

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 7
Postfach 80 01

53105 Bonn

Ansprechpartner
Markus Sammut

Telefon
+49 (0)2102 597 96-[REDACTED]

E-Mail
[REDACTED]
[REDACTED]

Datum
02.07.2024

Anlage zum Formblatt für Stellungnahmen für die Konsultation im Festlegungsverfahren der Beschlusskammer 7 „Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas- GaBi Gas 2.1“ (Az.: BK7-24-01-008)

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Trading Hub Europe GmbH (THE) bedankt sich für die Möglichkeit zur Beteiligung an der Konsultation der „GaBi Gas 2.1“ und möchte an dieser Stelle, neben den bereits im Formblatt genannten Punkten weitere Themen anführen, die teilweise einen eher perspektivischen Charakter haben und nicht allein auf die Überführung der Regelungsinhalte der GasNZV abstellen. Vor dem Hintergrund der Gaskrise und den damit verbundenen Preis- und Mengeneffekten scheint es angebracht, dass grundlegende Anpassungen am Bilanzierungssystem von der Bundesnetzagentur in Betracht gezogen werden. Der absehbare Rückgang des Erdgasmarktes bis 2045 stellt eine zusätzliche Herausforderung dar und sollte ebenfalls entsprechend berücksichtigt werden.

1.) Wechsel des Modells der Informationsbereitstellung gem. Netzkodex Gasbilanzierung

THE nimmt die Überlegungen der Beschlusskammer 7, welche in der Einleitungsverfügung BK7-24-01-008 (GaBi Gas 2.1) unter lit c. ausgeführt werden zur Kenntnis. Ergänzend zu den bisherigen Überlegungen der Beschlusskammer zu den Zielsetzungen des Festlegungsverfahrens regt THE an, weitere wichtige Themen in einer Folgekonsultation aufzunehmen.

Mit Blick auf das Ziel der Reduktion des Einsatzes von Regelenergie im Standardlastprofilverfahren schlägt THE vor, dass die Beschlusskammer einen Wechsel des Modells für die Informationsbereitstellung erwägt. Die Anwendung der Variante 2 Netzkodex Gasbilanzierung (Art 33 Abs 4 i.V.m. Art 3 Abs 21 und Art 37 Abs 1 lit b.) wird derzeit neben dem THE-Marktgebiet nur noch in der Bilanzierungszone Portugal angewendet. Im europäischen Vergleich nutzen dagegen 17 Bilanzierungszonen den Basisfall und 7 Bilanzierungszonen die Variante 1 als Modell für die Informationsbereitstellung. THE schlägt daher eine fundierte Betrachtung einer möglichen Anwendung des Basisfalls und der Variante 1 für die deutsche Bilanzierungszone vor, natürlich unter Einbindung aller Marktakteure und gestützt auf eine Kosten- Nutzenanalyse.

Trading Hub Europe GmbH

Hauptsitz:
Kaiserswerther Straße 115
40880 Ratingen

Standort Berlin:
Anna-Louisa-Karsch-Str. 2
10178 Berlin, Germany

AG Düsseldorf, HRB 93885

Geschäftsführer:
Torsten Frank
Dr. Sebastian Kemper

www.tradinghub.eu

2.) Anpassungen im Bereich der Regelenergie

Im Allgemeinen regt THE an, dass die BK 7 zusätzlich die folgenden Gesichtspunkte zur Reduktion von Regelenergie in einer außergewöhnlichen Gasmarktsituation in Erwägung zieht:

- **Unterjährige Anpassung der Bilanzierungsumlagen:**
In der Vergangenheit kam es insbesondere in Sondersituationen wie der Gaskrise zu stark ansteigenden Preisen und dadurch zu starken Abweichungen gegenüber der Prognose. Eine Flexibilisierung der Umlageperioden könnte hier lindernd wirken. In Absprache mit der Bundesnetzagentur sollte dem MGV die Möglichkeit eingeräumt werden, eine außerordentliche Anpassung der Bilanzierungsumlagen auch unterjährig durchzuführen.
- **Regelenergiebeschaffung am Vortag in Sondersituationen:**
Die Vergangenheit hat gezeigt, dass in Ausnahmesituationen, insbesondere in langandauernden Kälteperioden der Regelenergiebedarf sukzessive ansteigt. In derartigen Sondersituationen stiegen die Within-Day (WD)-Preise im Vergleich zu den Day-Ahead (DA)-Preisen überproportional an, sodass aus MGV-Sicht eine intensivere DA-Mengenbeschaffung kostenminimierend gewirkt hätte. Der MGV sollte daher die Berechtigung erhalten, eine DA-Beschaffung ausüben zu können, die den Temperatureffekt antizipiert, damit vermeidbare WD-Preisspitzen nicht zu Lasten des Umlagekontos gehen.
- **Nutzung von Speichern durch den MGV für Regelenergie:**
Eine stärkere Nutzung von Speichern bei der Regelenergiebeschäftigung durch den MGV selbst bietet die Möglichkeit, Preis- bzw. Nachfragespitzen besser zu begegnen. Für eine gewisse „Basisregelenergiemenge“ sollte der MGV in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur über Speichermengen verfügen. Diese Mengen sollten im Sommer aus den Basisregelenergiemengenverkäufen in einem oder mehreren Speichern eingelagert werden. Im Winter würden diese Mengen für die Basisregelenergiemengenkäufe aus dem Speicher eingesetzt werden.

Dieses Vorgehen würde zu einer Beschaffungskostenreduktion der Regelenergiemengen im Winter führen. Eine Ergänzung durch preisoptimale Zukäufe am Spotmarkt wäre ebenfalls vorstellbar.
- **„Grüne Regelenergie“:**
Im aktuellen Bilanzierungsregime ist eine Reihenfolge für die Beschäftigung von Regelenergie vorgegeben (MOL). Die Grundlage dafür bilden die Vorgaben aus dem Network Code on Gas Balancing. Für die Regelenergiebeschäftigung können auch Handelsplätze in angrenzenden Marktgebieten genutzt werden. Spezielle Regelungen für den Einsatz von

Biomethan o.ä. sind jedoch nicht vorgesehen. Um die Dekarbonisierung des Energiesektors weiter voranzubringen, könnte der Einsatz von „Grünen Gasen“ im Rahmen der Regelenergiebeschaffung ein Baustein sein. Hier wäre eine spezifische Abweichung vom Börsenvorrang denkbar. Da das Aufkommen von Biomethan im deutschen Gasmarkt begrenzt ist, wären harmonisierte Regelungen für den Import von Biomethan notwendig, um die Liquidität dieses Marktes zu steigern. Solange die Liquidität noch gering ist, sollten die Preise für die Beschäftigung von grüner Regelenergie nicht bei der Bildung der Ausgleichsenergiepreise berücksichtigt werden. Durch eine regelmäßige Evaluierung kann der Zeitpunkt ermittelt werden, ab wann eine Berücksichtigung erfolgen könnte. Die Kosten und Erlöse für den Einsatz von Grünen Gasen würden über das Umlagesystem laufen.

Damit der Einsatz von Grünen Gasen zu dem gewünschten Effekt der Substitution von Erdgas führt, sind entsprechende Regelungen zu treffen. Ein bloßes Verschieben von Grünen Gasen aus Lieferverträgen für die Endkundenversorgung in den Regelenergiemarkt wäre nicht zielführend, da kein zusätzliches Biomethan hierdurch erzeugt wurde. Es bedarf somit eines liquiden grenzüberschreitenden Marktes für Grüne Gase. Vorstellbar wäre auch eine zeitversetzte Erfüllung durch Grüne Gase. Im Bedarfsfall würde zunächst Erdgas geliefert. Zu einem späteren Zeitpunkt wird diese Erdgaslieferung durch eine zusätzliche Einspeisung von Grünen Gasen erfüllt. Hier muss der Nachweis erbracht werden, dass der Einsatz der Grünen Gase tatsächlich zu einer Substitution von Erdgas – wenn auch nachträglich – geführt hat.

THE hofft, dass die Beschlusskammer die o.g. Anregungen wohlwollend prüft und steht für weiterführende Diskussionen zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Markus Sammut
Leiter Regulierung, Versorgungssicherheit,
Datenanalyse

Torsten Frank
Geschäftsführer