchtlich sein.

Jedenfalls aber ist der vom NC BAL geforderte **Nachweis der Notwendigkeit von untertägigen Anreizsystemen** bislang von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht erbracht worden. Die Darlegung lediglich theoretisch denkbarer, extremer Netznutzerverhalten genügen zu lassen, hieße das Zielmodell des NC BAL – ein Tagesregime ohne untertägige Anreize – als unmöglich zu definieren. Eine derartige ‚Beweisführung‘ ist nicht vereinbar mit dem Sinn und Zweck des NC BAL.

Wenn aber wie vorgeschlagen Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen untertägig pönalisiert werden sollen (zumindest, sobald sie eine gesetzte Toleranz überschreiten), so erfüllen lediglich zwei untertägige Datenlieferungen das Kriterium des Art. 26 Abs. 2 lit. b NC BAL sicherlich nicht. Und der Hinweis auf die Möglichkeit der Übermittlung von RLM-Messwerten im Stundentakt (Festlegung „GeLi Gas“, Az. BK7-06-069) geht fehl: die insofern bereit gestellten Daten können, müssen aber nicht identisch mit den bilanzierungsrelevanten Daten des MGV sein und enthalten ein zusätzliches Prognoserisiko.

B. Im Einzelnen: Vorschläge für die Neugestaltung des Bilanzierungsregimes im Gassektor

Der Vorschlag der Bundesnetzagentur, Anreize zur Einspeisung von Tagesbändern zu setzen, impliziert, dass das deutsche Gastransportsystem eine wesentlich größere Flexibilität bereitzustellen in der Lage ist, als sich dies im Vorschlag der FNB/MGV widerspiegelte. Dies begrüßen wir als Bestätigung unserer grundsätzlichen Position.

Die Eignung des Ansatzes ist jedoch von der Ausgestaltung im Detail abhängig.

Bei Beibehaltung von untertägigen Verpflichtungen sind folgende Punkte als Verbesserung gegenüber dem heutigen System zu begrüßen:

- die Abschaffung der heute gewährten stündlichen Toleranz zu Gunsten einer Tagestoleranz,
- die Erhebung des Flexibilitätskostenbeitrags für die Überschreitung dieser Toleranz nur an Tagen, an denen der Marktgebietsverantwortliche Regelenergie in gegenläufiger Richtung eingesetzt hat (aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit),
- das Vorziehen der Lieferung der d+1 Allokationsdaten auf 10 Uhr vormittags (erleichtert die Verarbeitung der Daten für die Prognose der Ausspeisemengen d+2 und damit eine genauere initiale Nominierung).

Neben diesen positiv zu bewertenden Ansätzen sehen wir aber Änderungen am Entwurf der BNetzA als dringend erforderlich an, auf die wir im Folgenden eingehen möchten. Wir orientieren uns dabei an der Nummerierung des Konsultationsdokuments.

1. System der Tagesbilanzierung und Allokation: Eignung von der Ausgestaltung im Detail abhängig

a) Tagesbilanzierung

Der Vorschlag unterstellt, dass die Systemstabilität des Transportsystems bei tagesbandähnlichen Einspeisungen gewährleistet ist, auch wenn die tatsächlichen Ausspeisungen untertäglich strukturiert sind. Unseres Erachtens erbringen die Fernleitungssysteme in beiden deutschen Marktgebieten seit dem 01.10.2013 (Senkung der RE-Umlage auf null) den Nachweis, dass dieser Ansatz zumindest auf große Teile des deutschen Ferntransportsystems zutrifft. Mit der Senkung der Regelenergieumlage für die Fallgruppe RLMmT auf null und der Ausweitung der Anzahl an entsprechenden Letztverbrauchern in der Fallgruppe RLMmT wird heute bereits die für die untertägige Strukturierung eines großen Anteils an RLM-Ausspeisestellen notwendige Flexibilität aus dem Netzpuffer unter Zuhilfenahme der internen Regelenergie erbracht, ohne dass sich im Vergleich zum ursprünglich durch GABi Gas eingeführten System die Anzahl der gegenläufigen Regelenergiebeschaffungen durch die Marktgebietsverantwortlichen signifikant erhöht hätte.

Allerdings bedeutet die vorgesehene rückwirkende Allokation von Ausspeisemengen auf Lieferstunden, für die die Einspeisung nicht mehr angepasst werden kann, in Verbindung mit den unter 3. kommentierten „untertägigen Verpflichtungen“ für ungeplante / unplanbare Ausspeisungen zwangsläufig eine Pönalisierung außerhalb der Einflussphäre des BKV. Dies stellt eine nicht zu rechtfertigende Belastung des BKV dar. Daher muss bei Festhalten an untertägigen Verpflichtungen die grundsätzliche Wahlmöglichkeit einer stundenscharfen Allokation (Fallgruppe RLMoT) beibehalten werden.

b) Brennwertkorrekturen

Die von der BNetzA vorgesehene Allokation von ersatzwert- und brennwertkorrigierten Daten ist problematisch, wenn auf Abweichungen, die aus den Korrekturen resultieren, Ausgleichsenergiepreise angesetzt werden sollen. Entgegen dem Vorschlag der BNetzA sollten Brennwertschwankungen grundsätzlich nicht mit dem AEP abgerechnet werden, da sie nicht im Einflussbereich der BKV liegen und insofern einer Pönale keine Steuerungswirkung zukäme. Ihre Abrechnung sollte unter Verwendung von tagesscharfen Marktpreisen im Rahmen der Übermittlung der M+12 Daten erfolgen.

c) Verkürzung der RLM-Clearingfrist

Sollte die Frist von 5 Werktagen bei RLM-Ausspeisepunkten als RLM-Clearingzeitraum der gegenwärtig an M+12 WT versendeten Daten verstanden werden, stellt dies keinesfalls eine ausreichende Frist für einen ordnungsgemäßen und insbesondere handhabbaren Clearingprozess dar.

Die MGV sind gem. § 23 GasNZV Abs. 2 verpflichtet, Bilanzkreisabrechnungen spätestens bis zwei Monate nach dem jeweiligen Abrechnungsmonat durchzuführen.

Sinn und Zweck der Einführung einer fest definierten Clearingfrist war es nach Auffassung der Verbände, einen geordneten Bilanzkreisabrechnungsprozess sicher zu stellen, der es den MGV ermöglicht, die Verordnungsvorgabe einzuhalten und nachträgliche Rechnerkorrekturen möglichst zu vermeiden.

Dabei kommt es entsprechend den üblichen Grundsätzen im Geschäftsverkehr maßgeblich auf die Fehlerfreiheit der zur Abrechnung kommenden Mengen und Leistungen an. Seitens der Netzbetreiber und Händler wurde die durch die BNetzA

herbeigeführte Praxis, Rechnungs Korrekturen im Anschluss an die Rechnungslegung nicht mehr bzw. nur in zu eng gefassten Ausnahmefällen zuzulassen, stets kritisiert. Soweit die Clearingfrist als Anreiz benutzt werden soll, richtige Daten in noch kürzerer Frist bereitzustellen, ist dies ein ungeeignetes und rechtlich zweifelhaftes Mittel. Ungeeignet insoweit, als dass Rechnungsstellung auf Basis falscher Daten wissentlich in Kauf genommen wird, soweit die Datenqualität faktisch nicht oder nur unter unverhältnismäßigem Aufwand verbessert werden kann und ungeeignet auch deshalb, weil die Höhe und Wirksamkeit von Schadensersatzforderungen kaum abschätzbar ist. Zudem erscheint es rechtlich zweifelhaft, die Clearingfrist über einen Monat vor der erforderlichen Rechnungslegung zu beenden und eine Korrektur bzw. Anpassung der Daten nicht mehr zu ermöglichen, obwohl die Erstellung einer korrekten Rechnung ohne weiteres möglich und zumutbar ist und somit im Ergebnis eine wissentlich falsche Rechnung ermöglicht wird. Es erscheint unter Abwägung aller Interessen und des nicht bestehenden Mehrwerts in Hinblick auf „korrektere Daten“ nicht zielführend, die Clearingfrist zu verkürzen.

2. Preis für Ausgleichsenergie (AEP): Keine Einbeziehung lokaler Produkte

Der AEP sollte nicht unter Einbeziehung der Beschaffungspreise für lokale bzw. qualitätsscharfe Regelenergieprodukte gebildet werden. Sinn und Zweck des AEP ist, einen Anreiz dazu zu setzen, am Ende des Tages einen ausgeglichenen Bilanzkreis durch eigene Beschaffung der Ausgleichsmengen zu erzielen. Der Ausgleich durch den MGV muss also teurer sein als die Kosten eigener Beschaffung am Markt. Das Risiko des Ausgleichs durch den MGV darf allerdings nicht zu so hohen potenziellen Kosten führen, dass sich diese als Markteintrittshindernis für kleinere Portfolien erweisen. Genau hierin besteht das Risiko der Bildung des AEP unter Einbeziehung lokal beschaffter bzw. qualitätsscharfer Regelenergieprodukte, da für sie im Regelfall deutliche Auf- bzw. Abschläge gegenüber Marktpreisen gerechtfertigt sind und angesetzt werden müssen.

Da der Bedarf für lokale Regelenergie nicht aus den Bilanzkreissalden, sondern aus der Größe der Marktgebiete und der teilweise nicht ausreichenden hydraulischen Verbindung zwischen Ein- und Ausspeisepunkten resultiert, ist die Berücksichtigung bei der Preisbildung nicht verursachungsgerecht. Gleiches gilt für qualitätsscharfe Produkte, daher muss auch sichergestellt werden, dass eine klare Trennung zwischen zur Konvertierung und zu Zwecken der Regelenergie beschafften Mengen erfolgt und lokale Produkte von der Preisbildung ausgeschlossen werden.

Im Übrigen sind die beschafften Mengen bei lokalen / qualitätsscharfen Produkten so vernachlässigbar klein, dass ihre Einbeziehung in die AEP-Bildung unverhältnismäßig wäre.

Generell raten wir dazu, lediglich den Grenzpreis der Regelenergiebeschaffung zur Bildung des AEP heranzuziehen und auf die Nutzung eines Durchschnittspreises plus Aufschlags zu verzichten. In den Fällen, in denen sich überspeiste und unterspeiste Bilanzkreise die Waage halten und das System insgesamt ohne MGV-Aktivität ausgeglichen ist, wäre der dadurch gesetzte Anreiz zum Ausgleich individueller Bilanzkreise kontraproduktiv und volkswirtschaftlich sinnlos. In diesen Fällen sollte also der Aufschlag entfallen. In allen anderen Fällen sollte angesichts des in Deutschland gut ausgebildeten Wettbewerbs der Grenzpreis der MGV-Beschaffung (und darüber hinaus das Risiko eines hohen Grenzpreises, der sich erst gegen Ende des Gastages bildet) für jeden BKV Anreiz genug sein, selbst am Markt aktiv zu werden.

3. Untertägiges Anreizsystem: nur mit Wahlrecht zur Allokationssystematik zwischen RLMmT und RLMoT

a) Allokation der Ausspeisemengen als Tagesband

Grundsätzlich gelten hierzu unsere Ausführungen oben unter 1.

Ergänzend möchten wir herausstellen, dass ein möglichst zeitnaher oder sogar zeitgleicher Abgleich von Ein- und Ausspeisungen, wie ihn z.B. das RLMoT-Regime zum Ziel hat, in großen Marktgebieten keinesfalls als das im Hinblick auf die Systemstabilität ideale Netznutzerverhalten verklärt werden sollte. Der Nutzen zeitgleicher Ein- und Ausspeisung etwa in strömungsmechanisch nur bedingt miteinander vernetzten Teilbereichen eines Transportsystems liegt alles andere als auf der Hand. Insofern garantiert die untertägige Ausgeglichenheit der einzelnen Bilanzkreise nicht, dass kein Regelenergiebedarf auftritt. Sie bietet bestenfalls den Vorteil einer verbesserten Planbarkeit der Einspeisung für die Netzsteuerung. Diesen Vorteil würde ein Tagesbandsystem wie das vorgeschlagene bieten.

Im Hinblick auf den Einsatz nicht planbarer, großer Verbraucher wie z. B. von Gaskraftwerken und Industriekunden, darf aber eine zwangsläufige Pönalisierung von am Vortag unplanbaren Anlagenausfällen und -einsätzen nicht eintreten. Da bei einer Allokation der Ausspeisemengen als Tagesband systematisch alle Stundenmengen erst ex-post festgelegt werden, kann die Einspeisung bei unerwarteten Veränderungen der Ausspeisung (z.B. Anlagenausfällen oder kurzfristigen Einsatzentscheidungen) nicht zeitnah angepasst werden. Vielmehr werden die stundenscharf gemessenen tatsächlichen Ausspeisemengen bei der Allokation rückwirkend angepasst. Pönalen sind somit für diese Versorgungsfälle bei einer Tagesbandallokation unvermeidbar.

So ist weder ein Zwang zu stundenscharfer Ausgeglichenheit des Bilanzkreises noch zu einer Einspeisung von Tagesbändern gerechtfertigt. Untertägige Verpflichtungen sind vielmehr nur akzeptabel, wenn für die Belieferung von RLM-Entnahmestellen wie im derzeit bestehenden System eine Wahlmöglichkeit zwischen stundenscharfer Allokation und der Allokation eines Tagesbandes besteht. Ansonsten sind untertägige Verpflichtungen grundsätzlich abzulehnen.

b) Flexibilitätskostenbeitrag

Wir begrüßen den Vorschlag, einen Flexibilitätskostenbeitrag nur an den Tagen zu erheben, an denen der Marktgebietsverantwortliche Regelenergie in gegenläufiger Richtung eingesetzt hat (unter Abzug der Tage, an denen dies ausschließlich zu Zwecken der Konvertierung erfolgt ist).

Allerdings sollte dieser Beitrag lediglich einmalig auf die maximale Überschreitung der Toleranz angewandt werden. Eine Anwendung auf die kumulierte Toleranz, wie vorgeschlagen, hat zwar den Vorteil, dass eine möglichst schnelle Rückführung der Bilanzkreisschiefstände gefördert und eine erneute Unter- oder Überspeisung zu erneuten Strafzahlungen führen würde. Allerdings bedeutet dies auch, dass eine Rückführung der Schiefstände durch börsenfähige und liquide rest-of-day Produkte verhältnismäßig teurer ist. Angesichts der Tatsache, dass im vorgeschlagenen System Bilanzkreisverantwortliche lediglich zweimal täglich und dann mit einem Zeitversatz von vier Stunden über evtl. Überschreitungen der Tagestoleranz informiert werden und angesichts der Tatsache, dass sich diese Tagestoleranz grundsätzlich erst ex post berechnen lässt, dürfte das Risiko des vorgeschlagenen Anreizsystems viele Netznutzer überfordern. Auch insofern bietet sich die marginale Überschreitung als Referenzgröße an.

Bezüglich der Bildung der Beitragshöhe ist allerdings aus unserer Sicht grundsätzlich ein Flexibilitätsbeitrag vorzuzugewürdigt, bei dem der MGV die über einen bestimmten Zeitraum prognostizierten Kosten der untertägigen Strukturierung in eine für den Festlegungszeitraum feststehende, fixe Pönale für die Überschreitung der Tagestoleranz

übersetzt. Dies hat gegenüber der ebenfalls grundsätzlich möglichen Alternative 1 des Konsultationsdokuments den Vorteil der besseren Planbarkeit der Flexibilitätskosten und ihrer Einbeziehung bei der Angebotserstellung, bei gleichem Grad an Verursachungsgerechtigkeit. Bei beiden Systemen, dem von uns präferierten wie auch dem in Alternative 1 vorgeschlagenen, muss unseres Erachtens allerdings eine Kappungsgrenze in Höhe von z.B. 15% des AEP als Initialwert eingezogen werden, um der nach wie vor seltenen untertägigen Bereitstellung von Ausspeisedaten sowie der schlechten Qualität der durch die MGV bereitgestellten untertägigen Ausspeisedaten angemessen Rechnung zu tragen. Eine Anpassung der Kappungsgrenze kann in nachfolgenden Festlegungszeiträumen erfolgen, wenn wider Erwarten eine stärkere Steuerungswirkung bzgl. der untertägigen Struktur der Einspeisungen erforderlich erscheinen sollte.

Alternative 2 birgt dagegen unseren Erachtens derart hohe Kostenrisiken (wenn nur ein BKV die Toleranz überschreitet, müsste dieser die gesamten Kosten einer Strukturierung tragen, deren Umfang aber auch durch Bilanzkreise innerhalb der Tagestoleranz bestimmt wird), dass sie keinesfalls verwirklicht werden sollte.

4. Untertägige Informationsbereitstellung

Vorgeschlagen werden zwei Datenlieferungen über die gemessenen Ausspeisungen an RLM, die 9 Stunden des Gastages abdecken würden (zweite untertägige Datenlieferung nicht später als 19 Uhr beim BKV bedeutet, dass Lastflüsse bis spätestens 15 Uhr abgedeckt sein können). Ein Netznutzer muss sich also, um eine Überschreitung der untertägigen Mengentoleranz vor der ersten, zwischen den beiden oder nach der zweiten und letzten Datenlieferung zu vermeiden, unbedingt eigene Daten beschaffen.

Fraglich ist also, ob eine zweimalige Datenlieferung, insbesondere wenn sie 9 Stunden des Gastages (und 15 Stunden zwischen der letzten Datenlieferung am Liefertag und der ersten, bilanzrelevanten des Folgetages) unberücksichtigt lässt, eine angemessene Prognose in ausreichendem Maße unterstützt. Unseres Erachtens ist das nicht der Fall. Eine sehr viel häufigere Datenlieferung, die Lieferung qualitativ besserer Daten (Abweichung zu D+1 < 2%) sowie die Abdeckung mindestens der Spitzenlastzeiten des Tages ist hierzu notwendig. Bei der Überschreitung der Daten sollte sichergestellt sein, dass die erste Datenlieferung zunächst nur bei *fehlenden* Daten überschrieben werden. *Fehlerhafte* Daten sollten aber nur bei Zustimmung des BKV überschrieben werden. Denn die Daten werden für die Absteuerung durch den BKV verwendet

Die Verdoppelung der heutigen Frequenz der untertägigen Datenlieferungen in Deutschland fordert der NC BAL übrigens bereits ohne die Einführung untertägiger Anreizsysteme.

Die Vorgaben des Art. 26 Abs. 2 lit. (b) NC BAL, der ausdrücklich die Lieferung („where network users are provided with“) angemessener Daten fordert, und nicht darauf abstellt, ob sie irgendwie zur Verfügung stehen („where network users have“), werden von dem vorgeschlagenen System nicht erfüllt.

Für die Absteuerung von Stundenmengen und damit Einhaltung von stundenscharfen untertägigen Restriktionen reicht auch eine zweite untertägige Datenbereitstellung keinesfalls aus. Hierfür wären unterstündliche Informationen - und Produkte – erforderlich.

5. Verkürzung der Nominierungsfrist am Virtuellen Handelspunkt

EFET Deutschland unterstützt den Vorschlag der BNetzA, dass die konkrete Umsetzung der Vorgaben aus dem Netzkodex in der Kooperationsvereinbarung Gas geregelt werden sollte. Allerdings sollte im Zuge dessen auch die Nominierungsfrist für inländische Speicher und Produktionsanlagen auf 30 Minuten verkürzt werden. Andernfalls liefe die Verkürzung der VHP-Nominierungsfristen weitgehend leer, da sie allenfalls auf die zur Verfügung stehenden Toleranzen der Bilanzkreise gestützt werden könnten.

6. Regelenergie

Die Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten birgt unserer Auffassung die Gefahr, dass dem Markt Transportkapazität entzogen wird. Deswegen muss sichergestellt sein, dass wie von der BNetzA angestrebt, Kapazitätsbuchungen für die Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten nur nachrangig zum Markt, d.h. sehr kurzfristig und nach Möglichkeit unterbrechbar gebucht wird.

Für Rückfragen und Diskussion stehen wir gerne zur Verfügung.

EFET Deutschland

Tel. +49 (0) 30 2655 7824

de@efet.org