



- Beschlusskammer 7 -

Beschluss

Az.: BK7-08-002

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u.a.)

hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Matthias Kurth,

durch ihren Vorsitzenden Kurt Schmidt,
ihren Beisitzer Dr. Chris Mögelin
und ihre Beisitzerin Dr. Stephanie Kussel

am 28.05.2008 beschlossen:

1. Die Bilanzkreisnetzbetreiber sind mit Wirkung zum 01.10.2008 verpflichtet, in abgeschlossene sowie in neu abzuschließende Bilanzkreisverträge die in Anlage 1 („Standardbilanzkreisvertrag Gas“) festgelegten Regelungen aufzunehmen.
Hinweis: Die Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz (Teil 11a GasNZV) bleiben hiervon unberührt.
2. Der Prozentsatz der Toleranzgrenze wird ab dem 01.10.2008 abweichend von § 30 Abs. 1 GasNZV auf 0 % festgelegt.
3. Die Bilanzkreisnetzbetreiber sind verpflichtet, die folgenden Informationen in einem für die elektronische Weiterverarbeitung durch Standardsoftware nutzbaren Format im Internet zu veröffentlichen:
 - a) die täglich aktualisierten Ausgleichsenergiepreise einschließlich der als Basis für die Preisbildung dienenden Referenzpreise für den jeweiligen Gastag und zumindest für die letzten zwölf Monate;
 - b) im Falle der Erhebung von variablen Strukturierungsbeiträgen die für die verschiedenen Stunden eines Gastages festgesetzten Höhen der Strukturierungsbeiträge getrennt nach Über- und Unterspeisungen einschließlich einer Begründung der festgesetzten Höhen;
 - c) Informationen zu Umfang und Preis der eingesetzten Regelenergie, für externe Regelenergie unterschieden nach Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung und der Beschaffung oder Veräußerung von Gasmengen. Diese Informationen sind möglichst am Folgetag des Einsatzes der Regel-

energie und mindestens für die letzten zwölf Monate zu veröffentlichen. Außerdem ist zu veröffentlichen, welcher Anteil der externen Regelenergie aufgrund lokaler oder räumlich begrenzter Ungleichgewichte eingesetzt wurde;

- d) monatlich den Saldo des Kontos für die Regel- und Ausgleichsenergieumlage zum Schluss des Vormonats;
- e) eine Liste derjenigen Ausspeisenetzbetreiber des jeweiligen Marktgebiets, die dem Bilanzkreisnetzbetreiber die für die Bilanzkreisabrechnung erforderlichen Daten nicht, nicht fristgerecht, unvollständig oder in unzureichender Qualität zur Verfügung stellen.

Die Verpflichtungen nach lit. a) bis d) gelten ab dem 01.10.2008, die Verpflichtung nach lit. e) ab dem 01.04.2009.

- 4. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
- 5. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft Festlegungen im Zusammenhang mit den Ausgleichsleistungen im Gassektor. Das Verfahren richtet sich an die Bilanzkreisnetzbetreiber. Es standardisiert und konkretisiert die Regelungen für die Bilanzierung von Gasmengen im Rahmen des Netzzugangs.

1. Mit Inkrafttreten des EnWG 2005 sowie der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) wurde auch für die Bilanzierung von Gastransporten ein weitgehend neuer Rechtsrahmen geschaffen. Alle Transportkunden sind nunmehr verpflichtet, alle stündlichen Einspeisungen und Ausspeisungen innerhalb eines Marktgebietes möglichst zeitgleich aneinander anzupassen. Der Bilanzkreisnetzbetreiber saldiert die stündlichen Ein- und Ausspeisungen eines Bilanzkreises. Überschüsse oder Fehlmengen, die nach der Saldierung verbleiben und außerhalb eines bestimmten Toleranzbandes (Basisbilanzausgleich) liegen, werden ausgeglichen und zwischen dem Bilanzkreisnetzbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen auf der Grundlage eines vom Bilanzkreisnetzbetreiber zu bestimmenden Ausgleichsenergieentgelts abgerechnet. Die Umsetzung der neuen Vorgaben war und ist für viele Bilanzkreisverantwortliche und Transportkunden nach deren eigenen Angaben mit erheblichen Problemen verbunden. Die Schwierigkeiten resultieren dabei u.a. aus der kurzen Bilanzierungsperiode von einer Stunde und den hohen Ausgleichsenergieentgelten.

2. Um diesen mit dem bisherigen Bilanzierungssystem verbundenen Hemmnissen entgegen zu treten, hat die Bundesnetzagentur im Sommer 2007 die bislang geltenden Regelungen einer umfassenden Bestandsaufnahme sowie einem internationalen Vergleich unterzogen. Hierzu hat sie u.a. die KEMA Consulting GmbH (KEMA) damit beauftragt, den Status quo sowie die Entwicklungsmöglichkeiten des deutschen Regel- und Ausgleichsenergiemarktes Gas zu

untersuchen (Gutachten „Der deutsche Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas“ der KEMA, Endfassung vom November 2007, im Folgenden „KEMA-Gutachten“). In einem Workshop am 01.10.2007 hat die Bundesnetzagentur mit den betroffenen Verbänden der Netzbetreiber und Netznutzer die in dem vorläufigen KEMA-Gutachten erarbeiteten Möglichkeiten einer Neuausrichtung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems erörtert und die Verbände aufgefordert, Vorschläge für dessen Neuordnung zu unterbreiten. Das Gutachten sowie die Diskussionsbeiträge des Workshops hat die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Das KEMA-Gutachten und die Dokumente zum Workshop hat die Beschlusskammer zu dem Verfahren beigezogen.

3. Ausgehend von den Ergebnissen des KEMA-Gutachtens haben die Verbände BDEW, VKU, GEODE, VIK, EFET, bne und VCI damit begonnen, mögliche Eckpunkte für eine Neugestaltung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems zu diskutieren. Am 12.12.2007 haben die Verbände der Bundesnetzagentur den Zwischenstand ihrer Arbeiten sowie verschiedene Streitige Diskussionspunkte in einem Erörterungstermin vorgestellt. Die Dokumente zum Termin am 12.12.2007 hat die Beschlusskammer ebenfalls zu dem Verfahren beigezogen.

Auf der Grundlage der bei dem Erörterungstermin erreichten Ergebnisse haben sodann die Verbände BDEW, VKU und GEODE nach Aufforderung der Bundesnetzagentur ein gemeinsames Konzept für die Neuordnung des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes erstellt. Dieses wurde der Bundesnetzagentur am 15.02.2008 übermittelt.

4. Auf der Grundlage des Konzepts der Verbände hat die Beschlusskammer 7 am 25.02.2008 das Verfahren zur Festlegung neuer Rahmenbedingungen für die Ausgleichsleistungen im Gassektor eröffnet. Die Beschlusskammer hat die Einleitung des Verfahrens im Amtsblatt (04/2008 vom 05.03.2008, Mitteilung 207/2008, S. 450) und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gegeben. Auf der Internetseite hat die Beschlusskammer ferner das Konzept der Verbände veröffentlicht. Damit wurde zugleich den Marktbeteiligten einschließlich der Verbände der Netznutzer und Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

5. Am 05.03.2008 hat die Beschlusskammer 7 mit den Bilanzkreisnetzbetreibern sowie mit den Verbänden der Netzbetreiber und Netznutzer einen weiteren Erörterungstermin zur Vorbereitung ihrer Festlegung durchgeführt. Hierbei hat die Kammer den Beteiligten die mit dem Festlegungsverfahren aus ihrer Sicht verbundenen maßgeblichen Zielsetzungen vorgestellt. Des Weiteren hat sie allen Beteiligten die Gelegenheit gegeben, sich zu den Einzelheiten des von den Verbänden vorgelegten Konzeptes zu äußern. Im Rahmen des Erörterungstermins ist aus den Reihen der Bilanzkreisnetzbetreiber ein das Konzept der Verbände BDEW, VKU und GEODE weiterentwickelnder Ansatz präsentiert worden. Diesen haben sich die genannten Verbände im Wesentlichen zueigen gemacht, indem sie ihr ursprüngliches Konzept vom 15.02.2008 in einer überarbeiteten Fassung vom 14.03.2008 (nachfolgend „Änderungsfassung vom 14.03.2008“) hieran angepasst haben.

6. Ausgehend von dem Konzept der Verbände unter Berücksichtigung der Ansätze der Bilanzkreisnetzbetreiber hat die Beschlusskammer nach dem 05.03.2008 eine Beschreibung des Grundmodells der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor („GABi Gas“) entwickelt. Diese hat sie am 20.03.2008 den Bilanzkreisnetzbetreibern übersandt. Zugleich hat sie die Bilanzkreisnetzbetreiber aufgefordert, bis zum 07.04.2008 ein Standardangebot für einen Bilanzkreisvertrag vorzulegen, das die Vorgaben des Grundmodells vollständig umsetzt. Das Modell korrespondierte inhaltlich in weiten Teilen mit den Ansätzen, die die Verbände in der Änderungsfassung ihres Verbandskonzepts vom 14.03.2008, an die Beschlusskammer übermittelt hatten.

7. Am 07.04.2008 haben die Bilanzkreisnetzbetreiber ein einheitliches Standardangebot vorgelegt. Dieses hat die Beschlusskammer am 08.04.2008 auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Tatsächlichen oder potentiellen Nachfragern sowie Netzbetreibern wurde bis zum 22.04.2008 Gelegenheit zur Stellungnahme eingeräumt. Im Rahmen dieser Konsultation sind 25 Stellungnahmen von Unternehmen, Unternehmensgruppen und Verbänden bei der Beschlusskammer eingegangen. Eine gemeinsame Stellungnahme haben der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), der Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (VDP) und der Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) einerseits sowie die KoM-SOLUTION GmbH (KoM-Solution) gemeinsam mit der Trianel Service GmbH (Trianel) andererseits abgegeben. Darüber hinaus sind von folgenden Verbänden, Unternehmensgruppen und Unternehmen Stellungnahmen eingegangen: 8KU-Gasnetze (8KU); BEB Transport und Speicher Service GmbH (BEB); Bundesverband neuer Energieanbieter e.V. (bne); DREWAG Netz GmbH (DREWAG); Electrabel Deutschland AG (Electrabel); EnBW Trading GmbH (EnBW); Europäischer Verband der unabhängigen Gas- und Stromverteilerunternehmen (GEODE); Gas-Union GmbH (Gas-Union); Gas Union Transport (GUT); Lichtblick – die Zukunft der Energie GmbH & Co. KG (Lichtblick); MVV Energie AG (MVV); RWE Supply & Trading GmbH (RWE); Saar Ferngas AG (Saar Ferngas); Shell Energy Deutschland GmbH (Shell); Stadtwerke München GmbH (SWM); SWE Energie GmbH (SWE); Thüga AG (Thüga); Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU); Verbundnetz Gas AG (VNG). Nach dem Ende der Stellungnahmefrist haben Gas de France Energy (GdF Energy) am 22.5.2008 sowie gemeinsam die Verbände BDEW, VKU und GEODE am vom 20.05.2008 Stellung genommen. KoM-Solution und Trianel haben ihre erste Stellungnahme am 21.05.2008, die GEODE ihre erste Stellungnahme am 23.05.2008 und bne seine erste Stellungnahme am 26.05.2008 ergänzt.

In den meisten Stellungnahmen wurden die Fortentwicklung des Bilanzierungssystems sowie der darin vorgesehene Übergang zur Tagesbilanzierung grundsätzlich begrüßt. Dabei wurde auf unterschiedliche Aspekte und Verbesserungsmöglichkeiten zu dem vorgelegten Standardangebot hingewiesen. Kritisch zum Gesamtkonzept äußerten sich insbesondere VIK, VDP und VCI.

8. Die Beschlusskammer hat am 29.02.2008 gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörden sowie den Länderausschuss und das Bundeskartellamt über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Kartellbehörden konnten durch die Übersendung des Entscheidungsentwurfs am 14.05.2008 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Stellung nehmen. Des Weiteren hat der Länderausschuss gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten. Stellungnahmen sind nicht eingegangen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

Aufgrund des Umfangs der Darstellung wird den folgenden Entscheidungsgründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt, welche sich zur besseren Übersichtlichkeit auf vier Gliederungsebenen beschränkt.

1. Zuständigkeit	6
2. Rechtsgrundlage	6
3. Formelle Anforderungen	7
3.1. Aufforderung zur Vorlage eines Standardangebots	7
3.2. Möglichkeit zur Stellungnahme und Anhörung	7
3.3. Beteiligung zuständiger Behörden	8
4. Materielle Anforderungen	8
4.1. Berücksichtigung von Grenzen und Zweck der Ermächtigungsgrundlagen: Vereinbarkeit der Festlegung mit der GasNZV	8
4.1.1. Festlegung des Standardvertrags (Tenor zu 1.)	9
4.1.2. Reduzierung der Toleranzgrenzen für den Basisbilanzausgleich (Tenor zu 2.)..	14
4.1.3. Zusätzliche Veröffentlichungspflichten (Tenor zu 3.)	17
4.2. Vereinbarkeit mit sonstigem höherrangigem Recht	18
4.2.1. Festlegung ist vereinbar mit dem EnWG	18
4.2.2. Festlegung ist vereinbar mit dem Europarecht	21
4.3. Festlegung ist erforderlich und geboten	25
4.4. Konkrete Ausgestaltung der Festlegung ist fehlerfrei.....	27
4.4.1. Festlegung zum Bilanzkreisvertrag (Tenor zu 1.)	27
4.4.1.1. System der Tagesbilanzierung (§§ [9, 10, 12] Standardvertrag).....	28
4.4.1.2. Entgelte für Ausgleichsenergie (§ [11] Standardvertrag)	35
4.4.1.3. Stündliches Anreizsystem (§ [13] Standardvertrag)	39
4.4.1.4. Regel- und Ausgleichsenergieumlage (§ [15] Standardvertrag)	48
4.4.1.5. Keine Festlegung von nicht mit dem System von Ausgleichsleistungen in unmittelbarem Zusammenhang stehenden Regelungen (§§ 1-8, 14, 16 u.a. des Standardangebots der Bilanzkreisnetzbetreiber)	52
4.4.2. Festlegung zur Absenkung der Toleranzgrenze auf Null (Tenor zu 2.).....	55
4.4.3. Festlegung zur Erweiterung der Veröffentlichungspflichten (Tenor zu 3.)	56

4.4.3.1. Erforderlichkeit von Transparenz	56
4.4.3.2. Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise	58
4.4.3.3. Veröffentlichung der variablen Strukturierungsbeiträge	59
4.4.3.4. Veröffentlichung von Informationen über den Einsatz von Regelenergie	59
4.4.3.5. Veröffentlichung des Saldos des Umlagekontos	61
4.4.3.6. Veröffentlichung einer Liste mit Ausspeisenetzbetreibern im Falle unzureichender Erfüllung der Datenübermittlungspflichten.....	61
4.4.4. Widerrufsvorbehalt (Tenor zu 4.)	63
5. Kosten (Tenor zu 5.).....	63

Im Einzelnen:

1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die nachfolgende Festlegung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

2. Rechtsgrundlage

Die Festlegung beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 42 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 3 und Abs. 6 GasNZV sowie § 43 GasNZV.

Die Regelungen zu Ziff. 1. des Tenors beruhen auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 42 Abs. 1 Nr. 1 GasNZV und § 43 GasNZV, wonach die Beschlusskammer Festlegungen zu den Inhalten von Verträgen und Geschäftsbedingungen für den Gastransport nach § 3 Abs. 2 GasNZV treffen kann. Hierzu zählt auch der Bilanzkreisvertrag über die Einrichtung von Bilanzkreisen zur Abrechnung von Differenzmengen (§ 3 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 GasNZV). Die hier festgelegten Vertragsklauseln betreffen die Grundlagen der Bilanzierung und sind deshalb zwingend im Bilanzkreisvertrag zu regeln.

Die Festlegung zur Toleranzgrenze des kostenlosen stündlichen Basisbilanzausgleichs in Ziff. 2. des Tenors hat ihre Grundlage in § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 42 Abs. 6 GasNZV. Demgemäß kann die Beschlusskammer einen von § 30 Abs. 1 GasNZV abweichenden Prozentsatz der Toleranzgrenze festlegen. Die Regelung des § 30 Abs. 1 GasNZV sieht für den kostenlosen Basisbilanzausgleich bisher eine stündliche Toleranzgrenze von 10 % vor. Die Festlegungskompetenz beinhaltet die Möglichkeit sowohl der Erhöhung als auch der Absenkung dieser Toleranzgrenze. Der Wortlaut schließt zudem nicht die Absenkung auf Null aus, wenn die Voraussetzungen für eine solche Absenkung vorliegen, da auch in diesem Fall eine Abweichung von dem bisher bestehenden Prozentsatz von 10 % gegeben ist.

Die Vorgaben in Ziff. 3. des Tenors sind auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 42 Abs. 3 GasNZV gestützt. Danach können Festlegungen die Netzbetreiber verpflichten, über die zu veröffentli-

chenden netzbezogenen Daten nach § 20 Abs. 1 GasNZV, die netznutzungsrelevanten Informationen nach § 21 GasNZV und die Aufzeichnungspflichten und Veröffentlichungspflichten nach § 22 Abs. 1 und 2 GasNZV hinaus weitere Informationen zu veröffentlichen. Die Vorschrift des § 21 Abs. 2 Nr. 9 GasNZV sieht lediglich bereits allgemein vor, dass die Regeln für den Bilanzvergleich und die Ausgleichsenergie zu veröffentlichen sind. Die im Tenor zu 3. festgelegten Veröffentlichungspflichten dienen der Konkretisierung dieser Pflichten gegenüber den einzelnen Bilanzkreisnetzbetreibern.

Der Widerrufsvorbehalt in Ziff. 4. des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 3 VwVfG.

3. Formelle Anforderungen

Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die Beschlusskammer hat die Bilanzkreisnetzbetreiber zur Vorlage eines Standardangebots aufgefordert (siehe folgenden Abschnitt 3.1.), die erforderliche Anhörung der Marktbeteiligten durchgeführt (siehe folgenden Abschnitt 3.2.) und die betroffenen Behörden beteiligt (siehe folgenden Abschnitt 3.3.).

3.1. Aufforderung zur Vorlage eines Standardangebots

Das Verfahren nach § 43 Abs. 1 S. 2 GasNZV sieht vor, dass die Regulierungsbehörde Netzbetreiber auffordern kann, ihr innerhalb einer bestimmten Frist ein Standardangebot vorzulegen.

Mit Schreiben vom 20.03.2008 hat die Beschlusskammer die Bilanzkreisnetzbetreiber formal aufgefordert, ihr innerhalb einer Frist bis zum 07.04.2008 ein Standardangebot vorzulegen. In dieser Aufforderung hat die Beschlusskammer Vorgaben für die Ausgestaltung einzelner Bedingungen gemacht, die in der Beschreibung des Grundmodells der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln (Stand 20.03.2008) niedergelegt waren. Das Standardangebot musste keinen kompletten Bilanzkreisvertrag, aber insoweit umfassende Klauseln für die Umsetzung der folgenden Regelungen des Grundmodells enthalten: Bilanzierung von Mengen (Ziffer 1 der Beschreibung), stündliches Anreizsystem (Ziffer 2 der Beschreibung) sowie Umlage für Regel- und Ausgleichsenergie (Ziffer 4 der Beschreibung). Der Aufforderung der Beschlusskammer sind die Bilanzkreisnetzbetreiber am 07.04.2008 nachgekommen.

3.2. Möglichkeit zur Stellungnahme und Anhörung

Die Vorschrift des § 43 Abs. 3 GasNZV verlangt zudem, dass den Nachfragern und den Netzbetreibern in geeigneter Form Gelegenheit zur Stellungnahme zum Standardangebot gegeben wird. Am 08.04.2008 hat die Beschlusskammer das Standardangebot der Bilanzkreisnetzbetreiber an die Verbände der Netzbetreiber und Netznutzer übersandt und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zum Abruf bereitgestellt. Hierzu wurde allen Marktbeteiligten Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 22.04.2008 gegeben, so dass die nach § 43 Abs. 3

GasNZV erforderliche Konsultation der tatsächlichen oder potenziellen Nachfrager und der Netzbetreiber durchgeführt wurde.

Bereits zuvor am 20.03.2008 hatte die Beschlusskammer nicht nur den Bilanzkreisnetzbetreibern, sondern auch den Verbänden der Netznutzer und Netzbetreiber die Beschreibung des Grundmodells der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln (Stand 20.03.2008) zur Verfügung gestellt. Aus dieser Beschreibung ergaben sich die Eckpfeiler des neuen Regel- und Ausgleichsenergiesystems, d.h. auch die beabsichtigte Absenkung der Toleranzgrenze nach § 30 Abs. 1 GasNZV auf Null und damit die faktische Abschaffung des kostenlosen Basisbilanzausgleichs. Damit ist auch die Verpflichtung zur Anhörung nach § 42 Abs. 6 S. 2 GasNZV erfüllt.

Bis zum 30.04.2007 sind insgesamt 23 Stellungnahmen von Unternehmen und Verbänden zu dem Festlegungsverfahren eingegangen. Sämtliche Stellungnahmen wurden bei der Entscheidungsfindung berücksichtigt.

3.3. Beteiligung zuständiger Behörden

Die zuständigen Behörden und der Länderausschuss wurden frühzeitig durch Übersendung der Einleitungsverfügung, der Beschreibung des Grundmodells der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln (Stand 20.03.2008) sowie des Standardangebots der Bilanzkreisnetzbetreiber an dem Festlegungsverfahren beteiligt.

Die förmliche Beteiligung des Länderausschusses nach § 60a Abs. 2 EnWG ist am 14.05.2008 erfolgt. Das Bundeskartellamt und die nach Landesrecht zuständigen Behörden haben ebenfalls am 14.05.2008 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten. Weder der Länderausschuss noch die Kartellämtern haben Stellung genommen.

4. Materielle Anforderungen

Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor, Zweck und Grenzen der Ermächtigungsgrundlagen in der GasNZV wurden berücksichtigt (siehe folgenden Abschnitt 4.1.). Die Festlegung ist auch mit den anderen höherrangigen rechtlichen Vorgaben vereinbar (siehe folgenden Abschnitt 4.2.). Die Beschlusskammer hat das ihr zustehende Aufgreif- und Auswahlmessen fehlerfrei ausgeübt: Die Festlegung zum Bilanzkreisvertrag und zu den Ausgleichsleistungen ist erforderlich und geboten (siehe folgenden Abschnitt 4.3.) und die konkrete Ausgestaltung ist fehlerfrei (siehe folgenden Abschnitt 4.4.).

4.1. Berücksichtigung von Grenzen und Zweck der Ermächtigungsgrundlagen: Vereinbarkeit der Festlegung mit der GasNZV

Die Festlegung der Bedingungen der Bilanzkreisverträge (siehe folgenden Abschnitt 4.1.1.), die Reduzierung der Toleranzgrenzen für den Basisbilanzausgleich auf Null (siehe folgenden

Abschnitt 4.1.2.) sowie die Festlegung zusätzlicher Veröffentlichungspflichten (siehe folgenden Abschnitt 4.1.3.) wahren die Grenzen, die durch die Ermächtigungsgrundlagen innerhalb der GasNZV vorgegeben werden. Sie beachten die Zwecke der Ermächtigungsgrundlagen. Hierbei werden auch die Ziele des höherrangigen materiellen Rechts gewahrt.

Wie die Beschlusskammer in der Anhörung vom 05.03.2008 dargelegt hat, dient das neue Regel- und Ausgleichsenergiesystem insbesondere folgenden Zielen:

- Minimierung des Regelenergiebedarfs durch Anreize zur Optimierung des Gesamtsystems und maximalen Netzpuffereinsatz,
- Sicherstellung von Netzstabilität und Netzintegrität (auch regional),
- Senkung der Ausgleichsenergieentgelte,
- Transparenz und Prognostizierbarkeit,
- Verhinderung von Missbrauch und Arbitrage,
- Marktorientierte Beschaffung von Regelenergie,
- Verursachungsgerechtigkeit,
- Ergebnisneutralität,
- Umsetzbarkeit zum 01.10.2008.

Diese Ziele stehen im Einklang mit den Zielen und Zwecken der GasNZV. Sie liegen auch der vorliegenden Entscheidung zugrunde.

4.1.1. Festlegung des Standardvertrags (Tenor zu 1.)

(1) Der Tenor zu 1., mit dem die Regelungen der Anlage 1 „Standardbilanzkreisvertrag Gas“ (im Folgenden „Standardvertrag“) festgelegt werden, erstreckt sich in zulässiger Weise auf den Regelungsgegenstand „Bilanzkreisvertrag“. Die mögliche Regelungsdichte ergibt sich aus § 42 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 3 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 GasNZV, wonach „Entscheidungen zu den Inhalten von Bilanzkreisverträgen“ getroffen werden können, sowie aus § 43 Abs. 2 S. 1 GasNZV, in dessen Nr. 1 bis 3 mögliche Vorgaben beispielhaft („insbesondere“) genannt werden. Die vertraglichen Materien, die durch die Entscheidung der Beschlusskammer vereinheitlicht werden können, sind lediglich durch den Vertragstypus „Bilanzkreisvertrag“ beschränkt. Damit können grundsätzlich alle Vertragsbestimmungen vorgegeben werden, die im Zusammenhang mit der Einrichtung von Bilanzkreisen zur Abrechnung von Differenzmengen (vgl. § 3 Abs. 2 Nr. 3 GasNZV) stehen.

Diese Grenzen werden von der Festlegung beachtet. § [9] Standardvertrag enthält mit der Vorgabe der Tagesbilanzierung und der Bestimmung der bilanzrelevanten Mengen sowie der Grundregelung über das stündliche Anreizsystem Vorgaben über die Methoden der Bilanzkreisabrechnung und die Bildung der Ausgleichsentgelte. § [10] Standardvertrag enthält lediglich

solche Informationspflichten zwischen dem Bilanzkreisnetzbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen, die einer Vermeidung von Bilanzungleichgewichten oder einer Überprüfung der Bilanzkreisabrechnung dienen. § [11] Standardvertrag, der sich mit der Ermittlung, dem Ausgleich und der Abrechnung von Differenzmengen befasst, erstreckt sich zum einen auf die Methoden für die Bilanzkreisabrechnung (§ 43 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 GasNZV), zum anderen auf die Ermittlung des tagesbezogenen Arbeitspreises für Mehr- oder Mindermengen (§ 43 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 GasNZV). Die Regelung in § [12] Standardvertrag zur Ausgeglichenheit des Bilanzkreises knüpft an § 26 Abs. 1 GasNZV an, der Grundsätze für den Bilanzausgleich normiert. § [13] Standardvertrag enthält ein spezielles stündliches Anreizsystem, mittels dessen die Bilanzkreisverantwortlichen zu einem stündlichen Abgleich ihrer Ein- und Ausspeisungen angeregt werden. § [15] Standardvertrag stellt mit der Regel- und Ausgleichsenergieumlage eine Entgeltvorschrift dar, mit der am Ende der Abrechnungsperiode verbleibende Restkosten auf die einzelnen Bilanzkreise verteilt werden. Sämtliche dieser Vertragsvorschriften beinhalten daher Regelungen, die für einen Bilanzkreisvertrag typisch und erforderlich sind.

(2) Die im Einzelnen von der Beschlusskammer vorgegebenen Bedingungen orientieren sich auch in ihrer inhaltlichen Ausgestaltung an Zweck und Grenzen der Ermächtigungsgrundlagen.

Hinsichtlich der Bedingungen der Bilanzkreisverträge ergibt sich der Zweck der Verordnungsermächtigungen aus den §§ 42 Abs. 1 Nr. 1, 43 Abs. 1 S. 1 und Abs. 2 S. 2 GasNZV. Neben der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs verweisen diese Vorschriften auf die in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas. Nach § 42 Abs. 1 GasNZV sind Entscheidungen zu den Inhalten der Verträge außerdem unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs zu treffen. Gemäß § 42 Abs. 2 S. 2 GasNZV ist ferner zu beachten, dass ein Bilanzausgleichssystem neben dem Ziel, einen effektiven Netzzugang zu ermöglichen, soweit erforderlich, auch Anreize gegen eine missbräuchliche Nutzung der Bilanzausgleichsleistungen enthalten soll.

Die von der Beschlusskammer vorgegebenen Regelungen beruhen auf drei Grundentscheidungen, die gleichsam die Eckpfeiler des neuen Bilanzierungssystems bilden. Dies sind der Übergang zur Tagesbilanzierung, die Einführung eines stündlichen Strukturierungsbeitrages und die Schaffung eines Umlagesystems. Die übrigen Regelungen dienen im Wesentlichen der Konkretisierung dieser Grundsätze z.B. durch die Festlegung von Referenzmärkten oder die Bestimmung von Toleranzgrenzen, daneben der Absicherung ihrer praktischen Wirksamkeit durch Informations-, Abstimmungs- und Rücksichtnahmepflichten. Für die Übereinstimmung der Festlegung mit Zweck und Grenzen der Ermächtigungsgrundlagen ist daher entscheidend auf die eingangs skizzierten Grundlinien des Systems abzustellen.

(3) Mit der Tagesbilanzierung wird dem Erfordernis eines effizienten und effektiven Netzzugangs und einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen und effizienten leitungs-

gebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas in besonderer Weise Rechnung getragen. Soweit § 1 Abs. 1 EnWG weiterhin auf eine möglichst umweltfreundliche Versorgung abstellt, ergeben sich aus dem neuen Bilanzierungssystem insgesamt sowie auch mit Blick auf die Tagesbilanzierung keine Veränderungen zum bisherigen System.

Wie in dem KEMA-Gutachten dargelegt wird, stellt die „Wahl der Bilanzierungsperiode eine grundlegende Entscheidung für die Ausgestaltung des gesamten Systems zur Bilanzierung und Abrechnung von Ausgleichsenergie dar“ (KEMA-Gutachten, S. 101). Entsprechend den Empfehlungen der Gutachter und aufgrund der von ihnen dargelegten Kritik am derzeit praktizierten System der Stundenbilanzierung hat sich die Beschlusskammer zu einem Übergang zur Tagesbilanzierung entschieden.

Nach den Feststellungen der Gutachter (KEMA-Gutachten, S. 102 ff.), denen sich die Beschlusskammer insoweit anschließt, stimmt eine Abrechnung der Ausgleichsenergie auf stündlicher Basis nicht mit den gaswirtschaftlichen und -technischen Gegebenheiten überein, da sie die Möglichkeiten der Netze zur internen Speicherung vernachlässigt. Eine stündliche Bilanzierung stimmt auch nicht mit den langjährigen Gepflogenheiten an den deutschen und europäischen Gasmärkten überein. Dort beruht der Handel fast ausschließlich auf Tagesprodukten, so dass Stundenprodukte den Teilnehmern nicht für den Ausgleich ihres Lieferportfolios zur Verfügung stehen. Diese Handelsgewohnheiten kann die Beschlusskammer nicht beeinflussen. Ein Übergang zum Stundenhandel würde zudem zu einer weiteren Fragmentierung der Liquidität in den meisten deutschen Marktgebieten führen. Wie die Gutachter zutreffend herausarbeiten, stellt „der Ansatz einer stündlichen Bilanzierung (...) daher ein wesentliches Hindernis für das Entstehen echten Wettbewerbs im Markt dar.“ (KEMA-Gutachten, S. 102).

Die Tagesbilanzierung hingegen vermeidet diese Nachteile. Bei einem reinen System der Tagesbilanzierung können Transportkunden Tagesbänder einkaufen und einspeisen, ohne dem Risiko kurzfristiger untertägiger Ausgleichserfordernisse ausgesetzt zu sein. Dies ermöglicht ihnen einen effizienteren Netzzugang als unter dem bisherigen System der Stundenbilanzierung, da sich die Transportabwicklung an den Handelsgewohnheiten orientiert und das Prognoserisiko sinkt. Hierdurch sind insbesondere für die Belieferung von Haushaltskunden mit Standardlastprofil (SLP), einem bislang noch vergleichsweise wenig wettbewerblich geprägten Bereich, erhebliche positive Wettbewerbseffekte zu erwarten. Auf diese Weise unterstützt die Tagesbilanzierung eine preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente Belieferung der Allgemeinheit mit Gas.

Dabei verkennt die Beschlusskammer nicht, dass ein Tagesbilanzierungssystem im Vergleich zu einem Stundenbilanzierungssystem tendenziell einen vermehrten Aufwand für den Bilanzkreisnetzbetreiber beinhaltet. Für die größere Flexibilität, die er den Bilanzkreisverantwortlichen einräumt, muss er ggf. über den vermehrten Einkauf von Regelenergie Vorsorge treffen. Dieser Effekt darf jedoch nicht isoliert betrachtet werden. In einem Stundenbilanzierungssystem obliegt

es den Bilanzkreisverantwortlichen, ihre Einspeisungen zu strukturieren. Da an den Gashandelsmärkten überwiegend Tagesprodukte gehandelt werden, sind sie zu diesem Zweck darauf angewiesen, Speicher oder andere flexible Aufkommensquellen zu nutzen oder Systeme zu implementieren, die sie in die Lage versetzen, von erweiterten Flexibilitätsprodukten (z.B. Online-Flow-Control-Verfahren) Gebrauch zu machen. Es ist davon auszugehen, dass die Summe der individuellen Bedürfnisse nach solchen Flexibilitätsprodukten größer ist als die Summe der Regelenergie, die bei einer zentralen, den tatsächlichen Bedarf des Gesamtsystems berücksichtigenden Beschaffung durch den Bilanzkreisnetzbetreiber einzukaufen ist. In einem Tagesbilanzierungssystem reduziert sich der Bedarf an individuellen Flexibilitätsprodukten erheblich, so dass die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten sinken dürften. Dies gilt selbst ohne Betrachtung der zusätzlichen preissenkenden Effekte infolge der erwarteten Zunahme der Wettbewerbsintensität. So besteht künftig insbesondere für die Belieferung von SLP-Entnahmestellen keinerlei Bedarf für die Bilanzkreisverantwortlichen mehr, die Einspeisemengen kostenträchtig zu strukturieren, da sie ohne Abweichungsrisiko vergleichsweise preiswerte Tagesbänder ohne das Risiko von Bilanzabweichungen einspeisen können.

Soweit das frühere System der Stundenbilanzierung historisch mit der Notwendigkeit einer genauen Planung und Systemsicherheit begründet wurde (vgl. KEMA-Gutachten, S. 53), kommt diesem Gesichtspunkt erkennbar keine Bedeutung mehr zu. Das System der Tagesbilanzierung entspricht der dem Verbandskonzept in der Änderungsfassung vom 14.03.2008, in welches wesentlich das in der mündlichen Anhörung vom 05.03.2008 vorgestellte Modell der Bilanzkreisnetzbetreiber eingeflossen ist. Auch im Übrigen sind im Verfahren keine Gesichtspunkte erkennbar geworden, die eine konkrete Gefährdung der Systemintegrität befürchten ließen, zumal die Beschlusskammer mit dem System der Strukturierungsbeiträge zusätzliche Sicherungsmechanismen vorgesehen hat.

(4) Mit der Einführung des Strukturierungsbeitrags enthält das System zugleich in Übereinstimmung mit § 42 Abs. 2 S. 2 GasNZV Anreize gegen eine missbräuchliche Nutzung der Bilanzausgleichsleistungen. Ein reines Tagesbilanzierungssystem würde für den Transportkunden keine bilanziellen Anreize setzen, bei seinen individuellen Transportbedürfnissen die Rückwirkungen auf das Gesamtsystem zu berücksichtigen. So könnte er beispielsweise die gesamten Tagesmengen, die er zur Belieferung der von ihm versorgten Entnahmestellen benötigt, innerhalb einer einzigen Stunde während einer für das Netz besonders ungünstigen Zeit einspeisen, ohne die ihm hierdurch gewährte Flexibilität individuell vergüten zu müssen. Zwar unterliegen solche Verhaltensweisen gewissen externen Beschränkungen, da eine derartige Strategie nicht ohne weiteres rational sein wird, wenn der Transportkunde Bandlieferungen einkauft. Es sind jedoch vielfältige Konstellationen denkbar, in denen die individuelle Kostensituation und die Preissignale an den Gashandelsmärkten zur Arbitrage einladen, etwa wenn die Ausspeisung aus Speichern genutzt werden kann, um zu Peak-Zeiten Energie an benachbarte Märkte zu liefern.

Das System der Strukturierungsbeiträge verhindert solche Arbitragemöglichkeiten zwar nicht, führt aber dazu, dass durch derartige Strategien entstehende Kosten für Regelenergie in gewissem Umfang individualisiert werden. Der Strukturierungsbeitrag stellt somit auch keine Vertragsstrafe dar, da er nicht an ein Verschulden des Bilanzkreisverantwortlichen oder der Transportkunden in seinem Bilanzkreis anknüpft. Vielmehr handelt es sich um ein Entgelt für eine über das übliche, durch die Toleranzgrenzen definierte Maß hinausgehende Flexibilität. Dies gilt auch für solche Fälle, in denen der Strukturierungsbeitrag nicht aufgrund einer bewussten Arbitrage anfällt, sondern in denen die Toleranzen infolge fehlerhafter Prognosen überschritten werden.

Im Grundsatz dient der Strukturierungsbeitrag daher der Verminderung von Missbräuchen des Ausgleichssystems durch ein bewusstes oder bei sorgfältiger Planung vermeidbares Verhalten zu Lasten der Gasversorgungsnetze und damit der Allgemeinheit. Die hierdurch gesetzten Anreize dienen zugleich einem sicheren, für den Netzbetreiber planbaren und beherrschbaren Netzbetrieb. Mit der Einführung des Strukturierungsbeitrags werden dementsprechend die nach § 42 Abs. 1 GasNZV zu beachtenden Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs unterstützt.

Als besondere Entgeltregelung ist der Strukturierungsbeitrag aber auch in den Fällen angemessen, in denen die Toleranzen aufgrund eines unvorhersehbaren Verhaltens der belieferten Endkunden überschritten werden. Dies kann z.B. durch einen Produktionsstillstand in industriellen Großbetrieben oder einen Kraftwerksausfall verursacht werden. Auch in diesen Fällen nutzt der Bilanzkreisverantwortliche eine besondere Flexibilität. Deren Gegenwert muss er dem Bilanzkreisnetzbetreiber vergüten, da auch in solchen Situationen ein sicherer Netzbetrieb und eine Übernahme der zuviel eingespeisten Mengen in das transportierende Netz gewährleistet bleiben.

(5) Die Schaffung des Umlagesystems berücksichtigt das durch die Ermächtigungsgrundlagen vorgegebene Ziel einer möglichst preiswerten Versorgung der Allgemeinheit mit Gas. Das Umlageregime führt in Summe zu einer Kostenneutralität des Bilanzierungssystems. Einerseits kann der Bilanzkreisnetzbetreiber alle in das Umlagesystem einzustellenden Kosten für Regelenergie, die er effizient beschafft hat, auf die Bilanzierungsentgelte umlegen, andererseits ist er gehindert, den Bilanzkreisverantwortlichen mehr als diese Kosten in Rechnung zu stellen. Da ihm keine Gewinnmarge verbleibt, kommt dies aufgrund geringerer Vorkosten der Lieferanten für die individuelle Strukturierung mittelbar den Endkunden zugute.

(6) Aus Klarstellungsgründen war der Hinweis aufzunehmen, dass die besonderen Bilanzierungsregelungen bei der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz (Teil 11a GasNZV), eingeführt durch die Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung, der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung vom 08.04.2008 (BGBl 2008, Teil I, Nr. 14, S. 693 ff.), von der Festlegung unberührt bleiben. Hierfür

sind von den Netzbetreibern gesonderte vertragliche Regeln zu entwickeln, die nicht Gegenstand dieser Festlegung sind.

4.1.2. Reduzierung der Toleranzgrenzen für den Basisbilanzausgleich (Tenor zu 2.)

Mit dem Tenor zu 2. werden die Toleranzgrenzen für den Basisbilanzausgleich auf der Grundlage von § 42 Abs. 6 GasNZV abweichend von § 30 Abs. 1 GasNZV auf Null reduziert. Damit wird der Basisbilanzausgleich ab dem 01.10.2008 faktisch abgeschafft. Die Absenkung der Toleranzgrenzen, die gemäß § 42 Abs. 6 S. 2 GasNZV nach Anhörung der Verbände der Netzbetreiber und der Transportkunden erfolgt ist, ist entsprechend der Voraussetzung des § 42 Abs. 6 S. 1 GasNZV aufgrund der Marktsituation erforderlich (siehe hierzu Abschnitt 4.4.2.).

(1) Indem die Beschlusskammer die Toleranzgrenze für den Basisbilanzausgleich auf Null absenkt, überschreitet sie auch nicht die rechtlichen Grenzen der Ermächtigungsgrundlage des § 42 Abs. 6 GasNZV i.V.m. § 30 Abs. 1 GasNZV. Die Festlegungskompetenz beinhaltet die Möglichkeit sowohl der Erhöhung als auch der Absenkung dieser Toleranzgrenze. § 42 Abs. 6 GasNZV definiert dabei keine Unter- oder Obergrenze, innerhalb derer sich die Festlegung halten müsste, sondern stellt die an der Marktsituation orientierte Bestimmung der Toleranzgrenze in das Ermessen der Regulierungsbehörde. Von diesem Ermessen hat die Beschlusskammer Gebrauch gemacht, indem sie die Toleranzgrenze bei einer Gesamtwürdigung der Effekte, die durch den Übergang zu dem Tagesbilanzierungssystem zu erwarten sind, auf Null abgesenkt hat. Die Absenkung der Toleranzgrenzen auf Null berücksichtigt auch die rechtliche Vorfrage der Zulässigkeit einer Tagesbilanzierung und die Vorentscheidung der Beschlusskammer für eine solche Bilanzierungsperiode. Insoweit wird auf die Ausführungen zur Tagesbilanzierung verwiesen. An dieser Stelle ist lediglich ergänzend der in einigen Stellungnahmen (vgl. u.a. Gas-Union, GUT) anklingenden Annahme, die stundenbezogene Regelung des § 30 Abs. 1 GasNZV verbiete den Übergang zu einem Tagesbilanzierungssystem, entgegenzutreten. Aus dem in § 30 GasNZV geregelten Basisbilanzausgleich ergibt sich nicht, dass stündlich bilanziert werden muss.

(2) Der Wortlaut des § 30 GasNZV enthält nur hinsichtlich der Toleranzgrenzen einen Stundenbezug. Ausdrückliche Vorgaben zur Länge der Bilanzierungsperiode enthält die Vorschrift hingegen nicht. Die zur Anwendung der Toleranzgrenzen erforderlichen stündlichen Differenzmengen müssen nicht zwingend durch Stundenbilanzierung ermittelt, sondern können auch durch Tagesbilanzierung und Aufteilung in gleiche Stundenwerte ermittelt werden, vorausgesetzt, das in § 30 GasNZV vorgegebene bzw. durch eine Festlegung nach § 42 Abs. 6 GasNZV abweichend hiervon bestimmte Mindestmaß wird nicht unterschritten.

Die Ermittlung einer stündlichen Differenzmenge wird im derzeit praktizierten Bilanzierungssystem durch eine fortlaufende Saldierung der stündlichen Einspeisemengen und der stündlichen Ausspeisemengen in einem Gaskonto pro Bilanzkreis, also mittels stündlicher Bilanzierung,

bestimmt (vgl. § 24 Nr. 3 Anlage 3 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25.04.2007, im Folgenden „Kooperationsvereinbarung“ oder „KoV“). Dies ist jedoch nicht die einzig zulässige und im Einklang mit dem Wortlaut von § 30 GasNZV stehende Methode. § 30 GasNZV erfordert lediglich die Anwendung der stündlichen Toleranzgrenze, enthält jedoch keine Vorgaben dazu, wie die Differenzmengen zu ermitteln sind, auf die diese Toleranzgrenze anzuwenden ist. Dies kann durch eine stundenscharfe Erfassung, aber auch durch geeignete andere Methoden wie eine Umrechnung von Tages- in Stundenwerte erfolgen. Dies ergibt sich schon daraus, dass auch nach dem derzeitigen System für einen großen Teil der Ausspeisemengen stündliche Messwerte weder ermittelt werden noch ermittelt werden können. Derartige Werte stehen für SLP-Entnahmestellen aufgrund der verwendeten Messtechnik nicht zur Verfügung. Schon derzeit erfolgt die Ermittlung der Stundenwerte für diese Entnahmestellen damit nach mathematischen Verfahren, indem die sich aus den Standardlastprofilen rechnerisch ermittelten Werte in die Bilanz eingestellt werden.

Darüber hinaus sieht der Wortlaut des § 30 Abs. 1 S. 1 GasNZV vor, dass Netzbetreiber „mindestens“ einen Basisbilanzausgleich innerhalb einer stündlichen Toleranzgrenze von 10 % und einer kumulierten Toleranzgrenze von mindestens einer Stundenmenge anzubieten haben. Nach der Stellung des Wortes „mindestens“ sollte sich die Mindestverpflichtung nicht nur auf die Höhe der stündlichen Toleranzgrenze beziehen, sondern auf den gesamten vom Netzbetreiber anzubietenden Basisbilanzausgleich. Dies ermöglicht es, andere Formen des Bilanzausgleichs einzuführen, soweit diese günstiger für den Transportkunden sind und das von § 30 GasNZV vorgegebene Mindestmaß nicht unterschreiten. So verstieße die – wenn auch nicht sachgerechte – Einführung eines Tagesbilanzausgleichs mit einer Toleranzgrenze von 10 % auf die Tagesmenge offenkundig nicht gegen § 30 Abs. 1 GasNZV, da sie eine weniger strenge Form des Bilanzausgleichs für den Transportkunden als der in § 30 Abs. 1 S. 1 GasNZV vorgesehene Basisbilanzausgleich darstellen würde.

(3) Auch aus der systematischen Auslegung ergeben sich keine Anhaltspunkte dafür, dass in der GasNZV die Länge der Bilanzierungsperiode ausdrücklich festgeschrieben werden sollte.

So enthält § 26 GasNZV, der die Grundsätze des Bilanzausgleichs vorgibt, keine Vorgaben für die Bilanzierungsperiode. In § 2 Nr. 2 GasNZV wird der Begriff „Ausgleichsenergie“ als die für den Ausgleich von Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen von Transportkunden „in einem festgelegten Zeitintervall“ benötigte Energie definiert, ohne dieses Zeitintervall näher einzugrenzen. § 31 Abs. 2 S. 3 GasNZV bestimmt, dass die Netzbetreiber der Abrechnung eines Bilanzkreises den Saldo des Bilanzkontos zu Grunde zu legen haben, der sich aus den „in einem Abrechnungszeitraum“ registrierten Abweichungen ergibt. Sämtliche vorgenannte Regelungen lassen die Bilanzierungsperiode offen.

Vergleicht man diese Vorschriften mit den thematisch verwandten Regelungen der StromNZV, ergibt sich auch im Umkehrschluss, dass in der GasNZV die Länge der Bilanzierungsperiode nicht ausdrücklich vorgegeben werden sollte. In der StromNZV wird die Viertelstunde als relevante Saldierungs- und Bilanzierungsperiode ausdrücklich festgelegt. So bestimmt § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV, dass der Bilanzkreisverantwortliche für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis „in jeder Viertelstunde“ Sorge zu tragen hat. Des Weiteren sind gemäß § 8 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNZV die einzelnen Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, innerhalb ihrer jeweiligen Regelzone auf „15-Minutenbasis“ die Mehr- oder Mindereinspeisungen aller Bilanzkreise zu saldieren. Sie haben die Kosten der Beschaffung von positiver Sekundärregelarbeit und positiver Minutenreservearbeit als Ausgleichsenergie den Bilanzkreisverantwortlichen auf Grundlage einer „viertelstündlichen Abrechnung“ in Rechnung zu stellen. Hintergrund dieser Regelungen ist ein stromspezifisches technisches Bedürfnis nach einem kurzfristigem Ausgleich der Differenzen, um die Netzstabilität zu erhalten, da nur durch dieses Gleichgewicht der sichere Betrieb der Stromnetze bei einer konstanten Frequenz von 50 Hertz aufrecht erhalten werden kann. Dieses Erfordernis besteht im Gasbereich aufgrund des Netzpuffers und der Speichermöglichkeiten nicht bzw. in erheblich geringerem Umfang.

(4) Auch aus der Entstehungsgeschichte des § 30 GasNZV ergeben sich keine Bedenken hinsichtlich der Zulässigkeit des Übergangs zur Tagesbilanzierung. Die Begründung zur GasNZV liefert keine Anhaltspunkte dazu, aus welchen Gründen der Verordnungsgeber den Basisbilanzausgleich in § 30 GasNZV in der derzeitigen Form mit stündlicher und kumulierter Toleranzgrenze ausgestaltet hat und welcher Bilanzierungszeitraum angewendet werden soll.

(5) Sinn und Zweck des § 30 GasNZV stehen dem Übergang zur Tagesbilanzierung ebenfalls nicht entgegen. Die Vorschrift zielt auf einen Schutz der Transportkunden, die Bilanzungleichgewichte aufgrund von Abnahmeschwankungen des Letztverbraucher auch durch eine gute Prognose und gute Kenntnisse des Lastverhaltens nicht vollständig vermeiden können (vgl. Begründung zu § 26 GasNZV, BR-Drs. 246/05 vom 14.04.2005, S. 47). Mit diesem Zweck ist ein Übergang zur Tagesbilanzierung vereinbar, da hierdurch ein nicht nur gleichwertiger, sondern sogar besserer Schutz der Transportkunden ermöglicht wird.

Mit der Verlängerung des Zeitraums, in welchem Ein- und Ausspeisungen ausgeglichen werden können, sind grundsätzlich weitergehende Möglichkeiten zur Durchmischung gegenläufiger Schwankungen verbunden. Diese führen im Saldo tendenziell zu einer geringeren Gesamtabweichung. Bei der Belieferung von SLP-Entnahmestellen wird durch diese Festlegung das Risiko sogar erheblich minimiert, da nun für alle SLP-Kunden im Vorhinein bekannt ist, welche Ausspeisemengen in die Bilanz eingestellt werden. Der längere Zeitrahmen ermöglicht dem Transportkunden auch in stärkerem Maße als in einem reinen Stundensystem, Schwankungen

mit gezielten Steuerungsmaßnahmen zu begegnen. Sein Rechtskreis und seine Handlungsmöglichkeiten werden damit bei Einführung eines Tagessystems *ceteris paribus* erweitert.

4.1.3. Zusätzliche Veröffentlichungspflichten (Tenor zu 3.)

Auch die Vorgaben in Ziff. 3. des Tenors, mit dem den Bilanzkreisnetzbetreibern Veröffentlichungspflichten auferlegt werden, berücksichtigen Zweck und Grenzen der verordnungsrechtlichen Ermächtigungsgrundlage.

(1) Voraussetzung für die im Ermessen der Bundesnetzagentur stehende Festlegung von Veröffentlichungspflichten nach § 42 Abs. 3 GasNZV ist, dass die Informationen für den Wettbewerb im Gashandel oder bei der Belieferung von Kunden erforderlich sind. Die von den Netzbetreibern künftig zu veröffentlichenden Angaben werden jedenfalls für den Wettbewerb im Gashandel benötigt.

(2) Sie dienen den Bilanzkreisverantwortlichen zum einen dazu, die Risiken beurteilen zu können, auf die sie sich bei der Belieferung ihrer Kunden im Wettbewerb mit anderen Lieferanten einstellen müssen. Dies betrifft insbesondere die Verpflichtung zur Veröffentlichung unmittelbar entgeltrelevanter Daten wie der Höhe der Ausgleichsentgelte und des Strukturierungsbeitrags sowie den Saldo des Umlagekontos. Zum Teil handelt es sich um Werte, die für eine effektive Risikoanalyse tagesaktuell sowie ergänzend mit historischen Zeitreihen zur Verfügung stehen müssen, während die Angaben zum Saldo des Umlagekontos für die mittelfristige Prognose der Risiken erforderlich sind, die sich in der nächsten folgenden Umlageperiode ergeben können.

Im Übrigen dienen die Informationen mittelbar dem Wettbewerb im Gashandel, indem sie die Bilanzkreisnetzbetreiber zu einer rationalen, für Dritte plausibel nachvollziehbaren Bildung der Bedingungen und Entgelte für Ausgleichsenergie anhalten. Hierdurch sollen das Vertrauen der Marktteilnehmer in die Wirksamkeit des Bilanzierungssystems gestärkt und zuverlässige, planbare Rahmenbedingungen geschaffen werden. Dies betrifft zum einen die Veröffentlichungen über den Einsatz von Regelenergie, zum anderen die Informationen über Ausspeisenetzbetreiber, die ihren Verpflichtungen zur Bereitstellung von Daten, die für die Bilanzkreisabrechnung erforderlich sind, nicht oder nur unzureichend nachkommen. Mit der Kenntnis über den zurückliegenden Einsatz von Regelenergie lässt sich für die Marktteilnehmer abschätzen, welche Mengen und damit Kosten für Regelenergie künftig auf das Gesamtsystem zukommen und verteilt werden müssen. Hat diese Pflicht stärker prognostischen Charakter, so dient die Information über die mangelhafte Datenbereitstellung durch Ausspeisenetzbetreiber dagegen dazu, die Sanktionsmöglichkeiten der Bilanzkreisverantwortlichen zu verbessern. Obwohl der Bilanzkreisnetzbetreiber auf die Daten angewiesen ist, um seine Abrechnung zu erstellen, hat er gegenüber den Ausspeisenetzbetreibern nur begrenzte Sanktionsmöglichkeiten. Diese Situation ist unabhängig von der konkreten Ausgestaltung im Bilanzkreisvertrag nicht hinnehmbar, wenn

es zu Verzögerungen oder sonstigen Mängeln der Bilanzkreisabrechnung kommt, die in der Verantwortung der Ausspeisenetzbetreiber liegen. Je nach vertraglicher Ausgestaltung haftet der Bilanzkreisnetzbetreiber entweder unverschuldet gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen oder kann sich diesem gegenüber exkulpieren, ohne ihn darüber zu informieren, wer das Problem verursacht hat. Die Veröffentlichungspflicht führt damit zu besseren Kontroll- und Sanktionsmöglichkeiten für den Bilanzkreisverantwortlichen. Aufgrund des hiermit einhergehenden Druckpotenzials verbindet sich dies mit der Erwartung, dass die Ausspeisenetzbetreiber ihre seit 2005 bestehende Pflicht erfüllen. Dadurch können die Bilanzkreisabrechnungen künftig in einem angemesseneren zeitlichen Rahmen als bislang erstellt werden, wodurch Markteintrittsschwellen gesenkt werden.

4.2. Vereinbarkeit mit sonstigem höherrangigem Recht

Die Festlegung steht auch im Einklang mit dem EnWG (siehe folgenden Abschnitt 4.2.1.) und den europarechtlichen Vorgaben (siehe folgenden Abschnitt 4.2.2.).

4.2.1. Festlegung ist vereinbar mit dem EnWG

Die von der Beschlusskammer festgelegten Regelungen sind mit höherrangigem nationalem Recht vereinbar. Insbesondere stehen sie im Einklang mit den in § 23 EnWG enthaltenen Vorgaben für die Erbringung von Ausgleichsleistungen. Es kann daher dahinstehen, ob die Vorschrift überhaupt anwendbar ist, da sie sich unmittelbar nur mit den von den Betreibern von Energieversorgungsnetzen selbst festgelegten Bedingungen befasst, nicht mit der Festlegung entsprechender Bedingungen durch die Behörde.

(1) Nach § 23 S. 1 EnWG dürfen die Ausgleichsregelungen und -entgelte nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet oder tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden. Diese Anforderung erfüllen die von der Beschlusskammer festgelegten Regelungen. Sie gelten unterschiedslos für alle Bilanzkreisverantwortlichen, d.h. unabhängig davon, ob es sich um aus Sicht des Bilanzkreisnetzbetreibers unternehmens- bzw. konzernexterne oder interne Nachfrager handelt.

(2) Weiterhin müssen die § 23 S. 1 EnWG unterfallenden vertraglichen Regelungen einschließlich der Ausgleichsentgelte für Energieungleichgewichte sachlich gerechtfertigt, transparent und nichtdiskriminierend sein. Diese Voraussetzungen sind eingehalten.

Die Bedingungen sind sachlich gerechtfertigt, da sie an objektive und sachlich begründete Kriterien anknüpfen. Maßstab für ihre Festlegung sind die Kosten für den tatsächlichen Bedarf an effizient zu beschaffender Regelenergie, der nach einem sachgerechten Schlüssel auf die Bilanzkreise verteilt wird. Hierbei berücksichtigt das System insbesondere die technischen Unterschiede zwischen SLP-Entnahmestellen einerseits und Entnahmestellen, an denen eine

stündliche registrierende Leistungsmessung im Sinne von § 38 Abs. 2 2. Alt. GasNZV erfolgt (RLM-Entnahmestellen), soweit diese bilanzrelevant sind. Des Weiteren trägt das festgelegte Modell dem Bedürfnis nach einer Verminderung des Regelenergiebedarfs durch finanzielle Anreize gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen Rechnung. Die Differenzierung zwischen RLM-Entnahmestellen und SLP-Entnahmestellen ist sachgerecht. Sie trägt dem Erfordernis Rechnung, Bilanzrisiken in angemessener Weise zu verteilen und diejenigen Bilanzkreisverantwortliche zu honorieren (d.h. von der Regel- und Ausgleichsenergieumlage zu befreien), die für eine stündliche Strukturierung ihrer Ein- und Ausspeisungen sorgen wollen und können. Regelungen für das stündliche Anreizsystem waren zugunsten der Wahrung der Systemintegrität der Netze erforderlich. Diesem Gesichtspunkt kommt schon deshalb ein erhebliches Gewicht zu, weil die Netzbetreiber nach § 11 Abs. 1 S. 1 und §§ 16 Abs. 1, 16a EnWG zum Betrieb eines sicheren Energieversorgungsnetzes verpflichtet sind.

Die Bedingungen sind auch transparent. Dies wird zum einen durch die von der Beschlusskammer vorgegebenen Veröffentlichungs- und Informationspflichten sichergestellt. Zum anderen knüpfen die Entgelte an öffentlich zugängliche, nachvollziehbar gebildete und zeitnah zur Verfügung stehende Marktpreise an liquiden Handelsplätzen an. Die Transparenz ist auch hinsichtlich der Regel- und Ausgleichsenergieumlage gewährleistet. Nach § [15] Ziff. 3 Standardvertrag wird der Stand des Umlagekontos halbjährlich prognostiziert. Er ist für die jeweilige Umlageperiode, auf die sich die Prognose bezieht, unveränderlich und entsprechend der Prognose zu bestimmen. Damit wissen die Bilanzkreisverantwortlichen im Vorhinein, mit welcher Regel- und Ausgleichsenergieumlage sie kalkulieren müssen. Eine nachträgliche Korrektur findet nicht statt, da nach § [15] Ziff. 3 Standardvertrag Fehlbeträge oder Überschüsse erst in der nächsten Periode berücksichtigt werden. Dies hält sich in dem nach § 23 EnWG zulässigen Rahmen. So findet eine periodenübergreifende Saldierung („Regulierungskonto“) etwa auch für die Bestimmung der Netzentgelte statt, für welche nach § 21 EnWG ebenfalls die Grundsätze der Transparenz und Kostenorientierung gelten.

Die Bedingungen einschließlich der Entgelte sind schließlich auch nichtdiskriminierend. Sie finden auf alle Bilanzkreisverantwortlichen gleichermaßen Anwendung, ohne dass bestimmte Kundengruppen systembedingt bevorzugt werden. Soweit eine Differenzierung zwischen verschiedenen Arten von Ausspeisestellen innerhalb der jeweiligen Bilanzkreise erfolgt, gilt dies nicht nur für alle Bilanzkreisverantwortlichen, sondern ist auch aufgrund der technisch begründeten sachlichen Unterschiede gerechtfertigt.

(3) Nach § 23 S. 2 EnWG sind die Entgelte auf der Grundlage einer Betriebsführung nach § 21 Abs. 2 EnWG kostenorientiert festzulegen und im Internet zu veröffentlichen. Die Verpflichtung zur Entgeltbildung wird durch sie konkretisiert, die Verpflichtung zur Veröffentlichung bleibt durch die Festlegung unberührt.

Durch das Umlagesystem ist eine Kostenorientierung insoweit gewährleistet, als die Ausgleichsenergieentgelte einschließlich der Strukturierungsbeiträge die berücksichtigungsfähigen Kosten für den Einsatz von Regelenergie in Summe nicht übersteigen. Bei einer aggregierten Betrachtung der Kosten für Regelenergie einerseits und der Erlöse aus Ausgleichsenergie andererseits stellt das Umlagesystem daher prinzipiell Kostenneutralität und damit Kostenorientierung sicher. Dabei bleiben die aus § 22 Abs. 1 EnWG folgenden Verpflichtungen der Bilanzkreisnetzbetreiber bestehen. Sie müssen daher auch weiterhin Regelenergie nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren beschaffen, um eine möglichst preisgünstige Energieversorgung zu gewährleisten.

Hinsichtlich der Entgelte im Einzelnen sind die festgelegten Bilanzierungsregeln ebenfalls kostenorientiert. Sie knüpfen grundsätzlich an die individuellen Abweichungen der einzelnen Bilanzkreise und damit an die individuell zurechenbaren Kosten an. Lediglich die verbleibenden Restkosten werden über das Umlagesystem verteilt. Dabei bildet die Bezugnahme auf die Energiemengen der physischen Entnahmestellen, die in den jeweiligen Bilanzkreisen erfasst sind, ein sachgerechtes Schlüsselungskriterium. Mit der Zurechnung zu den physischen Entnahmestellen wird berücksichtigt, dass diese von der erhöhten Flexibilität profitieren, die ihnen die Tagesbilanzierung ermöglicht. Dies gilt nicht nur für SLP-Entnahmestellen, sondern grundsätzlich auch für RLM-Entnahmestellen.

Eine Ausnahme bildet lediglich die Gruppe derjenigen RLM-Entnahmestellen, die nicht an dem Umlagesystem teilnehmen. Diese Ausnahme ist jedoch gerechtfertigt, weil diese Gruppe stattdessen strikteren Regelungen hinsichtlich der untertägigen Strukturierung ihrer Lieferungen unterworfen ist. Daher verursachen sie entweder in geringerem Umfang Regelenergiebedarf oder aber sie haben hierfür bereits gesonderte Entgelte über die Strukturierungsbeiträge zu entrichten, ohne die sonst gewährten Toleranzen für RLM-Entnahmestellen nutzen zu können.

Die Beschlusskammer verkennt dabei nicht, dass die Entgeltbildung einschließlich des Umlagesystems im Hinblick auf die individuellen Entgelte nur eine Kostenorientierung, nicht aber eine kundenscharfe und strikte Zurechnung individuell verursachter Kosten leisten kann. Eine solche wäre indes auch bei keinem anderen Ausgleichssystem möglich. Vielmehr ist das Erfordernis einer Kostenorientierung unabhängig von dem gewählten System stets nur näherungsweise abbildbar, zumal es in Konkordanz mit den sonstigen Zielvorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes und der einschlägigen europarechtlichen Normen zu bringen ist. Wie im KEMA-Gutachten (S. 54 f.) überzeugend herausgearbeitet wird, ist eine vollständig verursachungsgerechte Zuschlüsselung der Regelenergiekosten auf die Ausgleichsenergieentgelte, die von den einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen zu zahlen sind, in komplexen Netzen aufgrund praktischer Restriktionen nicht möglich. Eine möglichst genaue Bilanzierung müsste aufgrund der endlichen Transportgeschwindigkeit des Gases zumindest die mittlere Transportzeit zu jedem Ausspeisepunkt berücksichtigen. Zudem müsste in einem perfekten Ausgleichsenergiesystem zwischen

geplanten und ungeplanten Abweichungen unterschieden werden. Während die geplante Einspeisung der geplanten Ausspeisung im Idealfall um eine gewisse Zeit vorangehen müsste, ist ein wirksamer Ausgleich bei ungeplanten Abweichungen erst mit einer zeitlichen Verzögerung möglich. Daher kann ein Bilanzierungssystem in der Praxis grundsätzlich nur eine Näherung zwischen der kurzfristigen Übereinstimmung der Ein- und Ausspeisung einzelner Transportkunden darstellen (KEMA-Gutachten, S. 56). Zudem müssten die sonstigen Netzeffekte, die sich aus Messungenauigkeiten, Stationsstillstandszeiten, Profilfehlern etc. ergeben könnten, auf individueller Basis herausgerechnet werden.

Schon die energiewirtschaftliche Ausgleichsleistung, die ein einzelner Transportkunde erbringen müsste, um keinen Einsatz von Regelenergie für das Gesamtsystem zu verursachen, kann in der Praxis nicht mathematisch präzise bestimmt werden. Das Bilanzierungssystem ist hierauf auch nicht angelegt, sondern vergrößert die Zusammenhänge durch die Zusammenfassung von räumlich, zeitlich und mengenmäßig unterschiedlichen Gasflüssen in einem Bilanzkreis. Dementsprechend können auch die Entgelte nur näherungsweise an individuellen Kosten orientiert sein, die den einzelnen Bilanzkreisen dafür zuzurechnen sind, dass sie Abweichungen beinhalten oder – über die Wahl der Bilanzierungsperiode oder ggf. eingeräumte Toleranzen – Flexibilitäten nutzen können.

4.2.2. Festlegung ist vereinbar mit dem Europarecht

Die Entscheidung zur Ausgestaltung des Standardvertrags einschließlich der Absenkung der Grenzen des Basisbilanzausgleichs auf Null und die von der Beschlusskammer festgelegten Veröffentlichungspflichten stehen schließlich im Einklang mit den europarechtlichen Bestimmungen. Dies gilt sowohl für die Vorgaben der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABl. EG Nr. L 176/57 vom 15.07.2003 (nachfolgend „GasRL“) als auch für die der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28.09.2005 über die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen, ABl. EG Nr. L 289/1 vom 03.11.2005 (nachfolgend „FernleitungsVO“).

(1) Nach Art. 8 Abs. 2 GasRL, der für Fernleitungsnetzbetreiber gilt, bzw. Art. 12 Abs. 5 GasRL, der für solche Verteilernetzbetreiber gilt, denen ein Ausgleich des Erdgasverteilersnetzes obliegt, müssen die von den Netzbetreibern festgelegten Ausgleichsregelungen objektiv, transparent und nichtdiskriminierend sein, einschließlich der Regelungen über die von den Netzbenutzern für Energieungleichgewichte zu zahlenden Entgelte. Die Bedingungen für die Erbringung dieser Leistungen durch die Fernleitungsnetzbetreiber einschließlich Regelungen und Tarife werden gemäß einem mit Art. 25 Abs. 2 GasRL zu vereinbarenden Verfahren in nichtdiskriminierender Weise und kostenorientiert festgelegt und veröffentlicht. Dabei obliegt es nach Art. 25 Abs. 2 lit. b) GasRL den Regulierungsbehörden, zumindest die Methoden zur Berechnung oder

Festlegung der Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen festzulegen oder zu genehmigen.

Nach Erwägungsgrund 15 der GasRL bedarf es zur Sicherstellung eines effektiven Marktzugangs für alle Marktteilnehmer, einschließlich neuer Marktteilnehmer, nichtdiskriminierender, kostenorientierter Ausgleichsmechanismen. Auf die Einhaltung dieser Maßstäbe sollen die nationalen Regulierungsbehörden aktiv hinwirken, soweit transparente Marktmechanismen in Ermangelung liquider Märkte für die Lieferung und den Bezug von Erdgas zur Deckung des Ausgleichsbedarfs fehlen. Gleichzeitig sollten geeignete Anreize gegeben werden, um die Einspeisung und Abnahme von Gas auszugleichen und das System nicht zu gefährden.

Diese Vorgaben und Ziele der GasRL sind durch die Vorschriften des EnWG und der GasNZV in nationales Recht umgesetzt worden. So finden sich insbesondere die Grundsätze der Nichtdiskriminierung, der Transparenz und der Kostenorientierung in § 23 EnWG wieder und werden, wie oben dargestellt, durch die vorliegende Festlegung in vollem Umfang gewahrt. Auch in formeller Hinsicht genügt die Entscheidung den sich aus Art. 25 Abs. 2 lit. b) GasRL ergebenden Voraussetzungen, da sie die maßgeblichen Bedingungen, Regelungen und Tarife bzw. Methoden zu deren Berechnung festlegt.

(2) Unmittelbar anwendbare Regelungen zur Ausgestaltung der Ausgleichssysteme enthält Art. 7 FernleitungsVO. Hierbei handelt es sich allerdings nur um Mindestvorgaben, da Art. 12 FernleitungsVO die Rechte der Mitgliedstaaten unberührt lässt, Maßnahmen beizubehalten oder einzuführen, die detailliertere Bestimmungen als die FernleitungsVO und die Leitlinien beinhalten. Um solche detaillierten Maßnahmen handelt es sich bei der vorliegenden Entscheidung.

Art. 7 FernleitungsVO richtet sich allerdings nur an die Fernleitungsnetzbetreiber, während die vorliegende Entscheidung einen umfassenderen Bereich regelt, indem sie für den Bilanzausgleich in den Marktgebieten gilt. Sie bezieht damit auch Verteilernetze innerhalb des Marktgebietes ein. Unabhängig davon hält sich die Festlegung innerhalb des durch Art. 7 FernleitungsVO gezogenen Rahmens.

Gemäß Art. 7 Abs. 1 FernleitungsVO werden die Ausgleichsregeln auf gerechte, nicht diskriminierende und transparente Weise konzipiert und beruhen auf objektiven Kriterien, wobei sie die tatsächlichen Netzerfordernisse unter Berücksichtigung der dem Fernleitungsnetzbetreiber zur Verfügung stehenden Ressourcen widerspiegeln. Diese Voraussetzungen entsprechen den Vorgaben des nationalen Rechts, die gemäß den Ausführungen hierzu gewahrt sind. So sind die Grundsätze der Nichtdiskriminierung und Transparenz explizit in § 23 EnWG enthalten. Der Maßstab der Objektivität und Gerechtigkeit entspricht der Voraussetzung der sachlichen Rechtfertigung, an denen die Ausgleichsregeln nach § 23 EnWG zu messen sind. Die von der Beschlusskammer festgelegten Bedingungen spiegeln auch die tatsächlichen Netzerfordernisse unter Berücksichtigung der dem Netzbetreiber zur Verfügung stehenden Ressourcen wider. Durch die Gestaltung der Ausgleichsentgelte einschließlich der Strukturierungsbeiträge und der

in diesem Zusammenhang gewährten Toleranzgrenzen wirken sie einer missbräuchlichen Ausnutzung der gewährten Flexibilitäten durch die Transportkunden entgegen, so dass die Systemintegrität gewahrt bleibt.

Art. 7 Abs. 2 FernleitungsVO enthält Vorgaben für den Fall, dass die Ausgleichssysteme nicht marktorientiert sind. Diese Vorschrift ist nicht einschlägig, da die von der Beschlusskammer festgelegten Regelungen marktorientiert sind. Sie knüpfen für die Bestimmung der Ausgleichsenergieentgelte einschließlich der Strukturierungsbeiträge gemäß § [11] Ziff. 3 Standardvertrag an liquide Märkte an. Als Referenzpreise werden für den jeweiligen Gastag nur solche aktuellen Preise zugelassen, die sich an großen europäischen Handelsmärkten ergeben. Auch die Beschaffung der Regelenergie, die nicht Gegenstand der vorliegenden Entscheidung ist und daher von ihr unberührt bleibt, hat gemäß § 22 Abs. 1 S. 1 EnWG nach marktorientierten Verfahren zu erfolgen.

Nach Art. 7 Abs. 3 S. 1 FernleitungsVO sind die Ausgleichsentgelte nach Möglichkeit kostenorientiert zu gestalten und bieten angemessene Anreize für die Netznutzer, ihre Ein- und Ausspeisung von Erdgas auszugleichen. Sie vermeiden Quersubventionen zwischen den Netznutzern und behindern nicht den Markteintritt neuer Marktteilnehmer. Auch diese Grundsätze entsprechen denen des nationalen Rechts und sind damit gewahrt, wie im dortigen Zusammenhang dargestellt. Der Grundsatz der Kostenorientierung ergibt sich bereits aus § 23 S. 2 EnWG. Das Erfordernis, angemessene Anreize zu setzen, wird insbesondere durch die Festlegung der Toleranzen und die Einführung der Strukturierungsbeiträge erfüllt. Dies entspricht zudem den Vorgaben der Ermächtigungsgrundlage des § 43 Abs. 2 S. 2 GasNZV.

Der Markteintritt neuer Marktteilnehmer wird nicht behindert, sondern im Gegenteil erleichtert, da das bisherige System der Stundenbilanzierung mit zehnpromzentigem Basisbilanzausgleich aufgrund der Portfolioeffekte Vorteile für die etablierten Lieferanten beinhaltete, die im neuen Ausgleichssystem nicht mehr in gleichem Umfang bestehen. Schließlich erfolgt auch keine Quersubventionierung zwischen einzelnen Nutzern. Soweit in den Stellungnahmen diese Gefahr für die Gruppe der Größtverbraucher, d.h. der RLM-Kunden mit einer Leistung von mehr als 300 MWh/h, adressiert wurde, hat sich die Beschlusskammer diese Kritik zu eigen gemacht und entschieden, die zur Anhörung gestellten Entwürfe zu überarbeiten. Zum einen wurden nunmehr auch für die Größtverbraucher Toleranzgrenzen eingeführt, die für die Strukturierungsbeiträge gelten. Zum anderen wurde in der nun vorliegenden Fassung der Festlegung nunmehr auch für die Größtverbraucher ein Wahlrecht vorgesehen, an dem allgemeinen Umlagesystem mit erweiterten Toleranzgrenzen teilzunehmen. Eine Benachteiligung der Größtverbraucher ist damit schon deshalb ausgeschlossen, weil diese sich an dem für sie – aufgrund ihrer prognostischen Abschätzung – günstigeren System beteiligen können. Es findet auch keine Quersubventionierung zwischen den sonstigen RLM-Entnahmestellen und SLP-Entnahmestellen statt. Beide Gruppen unterliegen prinzipiell den gleichen Regelungen. Dies gilt gleichfalls für die Strukturie-

rungsbeiträge, da gemäß § [13] Nr. 2 lit. b) Standardvertrag diese wie jene mit Abnahmeprofilen bilanziert werden, die rechnerisch auf Tagesbänder geglättet werden.

Nach Art. 7 Abs. 3 S. 3 FernleitungsVO werden die Methoden zur Berechnung der Ausgleichsentgelte sowie die endgültigen Tarife von den zuständigen Behörden oder ggf. dem Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht. Art. 7 Abs. 6 der FernleitungsVO ergänzt diese Veröffentlichungspflichten um aktuelle Angaben zu Online-Informationen über den Ausgleichsstatus der Netznutzer. Die von der Beschlusskammer festgelegten Veröffentlichungspflichten konkretisieren und ergänzen diese Vorgaben im Einklang mit der in Art. 12 eingeräumten Befugnis der Mitgliedstaaten, detailliertere Maßnahmen einzuführen.

Nach Art. 7 Abs. 4 FernleitungsVO können die Fernleitungsnetzbetreiber Strafentgelte von den Netznutzern erheben, deren Einspeisung nicht gemäß den in Abs. 1 genannten Ausgleichsregeln ausgeglichen ist. Diese Vorschrift ist nicht berührt, da es sich entgegen den in verschiedenen Stellungnahmen ausgedrückten Annahmen weder bei den Strukturierungsbeiträgen noch bei den asymmetrischen Preisen für den Ausgleich der Differenzmengen um Strafentgelte handelt. Dies ergibt sich schon daraus, dass es für ihre Erhebung weder auf ein Verschulden noch auf ein objektives Fehlverhalten des Bilanzkreisverantwortlichen ankommt.

Nach § [12] Standardvertrag hat der Bilanzkreisverantwortliche sicherzustellen, dass innerhalb seines Bilanzkreises die Gasmengen im Bilanzkreis möglichst ausgeglichen sind, und hierzu alle zumutbaren Anstrengungen zu unternehmen, um prognostizierbare Abweichungen zu vermeiden. Die Erhebung der asymmetrischen Ausgleichsentgelte ist aber nicht davon abhängig, ob eine ex post festgestellte Abweichung auf einem Prognosefehler oder einer gar schuldhaft verursachten Abweichung beruht. Vielmehr hängt sie ohne einen Rückbezug zu dieser Verpflichtung allein davon ab, ob eine Abweichung vorliegt, sei diese nun geplant oder ungeplant, vorsätzlich, fahrlässig oder schuldlos verursacht worden. Für die Strukturierungsbeiträge ergibt sich aus den Regelungen des Standardvertrags nichts anderes. Insoweit fehlt es bereits an einer § [12] Standardvertrag entsprechenden Verpflichtung der Bilanzkreisverantwortlichen, ihre Gasmengen untertäglich entsprechend einer bestimmten Prognose zu strukturieren. Weichen sie von den relevanten Stundenmengen unter Berücksichtigung der ggf. gewährten Toleranzen ab, stellt dies weder ein objektiv pflichtwidriges noch gar ein schuldhaftes Verhalten dar. Die hierfür anfallenden Strukturierungsbeiträge haben daher keinen Strafcharakter. Vielmehr setzen sie lediglich finanzielle Anreize dafür, sich im Einklang mit den Bedürfnissen des Gesamtnetzes zu verhalten. Dies wird besonders augenfällig durch die Regelung in § [13] Nr. 3 lit. (b) Standardvertrag: Danach ist der Bilanzkreisnetzbetreiber berechtigt, variable Strukturierungsbeiträge vorzusehen, deren jeweilige Höhe sich am Gesamtregelenergiebedarf des Marktgebietes orientiert. Die Strukturierungsbeiträge dienen damit einer strukturierten Einspeisung durch die Transportkunden, die in der Folge eine effiziente Beschaffung von Regelenergie durch den Bilanzkreisnetzbetreiber ermöglicht. Sie setzen Anreize, bestrafen aber kein Fehlverhalten.

Art. 7 Abs. 5 FernleitungsVO enthält weitere Vorgaben für Strafergelte. Danach werden Strafergelte, die die tatsächlich entstandenen Ausgleichskosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers übersteigen, bei der Tarifgestaltung in einer Weise berücksichtigt, die nicht das Interesse am Ausgleich mindert, und von den zuständigen Behörden genehmigt. Die Vorschrift ist vorliegend nicht anwendbar, da es sich bei den festgelegten zahlungsrelevanten Ausgleichsregelungen nicht um Strafergelte handelt. Hierauf kommt es letztlich aber nicht an, da auch in diesem Fall die vorliegende Festlegung dem formellen Erfordernis einer Genehmigung genügen würde und die materiellen Voraussetzungen der Norm gewahrt wären. Sämtliche Erlöse einschließlich derjenigen aus den asymmetrischen Entgelten für Differenzmengen sowie derjenigen aus den Strukturierungsbeiträgen sind in das kostenneutrale Umlagesystem einzustellen. Ferner sind die Ausgleichsentgelte gemäß § 23 S. 2 i.V.m. § 21 Abs. 2 EnWG auf der Grundlage einer effizienten Betriebsführung eines strukturell vergleichbaren Netzbetreibers kostenorientiert zu bilden. Damit werden den Bilanzkreisnetzbetreibern keine über die Maßstäbe des Art. 7 Abs. 5 FernleitungsVO hinausgehenden Entgelte zugestanden. Die Bemessung der Entgelte mindert, auch sofern sie als Strafergelte zu betrachten wären, nicht das Interesse am Ausgleich. Dies wäre nur der Fall, wenn sie zu niedrig wären und Anreize für eine Arbitrage gegen das Ausgleichssystem böten, was von keinem der Beteiligten vorgetragen wurde und auch angesichts der festgelegten Differenzierung zwischen Entgelten für negative und solchen für positive Ausgleichsenergie („Spreads“) fern läge.

Gemäß Art. 7 Abs. 7 FernleitungsVO haben schließlich die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber bemühen, die Ausgleichssysteme zu harmonisieren und die Strukturen und die Höhe der Ausgleichsentgelte zu straffen, um den Erdgashandel zu erleichtern. Diesem Anliegen kommt die vorliegende Entscheidung unmittelbar nach, da sie für die wesentlichen Bedingungen der Ausgleichssysteme vollständig harmonisierte Regelungen vorgibt und klare Grenzen für die Höhe der Ausgleichsentgelte setzt. Dabei wird insbesondere durch den Übergang zur Tagesbilanzierung der Erdgashandel erleichtert, da die Bilanzierungsperiode sich an den Gepflogenheiten des Gashandels orientiert.

4.3. Festlegung ist erforderlich und geboten

Die Festlegung ist erforderlich und geboten, weil das bisherige Bilanzierungsregime für viele Bilanzkreisverantwortliche und Transportkunden mit erheblichen Problemen verbunden ist und damit ein wesentliches Hindernis für das Entstehen hinreichenden Wettbewerbs im Markt darstellt. Zudem trägt die Festlegung zur Rechtssicherheit für Bilanzkreisnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche bei.

(1) Wie bereits oben dargestellt (siehe Abschnitt 4.1.1.), stimmt eine Abrechnung der Ausgleichsenergie auf stündlicher Basis weder mit den gaswirtschaftlichen und -technischen Gegebenheiten noch mit den langjährigen Gepflogenheiten an den deutschen und europäischen

Gasmärkten überein. Dort beruht der Handel fast ausschließlich auf Tagesprodukten. Schwierigkeiten für Transportkunden und Bilanzkreisverantwortliche resultieren dabei aus der kurzen Bilanzierungsperiode, weil der Stundenrhythmus eine aufwändige untertägige Strukturierung der Transporte mithilfe von Flexibilitätsinstrumenten erfordert. Diese stehen allen – insbesondere neuen – Marktteilnehmern aber nicht in ausreichendem Umfang zur Verfügung. Die Gutachter der KEMA kommen deshalb zu der zutreffenden Schlussfolgerung, dass „der Ansatz einer stündlichen Bilanzierung (...) ein wesentliches Hindernis für das Entstehen echten Wettbewerbs im Markt“ darstellt (KEMA-Gutachten, S. 102).

(2) Finanziell stark belastet werden die Bilanzkreisverantwortlichen ferner dadurch, dass in vielen Marktgebieten für den Erwerb von Gasmengen zum Ausgleich zu geringer Einspeisungen deutlich höhere Entgelte zu entrichten sind als für die Abgabe zuviel eingespeister Gasmengen von dem Bilanzkreisnetzbetreiber gezahlt werden. Diese Preisspreizung (Spread) bedeutet in einem System der Stundenbilanzierung für viele Bilanzkreisverantwortliche ein nicht unerhebliches Kostenrisiko. Gerade für neue Händler mit kleinen Handelsportfolien, die nur in geringerem Maße von Durchmischungseffekten in ihrem Bilanzkreis profitieren können, bedeutet das aktuelle Ausgleichsenergieentgeltsystem oftmals eine Hürde beim Zutritt zum Gasmarkt (vgl. insofern auch die Missbrauchsanträge in den Verfahren Az. BK7-07-015 und BK7-07-019).

(3) Eine erhebliche wirtschaftliche Belastung folgt für die Bilanzkreisverantwortlichen des Weiteren aus dem Umstand, dass einheitliche Marktregeln für die Bildung der Ausgleichsenergieentgelte bislang fehlen. Händler, die bundesweit tätig werden wollen, müssen sich daher derzeit auf bis zu 14 verschiedene Bilanzierungssysteme in den entsprechenden Marktgebieten einstellen und die damit verbundenen Prozessabläufe in ihren IT-Strukturen hinterlegen. Diese unterschiedlichen Regeln in den Marktgebieten (Bilanzzonen) resultieren aus den rudimentären Vorgaben zu den Ausgleichsleistungen in EnWG und GasNZV. Diese Vorgaben sind zweifellos ergänzungs- und konkretisierungsbedürftig mit der Folge, dass bisher jeder Bilanzkreisnetzbetreiber seine eigene Konkretisierung vorgenommen hat. Die vorliegende Festlegung beseitigt diesen Zustand und schafft einheitliche Bedingungen für ein Bilanzierungssystem in allen Marktgebieten.

(4) Es wäre sicherlich wünschenswert gewesen, einen vollständigen Bilanzkreisvertrag festzulegen (vgl. Stellungnahme SWM). Eine solche Festlegung hätte jedoch den Rahmen dieses Verfahrens gesprengt und damit den verfolgten Zeitrahmen gefährdet. Aufgrund der drängenden Probleme mit dem derzeit angewandten System war es für die Beschlusskammer vorrangig, ein neues System für das Angebot von Ausgleichsleistungen zum neuen Gaswirtschaftsjahr 01.10.2008 festzulegen. Hätte die Beschlusskammer einen vollständigen Bilanzkreisvertrag festlegen wollen, wären weitere Konsultationen mit Netzbetreibern und Netznutzern erforderlich gewesen. Auch hätte man den Bilanzkreisnetzbetreibern eine längere Frist für die Vorlage eines Standardangebots gewähren müssen. All dies hätte dazu geführt, dass eine Umsetzung des

neuen Modells um ein Jahr hätte verschoben werden müssen. Dies kam für die Beschlusskammer aus den genannten Gründen nicht in Betracht. Die Kammer behält sich aber vor, einen vollständigen Bilanzkreisvertrag zu einem späteren Zeitpunkt festzulegen bzw. die vorliegende Festlegung zu erweitern.

(5) Nicht zuletzt trägt das vorliegende Festlegungsverfahren zur Rechtssicherheit sowohl für Bilanzkreisnetzbetreiber als auch Bilanzkreisverantwortliche bei. Wie bereits erwähnt, waren vor der Beschlusskammer zwei Missbrauchsverfahren anhängig (Az. BK7-07-015 und BK7-07-019), die gegen das System von Ausgleichsleistungen von zwei Bilanzkreisnetzbetreibern gerichtet wurden. Diese Verfahren konnten zwar ohne eine förmliche Entscheidung beendet werden, jedoch verblieb gerade für Bilanzkreisnetzbetreiber die Unsicherheit, ob das von ihnen angewandte System den rechtlichen Vorgaben entspricht. Die konkretisierungsbedürftigen rechtlichen Vorgaben mussten bisher von den Bilanzkreisnetzbetreibern ohne gesicherte Maßstäbe aus der Bundesnetzagentur umgesetzt werden. Auch Bilanzkreisverantwortliche waren bisher unsicher darüber, ob sie den Forderungen der Bilanzkreisnetzbetreiber nachkommen müssen oder diese ggf. vor der Bundesnetzagentur anfechten können. Dieser Unsicherheit in einer wichtigsten Frage des Gasnetzzugangs ist mit der vorliegenden Festlegung die Grundlage entzogen.

(6) Ungeachtet aller Unterschiede in den entsprechenden Sachpositionen wird diese Einschätzung von nahezu allen Marktbeteiligten geteilt. Weder in der Anhörung am 05.03.2008 noch in den Stellungnahmen ist daran gezweifelt worden, dass das Festlegungsverfahren zu den Ausgleichsleistungen aus den vorgenannten Gründen erforderlich und geboten ist.

4.4. Konkrete Ausgestaltung der Festlegung ist fehlerfrei

Bei der Entscheidung zur Ausgestaltung der Festlegung hat die Beschlusskammer das ihr zustehende Auswahlermessen fehlerfrei ausgeübt. Die konkrete Ausgestaltung der in der Anlage 1 festgelegten Regelungen zum Standardvertrag eines Bilanzkreisvertrages Gas (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.) sowie die Festlegung zur Absenkung der Toleranzgrenze auf Null (siehe folgenden Abschnitt 4.4.2.) und der Auferlegung von Veröffentlichungspflichten (siehe folgenden Abschnitt 4.4.3.) sind ermessensfehlerfrei. Ebenfalls nicht zu beanstanden ist die Regelung eines Widerrufsvorbehalts (siehe folgenden Abschnitt 4.4.4.)

4.4.1. Festlegung zum Bilanzkreisvertrag (Tenor zu 1.)

Die Festlegung zum Bilanzkreisvertrag beinhaltet Regelungen zur Tagesbilanzierung (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.1.), zu den Entgelten für die vom Bilanzkreisnetzbetreiber bereitzustellende Ausgleichsenergie (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.2.), zu dem stündlichen Anreizsystem (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.3.) sowie zur Regel- und Ausgleichsenergieumlage (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.4.). Das von den Bilanzkreisnetzbetreibern vorgelegte Standardange-

bot vom 07.04.2008 sah weitere Regelungen vor, die von der Beschlusskammer nicht mit festgelegt wurden (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.5.).

4.4.1.1. System der Tagesbilanzierung (§§ [9, 10, 12] Standardvertrag)

In den folgenden Abschnitten werden die Festlegungen im Standardvertrag zum System der Tagesbilanzierung dargestellt (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.1.1.) und eingehend begründet (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.1.2.).

4.4.1.1.1. Regelungen im Standardvertrag

Die festgelegten Regelungen zum Standardvertrag sehen eine Tagesbilanzierung vor, d.h. die Bilanzierungsperiode für sämtliche Mengen ist ab dem 01.10.2008 der Gastag (§ [9] Ziff. 1 S. 1 Standardvertrag). Alle Einspeisungen und Ausspeisungen in einen Bilanzkreis innerhalb eines Tages werden folglich erst am Ende des Tages saldiert. Bilanzkreisverantwortliche/Transportkunden sind gemäß § 26 Abs. 1 GasNZV verpflichtet, innerhalb dieser Bilanzierungsperiode Ein- und Ausspeisungen durch geeignete Maßnahmen möglichst zeitgleich aneinander anzupassen (§ [9] Ziff. 1 S. 2, § [12] Standardvertrag). Soweit Ein- und Ausspeisungen am Ende des Gastages nicht übereinstimmen, gleicht der Bilanzkreisnetzbetreiber die Differenz durch positive oder negative Ausgleichsenergie aus (§ [9] Ziff. 2 S. 1 Standardvertrag).

Über das Standardangebot der Netzbetreiber hinaus waren aus Gründen der Klarstellung Regelungen zu den bilanzrelevanten Mengen aufzunehmen (§ [9] Ziff. 4 Standardvertrag). Damit ist eindeutig, dass die folgende Größen bilanzrelevant sind: Nominierungen für eine Reihe von Ein- und Ausspeisepunkten, Ist-Entnahmen bei gemessenen Letztverbrauchern (RLM-Entnahmestellen) sowie synthetische Standardlastprofile unter Berücksichtigung der Prognose-temperatur und analytische Standardlastprofile mit einem Zeitverzug von 48 Stunden. Gasmen- gen, die für Regelenergie bereitgestellt werden, sind nicht in die Bilanz aufzunehmen (§ [9] Ziff. 5 Standardvertrag).

Bei den Informationspflichten (§ [10] Standardvertrag) wurden lediglich die Pflichten geregelt, die der Bilanzkreisnetzbetreiber gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen hat. Danach hat der Bilanzkreisnetzbetreiber bilanzrelevante Mengen für RLM-Entnahmestellen an den Bilanzkreisverantwortlichen weiterzugeben, damit dieser etwaige Ungleichgewichte ausgleichen kann (§ [10] Ziff. 1 Standardvertrag). Ferner hat der Bilanzkreisnetzbetreiber den Saldo des Bilanzkreises dem Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich mitzuteilen (§ [10] Ziff. 2 S. 1 und 2 Standardvertrag). Eine Korrektur der endgültigen Werte um den Brennwert findet nicht statt (§ [10] Ziff. 2 S. 3 Standardvertrag).

Ein Abtausch von Differenzmengen zwischen Bilanzkreisen nach Ende der Bilanzierungsperiode („ex post-balancing“) ist grundsätzlich nicht mehr zulässig (§ [11] Ziff. 1 S. 2 Standardvertrag). Sollte der Bilanzkreisnetzbetreiber jedoch seine Informationspflichten nach § [10] Ziff. 1 nicht

erfüllen können, weil Ausspeisenetzbetreiber die entsprechenden Daten nicht rechtzeitig bereitstellen, ist der Bilanzkreisnetzbetreiber für einen Übergangszeitraum bis zum 01.04.2009 verpflichtet, dem Bilanzkreisverantwortlichen ein ex post-balancing zu ermöglichen.

4.4.1.1.2. Gründe

Der Übergang zur Tagesbilanzierung ist ein wesentlicher Schritt zu einer Verbesserung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung durch die Vereinfachung des Netzzugangs. Die Tagesbilanzierung ermöglicht den Lieferanten eine einfachere und besser prognostizierbare Versorgung ihrer Letztverbraucher und senkt damit das Risiko, dass es zu Bilanzabweichungen kommt. Ein effizienterer Netzzugang wird auch dadurch erreicht, dass die Optimierung der Einzelbilanz in der jeweiligen Stunde durch eine Gesamtoptimierung des Netzes ersetzt wird.

(1) Bisher sehen die Bilanzkreisnetzbetreiber in ihren Marktgebieten eine stündliche Bilanzierung vor. Diese kurze Bilanzierungsperiode zwingt die Bilanzkreisverantwortlichen dazu, ihre Bilanz in jeder Stunde innerhalb des Basisbilanzausgleichs (§ 30 Abs. 1 GasNZV) zu halten. Sofern ihnen das nicht gelingt, werden in jeder Stunde Ausgleichsenergieentgelte fällig. Bei stark schwankenden Gasentnahmen aus dem Netz innerhalb eines Tages (sog. strukturierten Ausspeisungen) müssen die Transportkunden folglich darauf achten, in jeder Stunde ihre Einspeisungen anzupassen. Diese Anpassung kann ihnen nur gelingen, wenn sie Flexibilitätsinstrumente einsetzen können. Diese Flexibilitätsprodukte sind jedoch nur schwer am Markt erhältlich. So werden in der Regel auf den Gashandelsmärkten Stundenprodukte gar nicht gehandelt. Auch sind Speicherdienstleistungen nicht ohne weiteres zu erhalten, weil diese zum großen Teil ausgebucht sind. Folglich beklagen gerade neue Marktteilnehmer die wettbewerbsbehindernden Wirkungen des stündlichen Bilanzierungssystems.

Da jeder Bilanzkreisverantwortliche lediglich seine Bilanz betrachtet, ist es möglich, dass einzelne Transportkunden Flexibilitätsinstrumente einsetzen und bezahlen, obwohl dies für das Gesamtnetz gar nicht erforderlich wäre. Zudem können Transportkunden Flexibilitätsinstrumente in jeweils entgegen gesetzte Richtungen einsetzen, so dass sich die netzseitigen Wirkungen aufheben, obwohl gaswirtschaftliche Leistungen erbracht werden und vergütet werden müssen. Eine stündliche Bilanzierung führt folglich zu volkswirtschaftlichen Ineffizienzen, da von Transportkunden Leistungen in das System eingebracht werden, die für das Netz teilweise nicht erforderlich sind und teilweise sogar kontraproduktiv wirken.

(2) Die Verlängerung des Bilanzierungszeitraumes bewirkt grundsätzlich, dass Lieferanten einen längeren Zeitraum (d.h. 24 h) zur Verfügung haben, um ihre Bilanz ausgleichen zu können. Auf kurzfristige ungeplante Abweichungen bei der Ausspeisung in einer Stunde kann der Lieferant z.B. durch Änderungen bei den Einspeisungen in einer anderen Stunde reagieren, so dass es am Ende des Tages nicht zu Bilanzabweichungen kommen muss. Insbesondere für die Belieferung von Haushaltskunden wird sich die Tagesbilanzierung vor allem deshalb belebend auf den

Wettbewerb auswirken, weil die bilanzrelevanten Mengen auf Grundlage der Standardlastprofile bereits am Tag vor der Belieferung feststehen. Etwaige Abweichungen z.B. aufgrund von Temperaturänderungen werden nicht bilanzwirksam, sondern sind Teil der vom Netzbetreiber einzusetzenden Regelenergie. Dies ist auch sachgerecht, da einerseits das Standardlastprofil ohnehin nur einen Näherungswert darstellt, der nicht der tatsächlichen Entnahme des Haushaltskunden entspricht. Das heißt eine Anpassung der Einspeisung an das Standardlastprofil führt nicht dazu, dass die tatsächliche Einspeisung der tatsächlichen Ausspeisung entspricht. Andererseits kann der Transportkunde selbst am Tage der Belieferung – also an dem Tag, an dem er die tatsächliche Temperatur kennt – nur noch eingeschränkt seine Einspeisung an die vermeintliche Ausspeisung anpassen. Jedenfalls wird ihm eine exakte stündliche Anpassung von Einspeisung und Ausspeisung nicht möglich sein, da auch eine Renominierung nach derzeitiger gaswirtschaftlicher Praxis nur mit einem Zeitverzug von 2h möglich ist.

Ein effizienterer Netzzugang wird nicht nur durch die Vereinfachung des Bilanzierungsregimes erreicht, sondern auch weil die Einzeloptimierung der Bilanz durch die Gesamtoptimierung des Netzes weitgehend abgelöst wird. Für den Bilanzkreisverantwortlichen werden – vorbehaltlich des stündlichen Anreizsystems (siehe unten, Abschnitt 4.4.1.3.) – untertägige Änderungen seiner Ein- oder Ausspeisungen nur noch dann sinnvoll sein, wenn damit Differenzmengen am Tagesende vermieden werden können. Die stündliche Anpassung von Ein- und Ausspeisung entfällt bei der Tagesbilanzierung. Die Strukturierungsleistung wird damit weitgehend von den Netzbetreibern zu erfüllen sein, die dafür vor allem ihren Netzpuffer einsetzen und ggf. auf externe Regelenergie zurückgreifen (siehe Anlage 2 Modellbeschreibung, Abschnitt 3.). Die Netzbetreiber werden diese untertägigen Strukturierungsleistungen aber aggregiert, d.h. nicht bezogen auf die einzelne Bilanz, sondern in Abhängigkeit der gesamten Gasmengen innerhalb des Marktgebietes einsetzen. Für die Netzbetreiber wird damit allein entscheidend sein, welche Notwendigkeiten sich aus dem Netzbetrieb ergeben. Dies führt zu einer effizienteren Abwicklung der untertägigen Strukturierung.

Eine Stärkung des Wettbewerbs wird zudem durch eine weitgehende Standardisierung der handelbaren Produkte an den Gasbörsen stattfinden. Die Liquidität an den Handelspunkten wird sich auf Tagesbandprodukte (bzw. längerfristige Produkte) konzentrieren.

(3) Die Vorteile der Tagesbilanzierung im Gegensatz zur Stundenbilanzierung werden auch in dem KEMA-Gutachten herausgehoben. Die Gutachter machen darin deutlich, dass der Übergang zur Tagesbilanzierung dem Gebot einer verursachergerechten Abrechnung entspreche und die Voraussetzungen für einen diskriminierungsfreien Netzzugang und damit die Schaffung eines echten Wettbewerbs erheblich verbessere. Der Schritt zur Tagesbilanzierung sei nicht nur gaswirtschaftlich geboten, sondern auch technisch möglich (KEMA-Gutachten, S. 103). Zwar sind die Gutachter nicht sicher, ob eine Umstellung der Bilanzierung zum nächsten Gaswirtschaftsjahr möglich sei. Diese Bedenken sind jedoch weder von den Bilanzkreisnetzbetreibern

bestätigt noch von anderen Marktteilnehmern mit überzeugenden Gründen vorgetragen worden. Vielmehr haben die Bilanzkreisnetzbetreiber in dem Erörterungstermin am 05.03.2008 deutlich gemacht, dass die von ihnen vorgeschlagenen Regelungen, die Basis für das von der Beschlusskammer entwickelte Grundmodell (Anlage 2) und damit dieser Festlegungsentscheidung sind, zum 01.10.2008 umsetzbar seien.

(4) Aufgrund der genannten positiven Wirkungen für den Wettbewerb haben sich zudem die europäischen Regulierungsbehörden dazu entschlossen, eine Präferenz für eine tägliche Bilanzierungsperiode auszusprechen:

“Where a balancing period is used, daily is preferred (unless a different period is specified in national law) and unless there are technical/operational reasons that mean that a different balancing period is necessary to ensure that the system can be balanced and/or for safety and security reasons.” (ERGEG Guidelines of Good Practice for Gas Balancing, GGPG, vom 06.12.2006, S. 5, Ziff. 1.7.).

Unter Berücksichtigung der nationalen Besonderheiten ist folglich eine Tagesbilanzierung immer dann vorzugswürdig, wenn diese netztechnisch realisierbar ist.

(5) Die Vorzüge einer Tagesbilanzierung werden auch von fast allen Marktteilnehmern in Deutschland anerkannt. Bereits in der Auftaktveranstaltung zur Diskussion eines neuen Regel- und Ausgleichsenergiemodells am 01.10.2007 waren sich nahezu alle Verbände einig, dass der Wechsel zur Tagesbilanzierung sinnvoll und möglich ist. Offen war lediglich, ob und in welchem Umfang man stündliche Elemente in das Tagesbilanzierungsregime einbauen sollte. Zudem war im Laufe der Diskussion umstritten, ob bestimmte Letztverbraucher (Industriekunden) in einem reinen Stundensystem verbleiben können. Diese Position wurde vom VIK noch in der Erörterung am 05.03.2008 und in seiner schriftlichen Stellungnahme (gemeinsam mit VDP und VCI) zum Standardangebot vertreten, da eine Quersubventionierung der Strukturierungskosten der Haushaltskunden durch Industriekunden befürchtet wurde. Alle anderen Netzbetreiber- und Netznutzerverbände sahen für alle Transportkunden einen Tagesbilanzausgleich vor, wobei die Ausgestaltung der stündlichen Elemente variierte.

(6) Die Beschlusskammer legt aus Klarstellungsgründen auch die bilanzrelevanten Mengen fest (§ [9] Ziff. 4 Standardvertrag). Diese waren im Standardangebot der Bilanzkreisnetzbetreiber nicht enthalten bzw. nur im Rahmen des stündlichen Anreizsystems erwähnt. Da sie jedoch auch und vor allem für die Tagesbilanzierung relevant sind, waren sie auch dort einzubringen.

Die Kammer hat die Einbringung von SLP-Werten in die Bilanzierung mit dieser Entscheidung festgelegt. Damit wird einer weiteren Ausgestaltung der SLP in einer weiteren Festlegung nicht vorgegriffen. Es obliegt damit weiterhin den Netzbetreibern (vgl. § 29 GasNZV), Standardlastprofile auszugestalten, den Entnahmestellen zuzuweisen und gemäß dieser Festlegung in die Bilanzierung einzubringen. Dies umfasst auch die Verpflichtung, die den Entnahmestellen

zugewiesenen Standardlastprofile im Rahmen des elektronischen Datenaustauschs einheitlich zu kennzeichnen und damit zur Anwendung zu bringen (vgl. § 23 GasNZV).

Bezüglich der Ausspeisungen von SLP-Entnahmestellen wurde mit der Festlegung deutlich gemacht, dass die Belieferung solcher Kunden nicht zu Abweichungsrisiken führen soll. Vielmehr soll für Bilanzkreisverantwortliche im Vorhinein feststehen, welche Einspeisemengen sie in die Bilanz einstellen müssen, um Differenzen mit den zu allozierenden SLP-Ausspeisemengen zu vermeiden. Sowohl für synthetische als auch für analytische SLP-Entnahmestellen ist nun sichergestellt, dass nachträglich keine Veränderung der in die Bilanz einzustellenden Werte vorzunehmen ist. Entgegen der Annahme von EnBW wird dies bei analytischen SLP durch den Zeitversatz um 48 h gewährleistet.

Soweit in den Stellungnahmen bemängelt wurde, dass die SLP ungenügend seien und damit die tatsächlichen Ausspeisungen von den SLP-Mengen erheblich abweichen würden (Stellungnahme Saar Ferngas, vgl. außerdem Stellungnahmen Trianel/KoM-Solution sowie BDEW, VKU, GEODE vom 20.05.2008), ist dies offensichtlich der Tatsache geschuldet, dass Ausspeisenetzbetreiber unzutreffende Lastprofile anwenden. Nach § 29 GasNZV sind Netzbetreiber verpflichtet, für die Entnahmestellen ihres Netzes Standardlastprofile zu entwickeln und zuzuweisen. Es ist deshalb primär Aufgabe der Netzbetreiber und nicht der Bundesnetzagentur, adäquate Standardlastprofile anzuwenden. Die zum Teil in den Vordergrund gestellten systematischen Abweichungen von Ein- und Ausspeisung durch den festgelegten Zeitversatz, führen in der Regel nicht zu netzrelevanten Differenzmengen. Relevante Differenzmengen könnten sich allenfalls dann ergeben, wenn z.B. erhebliche Temperaturschwankungen innerhalb kürzerer Zeit stattfinden. Diese sind jedoch äußerst selten und werden in nicht geringem Umfang durch die Wärmespeicherung von Gebäuden aufgefangen. Die Beschlusskammer verkennt jedoch nicht, dass es – ggf. nur während einer Übergangsphase – erforderlich sein kann, Standardlastprofile lediglich auf der Grundlage geeigneter Korrekturmaßnahmen in die Bilanz einzustellen. Dem steht der festgelegte Standardvertrag nicht entgegen. Sollte dies der Fall sein, ist jedoch darauf zu achten, dass Bilanzkreisverantwortliche und Transportkunden in jedem Fall vorab darüber informiert werden, mit welchem Korrekturfaktor die entsprechenden Standardlastprofile zu versehen sind, damit diese ihre Einspeisung entsprechend darauf einstellen können. Das gleiche gilt für die Ermittlung von bilanzrelevanten Mengen, bei denen die Anwendung des Zeitversatzes (analytischer Lastprofile) z.B. durch Wochenendwerte nicht zu sachgerechten Ergebnissen führen würde. Bei der Anwendung solcher Korrekturfaktoren ist zu gewährleisten, dass der Regelenenergiebedarf reduziert wird. Die Einzelheiten solcher Korrekturmaßnahmen sind mit der Beschlusskammer abzustimmen.

Zudem hat die Beschlusskammer vorgesehen, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet ist, zum Zwecke der Bilanzierung eigene Standardlastprofile anzuwenden, sofern der Ausspeisenetzbetreiber ihm keine Standardlastprofile zur Verfügung gestellt hat. Entgegen

einzelner kritischer Stellungnahmen (vgl. u.a. Trianel/KoM-Solution) ist diese Regelung dringend erforderlich. Ohne eine solche Regelung wäre nicht klar, mit welchen Werten SLP-Entnahmestellen in die Bilanz eingestellt werden, wenn Standardlastprofile vom Ausspeisenetzbetreiber weder entwickelt noch angewandt werden. Die Ausspeisenetzbetreiber haben es insoweit selbst in der Hand, dem Bilanzkreisnetzbetreiber ihre Standardlastprofile vorzugeben. Nur wenn sie dies nicht tun, kann und muss der Bilanzkreisnetzbetreiber eigene Standardlastprofile zum Zwecke der Bilanzierung anwenden. Das originäre Recht und die – ggf. im Wege des Schadensersatzes zu sanktionierende – Pflicht der Ausspeisenetzbetreiber, Standardlastprofile für ihren Netzbereich zu entwickeln und anzuwenden, bleiben hierdurch unberührt.

(7) Die Festlegung zu § [12] Standardvertrag, nach der der Bilanzkreisverantwortliche verpflichtet ist, Differenzmengen am Ende der Bilanzierungsperiode zu vermeiden, entspricht der Vorgabe in § 26 Abs. 1 GasNZV. Im Vergleich zum von den Bilanzkreisnetzbetreibern vorgelegten Standardangebot war das Wort „möglichst“ einzufügen, da diese Einschränkung der verordnungsrechtlichen Regelung entspricht.

(8) Die Festlegung der in § [10] Ziff. 1 Standardvertrag geregelten untertägigen Informationspflicht des Bilanzkreisnetzbetreibers gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen ist sinnvoll, da die Bilanzkreisverantwortlichen so in die Lage versetzt werden, mögliche Ungleichgewichte in ihren Bilanzen zu vermeiden oder auszugleichen. Die darüber hinaus geregelte Pflicht des Bilanzkreisnetzbetreibers, dem Bilanzkreisverantwortlichen den Saldo unverzüglich nach dem Erhalt der Daten vom Ausspeisenetzbetreiber mitzuteilen, ist ebenfalls angemessen, da der Bilanzkreisverantwortliche auf diese Weise die Korrektheit der Daten prüfen und sich auf die entsprechende Bilanzkreisabrechnung einstellen kann. Im Übrigen ergibt sich die Verpflichtung zur Übermittlung solcher Informationen bereits aus Art. 7 Abs. 6 FernleitungsVO bzw. § 31 Abs. 2 S. 4 GasNZV und ist auch bereits in § 23 Ziff. 5 und 6 Anlage 3 KoV (Stand 25.04.2007) geregelt. Eine zusätzliche Belastung ist somit nicht gegeben.

(9) In § [10] Ziff. 2 S. 3 Standardvertrag wurde klargestellt, dass für die Bilanzierung weder die vorläufigen noch die endgültig zugeordneten Mengen nachträglich um den Brennwert zu korrigieren sind (vgl. auch Stellungnahme Saar Ferngas). Vielmehr muss der Bilanzkreisverantwortliche sowohl bei RLM-Entnahmestellen als auch bei SLP-Entnahmestellen vorab wissen, auf welchen Brennwert er sich ausspeiseseitig einstellen muss. Eine nachträgliche Änderung der Werte aufgrund eines veränderten Brennwertes hätte zur Folge, dass dem Bilanzkreisverantwortlichen bilanzielle Risiken zugeordnet werden, die er nicht beeinflussen kann. Da sich etwaige Änderungen der Brennwerte ohnehin nur in einem kleinen Bereich ereignen und sich diese Abweichungen (nach oben bzw. nach unten) statistisch weitgehend aufheben dürften, ist es sachgerecht, auch die endgültige Bilanzkreisabrechnung nicht mit brennwertkorrigierten Daten vorzunehmen.

(10) Aufgrund der in vielen Stellungnahmen thematisierten Probleme mit der Datenbereitstellung durch die Ausspeisenetzbetreiber (vgl. u.a. Gas-Union, GdF Energy, GUT, Shell, Thüga, VKU, VNG) hat sich die Kammer zu der folgenden Übergangslösung entschlossen: Ein Abtausch von Differenzmengen zwischen Bilanzkreisen nach Ende der Bilanzierungsperiode („ex post-balancing“) ist weiterhin bis zum 01.04.2009 vom Bilanzkreisnetzbetreiber zu ermöglichen, wenn der Bilanzkreisnetzbetreiber seine Informationspflichten deshalb nicht erfüllen kann, soweit Ausspeisenetzbetreiber die erforderlichen Daten noch nicht rechtzeitig bereitstellen. Diese Übergangslösung soll sicherstellen, dass die Informationsdefizite nicht zu Lasten der Bilanzkreisverantwortlichen gehen. Die Möglichkeit des ex post-balancing kann in der Übergangsphase die mangelnde Datenqualität kompensieren, da Bilanzkreisverantwortliche den Ausgleich ihrer Bilanz nicht zwangsläufig nur untertägig, sondern auch nach dem Ende der Bilanzierungsperiode vornehmen können.

Die Beschlusskammer hat Verständnis dafür, dass die Datenbereitstellung für Ausspeisenetzbetreiber mit einem nicht vernachlässigbaren Aufwand verbunden ist. Auf der anderen Seite kann kein Bilanzierungssystem ohne die Daten der Ausspeisenetzbetreiber auskommen. Die zeitnahe Bereitstellung ist für die Abwicklung des Netzzugangs elementar und stellt – sollte diese nicht gewährleistet werden – ein ernsthaftes Wettbewerbshindernis dar. Nicht zuletzt aus diesem Grund sind die Netzbetreiber bereits seit 2005 verpflichtet (§ 33 GasNZV), die Daten unverzüglich bereitzustellen. Die Kammer sieht deshalb die Probleme bei der Datenbereitstellung als lösbares Übergangsphänomen an.

Sollten Ausspeisenetzbetreiber auch nach Auslaufen der Frist bis zum 01.04.2009 ihrer Verpflichtung nicht nachkommen, wird die Beschlusskammer nicht zögern, entsprechende Aufsichtsverfahren einzuleiten. Zudem könnten sich Bilanzkreisverantwortliche und Transportkunden mit ihren zivilrechtlichen Ansprüchen (u.U. auch Schadensersatzansprüchen) ggf. unmittelbar an die Ausspeisenetzbetreiber wenden.

Die Besorgnis von Bilanzkreisnetzbetreibern (vgl. Stellungnahme BEB), sie würden für die schlechte Datenqualität der Ausspeisenetzbetreiber haftbar gemacht werden, wird von der Beschlusskammer nicht geteilt. Die entsprechenden Verpflichtungen des Bilanzkreisnetzbetreibers gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen sind ausdrücklich so formuliert, dass er die vom Ausspeisenetzbetreiber ermittelten Daten lediglich weiterleitet. Sollten ihm solche Daten nicht vorliegen, weil Ausspeisenetzbetreiber ihre Verpflichtungen nicht erfüllen, trifft ihn jedenfalls kein Verschulden. Im Übrigen könnte auch er ggf. Ansprüche gegen die betroffenen Ausspeisenetzbetreiber geltend machen.

4.4.1.2. Entgelte für Ausgleichsenergie (§ [11] Standardvertrag)

In den folgenden Abschnitten werden die Festlegungen im Standardvertrag zu den Ausgleichsenergieentgelten dargestellt (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.2.1.) und begründet (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.2.2.).

4.4.1.2.1. Regelungen im Standardvertrag

Negative Ausgleichsenergie wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber zur Verfügung gestellt, wenn der Bilanzkreis eine Überspeisung ausweist, d.h. wenn mehr Gas ein- als ausgespeist wurde (§ [11] Ziff. 2 S. 1 Standardvertrag). Toleranzen werden nicht gewährt (§ [11] Ziff. 2 S. 3 Standardvertrag). In diesem Fall nimmt der Bilanzkreisnetzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen rein bilanziell die überschüssige Gasmenge ab. Positive Ausgleichsenergie wird dagegen vom Bilanzkreisnetzbetreiber zur Verfügung gestellt, wenn der Bilanzkreis eine Unterspeisung ausweist, d.h. wenn weniger Gas ein- als ausgespeist wurde (§ [11] Ziff. 2 S. 2 Standardvertrag). In diesem Fall stellt der Bilanzkreisnetzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen rein bilanziell die fehlende Gasmenge zu Verfügung.

Für den Einsatz von positiver und negativer Ausgleichsenergie erhebt bzw. zahlt der Bilanzkreisnetzbetreiber Ausgleichsenergieentgelte (§ [9] Ziff. 2 S. 2, § [11] Ziff. 2 Standardvertrag). Ausgangspunkt hierfür sind Referenzpreise an vier liquiden nationalen und internationalen Handelsplätzen (§ [11] Ziff. 3 Standardvertrag). Der Preis für positive Ausgleichsenergie ergibt sich aus dem zweithöchsten Kaufpreis der Referenzpreise und einer Multiplikation mit dem Faktor 1,1. Der Preis für negative Ausgleichsenergie wird gebildet aus dem zweitgeringsten Verkaufspreis der Referenzpreise, dieser Preis wird mit 0,9 multipliziert (§ [11] Ziff. 3 Standardvertrag).

4.4.1.2.2. Gründe

Grundlage der Festlegung zu den Ausgleichsenergieentgelten war der Zielkonflikt, die Entgelte einerseits ausreichend hoch auszugestalten, damit Bilanzkreisverantwortliche keinen Anreiz haben, Ausgleichsenergie zur regulären Beschaffung zu nutzen und andererseits ausreichend niedrig festzusetzen, damit von ihnen keine marktverschließenden und wettbewerbsbehindernden Effekte ausgehen.

(1) Den Ausgangspunkt für die Überlegungen zu den Ausgleichsenergieentgelten bildet die Funktion des Ausgleichsenergiesystems im Rahmen des allgemeinen Netzzugangs. Für die Ausgeglichenheit der Bilanz ist primär der Bilanzkreisverantwortliche selbst verantwortlich (vgl. § 26 Abs. 1 GasNZV). Erst wenn dieser Ausgleich dem Bilanzkreisverantwortlichen nicht gelingt, muss der Netzbetreiber Ausgleichsenergie zur Verfügung stellen. Dem Ausgleichsenergiesystem kommt folglich eine dienende Funktion zu. Es kommt immer erst dann zum Einsatz, wenn es dem primär Verantwortlichen nicht gelungen ist, Differenzmengen zu vermeiden. Dies

ist auch sachgerecht, weil Netzbetreiber nicht die Portfolien der Händler optimieren und damit in eine eigenständige Händlerrolle gedrängt werden sollen. Zudem können bewusste Abweichungen von Ein- und Ausspeisungen und damit der bewusste Bezug von Ausgleichsenergie zur Erhöhung der Kosten des Gesamtsystems durch den zusätzlichen Einsatz von Regelenergie führen.

Diese Grundkonstellation war bei der Festlegung der Gestaltung der Ausgleichsenergieentgelte zu berücksichtigen. Dies bedeutet konkret, dass die Entgelte ausreichende Anreize dafür geben müssen, dass der Bilanzkreisverantwortliche seinen Gaseinkauf bzw. -verkauf nicht über die Ausgleichsenergie optimiert oder gar organisiert. Vielmehr müssen die Entgelte Anreize dafür geben, Handelsaktivitäten über die Handelsmärkte abzuwickeln. Hierdurch werden die Bilanzkreisverantwortlichen zu korrekten Planungen und Prognosen angehalten, auf die sich die Netzbetreiber bei der Steuerung ihrer Netze verlassen können.

Auch aus diesem Grund hat sich die Kammer entschlossen, die Entgelte für die Ausgleichsenergie an einen Korb von Referenzpreisen an vier liquiden Handelsplätzen zu koppeln. An den vier Handelsplätzen (*Title Transfer Facility* in den Niederlanden, *National Balancing Point* in Großbritannien, *Zeebrugge Hub* in Belgien und E.ON Gastransport Virtueller Handelspunkt H-Gas) bildet der jeweils zweitgeringste Verkaufs- und der zweithöchste Kaufpreis die Grundlage für die Entgeltbildung. Vom Verkaufspreis werden 10% abgezogen und dem Kaufpreis werden 10 % aufgeschlagen. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Preise an den Handelsplätzen stets günstiger als diejenigen Entgelte sind, die der Bilanzkreisverantwortliche für die Ausgleichsenergie entrichten muss bzw. vergütet bekommt.

Für die Wahl eines asymmetrischen Preissystems, d.h. eines Systems mit unterschiedlichen Preisen für negative und für positive Ausgleichsenergie (auch „2-Preis-System“ genannt), war vor allem die Länge der Bilanzierungsperiode ausschlaggebend. Aufgrund der Abschaffung der stündlichen Bilanzierung wäre ein symmetrisches Preissystem unter Anbindung an die Regelenergiekosten nicht zielführend gewesen. Mit der Länge der Bilanzierungsperiode steigt die Wahrscheinlichkeit, dass einzelne Bilanzkreise für eine vermeintliche Reduzierung der systemweiten Abweichung belohnt werden, obwohl sie u.U. zu der Notwendigkeit des Einsatzes von Regelenergie beigetragen haben (vgl. KEMA-Gutachten, S. 61). Hierin liegt ein maßgeblicher Unterschied zu den Ausgleichsregelungen im Elektrizitätsbereich, denen andere physikalische Gesetzmäßigkeiten unterliegen.

(2) Neben der gewollten Anreizwirkung der Ausgleichsenergieentgelte ist andererseits zu gewährleisten, dass von diesen Entgelten keine marktverschließenden und wettbewerbsbehindernden Wirkungen ausgehen. Dieser Aspekt ist von besonderer Relevanz, weil gerade die Höhe der bisherigen Ausgleichsentgelte zu einer Reihe von Beschwerden von Netznutzern geführt hat. In den besonderen Missbrauchsverfahren BK7-07-015 und BK7-07-019 hatten die

Beschwerdeführer vor allem vorgetragen, dass die Entgelte unangemessene Aufschläge enthielten.

Wettbewerbsbehindernde Wirkungen gehen von hohen Ausgleichsenergieentgelten im Zweifel immer dann aus, wenn sie vor allem neue Marktteilnehmer mit in der Regel kleineren Portfolios treffen. Unter neuen Marktteilnehmern sind jedoch nicht nur neue Teilnehmer auf dem deutschen Markt insgesamt zu verstehen, sondern auch solche, die ihr herkömmliches Liefergebiet verlassen wollen, sofern dies in einem anderen Marktgebiet liegt. Diesen neuen Marktteilnehmern wird der Markteintritt erschwert, wenn sie hohe Belastungen durch Ausgleichsentgelte befürchten müssen. Zwar haben auch sie grundsätzlich Zugang zu Flexibilitätsinstrumenten, jedoch ergeben sich bei der Belieferung von Letztverbrauchern unvorhergesehene und unausweichliche Abweichungen, die auch durch den Einsatz von Flexibilitätsinstrumenten nicht vermieden werden können (vgl. KEMA-Gutachten, S. 105). Etablierte Marktteilnehmer haben dagegen in der Regel größere Portfolios, die Einzelabweichungen wegen Durchmischungseffekten weniger Relevanz verleihen. Gerade in Verbindung mit einer an der Größe des Portfolios ausgerichteten Toleranzgrenze kann dies dazu führen, dass etablierte Teilnehmer keine Entgelte zahlen müssen und neue Marktteilnehmer unverhältnismäßig stark herangezogen werden. So bemessene Entgelte können zudem keine Anreizwirkung entfalten, da jedenfalls diese Abweichungen unvorhersehbar und unvermeidlich sind und der Bilanzkreisverantwortliche folglich sein Verhalten nicht an den ihm gegebenen Anreizen ausrichten kann.

Die Beschlusskammer hat sich zu einer Preisspreizung von +/- 10 % ($\times 0,9$ bzw. $\times 1,1$) bezogen auf den zweithöchsten/zweitniedrigsten Preis entschieden, da ihr diese angemessen aber auch ausreichend erscheint. Die Höhe der Spreizung führt zu einem deutlich niedrigeren Entgeltniveau, zumal die bisherigen Entgelte auf eine stündliche Bilanzierungsperiode – unter Berücksichtigung der Toleranzgrenzen – berechnet wurden.

(3) Die Beschlusskammer ist weder dem Vorschlag der Bilanzkreisnetzbetreiber in ihrem Standardangebot gefolgt, den jeweils geringsten Verkaufs- und höchsten Kaufpreis heranzuziehen noch hat sie sich dazu entschlossen, die Preisspreizung von +/- 10 % zu verändern. Der von den Bilanzkreisnetzbetreibern befürchteten Gefahr von Arbitrage sieht die Beschlusskammer durch den Zu- und Abschlag von 10 % auf die entsprechenden Verkaufs- und Kaufpreise ausreichend begegnet. In einer Reihe von Stellungnahmen (vgl. GEODE, MVV, Shell) wurde diese „Rückkehr“ zum Grundmodell vom 20.03.2008 gefordert. Zugleich gab es Überlegungen, ob nicht die von der Beschlusskammer vorgesehene Spreizung von +/- 10 % abzusenken wäre. So haben die Verbände BDEW, VKU, GEODE in ihrem Konzept („Änderungsfassung vom 14.03.2008“) nur eine Spreizung von +/- 3 % vorgesehen.

Durch die Referenz auf den zweitgeringsten bzw. zweithöchsten Preis soll verhindert werden, dass Preissprünge auf einzelnen Märkten, die sich auf den anderen Referenzmärkten nicht in gleicher Weise widerspiegeln, unmittelbar auf den Ausgleichsenergiepreis in Deutschland

durchschlagen (vgl. zu dieser Befürchtung auch die Stellungnahme des bne). Aus diesem Grund erscheint die Wahl dieses Preismodells auch vorzugswürdig. Die etwas höhere Preisspreizung soll Arbitragegeschäften (mit oder gegen den geringsten bzw. höchsten Preis) wirksam begegnen. Die Beschlusskammer hat sich bewusst dafür entschieden, die Preisspreizung zunächst im oberen Bereich anzusiedeln, um die Auswirkungen des neuen Systems aus sicherer Warte beobachten zu können, ohne dass eine akute Gefahr von Arbitrage besteht.

Um der Gefahr von Arbitrage wirksam zu begegnen, hat sich die Kammer auch gegen eine Durchschnittspreisbildung und eine Mittelwertbildung entschieden (vgl. u.a. Stellungnahmen von BEB, bne). Beide Möglichkeiten könnten dazu führen, dass hohe Tagesausschläge auf einzelnen Märkten dazu genutzt würden, um Ausgleichsenergie bewusst in Anspruch zu nehmen, um diese Energie auf den entsprechenden Märkten zu verkaufen bzw. einzukaufen. Ein solches Verhalten würde der dienenden Funktion des Systems von Ausgleichsleistungen zuwiderlaufen und zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Erhöhung der Gesamtkosten führen.

(4) Die Kammer hat sich bewusst gegen eine strenge Bindung der täglichen Ausgleichsenergieentgelte an die Regelenergiekosten entschieden (vgl. auch die entgegengesetzte Stellungnahme des bne). Dabei ist mittelfristig ein Gleichlauf zwischen den Erlösen aus Ausgleichsenergieentgelte und den Kosten der Regelenergie über das Umlagesystem gewährleistet. Eine solche Bindung der Ausgleichsenergieentgelte an die untertägig entstehenden Kosten wäre hingegen nicht verursachungsgerecht und würde zu intransparenten Entgelten führen. Der Einsatz von externer Regelenergie hängt von vielen Faktoren ab, die von den einzelnen Transportkunden überhaupt nicht zu beeinflussen sind. Folglich wüssten sie auch nicht, ob und in welchem Umfang Ausgleichsenergieentgelte auf sie zukommen. Häufig wäre es Zufall, ob die Bilanzkreisverantwortlichen Entgelte zu zahlen haben, da aufgrund der Netzpufferung der Bilanzkreisnetzbetreiber beim Einsatz von externer Regelenergie einen nicht unerheblichen Spielraum hat. Darüber hinaus würde ein solches System zur Arbitrage einladen, da Transportkunden mit einer gewissen Netzkenntnis gegen den Einsatz von Regelenergie spekulieren könnten. Sollten dies viele Transportkunden tun, würde dies erst den Bedarf nach externer Regelenergie generieren, deren Mehrkosten von allen Bilanzkreisverantwortlichen getragen werden müssten.

(5) Ein großer Vorteil des festgelegten Entgeltsystems liegt in seiner Flexibilität. Soweit und sobald sich Anpassungen als notwendig erweisen werden (z.B. weil die Preisspreizung unangemessen groß oder zu gering ist), können diese Änderungen relativ einfach ohne Veränderungen am Gesamtsystem nach einer nochmaligen Festlegung umgesetzt werden. Zudem bietet die Festlegung mit § [11] Ziff. 3 Abs. 3 Standardvertrag ein flexibles Instrument, damit Bilanzkreisnetzbetreiber auf aktuelle Entwicklungen rasch reagieren können. So kann es vorkommen, dass Preise an einzelnen Handelsplätzen lediglich auf lokal begrenzte und kurzfristige Ereignisse (z.B. zeitweiliger Ausfall einer Verbindungsleitung) reagieren. In diesem Fall können sich die Gashandelspreise abrupt verändern, ohne dass dies Auswirkungen auf die deutschen Aus-

gleichsenergieentgelte haben muss, weil die Anreize für die Vermeidung von Differenzen auch ohne Berücksichtigung lokaler Verwerfungen erhalten bleiben. In einem solchem Fall könnten Bilanzkreisnetzbetreiber nach vorheriger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur z.B. einzelne Referenzpreise aus dem Korb entfernen. Schließlich erlaubt die Festlegung auch, dass weitere liquide Handelsplätze in den Korb der Referenzpreise aufgenommen werden.

(6) Schließlich entspricht die Festlegung zu den Ausgleichsenergieentgelten in ihren Grundzügen den Vorschlägen der Verbände BDEW, VKU und GEODE vom 19.03.2008. Die Verbände hatten sowohl eine asymmetrische Preisgestaltung als auch die Kopplung an liquide Gashandelsmärkte vorgeschlagen, solange jedenfalls keine liquiden und transparenten *Within-day*-Handelsmärkte bestehen. Zwar haben die Verbände lediglich einen Auf- bzw. Abschlag von 3 % vorgesehen, dieser erschien der Beschlusskammer jedoch als zu niedrig, um eine ausreichende Anreizwirkung zu entfalten. Um der Gefahr von Fehlanreizen zu begegnen, hat die Kammer zunächst bewusst einen höheren Wert gewählt, zumal das neue Preissystem mit der für den gesamten deutschen Markt neuen längeren Bilanzierungsperiode eines Gastages einhergeht. Sollte sich der nun festgelegte Auf- bzw. Abschlag als nicht zielführend erweisen, wird die Beschlusskammer aufgrund der Erfahrungen mit dem neuen System eine Neubewertung vornehmen und ggf. eine Modifizierung in Betracht ziehen.

4.4.1.3. Stündliches Anreizsystem (§ [13] Standardvertrag)

Die folgenden Abschnitte erläutern die Festlegungen des Standardvertrages zum stündlichen Anreizsystem (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.3.1.) sowie die für seine Ausgestaltung maßgeblichen Gründe (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.3.2.).

4.4.1.3.1. Regelungen im Standardvertrag

(1) Ergänzend zur Tagesbilanzierung tritt ein stündliches Anreizsystem. Dieses betrachtet für jede Stunde des Gastags die Mengen an allen physischen und virtuellen Ein- und Ausspeisepunkten (§ [13] Ziff. 1 S. 1 Standardvertrag). Die relevanten Mengen werden miteinander saldiert. Verbleiben Differenzen (sog. Stundenabweichungen), hat der Bilanzkreisverantwortliche hierfür an den Bilanzkreisnetzbetreiber einen Strukturierungsbeitrag in EUR/MWh zu zahlen.

(2) Zur Ermittlung der Stundenabweichungen bildet der Bilanzkreisnetzbetreiber zunächst die Summe aller auf den Bilanzkreis entfallenden stündlichen Einspeisemengen. Daneben addiert er alle relevanten stündlichen Ausspeisemengen des Bilanzkreises, d.h. es erfolgt sowohl auf der Einspeiseseite als auch auf der Ausspeiseseite ausschließlich eine Summenbetrachtung. Der Bilanzkreisnetzbetreiber saldiert die beiden Summen und ermittelt so die gegebenenfalls verbleibende Stundenabweichung.

Für die Ermittlung der in die Stundenbetrachtung einzubeziehenden Gasmengen sind drei Gruppen von Ein- und Ausspeisepunkten voneinander zu unterscheiden. Je nach Fallgruppe

folgt die Mengenermittlung unterschiedlichen Regeln. Um eine transparente Abwicklung des Anreizsystems zu ermöglichen, ist für jeden Punkt bei der Einbringung in den Bilanzkreis sowie beim Datenaustausch zwischen den Beteiligten deutlich und in einem massengeschäftstauglichen elektronischen Format zu kennzeichnen, zu welcher Fallgruppe dieser gehört. Dies haben zutreffend auch GEODE und VKU in ihren Stellungnahmen hervorgehoben.

(3) Die erste Fallgruppe bilden die Ein- und Ausspeisepunkte, denen aufgrund ihrer Auslegung und Lastcharakteristik besondere Bedeutung für die Netzstabilität zukommt (§ [13] Ziff. 2 lit. (a) Standardvertrag). Zu diesen Punkten gehören zum einen Ein- und Ausspeisepunkte an der Grenze zu anderen Staaten oder Marktgebieten, Ein- und Ausspeisepunkte an Speichern, virtuelle Ein- und Ausspeisepunkte sowie Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen.

Zum anderen können auch Ausspeisepunkte an RLM-Entnahmestellen zu Großverbrauchern in diese Fallgruppe einbezogen werden (sog. „Großverbraucher ohne Tagesband“): RLM-Entnahmestellen mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von mehr als 300 MWh/h gehören dieser Gruppe an, wenn der Bilanzkreisverantwortliche dies auf Veranlassung des Transportkunden nicht ausdrücklich gegenüber dem Bilanzkreisnetzbetreiber ausgeschlossen hat. In diesem Fall folgen die betroffenen RLM-Entnahmestellen in dem stündlichen Anreizsystem den Regelungen der zweiten Fallgruppe (s.u.). Der vom Bilanzkreisverantwortlichen erklärte Ausschluss ist für den Bilanzkreisnetzbetreiber verbindlich, es sei denn dieser weist unverzüglich nach, dass eine Zuordnung der Entnahmestelle zu der zweiten Fallgruppe zu einer unzumutbaren Beeinträchtigung der Systemstabilität führen würde. Ausspeisepunkte an RLM-Entnahmestellen mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von weniger als 300 MWh/h werden dagegen nur dann einbezogen, wenn der Bilanzkreisverantwortliche dies auf Veranlassung des Transportkunden ausdrücklich gegenüber dem Bilanzkreisnetzbetreiber gefordert hat. Von den oben genannten Wahlrechten können Transportkunden jeweils nur einen Monat vor Beginn der Umlageperiode nach § [15] Standardvertrag oder im Falle des Wechsels des Lieferanten Gebrauch machen.

Für die genannten Punkte gehen die stündlich im Bilanzkreis allokierten Mengen in die Stundenbetrachtung ein. Bezogen auf diese Fallgruppe erhält der Bilanzkreisverantwortliche für die nach der Saldierung aller relevanten Mengen verbleibenden Stundenabweichungen eine Toleranz von +/- 2 % derjenigen gemessenen stündlichen Mengen, die an die „Großverbraucher ohne Tagesband“ ausgespeist worden sind. Dies gilt jedoch nicht für Ausspeisemengen an RLM-Entnahmestellen, für die ein Nominierungsersatzverfahren zur Anwendung kommt. An der Regel- und Ausgleichsenergieumlage gemäß § [15] Standardvertrag (vgl. dazu im einzelnen unten Abschnitt 4.4.1.4) sind die Bilanzkreisverantwortlichen hinsichtlich der an den Punkten dieser Fallgruppe ein- und ausgespeisten Mengen nicht beteiligt.

(4) Die zweite Fallgruppe erfasst alle Ausspeisepunkte an RLM-Entnahmestellen, die nicht der ersten Fallgruppe angehören (§ [13] Ziff. 2 lit. (b) Standardvertrag). Für diese sog. „Großverbraucher mit Tagesband“ fließt der stündliche Anteil der gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilten täglichen Ist-Entnahmemenge („Tagesband“) in die stündliche Anreizbetrachtung ein. Der Bilanzkreisverantwortliche erhält in der stündlichen Betrachtung für seinen Bilanzkreis eine Toleranz in Höhe von 15 % der auf diese Gruppe entfallenden Stundenmengen, soweit diese nicht einem Nominierungsersatzverfahren unterliegen. Hinsichtlich der Ausspeisepunkte dieser Fallgruppe ist der Bilanzkreisverantwortliche nach § [15] Ziff. 5 Standardvertrag an der Regelenenergieumlage beteiligt.

(5) Der dritten Fallgruppe gehören die SLP-Entnahmestellen an (§ [13] Ziff. 2 lit. (a) Standardvertrag). Diese werden mit dem stündlichen Anteil der gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilten Tagesmenge des jeweiligen Standardlastpofils in die Stundenbetrachtung einbezogen. Die Ermittlung der Tagesmenge folgt dem oben bei den Grundsätzen der Tagesbilanzierung beschriebenen Verfahren. Bezogen auf die Mengen an SLP-Entnahmestellen erhält der Bilanzkreisverantwortliche in dem stündlichen Anreizsystem keine Toleranzen. Auch hinsichtlich der SLP-Entnahmestellen ist der Bilanzkreisverantwortliche an der Regelenenergieumlage nach § [15] Ziff. 5 Standardvertrag beteiligt.

(6) Für Stundenabweichungen, die nach Saldierungen der aufsummierten Einspeisungen und Ausspeisungen in dem Bilanzkreis verbleiben, erhebt der Bilanzkreisnetzbetreiber einen Strukturierungsbeitrag, der entweder einem konstanten oder einem variablen Preisbildungssystem unterliegt (§ [13] Ziff. 3 Standardvertrag). Bringt der Bilanzkreisnetzbetreiber konstante Strukturierungsbeiträge zur Anwendung, so betragen diese stets 15 % des Mittelwerts der Preise für positive und negative Ausgleichsenergie, die an dem jeweiligen Gastag für den Ausgleich bilanzieller Mehr- oder Mindermengen zu zahlen sind. Erhebt der Bilanzkreisnetzbetreiber variable Strukturierungsbeiträge, so haben diese zwischen 5 % und 25 % des oben genannten Mittelwerts zu liegen. Die Absenkung bzw. Erhöhung des Strukturierungsbeitrags soll dabei abbilden, ob und in welchem Umfang eine Über- bzw. Unterspeisung des Bilanzkreises typischerweise den Gesamtregelenergiebedarf des Marktgebietes in einer bestimmten Stunde zu reduzieren oder zu erhöhen vermag. Insgesamt muss der Tagesmittelwert der variablen Strukturierungsbeiträge 15 % des Mittelwerts der oben genannten Ausgleichsenergiepreise ausmachen.

Die für die verschiedenen Stunden des Gastags anfallenden variablen Strukturierungsbeiträge hat der Bilanzkreisnetzbetreiber mindest zehn Werktage im Voraus auf seiner Internetseite in maschinenlesbarer Form zu veröffentlichen und zu begründen. Die variablen Strukturierungsbeiträge müssen für mindestens einen Monat beibehalten werden. Die Frist beginnt mit der Veröffentlichung auf der Internetseite.

4.4.1.3.2. Gründe

Sowohl die Festlegung der verschiedenen Fallgruppen (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.3.2.1.) als auch die Strukturierungsbeiträge (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.3.2.2.) in dem stündlichen Anreizsystem sind angemessen und erforderlich.

4.4.1.3.2.1. Strukturierung der Fallgruppen in dem Anreizsystem

(1) Das stündliche Anreizsystem dient dazu, den Transportkunden/Bilanzkreisverantwortlichen gezielte Anreize zu einer untertägigen Strukturierung der transportierten Gasmengen zu bieten. Solche Anreize sind erforderlich – und in den Vorgaben des § 43 S. 2 GasNZV ausdrücklich vorgesehen –, um auszuschließen, dass einzelne Transportkunden das Regel- und Ausgleichsenergiesystem auf Kosten aller Beteiligten wirtschaftlich missbrauchen. Wäre das Transportverhalten während der langen Bilanzierungsperiode eines Gastages ausschließlich in das Belieben der Transportkunden gestellt, so könnten diese z.B. alle für einen Gastag benötigten Gasmengen innerhalb einer Stunde einspeisen und so in dieser Stunde erhebliche Überschüsse im Netz produzieren. Diese hätte der Bilanzkreisnetzbetreiber durch den Einsatz kostspieliger, letztlich von allen Bilanzkreisverantwortlichen zu tragenden Regelenergie auszugleichen. Denkbar wäre auch, dass ein Transportkunde die im Netz vorhandenen Gasmengen zur Erfüllung seiner untertägigen Lieferverpflichtungen oder zum Börsenhandel nutzt, und so auf Kosten aller Beteiligten Arbitragegewinne aus dem System erzielt. Dies würde der dienenden Funktion des Ausgleichsenergiesystems widersprechen (siehe hierzu oben Abschnitt 4.4.1.2.2.)

Mit der Preisgestaltung der Beiträge für stündliche Abweichungen wird ein solches dem System der Ausgleichsleistungen widersprechendes Transportverhalten sanktioniert. Die Strukturierungsbeiträge halten die Transportkunden dazu an, ihre stündlichen Ein- und Ausspeisungen genau zu prognostizieren und aneinander anzupassen. Mit diesem Abgleich leisten sie einen Beitrag zur Stabilität und Planbarkeit der Netzfahrweise und damit letztlich auch zur Reduzierung des Regelenergiebedarfs im Marktgebiet. Zugleich kann der Bilanzkreisnetzbetreiber mit den eingenommenen Strukturierungsbeiträgen einen Teil der Kosten der Regelenergie decken und somit Kosten des Gesamtsystems verursachungsgerecht zuordnen.

(2) Die Differenzierung der drei Fallgruppen in dem stündlichen Anreizsystem ist erforderlich, um die Besonderheiten der Ein- und Ausspeisungen an den unterschiedlichen Punkten und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem angemessenen zu berücksichtigen.

(3) Die erste Fallgruppe erfasst Ein- und Ausspeisepunkte, die aufgrund ihrer technischen Auslegung und wirtschaftlichen Bedeutsamkeit einen erheblichen Einfluss auf die Gasflüsse innerhalb des Marktgebiets und somit auch auf die Stabilität des Gesamtsystems entfalten können. Daher war insbesondere für die Kopplungspunkte an Marktgebiets- oder Staatsgrenzen sowie für die Ein- und Ausspeisepunkte zu Speichern und inländischen Produktionsanlagen ein

System zu etablieren, bei dem die stündlichen Einspeisungen und Ausspeisungen eines Bilanzkreises möglichst exakt in Einklang miteinander gebracht werden.

Durch die Orientierung der Stundenabweichung an Nominierungen bzw. tatsächlichen stündlichen Ist-Entnahmen entsteht für die Transportkunden ein starker Anreiz, ihr Transportverhalten passgenau untertägig zu strukturieren. Die daraus resultierende exakte Koordination des Gasflusses ermöglicht aufgrund der großen netztechnischen Bedeutung der oben genannten Punkte eine Gesamtoptimierung der Netzfahrweise innerhalb des Marktgebiets. Für die Transportkunden bedeutet es auf der anderen Seite auch keine unverhältnismäßige Belastung, ihre stündlichen Ein- und Ausspeisungen an diesen Punkten miteinander abzugleichen. Da für diese Punkte die nominierten Mengen in die Bilanz eingehen, können die Transportkunden die Ein- und Ausspeisungen vorab genau planen, ohne ein größeres Abweichungsrisiko befürchten zu müssen. Da Letzteres auch für die virtuellen Ein- und Ausspeisepunkte gilt, waren auch diese in die erste Fallgruppe mit einzubeziehen.

Daneben war es sachgerecht, der ersten Fallgruppe grundsätzlich auch die RLM-Entnahmestellen zu Großverbrauchern mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von mehr als 300 MWh/h zuzuordnen („Großverbraucher ohne Tagesband“). Auch die Ausspeisungen an diesen Punkten entfalten aufgrund ihres Ausmaßes regelmäßig erhebliche Auswirkungen auf die Gasflüsse im Marktgebiet. Allerdings sind die Bilanzkreisverantwortlichen hinsichtlich der RLM-Entnahmestellen im Gegensatz zu den oben genannten Punkten nicht vollständig von Abweichungsrisiken freigestellt, da hier nicht die Nominierungen, sondern die tatsächlich stündlich gemessenen Entnahmemengen unmittelbar in die Stundenbetrachtung eingehen. Gleichwohl werden die Bilanzkreisverantwortlichen durch dieses Abweichungsrisiko nicht unverhältnismäßig belastet. Den dahingehenden Bedenken in der Stellungnahme von VIK, VDP und VCI kann sich die Beschlusskammer insoweit nicht anschließen. Die der Fallgruppe zugehörigen RLM-Entnahmestellen sind regelmäßig mit Infrastrukturen zur untertägigen Datenfernauslesung ausgestattet. Dem Transportkunden stehen damit kurzfristig alle erforderlichen Informationen für eine Nachsteuerung seiner Ein- und Ausspeisungen zur Verfügung. Aufgrund der hohen Auswirkungen, die Lastschwankungen an seiner RLM-Entnahmestelle für die Funktionsfähigkeit des gesamten Marktgebietes entfalten, ist ihm grundsätzlich zuzumuten, von den ihm gegebenen Nachsteuerungsmöglichkeiten Gebrauch zu machen.

Die Beschlusskammer stimmt der Stellungnahme der Verbände jedoch insoweit zu, als diese darauf hinweisen, dass sich auch bei einer sorgfältigen Lastprognose aus unvorhersehbaren Verbrauchs- oder Temperaturschwankungen Schwankungsrisiken bei der Ausspeisung an den RLM-Entnahmestellen zu Großverbrauchern ergeben können. Um diese einen Strukturierungsbeitrag auslösenden Schwankungsrisiken abzufedern, hat die Beschlusskammer ihr Grundmodell vom 20.03.2008 ergänzt. Die Regelung in § [13] Ziff. 2 lit. (b) Standardvertrag sieht (wie auch von den Bilanzkreisnetzbetreibern vorgeschlagen) nunmehr vor, dass die Bilanzkreisver-

antwortlichen hinsichtlich der an diesen Punkten ausgespeisten Mengen eine Toleranz von +/- 2 % bezogen auf die ausgespeisten, gemessenen stündlichen Mengen erhalten. Diese Regelung ist angemessen und hinreichend, um die für die Bilanzkreisverantwortlichen bestehenden finanziellen Risiken einzugrenzen. Dies gilt schließlich auch und vor allem vor dem Hintergrund, dass die Bilanzkreisverantwortlichen gemäß § [15] Ziff. 5 des Standardvertrages bezogen auf die bei diesen Großverbrauchern ausgespeisten Mengen nicht an der Regulenergieumlage beteiligt werden.

Daneben war es jedoch sachgerecht, den Transportkunden hinsichtlich der oben genannten RLM-Entnahmestellen optional die Teilnahme an der zweiten Fallgruppe zu ermöglichen, wie dies auch VIK, VCI und VDP in ihrer Stellungnahme angeregt hatten. Damit trägt die Beschlusskammer dem Umstand Rechnung, dass sich bei verschiedenen RLM-Entnahmestellen mit gleicher Ausspeiseleistung gleichwohl zahlreiche Besonderheiten hinsichtlich ihres individuellen Bezugsverhaltens und -verlaufs ergeben können. Zudem kann so das unterschiedliche Maß der den Bilanzkreisverantwortlichen zur Verfügung stehenden Strukturierungsmöglichkeiten berücksichtigt werden. Die Beschlusskammer hatte daher § [13] Ziff. 2 lit. (a) des Standardvertrags dahingehend zu ergänzen, dass der Bilanzkreisverantwortliche gegenüber dem Bilanzkreisnetzbetreiber die RLM-Entnahmestelle verbindlich auch der zweiten Fallgruppe zuordnen kann. Seine Grenze findet dieses Wahlrecht lediglich in den Bedürfnissen der Netzstabilität und Netzintegrität (vgl. Stellungnahme VIK, VDP, VCI). Führt eine Zuordnung der RLM-Entnahmestelle zu der zweiten Fallgruppe nachweislich zu einer unzumutbaren Beeinträchtigung der Systemstabilität, so hat sie in der ersten Fallgruppe zu verbleiben. Ist dies der Fall, obliegt es dem Bilanzkreisnetzbetreiber, gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich im Anschluss an dessen Erklärung anhand belegbarer Umstände in Textform nachzuweisen, dass die Zuordnung zur zweiten Fallgruppe eine unzumutbare Gefährdung der Netzintegrität mit sich brächte.

Schließlich war eine optionale Teilnahme an der ersten Fallgruppe auch für RLM-Entnahmestellen zu Großverbrauchern mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von weniger als 300 MWh/h zu ermöglichen (ebenfalls „Großverbraucher ohne Tagesband“). Die Einräumung des Wahlrechts ist nach Ansicht der Beschlusskammer sachgerecht, da auch diese RLM-Entnahmestellen erheblichen Einfluss auf den Regulenergiebedarf des Marktgebiets nehmen können. Das Wahlrecht ermöglicht es den Transportkunden, den bezugs-spezifischen Besonderheiten an ihren verschiedenen Entnahmestellen Rechnung zu tragen. Sind die Transportkunden der Ansicht, die Ausspeisungen an einer solchen RLM-Entnahmestelle genau prognostizieren und Stundenabweichungen folglich weitgehend vermeiden zu können, so steht es ihnen frei, diese RLM-Entnahmestelle der ersten Fallgruppe zuzuordnen. So können sie die damit verbundenen Regelungen in Anspruch nehmen und sich insbesondere von der Beteiligung an der Regulenergieumlage freistellen. Das Wahlrecht schafft damit nicht nur Flexibilität bei der optimalen Einbindung unterschiedlicher RLM-Entnahmestellen

in das Ausgleichsleistungssystem Gas, sondern ist zugleich auch Ausfluss des Verhältnismäßigkeitsprinzips.

(4) Die für die zweite Fallgruppe vorgesehenen Regelungen stellen gleichfalls ein angemessenes Mittel dar, Bilanzkreisverantwortliche zu einem den Bedarf an Regelenergie senkenden Transportverhalten anzuregen, ohne diese unverhältnismäßig zu belasten. Die Regelung in § [13] Ziff. 2 lit. (b) des Standardvertrags sieht vor, dass für die zur zweiten Fallgruppe gehörenden RLM-Entnahmestellen („Großverbraucher mit Tagesband“) der stündliche Anteil der gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilten täglichen Ist-Entnahmemenge in die stündliche Anreizbetrachtung einfließt. Mit dem Abstellen auf die täglich gemessene Gesamtmenge trägt die Beschlusskammer dem Umstand Rechnung, dass diese RLM-Entnahmestellen nur teilweise über technische Infrastrukturen zur Datenfernauslesung verfügen und der Transportkunde daher in Bezug auf diese Entnahmestellen nur schwerlich in der Lage sein wird, untertägig seine Einspeisemengen dem stündlichen Ausspeiseverlauf anzupassen. Gegenüber der ersten Fallgruppe („Großverbraucher ohne Tagesband“) wird damit die Prognose für die Entnahmestellen der zweiten Fallgruppe wesentlich erleichtert. Da es somit für die Stundenbetrachtung in dieser Fallgruppe nicht unmittelbar auf die stündlich gemessenen Werte, sondern nur auf den stündlichen Anteil der gemessenen Tagesmengen („Tagesband“) ankommt, stellt sich entgegen der Stellungnahme des bne auch nicht die Frage, ob für das stündliche Anreizsystem 3-Minuten-Onlinemesswerte oder Stundenmesswerte relevant sind.

Eine weitere Erleichterung bildet die den Bilanzkreisverantwortlichen für diese Entnahmestellen eingeräumte Toleranz in Höhe von 15 % bezogen auf den jeweils relevanten Stundenwert. Diese Toleranz übersteigt bei weitem die den anderen Fallgruppen eingeräumten Flexibilitäten (erste Fallgruppe: 2 %, dritte Fallgruppe: 0 %). Nach Ansicht der Beschlusskammer ermöglicht diese Toleranz den Transportkunden in ausreichendem Maße, das Risiko abzudecken, das dadurch entsteht, dass die mittlere tägliche Ist-Entnahme nicht vorhersehbaren Verbrauchschwankungen unterworfen ist. Um den Bilanzkreisverantwortlichen/Transportkunden auch weiterhin den Anreiz zu einer sorgfältigen Prognose ihrer Ausspeisungen zu erhalten, war es nach Ansicht der Beschlusskammer nicht geboten, eine einen Prozentsatz von 15 % übersteigende Toleranz festzulegen. Insofern hat die Beschlusskammer den in § 13 Ziff. 2 lit. (b) des Standardangebots der Netzbetreiber (und in dem früheren Grundmodell vom 20.03.2008) vorgesehenen Toleranzrahmen von 20 % auf 15 % reduziert. Hiermit trägt sie zugleich dem Umstand Rechnung, dass nunmehr auch Entnahmestellen mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von mehr als 300 MWh/h der zweiten Fallgruppe zugeordnet werden können. Der hohe stündliche Bezug an diesen Entnahmestellen führt dazu, dass den Bilanzkreisverantwortlichen regelmäßig umfangreiche Toleranzen zur Verfügung stehen. Diese Toleranzen werden oftmals zusätzlichen Regelenergiebedarf auf Seiten des Bilanzkreisnetzbetreibers auslösen. Um einer Steigerung der Regelenergiekosten entgegen zu treten, war daher eine Anpassung der Toleranzgrenze geboten.

Des Weiteren hatte die Beschlusskammer § [13] Ziff. 2 Standardvertrag sowohl für die erste Fallgruppe als auch für die zweite Fallgruppe dahingehend zu ergänzen, dass Toleranzen im Rahmen des stündlichen Anreizsystems nicht für solche Gasmengen gewährt werden, die einem Nominierungsersatzverfahren unterliegen. Damit wird die Stellungnahme der BEB aufgegriffen, die – auch zur Überzeugung der Beschlusskammer – darauf hinweist, dass Nominierungsersatzverfahren wie Online-Absteuerung oder das Zeitversatzverfahren eine exakte Prognose von Ein- und Ausspeisungen ermöglichen. Da insofern kein Prognoserisiko besteht, ist die Einräumung einer zusätzlichen Toleranz nicht erforderlich und im Hinblick auf den damit verbundenen, zusätzlichen Regelenergiebedarf auch nicht sachgerecht.

(5) Die von der dritten Fallgruppe erfassten SLP-Entnahmestellen waren mit dem stündlichen Anteil der gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilten Tagesmenge des jeweiligen Standardlastprofils in der stündlichen Anreizbetrachtung zu erfassen. Eine Orientierung an der tatsächlichen täglichen Entnahme war nicht sachgerecht, da dieser Wert bei den SLP-Entnahmestellen mangels entsprechender Messung nicht zur Verfügung steht. Zudem hat der Bilanzkreisverantwortliche/Transportkunde keine Möglichkeiten, die tatsächliche Entnahme an diesen Entnahmestellen zu prognostizieren, zu beeinflussen und somit sein Einspeiseverhalten danach auszurichten. Eine stündliche Betrachtung aufgrund von stündlichen Standardlastprofilen wäre nicht sachgerecht gewesen, weil damit die Ziele für den Übergang zur Tagesbilanzierung (siehe oben Abschnitte 4.1.1. und 4.4.1.1.2.) konterkariert würden. Im Bereich dieser Entnahmestellen obliegt es zunächst den Ausspeisenetzbetreibern, durch die Vorgabe sachgerechter Standardlastprofile den tatsächlichen Bezug in ihrem Netz möglichst exakt abzubilden und so zur Reduzierung des Regelenergiebedarfs im Marktgebiet beizutragen. Die für die SLP-Entnahmestellen vorgesehene Regelung stellt für die Bilanzkreisverantwortlichen/Transportkunden einen hinreichenden Anreiz dar, eine Strukturierung ihrer Einspeisungen vorzunehmen: Auch für sie entstehen vergütungspflichtige Strukturierungsbeiträge, wenn sie mit ihren Einspeisungen von dem Wert abweichen, der sich aus der stündlichen Summe der relevanten SLP-Mengen ergibt.

Ein weitergehender Anreiz zu einer noch genaueren Strukturierung ist im SLP-Bereich dagegen ausgeschlossen und liefe zwangsläufig ins Leere. Das SLP-Verfahren stellt seiner Natur nach grundsätzlich nicht auf die tatsächlichen Gasflüsse, sondern auf abstrahierte allgemein als typisch anerkannte Lastgänge für bestimmte Gruppen von Entnahmestellen ab. Dem Transportkunden ist es nicht möglich, Kenntnis über die konkreten Entnahmemengen an diesen Ausspeisepunkten zu erlangen. Daher kann von ihm auch nicht verlangt werden, seine Einspeisungen an diese ihm unbekanntes Ausspeisungen anzupassen. Zum Ausgleich dafür, dass Lieferanten für SLP-Kunden Strukturierungsdienstleistungen des Netzes in Anspruch nehmen, sind die entsprechenden Bilanzkreisverantwortlichen hinsichtlich aller SLP-Mengen an der Regelenergieumlage beteiligt.

4.4.1.3.2.2. System zur Bildung der Strukturierungsbeiträge

Das von der Beschlusskammer in § [13] Ziff. 3 und 4 des Standardvertrags festgelegte System zur Bildung der Strukturierungsbeiträge setzt effiziente Anreize für eine optimierende Strukturierung von Einspeisungen und Ausspeisungen in den einzelnen Bilanzkreisen.

(1) Der konstante Strukturierungsbeitrag war auf 15 % des Mittelwertes der Preise für negative und positive Ausgleichsenergie festzusetzen. Auf der einen Seite ist dieser Wert hoch genug, um die gezielte Ausnutzung des Regelenergiesystems wirtschaftlich unattraktiv zu gestalten und alle Transportkunden zu einer sorgfältigen Prognose anzuregen. Auf der anderen Seite entfaltet der Prozentsatz aber auch keine prohibitive Wirkung und ist transparent ausgestaltet. Neuen Händlern wird damit der Marktzutritt nicht erschwert, sondern im Gegenteil gegenüber dem bislang angewendeten Bilanzierungsregime erleichtert.

(2) Mit der Möglichkeit, statt konstanter auch variable Strukturierungsbeiträge von den Bilanzkreisverantwortlichen zu fordern, steht dem Bilanzkreisnetzbetreiber ein weiteres Instrument zur Verfügung, um den Bedarf an Regelenergie in seinem Marktgebiet zu reduzieren. Das variable Strukturierungsbeitragssystem trägt dem Umstand Rechnung, dass die Stundenabweichung eines einzelnen Transportkunden in einer bestimmten Stunde für das gesamte Netz sogar förderlich sein kann. Wenn z.B. in einen Bilanzkreis in einer Stunde eine Überschussmenge eingespeist wird, in der das Marktgebiet im Gesamtsaldo eine Fehlmenge aufweist, kann der einzelne Überschuss den Bedarf an Regelenergie in dieser Stunde reduzieren. Für diesen Fall ist es verursachungsgerecht, den Bilanzkreisverantwortlichen mit einem geringeren Strukturierungsbeitrag zu belasten. Dies wird durch variable Strukturierungsbeiträge ermöglicht. Insoweit verbleibt den Bilanzkreisnetzbetreibern ein Freiraum, um das für ihr Marktgebiet und die dortigen technischen Gegebenheiten optimale Anreizsystem auszugestalten.

(3) Damit die Bilanzkreisverantwortlichen effizient an dem System der variablen Strukturierungsbeiträge teilnehmen können, müssen sie zuverlässige und rechtzeitige Kenntnis davon haben, zu welcher Stunde mit besonders hohen oder niedrigen Preisen für positive oder negative Stundenabweichungen zu rechnen ist. Nur dann können sie ihre eigenen Gastransporte entsprechend planen. Daher waren die Bilanzkreisnetzbetreiber gemäß § [13] Ziff. 3 lit. (b) a.E. Standardvertrag dazu zu verpflichten, die Prozentsätze für die einzelnen Stunden mit einem Vorlauf von zehn Werktagen auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Die EnBW hat in ihrer Stellungnahme zudem angeregt, dass die Veröffentlichung der Prozentsätze in maschinenlesbarer Form erfolgen sollte. Diesem Hinweis ist die Beschlusskammer durch eine entsprechende Ergänzung in § [13] Ziff. 3 lit. (b) a.E. Standardvertrag gefolgt. Hiermit trägt sie dem Gebot des § 20 Abs. 1 Satz 4 EnWG Rechnung, demzufolge die Regelungen für den Netzzugang massengeschäftstauglich sein müssen. Dies erfordert auch eine angemessene Automatisierung von Datenaustausch- und Informationsprozessen zwischen den am Bilanzierungssystem Beteiligten.

(4) Schließlich hatte die Beschlusskammer § [13] Ziff. 3 lit. (b) a.E. des Standardvertrags um eine Regelung zur Mindestgültigkeitsdauer der variablen Strukturierungsbeiträge zu ergänzen (vgl. Stellungnahme VKU). Die Regelung wurde dahingehend modifiziert, dass Strukturierungsbeiträge mindestens für einen Monat – beginnend mit der Veröffentlichung im Internet – konstant zu halten sind. Dies erhöht die Transparenz des Verfahrens der variablen Strukturierungsbeiträge. Bilanzkreisverantwortliche müssen nunmehr nicht mehr damit rechnen, dass sich die Rahmenbedingungen des stündlichen Anreizsystems kurzfristig ändern. Sie erhalten somit ein höheres Maß an Planungssicherheit. Zugleich wird durch die mindestens monatliche Verstärkung des variablen Systems der Abwicklungsaufwand für alle Beteiligten reduziert.

4.4.1.4. Regel- und Ausgleichsenergieumlage (§ [15] Standardvertrag)

In den folgenden Abschnitten werden die Festlegungen im Standardvertrag zur Regel- und Ausgleichsenergieumlage dargestellt (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.4.1.) und eingehend begründet (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1.4.2.).

4.4.1.4.1. Regelungen im Standardvertrag

§ [15] Ziff. 1 des festgelegten Standardvertrags regelt die Umlage von beim Bilanzkreisnetzbetreiber anfallenden Kosten und Erlösen auf die Bilanzkreisverantwortlichen.

(1) Zur Abwicklung des Umlageverfahrens hat der Bilanzkreisnetzbetreiber ein Umlagekonto zu errichten und dauerhaft zu führen (§ [15] Ziff. 1 Standardvertrag). Auf dieses Konto bucht er u.a. zum einen die Erlöse aus positiver Ausgleichsenergie, aus Strukturierungsbeiträgen und aus der Veräußerung externer Regelenergie. Zum anderen gehen die Kosten für negative Ausgleichsenergie und aus der Beschaffung von externer Regelenergie als Buchungsposten in die Kontoführung ein.

(2) Die sich aus dem Stand des Umlagekontos ergebenden Überschüsse oder Fehlbeträge aus dem Ausgleichsleistungssystem rechnet der Bilanzkreisnetzbetreiber in regelmäßigen Abständen mit den Bilanzkreisverantwortlichen ab. Die Abrechnung betrachtet dabei nicht die in der Vergangenheit liegenden Buchungen. Vielmehr bezieht sie sich auf den unmittelbar auf die Abrechnung folgenden Zeitraum („Umlageperiode“). Die Umlageperiode erstreckt sich jeweils auf den Zeitraum eines Gaswirtschaftsjahres. Die erste Umlageperiode beginnt folglich mit dem 01.10.2008, 06:00 Uhr. Abweichend hiervon kann die Umlageperiode auch auf sechs Monate verkürzt werden. Die Umlageperiode kann jedoch stets nur zum 01.04. oder 01.10. eines Kalenderjahres beginnen.

Für den Zeitraum der Umlageperiode prognostiziert der Bilanzkreisnetzbetreiber vorab die zu erwartenden Kosten und Erlöse (§ [15] Ziff. 3 Standardvertrag). Ist nach dem Ergebnis der Prognose davon auszugehen, dass die zu verbuchenden Erlöse hinter den zu verbuchenden Kosten zurückbleiben werden, erhebt der Bilanzkreisnetzbetreiber zum Ausgleich von den

betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Regel- und Ausgleichsenergieumlage. Diese hat er unter Einhaltung einer angemessenen zeitlichen Vorlaufzeit vor dem Beginn der Umlageperiode zu veröffentlichen und für die Dauer der Umlageperiode unverändert beizubehalten. Ergeben sich am Ende der Umlageperiode nach Erhebung der Umlage Überschüsse oder Fehlbeträge auf dem Umlagekonto, so hat der Bilanzkreisnetzbetreiber diese bei der Prognose für die nächste Umlageperiode im Wege einer Erhöhung oder Senkung der Umlage zu berücksichtigen (vgl. § [15] Ziff. 4 Standardvertrag).

(3) Die Regel- und Ausgleichsenergieumlage ist von den Bilanzkreisverantwortlichen in Ansehung derjenigen Mengen ihres Bilanzkreises zu entrichten, die an SLP-Entnahmestellen und an RLM-Entnahmestellen mit Toleranzband ausgespeist werden (§ [13] Ziff. 2 lit. (b) und (c) Standardvertrag). Hinsichtlich der an RLM-Entnahmestellen ohne Toleranzband ausgespeisten Gasmengen oder anderer transportierter Mengen fällt keine Umlage für die Bilanzkreisverantwortlichen an.

Für die Bemessung der auf einen Bilanzkreisverantwortlichen entfallenden Regel- und Ausgleichsenergieumlage sind die bilanzrelevanten Mengen maßgeblich. Bei den RLM-Entnahmestellen kommt es mithin auf die während der Umlageperiode insgesamt gemessenen Ausspeisemengen, bei den SLP-Entnahmestellen auf die sich aus dem jeweiligen Standardlastprofil ergebenden Gesamtmengen an. Die Umlage wird in EUR je ausgespeister MWh abgerechnet. Der Bilanzkreisnetzbetreiber kann angemessene monatliche Abschläge auf die Regel- und Ausgleichsenergieumlage verlangen.

(4) Ergibt sich am Ende der Umlageperiode aus der von den Bilanzkreisverantwortlichen entrichteten Regel- und Ausgleichsenergieumlage ein Überschuss, so hat der Bilanzkreisnetzbetreiber diesen zunächst zur Deckung eines ggf. für die nächste Umlageperiode prognostizierten Fehlbetrags zu verwenden. Soweit nach Abzug dieses auf die nächste Umlageperiode angerechneten Anteils noch immer Überschüsse verbleiben, sind diese anteilig an die Bilanzkreisverantwortlichen zurückzuerstatten, die die Umlage an den Bilanzkreisnetzbetreiber zu zahlen hatten. Der Erstattungsbetrag darf dabei die Höhe der von einem Bilanzkreisverantwortlichen in der Umlageperiode gezahlten Umlage nicht übersteigen (§ [15] Ziff. 6 Standardvertrag). Sollten nach Rückerstattung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage an die primär berechtigten Bilanzkreisverantwortlichen weitere Überschüsse verbleiben, so werden diese anteilig an alle Bilanzkreisverantwortlichen im Verhältnis zu ihren in der Umlageperiode bilanzrelevant ausgespeisten Mengen ausgezahlt.

4.4.1.4.2. Gründe

Die Umlage stellt sicher, dass die Abwicklung des Ausgleichsleistungssystems für die Bilanzkreisnetzbetreiber ergebnisneutral ist.

(1) Ergebnisneutralität in diesem Sinne bedeutet, dass die Bilanzkreisnetzbetreiber die Kosten, die ihnen durch die Beschaffung und den Einsatz von externer Regelenergie tatsächlich entstehen, in jedem Fall von den Bilanzkreisverantwortlichen/Transportkunden erstattet bekommen sollen. Darüber hinaus hat der Grundsatz der Ergebnisneutralität auch zum Ziel, dass Bilanzkreisnetzbetreiber keine Mehreinnahmen aus dem Regel- und Ausgleichenergiesystem generieren sollen, d.h. etwaige Überschüsse sind nach dem zuvor beschriebenen zweistufigen Verfahren den Bilanzkreisverantwortlichen/Transportkunden zu erstatten. Darüber hinaus führt Ergebnisneutralität dazu, dass es auch nicht zu einer Doppelverrechnung von Kosten kommen darf. Sollten bisher Regelenergiekosten in die Kalkulation der Netzentgelte eingeflossen sein, sind diese bei der Berechnung der Regel- und Ausgleichenergieumlage zu berücksichtigen.

Über den Grundsatz der Ergebnisneutralität bestand sowohl während des Erörterungstermins am 05.03.2008 als auch im Rahmen der Konsultation des Standardangebots weitgehend Einigkeit. Kein Beteiligter hat ernsthaft in Zweifel gezogen, dass einerseits die Kosten gedeckt werden müssen und dass andererseits keine Gewinne auf Seiten der Bilanzkreisnetzbetreiber durch das Regel- und Ausgleichenergiesystem erwirtschaftet werden sollen.

Hieraus folgt auch, dass auf dem Umlagekonto auch die Finanzierungskosten und Zinserlöse gebucht werden müssen, die Bilanzkreisnetzbetreibern insbesondere daraus entstehen, dass die Beschaffung von Regelenergie und die Veräußerung der Ausgleichsenergie an die Bilanzkreisverantwortlichen oftmals nicht gleichzeitig, sondern mit einem gewissen zeitlichen Versatz erfolgt. Weder positive noch negative Effekte aus dieser Zeitungleichheit dürfen endgültig beim Bilanzkreisnetzbetreiber verbleiben, um die Ergebnisneutralität des Ausgleichleistungssystems zu gewährleisten. Hierauf hat die BEB in ihrer Stellungnahme noch einmal zutreffend hingewiesen. Einer Ergänzung der von den Bilanzkreisnetzbetreibern vorgelegten Fassung des § [15] Ziff. 1 des Standardangebotes bedurfte es indes nicht. Die vorgenannten Finanzierungskosten und -erlöse stellen Kosten aus der Beschaffung von Regelenergie bzw. Erlöse aus positiver Ausgleichsenergie dar und waren als solche auch bereits von § [15] Ziff. 1 des Standardangebotes der Bilanzkreisnetzbetreiber erfasst.

Des Weiteren gebietet der Grundsatz der Kostenneutralität, dass es nicht zu einem doppelten Ansatz von Kosten – einmal im Wege einer Buchung auf das Umlagekonto und einmal durch die Einbringung in die Netzentgelte – kommen darf. Hieraus folgt z.B. auch, dass derjenige Teil der Regelenergiekosten, der nach § 20b GasNEV als Kostenblock für den erweiterten Bilanzausgleich für Biogaseinspeisungen gemäß § 41e GasNZV auf die dem Marktgebiet zugehörigen Netzbetreiber umgelegt wird, nicht parallel auch noch in das Umlagekonto eingehen kann.

(2) Zum Teil umstritten war, ob der Grundsatz der Ergebnisneutralität mit der Einführung eines Umlagekontos in angemessener Weise ausgestaltet wurde. Vor allem die Verbände der Großverbraucher/Industriekunden äußerten die Besorgnis, dass die Regel- und Ausgleichenergieumlage dazu führt, dass die Strukturierungskosten für Haushaltskunden von den Industrie-

kunden mit bezahlt werden müssen. Zudem wurde kritisiert, dass Industriekunden ohne Tagesbandbilanzierung mit dem Strukturierungsbeitrag Zahlungen leisten, die im Ergebnis dem Umlagekonto zugute kommen und die Höhe der Umlage senken, ohne dass ihnen dies unmittelbar zugute kommt (vgl. Stellungnahme VIK, VDP, VCI).

Die Beschlusskammer ist der Überzeugung, mit den festgelegten Regelungen einen angemessenen Ausgleich zwischen den Interessen der verschiedenen Netznutzergruppen gefunden zu haben. Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen wurde ein Wahlrecht für Großverbraucher eingeführt, ob sie mit einem Tagesband oder anhand der tatsächlichen stündlichen Entnahmen an dem stündliche Anreizsystem teilnehmen wollen (siehe oben Abschnitt 4.4.1.3.2.1.). Anders noch als im Standardangebot der Bilanzkreisnetzbetreiber festgehalten, kann dieses Wahlrecht nun für alle Großverbraucher (RLM-Entnahmestellen) ausgeübt werden.

Sofern Großkunden ihre stündliche Strukturierung selbst übernehmen können und wollen, werden im stündlichen Anreizsystem ihre tatsächlichen stündlichen Ist-Entnahmen betrachtet („Großkunden ohne Toleranzband“). Für Abweichungen, die über die stündliche Toleranz von 2 % hinausgehen, muss der Strukturierungsbeitrag entrichtet werden. Von der Regel- und Ausgleichsenergieumlage sind diese Kunden aber befreit. Dies ist auch gerechtfertigt, weil diese Kunden einen Großteil der Strukturierung selbst übernehmen. Sofern Großkunden ihre stündliche Strukturierung nicht selbst übernehmen können oder wollen, wird im stündlichen Anreizsystem lediglich ein Tagesband (die gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilte tägliche Ist-Entnahmemenge) betrachtet („Großkunden mit Toleranzband“). Für diese Entnahmestellen ist der Bilanzkreisverantwortliche aber an der Regel- und Ausgleichsenergieumlage beteiligt, da er – wie z.B. SLP-Kunden – Strukturierungsleistungen des Bilanzkreisnetzbetreibers in Anspruch nimmt.

Diese ausgewogene Regelung ist auch für Großkunden ohne Toleranzband sachgerecht. Diese Kunden haben den Vorteil, nicht zu der Regel- und Ausgleichsenergieumlage herangezogen zu werden. Sie haben nunmehr eine stündliche Toleranz von 2 %, die im Grundmodell vom 20.03.2008 zunächst nicht vorgesehen war. Durch den Einsatz von Nominierungsersatzverfahren haben diese Kunden sogar die Möglichkeit, stündliche Abweichungen effektiv zu verhindern, um somit der Verpflichtung zur Zahlung des Strukturierungsbeitrages zu entgehen. In diesem Fall wären ggf. nur Ausgleichsenergieentgelte am Ende des Tages zu entrichten, die mit dieser Festlegung geringer ausfallen werden, als noch von den Bilanzkreisnetzbetreibern vorgesehen (siehe oben Abschnitt 4.4.1.2.2.) Ferner besteht für diese Kunden die Möglichkeit, im Rahmen der untätigen Strukturierung am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Sollte sich der Strukturierungsbeitrag als zu hoch erweisen, z.B. weil allein hierdurch das Umlagekonto ausgeglichen wird und damit keine Regel- und Ausgleichsenergieumlage mehr erforderlich ist, wird die Höhe des Strukturierungsbeitrages anzupassen sein.

Im Übrigen wäre es auch nicht sachgerecht, die Großkunden insgesamt von Kosten der Regelenergie frei zu stellen. Diese RLM-Entnahmestellen erhalten wegen ihrer größeren Abnahme eine besondere Ausgleichsleistung durch das Netz. Diese Leistung muss angemessen vergütet werden. Insbesondere aufgrund der endlichen Transportgeschwindigkeit im Gasnetz verursachen auch RLM-Entnahmestellen selbst dann den Einsatz von Regelenergie, wenn stündliche Abweichungen in der Bilanz nicht bestehen (vgl. KEMA-Gutachten, S. 55). Schließlich profitieren auch RLM-Entnahmestellen von einer möglichen Absenkung der Netzentgelte, soweit die Kosten der Regelenergie auf dem Umlagekonto gebucht werden.

(3) Für die Regel- und Ausgleichsenergieumlage kommt es hinsichtlich der SLP-Entnahmestellen auf die bilanzrelevanten Mengen, nicht dagegen auf die tatsächlichen physischen Ausspeisungen an (vgl. Stellungnahme GEODE). Ein Abstellen auf die tatsächliche Entnahme wäre hier nicht sachgerecht, da dieser Wert erst nach der jährlichen Zählerablesung durch den Messstellenbetreiber (i.d.R. derzeit der Ausspeisenetzbetreiber) bekannt ist und daher zum Zeitpunkt der Umlageabrechnung dem Bilanzkreisnetzbetreiber oftmals gar nicht vorliegen wird.

4.4.1.5. Keine Festlegung von nicht mit dem System von Ausgleichsleistungen in unmittelbarem Zusammenhang stehenden Regelungen (§§ 1-8, 14, 16 u.a. des Standardangebots der Bilanzkreisnetzbetreiber)

Das von den Bilanzkreisnetzbetreibern vorgelegte Standardangebot vom 20.03.2008 sah eine Reihe von Regelungen vor, die nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor (Anlage 2) stehen. Die Beschlusskammer hat sich entschlossen, diese Regelungen nicht in die vorliegende Festlegung einzubeziehen.

(1) Hauptgrund für diese Entscheidung ist, dass in diesem Festlegungsverfahren eine zeitnahe Grundentscheidung für ein bestimmtes Bilanzierungsmodell (sog. „Grundmodell“ nach Anlage 2) getroffen werden soll. Einen Bilanzkreisvertrag komplett festzulegen, wäre in der Kürze der Zeit nicht möglich gewesen. Dafür sind auch die „Randbereiche“ der Bilanzierung zu komplex und zu vielschichtig. Dies gilt z.B. für Abrechnungsfristen gemäß § 13 Ziff. 5 u.a. des Standardangebots der Bilanzkreisnetzbetreiber. Auch hat die Beschlusskammer den Vorschlag der Bilanzkreisnetzbetreiber nicht übernommen, sog. „missbräuchliches Verhalten“ von Bilanzkreisverantwortlichen und dessen Folgen zu konkretisieren (§ 12 Ziff. 1 S. 3, Ziff. 2 des Standardangebots der Bilanzkreisnetzbetreiber). Es wäre nach Ansicht der Beschlusskammer und z.B. auch der GEODE zudem wenig sinnvoll gewesen, neben dem Grundmodell einige wenige zusätzliche Regelungen festzulegen, andere Bereiche des Bilanzkreisvertrages aber ungeregelt zu lassen. Dies hätte eher zu Verwirrung als zu Klarheit geführt, so dass sich die Beschlusskammer bei

ihrer Festlegung auf die vorliegenden Grundentscheidungen zum Bilanzierungsmodell beschränkt hat.

Die Beschlusskammer behält sich jedoch vor, diese und andere Fragen des Bilanzkreisvertrages zu einem späteren Zeitpunkt zu standardisieren. Im vorliegenden Verfahren kam es der Beschlusskammer aber vor allem darauf an, die Grundfragen der Bilanzierung rasch zu lösen, damit eine Implementierung und Erprobung des Grundmodells zum neuen Gaswirtschaftsjahr möglich ist. Außerdem waren viele aufgeworfene Fragen nicht Gegenstand der Einleitung des Festlegungsverfahrens, so dass die betroffenen Kreise hierzu auch nicht gezielt angehört worden sind. Eine Festlegung über das Grundmodell hinaus hätte deshalb das Risiko formaler Mängel in sich geborgen.

(2) Aus diesen Gründen ist aus der Nichtfestlegung der von den Bilanzkreisnetzbetreibern vorgeschlagenen Regelungen (z.B. zum Vertragsgegenstand, § 1 des Standardangebots der Bilanzkreisnetzbetreiber) weder zu schließen, dass die betroffenen Materien aus Sicht der Beschlusskammer keiner gesonderten Regelung bedürften, noch dass gegen die vorliegende Ausgestaltung dieser Regelungen im Rahmen des Standardangebotes grundsätzlich keine materiellen Bedenken der Beschlusskammer bestehen. Vielmehr geht die Beschlusskammer davon aus, dass die festgehaltenen Vertragsklauseln (Anlage 1) nicht abschließend sind. Insoweit können und müssen die Bilanzkreisnetzbetreiber den Standardvertrag um weitere für die Abwicklung des Netzzugangs erforderliche Vertragsmaterien ergänzen.

(3) Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass die Beschlusskammer bei der Prüfung des Standardangebots der Bilanzkreisnetzbetreiber auf einzelne Regelungen gestoßen ist, deren Umsetzung im Bilanzkreisvertrag rechtliche Bedenken entgegenstehen:

- § 10 Ziff. 1 S. 2-4, Ziff. 2 S. 1 des Standardangebots der Bilanzkreisnetzbetreiber regeln Informationspflichten der Ausspeisenetzbetreiber. Eine solche Pflicht kann nicht in dem zwischen dem Bilanzkreisnetzbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen geschlossenen Bilanzkreisvertrag geregelt werden, weil der Ausspeisenetzbetreiber nicht Vertragspartner dieses Vertrages ist (vgl. auch Stellungnahmen DREWAG SWE, VKU, 8KU).

Ungeachtet dessen sind Ausspeisenetzbetreiber jedoch im Rahmen der Kooperation der Netzbetreiber nach § 20 Abs. 1b S. 5 EnWG verpflichtet, die entsprechenden Daten an die Bilanzkreisnetzbetreiber zu übermitteln. Denn ohne die Datenbereitstellung durch die Ausspeisenetzbetreiber kann der Bilanzkreisnetzbetreiber seine Verpflichtung gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen nicht erfüllen. Die Verpflichtung der Ausspeisenetzbetreiber dürfte sich im Übrigen auch unmittelbar aus § 33 GasNZV ergeben. Die Beschlusskammer verweist in diesem Zusammenhang zudem auf ihre Mitteilung vom 12.03.2008 zur Anwendung von ALOCAT bei der Abwicklung des Netzzugangs:

„Die Zusammenarbeitspflicht nach § 23 GasNZV verlangt es von den Netzbetreibern, bei der Abwicklung des Netzzugangs einen einheitlichen elektronischen Datenaustausch anzuwenden. Hierfür hat der DVGW den Nachrichtentyp ALOCAT entwickelt, der auf dem Datenformat EDIG@S basiert. Er ermöglicht den Austausch von Allokationsdaten zwischen Netzbetreibern und Transportkunden in einem einheitlichen, kompakten und maschinenlesbaren Format. Um ihrer Kooperationspflicht zu genügen, haben alle Netzbetreiber ALOCAT in ihren IT-Strukturen zu implementieren und im Datenverkehr mit den anderen Marktbeteiligten anzuwenden. Maßgeblich ist dabei stets die aktuelle ALOCAT-Version. Nach dem 31.03.2008 ist dies die Version ALOCAT 4.0, die derzeit im Rahmen eines Konsultationsverfahrens durch den DVGW überarbeitet wird (Informationen hierzu finden sich unter: <http://www.dvgw-sc.de/index.php?id=781>) und nach einer angemessenen Implementierungsfrist Geltung erlangt. In welchen konkreten Fällen und mit welchen Inhalten ALOCAT anzuwenden ist, haben die Verbände BGW und VKU bereits in dem Leitfaden „Geschäftsprozesse zur Führung und Abwicklung von Bilanzkreisen bei Gas“ vom 29.06.2007 beschrieben ...“.

Die Beschlusskammer teilt deshalb die in einigen Stellungnahmen geäußerte Ansicht, dass einheitliche Standards zum Austausch von Bilanzierungsdaten dringend geboten sind. Mit ALOCAT steht ein solches Datenformat für den Gassektor zur Verfügung und ist entgegen der ergänzenden Stellungnahme der GEODE bereits aktuell verbindlich im Gasbereich anzuwenden. Es ist jedoch unzutreffend, wenn darauf verwiesen wird, im Stromsektor sei bereits das Datenformat MSCONS vorgeschrieben (Stellungnahme SWM) und deshalb sei es sinnvoll, dieses Format auch für die Gasbilanzierung zu verwenden. Zutreffend ist vielmehr, dass die Beschlusskammer 6 bisher nur einen Beschlussentwurf veröffentlicht hat. Insofern ist es zurzeit offen, welches Datenformat auf Grundlage der eingehenden Stellungnahmen festgelegt wird.

Sollten Ausspeisenetzbetreiber ihre verordnungsrechtlichen Verpflichtungen nicht erfüllen, wird die Beschlusskammer die Einleitung entsprechender Aufsichtsverfahren in Erwägung ziehen. Zudem könnten sich Bilanzkreisverantwortliche und Transportkunden ggf. unmittelbar an die Ausspeisenetzbetreiber mit ihren zivilrechtlichen Ansprüchen (u.U. auch Schadensersatzansprüchen) wenden.

- § 4 Abs. 3 S. 3 des Standardangebots der Bilanzkreisnetzbetreiber sieht vor, dass die Einbringung zusätzlicher Ein- oder Ausspeisepunkte in oder die Herausnahme von Ein- oder Ausspeisepunkten aus bereits operativ genutzten Bilanzkreisen spätestens zehn Werktagen vor Beginn oder Ende der Nutzung erfolgen muss. Für die Erforderlichkeit dieser langen Implementierungsfrist bei bereits bestehenden Bilanzkreisverträgen sind die Bilanzkreisnetzbetreiber ebenso wie die Verbände bislang eine nachvollziehbare

Begründung schuldig geblieben. Im Ergebnis dürfte eine solche Frist dazu führen, dass kurzfristige Kapazitätsprodukte nicht mehr gehandelt werden können, weil deren Abwicklung nicht sichergestellt ist. Dies erscheint weder angemessen zu sein noch im Einklang mit der GasNZV zu stehen, die einen kurzfristigen Handel von Kapazitäten ausdrücklich vorsieht (vgl. § 4 Abs. 1, § 13 Abs. 1 GasNZV).

- § 14 Ziff. 3 S. 1 des Standardangebots der Bilanzkreisnetzbetreiber legt fest, dass Bilanzkreisverantwortliche verpflichtet sind, für die Übertragung von Gasmengen über den virtuellen Ein- und Ausspeisepunkt das vom Bilanzkreisnetzbetreiber veröffentlichte Entgelt zu zahlen. Die Thematik ist Gegenstand noch andauernder Prüfungen und daher derzeit nicht entscheidungsreif.

(4) In einer Reihe von Stellungnahmen wurde darauf hingewiesen, dass es auch weiterhin zulässig sein müsse, Nominierungsersatzverfahren (z.B. Online-Flow-Control, d.h. Absteuerung des Verbrauchs Online) zu vereinbaren und anzuwenden (vgl. u.a. Stellungnahmen bne, Electrabel, Saar Ferngas, Shell, VNG). Die Vorschrift des § 28 GasNZV macht zu Nominierungsersatzverfahren eindeutige Vorgaben. Die vorliegende Festlegung steht der weiteren Anwendung von Nominierungsersatzverfahren nicht entgegen. Die Zulässigkeit und etwaige Verpflichtung der Netzbetreiber solche Verfahren anzubieten, ergibt sich vielmehr unmittelbar aus § 28 GasNZV. Im Übrigen sind Nominierungsersatzverfahren nunmehr auch im Standardvertrag ausdrücklich erwähnt. Einer Anregung der BEB folgend wurde eingefügt, dass Toleranzen nicht für Mengen gelten, die einem Nominierungsersatzverfahren unterliegen (§ [13] Ziff. 2 lit. (a) und (b) Standardvertrag, siehe oben Abschnitt 4.4.1.3.2.1.). Eine Verankerung von Nominierungsersatzverfahren in dieser Festlegung bedarf es deshalb nicht.

4.4.2. Festlegung zur Absenkung der Toleranzgrenze auf Null (Tenor zu 2.)

Mit dem Tenor zu 2. werden die Toleranzgrenzen für den Basisbilanzausgleich auf der Grundlage von § 42 Abs. 6 GasNZV abweichend von § 30 Abs. 1 GasNZV auf Null reduziert.

(1) Die Absenkung der Toleranzgrenzen auf Null ist sinnvoll und erforderlich. Vor dem Hintergrund des vorliegenden Verfahrens ist nicht nur die derzeitige, sondern vor allem die erwartete Marktsituation ab dem 01.10.2008 in den Blick zu nehmen. Diese wird maßgeblich durch den Übergang zum Tagesbilanzierungsregime bestimmt (siehe zur Begründung Abschnitt 4.4.1.1.), wie sie der Ausgestaltung des Bilanzierungsregimes gemäß dem Tenor zu 1. entspricht. Die Bemessung des Basisbilanzausgleichs steht hiermit in untrennbarem Zusammenhang. Die in § 30 Abs. 1 GasNZV vorgesehenen Toleranzgrenzen für den Basisbilanzausgleich knüpfen an eine Berechnung stündlicher Abweichungen und kumulierter stündlicher Mengen an. Sie sind damit bereits hinsichtlich ihrer Ermittlung auf ein System der stündlichen Bilanzierung zugeschnitten. Eine Anpassung, die dies berücksichtigt, ist daher unausweichlich.

Eine rein mathematische Anpassung der Toleranzgrenzen auf entsprechende Tageswerte, d.h. auf 1/24 der Tagesmenge, wäre zwar rechnerisch möglich, aber nicht sachgerecht. Durch die Umstellung auf die Tagesbilanzierung können die Bilanzkreisverantwortlichen *ceteris paribus* eine erhöhte Flexibilität nutzen, um ihre Bilanzkreise auszugleichen. Auf diese Weise nehmen sie bereits durch die längere Bilanzierungsperiode an den Möglichkeiten der Netze teil, untertägige Abweichungen durch eine vorübergehende Speicherung im Transportsystem („Netzpuffer“) auszugleichen. Dies muss bei der Gewährung eines Toleranzbandes berücksichtigt werden. Die Beschlusskammer schließt sich daher im Grundsatz der Empfehlung des KEMA-Gutachtens (S. 103) an, bei der Einführung eines Tagesbilanzierungssystems auf stündliche Toleranzen zu verzichten.

(2) Dem steht die Gewährung von Toleranzbändern im Rahmen des Anreizsystems nicht entgegen. Die im Zusammenhang mit den Strukturierungsbeiträgen gewährten Toleranzen dienen grundsätzlich anderen Zwecken als der bisherige Basisbilanzausgleich. Sie zielen nicht auf eine Teilhabe der Bilanzkreisverantwortlichen am Netzpuffer, sondern dienen dazu, diejenigen Prognoserisiken der Bilanzkreisverantwortliche abzufedern, die diese auch bei Einhaltung der gebotenen Sorgfalt nicht ausräumen können. Dementsprechend werden Toleranzen auch nur für solche Entnahmestellen gewährt, bei denen es zu Abweichungen aufgrund von Prognoseungenauigkeiten kommen kann.

4.4.3. Festlegung zur Erweiterung der Veröffentlichungspflichten (Tenor zu 3.)

Die mit Ziff. 3 des Tenors festgelegten Veröffentlichungspflichten sind in ihrer konkreten Ausgestaltung ebenfalls fehlerfrei. Dies ergibt sich vor allem aus grundsätzlichen Erwägungen zum Transparenzgebot beim Regel- und Ausgleichsenergiesystem (siehe folgenden Abschnitt 4.4.3.1.) sowie den Begründungen zu den im einzelnen festgelegten Veröffentlichungspflichten zu den Ausgleichsenergiepreisen (siehe folgenden Abschnitt 4.4.3.2.), den variablen Strukturierungsbeiträgen (siehe folgenden Abschnitt 4.4.3.3.), dem Einsatz von Regelenergie (siehe folgenden Abschnitt 4.4.3.4.), dem Saldo des Umlagekontos (siehe folgenden Abschnitt 4.4.3.5.) sowie zur Liste mit Ausspeisenetzbetreibern im Falle unzureichender Erfüllung der Informationspflichten (siehe folgenden Abschnitt 4.4.3.6.)

4.4.3.1. Erforderlichkeit von Transparenz

Die Veröffentlichung der in Ziff. 3 des Tenors festgelegten bilanzierungsrelevanten Informationen und die dadurch geschaffene Transparenz stellen eine zentrale Voraussetzung für ein funktionierendes Regel- und Ausgleichsenergiesystem dar. Neben den in § [10] Standardvertrag festgelegten Informationspflichten zum Ausgleichsstatus benötigen die Bilanzkreisverantwortlichen ebenfalls Informationen zu der Höhe von Ausgleichsenergiepreisen und Strukturierungs-

beitragen sowie zum Einsatz von Regelenergie, um bilanzielle und wirtschaftliche Risiken erkennen und bewerten und gegebenenfalls geeignete Abhilfemaßnahmen ergreifen zu können.

(1) Durch die Veröffentlichung der in Ziff. 3. des Tenors festgelegten Informationen ist es dem Bilanzkreisverantwortlichen möglich, die Marktsituation und deren Auswirkungen auf die Bilanzierungsmechanismen einzuschätzen und auf etwaige Veränderungen des Marktes zu reagieren. Die durch die Veröffentlichungen geschaffene Transparenz führt zu einer Stärkung des Vertrauens in die Funktionsfähigkeit des Regel- und Ausgleichsenergiesystems und erleichtert Marktzutritte neuer Marktteilnehmer. Hierdurch wird der Wettbewerb bei der Gasversorgung verbessert.

(2) Die besondere Relevanz von Transparenz für ein funktionierendes Regel- und Ausgleichsenergiesystem ist auch von den europäischen Regulierungsbehörden anerkannt worden:

„It is important that network users are not exposed to undue risks that they cannot manage effectively and/or without incurring inefficient costs that could create barriers to entry to the market. Therefore market participants should have access to appropriate information, (...) so that they can manage their imbalance positions (and therefore risks) efficiently, taking into account the relevant characteristics of the balancing system, (...)“
(ERGEG Guidelines of Good Practice for Gas Balancing, GGPGGB, vom 06.12.2006, S. 5, Ziff. 1.9.).

(3) § 23 EnWG, § 21 GasNZV und Art. 7 FernleitungsVO enthalten bereits jetzt Veröffentlichungspflichten in Bezug auf Bilanzausgleichsregeln und die Methoden zur Berechnung der Ausgleichsentgelte. Diese Veröffentlichungspflichten sind jedoch noch nicht ausreichend, um ein transparentes Ausgleichs- und Regelenergiesystem zu schaffen. Insbesondere mit Blick auf die neu eingeführten Strukturierungsbeiträge und das Umlagekonto aber auch hinsichtlich des Einsatzes von Regelenergie besteht ein großer Transparenzbedarf, der bislang noch von keiner Veröffentlichungspflicht erfasst wird.

Insbesondere der Regelenergieeinsatz im deutschen Gasmarkt stellt sich bislang als sehr intransparent dar. Dies bestätigen auch die KEMA-Gutachter, die feststellen, dass bislang der genaue Bedarf sowie die tatsächliche Verfügbarkeit sowohl von interner als auch von externer Regelenergie in Deutschland weitgehend unbekannt bzw. Informationen hierzu zumindest nicht öffentlich verfügbar seien. Zur Reduzierung eines möglichen Missbrauchspotentials sei daher ein hohes Maß an Transparenz bezüglich des jeweiligen Angebots und tatsächlichen Einsatzes von Regelenergie an jedem Gastag sowie bezüglich der daraus resultierenden Kosten und Erlöse erforderlich (vgl. KEMA-Gutachten, S. 117).

(4) Um ein möglichst hohes Maß an Transparenz zu erreichen, ist es erforderlich, dass allen Marktteilnehmern die zu veröffentlichenden Informationen zeitnah und in angemessenem Umfang diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen und regelmäßig aktualisiert werden. Die

Informationen sollen auf der Internetseite des Bilanzkreisnetzbetreibers zudem in einem für die elektronische Weiterverarbeitung durch Standardsoftware nutzbaren Format veröffentlicht werden, um eine automatisierte Auswertung der veröffentlichten Daten zu ermöglichen (vgl. Stellungnahme EnBW). Nur in dieser Form können Bilanzkreisverantwortliche und Transportkunden die veröffentlichten Informationen effizient auswerten und sie zur Grundlage ihrer Aktivitäten machen.

4.4.3.2. Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise

Ziff. 3. lit. a) des Tenors sieht vor, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber die Ausgleichsenergiepreise täglich und zumindest für die letzten zwölf Monate auf seiner Internetseite zu veröffentlichen hat. Diese Veröffentlichung hat erstmalig ab dem 1.10.2008 zu erfolgen und sollte sowohl den vom Bilanzkreisnetzbetreiber zu zahlenden Preis für negative Ausgleichsenergie in €/ct/kWh im Falle einer Überspeisung als auch das von ihm im Falle einer Unterspeisung eingenommene Entgelt für positive Ausgleichsenergie in €/ct/kWh umfassen. Diese Veröffentlichungspflicht findet sich auch in § [11] Ziff. 5 Standardvertrag. Zudem sollten von den Bilanzkreisnetzbetreibern auch die Referenzpreise der liquiden Handlungspunkte, die als Basis für die Ausgleichsenergiepreise herangezogen wurden, veröffentlicht werden.

(1) Art. 7 Abs. 3 UAbs. 2 FernleitungsVO enthält bereits die Vorgabe, dass die Methoden zur Berechnung der Ausgleichsentgelte sowie die endgültigen Tarife von den zuständigen Behörden oder gegebenenfalls dem Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht werden. Weiterhin schreiben § 21 Abs. 2 Nr. 9 GasNZV und § 23 S. 2 EnWG vor, die Regeln für den Bilanzausgleich und für die Ausgleichsenergie einschließlich der Regelungen für Gasdifferenzmengen und die Methoden, nach denen dafür vom Transportkunden zu leistende Entgelte berechnet werden, sowie die Entgelte und die Regelungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen zu veröffentlichen.

Die in Ziff. 3. lit. a) des Tenors festgelegten Veröffentlichungspflichten decken sich teilweise mit den Veröffentlichungspflichten aus Art. 7 Abs. 3 UAbs. 2 FernleitungsVO, § 23 S. 2 EnWG und § 21 Abs. 2 Nr. 9 GasNZV und konkretisieren bzw. ergänzen diese Veröffentlichungspflichten. So werden die bereits bestehenden Veröffentlichungspflichten dahingehend konkretisiert, dass die jeweiligen Informationen ab dem 01.10.2008 täglich neu und zumindest für die letzten zwölf Monate auf der Internetseite des Bilanzkreisnetzbetreibers in einem für die elektronische Weiterverarbeitung durch Standardsoftware nutzbaren Format zu veröffentlichen sind.

(2) Die Veröffentlichung der Preise für (positive und negative) Ausgleichsenergie ist sinnvoll, da die Bilanzkreisverantwortlichen so in die Lage versetzt werden, die Kosten eines möglichen Bilanzkreisungleichgewichts zu kalkulieren und nachzuvollziehen. Mittels der Veröffentlichung der historischen Werte der vergangenen zwölf Monate ist es den Marktteilnehmern zudem möglich, die Preisentwicklung zu verfolgen und im Wege der Fortschreibung zu prognostizieren. Eine über die zwölf Monate hinausgehende Verpflichtung (vgl. Stellungnahme MVV) erscheint

weder sinnvoll noch angemessen. Sollte ein solcher Bedarf bei einzelnen Marktteilnehmern bestehen, steht es diesen frei, die veröffentlichten Daten für diesen Zeitraum selbst zu speichern.

Des Weiteren erlaubt die Veröffentlichung der Referenzpreise, die als Basis für die Ausgleichsenergiepreise herangezogen werden, eine Bewertung der Qualität und Aussagekraft der einzelnen Referenzpreise. Insgesamt wird durch die Veröffentlichung dieser Daten das Diskriminierungspotential reduziert.

4.4.3.3. Veröffentlichung der variablen Strukturierungsbeiträge

Ziff. 3. lit. b) des Tenors enthält die Veröffentlichungspflicht, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber, im Falle der Erhebung von variablen Strukturierungsbeiträgen, die für die verschiedenen Stunden eines Gastags festgesetzten Höhen der Strukturierungsbeiträge getrennt nach Über- und Unterspeisungen auf seiner Internetseite in einem für die elektronische Weiterverarbeitung durch Standardsoftware nutzbaren Format zu veröffentlichen hat. Außerdem muss der Bilanzkreisnetzbetreiber die für die verschiedenen Stunden eines Gastags festgesetzten Höhen der Strukturierungsbeiträge netztechnisch begründen und diese Begründung ebenfalls auf seiner Internetseite veröffentlichen. Diese festgesetzten Höhen der Strukturierungsbeiträge sind nach den Bedingungen in § [13] Ziff. 3 lit. b) des Standardvertrags mindestens zehn Werktage im Voraus zu veröffentlichen. Sie müssen mindestens für die Dauer eines Monats festgelegt werden (vgl. Stellungnahme VKU), können sich aber auch auf einen längeren Zeitraum beziehen. Da sich die Fristen bereits aus den festgelegten Bedingungen des Standardvertrages ergeben, erschien eine Wiederholung der entsprechenden Vorgaben in Ziff. 3 lit. b) des Tenors entbehrlich.

Die Veröffentlichung dieser Informationen dient der besseren Kalkulierbarkeit der Kosten einer möglichen Stundenabweichung. Zudem können durch die Veröffentlichung die mit der Einführung variabler Strukturierungsbeiträge bezweckten Anreize für die einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen, ihre untertägige Strukturierung so zu gestalten, dass sie zur Netzstabilität und zur Reduzierung des Gesamtregelenergiebedarfs beiträgt, verstärkt werden. Hierfür ist es erforderlich, dass die variablen Strukturierungsbeiträge rechtzeitig mit einer angemessenen Vorlaufzeit von mindestens zehn Werktagen veröffentlicht werden, um die Umsetzbarkeit durch die Bilanzkreisverantwortlichen zu gewährleisten. Darüber hinaus ist die Veröffentlichung dieser Informationen (insbesondere der Begründung der unterschiedlichen festgesetzten Höhen anhand technischer netzbezogener Kriterien) sinnvoll, um eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Anwendung der variablen Strukturierungsbeiträge zu ermöglichen.

4.4.3.4. Veröffentlichung von Informationen über den Einsatz von Regelenergie

Ziff. 3. lit. c) des Tenors legt fest, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber verschiedene Informationen über den Einsatz von Regelenergie zu veröffentlichen hat. Diese Informationen sind für das

Marktgebiet in aggregierter Form möglichst am Folgetag des Einsatzes der Regelenenergie und mindestens für die zurückliegenden zwölf Monate auf der Internetseite des Bilanzkreisnetzbetreibers zu veröffentlichen.

(1) Regelenenergie bezeichnet in diesem Zusammenhang die Energie, die für den Einsatz oder die Nutzung von Ausgleichsleistungen zum physikalischen Ausgleich der Netze eines Marktgebiets im laufenden Betrieb erforderlich ist. Sie wird von Netzbetreibern benötigt, um die Systemstabilität ihrer Netze technisch aufrechterhalten zu können (vgl. KEMA-Gutachten, S. 10).

Unter interner Regelenenergie ist Regelenenergie zu verstehen, die aus dem Einsatz des so genannten Netzpuffers und anderer den Netzen zuzuordnender Speichermöglichkeiten resultiert. Dies umfasst sowohl netzinterne Speichermöglichkeiten des betroffenen Netzbetreibers, in dessen Netz der technische Regelungsbedarf originär aufgetreten ist, als auch interne Regelenenergie, die durch einen anderen Netzbetreiber innerhalb oder außerhalb des Marktgebiets zur Optimierung des Gesamtsystems zur Verfügung gestellt wird.

Externe Regelenenergie hingegen bezeichnet Regelenenergie, die auf Anweisung eines Netzbetreibers von einem Transportkunden oder einem anderen Marktteilnehmer zur Verfügung gestellt wird. Externe Regelenenergiequellen sind insbesondere netzexterne Speicher, Flexibilität aus der Gasproduktion, untertägige Strukturierung der Einspeisemengen (Gaslieferverträge) sowie abschaltbare Kunden (vgl. KEMA-Gutachten, S. 11f.). Bei der externen Regelenenergie kann zwischen Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung und der Veräußerung oder Beschaffung von Gasmengen unterschieden werden. Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung berechtigen den Bilanzkreisverantwortlichen, in dem vereinbarten Rahmen Gasmengen des Transportkunden entgegen zu nehmen bzw. ihm zu übergeben und verpflichten ihn, die gleiche Menge zu einem anderen Zeitpunkt an ihn zurück zu liefern bzw. von ihm zurück zu nehmen. Gegenstand dieser Dienstleistung ist folglich lediglich eine vorübergehende Überlassung der Gasmengen, während es sich bei der Veräußerung oder Beschaffung von Gasmengen um eine dauerhafte Überlassung handelt. Die Beschaffung oder Veräußerung von Gasmengen wird von dem Bilanzkreisverantwortlichen auf dem Gashandelsmarkt im eigenen oder einem anderen Marktgebiet durchgeführt.

(2) Mit Blick auf den Einsatz externer Regelenenergie soll bei den veröffentlichten Informationen unterschieden werden nach Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung und der Beschaffung oder Veräußerung von Gasmengen. Es sind sowohl der Umfang der eingesetzten Dienstleistungen bzw. Gasmengen (in kWh bzw. in kW) als auch das entrichtete Entgelt (in €/kWh bzw. in €/kW) in anonymisierter Form zu veröffentlichen. Dies umfasst insbesondere auch Veröffentlichungen über den Einsatz von Lastflusszusagen, soweit diese den Charakter von externer Regelenenergie haben. Zudem haben die Bilanzkreisnetzbetreiber anzugeben, welcher Anteil der Regelenenergie aufgrund lokaler oder räumlich begrenzter Ungleichgewichte eingesetzt wurde.

(3) Die zeitnahe Veröffentlichung von Informationen über den Einsatz von externer Regelenergie dient dazu, mehr Transparenz im Regelenergiemarkt zu schaffen, um so das Missbrauchs- und Diskriminierungspotential, insbesondere vertikal integrierter Unternehmen, zu minimieren. Es soll sowohl aktuellen als auch potentiellen Marktteilnehmern der gleiche Zugang zu relevanten Marktdaten ermöglicht werden, die dadurch in die Lage versetzt werden, die technische und wirtschaftliche Situation des Marktes einzuschätzen. Insbesondere potentiellen Anbietern von Regelenergie dienen die zu veröffentlichenden Daten und deren zeitnahe Bereitstellung zur Abschätzung ihrer Markteintrittsmöglichkeiten, so dass auf diese Weise der Markt für Regelenergie auch für neue Marktteilnehmer offen gehalten wird.

Des Weiteren werden durch die Veröffentlichung der Informationen auch die Vergleichbarkeit des Regelenergieeinsatzes in den verschiedenen Marktgebieten und eine Dokumentation der bisherigen Marktentwicklung ermöglicht. Durch eine hohe Transparenz im Bereich Regelenergie soll zudem eine Reduzierung des Einsatzes von Regelenergie erreicht werden.

4.4.3.5. Veröffentlichung des Saldos des Umlagekontos

Ziff. 3 lit. d) des Tenors sieht vor, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber monatlich den Saldo des Umlagekontos zum Schluss des Vormonats veröffentlicht. Die Veröffentlichungspflicht gilt ab dem 01.10.2008, folglich ist der Saldo des Monats Oktober 2008 der erste im November 2008 zu veröffentlichende Saldo.

Die Veröffentlichung dieser Informationen dient der Planungssicherheit des Bilanzkreisverantwortlichen, da dieser in die Lage versetzt wird zu prognostizieren, ob mit Fehlbeträgen oder Überschüssen des Umlagekontos und folglich mit einer Anpassung der Regelenergieumlage zu rechnen ist.

4.4.3.6. Veröffentlichung einer Liste mit Ausspeisenetzbetreibern im Falle unzureichender Erfüllung der Datenübermittlungspflichten

Ziff. 3 lit. e) des Tenors enthält die Verpflichtung der Bilanzkreisnetzbetreiber, ab dem 01.04.2009 eine Liste derjenigen Ausspeisenetzbetreiber des jeweiligen Marktgebietes zu veröffentlichen, die ihm die für die Bilanzkreisabrechnung erforderlichen Daten gar nicht, nicht fristgerecht, unvollständig oder in unzureichender Qualität zur Verfügung gestellt haben.

(1) Hintergrund dieser Veröffentlichungspflicht ist, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber nur dann in der Lage ist, seinen Informationspflichten aus § [10] Standardvertrag betreffend den Bilanzausgleichsstatus und den Bilanzkreissaldo nachzukommen, wenn er die dafür erforderlichen Daten zeitnah vom Ausspeisenetzbetreiber erhält. Auch ist eine Abrechnung der Bilanzkreise durch den Bilanzkreisnetzbetreiber nur dann möglich, wenn ihm die Ausspeisenetzbetreiber die entsprechenden Daten übermitteln.

(2) Erforderliche Daten für die Informationspflicht sind die untertägig an den Ausspeisepunkten zu leistungsgemessenen Letztverbrauchern bis zu dem Auslesezeitpunkt ausgespeisten Stundenmengen in kWh auf Basis vorläufiger Messwerte und die vorläufigen, d.h. nicht ersatzwert- und nicht wärmemengenkorrigierten Werte der dem Bilanzkreis zugeordneten Gasmengen am Tag nach Ablauf des Transporttages sowie die endgültig zuzuordnenden Mengen (vgl. § [10] Standardvertrag).

Der Ausspeisenetzbetreiber muss daher mindestens einmal täglich die an den Ausspeisepunkten zu leistungsgemessenen Letztverbrauchern bis zu dem Auslesezeitpunkt ausgespeisten Stundenmengen in kWh auf Basis vorläufiger Messwerte ermitteln, diese vorläufig dem Bilanzkreis zuordnen und an den Bilanzkreisnetzbetreiber übermitteln. Zudem muss er die vorläufigen, d.h. nicht ersatzwert- und nicht wärmemengenkorrigierten Werte der dem Bilanzkreis zugeordneten Gasmengen am Tag nach Ablauf des Transporttages an den Bilanzkreisnetzbetreiber liefern.

(2) Übermittelt der Ausspeisenetzbetreiber diese Daten nicht oder nur unzureichend, kann der Bilanzkreisnetzbetreiber diese nicht an den Bilanzkreisverantwortlichen weitergeben. Letzterer ist dann nicht hinreichend in der Lage, mögliche Ungleichgewichte in seiner Bilanz zu vermeiden bzw. auszugleichen und die Korrektheit des Bilanzkreissaldos zu überprüfen. Hierdurch entstehen für den Bilanzkreisverantwortlichen ein schwer kalkulierbares Ausgleichsenergieisiko und ggf. auch Ausgleichsenergiekosten, die bei einer rechtzeitigen Übermittlung der Daten hätten vermieden werden können. Zudem kann dadurch auch ein erhöhter Regelenergiebedarf und infolgedessen eine erhöhte Regelenergieumlage verursacht werden, so dass die Funktionsfähigkeit des Systems insgesamt eingeschränkt wird.

(3) Durch die Veröffentlichung derjenigen Ausspeisenetzbetreiber, die diese für das Gesamtsystem wesentlichen Informationen gar nicht oder nur unzureichend an den Bilanzkreisnetzbetreiber liefern, sollen die Ausspeisenetzbetreiber dazu angehalten werden, die Voraussetzungen für eine zeitnahe Datenübermittlung spätestens bis zum 01.04.2009 zu schaffen. Die Veröffentlichung von Angaben zu diesen Ausspeisnetzbetreibern (mindestens Firma und Adresse) dient zudem dem Interesse der behördlichen Kontrolle, um die Funktionsfähigkeit des Bilanzierungs- und Ausgleichssystems zu gewährleisten.

Des Weiteren dient sie auch den Interessen der betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen bzw. Transportkunden, die aufgrund fehlender Daten einem erhöhten Ausgleichsenergieisiko und erhöhten Kosten ausgesetzt sind und denen u. U. Schadensersatzansprüche gegen den jeweiligen Ausspeisnetzbetreiber, der seiner Datenübermittlungspflicht nicht nachkommt, zustehen können.

4.4.4. Widerrufsvorbehalt (Tenor zu 4.)

Die Beschlusskammer behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Ziff. 3 VwVfG den Widerruf dieser Festlegungsentscheidung vor. Dieser Vorbehalt soll insbesondere sicherstellen, dass neue Erkenntnisse berücksichtigt werden können, soweit dies erforderlich ist. Nur so kann die Entwicklungsoffenheit aufgrund eines derzeit nicht konkret absehbaren Anpassungsbedarfs gewährleistet werden. Hiervon wird das berechnigte Bedürfnis der Unternehmen nach Planungssicherheit nicht beeinträchtigt, da solche Erwägungen in einem etwaigen Änderungsverfahren unter Beachtung der Verhältnismäßigkeit zu berücksichtigen sind.

5. Kosten (Tenor zu 5.)

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Kurt Schmidt
Vorsitzender

Dr. Chris Mögelin
Beisitzer

Dr. Stephanie Kussel
Beisitzerin



- Beschlusskammer 7 -

Az.: BK7-08-002

28.05.2008

Festlegungsverfahren Ausgleichsleistungen Gas

hier: Anlage 1: Standardbilanzkreisvertrag Gas

§ [9] Tagesbilanzierung

1. Die Bilanzierungsperiode für sämtliche Mengen ist der Gastag. Der Bilanzkreisverantwortliche ist verpflichtet, innerhalb dieser Bilanzierungsperiode für eine ausgeglichene Bilanz zu sorgen.
2. Die Differenz der während der Bilanzierungsperiode ein- und ausgespeisten bilanzrelevanten Gasmengen wird durch den Bilanzkreisnetzbetreiber am Ende der Bilanzierungsperiode als Ausgleichsenergie abgerechnet. Der Bilanzkreisnetzbetreiber erhebt oder zahlt hierfür Ausgleichsenergieentgelte gemäß § [11].
3. Neben das Tagesbilanzierungssystem tritt ein stündliches Anreizsystem gemäß § [13], in dem alle physischen und virtuellen Ein- und Ausspeisepunkte stundenscharf betrachtet werden.
4. Bilanzrelevante Gasmengen ergeben sich aus den folgenden Daten:
 - (a) Nominierte Mengen werden grundsätzlich für folgende Punkte in die Bilanz eingestellt:
 - Ein- und Ausspeisepunkte an der Grenze zwischen Marktgebieten,
 - Ein- und Ausspeisepunkte an Grenzkopplungspunkten,
 - Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen,
 - virtuelle Ein- und Ausspeisepunkte,
 - Ein- und Ausspeisepunkte an Speichern.

Für diese Punkte gilt für alle Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen der Grundsatz „allokiert wie nominiert“, soweit diese Punkte von den Netzbetreibern auf Basis von Nominierungen durch Transportkunden gesteuert werden. Erfolgt die Steuerung durch die Transportkunden selbst, sind die Messwerte bilanzrelevant.

- (b) Für alle RLM-Entnahmestellen werden ausschließlich gemessene Mengen („Ist-Entnahmen“) in die Bilanz eingestellt.
- (c) Standardlastprofile werden für alle die Ausspeisepunkte in die Bilanz eingestellt, für die die Netzbetreiber nach § 29 GasNZV verpflichtet sind, Standardlastprofile zu entwickeln und zuzuweisen („SLP-Entnahmestellen“). Bei SLP-Entnahmestellen sind die Tagesmengen der Standardlastprofile gemäß folgender Systematik bilanzrelevant:
 - Beim synthetischen Standardlastprofilverfahren ist die Tagesmenge des Lastprofils relevant, die sich bei Zugrundelegung der Prognosetemperatur am Vortag ergibt.
 - Bei der Ermittlung der bilanzrelevanten Mengen im analytischen Standardlastprofilverfahren erfolgt ein Zeitversatz um 48 Stunden: Bilanzrelevant am Tag D ist die Ausspeisemenge des Vorvortages (D-2) des Lastprofils, das sich aus Zugrundelegung der Ist-Temperatur des Vorvortages (D-2) ergibt.

Der Bilanzkreisnetzbetreiber ist zum Zwecke der Bilanzierung berechtigt und verpflichtet, eigene SLP anzuwenden, sofern der Ausspeisenetzbetreiber ihm keine SLP zur Verfügung gestellt hat. Dies hat der Bilanzkreisnetzbetreiber dem Bilanzkreisnetzverantwortlichen vorab mitzuteilen.

- 5. Gasmengen, die zum Zwecke der Erbringung von Regelenergie tatsächlich bereitgestellt werden, gelten als an den Bilanzkreisnetzbetreiber übergeben oder übernommen und werden in der Tagesbilanzierung und im stündlichen Anreizsystem (§ [13]) nicht berücksichtigt.

§ [10] Informationspflichten

- 1. Der Bilanzkreisnetzbetreiber leitet die durch den Ausspeisenetzbetreiber ermittelten und zugeordneten Mengenwerte aggregiert für Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung („RLM“) untertägig an den Bilanzkreisverantwortlichen weiter, damit dieser Ungleichgewichte in seinem Bilanzkreis durch geeignete Maßnahmen vermeiden oder ausgleichen kann.

2. Der Bilanzkreisnetzbetreiber saldiert die durch den Ein- bzw. Ausspeisenetzbetreiber ermittelten und vorläufig zugeordneten Mengen mit den dem Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkonto vorläufig zugeordneten Einspeisemengen und teilt dem Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich den Saldo mit. Entsprechendes gilt für die endgültig zugeordneten Mengen. Die endgültig zugeordneten Mengen sind ebenfalls nicht nachträglich um den Brennwert zu korrigieren.

§ [11] Ermittlung, Ausgleich und Abrechnung von Differenzmengen

1. Zur Bestimmung der täglichen Differenzmengen pro Bilanzkreis werden die täglichen Einspeisemengen und die täglichen Ausspeisemengen fortlaufend in einem Gaskonto pro Bilanzkreis saldiert, soweit sie dem Bilanzkreis zugeordnet wurden. Ein Abtausch von Differenzmengen zwischen Bilanzkreisen nach Ende der Bilanzierungsperiode („ex post-balancing“) ist grundsätzlich nicht zulässig. Sollte der Bilanzkreisnetzbetreiber seine Informationspflichten nach § [10] Ziff. 1 nicht erfüllen können, weil Ausspeisenetzbetreiber die entsprechenden Daten noch nicht rechtzeitig bereitstellen, ist der Bilanzkreisnetzbetreiber für den Übergangszeitraum bis zum 01.04.2009 (6.00 Uhr) verpflichtet, dem Bilanzkreisverantwortlichen ein ex post-balancing zu ermöglichen.
2. Der Bilanzkreisnetzbetreiber hat an den Bilanzkreisverantwortlichen ein Entgelt in Höhe des zweitgeringsten Verkaufspreises der Referenzpreise multipliziert mit 0,9 zu zahlen, soweit die Einspeisemengen die Ausspeisemengen überschreiten (nachfolgend „negative Ausgleichsenergie“). Der Bilanzkreisverantwortliche hat an den Bilanzkreisnetzbetreiber ein Entgelt in Höhe des zweihöchsten Kaufpreises der Referenzpreise multipliziert mit 1,1 zu zahlen, soweit die Ausspeisemengen die Einspeisemengen überschreiten (nachfolgend „positive Ausgleichsenergie“). Toleranzen werden nicht gewährt. Die Referenzpreise werden gemäß Ziffer 3 bestimmt. Sofern an einem oder mehreren Handelsplätzen keine separaten Verkaufs- und Kaufpreise veröffentlicht werden, gilt der Tagesdurchschnittspreis des jeweiligen Handelsplatzes sowohl als Verkaufs- als auch als Kaufpreis.
3. Als Referenzpreise gelten für den jeweiligen Gastag die Preise in €/Ct/kWh an folgenden Handelsplätzen:
 - Title Transfer Facility in den Niederlanden („TTF“)
 - Verkaufspreis und Kaufpreis ist der unter www.apxgroup.com veröffentlichte APX TTF-Hi DAM All-Day Index,
 - National Balancing Point in Großbritannien („NBP“):

- Verkaufspreis und Kaufpreis ist der unter www.apxgroup.com veröffentlichte APX Gas UK NBP,
- Zeebrugge Hub in Belgien („Zeebrugge“):
 - Verkaufspreis und Kaufpreis ist der unter www.apxgroup.com veröffentlichte APX Zeebrugge DAM All-day Index,
- E.ON Gastransport Virtueller Handelspunkt H-Gas („EGT VP“):
 - Verkaufspreis und Kaufpreis ist der E.ON GT Settl. Preis, der an dem dem Gastag unmittelbar vorangehenden Börsentag für den Gastag unter www.eex.com/Marktinformation/Erdgas veröffentlicht ist.

Maßgeblich für den gesamten Gastag ist der sich für den Kalendertag, an dem der Gastag beginnt, ergebende Gaspreis. Für jeden Gastag rechnet der Bilanzkreisnetzbetreiber die Referenzpreise in Gaspreise in €/ct/kWh um. Hierfür wird der gemäß Veröffentlichung auf der Internetseite der europ. Zentralbank www.ecb.int unter [statistics/exchange rates/euro foreign exchange reference rates](http://www.ecb.int/statistics/exchange-rates/euro-foreign-exchange-reference-rates) veröffentlichte Umrechnungsfaktor von Pfund nach € sowie der Faktor von Therm of kWh in Höhe von 29,3071 kWh/Therm verwendet.

Der Bilanzkreisnetzbetreiber ist nach vorheriger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur berechtigt, die Referenzpreise eines oder mehrerer Handelsplätze vorübergehend nicht mehr für die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise heranzuziehen, wenn der Bilanzkreisnetzbetreiber aufgrund konkreter Umstände feststellt, dass die von ihm herangezogenen Preisinformationen keine hinreichende Aussagekraft haben. Der Bilanzkreisnetzbetreiber ist berechtigt, nach vorheriger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur Referenzpreise weiterer liquider Handelsplätze heranzuziehen. Gleiches gilt, wenn die Bilanzkreisnetzbetreiber andere Veröffentlichungen der oben angegebenen Handelsplätze heranziehen wollen.

5. Der Bilanzkreisnetzbetreiber hat die Ausgleichsenergiepreise täglich und zumindest für die vergangenen zwölf Monate (erstmalig ab dem 01.10.2008) auf seiner Internetseite zu veröffentlichen.

§ [12] Ausgeglichenheit des Bilanzkreises

1. Der Bilanzkreisverantwortliche hat sicherzustellen, dass innerhalb seines Bilanzkreises die gesamte Gasmenge in kWh, die im Bilanzkreis übertragen wird, möglichst der gesamten Gasmenge in kWh entspricht, die dem Bilanzkreis entnommen wird. Der Bilanzkreisverantwortliche muss alle zumutbaren Anstrengungen unternehmen, um prognostizierbare Abweichungen zu vermeiden.

§ [13] Stündliches Anreizsystem

1. Im Rahmen des stündlichen Anreizsystems saldiert der Bilanzkreisnetzbetreiber für jede Stunde innerhalb des Gastags die in dieser Stunde gemäß Ziffer 2 lit (a) bis (c) relevanten Einspeisungen in den Bilanzkreis mit den relevanten Ausspeisungen aus dem Bilanzkreis. Eine gesonderte Betrachtung von Ein- oder Ausspeisemengen an einzelnen Punkten findet nicht statt. Für eine nach der Saldierung und Anwendung der ggf. gewährten Toleranzen verbleibende Über- oder Unterspeisung (Stundenabweichung) hat der Bilanzkreisverantwortliche an den Bilanzkreisnetzbetreiber einen Strukturierungsbeitrag in Euro je MWh zu entrichten. Ein Ausgleich der Stundenabweichung erfolgt nicht.

2. Für das stündliche Anreizsystem werden folgende Fallgruppen unterschieden:

(a) Punkte mit besonderer Bedeutung für die Netzstabilität sowie virtueller Handelspunkt:

Für folgende Ein- und Ausspeisepunkte, ist die stundenscharf allokierte Menge relevant:

- Ein- und Ausspeisepunkte an der Grenze zwischen Marktgebieten,
- Ein- und Ausspeisepunkte an Grenzkopplungspunkten,
- Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen,
- virtuelle Ein- und Ausspeisepunkte,
- Ein- und Ausspeisepunkte aus Speichern sowie
- Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen zu Großverbrauchern:
 - Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von mehr als 300 MWh/h unterfallen grundsätzlich der Fallgruppe (a). Der Bilanzkreisverantwortliche kann auf Veranlassung des Transportkunden gegenüber dem Bilanzkreisnetzbetreiber erklären, dass eine oder mehrere solcher RLM-Entnahmestellen seines Bilanzkreises der Fallgruppe (a) nicht angehören sollen. In diesem Fall folgen die betroffenen RLM-Entnahmestellen in dem stündlichen Anreizsystem den Regelungen der Fallgruppe (b). Die Erklärung des Bilanzkreisverantwortlichen ist für den Bilanzkreisnetzbetreiber verbindlich, es sei denn dieser weist unverzüglich in Textform nach, dass eine Zuordnung der Entnahmestelle zu der Fallgruppe (b) zu einer unzumutbaren Beeinträchtigung der Systemstabilität führen würde. Von ihrem Wahlrecht können Transportkunden jeweils nur einen Monat vor Beginn der Umlageperiode

gemäß § [15] oder im Rahmen eines Lieferantenwechsels Gebrauch machen.

- Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von weniger als 300 MWh/h gehören der Fallgruppe (a) an, wenn der Bilanzkreisverantwortliche dies auf Veranlassung des Transportkunden gegenüber dem Bilanzkreisnetzbetreiber ausdrücklich erklärt hat. Von diesem Wahlrecht können Transportkunden jeweils nur einen Monat vor Beginn der Umlageperiode gemäß § [15] oder im Rahmen eines Lieferantenwechsels Gebrauch machen.

Bezogen auf die vorgenannten Großverbraucher wird für eine nach der Saldierung verbleibende Über- oder Unterspeisung (Stundenabweichung) eine Toleranz von +/- 2 % bezogen auf die an diesem Punkt ausgespeiste, gemessene stündliche Menge gewährt. Dies gilt jedoch nicht für Mengen, die einem Nominierungsersatzverfahren unterliegen. In Bezug auf alle anderen Punkte dieser Fallgruppe erhält der Bilanzkreisverantwortliche bezogen auf die Stundenabweichung keine Toleranz.

(b) Sonstige RLM-Entnahmestellen

Für die sonstigen RLM-Entnahmestellen, die keine Großverbraucher im Sinne von lit (a) sind, fällt der Strukturierungsbeitrag für die außerhalb einer Toleranz in Höhe von +/- 15 % bezogen auf die nachfolgend ermittelten stündlichen Werte an: Für diese Entnahmestellen ist für die stündliche Betrachtung der stündliche Anteil der gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilten täglichen Ist-Entnahmemenge relevant („Tagesband“). Dies gilt jedoch nicht für Mengen, die einem Nominierungsersatzverfahren unterliegen.

(c) SLP-Entnahmestellen

Für SLP-Entnahmestellen ist der stündliche Anteil der gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilten Tagesmenge des jeweiligen Standardlastpofils für das stündliche Anreizsystem relevant („Tagesband“). Bezogen auf diese Mengen erhält der Bilanzkreisverantwortliche keine Toleranz bei der Ermittlung der für den Strukturierungsbeitrag relevanten Stundenabweichung.

3. Ergibt das stündliche Anreizsystem eine Über- oder Unterspeisung unter Berücksichtigung einer ggf. bestehenden Toleranz gemäß Ziffer 2 lit. a) und b), so hat der Bilanzkreisverantwortliche dem Bilanzkreisnetzbetreiber einen Strukturierungsbeitrag in Euro je MWh zu entrichten.

(a) Konstante Strukturierungsbeiträge

Die Höhe des Strukturierungsbeitrags beträgt 15 % des Mittelwertes der beiden Ausgleichsenergiepreise (positive und negative Ausgleichsenergie), die für die aktuelle Bilanzierungsperiode für den Ausgleich von Über- und Unterspeisungen von Bilanzkreisen angewendet werden.

(b) Variable Strukturierungsbeiträge

Abweichend hiervon kann der Bilanzkreisnetzbetreiber für die verschiedenen Stunden einer Bilanzierungsperiode diskriminierungsfrei unterschiedliche Strukturierungsbeiträge vorsehen. Diese müssen zwischen 5 % und 25 % des Mittelwertes der beiden Ausgleichsenergiepreise für den aktuellen Gastag liegen.

Der Bilanzkreisnetzbetreiber kann für die Überspeisung von Bilanzkreisen einen Strukturierungsbeitrag von unter 15 % vorsehen, wenn in einer bestimmten Stunde eine Überspeisung den Gesamtregelenergiebedarf des Marktgebietes zu reduzieren vermag. In der gleichen Stunde hat er dann für Unterspeisungen einen Strukturierungsbeitrag von über 15 % vorzusehen. Entsprechendes kann der Bilanzkreisnetzbetreiber für Stunden anwenden, in denen eine Unterspeisung den Gesamtregelenergiebedarf des Marktgebietes zu verringern vermag. Macht der Bilanzkreisnetzbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch, muss der Tagesmittelwert der für die unterschiedlichen Stunden geltenden Strukturierungsbeiträge 15 % des Mittelwertes der beiden Ausgleichsenergiepreise betragen.

Soweit der Bilanzkreisnetzbetreiber variable Strukturierungsbeiträge erhebt, hat er die für die verschiedenen Stunden eines Gastags anzuwendenden Prozentsätze der Strukturierungsbeiträge getrennt nach Über- und Unterspeisungen in maschinenlesbarer Form auf seiner Internetseite zu veröffentlichen und zu begründen. Die Veröffentlichung hat mindestens zehn Werkzeuge im Voraus zu erfolgen. Der Bilanzkreisnetzbetreiber wendet die variablen Strukturierungsbeiträge für mindestens einen Monat unverändert an. Die Frist beginnt mit der Veröffentlichung auf der Internetseite.

4. Die Regelungen zum Strukturierungsbeitrag in Ziffern 1 bis 3 lassen die Tagesbilanzierung unberührt.

§ [15] Regel- und Ausgleichsenergieumlage

1. Die aus der Beschaffung der Regelenergie entstehenden Kosten oder Erlöse, Erlöse aus Strukturierungsbeiträgen sowie die Kosten oder Erlöse aus der abgerechneten Aus-

gleichsenergie werden nach Maßgabe der nachfolgenden Ziffern auf den Bilanzkreisverantwortlichen umgelegt („Regel- und Ausgleichsenergieumlage“).

2. Für die Regel- und Ausgleichsenergieumlage errichtet der Bilanzkreisnetzbetreiber für jedes Marktgebiet ein Umlagekonto für Kosten und Erlöse für Regel- und Ausgleichsenergie. Auf dieses Konto werden u.a. gebucht:
 - Erlöse aus positiver Ausgleichsenergie für den notwendigen Ausgleich von Unterspeisung,
 - Kosten für negative Ausgleichsenergie für den Ausgleich von Überspeisung,
 - Erlöse aus Strukturierungsbeiträgen,
 - Kosten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräußerung von externer Regelenergie.
3. Der Stand des Umlagekontos wird für die Abrechnungsperiode des Umlagekontos („Umlageperiode“) prognostiziert. Wird erwartet, dass die zu verbuchenden Erlöse geringer sein werden als die zu verbuchenden Kosten, erhebt der Bilanzkreisnetzbetreiber eine Regelenergieumlage in einer zuvor veröffentlichten, für die Dauer der Umlageperiode unveränderlichen Höhe. Die Umlageperiode erstreckt sich jeweils auf den Zeitraum eines Gaswirtschaftsjahres beginnend mit dem 01.10.2008. Sie kann abweichend hiervon auch auf sechs Monate verkürzt werden, wobei die Umlageperiode stets zum 01.04. oder 01.10. eines Kalenderjahres beginnt.
4. Fehlbeträge und Überschüsse des Umlagekontos werden korrigierend in der nächsten Prognose berücksichtigt und führen zu einer entsprechenden Erhöhung oder Senkung der Umlage.
5. Die Regel- und Ausgleichsenergieumlage haben jene Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen, die SLP-Entnahmestellen und RLM-Entnahmestellen mit Tagesband im Sinne von § [13] Ziff. 2 lit. (b) beliefern.

Die Regel- und Ausgleichsenergieumlage wird auf der Grundlage der bilanzrelevanten Ausspeisungen dieser Entnahmestellen in Euro pro ausgespeister MWh erhoben. Bei Standardlastprofilen bleibt die Abrechnung der Jahres-Mehr- und -Mindermenge für die Berechnung der Umlage unberücksichtigt. Der Bilanzkreisnetzbetreiber kann angemessene monatliche Abschläge auf die Regel- und Ausgleichsenergieumlage verlangen.

6. Wird in einer Umlageperiode ein Überschuss erwirtschaftet, der einen prognostizierten Fehlbetrag für die nächste Umlageperiode übersteigt, ist die Differenz zwischen Überschuss und prognostiziertem Fehlbetrag zu Beginn der folgenden Umlageperiode anteilig

zunächst an die Bilanzkreisverantwortlichen bis maximal in Höhe der von ihnen in der abrechnungsrelevanten Umlageperiode geleisteten Regel- und Ausgleichsenergieumlage ausgeschüttet. Sollten darüber hinaus Überschüsse bestehen, werden diese auf die bilanzrelevanten ausgespeisten Transportmengen aller Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet.

[Weitere allgemeine Regelungen]



- Beschlusskammer 7 -

Az.: BK7-08-002

28.05.2008

Festlegungsverfahren Ausgleichsleistungen Gas

hier: Anlage 2: Beschreibung des Grundmodells der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas)

Im Folgenden wird das Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor beschrieben. Dieses Modell enthält Regelungen sowohl für die Bilanzierung von Gasmengen und die Abrechnung von Ausgleichsenergie des Bilanzkreisnetzbetreibers gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen als auch für die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie.

Aufgrund begrenzter Ermächtigungsgrundlagen wird die Bundesnetzagentur im Festlegungsverfahren nur einige Elemente des Modells verbindlich festlegen und standardisieren können. Vorgaben zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelenergie können nicht ex ante durch die Beschlusskammer angeordnet werden.

Die nachfolgende Beschreibung trifft insoweit jedoch keine Auswahl, sondern ist darauf bedacht, ein schlüssiges und konsistentes Gesamtmodell darzustellen, das den Verknüpfungen zwischen Regel- und Ausgleichsenergie in ausreichendem Maße Rechnung trägt. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass Bilanzkreisnetzbetreiber, die sich bei der Abwicklung des Regel- und Ausgleichsenergiemodells an die folgende Beschreibung halten, die gesetzlichen Anforderungen insbesondere an Beschaffung und Einsatz von Regelenergie erfüllen. Vorbehaltlich einer Konkretisierung wird sie diese Grundsätze auch etwaigen Einzelverfahren zugrunde legen.

Die Bundesnetzagentur wird die Auswirkungen des Modells beobachten und in angemessenen Zeitabständen prüfen, ob und inwieweit eine Fortentwicklung erforderlich ist.

Inhaltsverzeichnis

1. Bilanzierung von Mengen	2
1.1. Grundsatz der Tagesbilanzierung	2
1.2. Bilanzrelevante Mengen.....	3
1.3. Preissystem für Ausgleichsenergie	5
1.4. Kein ex post-balancing, keine Toleranzen	6
1.5. Veröffentlichungen und Informationspflichten	6
2. Stündliches Anreizsystem	7
2.1. Grundsatz der Stundenbetrachtung	7
2.2. Relevante Stundenmengen und Folgen.....	7
2.3. Ermittlung des Strukturierungsbeitrags	10
2.4. Veröffentlichungen und Informationspflichten	10
3. Regelenergie	11
3.1. Allgemeine Grundsätze	11
3.2. Interne Regelenergie.....	11
3.3. Externe Regelenergie.....	12
4. Umlage für Regel- und Ausgleichsenergie	14
4.1. Umlagekonto	15
4.2. Ex ante-Regel- und Ausgleichsenergieumlage	15
4.3. Veröffentlichungen und Informationspflichten	16

1. Bilanzierung von Mengen

Alle von Transportkunden transportierten und gehandelten Mengen sind vom Bilanzkreisnetzbetreiber zu bilanzieren. Es gilt der Grundsatz der Tagesbilanzierung für alle Mengen.

Es ist für jedes Marktgebiet genau ein Bilanzkreisnetzbetreiber zu benennen, d.h. auch in Marktgebieten, die von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern aufgespannt werden, ist die Aufgabe der Bilanzierung zu zentralisieren. Sie kann einem der beteiligten Netzbetreiber, einer gemeinsamen Gesellschaft oder einem unabhängigen Dritten übertragen werden. Nachfolgend wird auch für diese Konstellationen einheitlich der Begriff „Bilanzkreisnetzbetreiber“ verwendet.

1.1. Grundsatz der Tagesbilanzierung

Die Bilanzierungsperiode für sämtliche Mengen ist der Gastag, d.h. es gilt eine reine Tagesbilanzierung. Die Transportkunden sind verpflichtet, innerhalb dieser Bilanzierungsperiode für eine ausgeglichene Bilanz zu sorgen. Toleranzen werden ihm dabei nicht eingeräumt.

Die Differenz zwischen der am Gastag ein- und ausgespeisten Gasmenge gleicht der Bilanzkreisnetzbetreiber am Ende des Gastages durch Ausgleichsenergie aus. Damit ist der Bilanz-

kreis ausgeglichen. Dafür erhebt oder zahlt der Bilanzkreisnetzbetreiber Ausgleichsenergieentgelte.

1.2. Bilanzrelevante Mengen

Für die Bilanzierung sind stündlich nominierte Mengen, gemessene Mengen und Standardlastprofile (SLP) relevant („bilanzrelevante Mengen“). Für SLP-Entnahmestellen werden ausschließlich Tagesbänder in die Bilanz eingestellt.

1.2.1. Nominierte Mengen

Nominierte stündliche Mengen werden für folgende Punkte in die Bilanz eingestellt: alle Einspeise- und Ausspeisepunkte an Marktgebietsgrenzen (sog. „MüT“), Grenzkopplungspunkten sowie zu Speichern und inländischen Gas-Produktionsanlagen sowie bei der Übertragung von Mengen am virtuellen Punkt. Für diese Punkte gilt für alle Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen der Grundsatz „allokiert wie nominiert“, soweit diese Punkte von den Netzbetreibern auf Basis von Nominierungen durch Transportkunden gesteuert werden. Erfolgt die Steuerung durch die Transportkunden selbst, sind die Messwerte bilanzrelevant.

1.2.2. Gemessene Ausspeisemengen

Für alle RLM-Entnahmestellen werden ausschließlich gemessene Mengen („Ist-Entnahmen“) in die Bilanz eingestellt, unabhängig davon, welcher Fallgruppe des stündlichen Anreizsystems diese Ausspeisepunkte angehören.

Als bilanzrelevante Mengen für RLM-Entnahmestellen mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von mehr als 300 MWh/h („Großverbraucher ohne Tagesband“) werden die individuellen Stundenwerte erfasst, sofern diese nicht von ihrem Wahlrecht Gebrauch gemacht haben (siehe unten Abschnitt 2.2.1.). Für die Abrechnung nach dem Ende der Bilanzierungsperiode (Gastag) sind nur die gemessenen Tagesmengen relevant. Die Stundenwerte sind für das stündliche Anreizsystem von Bedeutung.

Für sonstige RLM-Entnahmestellen („Großverbraucher mit Tagesband“, siehe unten Abschnitt 2.2.2.) sind ebenfalls nur die gemessenen Tagesmengen bilanzrelevant. Diese werden für das stündliche Anreizsystem in Stundenwerte umgerechnet, die sich als Mittelwert der Tagesmenge ergeben, d.h. die Tagesmenge wird gleichmäßig über den ganzen Gastag in identische Stundenmengen aufgeteilt.

1.2.3. Standardlastprofile

Standardlastprofile werden für alle die Ausspeisepunkte in die Bilanz eingestellt, für die nach § 29 GasNZV die Verpflichtung besteht, Standardlastprofile zu entwickeln und zuzuweisen („SLP-Entnahmestellen“).

Bei SLP-Entnahmestellen sind die Tagesmengen der Standardlastprofile gemäß folgender Systematik bilanzrelevant:

- Beim synthetischen Standardlastprofilverfahren ist die Tagesmenge des Lastprofils relevant, die sich bei Zugrundelegung der Prognosetemperatur am Vortag ergibt. Eine nachfolgende Korrektur der Temperatur (etwa auf die Ist-Temperatur des Belieferungstages) erfolgt nicht. Der Vortag (D-1) ist der Gastag vor dem Gastag der Belieferung/Bilanzierung (D). Die Prognosetemperatur ist die für den Gastag der Belieferung/Bilanzierung (D) prognostizierte Temperatur, nicht die Ist-Temperatur des Vorgastages (D-1). Die Einspeisenominierung für diejenigen Einspeisemengen, die auf diese Ausspeisemengen entfallen, kann folglich am Vortag (D-1) auf Basis der dann bereits bekannten Prognosetemperatur für den Gastag der Belieferung/Bilanzierung (D) erfolgen.
- Bei der Ermittlung der bilanzrelevanten Mengen im analytischen Standardlastprofilverfahren erfolgt ein Zeitversatz um 48 Stunden: Bilanzrelevant am Tag D ist die Ausspeisemenge des Vorvortages (D-2) des Lastprofils, das sich aus Zugrundelegung der Ist-Temperatur des Vorvortages (D-2) ergibt. Die Einspeisenominierung für diejenigen Einspeisemengen, die auf diese Ausspeisemengen entfallen, kann folglich am Vortag (D-1) auf Basis der Ist-Temperatur am Vorvortag (D-2) erfolgen.

Der Bilanzkreisnetzbetreiber hat die Pflicht, das Vorhandensein von anwendbaren Standardlastprofilen in allen Netzen seines Marktgebietes zu überprüfen. Sollten Ausspeisenetzbetreiber entgegen ihrer gesetzlichen Verpflichtung keine oder nicht für alle SLP-Entnahmestellen Standardlastprofile anwenden und/oder nicht in der Lage sein, dem Bilanzkreisnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen Lastprofile für seine SLP-Entnahmestellen zu melden, ist der Bilanzkreisnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, synthetische Standardlastprofile für die betroffenen SLP-Entnahmestellen zu entwickeln, zuzuweisen und vorläufig anzuwenden. Hierfür ist der jeweilige Ausspeisenetzbetreiber verpflichtet, dem Bilanzkreisnetzbetreiber eine vollständige Liste der SLP-Entnahmestellen und deren relevanter Jahresarbeitsmengen zu melden.

Aufgrund netztechnischer Gegebenheiten kann es (ggf. nur während einer Übergangsphase) erforderlich sein, Standardlastprofile lediglich auf der Grundlage geeigneter Korrekturmaßnahmen in die Bilanz einzustellen. Sollte dies der Fall sein, ist sicherzustellen, dass Bilanzkreisverantwortliche und Transportkunden in jedem Fall vorab darüber informiert werden, mit welchem Korrekturfaktor die entsprechenden Standardlastprofile zu versehen sind, damit diese ihre Einspeisung entsprechend darauf einstellen können. Das gleiche gilt für die Ermittlung von

bilanzrelevanten Mengen, bei denen die Anwendung des Zeitversatzes (analytischer Lastprofile) z.B. durch Wochenendwerte nicht zu sachgerechten Ergebnissen führen würde. Bei der Anwendung solcher Korrekturfaktoren ist zu gewährleisten, dass der Regelenenergiebedarf reduziert wird. Die Einzelheiten solcher Korrekturmaßnahmen sind mit der Beschlusskammer abzustimmen.

1.2.4. Regelenergiemengen

Gasmengen, die zum Zwecke der Erbringung von Regelenergie tatsächlich bereitgestellt werden, gelten als an den Bilanzkreisnetzbetreiber übergeben oder übernommen und werden in der Tagesbilanzierung und im stündlichen Anreizsystem nicht berücksichtigt.

1.2.5. Technische Bedingungen des Ausspeisenetzbetreibers

Für alle RLM-Entnahmestellen mit einem regelmäßig nicht planbaren, extrem hohen und extrem schwankenden Gasverbrauch kann der Ausspeisenetzbetreiber technische Ausspeisemeldungen und die Einhaltung technischer Grenzen verlangen, soweit dies für die Systemintegrität des Ausspeisenetzes erforderlich ist und entsprechend vereinbart wurde.

Für die Bilanzierung und das stündliche Anreizsystem sind diese technischen Bedingungen nicht relevant.

1.2.6. Renominierungen

Transportkunden sind berechtigt, die Nominierung für alle Punkte, an denen nominiert wird, mit einem Vorlauf von zwei Stunden zu ändern (Renominierung, vgl. § 27 Abs. 5 GasNZV).

1.3. Preissystem für Ausgleichsenergie

Als Basis für die Ausgleichsenergiepreise werden Referenzpreise an liquiden Handelsplätzen herangezogen. Als liquide Handelsplätze gelten derzeit die folgenden vier Handelsplätze:

- Title Transfer Facility in den Niederlanden („TTF“),
- National Balancing Point in Großbritannien („NBP“),
- Zeebrugge Hub in Belgien („Zeebrugge“),
- E.ON Gastransport Virtueller Handelspunkt („EGT VP“).

Für die Bildung des Referenzpreises ist jeweils der aus zuverlässigen öffentlichen Publikationen ermittelte Tagespreis in Euro/MWh (bzw. für NBP umgerechnet in Euro/MWh) für Verkauf und Kauf an den genannten Handelsplätzen relevant.

Stellt der Bilanzkreisnetzbetreiber aufgrund konkreter Umstände fest, dass die von ihm herangezogenen Preisinformationen eines oder mehrerer der genannten Handelsplätze nicht über hinreichende Aussagekraft verfügen, so zieht er sie vorübergehend nicht mehr für Berechnung der Ausgleichsenergiepreise heran. Der Bilanzkreisnetzbetreiber ist ferner berechtigt, Referenzpreise weiterer liquider Handelsplätze als der oben genannten heranzuziehen. Die Nichtberücksichtigung eines der oben genannten und die Heranziehung weiterer geeigneter Referenzmärkte und Referenzpreise sind mit der Bundesnetzagentur vorab abzustimmen.

Der Preis für negative Ausgleichsenergie, d.h. der Preis für den Ausgleich von Überspeisungen, wird wie folgt gebildet: Von den Verkaufspreisen bildet der zweitgeringste Verkaufspreis den Referenzpreis. Dieser Preis wird mit 0,9 multipliziert. Das Ergebnis ist der Preis für negative Ausgleichsenergie.

Der Preis für positive Ausgleichsenergie, d.h. der Preis für den Ausgleich von Unterspeisungen, wird wie folgt gebildet: Von den Kaufpreisen bildet der zweithöchste Kaufpreis den Referenzpreis. Dieser Preis wird mit 1,1 multipliziert. Das Ergebnis ist der Preis für positive Ausgleichsenergie.

1.4. Kein ex post-balancing, keine Toleranzen

Ein Abtausch von Differenzmengen zwischen Bilanzkreisen nach Ende der Bilanzierungsperiode („ex post-balancing“) ist grundsätzlich nicht zulässig. Sollten Bilanzkreisnetzbetreiber ihre untertägigen Informationspflichten nach Abschnitt 1.5. Satz 4 nicht erfüllen können, weil Ausspeisenetzbetreiber die entsprechenden Daten noch nicht rechtzeitig bereit stellen, ist der Bilanzkreisnetzbetreiber für einen Übergangszeitraum bis zum 01.04.2009 (6.00 Uhr) verpflichtet, den Bilanzkreisverantwortlichen ein ex post-balancing zu ermöglichen.

Im Rahmen der Tagesbilanzierung gibt es keine Toleranzbänder, d.h. jede Abweichung nach dem Ende der Bilanzierungsperiode wird unmittelbar zu Ausgleichsenergiepreisen abgerechnet.

1.5. Veröffentlichungen und Informationspflichten

Der Bilanzkreisnetzbetreiber hat die Ausgleichsenergiepreise einschließlich der als Basis für die Preisbildung dienenden Referenzpreise täglich und zumindest für die vergangenen zwölf Monate auf seiner Internetseite zu veröffentlichen.

Der Bilanzkreisnetzbetreiber stellt sicher, dass die Bilanzkreisverantwortlichen so zeitnah über Informationen verfügen, dass sie Ungleichgewichte in ihren Bilanzkreisen durch geeignete Maßnahmen vermeiden oder ausgleichen können. Dies gilt nur für RLM-Entnahmestellen, da nur diese aufgrund von Ist-Entnahmen bilanziert werden. Der Bilanzkreisnetzbetreiber hat zur Erfüllung seiner Informationspflichten die durch den Ausspeisenetzbetreiber vorläufig ermittelten

und an ihn übersandten Mengendaten aggregiert für alle RLM-Entnahmestellen untertägig an den Bilanzkreisverantwortlichen weiterzuleiten. Des Weiteren ermittelt der Bilanzkreisnetzbetreiber den Saldo der dem Bilanzkreis vorläufig zugeordneten Ein- und Ausspeisemengen und teilt diesen unverzüglich dem Bilanzkreisverantwortlichen mit. Gleiches gilt für die endgültig zugeordneten Mengen. Brennwertkorrekturen bezieht der Bilanzkreisnetzbetreiber in die Saldenermittlung nicht ein.

2. Stündliches Anreizsystem

Neben das Tagesbilanzierungssystem tritt ein stündliches Anreizsystem, in dem alle physischen und virtuellen Ein- und Ausspeisepunkte stundenscharf betrachtet werden, wobei für einen Großteil der Entnahmestellen die tatsächlichen Mengen ex ante oder ex post in über den Tag identische Stundenmengen (Tagesband) umgerechnet werden. Das System soll gezielte Anreize zu einer untertägigen Strukturierung der transportierten Gasmengen eines Bilanzkreises setzen. Die Zahlungen im Rahmen des stündlichen Anreizsystems beeinflussen die Abrechnung in der Tagesbilanzierung nicht.

2.1. Grundsatz der Stundenbetrachtung

Im Rahmen des stündlichen Anreizsystems saldiert der Bilanzkreisnetzbetreiber nach jeder Stunde innerhalb des Gastags die in dieser Stunde erfolgten Einspeisungen in den Bilanzkreis mit den relevanten Ausspeisungen aus dem Bilanzkreis. Für eine nach der Saldierung verbleibende Über- oder Unterspeisung (Stundenabweichung) hat der Transportkunde an den Bilanzkreisnetzbetreiber einen Strukturierungsbeitrag in Euro je MWh zu entrichten. Ein Ausgleich der Stundenabweichung erfolgt nicht.

2.2. Relevante Stundenmengen und Folgen

Der Bilanzkreisnetzbetreiber bezieht alle Einspeisemengen und alle relevanten Ausspeisemengen eines Bilanzkreises in die Stundenbetrachtung ein. Sodann saldiert er die Summe aller stündlichen Einspeisemengen mit der Summe aller relevanten stündlichen Ausspeisemengen. Eine gesonderte Betrachtung von Ein- oder Ausspeisemengen an einzelnen Punkten findet nicht statt. Je nach Art des Ein- und Ausspeisepunkts erfolgt die Ermittlung der relevanten Mengen jedoch nach unterschiedlichen Regeln, zum Teil werden Toleranzen gewährt. Die folgenden Fallgruppen sind für die Teilnahme am Stundensystem zu unterscheiden.

2.2.1. Punkte mit besonderer Bedeutung für die Netzstabilität: Nominierte bzw. gemessene Stundenmengen, 2 % Toleranz, keine Regel- und Ausgleichsenergieumlage

Für alle Einspeisepunkte und für eine gesonderte Gruppe von Ausspeisepunkten, die für die Netzstabilität besonders bedeutsam sind, wird die stündlich allokierte Menge in die stündliche Vergleichsbetrachtung eingestellt.

Dieses Verfahren gilt zum einen für die Ein- und Ausspeisepunkte an der Grenze zwischen Marktgebieten, Ein- und Ausspeisepunkte an Grenzkopplungspunkten, virtuelle Ein- und Ausspeisepunkte, Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen und Ein- und Ausspeisepunkte aus Speichern.

Zum anderen sind auch Ausspeisepunkte an RLM-Entnahmestellen zu bestimmten Großverbrauchern in diese Fallgruppe einbezogen (sog. „Großverbraucher ohne Tagesband“): RLM-Entnahmestellen mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von mehr als 300 MWh/h gehören der Gruppe an, wenn der Bilanzkreisverantwortliche dies auf Veranlassung des Transportkunden nicht ausdrücklich gegenüber dem Bilanzkreisnetzbetreiber ausgeschlossen hat. Hat der Bilanzkreisverantwortliche diesen Ausschluss erklärt, fällt die Entnahmestelle in die zweite Fallgruppe, die alle sonstigen RLM-Entnahmestellen erfasst (siehe unten Abschnitt 2.2.2.). Der vom Bilanzkreisverantwortlichen erklärte Ausschluss ist für den Bilanzkreisnetzbetreiber verbindlich, es sei denn dieser weist unverzüglich in Textform nach, dass eine Zuordnung der Entnahmestelle zu der zweiten Fallgruppe zu einer unzumutbaren Beeinträchtigung der Systemstabilität führen würde.

Ausspeisepunkte an RLM-Entnahmestellen mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von weniger als 300 MWh/h werden der ersten Fallgruppe dagegen nur dann zugeordnet, wenn der Bilanzkreisverantwortliche dies auf Veranlassung des Transportkunden ausdrücklich gegenüber dem Bilanzkreisnetzbetreiber gefordert hat.

Die vorstehend genannten Wahlrechte können Transportkunden jeweils nur einen Monat vor Beginn der Umlageperiode (siehe unten Abschnitt 4.) oder im Falle des Wechsels des Lieferanten ausüben. Als allokierte Menge gilt bei den Großverbrauchern ohne Tagesband und bei von den Transportkunden selbst gesteuerten Einspeisepunkten der jeweilige stündliche Messwert. Bei den anderen genannten Punkten gilt aufgrund des Grundsatzes „allokiert wie nominiert“ die jeweilige Nominierung als allokiert.

Der Bilanzkreisverantwortliche erhält bezogen auf die an diesen Punkten ausgespeisten Mengen teilweise eine Toleranz. Für die nominierten Ein- und Ausspeisepunkte, zu denen auch die virtuellen Ein- und Ausspeisepunkte zählen, ist eine Toleranz nicht erforderlich und daher auch nicht vorgesehen, weil ein Risiko von ungeplanten Differenzen nicht besteht (Grundsatz: „allokiert wie nominiert“). Da bei Ausspeisepunkten zu Großverbrauchern ohne Tagesband dagegen auf der Grundlage der Ist-Entnahme bilanziert wird, besteht dort ein Risiko von

ungeplanten Abweichungen. Folglich ist der Bilanzkreisverantwortliche zunächst gehalten, die Ausspeisung untertägig möglichst exakt an die Einspeisung anzugleichen und damit das Netz nicht mit der Strukturierungsdienstleistung für die Großverbraucher ohne Tagesband zu belasten. Da aber auch bei Einhaltung der bei der Prognose gebotenen Sorgfalt nicht alle Abweichungsrisiken ausgeräumt werden können, erhält der Bilanzkreisverantwortliche für die an den Entnahmestellen zu Großverbrauchern ohne Tagesband ausgespeisten Mengen eine Toleranz in Höhe von +/- 2 % bezogen auf die an diesem Punkt ausgespeisten, gemessenen stündlichen Mengen. Diese Toleranz gilt nicht bei der Anwendung von Nominierungsersatzverfahren.

Des Weiteren ist er für alle Ausspeisemengen dieser Fallgruppe von der Regel- und Ausgleichsenergieumlage freigestellt (siehe unten Abschnitt 4.2.).

2.2.2. Sonstige RLM-Entnahmestellen: Tagesband, 15 % Toleranz, Regel- und Ausgleichsenergieumlage

Bei sonstigen RLM-Entnahmestellen, die nicht von der ersten Fallgruppe umfasst sind („Großverbraucher mit Tagesband“), ist für die stündliche Betrachtung der stündliche Anteil der gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilten täglichen Ist-Entnahmemenge relevant („Tagesband“). Bezogen auf diese Mengen erhält der Bilanzkreisverantwortliche eine Toleranz in Höhe von 15 % auf die stündlich in die Bilanz einzustellende Tagesbandmenge. Da die Gewährung dieser weitreichenden Toleranz externen Regelenergiebedarf verursachen kann, ist der Bilanzkreisverantwortliche hinsichtlich der Ausspeisemengen bei Großverbrauchern mit Tagesband an der Regel- und Ausgleichsenergieumlage beteiligt (siehe unten Abschnitt 4.2.).

2.2.3. SLP-Entnahmestellen: Tagesband, keine Toleranz, Regel- und Ausgleichsenergieumlage

Bei SLP-Entnahmestellen ist der stündliche Anteil der gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilten Tagesmenge des jeweiligen Standardlastprofils für das stündliche Anreizsystem relevant („Tagesband“). Bezogen auf diese Mengen erhält der Bilanzkreisverantwortliche keine Toleranz bei der Ermittlung der für den Strukturierungsbeitrag relevanten Stundenabweichung. Dies ist auch nicht erforderlich, weil der Bilanzkreisverantwortliche bei SLP-Entnahmestellen kein Risiko ungeplanter Differenzen hat. Aufgrund des Zeitversatzes gilt dies auch für Entnahmestellen, bei denen das analytische Standardlastprofilverfahren angewendet wird. Da die untertägige Strukturierung von SLP-Entnahmestellen externen Regelenergiebedarf verursachen kann, sind Bilanzkreisverantwortliche hinsichtlich der SLP-Entnahmemengen an der Regel- und Ausgleichsenergieumlage beteiligt (siehe unten Abschnitt 4.2.).

2.3. Ermittlung des Strukturierungsbeitrags

Ergibt die stündliche Vergleichsbetrachtung eine Über- oder Unterspeisung des Bilanzkreises, so hat der Bilanzkreisverantwortliche dem Bilanzkreisnetzbetreiber einen Strukturierungsbeitrag in Euro je MWh zu entrichten.

2.3.1. Konstante Strukturierungsbeiträge

Die Höhe des Strukturierungsbeitrags beträgt 15 % des Mittelwertes der beiden Ausgleichsenergiepreise (positive und negative Ausgleichsenergie), die für die aktuelle Bilanzierungsperiode (Gastag) für den Ausgleich von Über- und Unterspeisungen von Bilanzkreisen angewendet werden.

2.3.2. Variable Strukturierungsbeiträge

Abweichend hiervon kann der Bilanzkreisnetzbetreiber für die verschiedenen Stunden eines Gastags unterschiedliche Strukturierungsbeiträge vorsehen. Diese müssen zwischen 5 % und 25 % des mittleren Ausgleichsenergiepreises für den aktuellen Gastag liegen und für mindestens einen Monat konstant beibehalten werden.

Der Bilanzkreisnetzbetreiber kann für die Überspeisung von Bilanzkreisen einen Strukturierungsbeitrag von unter 15 % vorsehen, wenn in einer bestimmten Stunde eine Überspeisung typischerweise den Gesamtregelenergiebedarf des Marktgebietes zu reduzieren vermag. In der gleichen Stunde hat er dann für Unterspeisungen einen Strukturierungsbeitrag von über 15 % vorzusehen, weil in dieser Stunde eine Unterspeisung typischerweise den Gesamtregelenergiebedarf des Marktgebietes zu steigern vermag. Analoges kann für Stunden angewendet werden, in denen eine Unterspeisung typischerweise den Gesamtregelenergiebedarf des Marktgebietes zu verringern vermag. Das Gebot der Diskriminierungsfreiheit ist einzuhalten.

Macht der Bilanzkreisnetzbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch, muss der Tagesmittelwert der für die unterschiedlichen Stunden geltenden Strukturierungsbeiträge 15 % des mittleren Preises, gebildet aus den Preisen für positive und negative Ausgleichsenergie, betragen.

Die Strukturierungsbeiträge rechnet der Bilanzkreisnetzbetreiber jeweils zum Ende eines Kalendermonats mit dem Bilanzkreisverantwortlichen ab.

2.4. Veröffentlichungen und Informationspflichten

Soweit der Bilanzkreisnetzbetreiber variable Strukturierungsbeiträge erhebt, hat er die für die verschiedenen Stunden eines Gastags festgesetzten Höhen der Strukturierungsbeiträge getrennt nach Über- und Unterspeisungen in maschinenlesbarer Form auf seiner Internetseite

zu veröffentlichen und zu begründen. Die Veröffentlichung hat mindestens zehn Werktage im Voraus zu erfolgen.

3. Regelenergie

Regelenergie ist nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen. Dem Ziel einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung ist bei der Ausgestaltung der Verfahren, zum Beispiel durch die Nutzung untertägiger Beschaffung, besonderes Gewicht beizumessen. Hierbei ist die Systemverantwortung der Netzbetreiber zu berücksichtigen.

3.1. Allgemeine Grundsätze

Regelenergie wird zentral vom Bilanzkreisnetzbetreiber beschafft und eingesetzt. Sie dient der netztechnisch insgesamt und regional oder lokal erforderlichen Regelung und Steuerung im Marktgebiet. Ein Bedarf an Regelenergie kann z.B. aus Über- oder Unterspeisungen von Bilanzkreisen, infolge von Abweichungen zwischen der Summe der Nominierungen und dem gemessenen Gasfluss, der endlichen Transportgeschwindigkeit sowie aus den Differenzen zwischen der Einspeisung auf der Grundlage von Tagesbändern und tatsächlicher Entnahme entstehen.

Auch in Marktgebieten, die von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern aufgespannt werden, ist die Aufgabe, Regelenergie zu beschaffen und einzusetzen, zu zentralisieren. Sie kann einem der beteiligten Netzbetreiber, einer gemeinsamen Gesellschaft oder einem unabhängigen Dritten übertragen werden.

Aufgrund der zentralen Beschaffung der Regelenergie sind Netzbetreiberbilanzkreise für die im jeweiligen Marktgebiet belegenen Netze nicht länger erforderlich und daher nicht mehr zulässig. Soweit zu anderen Zwecken weiterhin die transportierten Mengen netzscharf ermittelt und z.B. in Netzkonten geführt werden, entfallen jedenfalls sämtliche aus dem Bilanzierungsregime begründeten Pflichten, Ein- und Ausspeisungen aneinander anzupassen oder Differenzen am Ende des Gastages auszugleichen. Die Verbindung von Netzkonten mit einem Transportkunden-Bilanzkreis ist nicht zulässig.

3.2. Interne Regelenergie

Der Bilanzkreisnetzbetreiber plant und koordiniert den Einsatz von interner Regelenergie gemeinsam mit allen Netzbetreibern im Marktgebiet und mit den Betreibern angrenzender Netze anderer Marktgebiete. Ziel ist der möglichst effiziente Einsatz der internen Regelenergie und die Vermeidung oder Verminderung des Bedarfs an externer Regelenergie. Nur wenn eine Netzsituation nicht mit dem Einsatz interner Regelenergie bewältigt werden kann, kommt externe

Regelenergie zum Einsatz, wobei dies nicht einem vorausschauenden Einsatz externer Regelenergie entgegen steht.

Interne Regelenergie wird bereitgestellt aus

- dem jeweils eigenen Netz,
- den angrenzenden Netzen innerhalb des Marktgebietes,
- den angrenzenden Netzen außerhalb des Marktgebietes.

Für diese Bereitstellung sind von den Netzbetreibern verbindliche einheitliche Verfahren festzulegen, die für die tägliche Abwicklung der Netzsteuerung geeignet sind. Die angewandten Grundsätze und Verfahren und der tatsächliche Einsatz der internen Regelenergie sind zu dokumentieren und der Bundesnetzagentur auf Verlangen zur Verfügung zu stellen.

Der Einsatz von interner Regelenergie ist jedenfalls durch Einrichtung von gemäß § 25 Abs. 5 GasNZV an Netzkopplungspunkten gebildeten Bilanzkonten zu ermöglichen. Diese Bilanzkonten können auch mehr als drei Stundenmengen der Stationskapazität umfassen. Die vereinbarten Stundenmengen können in den beiden Bilanzkonten unterschiedlich groß sein.

Die mit der Bereitstellung interner Regelenergie verbundene Netznutzung ist im Rahmen der internen Bestellung nicht zu berücksichtigen. Insbesondere erfolgt keine Kapazitätsreservierung zum Zweck der Bereitstellung interner Regelenergie. Die Verfügbarkeit der erforderlichen Kapazität ist vom Bilanzkreisnetzbetreiber im Zusammenhang mit der Einsatzentscheidung zu prüfen.

Vorhaltung und Einsatz von interner Regelenergie werden bis auf weiteres weder bilateral zwischen den Netzbetreibern noch vom Bilanzkreisnetzbetreiber gesondert vergütet. Um die wirtschaftlichen Anreize für die Vorhaltung von interner Regelenergie zu erhalten, soll die Fähigkeit von Netzen, interne Regelenergie aus Netzpuffer und/oder Anlagen zur Speicherung von Gas bereitzustellen, in der Anreizregulierung berücksichtigt werden.

3.3. Externe Regelenergie

Externe Regelenergie umfasst neben Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung auch die Beschaffung von Gas zum Ausgleich von Fehlmengen bzw. die Veräußerung von Gas zum Ausgleich von Überschussmengen.

Der Bilanzkreisnetzbetreiber ermittelt durch Anwendung eines diskriminierungsfreien und transparenten Verfahrens den Bedarf des Marktgebietes an externer Regelenergie. Die für das Marktgebiet erforderliche externe Regelenergie wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber in einem einheitlichen Verfahren beschafft. Auch der lokale oder regionale Regelenergiebedarf ist durch den Bilanzkreisnetzbetreiber zu beschaffen. Er verfolgt dabei das Ziel, die durch Einsatz von

externer Regelenergie entstehenden Kosten zu minimieren, ohne dabei die Systemintegrität zu gefährden. Soweit bestehende Lastflusszusagen den Charakter von Regelenergie haben und die Bereitstellung oder Übernahme von Gas auf Wunsch des Netzbetreibers umfassen, ist die Möglichkeit des Abrufs dieser Zusagen in die wirtschaftliche Gesamtoptimierung einzubeziehen.

Als Anbieter externer Regelenergie kommen Transportkunden in Betracht, die dem Bilanzkreisnetzbetreiber Flexibilität oder Gasmengen bereitstellen oder von ihm abnehmen können (flexible Ein- und Ausspeisungen, Speichernutzer, Speicherbetreiber, abschaltbare Kunden). Soweit Anlagen zur Speicherung von Gas ausschließlich den Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind, sind sie als netzzugehörig anzusehen und nicht für die Bereitstellung externer, sondern für die Bereitstellung interner Regelenergie einzusetzen.

Die Bereitstellung oder Abnahme von externer Regelenergie ist für den jeweiligen Transportkunden nicht bilanzrelevant.

3.3.1. Untertägige Strukturierung

Die Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung beinhalten die Bereitstellung kurzfristiger Flexibilitäten. Sie berechtigen den Bilanzkreisnetzbetreiber, in dem vereinbarten Rahmen Gasmengen des Transportkunden entgegen zu nehmen bzw. ihm zu übergeben und verpflichten ihn, die gleiche Mengen zu einem anderen Zeitpunkt an ihn zurück zu liefern bzw. von ihm zurück zu nehmen. Gegenstand dieser Dienstleistungen ist damit lediglich eine vorübergehende Überlassung der Gasmengen.

Die Bilanzkreisnetzbetreiber schreiben ihren Bedarf an untertägiger Strukturierung aus. Bei der Ausschreibung ist eine Mindestgebotsgröße zu wählen, die auch kleineren Marktpartnern und insbesondere auch Nutzern oder Betreibern lokaler Speicheranlagen, soweit diese nicht den Netzen zuzurechnen und im Rahmen der internen Regelenergie einzusetzen sind, ein Angebot ermöglicht.

Die Ausschreibung kann für einen oder mehrere Tage (bis zu einem Gaswirtschaftsjahr) im Voraus erfolgen. Die Bieter haben für jede Stunde des Gastages, auf den sich die Ausschreibung bezieht, einen Arbeitspreis für die Bereitstellung von Gas an den Netzbetreiber (positive Mengen, „Bereitstellungspreis“) und einen Arbeitspreis für die Übernahme von Gas durch die Transportkunden (negative Mengen, „Rücknahmepreis“) anzugeben, wobei Entgelte nur im Falle des Abrufs der Dienstleistung durch den Netzbetreiber anfallen.

Weitere Ausschreibungen, die zusätzlich einen Leistungspreis für die Vorhaltung der untertägigen Strukturierung beinhalten, sollen nur stattfinden, wenn andernfalls keine der Menge oder den Entgelten nach ausreichenden Angebote vorliegen oder zu erwarten sind. Dies ist der Bundesnetzagentur gegenüber anzuzeigen und zu begründen.

Der Abruf erfolgt nach einem angemessenen Merit-Order-System. Bei diesem wird auf Basis des jeweils angebotenen Preises zunächst eine Einsatzreihenfolge festgelegt. Der tatsächliche Abruf beginnt mit dem preisgünstigsten Angebot.

3.3.2. Beschaffung oder Veräußerung von Gasmengen

Die dauerhafte Beschaffung oder Veräußerung von Gasmengen zum Ausgleich dauerhafter Fehlmengen oder Überschüsse führt der Bilanzkreisnetzbetreiber auf dem Gashandelsmarkt im eigenen oder einem anderen Marktgebiet durch. Hierbei sind im Regelfall Tagesbänder zu kontrahieren. Die Produkte sind so zu dimensionieren, dass sie auch von kleineren Marktteilnehmern angeboten oder nachgefragt werden können.

3.3.3. Market Maker

Sofern die Liquidität im Marktgebiet nicht ausreicht und auch eine Beschaffung auf dem Gashandelsmarkt in einem angrenzenden Marktgebiet nicht zuverlässig durchführbar ist, wird für Bereitstellung untertägiger Flexibilitäten und/oder für die Beschaffung oder Veräußerung der externen Gasmengen ergänzend ein Market-Maker-Modell angewendet. In diesem Fall kann ein Leistungspreis für die Vorhaltung vereinbart werden. Für den Arbeitspreis kann ein Referenzpreis aus einem liquiden Markt herangezogen werden. Der Market-Maker-Vertrag ist öffentlich auszuschreiben. Er soll in der Regel für höchstens ein Gaswirtschaftsjahr geschlossen werden.

3.3.4. Veröffentlichungen und Informationspflichten

Der Bilanzkreisnetzbetreiber veröffentlicht für das Marktgebiet aussagekräftige Informationen in geeignet aggregierter Form über den Einsatz:

- der internen Regelenergie,
- der externen Regelenergie, unterschieden nach externen Flexibilitäten und externen Gasmengen. Es ist zudem anzugeben, welcher Anteil der externen Regelenergie aufgrund lokaler oder räumlich begrenzter Ungleichgewichte eingesetzt wurde.

Die Informationen sind möglichst am Folgetag des Einsatzes der Regelenergie zu veröffentlichen und mindestens für die zurückliegenden zwölf Monate zugänglich zu machen.

4. Umlage für Regel- und Ausgleichsenergie

Die Kosten und Erlöse für Regel- und Ausgleichsenergie werden durch den Bilanzkreisnetzbetreiber auf einem separaten Konto („Umlagekonto“) verbucht.

4.1. Umlagekonto

Von den Bilanzkreisnetzbetreibern wird für jedes Marktgebiet ein Umlagekonto für Kosten und Erlöse aus Regel- und Ausgleichsenergie eingerichtet. Auf dieses Konto werden u.a. gebucht:

- Erlöse aus positiver Ausgleichsenergie für den notwendigen Ausgleich von Unterspeisungen,
- Erlöse aus Strukturierungsbeiträgen,
- Kosten für negative Ausgleichsenergie für den Ausgleich von Überspeisungen,
- Erlöse aus der Veräußerung externer Regelenergie,
- Kosten für Beschaffung und Einsatz von externer Regelenergie.

Die Kosten des Bilanzkreisnetzbetreibers für die allgemeine Abwicklung der Bilanzierung (IT, Vertragsmanagement etc.) einschließlich der Kosten für die Abwicklung des virtuellen Handlungspunktes sind nicht Teil des Umlagekontos für Regel- und Ausgleichsenergie.

4.2. Ex ante-Regel- und Ausgleichsenergieumlage

Der Stand des Umlagekontos wird halbjährlich für die Abrechnungsperiode des Umlagekontos („Umlageperiode“) prognostiziert. Wird erwartet, dass die zu verbuchenden Erlöse geringer sein werden als die zu verbuchenden Kosten, erhebt der Bilanzkreisnetzbetreiber eine Regel- und Ausgleichsenergieumlage in einer zuvor veröffentlichten, für die Dauer der halbjährlichen Umlageperiode unveränderlichen Höhe. Die Umlageperiode umfasst jeweils den Zeitraum eines Gaswirtschaftsjahres beginnend mit dem 01.10.2008. Sie kann auf sechs Monate verkürzt werden. Der Beginn der Umlageperiode hat aber stets auf den 01.04. oder 01.10. eines Kalenderjahres zu fallen.

Die Regel- und Ausgleichsenergieumlage haben die Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen, soweit sie SLP-Entnahmestellen oder RLM-Entnahmestellen mit Tagesband beliefern. An der Regel- und Ausgleichsenergieumlage sind sie folglich nur insoweit nicht beteiligt, als die von ihnen belieferten Entnahmestellen zu der ersten Fallgruppe des stündlichen Anreizsystems gehören (siehe oben Abschnitt 2.2.1.). Dies ist z.B. dann der Fall, wenn die Bilanzkreisverantwortlichen Gas von Einspeisepunkten zum virtuellen Punkt liefern, lediglich virtuellen Gashandel betreiben, oder Großverbraucher ohne Tagesband beliefern. Die Regel- und Ausgleichsenergieumlage wird auf der Grundlage der bilanzrelevanten Ausspeisungen der genannten Entnahmestellen in EUR pro ausgespeiste MWh erhoben. Bei Standardlastprofilen bleibt die Abrechnung der Jahres-Mehr- und -Mindermenge für die Berechnung der Umlage unberücksichtigt. Der Bilanzkreisnetzbetreiber kann angemessene monatliche Abschläge auf die Regel- und Ausgleichsenergieumlage verlangen.

Fehlbeträge und Überschüsse des Umlagekontos werden in der nächsten Prognose berücksichtigt. Wird ein Überschuss erwirtschaftet, der über einen prognostizierten Fehlbetrag für die nächste Umlageperiode hinausgeht, wird dieser zu Beginn der folgenden Umlageperiode anteilig zunächst an die Bilanzkreisverantwortlichen bis maximal in Höhe der von ihnen in der abrechnungsrelevanten Umlageperiode geleisteten Regel- und Ausgleichsenergieumlage ausgeschüttet. Sollten darüber hinaus Überschüsse bestehen, werden diese auf die bilanzrelevant gespeisten Transportmengen aller Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet.

4.3. Veröffentlichungen und Informationspflichten

Der Bilanzkreisnetzbetreiber veröffentlicht in monatlichen Abständen den Saldo des Umlagekontos zum Schluss des Vormonats.