



- Beschlusskammer 7 -

Beschluss

Az.: BK7-14-020

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung, „GaBi Gas 2.0“)

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

durch ihren Vorsitzenden Christian Mielke,
ihren Beisitzer Dr. Chris Mögelin
und ihre Beisitzerin Diana Harlinghausen

am 19.12.2014 beschlossen:

1. Marktgebietsverantwortliche, Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, die Bilanzierung von Gasmengen nach folgenden Grundsätzen durchzuführen:
 - a) Sämtliche von den Transportkunden transportierten und gehandelten Mengen sind vom Marktgebietsverantwortlichen zu bilanzieren. Die Bilanzierungsperiode ist der Gastag („D“), d.h. es gilt eine Tagesbilanzierung. Die Differenz der während der Bilanzierungsperiode ein- und ausgespeisten bilanzrelevanten Mengen wird durch den Marktgebietsverantwortlichen am Ende der Bilanzierungsperiode als Ausgleichsenergie abgerechnet. Der Marktgebietsverantwortliche erhebt oder zahlt hierfür Ausgleichsenergieentgelte gemäß Ziff. 2. Neben dem Tagesbilanzierungssystem sind untertägige Verpflichtungen gemäß Ziff. 4. anzuwenden.
 - b) Für die Bilanzierung sind stündlich nominierte Mengen, gemessene Mengen und Standardlastprofile nach folgenden Maßgaben bilanzrelevant:
 - aa) Nominierte Mengen werden grundsätzlich für folgende Punkte in die Bilanz eingestellt, für diese Punkte gilt grundsätzlich das Prinzip „allokiert wie nominiert“:
 - (i) Ein- und Ausspeisepunkte an der Grenze zwischen Marktgebieten,
 - (ii) Ein- und Ausspeisepunkte an Grenzkopplungspunkten,
 - (iii) Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen,
 - (iv) Virtuelle Ein- und Ausspeisepunkte sowie
 - (v) Ein- und Ausspeisepunkte aus Speichern.

Abweichend hiervon können Messwerte auch an solchen Grenzkopplungspunkten, die ausschließlich der Versorgung von Letztverbrauchern dienen (in nachgelagerten Netzen), sowie bei Ein-

speisepunkten aus inländischen Produktionsanlagen als bilanzkreisrelevante Daten verwendet werden („allokiert wie gemessen“). Die Anwendung des Allokationsprinzips „allokiert wie gemessen“ an Grenzkopplungspunkten, die ausschließlich der Versorgung von Letztverbrauchern dienen, ist von der Beschlusskammer vorab zu genehmigen. Solche Punkte sind im Bilanzierungsregime wie Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung zu behandeln.

- bb) Für Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung („RLM-Entnahmestellen“) sind gemessene Werte („Ist-Entnahmen“) bilanzrelevant.
- cc) Für Entnahmestellen mit nicht täglich gemessenen Ausspeisungen sind Standardlastprofile („SLP-Entnahmestellen“) auf der Grundlage einer Vortagesprognose bilanzrelevant. Für SLP-Entnahmestellen findet damit Variante 2 Netzkodex Gasbilanzierung (Art. 33 Abs. 4. i.V.m. Art. 3 Abs. 21. und Art. 37 Abs. 1. lit. b) Anwendung. Die Verteilernetzbetreiber als prognostizierende Partei sind verpflichtet, für SLP-Entnahmestellen Standardlastprofile zu entwickeln und zuzuweisen. Den Bilanzkreisverantwortlichen werden die Prognosen vom Marktgebietsverantwortlichen am Vortag („D-1“) der Bilanzierungsperiode übermittelt.
Die Informationen über das verwendete Standardlastprofilverfahren, einschließlich verfahrensspezifischer Parameter, sind den betroffenen Marktbeteiligten vom Verteilernetzbetreiber in adäquater Form und Umfang zur Verfügung zu stellen. Bilanzierungsperiodenabhängige, anwendungsspezifische Parameter sind massengeschäftstauglich in dem Format täglich elektronisch auszutauschen, in dem die bilanzrelevanten Daten übersendet werden.
- dd) Bilanzkreisverantwortliche sind verpflichtet, innerhalb der Bilanzierungsperiode für eine möglichst ausgeglichene Bilanz zu sorgen. Zur Vermeidung prognostizierbarer Abweichungen hat der Bilanzkreisverantwortliche alle zumutbaren Maßnahmen durchzuführen.
- ee) Zur Bestimmung der täglichen Differenzmengen pro Bilanzkreis werden die täglichen Einspeisemengen und die täglichen Ausspeisemengen fortlaufend in einem Konto pro Bilanzkreis saldiert, soweit sie dem Bilanzkreis zugeordnet wurden. Ein Abtausch von Differenzmengen zwischen Bilanzkreisen nach Ende der Bilanzierungsperiode („ex post-balancing“) ist nicht zulässig. Der Marktgebietsverantwortliche saldiert die durch den Ein- bzw. Ausspeisernetzbetreiber 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 beinhalten die Bereinigung fehlender oder fehlerhafter Messwerte und sind um den für die Abrechnung verwendeten Brennwert zu korrigieren.

2. Die Marktgebietsverantwortlichen haben die Ausgleichsenergie nach folgender Methodik zu ermitteln und abzurechnen:
 - a) Die tägliche Ausgleichsenergiemenge ist für jeden Bilanzkreis anhand des Saldos zwischen täglicher Ein- und Ausspeisung unter Heranziehung der endgültig zugeordneten Mengen gemäß Ziff. 1. lit. b) zu bilden. Die Brennwertkorrektur ist hierbei nicht mit einzubeziehen. Die Zuordnung mehrerer Bilanzkreise zu einem Rechnungsbilanzkreis ist zulässig.
 - b) Der Ausgleichsenergiepreis wird wie folgt ermittelt:
Der tägliche positive Ausgleichsenergiepreis ist der höhere der beiden folgenden Preise: „höchster Preis aller Regelenergieeinkäufe durch den

Marktgebietsverantwortlichen für den jeweiligen Gastag“ oder „mengen- gewichteter Gasdurchschnittspreis für den jeweiligen Gastag zuzüglich einer kleinen Anpassung von zwei Prozent“.

Der tägliche negative Ausgleichsenergiepreis ist der niedrigere der beiden folgenden Preise: „niedrigster Preis aller Regelenergieverkäufe durch den Marktgebietsverantwortlichen für den jeweiligen Gastag“ oder „mengen- gewichteter Gasdurchschnittspreis für den jeweiligen Gastag abzüglich einer kleinen Anpassung von zwei Prozent“.

Zur Ermittlung des höchsten bzw. niedrigsten Preises aller Regelenergie- einkäufe bzw. -verkäufe sind nur Regelenergiegeschäfte heranzuziehen, die global (MOL Rang 1) oder qualitätsspezifisch (qualitätsspezifische Produkte innerhalb der MOL Rang 2) über die relevante Handelsplattform gemäß lit. c) mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt getätigt werden (unter Einbeziehung von Day Ahead- und Within Day-Produkten). Bei den Day Ahead-Produkten ist der Erfüllungstag ausschlaggebend.

Zur Ermittlung des mengengewichteten Gasdurchschnittspreises ist der an der relevanten Handelsplattform gemäß lit. c) gebildete mengengewichtete Gasdurchschnittspreis mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt (unter Einbeziehung von Day Ahead- und Within Day-Produkten) heranzuziehen.

- c) Die EEX – European Energy Exchange AG wird als relevante Handels- plattform nach Art. 22 Abs. 3. Netzkodex Gasbilanzierung genehmigt.
- d) Soweit eine Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise auf Grundlage der in lit. b) beschriebenen Grundsätze nicht möglich ist, ist der jeweilige Aus- gleichsenergiepreis des Vortages anzuwenden. Dies gilt auch, wenn be- reits der Ausgleichsenergiepreis des Vortages nach dieser Ersatzregel gebildet wurde.
- e) Für die Ermittlung der täglichen Ausgleichsenergieentgelte multipliziert der Marktgebietsverantwortliche die täglichen Ausgleichsenergiemengen ge- mäß lit. a) mit den täglichen Ausgleichsenergiepreisen gemäß lit. b) bzw. d). Die Ausgleichsenergiemengen werden unter Heranziehung des positiven Ausgleichsenergiepreises bei Unterspeisungen und des negativen Ausgleichsenergiepreises bei Überspeisungen zwischen dem Marktge- bietsverantwortlichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen für jede Bilan- zierungsperiode monatlich abgerechnet. Diese Methodik für die Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts wird nach Art. 20 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung genehmigt.

3. Für die von den Marktgebietsverantwortlichen gegenüber dem Bilanzkreisverant- wortlichen vorzunehmende Abrechnung der Differenzmengen, die sich aus der Brennwertkorrektur zwischen der vorläufigen und endgültigen Mengenzuordnung eines Bilanzkreises von RLM-Entnahmestellen ergeben („RLM-Mehr- und Min- dermengen“), gilt Folgendes:

- a) Die Ermittlung der RLM-Mehr- und Mindermengen erfolgt auf täglicher Ba- sis zum Ende eines Monats.
- b) Für die Abrechnung ist der tägliche an der relevanten Handelsplattform gemäß Ziff. 2. lit. c) gebildete mengengewichtete Gasdurchschnittspreis mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt (unter Einbeziehung von Day Ahead- und Within Day-Produkten) heranzuziehen. Dieser ist sowohl auf die sich aus der Brennwertkorrektur ergebenden Mehr- als auch auf die Mindermengen anzuwenden.

4. Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, untertägige Verpflichtungen einzuführen. Die Regelungen zu den untertägigen Verpflichtungen lassen die Ta- gesbilanzierung unberührt. Für die untertägigen Verpflichtungen gilt Folgendes:

- a) Die Marktgebietsverantwortlichen haben für jede Stunde innerhalb des Gastages die in dieser Stunde bilanzrelevanten Einspeisungen in den Bi-

lanzkreis mit den bilanzrelevanten Ausspeisungen aus dem Bilanzkreis zu saldieren. Die stündlichen Salden sind über den Gastag zu kumulieren. Eine gesonderte Betrachtung von Ein- oder Ausspeisungen an einzelnen Punkten findet nicht statt.

- b) Es sind folgende Fallgruppen zu unterscheiden:
- aa) Für Punkte, die nach dem Prinzip „allokiert wie nominiert“ oder „allokiert wie gemessen“ gemäß Ziff. 1. lit. b) aa) bilanziert werden, ist die allokierte Menge stundenscharf zu betrachten. Eine Toleranz wird nicht gewährt.
 - bb) Für RLM-Entnahmestellen ist entweder der stündliche Anteil der gleichmäßig (als Tagesband) über den ganzen Gastag verteilten täglichen Ist-Entnahmemenge (Untergruppe RLMmT) oder die stundenscharfe Ist-Entnahmemenge (Untergruppe RLMoT) relevant. Unter Ist-Entnahmemenge ist die allokierte nicht-brennwertkorrigierte aber ersatzwertkorrigierte Entnahmemenge zu verstehen. Für beide Untergruppen wird eine Toleranz gewährt: Die Höhe der Toleranz beträgt für jede Stunde +/- 7,5 Prozent der ausgespeisten Tagesmenge.
Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen unterfallen grundsätzlich der Untergruppe RLMmT. Der Bilanzkreisverantwortliche bevollmächtigt den Transportkunden, gegenüber dem Netzbetreiber zu erklären, dass eine oder mehrere RLM-Entnahmestellen seines Bilanzkreises der Untergruppe RLMmT nicht angehören sollen. In diesem Fall finden auf die betroffenen RLM-Entnahmestellen die Regelungen der Untergruppe RLMoT Anwendung. Die Erklärung des Bilanzkreisverantwortlichen bzw. des Transportkunden ist für den Marktgebietsverantwortlichen verbindlich. Von dem Wahlrecht kann im Rahmen der Stammdatenprozesse oder im Rahmen eines Lieferantenwechsels Gebrauch gemacht werden.
 - cc) Für SLP-Entnahmestellen ist der stündliche Anteil der gleichmäßig (als Tagesband) über den ganzen Gastag verteilten Tagesmenge des Standardlastprofils relevant. Eine Toleranz wird nicht gewährt.
- c) Ergeben die kumulierten stündlichen Salden eine Über- oder Unterspeisung unter Berücksichtigung einer eventuell zu gewährenden Toleranz gemäß Ziff. 4. lit. b) bb) (bilanzielle Flexibilitätsmenge), so hat der Bilanzkreisverantwortliche dem Marktgebietsverantwortlichen einen Flexibilitätskostenbeitrag in Euro je MWh zu entrichten. Für die Erhebung des Flexibilitätskostenbeitrages gilt Folgendes:
- aa) Die Marktgebietsverantwortlichen erheben nur an den Tagen einen Flexibilitätskostenbeitrag, an denen im Marktgebiet ein gegenläufiger Regelenergieeinsatz (Einkauf und Verkauf von Regelenergie) über MOL Rang 1 gemäß Ziff. 6. vorgelegen hat und dem Marktgebietsverantwortlichen hierdurch Kosten entstanden sind. An Gastagen, an denen diese Kriterien nicht erfüllt werden, ist kein Flexibilitätskostenbeitrag zu erheben.
 - bb) Die Höhe des Flexibilitätskostenbeitrages berechnen die Marktgebietsverantwortlichen für den jeweiligen Gastag als Quotient aus den mengengewichteten Kosten der Flexibilitätsregelenergie und der Menge der Flexibilitätsregelenergie.
5. Für die Informationsbereitstellung bei RLM-Entnahmestellen leitet der Marktgebietsverantwortliche die durch den Ausspeisenetzbetreiber untertägig zweimal zu ermittelnden und zuzuordnenden Mengen aggregiert an den Bilanzkreisverantwortlichen weiter. Die Erhebung, Zuordnung und Weiterleitung hat folgenden Anforderungen zu genügen:
- a) Die erste untertägige Informationsbereitstellung umfasst die Mengenerfassung des Zeitraums von 6 Uhr bis 12 Uhr des Gastages. Der Marktge-

bietsverantwortliche übermittelt die Werte, die ihm spätestens bis 15 Uhr vom Ausspeisenetzbetreiber zu übermitteln sind, spätestens bis 16 Uhr an den Bilanzkreisverantwortlichen.

- b) Die zweite untertägige Informationsbereitstellung umfasst die Mengenerfassung des Zeitraums von 12 Uhr bis 15 Uhr des Gastages. Der Marktgebietsverantwortliche übermittelt die Werte, die ihm spätestens bis 18 Uhr vom Ausspeisenetzbetreiber zu übermitteln sind, spätestens bis 19 Uhr an den Bilanzkreisverantwortlichen. Die zweite untertägige Informationsbereitstellung enthält, gegebenenfalls in aktualisierter Form, auch den Erfassungszeitraum der ersten untertägigen Informationsbereitstellung.

6. Für die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie gilt Folgendes:

- a) Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, einen bestehenden Regelenergiebedarf zunächst über den Einsatz von interner Regelenergie zu decken. Vorhaltung und Einsatz interner Regelenergie werden weder zwischen den Netzbetreibern noch vom Marktgebietsverantwortlichen gesondert vergütet. Sollte der Einsatz von interner Regelenergie zur Bedarfsdeckung nicht zielführend oder nicht ausreichend sein, hat der Marktgebietsverantwortliche externe Regelenergie zu beschaffen und einzusetzen.
- b) Für die Beschaffung und den Einsatz externer Regelenergie ist eine vierstufige Merit Order Liste (MOL) anzuwenden:
- aa) Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, den Bedarf an externer Regelenergie vorrangig über den Einsatz von an der Börse im eigenen Marktgebiet beschaffter Regelenergie ohne Erfüllungsrestriktionen zu decken („globale Regelenergie“; MOL Rang 1).
- bb) Sollte der Einsatz von Produkten des MOL Rangs 1 aufgrund eines spezifischen netztechnischen Bedarfs nicht zielführend sein oder zur Deckung bestehender Bedarfe nicht ausreichend sein, haben die Marktgebietsverantwortlichen bedarfsspezifische (z.B. qualitätsspezifische) Produkte an der Börse im eigenen Marktgebiet zu beschaffen und einzusetzen (MOL Rang 2). Zusätzlich können Produkte an einer Börse in einem angrenzenden Marktgebiet beschafft und eingesetzt werden (ebenfalls MOL Rang 2). Die Möglichkeit zur Beschaffung oder Bereitstellung von Gasmenge in einem angrenzenden Marktgebiet und der Gastransport in dieses oder aus diesem Marktgebiet durch die Marktgebietsverantwortlichen werden insoweit genehmigt. Für den Gastransport in das oder aus dem angrenzenden Marktgebiet haben die Marktgebietsverantwortlichen möglichst kurzfristige oder unterbrechbare Kapazitäten unter Berücksichtigung der Kosteneffizienz zu buchen. Die bei einer Beschaffung oder Bereitstellung in einem angrenzenden Marktgebiet für den Transport anfallenden Kosten sind bei der Beschaffung von Produkten des MOL Rangs 2 angemessen zu berücksichtigen.
- cc) Sollte der Einsatz von Produkten der MOL Ränge 1 und 2 aufgrund eines spezifischen netztechnischen Bedarfs nicht zielführend oder zur Deckung des bestehenden Bedarfs nicht ausreichend sein, haben die Marktgebietsverantwortlichen den Bedarf durch Produkte zu decken, die über die physikalische Regelenergieplattform im jeweiligen Marktgebiet beschafft werden (MOL Rang 3). Über die physikalische Regelenergieplattform im jeweiligen Marktgebiet dürfen nur Regelenergieprodukte beschafft werden, die nicht als Börsenprodukte handelbar sind. Die Weiternutzung der im jeweiligen Marktgebiet bereits eingerichteten physikalischen Regelenergieplattform wird insoweit bis zum 16.04.2019 genehmigt.

- dd) Sollte der Einsatz von Produkten der MOL Ränge 1 bis 3 aufgrund eines spezifischen netztechnischen Bedarfs nicht zielführend sein oder zur Deckung des bestehenden Bedarfs nicht ausreichend sein, haben die Marktgebietsverantwortlichen in einem marktba-
sierten, transparenten und nicht diskriminierenden öffentlichen Ausschreibungsverfahren beschaffte standardisierte Langfristpro-
dukte und/oder Flexibilitätsdienstleistungen einzusetzen (MOL Rang 4).
7. Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, zwei getrennte Bilanzierungs-
umlagekonten für SLP-Entnahmestellen einerseits und für RLM-Entnahmestellen
andererseits einzurichten. Andere Punkte werden im Umlagesystem nicht berück-
sichtigt. Alle Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichenergiesystem sind
auf die beiden Umlagekonten zu verbuchen. Dabei sind folgende Vorgaben zu er-
füllen:
- a) Auf das Bilanzierungsumlagekonto der SLP-Entnahmestellen (SLP-
Bilanzierungsumlagekonto) werden gebucht:
- aa) Kosten und Erlöse aus der SLP-Mehr- und Mindermengenabrech-
nung,
bb) Kosten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräußerung von ex-
terner Regelenergie, soweit diese dem SLP-
Bilanzierungsumlagekonto zuzurechnen sind,
cc) sonstige Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom
Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkei-
ten, soweit diese dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto zuzurech-
nen sind,
dd) Erlöse aus der SLP-Bilanzierungsumlage.
- b) Auf das Bilanzierungsumlagekonto der RLM-Entnahmestellen (RLM-
Bilanzierungsumlagekonto) werden gebucht:
- aa) Kosten und Erlöse aus negativer bzw. positiver Ausgleichsenergie,
bb) bis zum 30.09.2016 Erlöse aus Strukturierungsbeiträgen,
cc) Erlöse aus dem Flexibilitätskostenbeitrag,
dd) Kosten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräußerung von ex-
terner Regelenergie, soweit diese dem RLM-
Bilanzierungsumlagekonto zuzurechnen sind,
ee) sonstige Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom
Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkei-
ten, soweit diese dem RLM-Bilanzierungsumlagekonto zuzurech-
nen sind,
ff) Erlöse aus der RLM-Bilanzierungsumlage.
- c) Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, die Aufteilung der Kos-
ten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräußerung von externer Re-
gelenergie sowie der sonstigen Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit
den vom Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätig-
keiten auf die SLP- und RLM-Bilanzierungsumlagekonten nach folgenden
Vorgaben vorzunehmen:
- aa) Die Zuordnung der Kosten und Erlöse auf die beiden Bilanzie-
rungsumlagekonten hat tagesscharf anhand eines Verteilungs-
schlüssels zu erfolgen. Treten untertägig sowohl Kosten als auch
Erlöse aus dem Einsatz positiver und negativer externer Re-
gelenergie auf, sind diese am Ende des Gastages zu saldieren.
- bb) Der tägliche Verteilungsschlüssel ist an Gastagen mit externem
Regelenergieeinsatz wie folgt zu bestimmen:
Für SLP-Entnahmestellen werden die entsprechend der Konten-
systematik gemäß Ziff. 8. (Netzkonten) zu berechnenden Diffe-
ferenzmengen der Verteilernetzbetreiber herangezogen und markt-
gebietsweit aufsummiert (SLP-Saldo). Für RLM-Entnahmestellen

werden die Salden aller Bilanzkreise durch das Gegenüberstellen der betreffenden Ein- und Ausspeisemengen bestimmt und marktgebietsweit aufsummiert (RLM-Saldo).

Weisen die beiden Salden eine übereinstimmende Richtung auf, bestimmt das Verhältnis der beiden Salden zur gesamten richtungsgleichen Fehlmenge die Zuordnung der vom Marktgebietsverantwortlichen für den Gastag festgestellten Kosten bzw. Erlöse der externen Regelenergiebeschaffung. Entsprechend dem jeweiligen Anteil wird die Zuordnung auf das jeweilige Bilanzierungsumlagekonto vorgenommen. Weisen die beiden Salden keine übereinstimmende Richtung auf, werden die für den Gastag ermittelten Kosten bzw. Erlöse der externen Regelenergiebeschaffung dem Bilanzierungsumlagekonto derjenigen Ausspeisegruppe zugeordnet, deren Saldo dieselbe Richtung aufweist wie der externe Regelenergieeinsatz.

Weisen die beiden Salden eine übereinstimmende Richtung bei gegenläufigem Regelenergieeinsatz auf, werden die für den Gastag ermittelten Kosten bzw. Erlöse der externen Regelenergiebeschaffung anhand des ex post berechneten Mittelwerts aller täglich ermittelten Verteilungsschlüssel für die betrachtete Umlageperiode (jährlicher Verteilungsschlüssel bezogen auf das Gaswirtschaftsjahr bzw. für das erste am 01.10.2015 beginnende Gaswirtschaftsjahr bezogen auf die sechsmonatige Umlageperiode) auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten verteilt.

- cc) An Gastagen ohne externen Regelenergieeinsatz wird der ex post berechnete jährliche Verteilungsschlüssel angesetzt. Die Leistungspreise der langfristigen standardisierten Regelenergieprodukte oder Flexibilitätsdienstleistungen sowie die Kapazitätsentgelte sind anteilig auf die einzelnen Tage der Laufzeit der Kontrakte aufzuteilen und durch Anwendung des jährlichen Verteilungsschlüssels auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten zu verteilen.
- dd) Die sonstigen Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten werden verursachungsgerecht auf das entsprechende Bilanzierungsumlagekonto zugeordnet. Ist eine verursachungsgerechte Zuordnung zu einem Bilanzierungsumlagekonto nicht unmittelbar möglich, so erfolgt die Aufteilung anhand des jährlichen Verteilungsschlüssels.
- d) Die Marktgebietsverantwortlichen ermitteln die Bilanzierungsumlagen für die beiden Bilanzierungsumlagekonten separat nach folgender Methodik:
 - aa) Die Marktgebietsverantwortlichen prognostizieren den Stand der Umlagekonten zum Ende der nächsten Umlageperiode ohne Einbeziehung der Bilanzierungsumlage für die nächste Umlageperiode unter Berücksichtigung eines Liquiditätspuffers. Fehlbeträge und Überschüsse des Umlagekontos werden korrigierend in der nächsten Prognose berücksichtigt.
 - bb) Sofern die prognostizierten Kosten die prognostizierten Erlöse übersteigen, erheben die Marktgebietsverantwortlichen unter Prognose der jeweiligen bilanzrelevanten Ausspeisemengen eine Bilanzierungsumlage in Euro pro ausgespeister MWh separat für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto bzw. das RLM-Bilanzierungsumlagekonto. Die Bilanzierungsumlage für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto ist von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen, die SLP-Entnahmestellen beliefern. Die Bilanzierungsumlage für das RLM-Bilanzierungsumlagekonto ist von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen, die RLM-Entnahmestellen beliefern.

- cc) Für das am 01.10.2015 beginnende Gaswirtschaftsjahr werden zwei sechsmonatige Umlageperioden für die Bilanzierungsumlage in beiden Marktgebieten festgelegt. Ab dem am 01.10.2016 beginnenden Gaswirtschaftsjahr erstreckt sich die Umlageperiode für die Bilanzierungsumlage in beiden Marktgebieten jeweils auf den Zeitraum eines Gaswirtschaftsjahres.
- e) Wird in einer Umlageperiode ein Überschuss erwirtschaftet (Überschussperiode), haben die Marktgebietsverantwortlichen folgendermaßen mit diesem Überschuss zu verfahren:
- aa) Die Ermittlung der Überschüsse und die Ausschüttung sind für die beiden Bilanzierungsumlagekonten getrennt durchzuführen. Überschüsse sind vorrangig zur Senkung der Bilanzierungsumlage, zur Deckung des prognostizierten Fehlbetrags für die nächste Umlageperiode sowie zur Deckung eines Liquiditätspuffers zu verwenden.
- bb) Wird in einer Umlageperiode ein Überschuss (Überschussperiode) erwirtschaftet, der unter Berücksichtigung eines Liquiditätspuffers einen prognostizierten Fehlbetrag für die auf die Überschussperiode folgende Umlageperiode (Folgeperiode) übersteigt, ist die Differenz in zwei Stufen auszuschütten: Zunächst erfolgt eine Ausschüttung an die Bilanzkreisverantwortlichen bis maximal in Höhe der von ihnen in der Überschussperiode geleisteten Bilanzierungsumlage. Sollten darüber hinaus Überschüsse bestehen, werden diese an alle Bilanzkreisverantwortliche in Abhängigkeit der bilanzrelevanten ausgespeisten Transportmenge aller SLP-Entnahmestellen (für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto) und RLM-Entnahmestellen (für das RLM-Bilanzierungsumlagekonto) in der Überschussperiode ausgeschüttet.
- cc) Die Ermittlung der konkreten Höhe der Ausschüttung sowie die eigentliche Ausschüttung erfolgt in der Folgeperiode unverzüglich nach Vorliegen aller für die Ausschüttung notwendigen endgültigen Daten.
- f) Zum 30.09.2015 verbleibende Überschüsse auf dem Regel- und Ausgleichsenergieumlagekonto gemäß der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u.a.) vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) sind zunächst zur Deckung der prognostizierten Fehlbeträge sowie als Liquiditätspuffer für die erste Umlageperiode ab dem 01.10.2015 sowie ggf. zur Ausschüttung bzw. Verrechnung gemäß § 15 Ziff. 6 Standardbilanzkreisvertrag, Anlage 1 zur Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u.a.) vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) zu verwenden.
Der verbleibende Liquiditätspuffer ist auf die SLP- und RLM-Bilanzierungsumlagekonten zu überführen. Die Aufteilung auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten erfolgt anhand des Verteilungsschlüssels im Verhältnis von 40:60 (SLP-Bilanzierungsumlagekonto:RLM-Bilanzierungsumlagekonto). Zum 30.09.2015 verbleibende Defizite auf dem Regel- und Ausgleichsenergieumlagekonto sind nach dem gleichen Schlüssel aufzuteilen.
Kosten und Erlöse aus Leistungen, die vor dem 01.10.2015 erbracht wurden, aber erst nach diesem Zeitpunkt abgerechnet werden, werden für einen Übergangszeitraum von zwei Jahren anhand des Verteilungsschlüssels für SLP und RLM im Verhältnis von 40:60 auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten überführt.
- g) Die Marktgebietsverantwortlichen haben insbesondere folgende Daten zu erheben und der Beschlusskammer auf Anforderung in einem für die elektronische Weiterverarbeitung durch Standardsoftware nutzbaren Format zu übermitteln:

- aa) Informationen über die Prognose der Bilanzierungsumlagen und die zugrunde liegenden Annahmen und Methoden,
 - bb) die einzelnen Kosten- und Erlöspositionen sowie den Stand der Bilanzierungsumlagekonten,
 - cc) Daten zur Abgrenzung der Kosten und Erlöse für Gasbilanzierung und Konvertierung,
 - dd) Bilanzrelevante Ausspeisemengen je Bilanzierungsumlagekonto.
8. Die Netzbetreiber haben unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen einen Anreizmechanismus für die Bereitstellung einer genauen Prognose bei SLP-Entnahmestellen der Beschlusskammer vorzuschlagen, der Ausschüttungen der Marktgebietsverantwortlichen an die Verteilernetzbetreiber und Zahlungen der Verteilernetzbetreiber an die Marktgebietsverantwortlichen bei gegenüber den prognostizierten und allokierten Mengen eines Tages auftretenden höheren oder niedrigeren Ausspeisungen vorsieht. Der Vorschlag hat zumindest die folgenden Maßgaben zu erfüllen:
- a) Die Bestimmung dieser Differenzmengen für SLP-Entnahmestellen ist auf der Basis einer Gegenüberstellung der prognostizierten Tagesmengen mit den vorläufig ermittelten Ausspeisungen im Rahmen einer Kontensystematik (Netzkonten) vorzunehmen. Die Kontensystematik enthält sämtliche Ein- und Ausspeisungen eines Verteilernetzbetreibers, die zur Ermittlung der vorläufigen täglichen Ausspeisung von SLP-Entnahmestellen notwendig sind. Bei der Ermittlung der vorläufigen SLP-Ausspeisungen sind die täglichen Differenzmengen von RLM-Entnahmestellen herauszurechnen. Die Anreizwirkung ist durch eine vorläufige Abrechnung der durch die Gegenüberstellung festgestellten Tagesdifferenzmenge(n) auf die Mehr- und Mindermengenabrechnung der SLP-Entnahmestellen eines Verteilernetzbetreibers (§ 25 GasNZV) sicherzustellen. Die vorläufige Abrechnung kann auch saldiert zum jeweiligen Monatsende erfolgen.
 - b) Die Feststellung der täglichen Prognosegüte der SLP-Entnahmestellen erfolgt unabhängig von dem eingesetzten Standardlastprofilverfahren nach einer einheitlichen Systematik. Beim synthetischen Standardlastprofilverfahren ist die Tagesmenge relevant, die sich bei der Zugrundelegung der Abnahmepprofile unter Heranziehung der Prognosetemperatur des Vortags ergibt. Beim analytischen Standardlastprofilverfahren kann die Ausspeisemenge des Vorvortages (D-2) bei der Ermittlung der relevanten Menge des Tages D berücksichtigt werden.
 - c) Die bezogen auf die prognostizierten und ausgespeisten Mengen täglich ermittelte Prognosegüte der Standardlastprofile ist anhand der Höhe und der Richtung der aufgetretenen Abweichung zu bewerten. Für die Bewertung der Höhe der täglich aufgetretenen Prognoseabweichung ist für die Über- und Unterspeisung jeweils ein Grenzwert in Bezug auf die Abweichung der prognostizierten Menge zu bestimmen und gegebenenfalls anhand weiterer geeigneter Kriterien zu bewerten.
 - d) Das SLP-Anreizsystem ist zum 01.10.2016 umzusetzen.
 - e) Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, der Beschlusskammer monatlich die Netzkonten mit der Gegenüberstellung der Ein- und Ausspeisungen jedes Verteilernetzbetreibers in einem für die elektronische Weiterverarbeitung nutzbaren Standardformat zur Verfügung zu stellen.
 - f) Die Verteilernetzbetreiber, die bei Anwendung eines Anreizmechanismus für SLP-Entnahmestellen eine überdurchschnittliche Abweichung vom festgestellten Schwellenwert aufweisen, sind vom Marktgebietsverantwortlichen in einer Transparenzliste im Internet zu veröffentlichen. Eine überdurchschnittliche Abweichung ist durch einen sich von lit. c) unterscheidenden Grenzwert durch die Verteilernetzbetreiber unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen zu bestimmen. Auf der Transparenzliste sind ebenfalls sämtliche Netzbetreiber aufzuführen, die nach den einschlägigen

Prozessen der Datenübermittlung in qualitativer oder quantitativer Hinsicht nicht ordnungsgemäß nachkommen. Dies betrifft insbesondere sämtliche Ein- und Ausspeisungen eines Verteilernetzbetreibers, die im Rahmen der Kontensystematik täglich erfasst werden. Insbesondere für die RLM-Entnahmestellen sind die Abweichungen der untertägigen mit den täglichen vorläufigen Datenübermittlungen und beider mit den endgültigen Datenübermittlungen zu erfassen, zu vergleichen und zu bewerten. Die Marktgebietsverantwortlichen bestimmen unter Mitwirkung der Verteilernetzbetreiber hierzu geeignete Grenzwerte.

9. Es werden die folgenden Berichts- und Evaluierungspflichten auferlegt:
 - a) Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, der Beschlusskammer einmal jährlich, erstmalig ein Jahr nach Inkrafttreten der Festlegung, einen zusammenfassenden Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie in ihrem jeweiligen Marktgebiet zu übermitteln. Dieser Bericht soll u.a. eine Darstellung und Überprüfung der umgesetzten und geplanten Interimsmaßnahmen gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung, die Überprüfung der Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen gemäß Art. 8 Ziff. 6. Netzkodex Gasbilanzierung und eine Analyse der Beschaffung oder Bereitstellung von Regelenergie in einem benachbarten Marktgebiet gemäß Art. 9 Abs. 3. Netzkodex Gasbilanzierung enthalten.
 - b) Die Verteilernetzbetreiber haben unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen die Prognosegüte der Standardlastprofile und das Anreizsystem für SLP-Entnahmestellen regelmäßig zu überprüfen und der Beschlusskammer nach Einführung des Anreizmechanismus alle zwei Jahre über die Ergebnisse der jeweiligen Evaluierung zu berichten. Der Bericht enthält Angaben über die in dem Berichtszeitraum erzielte Prognosegenauigkeit der von den Verteilernetzbetreibern eingesetzten Standardlastprofilverfahren sowie Empfehlungen zu möglichen Verbesserungen der Standardlastprofile und zu möglichen Änderungen am Anreizmechanismus. Die Marktgebietsverantwortlichen stellen die für die Evaluierung notwendigen Daten zur Verfügung.
 - c) Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, bis zum 01.10.2018 die Kosten und den Nutzen einer Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen zu bewerten und der Beschlusskammer zu berichten. Diese Kosten-Nutzen-Analyse hat eine Aufschlüsselung der Kosten und Vorteile für die beteiligten Parteien zu enthalten.

10. Die Marktgebietsverantwortlichen werden verpflichtet, die folgenden Informationen in einem für die elektronische Weiterverarbeitung durch Standardsoftware nutzbaren Format auf Ihrer Internetseite zu veröffentlichen:
 - a) Die Methodik zur Berechnung der Ausgleichsenergieentgelte, die verwendeten Ausgleichsenergieentgelte nach Beendigung der Bilanzierungsperiode sowie die Informationen zur Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise unter Berücksichtigung der gemäß § 40 Abs. 2 Ziff. 1 und 2 GasNZV notwendigen Informationen, insbesondere unverzüglich nach jedem Handelsgeschäft die Entwicklung des Grenzankaufspreises und des Grenzverkaufspreises. Dies beinhaltet die für die Herleitung erforderlichen Informationen, wie den höchsten Regelenergieeinkaufspreis, den niedrigsten Regelenergieverkaufspreis, den mengengewichteten Durchschnittspreis mit einer Anpassung von +/- 2 Prozent sowie, stündlich aktualisiert, die voraussichtlichen Ausgleichs-

- energiepreise. Die Informationen zu den Tageswerten sind rückwirkend mindestens für die letzten 12 Monate vorzuhalten.
- b) Auf täglicher Basis die Flexibilitätsregelenergiemengen und die damit einhergehenden Kosten sowie den jeweiligen täglichen Flexibilitätskostenbeitrag in Euro je MWh.
 - c) Informationen über den Einsatz von interner und externer Regelenergie rückwirkend auf täglicher Basis und für mindestens 12 Monate. Für den Einsatz externer Regelenergie sind insbesondere folgende Informationen zu veröffentlichen: Einsatztag, Lieferort, MOL-Rang, Einsatzdauer, Losgröße, Menge, Gasqualität und Arbeitspreis. Für den Einsatz von MOL Rang 4-Produkten sind darüber hinaus auch Informationen zu Produktart, Netzbereich/Lokation, Losgröße, Zeitraum, Preis und Gasqualität der kontrahierten Dienstleistung zu veröffentlichen. Zudem sind Informationen zu Kosten und Laufzeit der für die Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten kontrahierten Kapazitäten zu veröffentlichen.
 - d) Die Bilanzierungsumlagen sowie die Entscheidung bezüglich einer möglichen Ausschüttung sechs Wochen vor Beginn des jeweiligen Geltungszeitraums. Die Berechnungsgrundlage und -systematik zur Prognose der Bilanzierungsumlagen sowie der Ausschüttungen.
 - e) Die monatlichen Salden der Bilanzierungsumlagekonten, sobald alle für die Veröffentlichung eines Abrechnungsmonats erforderlichen endgültigen Werte vorliegen. Alle nach dem jährlichen Verteilungsschlüssel aufzuteilenden Kosten- und Erlösbestandteile werden zum Zweck der Veröffentlichung vorläufig nach dem Verteilungsschlüssel des Vorjahres den beiden Bilanzierungsumlagekonten zugerechnet. Im ersten Jahr erfolgt eine vorläufige Aufteilung der Kosten- und Erlösbestandteile nach dem Verteilungsschlüssel 50:50. Nach Vorliegen des ex post ermittelten jährlichen Verteilungsschlüssels findet eine nachträgliche Korrektur der Veröffentlichung der nach dem jährlichen Verteilungsschlüssel aufzuteilenden Kosten- und Erlöspositionen statt. Bei der Veröffentlichung sind alle Kosten- und Erlöspositionen sowie die Liquiditätspuffer der Bilanzierungsumlagekonten separat auszuweisen.
 - f) Jeweils eine aussagkräftige Zusammenfassung der Berichte und Evaluierungen gemäß Ziffer 9 zeitnah nach ihrer Übermittlung an die Beschlusskammer.
11. Marktgebietsverantwortliche, Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, die festgelegten Regelungen mit Wirkung zum 01.10.2015 anzuwenden und soweit erforderlich in die betroffenen abgeschlossenen sowie in neu abzuschließende Verträge aufzunehmen. Ausgenommen hiervon sind die Regelungen in den Ziffern 4. (untertägige Verpflichtungen) und 5. (Informationsbereitstellung), die zum 01.10.2016 anzuwenden und soweit erforderlich in die betroffenen abgeschlossenen sowie in neu abzuschließende Verträge aufzunehmen sind.
 12. Auf Folgendes wird hingewiesen:
 - a) Die Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß der GasNZV bleiben von den Regelungen dieser Festlegung unberührt.
 - b) Im Fall der Bildung grenzüberschreitender Marktgebiete kann die Beschlusskammer Abweichungen von den Regelungen dieser Festlegung in dem für die Bildung der grenzüberschreitenden Marktgebiete notwendigen Umfang genehmigen.
 13. Für bestehende Festlegungen gilt Folgendes:

- a) Die Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u.a.) vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) wird mit Wirkung zum 01.10.2015 aufgehoben. Dies gilt nicht für § 10 Ziff. 1 (Informationspflichten) und § 13 (Stündliches Anreizsystem) Standardbilanzkreisvertrag, Anlage 1 zur Festlegung vom 28.05.2008, die erst zum 01.10.2016 aufgehoben werden. Die hierzu veröffentlichten Mitteilungen der Beschlusskammer werden damit gegenstandslos.
 - b) Die Festlegung vom 26.03.2012 (Az. BK7-11-044) hat weiterhin Bestand. Hinweis: Insofern gilt, dass der Prozentsatz der Toleranz abweichend von § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV auf 0 Prozent festgelegt wird.
 - c) Die vorläufige Entscheidung vom 14.07.2014 (Az. BK7-14-020-E1) wird mit Wirksamwerden der vorliegenden Hauptsacheentscheidung gegenstandslos.
14. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
15. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Umsetzung des Netzkodex Gasbilanzierung (Verordnung (EG) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26.03.2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, ABI. EU Nr. L 91/15 vom 27.03.2014). Mit diesem Verfahren wird das System der Ausgleichs- und Regelenergieleistungen im deutschen Gasmarkt neu gestaltet. Bisher beruht es im Wesentlichen auf der Festlegung zum Grundmodell für Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas) vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002). Das Verfahren richtet sich an alle Fernleitungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber und die beiden Marktgebietsverantwortlichen.

Der am 16.04.2014 in Kraft getretene Netzkodex Gasbilanzierung stellt sowohl materielle als auch formelle Anforderungen an das neue System der Ausgleichs- und Regelenergieleistungen. Der Netzkodex Gasbilanzierung soll zur Harmonisierung der verschiedenen Bilanzierungsregime der Mitgliedstaaten der Europäischen Union beitragen. Dieses Ziel soll durch europaweit geltende, zum 01.10.2015 bzw. 01.10.2016 umzusetzende, Standards für Gasbilanzierungssysteme erreicht werden. Diesen einheitlichen Standards soll durch das Festlegungsverfahren entsprochen werden.

Um eine rechtzeitige Umsetzung der Vorgaben aus dem Netzkodex Gasbilanzierung zu gewährleisten, hat die Beschlusskammer bereits mit Schreiben vom 03.12.2013 auf Basis des Entwurfs zum Netzkodex Gasbilanzierung die Fernleitungsnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen aufgefordert, abgestimmte Anträge, Vorschläge und Empfehlungsdokumente zur Ausgestaltung des Bilanzierungssystems bis zum 03.03.2014 vorzulegen und gegebenenfalls erforderliche Konsultationen bis zu diesem Zeitpunkt durchzuführen.

Mit Schreiben vom 03.03.2014 haben die Fernleitungsnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen der Beschlusskammer ein Empfehlungsdokument übersandt. Dieses Empfehlungsdokument enthält Vorschläge und Anträge zur Umsetzung der europäischen Vorgaben, u.a. zur Preissystematik bei der Berechnung von Ausgleichsenergieentgelten, zur Einführung von untertägigen Verpflichtungen und zur Beschaffung von Regelenergie. Im Einzelnen beantragen sie,

1. die Beschaffung oder Bereitstellung von Gasmengen in angrenzenden Bilanzierungszonen sowie den Gastransport in diese und aus diesen Bilanzierungszonen gemäß Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung zu genehmigen.
2. für die Ermittlung des täglichen Ausgleichsenergiepreises auch Preise qualitätsscharfer börslicher Produkte sowie von börslichen Produkten in angrenzenden Bilanzierungszonen, welche vom Effekt her ein qualitätsscharfes Produkt darstellen, gemäß Art. 22 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung heranziehen zu können.
3. die aktuellen Strukturierungsbeiträge nach der Festlegung GABi Gas in der Übergangsphase bis zur Umsetzung des neuen Bilanzierungssystems aufrechtzuerhalten.
4. die Aufrechterhaltung der physikalischen Bilanzierungsplattformen der Marktgebietsverantwortlichen gemäß Art. 47 Netzkodex Gasbilanzierung zunächst für einen Zeitraum von fünf Jahren zu genehmigen.
5. die Fristen gemäß Tabelle 8 ihres Empfehlungsdokuments zu verlängern, unter der Voraussetzung, dass die Bundesnetzagentur den Vorschlägen des Empfehlungsdokuments folgt.

Nach Prüfung des Empfehlungsdokuments der Fernleitungsnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen hat die Beschlusskammer am 03.04.2014 ein Festlegungsverfahren zur Neugestaltung des Grundmodells für Ausgleichleistungen und Bilanzierungsregeln im Gassektor eingeleitet. Die Beschlusskammer hat die Einleitung des Verfahrens im Amtsblatt (07/2014 vom 16.04.2014, Vfg Nr. 27/2014, S. 798) und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gegeben. Mit der Einleitungsverfügung hat die Beschlusskammer zudem konkrete Vorschläge für die Neugestaltung des Bilanzierungsregimes („GABi Gas 2.0“) bis zum 05.05.2014 zur Konsultation („1. Konsultation“) gestellt. Diese Vorschläge beruhten zum einen auf Anträgen und Empfehlungen aus dem Empfehlungsdokument der Fernleitungsnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen aber auch auf Vorschlägen anderer Marktteilnehmer und eigenen Überlegung der Beschlusskammer. Die Beschlusskammer hat die Vorschläge für die Neugestaltung des Bilanzierungssystems am 03.04.2014 sowohl in deutscher als auch in englischer Sprache auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Die nationalen Regulierungsbehörden der angrenzenden Mitgliedstaaten sind am 03.04.2014 über die Gas Working Group über die Verfahrenseinleitung und den Beginn der 1. Konsultation informiert worden. Im Rahmen

dieser 1. Konsultation sind 34 Stellungnahmen von Unternehmen, Unternehmensgruppen und Verbänden bei der Beschlusskammer eingegangen. Eine gemeinsame Stellungnahme haben der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) und der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) einerseits sowie der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) und der Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) andererseits abgegeben. Zudem haben auch die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) und die beiden Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL Balancing Services GmbH (GASPOOL) und NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG) gemeinsam Stellung genommen. Darüber hinaus sind von folgenden Verbänden, Regulierungsbehörden, Unternehmensgruppen und Unternehmen Stellungnahmen eingegangen: AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM), Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (BNE), Creos Deutschland GmbH (Creos), Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), European Energy Exchange AG (EEX), EFET Deutschland – Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V. (EFET), EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), ENERVIE AssetNetWork GmbH (ENERVIE), E.ON SE (E.ON), erdgas schwaben gmbh, Gas-Union GmbH (Gas-Union), GDF SUEZ Energie Deutschland AG (GDF SUEZ), Europäischer Verband der unabhängigen Gas- und Stromverteilerunternehmen (GEODE), Netzgesellschaft Gütersloh (netze-gt), RheinEnergie AG, RWE AG (RWE), schwaben netz gmbh, SRD - Stadtwerke Ribnitz-Damgarten GmbH (SRD), Stadtwerke Neustrelitz GmbH, STADTWERK AM SEE GmbH & Co. KG, Statoil ASA (Statoil), SWB Netz GmbH, SWM Versorgungs GmbH (SWM), Stadtwerke Suhl/Zell-Mehlis Netz GmbH (SWSZ Netz), Thüga AG (Thüga), TEN Thüringer Energienetze GmbH (TEN), Trianel GmbH (Trianel), Verbundnetz Gas AG (VNG), Voralberger Energienetze GmbH, und WSW Netz GmbH (WSW Netz). Nach dem Ende der Stellungnahmefrist hat die Bilanzkreiskooperation (BKK) am 06.05.2014 Stellung genommen. Die Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Am 12.06.2014 hat die Beschlusskammer einen Erörterungstermin durchgeführt, in dem die verschiedenen gaswirtschaftlichen Verbände ihre Überlegungen zur Neugestaltung des Bilanzierungssystems vorstellen konnten und inhaltliche Schwerpunkte des neuen Bilanzierungsregimes diskutiert wurden.

Mit Beschluss vom 14.07.2014 (Az. BK7-14-001-E1) hat die Beschlusskammer eine vorläufige Anordnung getroffen, durch die die weitere Anwendung des bestehenden stündlichen Anreizsystems, einschließlich der Strukturierungsbeiträge, und die Weiternutzung der bestehenden physikalischen Regelenergieplattformen der beiden Marktgebietsverantwortlichen genehmigt und die Frist nach Art. 52 Netzkodex Gasbilanzierung bis zum 01.10.2016 verlängert wurde. Die Beschlusskammer hat die vorläufige Anordnung im Amtsblatt (13/2014 vom 23.07.2014, Vfg Nr. 40/2014, S. 1752) und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gegeben. Außerdem hat sie die Europäische Kommission und die Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-

regulierungsbehörden (ACER) am 14.07.2014 über den Erlass der vorläufigen Anordnung informiert.

Nach der Auswertung der Ergebnisse der ersten Konsultationsrunde und des Erörterungstermins hat die Beschlusskammer den beabsichtigten Festlegungstenor entworfen. Dieser Tenor-Entwurf wurde am 11.08.2014 in deutscher und am 19.08.2014 in englischer Sprache auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und bis zum 14.09.2014 zur Konsultation gestellt („2. Konsultation“). Die nationalen Regulierungsbehörden der angrenzenden Mitgliedstaaten wurden am 11.08.2014 über die Gas Working Group über den Beginn der 2. Konsultation informiert. Im Rahmen dieser 2. Konsultation sind 99 Stellungnahmen eingegangen. Eine gemeinsame Stellungnahme haben BDEW, VKU und GEODE einerseits sowie VIK und VCI andererseits abgegeben. Zudem haben auch FNB Gas und die beiden Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL und NCG sowie die schwaben netz gmbh und die Erdgas Kempten-Oberallgäu Netz GmbH jeweils gemeinsam Stellung genommen. Darüber hinaus sind von folgenden Verbänden, Regulierungsbehörden, Unternehmensgruppen und Unternehmen Stellungnahmen eingegangen: AGGM, AVU Netz GmbH, Becker Büttner Held (im Auftrag der folgenden 84 Unternehmen: Albstadtwerke GmbH, Bad Honnef AG, Bayerische Rhöngas GmbH, Braunschweiger Netz GmbH, EGT Energie GmbH, eneREGIO GmbH, Energie und Versorgung Butzbach GmbH, Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH, Energie- und Wasserwerke Bautzen GmbH (EWB), Energieversorgung Halle Netz GmbH, Energieversorgung Nordhausen Netz GmbH, EWR GmbH, GeraNetz GmbH, Heilbronner Versorgungs GmbH, KNS-Kommunale Netzgesellschaft Südwest mbH, MAINGAU Energie GmbH, Netz Lübeck GmbH, NETZE Bad Langensalza GmbH, Netzgesellschaft Bitterfeld-Wolfen mbH, Netzgesellschaft Frankfurt (Oder) mbH, Netzgesellschaft Gütersloh mbH, Netzgesellschaft Potsdam GmbH, nvb Nordhorner Versorgungsbetriebe GmbH, Osterholzer Stadtwerke GmbH & Co. KG, Pfalzgas GmbH, PVU Energienetze GmbH, Siegener Versorgungsbetriebe GmbH, Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, Städtische Werke Netz + Service GmbH, Stadtwerk am See GmbH & Co. KG, Stadtwerke Annaberg-Buchholz Netz GmbH, Stadtwerke Bad Homburg v. d. Höhe, Stadtwerke Bad Salzflun GmbH, Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH, Stadtwerke Bretten GmbH, Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, Stadtwerke Delmenhorst GmbH, Stadtwerke Dreieich GmbH, Stadtwerke Eilenburg GmbH, Stadtwerke Einbeck GmbH, Stadtwerke Eisenberg GmbH, Stadtwerke EVB Huntetal GmbH, Stadtwerke Friedberg, Stadtwerke Geldern Netz GmbH, Stadtwerke Glückstadt GmbH, Stadtwerke Iserlohn GmbH, Stadtwerke Itzehoe GmbH, Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, Stadtwerke Landshut, Stadtwerke Langen GmbH, Stadtwerke Lauffen am Neckar GmbH, Stadtwerke Lengerich GmbH, Stadtwerke Mainz Netze GmbH, Stadtwerke Menden GmbH, Stadtwerke Metzingen, Stadtwerke Neu-Isenburg GmbH, Stadtwerke Neustadt an der Weinstraße GmbH, Stadtwerke Nortorf AöR, Stadtwerke Oberursel (Taunus) GmbH, Stadtwerke Oerlinghausen GmbH, Stadtwerke Quickborn GmbH, Stadtwerke Radevormwald GmbH, Stadtwerke Riesa GmbH, Stadtwerke Sangerhausen GmbH,

Stadtwerke Schaumburg-Lippe GmbH, Stadtwerke Schramberg GmbH & Co. KG, Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH, Stadtwerke Schwerte GmbH, Stadtwerke Sindelfingen GmbH, Stadtwerke Speyer GmbH, Stadtwerke Steinburg GmbH, Stadtwerke Suhl/Zella Mehlis GmbH, Stadtwerke Torgau GmbH, Stadtwerke Troisdorf GmbH, Stadtwerke Tübingen GmbH, Stadtwerke Verden GmbH, Stadtwerke Wedel GmbH, Stadtwerke Weinsberg GmbH, Stadtwerke Wilster, Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH, STAWAG Netz GmbH, Strom- und Gasnetz Wismar GmbH, Versorgungsbetriebe Elbe GmbH und Versorgungsbetriebe Hann. Münden GmbH), DREWAG NETZ GmbH, E-Control, EEX, EFET, EnBW, Energienetze Apolda GmbH (ENA), ENERVIE, ENRW Energieversorgung Rottweil GmbH & Co. KG (ENRW), ENSO NETZ GmbH, Evonik Industries AG (Evonik), EWR GmbH, Gas-Union, Gasversorgung Dessau GmbH (GVD), GDF SUEZ, Gemeindewerke Bobenheim-Roxheim GmbH, GEODE, Greizer Energienetze GmbH (GreizerEN), Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES), Kooperationsgesellschaft Ostbayerischer Versorgungsunternehmen mbH (KOV), Mittelhessen Netz GmbH (MIT.N), Neubrandenburger Stadtwerke GmbH (neu.sw), Netzgesellschaft Lübbecke mbH (NGL), N.V Nuon / Vattenfall, Rheinische NETZGesellschaft mbH (RNG), RWE, Schleswiger Stadtwerke GmbH, Stadtnetze Neustadt a. Rbge. GmbH & Co. KG, Stadtwerke Ahlen Netz GmbH, Stadtwerke Annaberg-Buchholz Netz GmbH, Stadtwerke Bad Nauheim GmbH, Stadtwerke Bochum Netz GmbH, Stadtwerke Borken/Westf. GmbH, Stadtwerke Brilon AöR / Energie GmbH, Stadtwerke Buxtehude GmbH, Stadtwerke Crailsheim GmbH, Stadtwerke Elmshorn, Stadtwerke Eschwege GmbH, Stadtwerke Ettlingen, Stadtwerke Fellbach GmbH, Stadtwerke Frankenthal GmbH, Stadtwerke Freudenstadt GmbH & Co. KG, Stadtwerke Haiger, Stadtwerke Herford GmbH, Stadtwerke Konstanz GmbH, Stadtwerke Lingen GmbH, Stadtwerke Metzingen, Stadtwerke Nettetal GmbH, Stadtwerke Ramstein-Miesenbach GmbH, Stadtwerke Rosenheim Netze GmbH (SWRO), Stadtwerke Schwentinal GmbH, Stadtwerke Velbert GmbH, Stadtwerke Villingen-Schwenningen GmbH, Stadtwerke Witten GmbH, Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH, Statoil, STAWAG Netz GmbH, Südwestdeutsche Stromhandels GmbH (SüdWestStrom – eine Stellungnahme aus Netzsicht und eine aus Vertriebsicht), SWB Netz GmbH, SWE Netz GmbH, SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, Teutoburger Energie Netzwerk eG (TEN-EG), Thüga, Trianel, TWS Netz GmbH, VNG, WSW Netz, Westfalen Weser Netz GmbH, Zweckverband Gasfernversorgung Baar und ZVO Energie GmbH. Nach dem Ende der Stellungnahmefrist haben BKK, EnergieNetz Mitte GmbH, Energienetze Bayern GmbH, Energieversorgung Trossingen GmbH, E.ON, GWS Stadtwerke Hameln GmbH, REDINET Burgenland GmbH (Redinet), Stadtwerke Saarbrücken AG, SWM Infrastruktur GmbH, Stadtwerke Neuruppin GmbH, Stadtwerke Passau GmbH, Stadtwerke Pirmasens Versorgungs GmbH, Stadtwerke Viernheim Netz GmbH, Stadtwerke Wunstorf GmbH & Co. KG, SWL Verteilungsnetzgesellschaft mbH und Versorgungswerke Heddesheim GmbH & Co. KG am 15.09.2014, NCG am 16.09.2014, Hertener Stadtwerke GmbH am 17.09.2014, EVB Netze GmbH am 18.09.2014, Alliander Netz Heinsberg GmbH am 22.09.2014 und Stadtwerke Buchholz i.d.N. GmbH und

Stadtwerke Weilburg GmbH am 30.09.2014 Stellung genommen. Die Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Am 10.10.2014 fand ein weiterer Erörterungstermin mit verschiedenen gaswirtschaftlichen Verbänden statt, in dem die inhaltlichen Schwerpunkte der zweiten Konsultation zum Festlegungsverfahren diskutiert wurden.

Am 30.10.2014 ist eine weitere Stellungnahme des VKU und am 28.11.2014 eine Stellungnahme der Dortmunder Netz GmbH eingegangen.

Die Beschlusskammer hat am 04.04.2014 gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörden sowie den Länderausschuss und das Bundeskartellamt über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Landesregulierungsbehörden, der Länderausschuss und das Bundeskartellamt haben durch die Übersendung des Entscheidungsentwurfs am 04.12.2014 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG bzw. gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten. Stellungnahmen sind nicht eingegangen.

Mit Schreiben vom 23.05.2014 hat die Evonik Industries AG ihr Beiladungsbegehren an die Beschlusskammer gerichtet. Mit Beschluss vom 15.07.2014 (Az. BK7-14-020-B1) hat die Beschlusskammer die Evonik Industries AG zu dem Verfahren beigelegt.

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.

1. Zuständigkeit	19
2. Rechtsgrundlage.....	19
3. Formelle Anforderungen	24
3.1. Möglichkeit zur Stellungnahme und Anhörung.....	25
3.2. Beteiligung zuständiger Behörden	25
4. Materielle Rechtmäßigkeit der Entscheidung	25
4.1. Adressat der Festlegung.....	26
4.2. Festlegung ist erforderlich und geboten.....	27
4.3. Konkrete Ausgestaltung der Festlegung ist rechtsfehler- und ermessensfehlerfrei	28
4.3.1. Grundsätze des Systems der Tagesbilanzierung (Tenor zu 1.).....	28
4.3.2. Ermittlung und Abrechnung der Ausgleichsenergie (Tenor zu 2.)	36
4.3.2.1. Ausgleichsenergiemenge	36
4.3.2.2. Ausgleichsenergiepreis	38
4.3.2.3. Genehmigung der relevanten Handelsplattform	50
4.3.2.4. Ersatzregel zur Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises	51

4.3.2.5. Ermittlung der täglichen Ausgleichsenergieentgelte	52
4.3.3. Abrechnung der RLM-Mehr- und Mindermengen (Tenor zu 3.).....	53
4.3.4. Untertägige Verpflichtungen (Tenor zu 4.)	54
4.3.4.1. Regelung in der Festlegung	55
4.3.4.2. Empfehlungsdokument und Stellungnahmen	57
4.3.4.3. Gründe.....	59
4.3.4.3.1. Sicherstellung der Netzintegrität und Minimierung von physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen.....	59
4.3.4.3.2. Keine unangemessene Beschränkung neuer Marktteilnehmer	65
4.3.4.3.3. Angemessene Informationsversorgung	67
4.3.4.3.4. Hauptkosten der Bilanzierung entstehen am Tagesende	69
4.3.4.3.5. Flexibilitätskostenbeitrag spiegelt Kosten wider.....	72
4.3.4.3.6. Keine untertägige Abrechnung der Bilanzkreise	76
4.3.4.3.7. Vorteile überwiegen potentiell negativen Auswirkungen	77
4.3.4.3.8. Anreize in Bezug auf das Bilanzierungsportfolio.....	78
4.3.5. Untertägige Informationsbereitstellung (Tenor zu 5.)	78
4.3.6. Beschaffung und Einsatz von Regelenergie (Tenor zu 6.)	84
4.3.6.1. Interne Regelenergie.....	84
4.3.6.2. Externe Regelenergie	85
4.3.6.2.1. Grundsätze – die Merit Order Liste.....	85
4.3.6.2.2. MOL Rang 1.....	88
4.3.6.2.3. MOL Rang 2 – Genehmigung zur Beschaffung in angrenzenden Marktgebieten.....	88
4.3.6.2.4. MOL Rang 3 – Genehmigung zu Regelenergieplattformen	93
4.3.6.2.5. MOL Rang 4.....	99
4.3.7. Bilanzierungsumlagekonten (Tenor zu 7.).....	100
4.3.7.1. Bildung von zwei getrennten Bilanzierungsumlagekonten	100
4.3.7.2. Aufteilung der Regelenergiekosten und -erlöse.....	102
4.3.7.3. Methodik zur Ermittlung der Bilanzierungsumlagen	106
4.3.7.4. Verfahren zum Umgang mit Überschüssen	110
4.3.7.5. Überführungsregelung	113
4.3.7.6. Datenerhebung und Datenübermittlung.....	117
4.3.8. Anreizsystem SLP (Tenor zu 8.)	118
4.3.9. Berichts- und Evaluierungspflichten (Tenor zu 9.).....	130
4.3.9.1. Zusammenfassender Bericht zur Regelenergie.....	130
4.3.9.2. Bericht zur Prognosegüte der Standardlastprofile und zum SLP- Anreizsystem	133
4.3.9.3. Kosten-Nutzen-Analyse.....	134
4.3.10. Transparenzpflichten (Tenor zu 10.)	136
4.3.10.1. Preise für Ausgleichsenergie.....	137
4.3.10.2. Untertägige Verpflichtungen und untertägige Informationen	139
4.3.10.3. Regelenergie.....	140
4.3.10.4. Bilanzierungsumlagen	142
4.3.10.5. Monatliche Salden der Bilanzierungsumlagekonten	143
4.3.10.6. Veröffentlichungspflichten zu Berichten und Evaluierungen	144
4.3.11. Umsetzung (Tenor zu 11.)	145

4.3.12.Hinweise: Grenzüberschreitende Marktgebiete und Biogas (Tenor zu 12.).....	147
4.3.13.Aufhebung bisheriger Festlegungen (Tenor zu 13.)	148
4.3.14.Widerrufsvorbehalt (Tenor zu 14.)	148
5. Kosten (Tenor zu 15.).....	149

1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die nachfolgende Entscheidung ergibt sich aus Art. 9 Abs. 3, Art. 18 Abs. 1, Art. 20 Abs. 1, Art. 22 Abs. 3, 5 und 7, Art. 26 Abs. 1, Art. 27, Art. 30 Abs. 2, Art. 33 Abs. 4, Art. 34 Abs. 4, Art. 36 Abs. 3, Art. 39 Abs. 4 und 5, Art. 45 Abs. 3, Art. 46 Abs. 4, Art. 52 Abs. 1 und 2 sowie Erwägungsgrund 8 der Verordnung (EG) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26.03.2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, ABl. EU Nr. L 91/15 vom 27.03.2014 („Netzkodex Gasbilanzierung“) i.V.m. Art. 6 und 24 EG-FernleitungsVO 715/2009 i.V.m. § 56 S. 1 Nr. 2 und S. 2 und S. 3 EnWG i.V.m. § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG sowie aus § 29 EnWG i.V.m. § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

2. Rechtsgrundlage

Die Festlegung beruht auf verschiedenen Normen aus dem Netzkodex Gasbilanzierung sowie auf dem Energiewirtschaftsgesetz i.V.m. der Gasnetzzugangsverordnung. Im Einzelnen:

(1) Die Regelungen zu Ziff. 1 des Tenors beruhen bezüglich der Festlegung eines Tagesbilanzierungssystems unter anderem auf Erwägungsgrund 6 sowie Art. 4 und Art. 6 Abs. 1 lit. b) Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die im Rahmen des Netzkodex Gasbilanzierung vorgesehenen Informationsflüsse das Tagesbilanzierungssystem fördern sollen und die Marktgebietsverantwortlichen physikalische Bilanzierungsmaßnahmen durchführen, um am Ende des Tages eine Netzpufferung im Fernleitungsnetz zu erreichen. Dies zeigt, dass der Grundsatz der Tagesbilanzierung im Netzkodex Gasbilanzierung Bestätigung findet und deshalb weiterhin Anwendung finden soll.

Die Grundsystematik des derzeitigen Bilanzierungssystems für Ausspeisungen nach den Standardlastprofilverfahren soll ebenfalls erhalten bleiben, daher wurden die übereinstimmenden Regelungen der Variante 2 des Modells der Informationsbereitstellung des Netzkodex Gasbilanzierung für Entnahmestellen mit Standardlastprofilen festgelegt. Insoweit beruht die Festlegung auf Art. 33 Abs. 4 i.V.m. Art. 3 Abs. 21 und Art. 37 Abs. 1 lit. b) Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die Beschlusskammer über ein Modell für die Informationsbereitstellung entscheidet. Die Bestimmung der Verteilernetzbetreiber als prognostizierende Partei beruht auf Art. 39 Abs. 5 S. 1 und S. 3 Netzkodex Gasbilanzierung.

Im Weiteren beruht die Festlegung zu Ziff. 1 des Tenors auf § 50 Abs. 1 Ziff. 9 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG, wonach die Beschlusskammer Entscheidungen zum Bilanzierungssystem durch Festlegungen treffen kann.

(2) Die Festlegungen in Ziff. 2 des Tenors basieren auf Art. 19 bis 23 Netzkodex Gasbilanzierung.

Art. 21 Abs. 1 und 6 Netzkodex Gasbilanzierung bestimmen, dass die Marktgebietsverantwortlichen die tägliche Ausgleichsenergiemenge, welche Grundlage für das tägliche Ausgleichsenergieentgelt ist, für das Bilanzierungsportfolio jedes Netznutzers für jeden Gastag als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen ermitteln. Die Berechnung des Ausgleichsenergieentgelts beruht auf Art. 20 Abs. 1 und Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung. Danach genehmigt die Beschlusskammer die Methodik für die Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts, welche die Berechnung der täglichen Ausgleichsenergiemenge gemäß Art. 21 Netzkodex Gasbilanzierung, die Ableitung des anzuwendenden Preises gemäß Art. 22 Netzkodex Gasbilanzierung und alle sonstigen erforderlichen Parameter umfasst. Die kleine Anpassung wurde mit zwei Prozent im Rahmen des Art. 22 Abs. 7 S. 2 Netzkodex Gasbilanzierung bestimmt, wonach diese zehn Prozent des mengengewichteten Durchschnittspreises nicht übersteigen darf. Die Berücksichtigung qualitätsspezifischer Regelenergieprodukte bei der Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises stützt sich auf Art. 19 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung, der eine kostenorientierte Bildung der Ausgleichsenergieentgelte unter Berücksichtigung der mit den physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen verbundenen Preise vorschreibt.

Die Genehmigung der EEX – European Energy Exchange AG (EEX) als relevante Handelsplattform beruht auf Art. 22 Abs. 3 S. 1 Netzkodex Gasbilanzierung. Dieser bestimmt, dass die Handelsplattformen von der Beschlusskammer zu genehmigen sind, deren Handelsgeschäfte zur Ermittlung des Grenzverkaufspreises, des Grenzankaufspreises und des mengengewichteten Durchschnittspreises herangezogen werden.

Die Bestimmung einer Ersatzregel für den Fall, dass eine Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise auf Grundlage der beschriebenen Grundsätze nicht möglich ist, beruht auf Art. 22 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung. Betreffend die Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts basiert die Festlegung auf Art. 23 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung. Demgemäß werden die täglichen Ausgleichsenergieentgelte für jeden Netznutzer durch Multiplikation der täglichen Ausgleichsenergiemenge eines Netznutzers mit dem anzuwendenden Preis ermittelt. Die Festlegung der monatlichen Abrechnung beruht auf § 50 Abs. 1 Ziff. 9 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

(3) In Bezug auf Tenor Ziff. 3. beruht die Festlegung auf § 50 Abs. 1 Ziff. 9 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG. Durch die bilanzielle Berücksichtigung brennwertkorrigierter Mengen ergab sich die Notwendigkeit, die vorläufigen Mengen mit dem am Monatsende erhobenen Abrechnungsbrennwert abzugleichen und preislich zu bewerten.

(4) Die Festlegungen in Tenor zu Ziff. 4. haben ihre Grundlage in Art. 25 Abs. 2 und Art. 26 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die nationale Regulierungsbehörde von sich aus einen Beschluss über untertägige Verpflichtungen fassen kann, die die Merkmale der verschiedenen in Art. 25 Netzkodex Gasbilanzierung beschriebenen Kategorien kombinieren können. Die Festlegung der verschiedenen Fallgruppen beruht auch auf Art. 26 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die nationale Regulierungsbehörde von sich aus einen Beschluss für verschiedene Kategorien von Ein- oder Ausspeisepunkten fassen kann, um für verschiedene Kategorien von Netznutzern bessere Anreize zu setzen.

(5) Die Vorgaben der Ziff. 5. des Tenors stützen sich auf Art. 34 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach bei untertägig gemessenen Ein- und Ausspeisungen in die bzw. aus den Marktgebieten, bei denen die dem Netznutzer zugewiesene Menge nicht dessen bestätigter Menge entspricht, den Netznutzern am Gastag D mindestens zwei Aktualisierungen ihrer gemessenen Gasflüsse für zumindest die aggregierten untertägig gemessenen Ein- und Ausspeisungen zur Verfügung gestellt werden müssen. Diese Regelung ist auf die untertägig gemessenen Ein- und Ausspeisungen von RLM-Entnahmestellen anzuwenden. Der Zeitrahmen für die erste Aktualisierung ist gemäß Art. 34 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung bestimmt worden und erstreckt sich auf vier Stunden physischen Gasflusses und ist innerhalb von vier Stunden nach dem Gasfluss und bis spätestens 16:00 Uhr Mitteleuropäische Zeit (UTC+1) bereitzustellen. Die Festlegung der zweiten Aktualisierung beruht auf Art. 34 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach der Zeitpunkt für die Bereitstellung der zweiten Aktualisierung durch die nationale Regulierungsbehörde festgelegt wird.

(6) Die Festlegungen in Ziff. 6. des Tenors beruhen auf § 50 Abs. 1 Nr. 7 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG, wonach die Beschlusskammer Entscheidungen zum Verfahren für die Beschaffung, den Einsatz und die Abrechnung von Regelenergie durch Festlegungen treffen kann. Der Vorrang des Einsatzes interner vor externer Regelenergie ergibt sich bereits aus § 27 Abs. 1 S. 2 GasNZV, die Grundsätze der vierstufigen Merit Order Liste aus Art. 9 Abs. 1 lit. a) bis c) Netzkodex Gasbilanzierung.

Die Genehmigung der Beschaffung oder Bereitstellung von Gasmengen in einem angrenzenden Marktgebiet und für den Gastransport in dieses und aus diesem Marktgebiet durch die Marktgebietsverantwortlichen basiert auf Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung. Die bis zum 16.09.2019 befristete Genehmigung der Weiternutzung der physikalischen Regelenergieplattform als Interimsmaßnahme beruht auf Art. 45 Abs. 3 i.V.m. Art. 46 und 47 Netzkodex Gasbilanzierung. Die Regelungen zur Beschaffung von Produkten des MOL Rangs 4 beruhen auf Art. 8 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach Flexibilitätsdienstleistungen auf marktbasierter Weise im Rahmen eines transparenten und nicht diskriminierenden öffentlichen Ausschreibungsverfahrens gemäß den nationalen Bestimmungen beschafft werden sollen.

(7) Die Regelungen in Ziff. 7. des Tenors haben ihre Grundlage in Art. 29 und 30 Netzkodex Gasbilanzierung. Gemäß Art. 30 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung kann die Beschlusskammer die Methodik für die Berechnung der Bilanzierungsumlage, einschließlich ihrer Verteilung auf die Netznutzer, und der Regeln für den Umgang mit Zahlungsausfällen bestimmen. Zudem sind gemäß Art. 30 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung bei einer Umsetzung der Variante 2 des Modells für die Informationsbereitstellung auch Regeln für eine getrennte Bilanzierungsumlage für die nicht täglich gemessenen Ausspeisungen zu bestimmen. Die Vorgaben zur Berücksichtigung aller Kosten und Erlöse der Marktgebietsverantwortlichen, die aufgrund der durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten anfallen, auf den beiden Bilanzierungsumlagekonten und zur Bildung eines Liquiditätspuffer basieren auf der von Art. 29 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung geforderten Kosten- und Erlösneutralität.

Die Erhebung einer Bilanzierungsumlage pro MWh ausgespeisten Gases stützt sich auf die Anforderungen des Art. 30 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die Bilanzierungsumlage proportional zu dem Umfang sein muss, in dem der Netznutzer die jeweiligen Ein- oder Ausspeisepunkte oder das Fernleitungsnetz nutzt.

Die Pflicht zur Datenerhebung durch die Marktgebietsverantwortlichen und zur Übermittlung dieser Daten an die Beschlusskammer auf Anforderung beruht auf § 50 Abs. 5 S. 1 und Abs. 1 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG. Hiernach können die Marktgebietsverantwortlichen durch Festlegungen der Beschlusskammer verpflichtet werden, über die Angaben in § 40 GasNZV hinaus weitere Informationen zu veröffentlichen, die für den Wettbewerb im Gashandel oder bei der Belieferung von Kunden erforderlich sind. Die Verpflichtung zur Erhebung und Übermittlung der Informationen an die Beschlusskammer ist als Minusmaßnahme in der weiterreichenden Verpflichtung zur Veröffentlichung enthalten.

(8) Die Vorgaben in Ziff. 8. des Tenors sind auf Art. 39 Abs. 4 i.V.m. Art. 11 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung gestützt, wonach die Beschlusskammer die Marktgebietsverantwortlichen und Netzbetreiber auffordern kann, für die Bereitstellung einer genauen Prognose für die nicht täglich gemessenen Ausspeisungen eines Netznutzers einen Anreizmechanismus vorzuschlagen, der die in Art. 11 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung festgelegten Kriterien erfüllt. Die zum Zweck der Beobachtung und Evaluierung festgelegte Übermittlung der Netzkonten an die Beschlusskammer durch die Marktgebietsverantwortlichen beruht als Minusmaßnahme auf § 50 Abs. 5 S. 1 und Abs. 1 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG. Die Veröffentlichung der Transparenzliste beruht auf § 50 Abs. 5 S. 1 und Abs. 1 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

(9) In Bezug auf Ziff. 9. lit. a) des Tenors basiert die Festlegung zum einen auf Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die Marktgebietsverantwortlichen, wenn sie die Umsetzung oder die Fortführung der Umsetzung von Interimsmaßnahmen planen, einen Bericht erstellen und der Beschlusskammer zur Genehmigung vorlegen müssen. Des Weiteren basiert sie auch auf Art. 8 Abs. 6 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die Marktgebietsverantwortlichen jährlich die

Inanspruchnahme ihrer Flexibilitätsdienstleistungen überprüfen müssen, und auf Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die für die Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten einschlägigen Geschäftsbedingungen jährlich geprüft werden sollen.

Die Verpflichtung der Verteilernetzbetreiber zur Überprüfung der Prognosegüte der Standardlastprofile und des Anreizsystems für SLP-Entnahmestellen in Ziff. 9. lit. b) des Tenors beruht auf Art. 42 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die Verteilernetzbetreiber mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über die Genauigkeit der Prognose für die nicht täglich gemessenen Ausspeisungen eines Netznutzers veröffentlichen.

Die Berichtspflicht in Ziff. 9. lit. c) des Tenors betreffend die Kosten-Nutzen-Analyse ist auf Art. 38 Netzkodex Gasbilanzierung gestützt, wonach die Beschlusskammer auf der Grundlage der Konsultationsergebnisse einer innerhalb von zwei Jahren erfolgten Bewertung der Kosten und der Nutzen einer Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen durch die Marktgebietsverantwortlichen über etwaige Änderungen der Informationsbereitstellung entscheidet.

(10) Der Tenor zu Ziff. 10. lit. a) findet seine Rechtsgrundlage in Art. 20 Abs. 2 S. 1 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die Methodik für die Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts auf der relevanten Website veröffentlicht wird sowie in § 40 Abs. 2 Ziff. 1 und 2 GasNZV, wonach Marktgebietsverantwortliche auf ihrer Internetseite die Methoden, nach denen die Ausgleichs- und Regelenergieentgelte berechnet werden und unverzüglich nach der Bilanzierungsperiode die verwendeten Entgelte für Ausgleichsenergie veröffentlichen und in Bezug auf die Informationen zur Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise in § 50 Abs. 5 S. 1 i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Die Festlegung betreffend der Veröffentlichung von Informationen zu Flexibilitätsdienstleistungen in Ziff. 10. lit. b) des Tenors hat ihre Grundlage in Art. 8 Abs. 7 Netzkodex Gasbilanzierung, der eine jährliche Veröffentlichung der Informationen, die die beschafften Flexibilitätsdienstleistungen und die damit verbundenen Kosten betreffen, vorsieht.

In Bezug auf die Veröffentlichungen von Informationen über den Einsatz von interner und externer Regelenergie (Ziff. 10. lit. c) des Tenors) ist die Festlegung auf Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung gestützt. Demgemäß veröffentlichen die Marktgebietsverantwortlichen jährlich Informationen über die Kosten, die Häufigkeit und die Zahl der durchgeführten physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen.

Die Veröffentlichungspflichten in Bezug auf die Bilanzierungsumlage in Ziff. 10. lit. d) und e) des Tenors basieren auf Art. 29 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach die Marktgebietsverantwortlichen die Summe der Entgelte im Zusammenhang mit ihren Bilanzierungsmaßnahmen und die Summe der Bilanzierungsumlagen mindestens mit derselben Häufigkeit, mit der die

jeweiligen Entgelte den Netznutzern in Rechnung gestellt werden, mindestens jedoch einmal pro Monat, veröffentlichen. Diese Festlegungen beruhen auch auf § 50 Abs. 5 S. 1 und Abs. 1 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Die Verpflichtung zur Veröffentlichung einer aussagekräftigen Zusammenfassung der Berichte und Evaluierungen nach Ziff. 9. beruht auf § 50 Abs. 5 S. 1 und Abs. 1 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

(11) Die in Ziff. 11. des Tenors festgelegte Umsetzungsfrist bis zum 01.10.2015 beruht auf Art. 53 Netzkodex Gasbilanzierung, demgemäß der Netzkodex Gasbilanzierung ab dem 01.10.2015 gilt.

(12) Im Tenor zu Ziff. 12. erfolgen Hinweise auf die bestehende Rechtslage, es besteht insoweit kein regelnder Charakter. Der Hinweis zu den gesonderten Regelungen der Biogasbilanzierung (Hinweis zu lit. a)) ergibt sich materiell aus Teil 6 der Gasnetzzugangsverordnung, insb. § 35 GasNZV. Die Beschlusskammer ist nach § 29 Abs. 2 S. 1 EnWG zudem befugt, die von ihr festgelegten oder genehmigten Bedingungen und Methoden nachträglich zu ändern, soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den Voraussetzungen für eine Festlegung oder Genehmigung genügen. Im Falle der Bildung von grenzüberschreitenden Marktgebieten (Hinweis zu lit. b)) wäre ggf. hiervon Gebrauch zu machen.

(13) Ziff. 13 des Tenors beruht auf § 49 Abs. 2 S. 1 Ziff. 1, Abs. 4 und Abs. 5 VwVfG i.V.m. § 36 Abs. 2 Ziff. 3 VwVfG und Ziff. 4 des Tenors der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u.a.) vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) bzw. Ziff. 4 und 5 des Tenors der vorläufigen Anordnung vom 14.07.2014 (Az. BK7-14-20-E1), wonach die Festlegung vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) bzw. die vorläufige Anordnung vom 14.07.2014 (Az. BK7-14-020-E1), die nach pflichtgemäßem Ermessen mit einem Vorbehalt des Widerrufs erlassen wurde, auch nachdem sie unanfechtbar geworden ist, ganz oder teilweise mit Wirkung für die Zukunft von der Beschlusskammer widerrufen werden darf und zum von der Beschlusskammer bestimmten Zeitpunkt unwirksam wird.

Auf den Umstand, dass die Festlegung vom 26.03.2012 (Az. BK7-11-044) weiterhin Bestand hat, war klarstellend hinzuweisen, es verbleibt bei der Festlegung einer von § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV abweichenden Toleranzmenge von 0 Prozent.

(14) Der Tenor zu Ziff. 14. beruht auf § 36 Abs. 2 Ziff. 3 VwVfG.

3. Formelle Anforderungen

Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die Beschlusskammer hat die erforderlichen Konsultationen und Anhörungen durchgeführt (siehe folgenden Abschnitt 3.1.) und die betroffenen Behörden beteiligt (siehe folgenden Abschnitt 3.2.).

3.1. Möglichkeit zur Stellungnahme und Anhörung

Den von der Änderung betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern und den insoweit berührten Wirtschaftskreisen wurde gemäß § 67 Abs. 1, 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Hierzu hat die Beschlusskammer die Einleitungsverfügung am 03.04.2014 auf der Internetseite sowie im Amtsblatt veröffentlicht. Die Beschlusskammer hat zwei öffentliche Konsultationen durchgeführt. Insgesamt sind im Rahmen der ersten Konsultationsrunde 34 Stellungnahmen und im Rahmen der zweiten Konsultationsrunde 99 Stellungnahmen von Unternehmen und Verbänden zu dem Festlegungsverfahren eingegangen. Sämtliche Stellungnahmen wurden wiederum im Internet veröffentlicht und bei der Entscheidungsfindung berücksichtigt. Zudem haben am 12.06.2014 und 10.10.2014 mündliche Anhörungen mit gaswirtschaftlichen Verbänden stattgefunden.

Die nach dem Netzkodex Gasbilanzierung erforderlichen Marktkonsultationen (vgl. Art. 33 Abs. 5, Art. 39 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung) haben insoweit ebenfalls stattgefunden.

3.2. Beteiligung zuständiger Behörden

Die zuständigen Behörden und der Länderausschuss wurden durch Übersendung der Einleitungsverfügung am 04.04.2014 von der Eröffnung des Festlegungsverfahrens unterrichtet. Die förmliche Beteiligung des Länderausschusses nach § 60a Abs. 2 EnWG ist am 04.12.2014 erfolgt. Das Bundeskartellamt und die nach Landesrecht zuständigen Behörden haben ebenfalls am 04.12.2014 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten.

Die Beschlusskammer hat zudem die nach dem Netzkodex Gasbilanzierung erforderlichen Beteiligungen der nationalen Regulierungsbehörden angrenzender Mitgliedstaaten veranlasst. Die gilt sowohl für die Einführung neuer untertägiger Verpflichtungen (Art. 27 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung) und die übergangsweise Fortgeltung bisheriger untertägiger Verpflichtungen (Art. 28 i.V.m. Art. 27 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung) als auch für die Genehmigung von Interimsmaßnahmen (Art. 46 Abs. 5 i.V.m. Art. 27 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung). Die nationalen Regulierungsbehörden der angrenzenden Mitgliedstaaten sind am 03.04.2014 und am 11.08.2014 über die Gas Working Group über die geplanten untertägigen Verpflichtungen und Interimsmaßnahmen unterrichtet worden.

4. Materielle Rechtmäßigkeit der Entscheidung

Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Die Festlegung richtet sich an die richtigen Adressaten: Marktgebietsverantwortliche, Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber (siehe folgenden Abschnitt 4.1.). Soweit ihr ein Ermessen zusteht, hat die Beschlusskammer ihr Aufgreif- und Auswahlermessen fehlerfrei ausgeübt. Im Übrigen war nach Vorliegen der Tatbestandsvoraussetzungen in dem aus dem Tenor ersichtlichen Umfang zu entscheiden. Die Festlegung ist insoweit erforderlich und geboten (siehe folgenden Abschnitt

4.2.) sowie in der konkreten Ausgestaltung rechtsfehler- und ermessensfehlerfrei (siehe folgenden Abschnitt 4.3.).

4.1. Adressat der Festlegung

Das Festlegungsverfahren richtet sich grundsätzlich an alle Marktgebietsverantwortlichen, Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber.

(1) Marktgebietsverantwortliche tragen die Hauptverantwortung im System der Regel- und Ausgleichenergie. Sie sind in der Gasnetzzugangsverordnung ausdrücklich als Regelungsadressaten erwähnt. Nach § 2 Nr. 11 GasNZV ist ein Marktgebietsverantwortlicher die von den Fernleitungsnetzbetreibern bestimmte natürliche oder juristische Person, die in einem Marktgebiet Leistungen erbringt, die zur Verwirklichung einer effizienten Abwicklung des Gasnetzzugangs in einem Marktgebiet durch eine Personen zu erbringen sind. Hierzu zählen insbesondere der Betrieb des virtuellen Punktes (§ 20 Abs. 1 GasNZV) das Führen des Bilanzkreissystems (§ 22 Abs. 1 S. 2 GasNZV), die Bilanzkreisabrechnung (§ 23 Abs. 2 GasNZV) sowie die Beschaffung und der Einsatz von Regelenergie (§§ 27, 28 GasNZV). In diesem Rahmen ist die Regulierungsbehörde auch befugt, Festlegungen gegenüber den Marktgebietsverantwortlichen zu erlassen (vgl. § 50 Abs. 1 Nr. 7 und 9 GasNZV). Auch im Netzkodex Gasbilanzierung sind Marktgebietsverantwortliche in ihrer Funktion erwähnt. Nach Art. 5 Abs. 4 S. 2 Netzkodex Gasbilanzierung gelten die Vorschriften für diejenige Rechtsperson, der die Verantwortung für die Ausgeglichenheit der Fernleitungsnetze übertragen wurde – mithin die Marktgebietsverantwortlichen.

(2) Die Fernleitungsnetzbetreiber sind ebenfalls unmittelbarer Adressat der Vorschriften der Gasnetzzugangsverordnung und des Netzkodexes Gasbilanzierung. Zwar haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland ein Großteil der mit der Festlegung in Zusammenhang stehenden Verantwortlichkeiten an die Marktgebietsverantwortlichen abgegeben (vgl. § 20 Abs. 1 S. 2 GasNZV), dennoch verbleiben einzelne Bereiche, in denen sie in Zusammenarbeit mit den Marktgebietsverantwortlichen eigenverantwortlich am Bilanzierungsregime mitwirken. Dies betrifft u.a. die Datenbereitstellung und die Informationsübermittlung (vgl. § 26 GasNZV, Art. 34 Netzkodex Gasbilanzierung) und die Bestimmung des Regelenergiebedarfs (§ 27 Abs. 1 S. 2 GasNZV, Art. 6 Netzkodex Gasbilanzierung). Im Rahmen dieser Verantwortlichkeiten sind Fernleitungsnetzbetreiber auch zutreffende Adressaten dieser Festlegung (vgl. § 50 Abs. 1 Nr. 9 GasNZV).

(3) Die Verteilernetzbetreiber sind in mehrfacher Hinsicht als Regelungsadressat in der Gasnetzzugangsverordnung und im Netzkodex Gasbilanzierung benannt. Der Netzkodex Gasbilanzierung enthält Bestimmungen, die für Verteilernetzbetreiber gelten und zum Ziel haben, deren Aufgaben in dem Umfang und soweit zu harmonisieren, wie dies für die ordnungsgemäße Durchführung dieser Bestimmungen erforderlich ist (Erwägungsgrund 10 Netzkodex Gasbilan-

zierung. So sind Verteilernetzbetreiber im Rahmen ihrer Funktion als Ausspeisenetzbetreiber – wie Fernleitungsnetzbetreiber – zur Datenbereitstellung und Informationsübermittlung verpflichtet (vgl. § 26 GasNZV, Art. 34 und 39 Netzkodex Gasbilanzierung). Insbesondere sind Verteilernetzbetreiber möglicher Adressat einer Aufforderung der Regulierungsbehörde, einen Anreizmechanismus für die Bereitstellung einer genauen Prognose für die nicht täglich gemessenen Ausspeisungen eines Netznutzers („Netzkontenabrechnung“) vorzuschlagen (siehe Art. 39 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung). In diesem Rahmen sind Verteilernetzbetreiber auch richtige Adressaten dieser Festlegung.

4.2. Festlegung ist erforderlich und geboten

Die Festlegung ist erforderlich und geboten. Mit der Festlegung werden in erster Linie die Vorgaben aus dem Netzkodex Gasbilanzierung umgesetzt. Das Verfahren stellt die für alle Marktbeteiligten erforderliche Rechtssicherheit bei der Umsetzung dieser Vorgaben her.

(1) Die Beschlusskammer hat das Verfahren unmittelbar nach Veröffentlichung des Netzkodex Gasbilanzierung von Amts wegen eröffnet. Basis des Verfahrens bildet das Empfehlungsdokument der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber vom 03.03.2014, mit dem sie eine Reihe von Anträgen (u.a. zur Bildung der Ausgleichsenergieentgelte, zur Beschaffung von Regelennergie sowie zur Verlängerung von Fristen) stellen, die zwingend von der Beschlusskammer zu bescheiden waren.

(2) Der Netzkodex Gasbilanzierung sieht eine Umsetzung der Vorgaben bis zum 01.10.2015 bzw. 01.10.2016 vor. Es war deshalb erforderlich, das Verfahren rasch durchzuführen, um allen Marktteilnehmer noch ausreichend Zeit zur rechtssicheren Umsetzung der neuen Vorgaben einzuräumen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass zunächst noch die rechtliche Umsetzung in der Kooperationsvereinbarung der Gasnetzbetreiber, hier insbesondere im Standardbilanzkreisvertrag, zu erfolgen hat. Zugleich müssen Prozesse und IT-Anwendungen angepasst werden.

(3) Um den Prozess insgesamt zu beschleunigen und die fristgerechte Umsetzung der Vorgaben aus dem Netzkodex Gasbilanzierung sicherzustellen, hat sich die Beschlusskammer gegen die Festlegung eines Bilanzkreisvertrags entschieden. Die Durchführung eines Standardangebotsverfahrens nach § 50 Abs. 7 GasNZV hätte die Festlegungen deutlich verzögert. Aus Sicht der Beschlusskammer ist der Prozess der Standardisierung von Verträgen für den Netzzugang im Rahmen der Verhandlungen über die Kooperationsvereinbarung effizient und marktnah ausgestaltet. Zudem ist mit der Durchführung von Netznutzerforen die Einbindung aller Marktteilnehmer sichergestellt. Es ist deshalb zum jetzigen Zeitpunkt auch nicht erforderlich, dass die Beschlusskammer einen Standardvertrag vorgibt.

4.3. Konkrete Ausgestaltung der Festlegung ist rechtsfehler- und ermessensfehlerfrei

Die konkrete Ausgestaltung der Festlegung ist rechtsfehlerfrei. Soweit der Beschlusskammer bei der Ausgestaltung des Bilanzierungsregimes ein Ermessen zusteht, hat sie dieses fehlerfrei ausgeübt. Nicht zu beanstanden ist die Festlegung zu den Grundsätzen des Systems der Tagesbilanzierung (siehe folgenden Abschnitt 4.3.1.), zur Ermittlung und Abrechnung der Ausgleichsenergie (siehe folgenden Abschnitt 4.3.2.), zur Abrechnung der RLM-Mehr- und Mindermengen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.3.), zu den untertägigen Verpflichtungen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.4.) und der untertägigen Informationsbereitstellung (siehe folgenden Abschnitt 4.3.5.) sowie zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelenergie (siehe folgenden Abschnitt 4.3.6.), zu den Bilanzierungsumlagekonten (siehe folgenden Abschnitt 4.3.7.) und zum Anreizsystem für Standardlastprofile (siehe folgenden Abschnitt 4.3.8.). In rechtskonformer Weise ergänzt wird die Ausgestaltung des neuen Bilanzierungsregimes durch Berichts- und Evaluierungspflichten (siehe folgenden Abschnitt 4.3.9.), Transparenzverpflichtungen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.10.), Vorgaben zur Umsetzung (siehe folgenden Abschnitt 4.3.11.), einen Hinweis zur Bildung grenzüberschreitender Marktgebiete (siehe folgenden Abschnitt 4.3.12.) und Regelungen zur Aufhebung bisheriger Festlegungen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.13.). Ebenfalls nicht zu beanstanden ist die Regelung eines Widerrufsvorbehalts (siehe folgenden Abschnitt 4.3.14.).

4.3.1. Grundsätze des Systems der Tagesbilanzierung (Tenor zu 1.)

(1) Für die Berücksichtigung der bilanzrelevanten Gasmengen gelten im Wesentlichen die Grundsätze der bestehenden Festlegung GABi Gas vom 28.05.2008 fort. Die Marktgebietsverantwortlichen, Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber sind gemäß Tenor zu Ziff. 1 verpflichtet, die Bilanzierung der von den Transportkunden transportierten und gehandelten Gasmengen nach den Grundsätzen einer Tagesbilanzierung durchzuführen. Die Differenz der während der Bilanzierungsperiode ein- und ausgespeisten bilanzrelevanten Mengen wird durch den Marktgebietsverantwortlichen am Ende eines Gastages als Ausgleichsenergie mit den entsprechenden Ausgleichsenergieentgelten gemäß Tenor zu Ziff. 2 abgerechnet. Die Bilanzkreisverantwortlichen sind verpflichtet, innerhalb der Bilanzierungsperiode alle zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen, um ein möglichst ausgeglichenes Verhältnis von Ein- und Ausspeisungen zu erreichen.

Zur Bestimmung der täglichen Differenzmengen werden die täglichen Ein- und Ausspeisemengen, soweit sie dem Bilanzkreis zugeordnet wurden, vom Marktgebietsverantwortlichen fortlaufend pro Bilanzkreis saldiert. Ein Abtausch von Differenzmengen zwischen Bilanzkreisen nach Ende der Bilanzierungsperiode („ex post-balancing“) ist hierbei nicht zulässig. Der Marktgebietsverantwortliche saldiert die durch den Ein- bzw. Ausspeisenetzbetreiber ermittelten und vorläufig bzw. endgültig zugeordneten Mengen mit den dem Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkonto vorläufig

bzw. endgültig zugeordneten Einspeisemengen und teilt dem Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich den Saldo mit. Die endgültig zugeordneten Mengen sind um fehlende oder fehlerhafte Messwerte zu bereinigen und um den für die Abrechnung verwendeten Brennwert zu korrigieren. Darüber hinaus sind untertägige Verpflichtungen anzuwenden.

Für die Bilanzierung sind stündlich nominierte Mengen, gemessene Mengen und Standardlastprofile zu berücksichtigen. Sofern Ein- und Ausspeisepunkte durch die Netzbetreiber auf der Basis von Nominierungen der Transportkunden gesteuert werden (Grenzkopplung, Markgebietsübergang, Speicher, Einspeisung aus inländischer Produktion, Virtueller Handelspunkt), gilt der Grundsatz „allokiert wie nominiert“. Bei Grenzkopplungspunkten, die ausschließlich der Versorgung von Letztverbrauchern in nachgelagerten Netzen dienen, können, bei vorheriger Genehmigung durch die Beschlusskammer, hiervon abweichend auch Messwerte als bilanzkreisrelevante Daten verwendet werden. Die Anwendung des Allokationsprinzips „allokiert wie gemessen“ gilt auch für Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen. Für Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung („RLM-Entnahmestellen“) sind gemessene Werte („Ist-Entnahmen“) in die Bilanz einzustellen.

Für Entnahmestellen mit Standardlastprofilen („SLP-Entnahmestellen“) findet die Variante 2 des Netzkodex Gasbilanzierung (Art. 33 Abs. 4 i.V.m. Art. 37 Abs. 1. lit. b)) Anwendung. Die Regelungen der Variante 2 stimmen mit der Grundsystematik des derzeitigen Bilanzierungssystems für Ausspeisungen nach den Standardlastprofilverfahren überein. Die Verteilernetzbetreiber sind nach Art. 39 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung als prognostizierende Partei bestimmt worden und damit verpflichtet, für die SLP-Entnahmestellen Standardlastprofile zu entwickeln, zuzuweisen und anzuwenden. Die am Vortag (D-1) prognostizierten Mengen der Bilanzierungsperiode (Gastag D) sind entsprechend dem angewendeten Standardlastprofilverfahren bilanzrelevant zu berücksichtigen.

Für die Anwendung von Standardlastprofilen werden die bisherigen Unterscheidungen bei den Verfahren beibehalten. D.h. für das synthetische Standardlastprofilverfahren ist die Tagesmenge als bilanzrelevant anzusehen, die sich bei der Zugrundelegung einer Prognosetemperatur des Vortages für den Liefertag ergibt, während für das analytische Lastprofilverfahren bei der Ermittlung der bilanzrelevanten Menge ein Zeitversatz von 48 Stunden berücksichtigt werden kann. Für den Liefertag D ist damit in dieser Variante die Ausspeisemenge des Vorvortages (D-2) unter Heranziehung der korrespondierenden Ist-Temperatur oder die Prognosetemperatur für den Liefertag bilanzrelevant (siehe Ausführungen in Abschnitt 4.3.8.). Der Verteilernetzbetreiber teilt den betroffenen Marktbeteiligten sämtliche für eine Anwendung notwendigen Informationen über das verwendete Standardlastprofilverfahren in adäquater Form und Umfang mit. Werden in einem Verfahren täglich wechselnde anwendungsspezifische Parameter verwendet, so sind diese für den Datenaustausch in dem Format auf elektronischem Wege den betroffenen

Marktbeteiligten massengeschäftstauglich täglich zur Verfügung zu stellen, das für den elektronischen Datenaustausch der bilanzrelevanten Daten verwendet wird.

(2) Die bereits im derzeitigen Bilanzierungssystem bestehenden Regelungen der Tagesbilanzierung, der Allokation und der Mengenzuordnungen werden von den Marktteilnehmern durchweg anerkannt und begrüßt. Die in den Konsultationen stellungnehmenden Unternehmen haben lediglich einzelne Aspekte der Regelungen aufgegriffen und kommentiert:

(a) So wies u.a. der BDEW darauf hin, dass die im Festlegungsentwurf enthaltene Beschränkung auf das Allokationsverfahren „allokiert wie nominiert“ an Grenzübergangspunkten dem Art. 9 Abs. 4 des europäischen Netzkodex Interoperability widerspreche. Nach Interpretation des noch vorläufigen Netzkodexes seien an Grenzübergangspunkten auch andere Verfahren, wie z.B. „allokiert wie gemessen“, zu berücksichtigen. Weiterhin sei eine einseitige Festlegung auf nationaler Ebene kritisch zu sehen, weil sie Regularien von angrenzenden Staaten potentiell widersprechen könnten. E.ON forderte im Hinblick auf die Regelung Netzkodex Interoperability den Erhalt des Balancing Shipper-Verfahrens.

Eine Differenzierung der Allokationsregel „allokiert wie nominiert“ an Grenzübergangspunkten schlugen auch E-Control, AGGM und Vorarlberg Netz vor. Bei Grenzübergangspunkten, die ausschließlich Letztverbraucher anderer Staaten versorgen, wurde eine Allokation auf der Basis von Messwerten („allokiert wie gemessen“) angeregt, die im Rahmen der Bilanzierung analog der Ausspeisegruppe RLM als Tagesband mit Toleranz vorzusehen sei. Derartige Grenzübergangspunkte unterliegen nach Auffassung der Stellungnehmenden einem unmittelbaren Prognoserisiko. Sofern an diesen Punkten interne Regelenergie nur in geringem Umfang zur Verfügung steht, seien bei einem von Nominierungen gesteuerten Grenzübergangspunkt Ausfälle bei der Versorgung von Endkunden zu erwarten. Insofern sei dieser Sonderfall aus dem Allokationsverfahren „allokiert wie nominiert“ heraus zu lösen.

Eine derartige Ausnahmenregelung hielt der BDEW auch für die Steuerung der Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen für erforderlich. Um eine wirtschaftliche, sich den Förderungsbedingungen anpassende Gewinnung des Erdgases zu ermöglichen, sei dies nicht auf Basis von Nominierungen der Transportkunden, sondern entsprechend dem Grundsatz „allokiert wie gemessen“ durchzuführen. Eine an einer Nominierung orientierte Förderung würde zur Reduzierung von Produktionsmengen führen, da sich eine Nominierung an den kleinstmöglichen und damit letztendlich auch unwirtschaftlichen Fördermengen orientieren müsse. Da auch an den Ein- und Ausspeisepunkten zu Speichern derzeit im Einzelfall abweichende Verfahren für die Mengenallokation verwendet würden, sei nach Ansicht des Verbands INES eine abweichende Allokationsregel auf der Basis gemessener Werte auch für Ein- und Ausspeisungen aus Speichern anzuwenden.

(b) Hinsichtlich der Allokationsregeln für SLP-Entnahmestellen schlug nur die ENERVIE die generelle Übertragung des Prognoserisikos an Lieferanten analog zum Strombereich vor,

welches nach Angaben des Unternehmens auch die Verpflichtung zum Ausgleich der Fehlmengen umfassen sollte. Das sog. „analytische Lastprofilverfahren“, bei dem auf der Grundlage der Vorvortagesabnahme (D-2) für den nächsten Liefertag (D+1) prognostiziert wird, sei zudem als Standardverfahren vorzusehen, da in dem sog. „synthetisches Verfahren“ ein wesentlicher Grund für die Fehlmengen im Standardlastprofilverfahren zu suchen sei. Beim analytischen Verfahren sei darüber hinaus der derzeitige Zeitversatz von 48 Stunden abzuschaffen und das Verfahren zu einem Prognoseverfahren umzugestalten. Der BDEW forderte, auf die in dem Festlegungsentwurf vorgenommene Ausgestaltung der Standardlastprofilverfahren gänzlich zu verzichten, da die Detailregelungen die Möglichkeiten einer sachgerechten Verbesserung der Prognosequalität im Rahmen des Anreizsystems Standardlastprofilverfahren unnötig einschränke. Einzelheiten der Verfahren sollten vielmehr durch die Marktbeteiligten im Rahmen der Kooperationsvereinbarung vereinbart und in dem dazugehörigen Leitfaden niedergelegt werden.

Insbesondere BDEW und RWE kritisierten weiterhin, dass – soweit weitere zusätzliche Informationen zu Standardlastprofilen unter Transparenz Gesichtspunkten im elektronischen Datenaustausch benötigt würden – dies mit erheblichem Aufwand für Transportkunden und Netzbetreiber einherginge. Insofern sei zu prüfen, ob der Nutzen der Maßnahme die hierdurch entstehenden Kosten aufwiegt. Hierbei sei zu beachten, dass verfahrens- oder anwendungsspezifische Parameter keine Bewegungsdaten seien, die einen kontinuierlichen Austausch erforderten und bereits im Zuge des Lieferantenrahmenvertrages zwischen Transportkunde und Verteilernetzbetreiber ausgetauscht würden. Zudem seien diese Informationen auf den Internetseiten des Netzbetreibers bereits veröffentlicht. Darüber hinaus sei bereits heute der SLP-Allokationsprozess so strukturiert, dass der Bilanzkreisverantwortliche über den Marktgebietsverantwortlichen die allokierte Menge am Folgetag zur Verfügung gestellt bekomme. Ein weiterer Zuwachs an Transparenz erscheint nach Auffassung der Stellungnehmenden hierbei nicht erforderlich.

(c) Bei Bestimmung der täglichen Differenzmengen war es aus Sicht der SW München nicht verständlich, warum ein ex post-balancing, d.h. ein Abtausch von Differenzmengen zwischen Bilanzkreisen nach Ende der Bilanzierungsperiode, ausgeschlossen sei, zumal hierdurch kein Regelenergiebedarf entstünde. Prinzipiell sei ein derartiger nachträglicher Abtausch dem zulässigen Bilanzkreis-Pooling gleichzusetzen. Hierbei würde beispielsweise einem Bilanzkreis positive Ausgleichsenergie und einem anderen Bilanzkreis negative Ausgleichsenergie berechnet, obwohl beide in Summe ausgeglichen seien. Den Bilanzkreisverantwortlichen sei deshalb eine Möglichkeit einzuräumen, durch ein ex post-balancing ihre Abweichungen zu saldieren, um damit Kosten minimieren zu können.

(3) Die Beschlusskammer ist den Detailanmerkungen der Marktteilnehmer teilweise gefolgt.

(a) Hinsichtlich der Allokationsregel „allokiert wie nominiert“ hat die Beschlusskammer die Anmerkungen insoweit angenommen, als dass sie an Grenzübergangspunkten, die ausschließ-

lich Letztverbraucher anderer Staaten versorgen und an Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen auch Messwerte als bilanzkreisrelevante Daten („allokiert wie gemessen“) zulässt. Bei Grenzübergangspunkten, die unmittelbar und ausschließlich der Versorgung von Letztverbrauchern dienen, schließt sie sich der Einschätzung an, dass durch Nominierungen die bedarfsgerechtere Netzsteuerung unter Vermeidung von Regelenergie erschwert ist. Dies gilt umso mehr, je weniger interne Regelenergie an diesen Punkten zur Verfügung steht und auf fester Basis ausgetauscht werden kann. Da diese Punkte vollständig das Prognoserisiko der Letztverbraucherentnahmen abbilden, sieht die Beschlusskammer es zudem als gerechtfertigt an, diese Grenzübergangspunkte den Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung und den daraus resultierenden Rechten und Verpflichtungen bilanziell gleichzustellen. Insofern gelten für die Punkte auch die untertägigen Verpflichtungen. Infolge der weitreichenden Sonderbehandlung sieht es die Beschlusskammer als gerechtfertigt an, die Ausnahme von einer vorherigen Genehmigung durch die Bundesnetzagentur abhängig zu machen.

Auch bei den Einspeisepunkten aus inländischen Produktionsanlagen ist die Beschlusskammer den Argumenten gefolgt und lässt auch Messwerte als bilanzkreisrelevante Daten zu. Dass eine Förderung von Gas geophysikalischen und technischen Anforderungen folgt, die einer fixen Nominierung entgegenlaufen, ist überzeugend. Eine durch Nominierungsgrundsätze eingeschränkte Förderung, die ggf. in der Folge auch zu einer technischen aufwendigen Anpassung bzw. Reduktion von Produktionsmengen führen würde, erscheint nicht sachgerecht. Im Gegensatz dazu kann die Beschlusskammer aus der Stellungnahme des Verbands INES außer dem Hinweis, dass im Einzelfall auch abweichende Verfahren für die Mengenallokation an Ein- und Ausspeisepunkte aus Speichern verwendet würden, keine Argumente ersehen, warum für diese Punkte zwingend eine abweichende Allokationsregel auf der Basis gemessener Werte zugelassen werden sollte.

Der generellen Kritik, dass die im Festlegungsentwurf enthaltene Beschränkung auf das Allokationsverfahren „allokiert wie nominiert“ an Grenzübergangspunkten dem Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Interoperability widerspricht, teilt die Beschlusskammer nicht. Der ohnehin noch nicht verbindliche Netzkodex adressiert in der der Beschlusskammer vorliegenden Fassung (i.d.F. v. 04.11.2014) in Art. 9 Abs. 4 lediglich mögliche Alternativen zum „operational balancing account“ (OBA). Diese Alternative wird als sog. „allocation rule“ bezeichnet, die aber nicht mit den Allokationsregeln der Festlegung gleichzusetzen ist. Das OBA umschreibt lediglich einen netzbetreiberseitigen Ausgleichsmechanismus zum Umgang mit Steuerungs- oder sonstigen Differenzen von Gasflüssen an Grenzübergangspunkten. Derartige Regelungen werden aber von der vorliegenden Festlegung nicht berührt und können daher auch nicht präjudizierend auf andere wirken. Auch die Stellungnahme von E.ON, die im Hinblick auf die Regelungen im Netzkodex Interoperability den Erhalt des Balancing Shipper-Verfahrens fordert, welches bereits nach der aktuellen Festlegung unzulässig ist, interpretiert die Beschlusskammer dahingehend. Dies berührt diese Festlegung nicht. Sollte sich nach Verbindlichkeit des Netzkodexes Interope-

rability zwingender Anpassungsbedarf herausstellen, wird die Beschlusskammer selbstverständlich auf die geänderte Rechtslage reagieren.

(b) Die derzeitige bilanzielle Methodik bei Ausspeisungen von SLP-Entnahmestellen, nach der keine nachträglichen Veränderungen der in die Bilanz einzustellenden Werte vorzunehmen sind, spiegelt sich in der Variante 2 des Netzkodex Gasbilanzierung wider. Diese Variante ist Basis des bisherigen Bilanzierungsregimes und wird weiter fortgeführt. Derzeit sind Verteilernetzbetreiber gemäß § 24 GasNZV dafür verantwortlich, Standardlastprofilverfahren zu entwickeln und zuzuweisen. Die Benennung des Verteilernetzbetreibers als prognostizierende Partei trägt diesem Umstand Rechnung. Diese Systematik hat sich in der Praxis bewährt und zu erheblichen positiven Wettbewerbseffekten im Bereich der Haushalts- und kleinen Gewerbekunden geführt. Insofern besteht nach Auffassung der Beschlusskammer kein Anlass, die bilanzielle Berücksichtigung von SLP-Entnahmestellen grundsätzlich zu verändern. Davon abgesehen, würde eine Verlagerung des Prognoserisikos auf andere Marktrollen auch zu keiner grundsätzlichen Verbesserung der Prognosegüte führen, da diese im Wesentlichen von der Qualität der zur Verfügung stehenden Daten, also der für die Anwendung der Lastprofilverfahren notwendigen Parameter, abhängt.

Gleichfalls teilt die Beschlusskammer auch nicht die Auffassung, dass die Fehlmengen von Lastprofilverfahren ursächlich dem synthetischen Lastprofilverfahren zuzuschreiben sind. Infolge seiner Ausprägung weist das analytische Verfahren lediglich in der Monatsbetrachtung Vorteile gegenüber dem synthetischen Verfahren auf. Diese Vorteile resultieren aus der verfahrensbedingten Mengenbegrenzung von Fehlmengen und dem statistischen Ausgleich der Temperaturunterschiede des Zeitversatzes. Dies vernachlässigt aber, dass diesem Verfahren eine größere Prognosegenauigkeit an den einzelnen Tagen gegenübersteht. In Bezug auf eine potentielle Regelenergieverursachung im Marktgebiet des jeweiligen Tages wirkt dies letztendlich systembelastender als die niedrigeren Abweichungsraten des synthetischen Verfahrens. Gleichfalls kann dem analytischen Verfahren auch nicht zu Gute gehalten werden, dass die Verteilernetzbetreiber absolut gesehen weniger Fehlmengen in den einzelnen Marktgebieten generieren, da das Verfahren nur von rund 10 Prozent der Verteilernetzbetreiber angewendet wird. Letztendlich stellen beide Lastprofilverfahren nur Näherungsverfahren zur Bestimmung der Ausspeisungen von (kleinen) Letztverbrauchern dar, deren Fehlmengen in beiden Verfahren durch Verbesserungen zwar verringert, aber nicht gänzlich vermieden werden können. Insofern ergibt sich aus den vorgetragenen Argumenten für die Beschlusskammer auch keine Notwendigkeit für die Bevorzugung eines Verfahrens zum jetzigen Zeitpunkt.

Die Förderung einer Verbesserung der Prognosegüte in den einzelnen Verfahren kann vielmehr mit Hilfe eines Anreizsystems vorgenommen werden, dass die Beschlusskammer in Grundzügen mit Tenor zu Ziff. 8. festlegt. Da dieses Anreizsystem die Prognosegüte von Standardlastprofilverfahren auf Tagesbasis bewertet, ergeben sich aus dem starren Zeitversatz des gegen-

wärtigen analytischen Verfahrens allerdings Nachteile gegenüber dem synthetischen Lastprofilverfahren. Insofern nimmt die Beschlusskammer diesen Aspekt des vorgebrachten Einwands auf und öffnet das analytischen Verfahren zu einem Prognoseverfahren (siehe Ausführungen in Abschnitt 4.3.8.). Dies erfolgt dadurch, dass neben einem starren Zeitversatz und Berücksichtigung der Ist-Temperatur (D-2) zukünftig auch die Verwendung einer Prognosetemperatur für den Liefertag analog dem synthetischen Verfahren ermöglicht wird. Die Festlegung einheitlicher Grundlagen für Standardlastprofile bleibt gleichwohl erforderlich, um eine größtmögliche Standardisierung der Verfahren und die damit einhergehende vereinfachte Anwendbarkeit auch zukünftig zu sichern. Die wie bereits in der bestehenden Festlegung lediglich in ihren Kernelementen beschriebenen zwei Verfahrensansätze hemmen dabei keinesfalls die in den jeweiligen Verfahren – auch im Hinblick auf eine Prognoseverbesserung – zur Verfügung stehenden Möglichkeiten einer zukünftigen Weiterentwicklung. Auch die Anpassung eines Anreizsystems auf Tagesbasis verändert nicht die Verbesserungspotentiale und -möglichkeiten eines Verfahrens, sondern bewertet die auftretenden Fehlmengen lediglich in einem anderen Zeithorizont (siehe Ausführungen in Abschnitt 4.3.8.). Auch die Mittel der Ausgestaltung des Anreizsystems sind durch die SLP-Verfahrensbeschreibungen nicht eingeschränkt, da diese sich auf die Bestimmung eines Schwellenwerts und ggf. weiterer Kriterien für die auftretenden Fehlmengen beziehen.

Dem Einwand von BDEW und RWE, dass bei einem Datenaustausch von Informationen zu Standardlastprofilen zwischen verfahrensspezifischen Parametern und „Bewegungsdaten“, die einen kontinuierlichen Austausch erfordern, zu unterscheiden sei, stimmt die Beschlusskammer zu. Die Intention der Regelung zielt darauf ab, anwendungsspezifische und damit täglich wechselnde Parameter massengeschäftstauglich auf elektronischem Wege in dem Format den Marktbeteiligten zur Verfügung zu stellen, welches für den elektronischen Datenaustausch der bilanzrelevanten Daten verwendet wird. Die frühzeitige Information der Bilanzkreisverantwortlichen über die eingesetzten dynamischen Parameter hält die Beschlusskammer bereits aus Transparenzanforderungen für dringend erforderlich. Die bisherige Praxis, z.B. im analytischen Verfahren die täglich wechselnden Angaben zur Restlast und entsprechenden Faktoren lediglich im Nachhinein auf der Internetseite des Netzbetreibers zu veröffentlichen, ist nicht ausreichend. Die Transportkunden bzw. Bilanzkreisverantwortlichen erhalten so i.d.R. frühestens erst nach dem eigentlichen Liefertag (z.T. sogar erst zum Monatsende oder noch später) die wesentlichen Informationen, die sie für die Prüfung der täglichen Allokation und damit auch für eine zeitnahe Prognoseerstellung ihrer Liefermengen für den Folgetag benötigen. Dass der Bilanzkreisverantwortliche über den Marktgebietsverantwortlichen die allokierte Menge am Folgetag der Belieferung zur Verfügung gestellt bekommt, ist zwar richtig, jedoch nicht ausreichend. Der Bilanzkreisverantwortliche erhält damit lediglich eine konsolidierte Mengenangabe des vorherigen Liefertages ohne weitere rechnerische Bezugsgröße. Er kann anhand dieser Angabe nicht einschätzen, in welcher Größenordnung ein anwendungsspezifischer Parameter für diesen Tag in die

Berechnung der Allokation eingeflossen ist. Unabhängig vom eingesetzten Lastprofilverfahren hält die Beschlusskammer daher die massengeschäftstaugliche elektronische Übermittlung solcher täglich wechselnden Parameter im Standardlastprofilverfahren für unverzichtbar. Es erscheint aus inhaltlicher wie auch aus verfahrenstechnischer Sicht vorzugswürdig, dass hierbei ein Nachrichtenaustauschformat zu verwenden ist, das für den elektronischen Datenaustausch der bilanzrelevanten Daten verwendet wird. Eine Verbindung z.B. mit dem etablierten Allokationsprozess bietet die Möglichkeit, die eigentliche Mengeninformaton mit den sie bestimmenden Parametern zu verbinden. Eine Erweiterung bestehender Formate erscheint dabei auch mit geringfügigen Änderungen durchführbar, so dass eine Übermittlung auch unter Kosten-Nutzen-Aspekten sachgerecht ausgestaltet werden kann.

In diese tägliche Übermittlung sind die bislang im Rahmen des Lieferantenrahmenvertrages zwischen Transportkunde und Verteilernetzbetreiber ausgetauschten bzw. auf den Internetseiten des Netzbetreibers veröffentlichten verfahrensspezifischen Parameter des angewendeten Standardlastprofilverfahrens nicht mit einzubeziehen. Diese Veröffentlichungsverpflichtung bleibt bestehen, soll aber nicht anderweitig ausgestaltet werden. Um die von der Beschlusskammer beabsichtigte Trennung von verfahrensspezifischen und dynamischen, täglich wechselnden anwendungsspezifischen Parametern bei der Veröffentlichung durch den Verteilernetzbetreiber zu verdeutlichen, hat die Beschlusskammer die entsprechenden Passagen gegenüber der Entwurfsfassung angepasst.

(c) Nicht gefolgt ist die Beschlusskammer der Aufforderung der Stadtwerke München, ein ex post-balancing wieder zuzulassen. Bereits im Rahmen der ersten Festlegung GABi Gas hat die Beschlusskammer darauf hingewiesen, dass ex post-balancing nur in der Einführungsphase der Festlegungsumsetzung 2008/2009 in Betracht zu ziehen war, da dadurch eine mangelnde Datenqualität kompensiert werden konnte, wenn die Bilanzkreisverantwortlichen den Ausgleich ihrer Bilanz nicht zwangsläufig hätten untertäglich durchführen können. Diese Übergangslösung sollte sicherstellen, dass potentielle Informationsdefizite nicht zu Lasten der Bilanzkreisverantwortlichen gehen. Derartige Informationsdefizite lagen nach dieser Übergangszeit nicht mehr vor und werden zukünftig, nicht zuletzt durch eine Erweiterung der Informationsübermittlung mit dieser Festlegung, auch nicht vorliegen. Darüber hinaus sei darauf verwiesen, dass eine nachträgliche Saldierung nicht einer Verursachungsgerechtigkeit der aufgetretenen Differenzmengen zum Zeitpunkt des Entstehens entspricht, die den einzelnen Bilanzkreisen zuzuordnen ist. Insofern sind auch in Bezug auf die den Regelenergiebedarf auslösende Wirkung nicht die Teilergebnisse einzelner Bilanzkreise dem saldierten Ergebnis gleichzusetzen.

(d) Ein weiterer Kritikpunkt, der von allen Stellungnehmenden gegenüber der Einleitungsverfügung vorgebracht wurde, war die dort vorgesehene Verkürzung der Clearingfrist auf fünf Werktage. Dieser, im Hinblick auf eine möglichst frühzeitige Feststellung endabgestimmter und endgültig zugeordneter Mengen eingebrachte Vorschlag, wurde durch die Beschlusskammer

bereits im konsultierten Festlegungsentwurf nicht weiter verfolgt. Sie hat sich damit den vielfachen Einwänden angeschlossen, die die gesetzte Frist von fünf Werktagen für eine Bearbeitung von Massenclearingprozessen als zu kurz ansehen, und auf diese Regelung verzichtet.

4.3.2. Ermittlung und Abrechnung der Ausgleichsenergie (Tenor zu 2.)

Tenor zu Ziff. 2. enthält Vorgaben zur Ermittlung und Abrechnung der Ausgleichsenergie, hierbei insbesondere zur Ermittlung der Ausgleichsenergiemenge (siehe folgenden Abschnitt 4.3.2.1.) und des Ausgleichsenergiepreises (siehe folgenden Abschnitt 4.3.2.2.). In diesem Zusammenhang wird die zur Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises relevante Handelsplattform genehmigt (siehe folgenden Abschnitt 4.3.2.3.). Zudem wird eine Ersatzregel zur Bestimmung der Ausgleichsenergieentgelte festgelegt (siehe folgenden Abschnitt 4.3.2.4.). Schließlich wird die Methodik für die Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts festgelegt und genehmigt (siehe folgenden Abschnitt 4.3.2.5.).

4.3.2.1. Ausgleichsenergiemenge

(1) Tenor zu Ziff. 2. lit. a) regelt die Ermittlung der täglichen Ausgleichsenergiemenge. Diese wird für jeden Bilanzkreis anhand des Saldos zwischen täglicher Ein- und Ausspeisung gebildet, wobei die endgültig zugeordneten Mengen gemäß Ziff. 1. lit. b) herangezogen werden. Die Brennwertkorrektur ist hierbei nicht mit einzubeziehen. Die Zuordnung mehrerer Bilanzkreise zu einem Rechnungsbilanzkreis ist zulässig.

(2) Die Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber sind in ihrem Empfehlungsdokument vom 03.03.2014 im Rahmen der Methodik zur Ermittlung der Ausgleichsenergieentgelte auch auf die Berechnung der täglichen Ausgleichsenergiemenge eingegangen. Sie verwiesen neben der Grundsystematik zur Ermittlung der Ausgleichsenergiemenge (Differenz zwischen den täglichen Ein- und Ausspeisemengen) unter anderem auch darauf, dass eine Anpassung der Berechnungslogik zur Bestimmung der Ausgleichsenergiemenge gemäß Art. 21 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung nicht erfolgen solle, da die genannten Ausnahmen wie z.B. Netzpufferflexibilitätsdienstleistungen im deutschen Bilanzierungsmodell keine Anwendung finden.

Laut den Stellungnahmen einiger Marktteilnehmer ergäben sich hinsichtlich der Korrektur der endgültig zugeordneten Mengen um den Abrechnungsbrennwert und der entsprechenden Bereinigung fehlender oder fehlerhafter Messwerte inhaltliche Unschärfen in Bezug auf die Ausgleichsenergiemengen (z.B. EFET). Aus der Regelung sei nicht klar ersichtlich, welches Mengengerüst für die Feststellung der täglichen Ausgleichsenergie bzw. die Ermittlung der Mehr- und Mindermengen bei RLM-Entnahmestellen heranzuziehen sei.

(3) Entsprechend den Vorgaben des Art. 21 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung wird die tägliche Ausgleichsenergiemenge als Differenz zwischen den täglichen Ein- und Ausspeisungen

ermittelt. Die Bilanzkreisverantwortlichen sind verpflichtet, ihre Bilanzkreise am Tagesende ausgeglichen zu halten. Gelingt dieser Ausgleich nicht, d.h. ist der Saldo zwischen täglicher Ein- und Ausspeisung (ermittelt auf Basis der endgültig zugeordneten Mengen gemäß Tenor zu Ziff. 1. lit. b)) ungleich Null, so stellt der Marktgebietsverantwortliche Ausgleichsenergie zur Verfügung:

- negative Ausgleichsenergie, wenn der Bilanzkreis überspeist ist, d.h. wenn mehr Gas ein- als ausgespeist wurde,
- positive Ausgleichsenergie, wenn der Bilanzkreis unterspeist ist, d.h. wenn weniger Gas ein- als ausgespeist wurde.

Toleranzen werden nicht gewährt.

Die Beschlusskammer hat in Tenor zu Ziff. 2. lit. a) redaktionell klargestellt, dass lediglich die endgültig zugeordneten und um Ersatzwerte korrigierten Mengen als bilanzrelevante Daten zur Feststellung der täglichen Ausgleichsenergiemenge heranzuziehen sind. Eine zusätzliche Einbeziehung der Brennwertkorrektur ist nicht sachgerecht, da diese Mengenanteile nicht durch die Bilanzkreisverantwortlichen zu beeinflussen bzw. hervorgerufen worden sind. Dies war allerdings auch nicht die Intention der Beschlusskammer im vorgelegten Entwurf. Insofern war hier eine redaktionelle Klarstellung vorzunehmen. Die Differenzmengen, die sich aus den Brennwertkorrekturen ergeben, sind somit erst in einem zweiten Schritt mit dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis abzurechnen.

Eine Notwendigkeit zur Anpassung der als Differenz zwischen den täglichen Ein- und Ausspeisungen ermittelten Ausgleichsenergiemenge gemäß Art. 21 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung besteht nicht. Da der Netzpuffer im deutschen Gasbilanzierungssystem als interne Regelenergie genutzt wird (siehe Abschnitt 4.3.6.1), sind explizite Netzpufferflexibilitätsdienstleistungen nicht vorgesehen. Netzverluste und Messungenauigkeiten werden in der externen Regelenergie abgebildet. Der Eigenverbrauch der Fernleitungsnetzbetreiber wird als Ausspeisung allokiert.

Die Zuordnung mehrerer Bilanzkreise zu einem Rechnungsbilanzkreis ist zulässig. Somit werden zur Ermittlung der Ausgleichsenergiemenge Ungleichgewichte, die in Unterbilanzkreisen bzw. Subbilanzkonten entstehen, in den Rechnungsbilanzkreis übertragen, dem sie zugeordnet sind, und auf Ebene des Rechnungsbilanzkreises aggregiert. Folglich können auftretende Ungleichgewichte derart verbundener Bilanzkreise durch Portfolioeffekte gegenseitig ausgeglichen und somit die Ausgleichsenergiemenge des gesamten Bilanzkreises reduziert werden.

Um für die Bilanzkreisverantwortlichen Anreize zur Ausgeglichenheit der Bilanzkreise zu setzen, erhebt der Marktgebietsverantwortliche für den Einsatz von positiver Ausgleichsenergie vom Bilanzkreisverantwortlichen positive Ausgleichsenergieentgelte bzw. zahlt im Fall negativer Ausgleichsenergie an den Bilanzkreisverantwortlichen negative Ausgleichsenergieentgelte gemäß Tenor zu Ziff. 2. b). Entsprechend Art. 21 Abs. 6 Netzkodex Gasbilanzierung ist die

endgültige Ausgleichsenergiemenge ermittelt auf Basis der bilanzrelevanten Daten gemäß Ziff. 1. lit. b) Grundlage für das tägliche Ausgleichsenergieentgelt (siehe oben Abschnitt 4.3.1.)

4.3.2.2. Ausgleichsenergiepreis

(1) Die Vorgaben in Tenor zu Ziff. 2. lit. b) zu den Ausgleichsenergiepreisen befassen sich mit den beiden Preiselementen, die für die Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise zu berücksichtigen sind: die Preise der Regelenergiegeschäfte und der Gasdurchschnittspreis zuzüglich einer „kleinen Anpassung“, d.h. eines Auf- bzw. Abschlags. Die Ausgleichsenergiepreise werden wie folgt ermittelt:

Täglicher positiver Ausgleichsenergiepreis, gemäß Formel 1): der höhere der beiden Preise

- höchster Preis aller Regelenergieeinkäufe durch den Marktgebietsverantwortlichen für den jeweiligen Gastag oder
- mengengewichteter Gasdurchschnittspreis für den jeweiligen Gastag zuzüglich eines Aufschlags von zwei Prozent.

Täglicher negativer Ausgleichsenergiepreis, gemäß Formel 2): der niedrigere der beiden Preise

- niedrigster Preis aller Regelenergieverkäufe durch den Marktgebietsverantwortlichen für den jeweiligen Gastag oder
- mengengewichteter Gasdurchschnittspreis für den jeweiligen Gastag abzüglich eines Abschlags von zwei Prozent.

Formel 1): $AE_p = \max\{\text{höchster Regelenergieeinkauf MGV}, \text{Gasdurchschnittspreis} * 1,02\}$

Formel 2): $AE_n = \min\{\text{niedrigster Regelenergieverkauf MGV}, \text{Gasdurchschnittspreis} * 0,98\}$

Definitionen:

AE_p : positiver Ausgleichsenergiepreis bzw. Grenzeinkaufspreis in €/MWh.

AE_n : negativer Ausgleichsenergiepreis bzw. Grenzverkaufspreis in €/MWh.

höchster Regelenergieeinkauf MGV: höchster Einkaufspreis in €/MWh aller globalen (MOL Rang 1) oder qualitätsspezifischen (qualitätsspezifische Produkte innerhalb der MOL Rang 2) Regelenergiegeschäfte für den jeweiligen Gastag über die relevante Handelsplattform gemäß Tenor zu Ziff. 2. lit. c) mit dem Lieferort virtueller Handlungspunkt (unter Einbeziehung von Day Ahead- und Within Day-Produkten), an denen der Marktgebietsverantwortliche beteiligt ist.

niedrigster Regelenergieverkauf MGV: niedrigster Verkaufspreis in €/MWh aller globalen (MOL Rang 1) oder qualitätsspezifischen (qualitäts-

	spezifische Produkte innerhalb der MOL Rang 2) Regelenergiegeschäfte für den jeweiligen Gastag über die relevante Handelsplattform gemäß Tenor zu Ziff. 2. lit. c) mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt (unter Einbeziehung von Day Ahead- und Within Day-Produkten), an denen der Marktgebietsverantwortliche beteiligt ist.
Gasdurchschnittspreis:	der an der relevanten Handelsplattform gemäß Tenor zu Ziff. 2. lit. c) gebildete mengengewichtete Gasdurchschnittspreis für den jeweiligen Gastag mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt (unter Einbeziehung von Day Ahead- und Within Day-Produkten).

Zur Ermittlung des höchsten bzw. niedrigsten Preises aller Regelenergieeinkäufe bzw. -verkäufe sind nur Regelenergiegeschäfte heranzuziehen, die global (MOL Rang 1) oder qualitätsspezifisch (qualitätsspezifische Produkte innerhalb der MOL Rang 2) über die relevante Handelsplattform gemäß Tenor zu Ziff. 2. lit. c) mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt getätigt werden. Dabei werden sowohl Day Ahead- als auch Within Day-Produkte einbezogen. Bei den Day Ahead-Produkten ist der Erfüllungstag ausschlaggebend. Zur Ermittlung des mengengewichteten Gasdurchschnittspreises ist der an der relevanten Handelsplattform gemäß Tenor zu Ziff. 2 lit. c) gebildete mengengewichtete Gasdurchschnittspreis mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt (unter Einbeziehung von Day Ahead- und Within Day-Produkten) heranzuziehen.

(2) In ihrem Empfehlungsdokument vom 03.03.2014 verwiesen die Marktgebietsverantwortlichen und die Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich der anzuwendenden Methodik zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise auf die in Art. 22 Netzkodex Gasbilanzierung vorgegebene Berechnungssystematik. Hinsichtlich der bei der Preisermittlung zu berücksichtigenden Produkte haben die Marktgebietsverantwortlichen und die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Art. 22 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung zusätzlich zu den Produkten mit dem Lieferort Virtueller Handelspunkt (VHP) auch die Berücksichtigung qualitätsspezifischer sowie in angrenzenden Bilanzierungszonen (z.B. TTF) beschaffter Börsenprodukte beantragt. Dabei sollen sowohl die Day Ahead- als auch die Within Day-Produkte in die Preisbildung einfließen. Die Berücksichtigung lokaler Produkte wird von den Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreibern derzeit nicht als notwendig erachtet, so dass hierzu kein Antrag nach Art. 22 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung eingereicht wurde. Die Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber haben im Empfehlungsdokument eine „kleine Anpassung“ von Null vorgeschlagen.

Im Rahmen der ersten Konsultation sprachen sich alle Marktteilnehmer, die zu der Produktauswahl Stellung genommen haben, gegen die Berücksichtigung lokaler Produkte bei der Ermittlung der Ausgleichsenergieentgelte aus (z.B. GEODE, EnBW). Hierbei wiesen sie unter anderem auf erhebliche und unvorhersehbare Preisaufschläge durch die Berücksichtigung lokaler Produkte selbst bei geringen Mengen hin. Dies sei unverhältnismäßig im Vergleich zu den tatsächlich

entstandenen Kosten der Marktgebietsverantwortlichen (z.B. BDEW/VKU, VNG). Im Hinblick auf die Berücksichtigung qualitätsspezifischer Produkte war das Meinungsbild in den beiden Konsultationen nicht eindeutig: Einige Marktteilnehmer kritisierten die Berücksichtigung qualitätsspezifischer Produkte unter anderem mit dem Hinweis auf mögliche hohe Preisaufschläge (z.B. E.ON), während andere deren Berücksichtigung vor dem Hintergrund der notwendigen qualitätsübergreifenden Bewirtschaftung der Marktgebiete befürworteten (z.B. VIK/VCI). Bezüglich der „kleinen Anpassung“, d.h. des Auf- und Abschlags auf den mengengewichteten Gasdurchschnittspreis, sahen die meisten Teilnehmer an der Konsultation keine Notwendigkeit eines Wertes von 10 Prozent. Dieser führe zu einer unverhältnismäßigen finanziellen Belastung der Bilanzkreisverantwortlichen (z.B. VIK/VCI). Außerdem setze die Systematik zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise mit den Grenzeinkauf- und Grenzverkaufspreisen bereits ausreichende Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen, der Bilanzkreisbewirtschaftung selbst nachzukommen (z.B. RheinEnergie). Viele Marktteilnehmer schlugen daher eine Absenkung auf 0 Prozent oder zumindest auf 2 Prozent bzw. 5 Prozent vor (z.B. Bilanzkreiskooperation, EnBW, GEODE, Statoil).

In der zweiten Konsultation befürworteten – mit Ausnahme eines Verbandes (INES) – alle Marktteilnehmer das Nichtberücksichtigen der lokalen Regelenergieprodukte für die Berechnung der Ausgleichsenergieentgelte (z.B. EnBW, Evonik, Vattenfall). Einige Marktakteure sprachen sich gegen qualitätsspezifische Regelenergieprodukte, insbesondere gegen L-Gas Produkte, aus und schlugen eine regelmäßige Evaluierung der L-Gas Produkte vor (BDEW/VKU/GEODE, EFET, E.ON, VIK/VCI). Die Herabsenkung der „kleinen Anpassung“ von 10 Prozent auf 2 Prozent wurde größtenteils sehr positiv gewertet (z.B. EnBW, Evonik, Vattenfall). Lediglich ein Unternehmen sah den Wert von 2 Prozent als zu niedrig für die Anreizwirkung an und forderte einen Wert von mindestens 10 Prozent (vgl. Gas-Union). Einige Marktakteure forderten eine Obergrenze für Ausgleichsenergiepreise, um zu hohe Entgelte zu verhindern (GDF SUEZ, VNG). Sowohl in der ersten als auch in der zweiten Konsultation wurde eine klare Abgrenzung der Regelenergie für Konvertierungszwecke und für das Bilanzierungssystem als wesentlich erachtet (z.B. EFET, E.ON).

(3) Die Methodik zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise mit den beiden Preiselementen, dem Preis aller Regelenergieeinkäufe bzw. Regelenergieverkäufe und dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis, ist insoweit durch die Regelungen des Art. 22 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung vorgegeben. Als Konsequenz dieser vorgegebenen Methodik wird es – anders als im bisherigen Bilanzierungssystem – in den beiden Marktgebieten GASPOOL und NCG zu unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreisen kommen, da absehbar ist, dass sowohl der Preis für die Beschaffung von Regelenergie als auch der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis in den beiden Marktgebieten variieren wird. Spielräume zur Ausgestaltung der Vorgaben des Netzkodex im Rahmen der Festlegung verbleiben lediglich hinsichtlich der zu berücksichtigenden Produkte zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise sowie hinsichtlich der Höhe der

„kleinen Anpassung“, d.h. des Auf- bzw. Abschlags auf den mengengewichteten Gasdurchschnittspreis.

(a) Zu berücksichtigende Produkte

Für das erste Preiselement der Ausgleichsenergiepreise sind die globalen (MOL Rang 1) oder qualitätsspezifischen (qualitätsspezifische Produkte innerhalb der MOL Rang 2) Regelenergiegeschäfte über die relevante Handelsplattform gemäß Tenor zu Ziff. 2. lit. c) (derzeit EEX) mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt heranzuziehen. Für das zweite Preiselement ist für jedes Marktgebiet der an der relevanten Handelsplattform gemäß Tenor zu Ziff. 2. lit. c) (derzeit EEX) gebildete mengengewichtete Gasdurchschnittspreis für den jeweiligen Gastag mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt anzusetzen. Sowohl für die Ermittlung des ersten Preiselements als auch des zweiten Preiselements fließen Day Ahead- und Within Day-Produkte in die Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise ein, wobei bei den Day Ahead-Produkten der Erfüllungstag der Produkte ausschlaggebend ist.

Die beiden Marktgebietsverantwortlichen haben gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern im Empfehlungsdokument vom 03.03.2014 gemäß Art. 22 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung die Berücksichtigung qualitätsspezifischer sowie in angrenzenden Bilanzierungszonen beschaffter Börsenprodukte beantragt. Diesen Anträgen wird stattgegeben, da Börsenprodukte ohnehin unter die Definition „Produkte mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt“ gem. Art. 22 Abs. 2 lit. a) Netzkodex Gasbilanzierung fallen und somit bei der Preisbildung zu berücksichtigen sind. Ortsabhängige und somit lokale Produkte sind bei der Ermittlung des ersten Preiselements nicht zu berücksichtigen.

Aufgrund der physikalischen Trennung der L- und H-Gas-Netze in den deutschen Marktgebieten ist der Einsatz von qualitätsspezifischen Regelenergieprodukten notwendig (Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber) und erfolgte in der Vergangenheit bereits zu einem bedeutenden Anteil. So wurde beispielsweise im letzten Gaswirtschaftsjahr 2013/2014 im NCG-Marktgebiet an 205 Tagen qualitätsspezifische Regelenergie eingesetzt. Auf Grundlage der Veröffentlichung von GASPOOL ist eine klare Trennung der qualitätsspezifischen und lokalen Regelenergieprodukte für das vergangene Gaswirtschaftsjahr nicht eindeutig möglich. Aufgrund der Ausführungen der Marktgebietsverantwortlichen im Empfehlungsdokument (vgl. hierzu insbesondere Abbildungen 2 und 3 im Empfehlungsdokument) geht die Beschlusskammer jedoch in beiden Marktgebieten von einer hohen Relevanz der qualitätsspezifischen Produkte aus. Die Beschlusskammer teilt die Ansicht der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber, dass aufgrund ihrer Abrufhäufigkeit qualitätsspezifische Produkte einen entscheidenden Einfluss auf die Regelenergiekosten haben. Mit sinkendem Konvertierungsentgelt wird deren Einfluss eher zu- denn abnehmen. Gemäß Art. 19 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung sollen die Ausgleichsenergieentgelte kostenorientiert unter Berücksichtigung der mit den physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen verbundenen Preise gebildet werden. Folglich ist es sachge-

recht, die Preise der qualitätsspezifischen Produkte, die aufgrund ihres Umfangs, d.h. der Abrufhäufigkeit und der abgerufenen Menge, einen bedeutenden Anteil an den Regelenergiekosten der Marktgebietsverantwortlichen haben, in die Preisbildung einfließen zu lassen. Hierbei vermag auch das Argument einiger Marktteilnehmer nicht zu überzeugen, dass die Berücksichtigung qualitätsspezifischer Produkte für die Ausgleichsenergiepreise bereits bei kleinen Mengen zu unverhältnismäßig hohen Preisvolatilitäten führen und dies als Markteintrittsschranke für kleine Portfolien wirken könnten (z.B. EFET, E.ON). Schließlich sind eben aufgrund der durch die im Netzkodex Gasbilanzierung vorgegebene Methodik zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise gewisse Preisvolatilitäten gerade gewünscht, um die Vorhersehbarkeit der Ausgleichsenergiepreise und somit die Berechenbarkeit zu verringern. Das Ziel dabei ist, möglichst hohe Anreize zum Ausgleich der Bilanzkreise zu setzen. Eine Berücksichtigung ausschließlich globaler MOL 1 Produkte würde gerade diesem Ziel entgegenstehen und dabei dem Kriterium der kostenorientierten Ausgleichsenergieentgelte gemäß Art. 19 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung gleichzeitig widersprechen.

Im Gegensatz zu den qualitätsspezifischen Produkten haben die lokalen Regelenergieprodukte in der Vergangenheit einen sehr geringfügigen Anteil an den Regelenergieprodukten und somit auch an den Regelenergiekosten der Marktgebietsverantwortlichen ausgemacht. So erfolgte beispielsweise im NCG Marktgebiet im letzten Gaswirtschaftsjahr 2013/2014 überhaupt kein Einsatz lokaler Produkte. Die Beschlusskammer war zu Beginn des Festlegungsverfahrens trotz der geringen Abrufhäufigkeit in der Vergangenheit der Auffassung, dass gerade mit Einführung des neuen Bilanzierungssystems relevanter lokaler Regelenergiebedarf entstehen kann und somit der Umfang zunehmen wird. Da diese lokalen Produkte dann preissetzend sein könnten, sollten sie einbezogen werden, um entsprechende Anreize zum Ausgleich der Bilanzkreise zu setzen. Im Rahmen der beiden Konsultationsrunden sprachen sich allerdings mit einer Ausnahme (INES) alle Marktakteure gegen die Berücksichtigung lokaler Produkte bei der Ermittlung der Ausgleichsenergieentgelte aus. Hierbei wiesen die Marktakteure insbesondere auf den geringen Umfang der lokalen Regelenergieprodukte im Vergleich zu den anderen Regelenergieprodukten sowie auf die möglichen Preisverzerrungen hin, die bereits geringste Mengen an lokalen Regelenergieprodukten auf den Ausgleichsenergiepreis auslösen könnten (z.B. BDEW/VKU, VNG). Dies stelle eine Markteintrittsschranke und somit eine Benachteiligung insbesondere kleiner Portfolien dar (z.B. E.ON). Dieses Argument der Marktbeteiligten überzeugte die Beschlusskammer. Schließlich ist bei den lokalen Regelenergieprodukten, die derzeit nur auf der Regelenergieplattform gehandelt werden, eher mit unverhältnismäßig hohen Preissprüngen zu rechnen als bei den qualitätsspezifischen börsengehandelten Produkten. Auch ausgehend von dem Argument der Kostenorientierung der Ausgleichsenergieentgelte ist es nur folgerichtig, die lokalen Regelenergieprodukte mit dem geringen Anteil an den Regelenergiekosten nicht bei der Preisbildung zu berücksichtigen.

Dem Argument, die lokalen Regelenergieprodukte sollten in die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise miteinfließen, da ansonsten nicht ausreichend Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen durch die Ausgleichsenergiepreise gesetzt würden und im Übrigen eine Benachteiligung der inländischen Speicherbetreiber vorliegen würde, kann nicht gefolgt werden. Vielmehr ist die Beschlusskammer der Ansicht, dass bereits durch die vorgegebene Methodik für die Ausgleichsenergiepreisermittlung im Vergleich zum bisherigen Bilanzierungssystem zusätzliche Anreize zum Ausgleich der Bilanzkreise gesetzt werden. Im bisherigen Bilanzierungssystem werden die Ausgleichsenergiepreise ausschließlich auf Basis des Börsendurchschnittspreises mit einem Auf- oder Abschlag gebildet. Im Gegensatz dazu werden nach der neuen Methodik zusätzlich zum mengengewichteten Gasdurchschnittspreis und der kleinen Anpassung auch die Preise der Regelenergiegeschäfte miteinbezogen. Dadurch erhöht sich die Unvorhersehbarkeit der Ausgleichsenergiepreise, und die Prognostizierbarkeit der kommerziellen Risiken bei einem unausgeglichenen Bilanzkreis wird verringert. Diese Methodik in Verbindung mit der Berücksichtigung der globalen sowie der qualitätsspezifischen Regelenergieprodukte beim ersten Preiselement und die Verwendung einer „kleinen Anpassung“ von 2 Prozent auf den Gasdurchschnittspreis setzt ausreichende Anreize zum Ausgleich der Bilanzkreise. Zwar würde die Einbeziehung lokaler Regelenergieprodukte zu höheren Volatilitäten bei den Ausgleichsenergiepreisen führen, allerdings ist sehr fraglich, ob dadurch der erhoffte Effekt auf die inländische Speichernutzung tatsächlich eintreten würde. Zum einen ist nicht nur die Höhe der Ausgleichsenergieentgelte, sondern insbesondere auch die Unvorhersehbarkeit und somit Unplanbarkeit entscheidend für die Anreizwirkung der Ausgleichsenergiepreise. Zum anderen ist bei Betrachtung der Korrelation der Höhe der Ausgleichsenergiepreise und der Anreizwirkung ab einer bestimmten Höhe der Ausgleichsenergiepreise von einem sinkenden Grenznutzen auszugehen, d.h. dass ab einer bestimmten Höhe der Ausgleichsenergiepreise eine weitere Erhöhung der Preise mit einer geringeren Wirkung pro Einheit auf die Anreize verbunden wäre. Vereinfacht dargestellt, bedeutet dies, dass beispielsweise eine Erhöhung der Ausgleichsenergiepreise von 20 auf 30 €/MWh höhere Anreize zum Ausgleich der Bilanzkreise setzen dürfte als eine Erhöhung von 80 auf 90 €/MWh. Somit können aus der Berücksichtigung oder Nichtberücksichtigung der lokalen Regelenergieprodukte bei der Ausgleichsenergiepreisermittlung keine eindeutigen Rückschlüsse auf die Auswirkungen der Speichernutzung gezogen werden. Vielmehr geht die Beschlusskammer davon aus, dass bereits die abnehmende Vorhersehbarkeit die Anreize für den Bilanzkreisverantwortlichen verstärkt, seinen Gaseinkauf- und Gasverkauf nicht über das Ausgleichsenergiesystem zu optimieren, sondern stattdessen seiner Bilanzkreisbewirtschaftung z.B. durch den eigenen Einsatz von gebuchten Speicherkapazitäten selbst nachzukommen.

Mit der Nichtberücksichtigung lokaler Regelenergieprodukte im Rahmen des ersten Preiselements kommt die Beschlusskammer dem vielfach geäußerten Anliegen der Marktteilnehmer entgegen. Die Beschlusskammer schließt allerdings nicht aus, dass der Umfang der lokalen Regelenergieprodukte in Zukunft zunehmen kann. Daher stellt die Beschlusskammer mit der

Einbeziehung eines regelmäßigen Monitorings der lokalen Regelenergieprodukte im Rahmen des Regelenergieberichts der Marktgebietsverantwortlichen (vgl. Ausführungen in Abschnitt 4.3.9.1) gleichzeitig sicher, dass wie von einigen Marktteilnehmern vorgeschlagen, eine kontinuierliche Untersuchung des Umfangs der Inanspruchnahme, d.h. der Abrufhäufigkeit und der abgerufenen Menge, lokaler Regelenergieprodukte durch die Marktgebietsverantwortlichen stattfindet. Somit könnte dann bei Bedarf eine Genehmigung gemäß Art. 22 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung für die lokalen d.h. für die ortsabhängigen Regelenergieprodukte erteilt werden, so dass eine Anpassung der Produktauswahl für das erste Preiselement möglich wäre.

Einige Marktakteure schlugen eine Mengengewichtung bei den lokalen bzw. qualitätsspezifischen Regelenergieprodukten vor (z.B. Bilanzkreiskooperation, BNE, GEODE, VIK/VCI). Dies ist allerdings bereits aufgrund der durch den Netzkodex Gasbilanzierung in Art. 22 vorgegebenen Methodik zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise ausgeschlossen. Während der Netzkodex Gasbilanzierung eine Mengengewichtung bei dem zweiten Preiselement ausdrücklich in Art. 22 Abs. 2 und Abs. 3 vorgibt, sieht er bei dem ersten Preiselement eben keine Mengengewichtung vor, sondern stellt stattdessen allein auf den „Preis“ aller Verkäufe bzw. aller Käufe von Produkten ab. Gleiches gilt für die vorgeschlagene Obergrenze für Ausgleichsenergiepreise (z.B. BNE, GDF SUEZ). Auch hierfür sieht die Beschlusskammer im Rahmen des Netzkodex Gasbilanzierung keine Rechtsgrundlage. Im Übrigen besteht nach Ansicht der Beschlusskammer auch keine Notwendigkeit hierfür, denn gerade durch die Nichtberücksichtigung der lokalen Regelenergieprodukte für das erste Preiselement und durch das Herabsetzen der kleinen Anpassung von den zunächst angedachten 10 Prozent auf 2 Prozent werden unverhältnismäßig hohe Sprünge der Ausgleichsenergiepreise und damit Risiken insbesondere für kleine Portfolien verhindert, während gleichzeitig ausreichend Anreize zu einem Ausgleich der Bilanzkreise gesetzt werden.

Sowohl in der ersten als auch in der zweiten Konsultationsrunde wiesen die Marktteilnehmer auf die Relevanz einer sachgerechten und nachvollziehbaren Abgrenzung der Regelenergiekosten für Konvertierungszwecke von jenen zu Bilanzierungszwecken hin (z.B. BDEW, EFET, E.ON). Eine Abgrenzung der qualitätsspezifischen Produkte hinsichtlich Konvertierung und Bilanzierung ist allerdings nicht eindeutig möglich. Schließlich kann für ein gezogenes preissetzendes Regelenergieprodukt nicht im Einzelfall nachgewiesen werden, ob der Marktgebietsverantwortliche gerade dieses Regelenergieprodukt zur Deckung des kommerziellen Konvertierungsbedarfs oder zur Deckung des Regelenergiebedarfs für Gasbilanzierungszwecke abgerufen hat. Bei jeglichem Versuch der Zuordnung der einzelnen qualitätsspezifischen Produkte zu einem der beiden Systeme besteht aus Sicht der Beschlusskammer erst recht die Möglichkeit der Quersubventionierung eines der beiden Systeme durch das andere. Daher ist zwischen dem Vorgehen der Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise und der Zuordnung der Regelenergiekosten und -erlöse zu dem Konvertierungssystem bzw. zu dem Bilanzierungssystem zu unterscheiden. Bei der Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise ist der höchste bzw. niedrigste Regelener-

gieeinkaufs- bzw. Regelenergieverkaufspreis der globalen oder aller qualitätsspezifischen Regelenergieprodukte, d.h. ohne ein Herausrechnen bestimmter qualitätsspezifischer Regelenergieprodukte für das Konvertierungssystem, zu bestimmen. Bei der Ermittlung der Regelenergiekosten und -erlöse für Konvertierungszwecke und für Gasbilanzierungszwecke hingegen ist eine Annäherung an eine sachgerechte Abgrenzung zwischen den beiden Systemen möglich und auch dringend erforderlich, um eine möglichst verursachungsgerechte Kostenallokation zu gewährleisten. Diese Abgrenzung wird bereits derzeit von den Marktgebietsverantwortlichen bei der Zuordnung der Kosten und Erlöse zwischen den beiden Systemen durchgeführt. Entsprechende Nachweise der Durchführung einer sachgerechten Abgrenzung der Kosten und Erlöse für Gasbilanzierung und Konvertierung sind von den Marktgebietsverantwortlichen sowohl entsprechend Tenor zu Ziff. 7. lit. g) cc) (siehe hierzu auch Ausführungen in Abschnitt 4.3.7.6) als auch entsprechend Tenor zu Ziff. 2. lit. d) der Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifende Gasmarktgebiete (Az.: BK7-11-002) vorzuhalten und der Beschlusskammer auf Anforderung vorzulegen.

(b) Höhe der „kleinen Anpassung“

Gemäß Art. 22 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung kann das zweite Preiselement zur Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises um eine „kleine Anpassung“ erweitert werden, die im Fall des positiven Ausgleichsenergiepreises als Aufschlag bzw. im Fall des negativen Ausgleichsenergiepreises als Abschlag auf den mengengewichteten Gasdurchschnittspreis greift. Die „kleine Anpassung“ hat den Vorgaben nach Art. 22 Abs. 6 und 7 Netzkodex Gasbilanzierung zu entsprechen. Die Beschlusskammer sah zu Beginn der Festlegungsverfahren die Notwendigkeit einer „kleinen Anpassung“ von 10 Prozent, um ausreichende Anreize zu einem Ausgleich der Bilanzkreise zu setzen. Im Rahmen der ersten Konsultationsrunde trug die überwiegende Mehrheit der Marktteilnehmer vor, dass keine Notwendigkeit eines Auf- bzw. Abschlags auf den mengengewichteten Gasdurchschnittspreis von 10 Prozent bestünde. Die grundsätzliche Methodik zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise sei ausreichend, um Anreize zu ausgeglichenen Bilanzkreisen zu setzen. Des Weiteren erziele der Marktgebietsverantwortliche bei einer „kleinen Anpassung“ von 10 Prozent z.T. Erlöse, denen keine entsprechenden Kosten gegenüberstünden. Dies entspräche zum einen nicht dem Kriterium der Kostenorientierung bei den Ausgleichsenergieentgelten. Zum anderen entstünden dadurch deutliche Überschüsse auf dem RLM-Bilanzierungsumlagekonto (z.B. BDEW/VKU, BNE, GDF SUEZ, RheinEnergie, VIK/VCI). Stattdessen solle eine Absenkung der „kleinen Anpassung“ auf 0 Prozent oder zumindest auf 2 Prozent bzw. 5 Prozent vorgenommen werden (Bilanzkreiskooperation, EnBW, GEODE, Statoil, VIK/VCI). In der zweiten Konsultationsrunde wurde die Herabsenkung der „kleinen Anpassung“ von 10 Prozent auf 2 Prozent mit Ausnahme eines Unternehmens (Gas-Union) als sehr positiv gewertet (z.B. EnBW, Vattenfall). Eine „kleine Anpassung“ von 2 Prozent entspräche eher dem Kriterium der Kostenorientierung der Ausgleichsenergieentgelte (Vattenfall).

Nach Ansicht der Beschlusskammer bedarf es grundsätzlich einer „kleinen Anpassung“ als Auf- bzw. Abschlag auf den mengengewichteten Gasdurchschnittspreis, um ausreichende Anreize zum Ausgleich der Bilanzkreise zu setzen. Dadurch soll verhindert werden, dass der Bilanzkreisverantwortliche seinen Gaseinkauf bzw. -verkauf über die Ausgleichsenergie optimiert. Ausgangspunkt dieser Überlegung ist die Tatsache, dass externe Regelenergie in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren an lediglich einem Drittel der Tage von den Marktgebietsverantwortlichen kontrahiert wurde. Sollte sich diese – als positiv zu bewertende – Entwicklung fortsetzen, würde dem zweiten Preiselement zur Ermittlung der Ausgleichsenergieentgelte großes Gewicht bei der Preisbildung zukommen. Ohne einen Auf- bzw. Abschlag auf den Gasdurchschnittspreis gäbe es an solchen Tagen ohne Regelenergiebeschaffung für den Bilanzkreisverantwortlichen keinen ausreichenden Anreiz, seiner Bilanzkreisbewirtschaftung selbst nachzukommen, da der Marktgebietsverantwortliche die Differenzen stets auf Grundlage des Gasdurchschnittspreises ausgleichen würde. Da die Bewirtschaftung eines Bilanzkreises mit Kosten verbunden ist, würde ohne Auf- bzw. Abschlag sogar der Anreiz erhöht, aus der Ausgleichsenergie Kunden zu beliefern. Dies dürfte auch negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben. Darüber hinaus zeigen aktuelle Informationen zum Grenzübergangspreis, dass dieser Preis nicht unerheblich und an vielen Tagen über dem Ausgleichsenergiepreis läge, wenn lediglich der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis ohne Auf- und Abschlag herangezogen würde.

Nach Abwägung der im Rahmen der beiden Konsultationsrunden vorgetragenen Argumente kommt die Beschlusskammer den Forderungen der Marktteilnehmer nach und setzt die „kleine Anpassung“ als Auf- bzw. Abschlag auf den mengengewichteten Gasdurchschnittspreis anstelle der zunächst vorgesehen 10 Prozent nun auf 2 Prozent fest. Nach Ansicht der Beschlusskammer ist dieser Wert dann zwar hoch genug, um der Gefahr von Fehlanreizen zu begegnen. Gleichzeitig ist der Wert der „kleinen Anpassung“ aber auch nicht zu hoch, um z.B. eine zusätzliche Markteintrittsschranke für neue Marktteilnehmer darzustellen, die Entwicklung des Wettbewerbs zu verhindern oder gar eine übermäßige finanzielle Belastung für die Netznutzer darzustellen. Somit erfüllt die „kleine Anpassung“ von 2 Prozent die Vorgaben des Art. 22 Abs. 6 und 7 Netzkodex Gasbilanzierung.

(c) Beispielhafte Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der Preissystematik zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise soll im Folgenden beispielhaft auf Basis vergangener Werte für einen Tag die Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise für die beiden Marktgebiete GASPOOL und NCG durchgeführt werden. Um sowohl die Methodik zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise als auch die Auswahl der Produkte zur Bestimmung des ersten Preiselement zu verdeutlichen, wurde ein Tag gewählt, an dem sowohl MOL Rang 1- und MOL Rang 2- als auch MOL Rang 3-Produkte von den Marktgebietsverantwortlichen kontrahiert wurden: der 06.01.2014. Da durch die Festlegung gemäß Tenor zu Ziff. 6. die bisherige Definition der Merit Order Liste für die Regelenergiebeschaffung

angepasst wird (siehe hierzu Ausführungen in Abschnitt 4.3.6.2.), sind im Vergleich zu den derzeit gültigen Produktdefinitionen für die beispielhafte Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise in diesem Abschnitt gewisse Annahmen zu treffen. In Tabelle 1 und 2 sind sowohl das erste und zweite Preiselement als auch die dadurch resultierenden positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise für beide Marktgebiete am 06.01.2014 dargestellt.

Zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise werden zunächst für das erste Preiselement die Produkte ausgewählt, die in die Ermittlung eingehen können. Die erste Spalte in den Tabellen 1 und 2 stellt den Beschaffungsort, die zweite Spalte die Flussrichtung und die dritte Spalte den Gasbedarf dar. Die nachfolgenden Spalten enthalten die Tagesmenge und den Arbeitspreis. Danach folgt die Zuordnung zur Merit Order Liste nach dem derzeit geltenden Zielmodell und nach dem Modell gemäß Tenor zu Ziff. 6. So ist beispielsweise bei NCG das erste Produkt nach dem derzeitigen Zielmodell der MOL Rang 2a, nach dem Zielmodell gemäß Tenor zu Ziff. 6. der MOL Rang 3 zugeordnet. Das globale Börsenprodukt ist sowohl nach dem derzeitigen Zielmodell als auch nach dem neuen Modell ein MOL Rang 1-Produkt. Das dritte Produkt wurde über den virtuellen Handelsplatz TTF beschafft und ist nach dem derzeitigen Zielmodell auf dem MOL Rang 2c und nach dem neuen Modell auf dem MOL Rang 2.

Die letzte Spalte der Tabelle gibt an, ob das Produkt zur Ermittlung der Ausgleichsenergie herangezogen wird. So wird beispielsweise das erste Regelenergiegeschäft bei GASPOOL für die Berechnung herangezogen, während das 14. Regelenergiegeschäft nicht gewählt wird, da es sich um ein lokales Regelenergiegeschäft handelt. Bei NCG gilt das gleiche: das zweite Regelenergiegeschäft wird für die Berechnung herangezogen, während das erste Regelenergiegeschäft nicht berücksichtigt wird, da es sich um ein Regelenergiegeschäft handelt, welches über die Plattform beschafft wurde. Als nächstes wird der höchste bzw. der niedrigste Preis aller Regelenergiegeschäfte bestimmt. Im vorliegenden Beispiel wurde im Marktgebiet GASPOOL für maximal 34,50 Euro/MWh und im Marktgebiet NCG für maximal 27,57 Euro/MWh Regelenergie eingekauft. Der Lieferort für die Regelenergiekäufe war der virtuelle Handelspunkt. Regelenergieverkäufe fanden am 06.01.2014 in beiden Marktgebieten nicht statt.

Als zweites Preiselement wird der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis unter Berücksichtigung des Auf- und des Abschlags von 2 Prozent herangezogen. Hierzu wird für die Beispielrechnung der von der EEX für den 06.01.2014 ausgewiesene Tagesreferenzpreis verwendet. Im Zahlenbeispiel ergeben sich die entsprechenden Werte von 27,13 Euro/MWh bzw. 26,07 Euro/MWh für das Marktgebiet GASPOOL und 27,02 Euro/MWh bzw. 25,96 Euro/MWh für das Marktgebiet NCG.

Zur Bestimmung des positiven Ausgleichsenergiepreises wird der maximale Wert zwischen dem höchsten Regelenergieeinkaufspreis und dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis zuzüglich der „kleinen Anpassung“ ermittelt. Im betrachteten Zahlenbeispiel bestimmt in beiden Marktgebieten das erste Preiselement, der höchste Regelenergieeinkaufspreis, den positiven

Ausgleichsenergiepreis, da er oberhalb des mengengewichteten Gasdurchschnittspreises liegt. Somit beträgt der positive Ausgleichsenergiepreis im Marktgebiet GASPOOL 34,50 Euro/MWh und im Marktgebiet NCG 27,57 Euro/MWh. Zur Bestimmung des negativen Ausgleichsenergiepreises wird der minimale Wert zwischen dem niedrigsten Regelenergieverkaufspreis und dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis abzüglich der „kleinen Anpassung“ ermittelt. Da im vorliegenden Beispiel in beiden Marktgebieten überhaupt keine Regelenergieverkäufe stattgefunden haben, bestimmt das zweite Preiselement, der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis, den negativen Ausgleichsenergiepreis. Folglich beträgt der negative Ausgleichsenergiepreis im Marktgebiet GASPOOL 26,07 Euro/MWh und im Marktgebiet NCG 25,96 Euro/MWh (vgl. Werte in den Tabellen 1 und 2).

Tabelle 1: Zahlenbeispiel zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise für das Marktgebiet NetConnect Germany.

1. Preiselement							
Beschaffungsort	Flussrichtung	Bedarf	Tagesmenge	Preis (€/MWh)	MOL (derzeitiges Zielmodell)	MOL (neues Modell)	Verwendung für die Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise?
Plattform	Kauf	Qualität	1.400	27,25	2a	3	Nein
Börse	Kauf	Global	24.323	27,37	1	1	Ja
Börse/TTF	Kauf	Qualität	5.740	27,57	2c	2	Ja
	Kein Verkauf						
2. Preiselement							
Mengengewichteter Gasdurchschnittspreis NCG (€/MWh)							26,49
Mengengewichteter Gasdurchschnittspreis NCG (€/MWh) zuzüglich der „kleinen Anpassung“ von 2 %							27,02
Mengengewichteter Gasdurchschnittspreis NCG (€/MWh) abzüglich der „kleinen Anpassung“ von 2 %							25,96
Positiver Ausgleichsenergiepreis (€/MWh)							27,57
Negativer Ausgleichsenergiepreis (€/MWh)							25,96

Tabelle 2: Zahlenbeispiel zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise für das Marktgebiet
GASPOOL.

1. Preiselement							
Beschaffungsort	Flussrichtung	Bedarf	Tagesmenge (MWh)	Preis (€/MWh)	MOL (derzeitiges Zielmodell)	MOL (neues Modell)	Verwendung für die Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise?
Börse	Kauf	Global	11040	27,27	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	11040	27,35	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	1080	27,28	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	4.302	27,38	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	10.800	27,40	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	6.930	27,43	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	2.160	27,45	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	540	27,48	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	7.644	27,50	1	1	Ja
Börse	Kauf	Qualität	2.640	28,00	2b	2	Ja
Börse	Kauf	Global	1600	28,15	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	1200	28,50	1	1	Ja
Plattform	Kauf	Qualität/Lokal	4.320	28,50	2a	3	Nein
Plattform	Kauf	Qualität/Lokal	2.400	29,00	2a	3	Nein
Plattform	Kauf	Qualität/Lokal	6.840	29,45	2a	3	Nein
Börse	Kauf	Qualität	900	29,80	2b	2	Ja
Börse	Kauf	Global	960	30,00	1	1	Ja
Börse	Kauf	Qualität	2.160	31,25	2b	2	Ja
Börse	Kauf	Qualität	180	31,73	2b	2	Ja
Plattform	Kauf	Qualität/Lokal	2.160	32,47	2a	3	Nein
Plattform	Kauf	Qualität/Lokal	180	33,77	2a	3	Nein
Börse	Kauf	Global	424	33,90	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	1920	33,95	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	640	34,25	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	960	34,45	1	1	Ja
Börse	Kauf	Global	960	34,50	1	1	Ja
Plattform	Kauf	Qualität/Lokal	3.600	34,50	2a	3	Nein
Plattform	Kauf	Qualität/Lokal	3.960	35,05	2a	3	Nein
Plattform	Kauf	Qualität/Lokal	180	35,49	2a	3	Nein
Plattform	Kauf	Qualität/Lokal	180	36,50	2a	3	Nein
	Kein Verkauf						
2. Preiselement							
Mengengewichteter Gasdurchschnittspreis Gaspool (€/MWh)							26,60
Mengengewichteter Gasdurchschnittspreis Gaspool (€/MWh) zuzüglich der „kleinen Anpassung“ von 2 %							27,13
Mengengewichteter Gasdurchschnittspreis Gaspool (€/MWh) abzüglich der „kleinen Anpassung“ von 2 %							26,07
Positiver Ausgleichsenergiepreis (€/MWh)							34,50
Negativer Ausgleichsenergiepreis (€/MWh)							26,07

4.3.2.3. Genehmigung der relevanten Handelsplattform

(1) Mit dem Tenor zu Ziff. 2. lit. c) erteilt die Beschlusskammer die Genehmigung der relevanten Handelsplattform nach Art. 22 Abs. 3. Netzkodex Gasbilanzierung. Die EEX – European Energy Exchange AG (EEX) wird als relevante Handelsplattform genehmigt. Somit sind die Handelsgeschäfte auf der EEX zur Ermittlung des Grenzverkaufspreises, des Grenzankaufspreises und des mengengewichteten Durchschnittspreises heranzuziehen.

(2) In ihrem Empfehlungsdokument vom 03.03.2014 haben die Marktgebietsverantwortlichen bzw. Fernleitungsnetzbetreiber die nach Art. 22 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung relevante Handelsplattform nicht ausdrücklich benannt. Sie führten allerdings aus, dass alle Börsenprodukte mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt, börsliche qualitätsscharfe H- und L-Gas-Produkte sowie Börsenprodukte in angrenzenden Bilanzierungszonen berücksichtigt werden sollen. Da es sich hierbei um EEX-Börsenprodukte handelt, sieht die Beschlusskammer die Voraussetzungen des Art. 22 Abs. 3 S. 1 als erfüllt an und genehmigt die EEX als die nach Art. 22 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung relevante Handelsplattform.

Im Rahmen der beiden Konsultationsrunden sind keine Einwendungen hinsichtlich der geplanten Genehmigung der EEX als relevante Handelsplattform vorgetragen worden. Allerdings schlugen einige Marktteilnehmer vor, die Genehmigung der relevanten Handelsplattform auf die ICE Endex zu erweitern, um eine zusätzliche Beschaffungsmöglichkeit für Regelenergie zu schaffen (BDEW/GEDOE/VKU, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber). Ein Marktteilnehmer regte an, Kriterien unter anderem gekoppelt an die getätigten Investitionskosten für die Zulassung weiterer Handelsplattformen vorzugeben (EEX).

(3) Die börsliche Beschaffung von Regelenergie durch die Marktgebietsverantwortlichen erfolgt derzeit ausschließlich über die EEX. Zurzeit ist als Börse am Spotmarkt nur die EEX an den virtuellen Handelspunkten NCG und GASPOOL tätig. Dem Kriterium der Bildung kostenorientierter Ausgleichsenergiepreise entsprechend, ist es somit sachgerecht jene Handelsplattform als die relevante Handelsplattform nach Art. 22 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung zu genehmigen, auf der die Marktgebietsverantwortlichen ihre Regelenergiegeschäfte tätigen. Nur so kann gewährleistet werden, dass die tatsächlich auftretenden Regelenergiekosten bei der Bildung der Ausgleichsenergieentgelte berücksichtigt werden. Die EEX erfüllt alle Vorgaben an Handelsplattformen gemäß Art. 3 Abs. 4 des Netzkodex Gasbilanzierung. Die Genehmigung der EEX als relevante Handelsplattform nach Art. 22 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung bleibt auch nach dem 01.01.2015 bestehen, wenn die aktuell an der EEX angebotenen Gasprodukte über Powernext unter der Marke PEGAS - Pan-European Gas Cooperation angeboten werden.

Der derzeit von der EEX ausgewiesene Tagesreferenzpreis („Daily Reference Price Natural Gas“), erfüllt nicht die Anforderungen an den mengengewichteten Gasdurchschnittspreis. Es werden nur die Day Ahead, nicht aber die Within Day-Produkte im Tagesreferenzpreis abgebildet. Somit ist die EEX aufgefordert, einen neuen Index zu erstellen und zu veröffentlichen, der

den Anforderungen zur Ermittlung des zweiten Preiselements für die Ausgleichsenergiepreise genügt. Die Veröffentlichung des Indexes bzw. die Zurverfügungstellung der notwendigen Daten an die Marktgebietsverantwortlichen hat derart zeitnah zu erfolgen, dass die Marktgebietsverantwortlichen ihren Veröffentlichungspflichten nach Tenor zu Ziff. 10. gerecht werden können (siehe hierzu Ausführungen in Abschnitt 4.3.10.). Im Rahmen der ersten Konsultation sagte die EEX zu, die vorgesehenen Indizes zur Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises zu berechnen und zu veröffentlichen sowie die Marktgebietsverantwortlichen dadurch bei ihren Berichtspflichten zu unterstützen (EEX).

Dem Vorschlag einiger Marktteilnehmer, die Genehmigung der relevanten Handelsplattform auf die ICE Endex zu erweitern (BDEW/GEDOE/VKU, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber), kann sich die Beschlusskammer derzeit noch nicht anschließen, da die ICE Endex bislang nicht innerhalb der beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL im Spotmarkt tätig ist und die Marktgebietsverantwortlichen noch keine Regelenergiegeschäfte an dieser Handelsplattform tätigen. Sollte sich dies zukünftig ändern und mehrere Börsen innerhalb eines Marktgebietes auf den Spotmärkten tätig sein, so kann auf Benennung der Marktgebietsverantwortlichen die Genehmigung der relevanten Handelsplattform nach Art. 22 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung um die entsprechende Handelsplattform erweitert werden, sofern die Handelsplattform den Anforderungen des Art. 3 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung genügt. Der Antrag ist von den Marktgebietsverantwortlichen (gemeinsam oder einzeln) zu stellen.

Auch dem Vorschlag, Kriterien für die Zulassung weiterer Handelsplattformen vorzugeben, folgt die Beschlusskammer nicht. Die Beschlusskammer sieht in derartigen Vorgaben, wie der Gegenüberstellung der getätigten Investitionskosten und eventuell zusätzlicher Umstellungs- bzw. Anpassungskosten mit den auftretenden Vorteilen für die Marktteilnehmer (EEX), hohe Hemmnisse für die Marktgebietsverantwortlichen, ihre Regelenergieaktivitäten auch auf anderen börslichen Handelsplattformen zu tätigen. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es aber durchaus wünschenswert, dass die Marktgebietsverantwortlichen ihre Regelenergieaktivitäten auch auf andere Handelsplattformen ausweiten, sofern diese Handelsplattformen den Vorgaben nach Art. 3 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung entsprechen. Eine Diversifizierung der Regelenergieaktivitäten der Marktgebietsverantwortlichen auf unterschiedlichen börslichen Handelsplattformen kann positive Effekte auf die Effizienz der Regelenergiebeschaffung haben und somit zu einer Senkung der Regelenergiekosten der Marktgebietsverantwortlichen führen.

4.3.2.4. Ersatzregel zur Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises

An Tagen, an denen weder Regelenergiegeschäfte durch den Marktgebietsverantwortlichen getätigt werden noch die Bildung des mengengewichteten Gasdurchschnittspreises möglich ist, ist gemäß Art. 22 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung eine Ersatzregel festzulegen. Mit dem Tenor zu Ziff. 2. lit. d) wird eine Ersatzregel für die Bildung der Ausgleichsenergiepreise vorge-

geben, sollte eine Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise auf Grundlage der in Tenor zu Ziff. 2. lit. b) beschriebenen Grundsätze nicht möglich sein. In diesem Fall ist der jeweilige Ausgleichsenergiepreis des Vortages anzuwenden. Dies gilt auch dann, wenn bereits der Ausgleichsenergiepreis des Vortages nach dieser Ersatzregel gebildet wurde. Dies ist insofern sachgerecht, als dass der Ausgleichsenergiepreis des Vortages aufgrund der engen zeitlichen Verknüpfung den bestmöglichen Schätzer des aktuellen Ausgleichsenergiepreises darstellt.

Tatsächlich ist der Einsatz der Ersatzregel aber derzeit mit einer geringen Wahrscheinlichkeit verbunden. Zwar ist der Fall, dass die Marktgebietsverantwortlichen keine Regelenergiegeschäfte tätigen, in der Vergangenheit durchaus häufiger vorgekommen. So haben die Marktgebietsverantwortlichen lediglich an etwa einem Drittel der Tage Regelenergie kontrahiert. Das bedeutet, dass an zwei Drittel der Tage in der Vergangenheit das erste Preiselement nicht zu ermitteln gewesen wäre. Sollte sich diese – positive – Entwicklung in Zukunft noch verstärken, wäre die Wahrscheinlichkeit, dass das erste Preiselement nicht ermittelt werden kann, relativ hoch. Allerdings dürfte ein Rückgriff auf das zweite Preiselement in der Regel möglich sein, denn selbst für den Fall, dass der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis der relevanten Handelsplattform EEX nicht gebildet werden kann, hat die EEX bereits eine handelsplattform-spezifische Ersatzregel definiert. Diese sieht vor, dass in diesem Fall die Geschäftsführung der EEX den Abrechnungspreis nach dem sogenannten Chefhändlerverfahren feststellen kann. Dabei haben alle Börsenteilnehmer die Möglichkeit, einen Marktpreis für Terminkontrakte bzw. für Spot-Instrumente abzugeben. Ausgehend von diesen Preisen erfolgt auf Basis einer einfachen Durchschnittswertermittlung die Ersatzwertbildung (siehe Internetseite der EEX). Ungeachtet dessen war die Ersatzregel festzulegen, um Rechtssicherheit auch hinsichtlich dieses – eher unwahrscheinlichen – Falles zu schaffen.

4.3.2.5. Ermittlung der täglichen Ausgleichsenergieentgelte

Tenor zu Ziff. 2. lit. e) regelt die Ermittlung der täglichen Ausgleichsenergieentgelte. Diese ergeben sich durch Multiplikation der täglichen Ausgleichsenergiemengen gemäß Tenor zu Ziff. 2. lit. a) mit den täglichen Ausgleichsenergiepreisen gemäß Tenor zu Ziff. 2. lit. b) bzw. d). Dabei werden die Ausgleichsenergiemengen unter Heranziehung des positiven Ausgleichsenergiepreises bei Unterspeisungen und des negativen Ausgleichsenergiepreises bei Überspeisungen zwischen dem Marktgebietsverantwortlichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen für jede Bilanzierungsperiode (Tag) monatlich abgerechnet. Die Beschlusskammer erteilt die Genehmigung der anzuwendenden Methodik für die Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts nach Art. 20 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung.

Ausgehend von den ermittelten täglichen Ausgleichsenergiepreisen und täglichen Ausgleichsenergiemengen ergeben sich die täglichen Ausgleichsenergieentgelte folglich durch Multiplikation der täglichen Mengen mit den entsprechenden täglichen Preisen. Dabei werden bei einer

Unterspeisung die täglichen Ausgleichsenergiemengen mit dem positiven Ausgleichsenergiepreis bzw. bei einer Überspeisung mit dem negativen Ausgleichsenergiepreis multipliziert.

Die Marktgebietsverantwortlichen bzw. Fernleitungsnetzbetreiber haben die anzuwendende Methodik zur Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts im Rahmen des Empfehlungsdokumentes vom 03.03.2014 der Beschlusskammer vorgelegt. Diese Methodik wird gemäß Art. 20 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung unter Berücksichtigung einer im Vergleich zum Empfehlungsdokument der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber angepassten kleinen Anpassung von 2 Prozent insoweit genehmigt.

Im Rahmen der beiden Konsultationsrunden gab es zwar zu den einzelnen Berechnungskomponenten Stellungnahmen wie beispielsweise zu dem Ausgleichsenergiepreis mit der „kleinen Anpassung“, nicht aber zu der grundsätzlichen Methodik zur Ermittlung der Ausgleichsenergieentgelte ausgehend von den täglichen Ausgleichsenergiepreisen und Ausgleichsenergiemengen. Lediglich bezüglich der Abrechnungsintervalle wünschten einige Marktteilnehmer eine Klarstellung, dass die Abrechnung der täglichen Ausgleichsenergieentgelte weiterhin monatlich erfolgen solle (BDEW/VKU/GEODE, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber). Dieser Anregung folgt die Beschlusskammer durch die entsprechende Ergänzung in Tenor zu Ziff. 2. lit. e).

4.3.3. Abrechnung der RLM-Mehr- und Mindermengen (Tenor zu 3.)

(1) Gemäß Tenor zu Ziff. 3. haben die Marktgebietsverantwortlichen gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen auf täglicher Basis eine Abrechnung der Differenzmengen vorzunehmen, die sich aus der Brennwertkorrektur zwischen der vorläufigen und endgültigen Mengenzuordnung eines Bilanzkreises von RLM-Entnahmestellen („RLM-Mehr- und Mindermengen“) ergeben. Die vorläufigen und endgültigen Mengen eines Bilanzkreises werden hierfür zuvor vom Marktgebietsverantwortlichen saldiert. Die derart festgestellten marktgebietsscharfen Mehr- und Mindermengen werden zum Ende eines Monats abgerechnet. Für die Abrechnung der sich aus der Brennwertkorrektur ergebenden Mehr- oder Mindermengen ist der tägliche an der relevanten Handelsplattform gemäß Tenor zu Ziff. 2. lit. c) gebildete mengengewichtete Gasdurchschnittspreis mit dem Lieferort virtueller Handlungspunkt heranzuziehen.

(2) Die Abschaffung der separaten Mehr- und Mindermengenabrechnung für RLM-Entnahmestellen wurde in den Konsultationen einhellig begrüßt. Eine von der Beschlusskammer ursprünglich vorgesehene Bewertung der Mehr- und Mindermengen zum Ausgleichsenergiepreis wurde allerdings von allen Marktbeteiligten übereinstimmend abgelehnt. Da die Brennwertkorrektur weder von den Lieferanten verursacht wird noch durch sie vermieden werden kann, wurde eine Abrechnung dieser Differenzen mit einem anreizbehafteten Ausgleichsenergiepreis, der Unterspeisungen mit einem Aufschlag und Überspeisungen mit einem Abzug versieht, von den Stellungnehmenden als nicht sachgerecht angesehen. Stattdessen bevorzugten die

Marktakteure als Preise vielmehr einen tagesscharfen Marktpreis, wie z.B. den Hub-Preis oder einen sonstigen Tagesreferenzpreis. Gleichzeitig verwies BNE darauf, dass die Preisgestaltung auch für die Mehr- und Mindermengenabrechnung für SLP-Entnahmestellen gelten solle.

(3) Im Gegensatz zu den derzeitigen Regelungen ergibt sich aus einer Berücksichtigung endgültig zugeordneter, abgestimmter und brennwertkorrigierter Mengen in den Bilanzkreisen nicht die Notwendigkeit, eine separate Mehr- und Mindermengenabrechnung für RLM-Entnahmestellen durchzuführen. Dies wurde in den Stellungnahmen übereinstimmend begrüßt. In der derzeitigen Systematik bedurfte es durch die Heranziehung der endabgestimmten Daten des Folgetages immer einer separaten RLM-Mehr- und Mindermengenabrechnung, da die bilanziell zu berücksichtigenden endabgestimmten Mengen auf einem Referenzbrennwert beruhten, der um den eigentlichen Abrechnungsbrennwert zu korrigieren und abzurechnen war. Die brennwertwertkorrigierten Mengen wurden dabei aber nicht in die Bilanz eingestellt. Diese separate Abrechnung kann nunmehr entfallen. Gleichwohl ergibt sich auch bei der bilanziellen Berücksichtigung brennwertkorrigierter Mengen die Notwendigkeit, die mit einem Referenzwert berücksichtigten vorläufigen Mengen mit dem am Monatsende erhobenen Abrechnungsbrennwert abzugleichen und preislich zu bewerten. Die Beschlusskammer hat sich hierbei der einhelligen Meinung der Stellungnehmenden angeschlossen, die preisliche Bewertung dieser Differenzmengen nicht anhand des anreizbasierten Ausgleichsenergiepreises vorzunehmen, sondern hierfür auf den mengengewichteten Gasdurchschnittspreis der Ausgleichsenergiepreissystematik zu referenzieren (siehe Ausführungen in Abschnitt 4.3.2.2.). Hiermit kommt die Beschlusskammer sowohl der Forderung nach einer einheitlichen Bewertung von Fehlmengen in beide Richtungen als auch der Forderung nach einer marktbasierter Preisermittlung nach. Eine Preisgestaltung der Mehr- und Mindermengenabrechnung für SLP-Entnahmestellen ist demgegenüber nicht durch die Festlegung zu bestimmen, da diese Mehr- und Mindermengenabrechnung nicht zur Bilanzkreisabrechnung zu zählen ist. Die Ausgestaltung eines entsprechenden Preissystems bleibt den Marktbeteiligten im Rahmen der Kooperationsvereinbarung überlassen. Hierbei ist allerdings nicht ausgeschlossen, dass sich die Marktbeteiligten an der für die RLM-Entnahmestellen getroffenen Regelung orientieren.

4.3.4. Untertägige Verpflichtungen (Tenor zu 4.)

In Ziff. 4. des Tenors werden die untertägigen Verpflichtungen geregelt. Die folgenden Abschnitte erläutern die Festlegungen des Tenors zu dem untertägigen Anreizsystem (siehe folgenden Abschnitt 4.3.4.1.) sowie die Ergebnisse der Konsultationen zum Festlegungsverfahren (siehe folgenden Abschnitt 4.3.4.2.). Anschließend werden die maßgeblichen Gründe für die Ausgestaltung des untertägigen Anreizsystems genannt und dessen Konformität mit den Anforderungen an untertägige Verpflichtungen aus Art. 24 und Art. 26 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung aufgezeigt (siehe folgenden Abschnitt 4.3.4.3).

4.3.4.1. Regelung in der Festlegung

Gemäß Tenor zu Ziff. 4. sind die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, neben dem Tagesbilanzierungssystem ein untertägiges Anreizsystem einzuführen, in dem alle physischen und virtuellen Ein- und Ausspeisungen auf Stundenbasis betrachtet werden. Dabei wird für SLP- und RLMmT-Entnahmestellen ein Tagesband als Tagesausspeisemenge in der Bilanz allokiert („mT“ – mit Tagesband). Für RLMoT-Entnahmestellen wird die stundenscharfe Ist-Entnahmemenge als Ausspeisemenge in der Bilanz allokiert („oT“ – ohne Tagesband). Die Zahlungen im Rahmen des untertägigen Anreizsystems beeinflussen die Abrechnung in der Tagesbilanzierung nicht.

Im Rahmen des untertägigen Anreizsystems saldiert der Marktgebietsverantwortliche in jeder Stunde alle allokierten Einspeisungen und Ausspeisungen je Rechnungsbilanzkreis. Etwaige Salden werden über die nächsten Stunden hinweg richtungsunabhängig kumuliert betrachtet. Für die kumulierte Abweichung hat der Bilanzkreisverantwortliche – nach Abzug einer eventuell gewährten Toleranz – einen Flexibilitätskostenbeitrag in Euro je MWh an den Marktgebietsverantwortlichen zu entrichten. Die Menge, für die der Flexibilitätskostenbeitrag zu entrichten ist, wird als „bilanzielle Flexibilitätsmenge“ bezeichnet. Diese „bilanzielle Flexibilitätsmenge“ wird richtungsunabhängig addiert, d.h. stündliche Über- und Unterspeisungen werden – nach Abzug einer eventuell gewährten Toleranz – addiert. Ein Ausgleich der Stundenabweichung erfolgt nicht. Die Flexibilitätskosten für den Bilanzkreisverantwortlichen ergeben sich gemäß Formel 3) aus dem Flexibilitätskostenbeitrag multipliziert mit der bilanziellen Flexibilitätsmenge. Der Flexibilitätskostenbeitrag errechnet sich aus den Kosten der Flexibilitätsregelenergiemenge geteilt durch die Menge an Flexibilitätsregelenergie (Formel 4)). Die Kosten der Flexibilitätsregelenergie wiederum ergeben sich anhand der Formel 5) als Differenz zwischen dem mengengewichteten Durchschnittspreis der Regelenergieeinkäufe abzüglich des mengengewichteten Durchschnittspreises der Regelenergieverkäufe multipliziert mit dem kleineren Betrag der gegenläufigen Regelenergiemengen. Die Menge der Flexibilitätsregelenergie ergibt sich aus dem kleineren Betrag der gegenläufigen Regelenergiemenge multipliziert mit zwei (Formel 6)).

Formel 3): *Flexibilitätskosten = Flexibilitätskostenbeitrag * bilanzielle Flexibilitätsmenge*

Formel 4): *Flexibilitätskostenbeitrag = Kosten der Flexibilitätsregelenergie / Menge der Flexibilitätsregelenergie*

Formel 5): *Kosten der Flexibilitätsregelenergie = $(P_{RE-Einkauf} - P_{RE-Verkauf}) * (\text{kleinerer Betrag der gegenläufigen Regelenergiemenge})$*

Formel 6): *Menge der Flexibilitätsregelenergie = 2 * (kleinerer Betrag der gegenläufigen Regelenergiemenge)*

Definitionen:

$P_{RE\text{-Einkauf}}$: mengengewichteter Durchschnittspreis der Regelenergieeinkäufe

$P_{RE\text{-Verkauf}}$: mengengewichteter Durchschnittspreis der Regelenergieverkäufe

Die folgenden Fallgruppen sind für das untertägige Anreizsystem zu unterscheiden:

- Für Ein- und Ausspeisepunkte an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten, Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen, Ein- und Ausspeisepunkte aus Speichern sowie reine Handelsnominierungen (VHP-Nominierungen), die nach dem Grundsatz „allokiert wie nominiert“ oder „allokiert wie gemessen“ (soweit zulässig) bilanziert werden, wird die allokierte Menge stundenscharf in der Bilanz berücksichtigt. Eine Toleranz für die untertägige Betrachtung ist nicht vorgesehen. Eine Ausnahme besteht für den Fall, dass die Anwendung des Allokationsprinzips „allokiert wie gemessen“ an Grenzkopplungspunkten, die ausschließlich der Versorgung von Letztverbrauchern dienen, von der Beschlusskammer vorab genehmigt wurde. Solche Punkte sind wie RLM-Entnahmestellen zu behandeln.
- Für RLM-Entnahmestellen ist entweder der stündliche Anteil der gleichmäßig (als Tagesband) über den ganzen Gastag verteilten täglichen Ist-Entnahmemenge (Untergruppe RLMmT) oder die stundenscharfe Ist-Entnahmemenge (Untergruppe RLMoT) relevant. Unter Ist-Entnahmemenge ist die allokierte nicht-brennwertkorrigierte aber ersatzwertkorrigierte Entnahmemenge zu verstehen. Für beide Untergruppen wird eine Toleranz gewährt: Die Höhe der Toleranz beträgt für jede Stunde des Gastages +/- 7,5 Prozent der an RLM-Entnahmestellen ausgespeisten Tagesmenge.

Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen unterfallen grundsätzlich der Untergruppe RLMmT. Der Bilanzkreisverantwortliche bevollmächtigt den Transportkunden, gegenüber dem Netzbetreiber zu erklären, dass eine oder mehrere RLM-Entnahmestellen seines Bilanzkreises der Untergruppe RLMmT nicht angehören sollen. In diesem Fall finden auf die betroffenen RLM-Entnahmestellen die Regelungen der Untergruppe RLMoT Anwendung. Von dem Wahlrecht kann im Rahmen der Stammdatenprozesse oder im Rahmen eines Lieferantenwechsels Gebrauch gemacht werden.

- Für SLP-Entnahmestellen ist der stündliche Anteil der gleichmäßig (als Tagesband) über den ganzen Gastag verteilten Tagesmenge des Standardlastprofils relevant. Eine Toleranz für die untertägige Betrachtung ist nicht vorgesehen.

Die Marktgebietsverantwortlichen erheben nur an den Tagen einen Flexibilitätskostenbeitrag, an denen im Marktgebiet ein gegenläufiger Regelenergieeinsatz (Einkauf und Verkauf von Regelenergie) über MOL Rang 1 gemäß Ziff. 6 des Tenors vorgelegen hat und dem Marktgebietsverantwortlichen hierdurch Kosten entstanden sind. An Gastagen, an denen diese beiden

Kriterien nicht erfüllt werden, ist kein Flexibilitätskostenbeitrag zu erheben. Die Regelenergiemenge für die untertägige Strukturierung errechnet sich aus der jeweils kleineren der beiden gegenläufigen Regelenergiemengen zuzüglich einer ebenso hohen Regelenergiemenge in die entgegengesetzte Richtung („Flexibilitätsregelenergie“). Der Flexibilitätskostenbeitrag berechnet sich gemäß Formel 4) für den jeweiligen Gastag als Quotient aus den Kosten der Flexibilitätsregelenergie und der Menge der Flexibilitätsregelenergie und stellt insoweit die mengengewichteten Kosten für die Flexibilitätsregelenergie in Euro je MWh dar.

4.3.4.2. Empfehlungsdokument und Stellungnahmen

(1) In ihrem Empfehlungsdokument vom 03.03.2014 haben die Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber die Einführung eines untertägigen Anreizsystems vorgeschlagen. Zur Begründung der grundsätzlichen Notwendigkeit eines untertägigen Anreizsystems berechneten die Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Empfehlungsdokuments drei Szenarien, in denen mögliche netztechnische und finanzielle Folgen für das Bilanzierungssystem mit und ohne untertägige Anreize zur Bilanzkreissteuerung dargestellt wurden. Die Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber kamen zu dem Ergebnis, dass ein untertägiges Anreizsystem aus Netzsicht erforderlich sei. Das Fehlen von Anreizmechanismen werde dagegen zu einer unverhältnismäßig hohen Flexibilitätsvorhaltung zur Absicherung der benötigten Regelenergie und damit einhergehend zu extrem hohen Kosten führen, die letztlich von allen Netznutzern getragen werden müssten. Darüber hinaus sei aus heutiger Sicht die Verfügbarkeit von Regelenergie in den errechneten Ausmaßen keinesfalls sichergestellt.

Die Marktgebietsverantwortlichen schlugen im Rahmen des Empfehlungsdokuments das folgende untertägige Anreizsystem vor: In jeder Stunde des Gastages wird die Summe aller physischen und virtuellen Einspeisungen eines Bilanzkreises mit der Summe aller physischen und virtuellen Ausspeisungen desselben Bilanzkreises saldiert. Die gegebenenfalls verbleibende Stundenabweichung wird während des Gastages kumuliert. Sofern die kumulierte Stundenabweichung eine bestimmte Toleranz überschreitet, wird die diese Toleranz überschreitende Menge als abrechnungsrelevante Menge definiert. Auf diese Menge wird ein Flexibilitätskostenbeitrag erhoben. Der Flexibilitätskostenbeitrag wird nur an den Gastagen erhoben, an denen es zu einem gegenläufigen Regelenergieeinsatz (Ein- und Verkauf von externer Regelenergie) kommt. Als Basis für die Bestimmung des Flexibilitätskostenbeitrags wird der Preisunterschied der Grenzpreise der gegenläufigen Regelenergiegeschäfte herangezogen. Der ermittelte Wert könnte gegebenenfalls noch mit einem Faktor X multipliziert werden, um das Risiko von zu hohen Flexibilitätskostenbeiträgen für die Bilanzkreisverantwortlichen zu reduzieren. Die Marktgebietsverantwortlichen definierten für das Anreizsystem ebenfalls drei Fallgruppen:

- Für Ein- und Ausspeisepunkte an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten, Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen, Ein- und Ausspeisepunkte aus Speichern, Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern mit Nominierungsersatzverfahren sowie reine Handelsnominierungen (VHP-Nominierungen). Bei diesen Punkten wird die allokierte Menge stundenscharf in der Bilanz berücksichtigt. Eine Toleranz für die untertägige Betrachtung wird nicht gewährt.
- Bei allen RLM-Entnahmestellen werden die gemessenen Mengen allokiert („allokiert wie gemessen“) und in die stündliche Betrachtung einbezogen (d.h. nur RLMoT). Auf die allokierte Tagesmenge der Gruppe 2 wird ex-post eine Toleranz i.H.v. +/- 7,5 Prozent gewährt.
- Bei SLP-Entnahmestellen ist der stündliche Anteil der gleichmäßig über den Gastag verteilten Tagesmenge des jeweiligen Standardlastprofils für das untertägige Anreizsystem relevant. Für diese Mengen werden in der stündlichen Betrachtung keine Toleranzen gewährt.

(2) Im Rahmen der von der Beschlusskammer durchgeführten Konsultationen zum Festlegungsverfahren trugen einige Konsultationsteilnehmer vor, ein untertägiges Anreizsystem werde für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität nicht benötigt und sei somit abzuschaffen (EEX, EFET, E.ON). Ein einhelliges Meinungsbild zur Notwendigkeit ergibt sich aus den Stellungnahmen indessen nicht.

Den Vorschlag der Marktgebietsverantwortlichen, die Erhebung des Flexibilitätskostenbeitrags nur an Gastagen vorzusehen, an denen ein gegenläufiger Regelenergieeinsatz vorgelegen hat, unterstützte eine breite Mehrheit der Konsultationsteilnehmer. In zwei Stellungnahmen wurde ausdrücklich die Einbeziehung von Regelenergie nach MOL Rang 2 gefordert. Diese sei zwingend erforderlich, da auch Regelenergie nach MOL Rang 2 zum untertägigen Netzausgleich eingesetzt werde.

Die Mehrheit der Konsultationsteilnehmer sprach sich für die Bildung des Flexibilitätskostenbeitrages nach der von der Beschlusskammer in der Einleitungsverfügung zum Festlegungsverfahren vom 03.04.2014 als „Variante 1“ vorgestellten Methodik aus. Mehrere Konsultationsteilnehmer forderten darüber hinaus die Einführung einer Obergrenze für den Flexibilitätskostenbeitrag (BDEW/VKU/GEODE, EFET, EnBW, E.ON, GDF Suez, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber). Außerdem schlugen einige Konsultationsteilnehmer die Abrechnung lediglich der höchsten kumulierten Abweichung über einer ggf. gewährten Toleranz im Rahmen des untertägigen Anreizsystems vor (EFET, E.ON).

Die Beibehaltung beider Fallgruppen zur Belieferung von RLM-Entnahmestellen (RLMmT und RLMoT) – so wie von der Beschlusskammer im Laufe des Verfahrens vorgeschlagen – wurde überwiegend positiv bewertet. Die Konsultationsteilnehmer schlugen darüber hinaus vor, den

Fallgruppenwechsel zwischen RLMmT und RLMoT in den Stammdatenprozess zwischen Transportkunden und Netzbetreiber zu integrieren.

4.3.4.3. Gründe

Die festgelegten untertägigen Verpflichtungen und der Flexibilitätskostenbeitrag sind angemessen und erforderlich. Insbesondere liegen die Voraussetzungen für die Anwendung von untertägigen Verpflichtungen nach Art. 24 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung vor (siehe folgenden Abschnitt 4.3.4.3.1.). Ebenfalls erfüllt das untertägige Anreizsystem nach Tenor zu Ziff. 4. die Anforderungen an untertägige Verpflichtungen aus Art. 26 Abs. 2 lit. a) bis f) Netzkodex Gasbilanzierung (siehe folgende Abschnitte 4.3.4.3.2. bis 4.3.4.3.7).

4.3.4.3.1. Sicherstellung der Netzintegrität und Minimierung von physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen

Gemäß Art. 24 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung dürfen die Marktgebietsverantwortlichen untertägige Verpflichtungen nur anwenden, um die Netzintegrität des Fernleitungsnetzes sicherzustellen und die Durchführung von physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen zu minimieren. Das von der Beschlusskammer vorgeschlagene untertägige Anreizsystem nach Tenor zu Ziff. 4. ist geeignet, einen positiven Effekt auf die Systemstabilität zu bewirken und die Anzahl von Regelenergieeinsätzen im Vergleich zu einem Bilanzierungssystem, in dem das Transportverhalten während der langen Bilanzierungsperiode eines Gastages ausschließlich in das Belieben der Netznutzer gestellt ist, zu senken.

(1) Die Einschätzung einiger Konsultationsteilnehmer (E.ON, EFET, Statoil), untertägige Verpflichtungen seien für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität nicht notwendig und wären demnach abzuschaffen, wird von der Beschlusskammer nicht geteilt. In einem Tagesbilanzierungsregime ohne jegliche Anreize für die Netznutzer, ihr Transportverhalten innerhalb des Gastages anzupassen, sind Netznutzer nicht gehindert, ihren gesamten Gasbedarf möglichst spät, d.h. innerhalb weniger Stunden zum Ende eines Gastages, in das System einzuspeisen. Handeln einige Netznutzer dergestalt, könnte dies zu erheblichen Überschüssen in den Netzen gegen Ende des Gastages und zu Unterspeisungen im früheren Verlauf des Gastages führen. Diese untertägigen Differenzen hätten die Marktgebietsverantwortlichen durch den Einsatz kostspieliger, letztlich von allen Netznutzern zu tragender, Regelenergie (Flexibilitätsregelenergie) auszugleichen. Mögliche Auswirkungen eines solchen Marktverhaltens auf das Bilanzierungssystem wurden von den Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreibern in ihrem Empfehlungsdokument vom 03.03.2014 anhand verschiedener Szenarien dargestellt. Insbesondere das Szenario 1 zeigt auf, dass ein reines Tagesbilanzierungsregime geeignet ist, einen enorm hohen Strukturierungsaufwand (Einkauf und Verkauf von externer Regelenergie) in den Netzen hervorzurufen. Nach Ansicht der Marktgebietsverantwortlichen ist die Verfügbarkeit

von externer Regelenergie in den errechneten Ausmaßen nicht gewährleistet. Den Einschätzungen der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber schließt sich die Beschlusskammer im Grundsatz an, obwohl die Beschlusskammer das von den Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreibern skizzierte Szenario 1 als ein Extremszenario erachtet, dessen Zustandekommen in dieser Ausprägung nicht sehr wahrscheinlich erscheint. Dennoch kann ein Verhalten der Netznutzer, wie in dem Szenario 1 dargestellt, ohne die Einführung von untertägigen Verpflichtungen nicht ausgeschlossen werden.

Mit den von der Beschlusskammer in Tenor zu Ziff. 4. beschriebenen untertägigen Verpflichtungen werden Anreize für die Netznutzer gesetzt, ihren Gasbedarf an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, Speichern, und virtuellen Ausspeisepunkten stundenscharf entsprechend ihrer Entnahme einzuspeisen. Für den Tagesverbrauch von Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung soll entweder ein Tagesband (RLMmT) oder die tatsächliche stündliche Ist-Entnahmemenge (RLMoT) eingespeist werden. Durch das angereizte Transportverhalten der Netznutzer werden die Berechenbarkeit der Netzsteuerung für die Fernleitungsnetzbetreiber erhöht und Gefahren für die Netzintegrität minimiert. Gleichzeitig wird durch den verringerten Strukturierungsaufwand der Regelenergiebedarf im Vergleich zu einem System ohne jegliche untertägige Anreize potenziell reduziert.

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

(a) 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 Grenzkopplungspunkte 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 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 Netznutzer bedeutet es auf der anderen Seite auch keine unverhältnismäßige Belastung, ihre stündlichen Ein- und Ausspeisungen an diesen Punkten miteinander abzugleichen. Da für diese Punkte grundsätzlich 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.

(b) Die für die zweite Fallgruppe vorgesehenen Regelungen stellen gleichfalls ein angemessenes Mittel dar, Netznutzer zu einem den Bedarf an Regelenergie senkenden Transportverhalten anzuregen, ohne diese unverhältnismäßig zu belasten. Die Regelung in Tenor zu Ziff. 4. lit. b) bb) sieht vor, dass für die zur zweiten Fallgruppe gehörenden RLM-Entnahmestellen grundsätzlich der stündliche Anteil der gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilten täglichen Ist-Entnahmemenge (Untergruppe RLMmT – „RLM mit Tagesband“) in die untertägige Anreizbetrachtung einfließt. Mit dem Abstellen auf die täglich gemessene Gesamtmenge in der Untergruppe „Großverbraucher mit Tagesband“ trägt die Beschlusskammer dem Umstand Rechnung, dass es bei planbaren Tagesverbräuchen für Lieferanten grundsätzlich einfacher und kostengünstiger ist, ein Tagesband einzuspeisen als eine passgenaue stündliche Strukturierung ihrer RLM-Entnahmestellen vorzunehmen. Gleichzeitig zeigt die aktuelle Marktsituation, dass die Systemstabilität auch bei einer zum Großteil auf Tagesbandeinspeisungen basierenden Versorgung von RLM-Entnahmestellen gewährleistet ist. Wie auch in einigen Stellungnahmen beschrieben, erfolgt die Belieferung der meisten RLM-Entnahmestellen ab dem 01.10.2013, in Folge der Reduzierung der Regel- und Ausgleichsenergieumlagen auf null, entsprechend der Fallgruppe RLMmT (Vgl. Abbildungen 1 und 2).

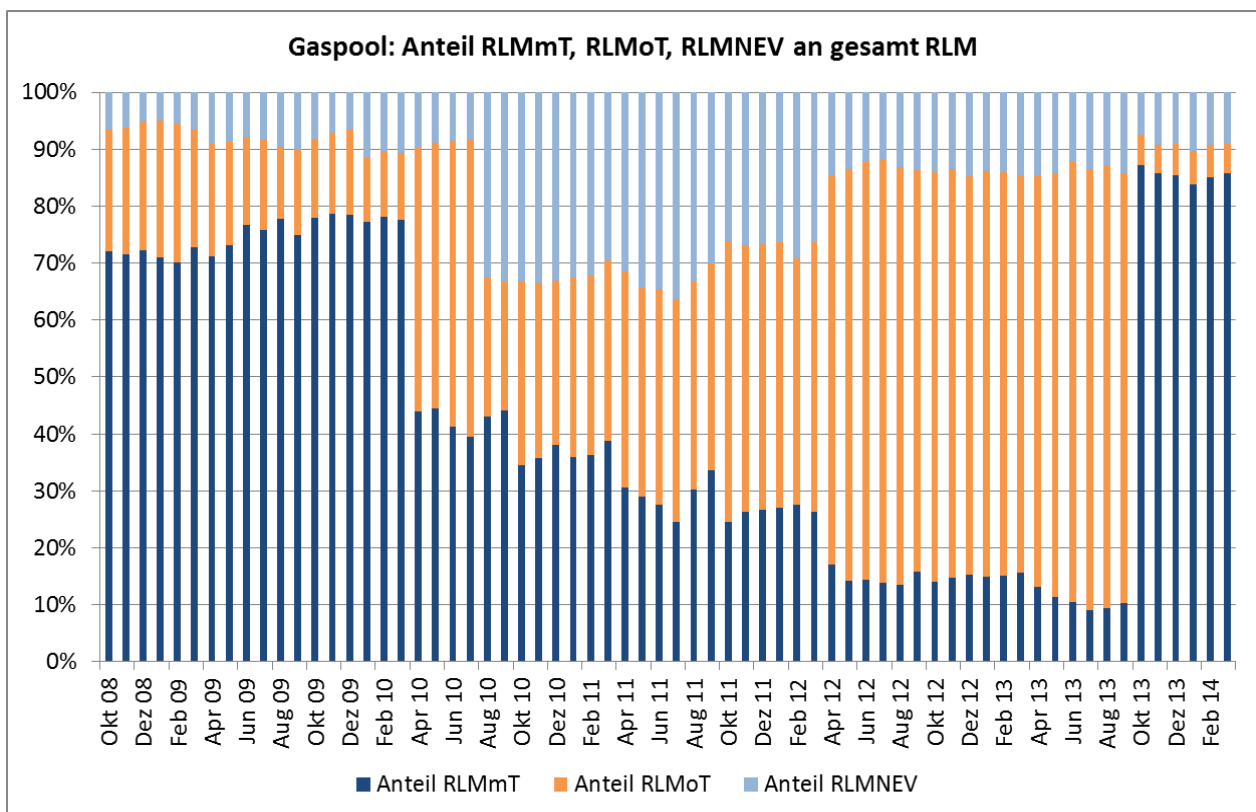


Abbildung 1: Relativer Anteil der an RLMmT, RLMoT und RLMNEV ausgespeisten Erdgasmengen im Marktgebiet GASPOOL im Zeitraum Oktober 2008 bis März 2014. Datenquelle: GASPOOL.

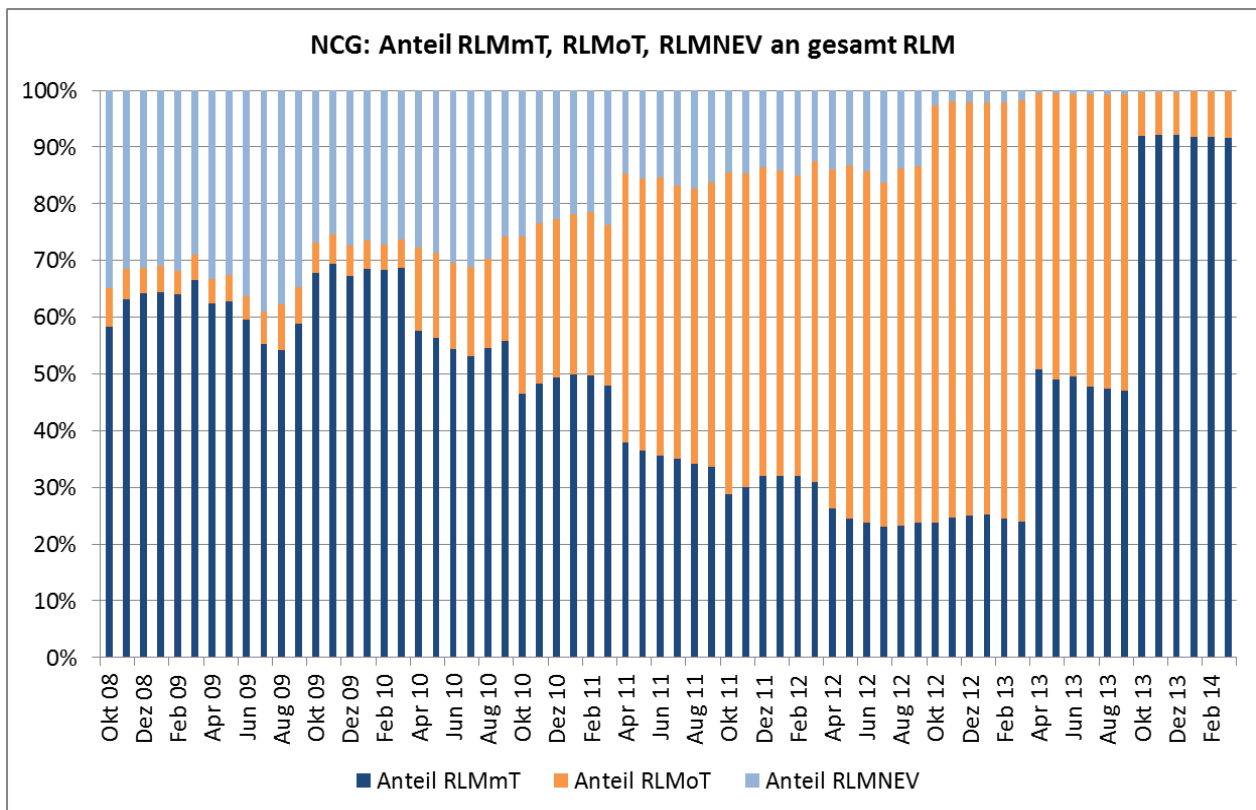


Abbildung 2: Relativer Anteil der an RLMmT, RLMoT und RLMNEV ausgespeisten Erdgasmengen im Marktgebiet NCG im Zeitraum Oktober 2008 bis März 2014. Datenquelle: NetConnect Germany.

Dennoch kann bisher keine signifikante Erhöhung der Häufigkeit von gegenläufigen Regelenergieeinsätzen in den beiden Marktgebieten festgestellt werden. Der überwiegende Teil der für die untertägige Strukturierung benötigten Flexibilität wird dementsprechend über interne Regelenergie bzw. den Netzpuffer bereitgestellt. Es ist mithin angemessen, die Netznutzer auch weiterhin an der in den Netzen vorhandenen Flexibilität so weit wie möglich partizipieren zu lassen. Die grundsätzliche Abstimmung auf eine Tagesbandbelieferung stellt ein deutlich weniger restriktives untertägliches Anreizsystem dar, als es dies im Falle von stündlichen untertägigen Verpflichtungen – wie von den Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreibern in ihrem Empfehlungsdokument vorgeschlagen – der Fall wäre. Die Prognose für die Entnahmestellen der Untergruppe RLMmT wird durch die Tagesbandallokation wesentlich erleichtert.

Daneben war es jedoch sachgerecht, den Netznutzern hinsichtlich der RLM-Entnahmestellen optional die Teilnahme an der Untergruppe RLMoT („RLM ohne Tagesband“) zu ermöglichen. Die Beibehaltung des Wahlrechts wird in den Stellungnahmen (RheinEnergie, GDF Suez, Trianel, E.ON, EFET) überwiegend begrüßt und ist vor allem vor dem Hintergrund nicht planbarer Tagesverbräuche (z.B. beim Einsatz von Gaskraftwerken im Regelenergiemarkt Strom bzw. Demand Side Management-Maßnahmen) und kleinerer Portfolien sachgerecht. Die Beibehaltung der Fallgruppe RLMoT verhindert eine – von vielen Marktteilnehmern zutreffend kritisierte – „ex post-Allokation“ bei einem nicht planbaren Tagesverbrauch. Ein Wechsel der Fallgruppe ist

im Rahmen der Stammdatenprozesse oder eines Lieferantenwechsels möglich. Hingegen ist es nicht erforderlich, eine zeitliche Beschränkung („monatlich“) in die Festlegung aufzunehmen. Die Prozessbestimmung obliegt den Marktteilnehmern im Rahmen des Prozesses der Kooperationsvereinbarung. Eine nur monatliche Änderung ist daher zulässig, wird jedoch nicht zwingend durch die Festlegung vorgegeben.

Bei der Untergruppe RLMoT ist die stundenscharfe Ist-Entnahmemenge für das untertägige Anreizsystem relevant. Damit trägt die Beschlusskammer dem Umstand Rechnung, dass sich bei verschiedenen RLM-Entnahmestellen zahlreiche Besonderheiten hinsichtlich ihres individuellen Bezugsverhaltens und -verlaufs ergeben können. Zudem kann so das unterschiedliche Maß der den Netznutzern zur Verfügung stehenden Strukturierungsmöglichkeiten berücksichtigt werden. Die Beschlusskammer hat daher das in der Einleitungsverfügung vom 03.04.2014 vorgestellte untertägige Anreizsystem dahingehend ergänzt, dass ein faktisches Wahlrecht der Einordnung der RLM-Entnahmestellen (RLMmT oder RLMoT) gewährleistet wird. Das Wahlrecht ermöglicht es den Netznutzern, den bezugsspezifischen Besonderheiten an ihren verschiedenen Entnahmestellen Rechnung zu tragen. Sind die Netznutzer der Ansicht, die Ausspeisungen an einer RLM-Entnahmestelle genau prognostizieren und Stundenabweichungen folglich weitgehend vermeiden zu können, so steht es ihnen frei, diese RLM-Entnahmestelle der Untergruppe „RLM ohne Tagesband“ zuzuordnen.

Insbesondere aufgrund der freien Möglichkeit der Zuordnung der RLM-Entnahmestellen zu den beiden Untergruppen und der nachfolgend beschriebenen großzügigen untertägigen Toleranz, ist dem Netznutzer grundsätzlich zuzumuten, von den ihm gegebenen Nachsteuerungsmöglichkeiten Gebrauch zu machen. Gleichzeitig kann eine auf stündlicher Basis ausgeglichene Ein- und Ausspeisung bei der Versorgung von RLM-Entnahmestellen in den geografisch weit gefassten und jeweils eine Vielzahl von Transportnetzen umfassenden Marktgebieten aus Sicht der Beschlusskammer nicht grundsätzlich als idealtypisches Verhalten angesehen werden. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn sich die Einspeisequelle und Abnahmestelle in weiter Entfernung zu einander und in strömungsmechanisch nur bedingt vernetzten Teilbereichen des Transportnetzes befinden, so dass eine zeitlich abgestimmte Abstimmung des Verbrauchs kaum einen positiven Effekt auf den Regelenergiebedarf des Marktgebiets entfalten kann. Insofern stimmt die Beschlusskammer hier den Einwendungen der E.ON, VNG und EFET zu. Folglich wäre eine verpflichtende Eingruppierung von bestimmten RLM-Entnahmestellen in die Untergruppe RLMoT nicht zweckmäßig. Vielmehr soll den Netznutzern durch das Wahlrecht entsprechend Ziff. 4. lit. b) bb) des Tenors die Möglichkeit eröffnet werden, die von ihnen belieferten RLM-Entnahmestellen entsprechend den eigenen Strukturierungsmöglichkeiten und dem Bezugsverhalten der jeweiligen Anlage einzugruppieren.

Die Verpflichtung für Fernleitungsnetzbetreiber, Transportkunden nach § 15 Abs. 3 GasNZV neben dem Standardnominierungsverfahren ein Nominierungsersatzverfahren (NEV) anzubie-

ten, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist, bleibt von den Regelungen in der Festlegung unberührt. Die Möglichkeit der Anwendung eines Nominierungersatzverfahrens bleibt mit der vorliegenden Festlegung insoweit erhalten. Kommen an RLM-Entnahmestellen Nominierungersatzverfahren zur Anwendung, dürften diese Entnahmestellen im Regelfall der Fallgruppe der RLMoT zuzuordnen sein, einschließlich der für diese Fallgruppe allgemein geltenden Regelungen. Die Entscheidung über die Zuordnung trifft auch insoweit der Bilanzkreisverantwortliche bzw. der von ihm bevollmächtigte Transportkunde.

Die Beschlusskammer erkennt an, 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 Flexibilitätskostenbeitrag auslösenden Schwankungsrisiken abzufedern, sollen die Netznutzer hinsichtlich der an diesen Punkten ausgespeisten Mengen in jeder Stunde des Gastages eine Toleranz von +/- 7,5 Prozent bezogen auf die ausgespeisten, gemessenen Mengen des Gastages erhalten. Diese Regelung ist angemessen und hinreichend, um die für die Netznutzer bestehenden finanziellen Risiken einzugrenzen. Dies gilt schließlich auch und vor allem vor dem Hintergrund, dass die eingeräumte Toleranz in Höhe von +/- 7,5 Prozent der ausgespeisten Tagesmenge innerhalb einer Stunde in Anspruch genommen werden kann und damit insbesondere die im derzeit geltenden stündlichen Anreizsystem gewährte Toleranz von +/- 2 Prozent (RLMoT) bzw. +/- 15 Prozent (RLMmT) bezogen auf die stündliche ausgespeiste Menge bei weitem übersteigt. Nach Ansicht der Beschlusskammer ermöglicht diese Toleranz den Transportkunden in ausreichendem Maße, das Risiko abzudecken, das dadurch entsteht, dass die Ist-Entnahme nicht vorhersehbaren Verbrauchsschwankungen unterworfen ist.

Bei der Bestimmung der Toleranzhöhe folgt die Beschlusskammer dem im Empfehlungsdokument formulierten Vorschlag der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber. Darin leiten die Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber die Toleranz aus dem geltenden Bilanzierungsregime und insbesondere der im stündlichen Anreizsystem gewährten Toleranz an RLM-Entnahmestellen, die der Fallgruppe RLMmT zugeordnet sind, ab: Der Bilanzkreisverantwortliche erhält hier eine stündliche Toleranz i.H.v. +/- 15 Prozent auf den allokierten stündlichen Ausspeisewert. Bei einer Tagesmenge i.H.v. 2.400 ME und einem arithmetisch gemittelten stündlichen Allokationswert i.H.v. 100 ME ergibt sich eine stündliche Toleranz i.H.v. +/- 15 ME. Unter der Annahme, dass der Bilanzkreis am Ende des Gastages ausgeglichen ist, kann der BKV die gewährte Toleranz maximal 12 Stunden in eine Richtung ausnutzen, ohne den heutigen Strukturierungsbeitrag bezahlen zu müssen. Kumuliert betrachtet, nutzt der BKV eine Toleranzmenge i.H.v. 180 ME. Dies entspricht 7,5 Prozent der Tagesmenge (vgl. Empfehlungsdokument der MGV/FNB vom 03.03.2014, S. 22f.). Das in Tenor zu Ziff. 4. festgelegte untertägige Anreizsystem basiert bei der Versorgung von RLM-Entnahmestellen im Grundsatz ebenfalls auf einem Tagesbandregime. Eine Ableitung der Toleranz aus dem geltenden und über mehrere Jahre bewährten Bilanzierungsregime erscheint

daher zweckmäßig und angemessen. Die in der Stellungnahme der Verbände VIK und VCI vorgetragene Kritik, die Toleranz von +/- 7,5 Prozent sei energiewirtschaftlich nicht hinreichend begründet, wird von der Beschlusskammer deshalb nicht geteilt. Um den Netznutzern auch weiterhin den Anreiz zu einer – in diesem Rahmen – sorgfältigen Prognose ihrer Ausspeisungen zu erhalten, war es nach Ansicht der Beschlusskammer nicht geboten, eine den Prozentsatz von +/- 7,5 Prozent übersteigende Toleranz festzulegen.

(c) Die von der dritten Fallgruppe erfassten SLP-Entnahmestellen sind mit dem stündlichen Anteil der gleichmäßig über den ganzen Gastag verteilten Tagesmenge des jeweiligen Standardlastprofils in der untertägigen Anreizbetrachtung zu erfassen. Eine Orientierung an der tatsächlichen täglichen Entnahme ist nicht sachgerecht, da dieser Wert bei den SLP-Entnahmestellen mangels entsprechender Messung nicht zur Verfügung steht. Zudem hat der Netznutzer keine Möglichkeiten, die tatsächliche Entnahme an diesen Entnahmestellen zu prognostizieren, zu beeinflussen und somit sein Einspeiseverhalten danach auszurichten. 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 Netznutzer einen hinreichenden Anreiz dar, eine Strukturierung ihrer Einspeisungen vorzunehmen: Auch für sie entstehen gegebenenfalls Flexibilitätskostenbeiträge, 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 Netznutzer 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 unbekanntem Ausspeisungen anzupassen. Zum Ausgleich dafür, dass Lieferanten für SLP-Kunden Strukturierungsdienstleistungen des Netzes in Anspruch nehmen, sind die entsprechenden Netznutzer hinsichtlich aller SLP-Mengen an der SLP-Bilanzierungsumlage beteiligt (siehe Abschnitt 4.3.7.).

4.3.4.3.2. Keine unangemessene Beschränkung neuer Marktteilnehmer

Gemäß Art. 26 Abs. 2 lit. a) Netzkodex Gasbilanzierung dürfen untertägige Verpflichtungen und damit verbundene Entgelte den grenzüberschreitenden Handel und den Eintritt neuer Netznutzer in den relevanten Markt nicht unangemessen beschränken. Grundsätzlich stellt die Einführung einer jedweden untertägigen Verpflichtung eine Einschränkung der Netznutzer gegenüber einer Situation ohne ein untertägiges Anreizsystem dar. Die Beschränkung des grenzüberschrei-

tenden Handels und des Markteintritts neuer Netznutzer durch das untertägige Anreizsystem nach Tenor zu Ziff. 4. und dem damit verbundenen Flexibilitätskostenbeitrag ist allerdings aus den folgenden Gründen angemessen.

(1) Bei der Betrachtung der Auswirkungen von untertägigen Verpflichtungen auf den grenzüberschreitenden Handel sind insbesondere die Handelsmöglichkeiten zwischen der jeweils betrachteten Bilanzierungszone (GASPOOL bzw. NCG) und den damit über einen Grenzübergangs- oder Marktgebietsübergangspunkt verbundenen Bilanzierungszonen relevant.

In dem untertägigen Anreizsystem nach Tenor zu Ziff. 4. werden die über Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte zu transportierenden Gasmengen stundengenau nominiert und grundsätzlich nach dem Prinzip „allokiert wie nominiert“ in der Bilanz berücksichtigt. Die Netznutzer können den von ihnen gewünschten grenzüberschreitenden Transport somit ohne jedes Prognose- und Bilanzierungsrisiko planen und durchführen. Die den Netznutzern zur Verfügung stehenden Renominierungsmöglichkeiten werden durch die untertägigen Verpflichtungen nicht eingeschränkt. Ebenso wenig besteht für Netznutzer ein Zwang, ihre Ein- und Ausspeisenominierungen untertägig ausgeglichen zu halten. Durch das untertägige Anreizsystem nach Tenor zu Ziff. 4. wird der grenzüberschreitende Handel insofern nicht unangemessen eingeschränkt.

(2) Die untertägigen Verpflichtungen entsprechend Tenor zu Ziff. 4. sind so ausgestaltet, dass bei der einem Prognoserisiko unterliegenden Belieferung von RLM-Entnahmestellen den Netznutzern eine stündliche Toleranz in Höhe von +/- 7,5 Prozent der an RLM-Entnahmestellen ausgespeisten Tagesmenge eingeräumt wird. Eine Abrechnung von untertägigen Abweichungen innerhalb der Toleranz findet nicht statt. Die Toleranz ist aus Sicht der Beschlusskammer hinreichend hoch, um auch neuen Netznutzern mit tendenziell kleineren Portfolien eine Versorgung von Endkunden zu ermöglichen, ohne zwangsläufig der Gefahr von Flexibilitätskostenbeiträgen ausgesetzt zu sein. Darüber hinaus wird der Flexibilitätskostenbeitrag (siehe Abschnitt 4.3.4.3.5.) nur an den Tagen erhoben, an denen der Marktgebietsverantwortliche Flexibilitätsregelenergie eingesetzt hat und ihm dadurch Kosten entstanden sind. Eine Abrechnung von untertägigen Abweichungen ohne Vorliegen dieser Voraussetzungen findet auch bei Überschreitung der gewährten Toleranzen nicht statt. Die Höhe des Flexibilitätskostenbeitrags orientiert sich streng an den mengengewichteten Durchschnittskosten des Marktgebietsverantwortlichen für den Einsatz von Flexibilitätsregelenergie und enthält keine darüber hinausgehenden pönalisierenden Elemente. Eine unangemessene Einschränkung des Eintritts neuer Marktteilnehmer liegt unter den oben genannten Bedingungen nicht vor.

Die Ansicht der Beschlusskammer wird ebenfalls dadurch gestützt, dass in den Stellungnahmen zum Festlegungsverfahren keine konkreten Bedenken hinsichtlich möglicher unangemessener Einschränkungen des grenzüberschreitenden Handels und des Eintritts neuer Netznutzer in den relevanten Markt vorgebracht wurden.

4.3.4.3.3. Angemessene Informationsversorgung

Gemäß Art. 26 Abs. 2 lit. b) Netzkodex Gasbilanzierung werden untertägige Verpflichtungen nur dann angewendet, wenn den Netznutzern angemessene Informationen zur Verfügung gestellt werden und wenn die Netznutzer über zumutbare Möglichkeiten verfügen, um ihre Bilanzkreise untertägig ausgeglichen zu halten. Für die Anwendung des in Tenor zu Ziff. 4. beschriebenen untertägigen Anreizsystems ist eine angemessene Informationsversorgung der Netznutzer gemäß Tenor zu Ziff. 5. gegeben. Ebenfalls verfügen die Netznutzer über zumutbare Möglichkeiten, ihre Bilanzkreise untertägig ausgeglichen zu halten. Ferner werden den Netznutzern die zum Ausgleich ihrer Bilanzierungsportfolien benötigten Daten, wie in Art. 24 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung gefordert, regelmäßig zur Verfügung gestellt.

(1) Unter Berücksichtigung der Anforderungen aus dem Netzkodex Gasbilanzierung werden den Bilanzkreisverantwortlichen zukünftig zweimal untertägig Informationen zum Verbrauch der RLM-Entnahmestellen zur Verfügung gestellt. Die erste Meldung wird dabei die ersten sechs Lieferstunden des Gastages erfassen und ist bis 16:00 Uhr an den Bilanzkreisverantwortlichen zu übermitteln. Die zweite Meldung umfasst neben den aktualisierten Daten der ersten Datenmeldung zusätzlich Informationen über den Zeitraum 12:00 bis 15:00 Uhr und hat spätestens bis 19:00 Uhr an den Bilanzkreisverantwortlichen zu erfolgen. Die Anzahl der untertägigen Informationsbereitstellung an den Bilanzkreisverantwortlichen wird mit Umsetzung der Festlegung somit verdoppelt. Zusätzlich reduziert sich der Zeitraum zwischen der Messung des Gasflusses und der Übermittlung der Daten an den Bilanzkreisverantwortlichen.

(2) Eine zweimalige untertägige Informationsbereitstellung würde nach Ansicht mehrerer Konsultationsteilnehmer (EFET, BDEW, VNG, Statoil) für die Abstimmung von Stundenmengen und somit die Einhaltung von stundenscharfen untertägigen Verpflichtungen nicht ausreichen. Dieser Ansicht schließt sich die Beschlusskammer im Wesentlichen an. Bei der Einführung eines untertägigen Anreizsystems, welches einspeiseseitig im Grunde ein stündliches Nachfahren der Ist-Entnahmemenge an der RLM-Ausspeisestelle erfordert – wie etwa im Rahmen des vorgeschlagenen untertägigen Anreizsystems im Empfehlungsdokument der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehen – würde eine zweimalige untertägige Informationsversorgung den Anforderungen des Art. 26 Abs. 2 lit. b) Netzkodex Gasbilanzierung nicht genügen.

Gleichwohl kann eine zweimalige untertägige Informationsbereitstellung in einem weniger restriktiven Anreizsystem ausreichend sein. Das untertägige Anreizsystem entsprechend Tenor zu Ziff. 4. stellt ein solches weniger restriktives Anreizsystem dar. Alle Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen unterfallen grundsätzlich der Fallgruppe RLMmT. Diese Fallgruppe ermöglicht es dem Netznutzer, bei einer angemessenen Prognose der täglichen Ist-Entnahmemenge und der Einspeisung eines entsprechenden Tagesbandes, die Zahlung von Flexibilitätskostenbeiträgen zu vermeiden. Zusätzlich wird den Netznutzern in jeder Stunde des Gastages eine Toleranz

in Höhe von +/- 7,5 Prozent der an RLM-Entnahmestellen ausgespeisten Tagesmenge gewährt. Nach Ansicht der Beschlusskammer ermöglicht diese Toleranz den Netznutzern in ausreichendem Maße, das Risiko abzudecken, das dadurch entsteht, dass die mittlere tägliche Ist-Entnahmemenge nicht vorhersehbaren Verbrauchsschwankungen unterworfen ist. Durch die zweimaligen Meldungen zum Verbrauch der RLM-Entnahmestellen erhalten die Netznutzer außerdem die Möglichkeit, auf eben diese Verbrauchsschwankungen durch entsprechende Handelsgeschäfte bzw. einspeiseseitige Renominierungen in angemessener Form zu reagieren.

(3) Daneben können die Netznutzer RLM-Entnahmestellen optional auch der Untergruppe „RLM ohne Tagesband“ (RLMoT) zuordnen. Dies könnte sich in besonderer Weise für RLM-Ausspeisestellen mit nicht vorhersehbaren untertägigen Verbrauchsschwankungen, z.B. Gaskraftwerke, anbieten. Auch in diesem Fall wird entsprechend dem untertägigen Anreizsystem nach Tenor zu Ziff. 4. in jeder Stunde eine Toleranz in Höhe von +/- 7,5 Prozent der an RLM-Entnahmestellen ausgespeisten Tagesmenge gewährt. Diese ist damit wesentlich höher als die unter dem geltenden Bilanzierungsregime gewährte stündliche Toleranz von +/- 2 Prozent bezogen auf die gemessene stündliche Menge. Im Falle der Zuordnung einer RLM-Entnahmestelle zu der Untergruppe RLMoT geht die Beschlusskammer davon aus, dass dem Netznutzer untertäglich Datenmeldungen über den Verbrauch der Ausspeisestelle häufiger als zweimal vorliegen, da die entsprechenden Anlagen in der Regel mit Infrastrukturen zur untertägigen Datenfernauslesung ausgestattet sind und die stündliche Übermittlung von Messwerten gemäß der Festlegung GeLi Gas verpflichtend ist (vgl. Anlage zum Beschluss BK7-06-067 vom 20.08.2007, Prozess „Messwertübermittlung“, 1.6.2., Nr. 4). Die Beschlusskammer stimmt der Stellungnahme der E.ON hierbei zwar zu, dass diese stündlich übermittelten Messwerte nicht zwangsläufig mit den bilanzkreisrelevanten Daten übereinstimmen müssen. Eine erhebliche Erhöhung des Prognoserisikos resultiert daraus nach Ansicht der Beschlusskammer allerdings nicht. Insbesondere wird dem Netznutzer in jeder Stunde des Gastages eine erhebliche Toleranz für etwaige untertägige Abweichungen zwischen den Ein- und Ausspeisungen gewährt, die das Prognoserisiko im Vergleich zu dem heute etablierten stündlichen Anreizsystem deutlich reduziert. Dem Netznutzer stehen damit kurzfristig alle erforderlichen Informationen für eine Nachsteuerung seiner Ein- und Ausspeisungen zur Verfügung. Dass sich Netznutzer unter Umständen eigene Daten beschaffen müssen, ist vor allem vor dem Hintergrund der hohen stündlichen Toleranz und der restriktiven Bedingungen, unter denen ein Flexibilitätskostenbeitrag überhaupt erhoben werden darf, zumutbar und angemessen.

Durch die Erstellung einer geeigneten Prognose des Verbrauchs der RLM-Entnahmestelle, die Möglichkeit einer Renominierung von Einspeisungen sowie die untertägige Informationsbereitstellung zu den RLM-Verbrauchsmengen in Verbindung mit der stündlich gewährten Toleranz stehen den Netznutzern zumutbare Möglichkeiten zur Verfügung, ihre Bilanzkreise im Hinblick auf die RLM-Entnahmestellen untertäglich ausgeglichen, respektive innerhalb der gewährten Toleranz, zu halten.

(4) Ein- und Ausspeisepunkte an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten, Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen, Ein- und Ausspeisepunkte an Speichern sowie reine Handelsnominierungen (VHP-Nominierungen) werden grundsätzlich nach dem Allokationsprinzip „allokiert wie nominiert“ bilanziert. Die allokierte Menge wird dabei stundenscharf in der Bilanz berücksichtigt. Die Netznutzer haben die zu einem Ausgleich des Bilanzkreises untertägig benötigten Informationen insoweit jederzeit vorliegen und damit die Möglichkeit auf etwaige Abweichungen angemessen reagieren zu können.

(5) Bei SLP-Entnahmestellen ist der stündliche Anteil der gleichmäßig über den Gastag verteilten Tagesmenge (Tagesband) des jeweiligen Standardlastprofils für das untertägige Anreizsystem relevant. Die jeweilige Tagesmenge für den Gastag D wird dem Netznutzer an D-1 durch den Ausspeisenetzbetreiber mitgeteilt. Durch die Einspeisung eines entsprechenden Tagesbandes ist es dem Netznutzer möglich, sein Bilanzierungsportfolio in Bezug auf die SLP-Entnahmestellen untertägig ausgeglichen zu halten.

4.3.4.3.4. Hauptkosten der Bilanzierung entstehen am Tagesende

Entsprechend Art. 26 Abs. 2 lit. c) Netzkodex Gasbilanzierung müssen sich die Hauptkosten, die den Netznutzern aus ihren Bilanzierungsverpflichtungen entstehen, auf ihren Bilanzierungsstatus am Tagesende beziehen. Durch die Methodik zur Bildung des Flexibilitätskostenbeitrags gemäß Ziff. 4. lit. c) bb) des Tenors und die Bestimmung der Menge an Flexibilitätsregelenergie nach Ziff. 4. lit. c) aa) des Tenors wird sichergestellt, dass sich die Hauptkosten aus den Bilanzierungsverpflichtungen der Netznutzer auf ihren Bilanzierungsstatus am Tagesende beziehen.

(1) Grundsätzlich bestehen die Bilanzierungsverpflichtungen der Netznutzer darin, ihre Bilanzkreise untertägig innerhalb etwaig gewährter Toleranzen und am Ende des Gastages ausgeglichen zu halten. Verbleibt am Ende des Gastages ein Saldo zwischen den Ein- und Ausspeisungen in den jeweiligen Bilanzkreis, wird von den Marktgebietsverantwortlichen ein Ausgleichsenergieentgelt gemäß Tenor zu Ziff. 2. erhoben (siehe Ausführungen in Abschnitt 4.3.2.).

(2) Im Rahmen des untertägigen Anreizsystems wird den Netznutzern in jeder Stunde des Gastages eine Toleranz von +/- 7,5 Prozent der an RLM-Letztverbraucher ausgespeisten Tagesmenge gewährt. Nur für Abweichungen über bzw. unter der Toleranz wird den Netznutzern von den Marktgebietsverantwortlichen gegebenenfalls ein Flexibilitätskostenbeitrag in Rechnung gestellt. Dieser wird nur an den Tagen erhoben, an denen im Marktgebiet ein gegenläufiger Regelenergieeinsatz (Einkauf und Verkauf von externer Regelenergie) über MOL Rang 1 gemäß Ziff. 6. des Tenors vorgelegen hat und dem Marktgebietsverantwortlichen hierdurch Kosten entstanden sind. Der Flexibilitätskostenbeitrag für den jeweiligen Gastag wird als Quotient aus den Kosten der Flexibilitätsregelenergie und der Menge der Flexibilitätsre-

gelenergie berechnet und stellt insoweit die mengengewichteten Kosten für die Flexibilitätsregelenergie in Euro je MWh dar.

Eine statische oder dynamische Obergrenze des Flexibilitätskostenbeitrags, wie in einigen Stellungnahmen (BDEW, VKU, GEODE, EFET, EnBW, E.ON, GDF Suez, Marktgebietsverantwortliche und Fernleitungsnetzbetreiber) gefordert, sieht die Beschlusskammer nicht als erforderlich an. Die Einführung einer Obergrenze wäre insbesondere dann sinnvoll, wenn bei der Bildung des Flexibilitätskostenbeitrages mit extrem hohen Preisen zu rechnen wäre, welche nicht die Kosten des Marktgebietsverantwortlichen für die Flexibilitätsregelenergie widerspiegeln. In dem nach Tenor zu Ziff. 4. zu implementierenden untertägigen Anreizsystem wird die Flexibilitätsregelenergie stets über MOL Rang 1 gemäß Tenor zu Ziff. 6. beschafft. Die über MOL Rang 1 gehandelten Produkte unterliegen keinerlei Erfüllungsrestriktionen hinsichtlich des Erfüllungsortes und / oder der Gasqualität und bilden den liquidesten Teil des Gasgroßhandelsmarktes in beiden Marktgebieten ab. Unangemessen hohe Preisdifferenzen zwischen ein- und verkauften Gasmengen sind über MOL Rang 1 demgemäß nicht zu erwarten. Durch die Bildung von mengengewichteten Durchschnittspreisen werden mögliche Preisspitzen zusätzlich geglättet. Der Flexibilitätskostenbeitrag berechnet sich demzufolge nicht aus der Differenz der marginalen Regelenergieeinkaufs- und -verkaufspreise des jeweiligen Gastages, sondern aus den mengengewichteten Durchschnittskosten für Flexibilitätsregelenergie und spiegelt somit die tatsächlichen Kosten des Marktgebietsverantwortlichen für den Einsatz von Flexibilitätsregelenergie wider (zur genauen Preisbildung siehe auch Abschnitt 4.3.4.3.5.). Die Feststellung, für Abweichungen im Rahmen des untertägigen Anreizsystems würden dieselben Entgelte erhoben wie im Falle von Bilanzkreisschiefständen am Ende des Gastages (siehe EFET), ist insofern nicht zutreffend (Vgl. dazu Tabelle 4).

Die alleinige Einbeziehung des MOL Ranges 1 zur Bestimmung der Flexibilitätsregelenergie und des Flexibilitätskostenbeitrages wird in den Stellungnahmen überwiegend begrüßt (EFET, EnBW, E.ON, GDF Suez, Statoil, VNG). Neben den oben aufgezeigten Effekten auf die Preisbildung wird dies auch dazu führen, dass der Flexibilitätskostenbeitrag nur an wenigen Tagen im Jahr zu erheben sein wird. Legt man Vergangenheitsdaten zu Grunde, wäre im Marktgebiet NCG im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2014 an zwölf Tagen ein Flexibilitätskostenbeitrag zu erheben gewesen, im Marktgebiet GASPOOL lediglich an vier Tagen:

Tabelle 3: Gastage mit gegenläufigem Regelenergieeinsatz über MOL Rang 1 im Gaswirtschaftsjahr 2013/14.

GWJ 13/14	NCG	Gaspool
12.10.2013	Flexibilitätskostenbeitrag	
16.10.2013		Flexibilitätskostenbeitrag
20.11.2013	Flexibilitätskostenbeitrag	
21.11.2013	Flexibilitätskostenbeitrag	Flexibilitätskostenbeitrag
06.12.2013	Flexibilitätskostenbeitrag	
11.12.2013		Flexibilitätskostenbeitrag
01.01.2014	Flexibilitätskostenbeitrag	
29.01.2014		Flexibilitätskostenbeitrag
03.02.2014	Flexibilitätskostenbeitrag	
24.02.2014	Flexibilitätskostenbeitrag	
06.03.2014	Flexibilitätskostenbeitrag	
07.03.2014	Flexibilitätskostenbeitrag	
12.03.2014	Flexibilitätskostenbeitrag	
03.07.2014	Flexibilitätskostenbeitrag	
03.09.2014	Flexibilitätskostenbeitrag	

Die Höhe des Flexibilitätskostenbeitrags im Marktgebiet NCG hätte an den entsprechenden Tagen zwischen 0,29 €/MWh und 4,68 €/MWh betragen:

Tabelle 4: Hypothetischer Flexibilitätskostenbeitrag im Marktgebiet NCG im Gaswirtschaftsjahr 2013/2014.

GWJ 13/14	Hypothetischer Flexibilitätskostenbeitrag NCG	Hypothetisches positives Ausgleichsenergieentgelt NCG	Hypothetisches negatives Ausgleichsenergieentgelt NCG
12.10.2013	4,68 €/MWh	29,88 €/MWh	20,00 €/MWh
20.11.2013	0,44 €/MWh	28,60 €/MWh	27,34 €/MWh
21.11.2013	1,41 €/MWh	30,39 €/MWh	27,05 €/MWh
06.12.2013	1,54 €/MWh	33,25 €/MWh	27,92 €/MWh
01.01.2014	4,44 €/MWh	36,10 €/MWh	26,27 €/MWh
03.02.2014	0,69 €/MWh	26,52 €/MWh	24,69 €/MWh
24.02.2014	0,29 €/MWh	24,51 €/MWh	23,32 €/MWh
06.03.2014	0,90 €/MWh	24,82 €/MWh	23,08 €/MWh
07.03.2014	0,63 €/MWh	24,44 €/MWh	23,48 €/MWh
12.03.2014	1,08 €/MWh	24,12 €/MWh	21,84 €/MWh
03.07.2014	0,74 €/MWh	17,29 €/MWh	15,93 €/MWh
03.09.2014	1,05 €/MWh	21,29 €/MWh	18,08 €/MWh

Aufgrund der oben beschriebenen Methodik zur Bildung des Flexibilitätskostenbeitrags, dessen Basis die mengengewichteten Kosten für Flexibilitätsregelenergie bilden, der Gewährung einer hinreichend hohen Toleranz und insbesondere im Hinblick auf die Tatsache, dass der Flexibilitätskostenbeitrag nur an wenigen Gastagen im Jahr erhoben wird, ist sichergestellt, dass sich die Hauptkosten, die den Netznutzern aus ihren Bilanzierungsverpflichtungen entstehen, auf ihren Bilanzierungsstatus am Ende des Gastages beziehen.

(3) In den Stellungnahmen der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber sowie der Verbände BDEW, VKU und GEODE wird gefordert, auch gegenläufige Regelenergieeinsätze über MOL Rang 2 zur Bildung des Flexibilitätskostenbeitrags einzubeziehen. Dieser Forderung kommt die Beschlusskammer nicht nach. Zwar stimmt die Beschlusskammer insoweit mit den vorgenannten Konsultationsteilnehmern überein, dass auch Regelenergieeinsätze über MOL Rang 2 zur untertägigen Strukturierung genutzt werden können, eine Berücksichtigung des MOL Ranges 2 innerhalb des untertägigen Anreizsystems erscheint aus Sicht der Beschlusskammer dennoch nicht zwingend geboten.

Auch mit der Einführung von untertägigen Verpflichtungen soll die in den Netzen vorhandene Flexibilität in dem größtmöglichen Maße den Netznutzern zur Verfügung gestellt werden. Lokale Engpässe und Flexibilitätsbedarfe sollten dementsprechend nicht dazu führen, dass von allen Netznutzern eines Marktgebietes Flexibilitätskostenbeiträge erhoben werden. Regelenergie über MOL Rang 2 wird entsprechen Tenor zu Ziff. 6. allerdings auch für den Ausgleich von räumlich begrenzten Regelenergiebedarfen eingesetzt. Ein sich räumlich ergebender gegenläufiger Regelenergiebedarf innerhalb eines Marktgebietes (Netzbetreiber A des Marktgebietes muss lokale Regelenergie verkaufen, Netzbetreiber B des Marktgebietes muss lokale Regelenergie einkaufen) könnte bei Einbeziehung von MOL Rang 2 entsprechend dazu führen, dass in dem jeweiligen Marktgebiet ein Flexibilitätskostenbeitrag zu erheben wäre. Zusätzlich kann aufgrund der eingeschränkten Anbieterstruktur auf dem Markt für lokale Regelenergie davon ausgegangen werden, dass sich die Preisdifferenzen zwischen eingekaufter und verkaufter Regelenergie und somit auch die Flexibilitätskostenbeiträge im Falle einer Einbeziehung von MOL Rang 2 deutlich erhöhen würden. Ein Ziel des untertägigen Anreizsystems nach Ziff. 4. des Tenors ist es, die in den Netzen vorhandene Flexibilität in einem möglichst hohen Maße den Netznutzern zur Verfügung zu stellen. Würden Flexibilitätskostenbeiträge durch einen lokalen Mangel an Flexibilität ausgelöst, würde dieses Ziel konterkariert. Die Kriterien des Art. 26 Abs. 2 lit. c) Netzkodex Gasbilanzierung wären in diesem Fall aufgrund der häufigeren Erhebung und des steigenden Flexibilitätskostenbeitrags tendenziell nicht mehr erfüllt.

4.3.4.3.5. Flexibilitätskostenbeitrag spiegelt Kosten wider

Art 26. Abs. 2 d) Netzkodex Gasbilanzierung stellt die Anforderung, dass untertägige Entgelte soweit möglich die Kosten widerspiegeln müssen, die dem Marktgebietsverantwortlichen für die Durchführung etwaiger damit verbundener physikalischer Bilanzierungsmaßnahmen entstanden sind.

(1) Die Berechnung des Flexibilitätskostenbeitrags erfolgt ex post auf Basis der tatsächlich angefallenen Kosten für den Einsatz von Flexibilitätsregelenergie. Als Voraussetzung zur Bestimmung der Flexibilitätsregelenergie müssen an dem jeweiligen Gastag zunächst gegenläufige Regelenergieeinsätze (Ein- und Verkauf von externer Regelenergie) über MOL Rang 1

vorgelegen haben. Gegenläufige untertägige Regelenergieeinsätze sprechen für die Inanspruchnahme von untertägiger Flexibilität durch die Netznutzer, die der Marktgebietsverantwortliche durch den Ein- und Verkauf von externer Regelenergie ausgleichen muss. Die Regelenergiemenge für untertägige Strukturierung (Flexibilitätsregelenergie) entspricht dem Betrag der jeweils kleineren der beiden gegenläufigen Regelenergiemengen zuzüglich einer ebenso hohen Regelenergiemenge in die entgegengesetzte Richtung. Darüber hinaus verbleibende Regelenergiemengen dienen dagegen nicht der untertägigen Strukturierung, sondern dem allgemeinen Ausgleich einer Unter- oder Überspeisung in den Netzen und sind hier außer Acht zu lassen.

(2) Zur Bestimmung der Kosten der Marktgebietsverantwortlichen für die untertägige Strukturierungsleistung wird zunächst die Menge an Flexibilitätsregelenergie herangezogen. Der jeweils mengengewichtete Preis für den Einkauf und Verkauf von Regelenergie multipliziert mit der Menge an Flexibilitätsregelenergie ergibt die Strukturierungskosten des Marktgebietsverantwortlichen. Das folgende Beispiel veranschaulicht diese Systematik

Tabelle 5: Beispiel zur Ermittlung der Kosten und Erlösen für die untertägige Strukturierungsleistung.

Tag D	Preis	Regelenergiemenge	Kosten/Erlöse
Kauf (MOL1)	- 25 €/MWh	240 MWh	- 6.000 €
Kauf (MOL1)	- 30 €/MWh	240 MWh	- 7.200 €
Zwischensumme Kauf (MOL1)		480 MWh	- 13.200 €
Verkauf (MOL1)	20 €/MWh	50 MWh	1.000 €
Verkauf (MOL1)	15 €/MWh	40 MWh	600 €
Zwischensumme Verkauf (MOL1)		90 MWh	1.600 €
Summe der betragsmäßigen Werte der Regelenergiemenge (MOL1)		570 MWh	
Summe Kosten bzw. Erlöse			- 11.600 €

Die Menge an Flexibilitätsregelenergie beträgt in diesem Fall 180 MWh (90 MWh x 2). Die verbleibende positive Regelenergiemenge in Höhe von 390 MWh wird nicht als durch untertägige Strukturierung verursacht angesehen.

Die Kosten der Flexibilitätsregelenergie errechnen sich aus den mengengewichteten Erlösen für den Verkauf der Flexibilitätsregelenergie und den mengengewichteten Kosten für den Einkauf der Flexibilitätsregelenergie (jeweils 90 MWh):

Tabelle 6: Beispiel zur Ermittlung der Kosten und Erlöse beim Einsatz von Flexibilitätsregelenergie.

Erlöse aus Flexibilitätsregelenergie	Kosten für Flexibilitätsregelenergie	Saldo: Kosten der Flexibilitätsregelenergie
(1.600 € / 90 MWh) x 90 MWh = 1.600 €	(- 13.200 € / 480 MWh) x 90 MWh = - 2.475 €	1.600 € - 2475 € = - 875 €

Die Kosten des Marktgebietsverantwortlichen für die untertägige Strukturierung d.h. die Kosten der Flexibilitätsregelenergie betragen in diesem Fall 875 €.

Der Flexibilitätskostenbeitrag entspricht den mengengewichteten Kosten für die Flexibilitätsregelenergie in € je MWh und errechnet sich gemäß Formel 4) (siehe Abschnitt 4.3.4.1.) als Kosten der Flexibilitätsregelenergie geteilt durch die Menge an Flexibilitätsregelenergie. Die Kosten der Flexibilitätsregelenergie ergeben sich wiederum gemäß Formel 5) (siehe Abschnitt 4.3.4.1.) als Differenz zwischen dem mengengewichteter Durchschnittspreis der Regelenergieeinkäufe abzüglich des mengengewichteten Durchschnittspreises der Regelenergieverkäufe multipliziert mit dem kleineren Betrag der gegenläufigen Regelenergiemengen.

In dem Beispielfall beträgt der Flexibilitätskostenbeitrag:

$$(27,50 \text{ €/MWh} - 17,78 \text{ €/MWh}) * 90 \text{ MWh} / 180 \text{ MWh} = 4,86 \text{ €/MWh.}$$

Durch die beschriebene Systematik werden die Kosten der Marktgebietsverantwortlichen für untertägige Strukturierung durch den untertägig anfallenden Flexibilitätskostenbeitrag angemessen widergespiegelt. Dem in Art 26. Abs. 2 d) Netzkodex Gasbilanzierung formulierten Kriterium ist damit hinreichend Genüge getan.

(3) In der Einleitungsverfügung zum Festlegungsverfahren vom 03.04.2014 hat die Beschlusskammer eine weitere Variante zur Berechnung des Flexibilitätskostenbeitrags vorgestellt. In der alternativen Variante wäre eine exakte Deckung der Kosten der Marktgebietsverantwortlichen für den Einsatz von Flexibilitätsregelenergie durch die Flexibilitätskostenbeiträge stets sichergestellt. Die überwiegende Mehrheit der Stellungnahmen hat sich allerdings gegen diese und für die oben beschriebene Variante ausgesprochen. Als Begründung wurden insbesondere die finanziellen Risiken für einzelne Netznutzer angeführt, unter Umständen die gesamten Flexibilitätskosten der Marktgebietsverantwortlichen am jeweiligen Gastag tragen zu müssen. Die Beschlusskammer schließt sich den Bedenken der Konsultationsteilnehmer in diesem Punkt an und hat, wie von den Stellungnehmern angeregt, die Methodik zur Berechnung des Flexibilitätskostenbeitrags gemäß Formel 4 (siehe Abschnitt 4.3.4.1.) verbindlich festgelegt.

(4) Im Rahmen der Konsultationen der Beschlusskammer zum Festlegungsverfahren wurde in einigen Stellungnahmen (EFET, E.ON, Stadtwerke München) vorgeschlagen, dass der Flexibilitätskostenbeitrag nicht auf die gesamte eine etwaige Toleranz überschreitende Menge angewendet werden sollte. Stattdessen sollte der Flexibilitätskostenbeitrag lediglich auf die marginale Abweichung erhoben werden. Nach Ansicht der Beschlusskammer wäre eine derartige Systematik zwar mit dem Kriterium vereinbar, wonach sich die Hauptkosten, die den Netznutzern aus ihren Bilanzierungsverpflichtungen entstehen, auf ihren Bilanzierungsstatus am Tagesende beziehen müssen. Allerdings ergäben sich aus der marginalen Abrechnung mehrere Nachteile für das Gesamtsystem, so dass die Beschlusskammer von einer Änderung des untertägigen Anreizsystems nach Ziff. 4. des Tenors abgesehen hat. Durch die Abrechnung der marginalen Überschreitungsmenge würde die in jeder Stunde gewährte Toleranz von +/- 7,5 Prozent der an RLM-Entnahmestellen ausgespeisten Tagesmenge um den Wert der marginalen Überschreitung abzüglich der Toleranz von +/- 7,5 Prozent ausgedehnt. Beliebig viele weitere Über- bzw. Unterschreitungen der ursprünglich gewährten Toleranz innerhalb des Gastages würden nicht mehr zu einer Erhebung des Flexibilitätskostenbeitrages führen. Dies dürfte mit dem Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit nur schwerlich in Einklang zu bringen sein. Zudem würde der Anreiz, den untertägigen Schiefstand des Bilanzierungsportfolios schnellstmöglich zurückzuführen, damit praktisch außer Kraft gesetzt. Die nachfolgende Abbildung 3 illustriert diese Problematik:

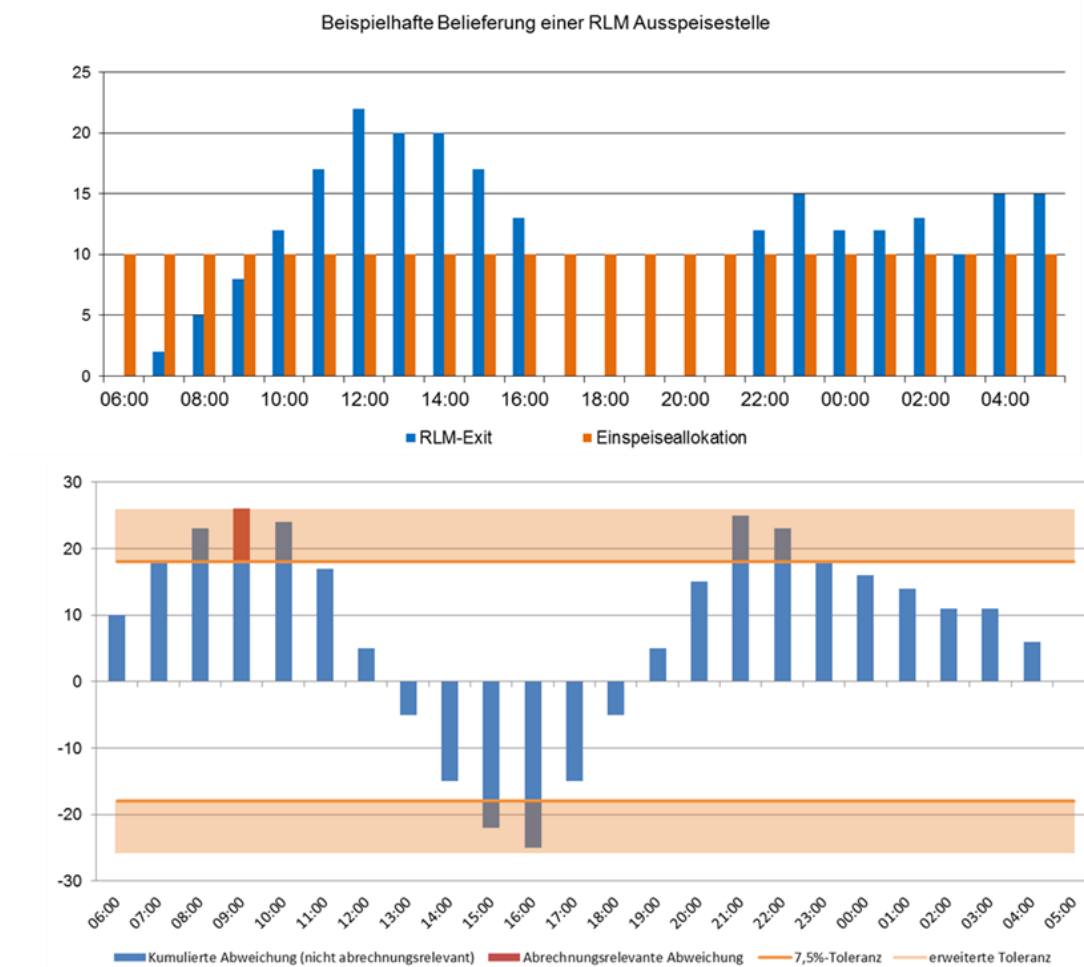


Abbildung 3: Beispielhafte Belieferung einer RLM Entnahmestelle. Abrechnung der marginalen Überschreitung im Rahmen des untertägigen Anreizsystems.

Um die mehrmalige Über bzw. Unterschreitung der Toleranz innerhalb der untertägigen Verpflichtungen zu erfassen, wären zusätzliche Instrumente innerhalb des Anreizsystems zu implementieren, welche wiederum zu einer Erhöhung der Komplexität des Anreizsystems führen würden. Ebenfalls wäre die Deckung der Kosten der Marktgebietsverantwortlichen für den Einsatz von Flexibilitätsregelenergie über die Flexibilitätskostenbeiträge bei einer marginalen Abrechnung der Überschreitungsmengen tendenziell nicht sichergestellt. Die verbleibenden Kosten müssten über die Regel- und Ausgleichsenergieumlage letztlich von allen Netznutzern des Marktgebietes bezahlt werden.

4.3.4.3.6. Keine untertägige Abrechnung der Bilanzkreise

Entsprechend Art. 26 Abs. 2 lit. e) Netzkodex Gasbilanzierung führen untertägige Verpflichtungen nicht dazu, dass die Bilanzierungsportfolios der Netznutzer während des Gastages vollständig abgerechnet werden.

Im Rahmen des untertägigen Anreizsystems nach Tenor zu Ziff. 4. getätigte Zahlungen beeinflussen die Abrechnung in der Tagesbilanzierung nicht. Es findet auch kein Ausgleich der untertägigen Abweichungen statt. Die Vorgabe des Art. 25. Abs. 2 lit. e) Netzkodex Gasbilanzierung ist insofern erfüllt.

4.3.4.3.7. Vorteile überwiegen potentiell negativen Auswirkungen

Gemäß Art. 26 Abs. 2 lit. f) Netzkodex Gasbilanzierung müssen die Vorteile einer Einführung von untertägigen Verpflichtungen in Bezug auf den wirtschaftlichen und effizienten Betrieb des Fernleitungsnetzes gegenüber etwaigen potenziellen negativen Auswirkungen, auch auf die Liquidität der Handelsgeschäfte am virtuellen Handelspunkt überwiegen.

(1) Das festgelegte untertägige Anreizsystem nach Tenor zu Ziff. 4. setzt gezielte Anreize für die Netznutzer, ihre Bilanzierungsportfolien untertägig ausgeglichen bzw. innerhalb etwaig gewährter Toleranzen zu halten. Wird die Toleranz dennoch überschritten, besteht der Anreiz, dieser Überschreitung zeitnah entgegenzuwirken, um einen möglichen Flexibilitätskostenbeitrag zu vermeiden. Durch die auf diese Weise angereizte zeitgleiche Ein- und Ausspeisung an den Ein- und Ausspeisepunkten der ersten Fallgruppe sowie der Fallgruppen RLMoT bzw. RLMmT und SLP wird die Planbarkeit für die Netzsteuerung durch die Marktgebietsverantwortlichen/Fernleitungsnetzbetreiber verbessert und der Regelenergiebedarf für den Ausgleich der untertägigen Strukturierung reduziert (siehe Abschnitt 4.3.4.3.1.). Damit einhergehend werden auch die Kosten für Regelenergie tendenziell reduziert und gleichzeitig der effiziente Betrieb des Fernleitungsnetzes gefördert.

(2) Für die untertägige Anpassung des Bilanzierungsportfolios stehen den Netznutzern diverse Möglichkeiten zur Verfügung. Neben der Buchung von Flexibilität an inländischen Speicheranlagen kann die Anpassung auch über die Buchung von Grenzübergangs- und/oder Marktgebietsübergangskapazität und insbesondere über den virtuellen Handelspunkt der jeweiligen Bilanzierungszone erfolgen. Sowohl im Marktgebiet GASPOOL als auch im Marktgebiet NetConnect Germany können dabei ganzjährig im 24/7 Betrieb so genannte „Rest of Day“-Produkte über die Börse kontrahiert werden, die eine untertägige Anpassung des Bilanzierungsportfolios erlauben. Durch das untertägige Anreizsystem gemäß Ziff. 4. des Tenors werden die Netznutzer angereizt, selbst für die untertägige Ausgeglichenheit ihrer Bilanzierungsportfolien zu sorgen und dies gegebenenfalls durch untertägige Handelsgeschäfte am virtuellen Handelspunkt zu gewährleisten. Negative Auswirkungen auf die Liquidität am virtuellen Handelspunkt sind durch die Einführung von untertägigen Verpflichtungen nach Tenor zu Ziff. 4. insoweit nicht zu erwarten. Auch in den Stellungnahmen werden Bedenken hiergegen nicht geäußert.

(3) Als eine negative Auswirkung des untertägigen Anreizsystems kann die Einschränkung der Netznutzer in ihrem Transportverhalten gegenüber einem System ohne jegliche untertägige Verpflichtungen genannt werden. Wie erläutert (Abschnitt 4.3.4.3.2), sind diese Einschränkungen

gen durch das in Tenor zu Ziff. 4. festgelegte untertägige Anreizsystem allerdings eher gering und daher angemessen.

4.3.4.3.8. Anreize in Bezug auf das Bilanzierungsportfolio

Gemäß Art. 25 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung sind untertägige Verpflichtungen in Bezug auf das Bilanzierungsportfolio so zu konzipieren, dass sie Anreize für Netznutzer setzen, ihre jeweiligen Bilanzierungsportfolios untertägig innerhalb einer vorab festgelegten Spanne zu halten. Insbesondere sind folgende Eckpunkte vorzugeben: Für jedes Bilanzierungsportfolio ist die Spanne vorzugeben, innerhalb der dieses Bilanzierungsportfolio bleiben muss und wie diese Spanne bestimmt wird (Art. 25 Abs. 2 lit. a) und b) Netzkodex Gasbilanzierung). Darüber hinaus sind die Folgen festzulegen, die sich für die Netznutzer ergeben, wenn sie nicht innerhalb der festgelegten Spanne bleiben. Soll ein Entgelt erhoben werden, das auf dem untertägigen Bilanzierungsstatus des Netznutzers basiert, ist dieses ebenfalls vorzugeben und gegebenenfalls Angaben dazu zu machen, wie dieses abgeleitet wird (Art. 25 Abs. 2 lit. c) und d) Netzkodex Gasbilanzierung). Diese Vorgaben sind ebenfalls erfüllt:

In Tenor zu Ziff. 4. lit. b) wird für jedes Bilanzierungsportfolio die Spanne vorgegeben, innerhalb derer sich die untertägigen Einspeisungen in das Bilanzierungsportfolio und die untertägigen Ausspeisungen aus dem Bilanzierungsportfolio bewegen dürfen, um den Vorgaben der festgelegten untertägigen Verpflichtungen zu genügen. Die Spanne des jeweiligen Bilanzierungsportfolios bzw. die Toleranz bestimmt sich für jedes Bilanzierungsportfolio individuell in Abhängigkeit von den diesem Bilanzierungsportfolio jeweils zugeordneten Entnahmepunkten der drei Fallgruppen nach Tenor zu Ziff. 4. lit. b) aa) bis cc). Sie beträgt in jeder Stunde grundsätzlich +/- 7,5 Prozent der an RLM-Entnahmestellen ausgespeisten Ist-Entnahmemenge des Gastages.

In Tenor zu Ziff. 4. lit. c) wird festgelegt, dass Netznutzer, die die ihnen untertägig gewährte Toleranz über- oder unterschreiten, unter bestimmten Umständen ein untertägiges Entgelt, nämlich einen Flexibilitätskostenbeitrag in € je MWh in Abhängigkeit von ihrem jeweiligen untertägigen Bilanzierungsstatus, an den Marktgebietsverantwortlichen zu entrichten haben. Die Bedingungen, unter denen der Marktgebietsverantwortliche einen Flexibilitätskostenbeitrag zu erheben hat, sind in Tenor zu Ziff. 4. lit. c) aa) festgelegt. Die Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätskostenbeitrags ist in Tenor zu Ziff. 4. lit. c) bb) geregelt.

4.3.5. Untertägige Informationsbereitstellung (Tenor zu 5.)

(1) Art. 34 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung sieht vor, dass dem Netznutzer am Gastag D mindestens zwei Aktualisierungen der gemessenen Gasflüsse zur Verfügung gestellt werden, sofern die Allokationen nicht den Nominierungen entsprechen. Diese Regelung ist auf Entnahmestellen mit untertägig gemessenen Ein- und Ausspeisungen, d.h. Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Entnahmestellen), anzuwenden. Die Regelung des

Netzkodexes Gasbilanzierung geht mit Blick auf die Datenmeldungen an die Bilanzkreisverantwortlichen über die bisherige Praxis hinaus. Unter Berücksichtigung der neuen untertägigen Verpflichtungen war die derzeitige Übermittlungspraxis um eine zweite Übermittlung an die Bilanzkreisverantwortlichen zu ergänzen.

Hierfür wird der bisherige Erfassungszeitraum von 06:00 Uhr bis 12:00 Uhr durch die Bereitstellung einer zweiten Aktualisierung, die den Zeitraum von 12:00 Uhr bis 15:00 Uhr erfasst, ergänzt. Die erste Meldung der RLM-Ausspeisungen hat hierbei vom Verteilernetzbetreiber an den Marktgebietsverantwortlichen bis spätestens 15:00 Uhr zu erfolgen, während der Marktgebietsverantwortliche die Daten an den Bilanzkreisverantwortlichen bis spätestens 16:00 Uhr übermittelt. Damit wird der Übermittlungszeitraum – im Unterschied zur bisherigen Regelung – auf insgesamt vier Stunden verkürzt. Diese Übermittlungsfrist und Zuordnung gilt auch für die zweite Aktualisierung. Eine Übermittlung der vom Verteilernetzbetreiber erfassten Daten an den Marktgebietsverantwortlichen hat somit bis spätestens 18:00 Uhr zu erfolgen. Die Meldung vom Marktgebietsverantwortlichen an den Bilanzkreisverantwortlichen ist bis spätestens 19:00 Uhr vorzunehmen. Die zweite Datenmeldung beinhaltet auch eine erneute und ggf. aktualisierte Übermittlung der Gasflüsse ab Beginn des Gastages, d.h. es sind auch die Daten des Erfassungszeitraums von 06:00 Uhr bis 12:00 Uhr in die zweite untertägige Datenmeldung einzubeziehen.

Gemäß Art. 38 Netzkodex Gasbilanzierung sind die Marktgebietsverantwortlichen darüber hinaus verpflichtet, einen Kosten-/Nutzen-Vergleich durchzuführen, der eine Erhöhung der Häufigkeit, eine Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer und eine Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen umfasst. Die Aspekte sind hierbei nutzerspezifisch zu analysieren und zu bewerten.

(2) Die Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber haben in ihrem Empfehlungsdokument unter Berücksichtigung des von ihnen vorgeschlagenen stündlichen Allokationsmodells eine zweimalige Bereitstellung von untertägigen Informationen zur Ausspeisung der RLM-Entnahmestellen als ausreichend angesehen. Konkrete Zeitfenster und Übermittlungszeiten wurden von den Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreibern nicht vorgeschlagen. Das Empfehlungsdokument formuliert deshalb lediglich Rahmenbedingungen. So sollte die zweite untertägige Datenmeldung nicht später als 18:00 Uhr beim Bilanzkreisverantwortlichen eingehen, da aufgrund der bislang noch notwendigen manuellen Einflussnahme in den Prozess der Informationsbereitstellung eine ausreichende Datenqualität bei einer späteren Übermittlung nicht gewährleistet sei. Es wurde weiterhin empfohlen, dass die zweite Datenlieferung neben den Daten aus dem zweiten Zeitfenster auch die Daten aus dem ersten Zeitfenster enthält und diese überschreibt bzw. aktualisiert. Die Verteilernetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen haben sich darüber hinaus verständigt, dass den Verteilernetzbetreibern drei Stunden (heute sechs Stunden) und den Marktgebietsverantwortlichen eine Stunde (heute

ebenfalls eine Stunde) zur Verarbeitung und Weiterleitung der Daten zur Verfügung stehen sollten.

In den Stellungnahmen gegenüber der Beschlusskammer haben die Unternehmen die in der Entwurfsfassung der Festlegung übernommene untertägige Bearbeitungsfrist der Verteilernetzbetreiber von drei Stunden für eine Reaktion auf Zählerstörungen, für die Plausibilisierung und den Versand der Daten nicht in Frage gestellt. Lediglich GEODE sah den damit zur Verfügung stehenden Zeithorizont als zu knapp an und forderte in diesem Zusammenhang, auf eine Plausibilisierung zu verzichten. Im Hinblick auf die Zeitfenster der Datenübermittlung wurde ferner auf betriebsübliche Arbeitszeiten verwiesen, die die Übermittlung der beiden Datenzeitfenster unter den gegebenen Bedingungen einschränken würde (GEODE, Netzgesellschaft Gütersloh) und Anpassungen an den vorgeschlagenen Zeiträumen erforderlich machen würden. Demgegenüber verwies die ENERVIE darauf, dass es bei einer Datenerhebung bis 15:00 Uhr sichergestellt sei, dass die Daten ohne die Einrichtung eines Schichtbetriebs, welche mit zusätzlichen Kosten verbunden sei, übermittelt werden könnten. Eine Verkürzung des Übermittlungszeitraums der Verteilernetzbetreiber auf 2 Stunden, welches gleichzeitig für eine Verlängerung des Erhebungszeitraums genutzt werden könne, wurde lediglich durch den BNE gefordert. Eine derartige Verlängerung des zweiten Zeitfensters wurde von einigen Marktteilnehmern ebenfalls im Hinblick auf die damit nach Ansicht der Unternehmen einhergehende Verbesserung der Aussagequalität des gesamten Prognosezeitraums gefordert (Creos, E.ON, VNG). Entsprechend den vorgebrachten Argumentationen wurden in den Stellungnahmen beispielsweise folgende alternative Erfassungszeiträume angegeben:

- 06:00 bis 10:00 Uhr und 10:00 bis 14.00 Uhr (GEODE);
- 06:00 bis 12:00 Uhr und 12:00 bis 18:00 Uhr (VNG, E.ON, CREOS);
- 06:00 bis 11.00 Uhr und 11.00 – 15.00 Uhr (ENERVIE);
- 06:00 bis 12:00 Uhr und 12:00 bis 16:00 Uhr (BNE).

Generell war die Ausweitung der Informationsbereitstellung bei untertägigen gemessenen Ein- und Ausspeisungen auf zwei Übermittlungszeiträume, mit Ausnahme weniger Stellungnehmender (z.B. EFET, BDEW, Statoil, E.ON), nicht umstritten. Diese merkten an, dass die Vorgaben des Art. 26 Abs. 2 lit. b) Netzkodex Gasbilanzierung durch eine zweimalige untertägige Datenübermittlung generell nicht erfüllt seien. Hierfür seien häufigere untertägige Datenlieferungen notwendig, mindestens jedoch dreimalige Übermittlungen (VNG). Die alternativ bestehende Übermittlungsverpflichtung nach der Festlegung GeLi Gas sahen diese Stellungnehmenden nicht als ausreichende Alternative an, da diese nur einzelne Entnahmestellen umfasse und nicht, wie eine generelle Übermittlung im Rahmen der Bilanzierung, sämtliche RLM-Entnahmestellen einschließe.

(3) Die mit Tenor zu Ziff. 5. festgelegte untertägige Informationsbereitstellung ist rechtmäßig.

Die Ausgestaltung der untertägigen Informationsbereitstellung mit zwei Datenbereitstellungen führt im Vergleich zur heutigen Situation zu einer Verdopplung der untertägigen Übermittlungen an die Bilanzkreisverantwortlichen, einer Erweiterung der Informationsbasis der Netznutzer um drei Stunden sowie zu einer Verkürzung der Übermittlungsfristen an die betroffenen Marktbeteiligten.

(a) Die Bilanzkreisverantwortlichen erhalten dadurch insgesamt verbesserte Möglichkeiten, den untertägigen Status ihres Bilanzkreises im Hinblick auf das in der Festlegung gewählte Anreizsystem der untertägigen Verpflichtungen einzuschätzen. Die Beschlusskammer hält eine zweimalige Bereitstellung von untertägigen Informationen daher in Übereinstimmung mit Art. 26 Abs. 2 lit. b) Netzkodex Gasbilanzierung stehend. Da in dem zukünftigen Bilanzierungssystem der Festlegung die RLM-Entnahmestellen grundsätzlich der Fallgruppe RLMmT zuzurechnen sind, ist die Möglichkeit, das verbleibende Prognoserisiko durch eine zweimalige Informationsübermittlung angemessen einzugrenzen, eingeräumt. Dem Bilanzkreisverantwortlichen/Netznutzer steht in der Fallgruppe RLMmT unter Berücksichtigung eines Tagesbandes und der gewährten stündlichen Toleranz in Höhe von +/- 7,5 Prozent der Tagesmenge ein ausreichender Spielraum zur Verfügung, der es ermöglicht, eine Zahlung von Flexibilitätskostenbeiträgen zu vermeiden. In diese Betrachtung ist ferner mit einzubeziehen, dass die Fallgruppe RLMoT mit einer ausschließlichen stündlichen Toleranz von +/- 7,5 Prozent der Tagesmenge nur als Option verstanden werden muss, bei der davon auszugehen ist, dass der Bilanzkreisverantwortliche/Netznutzer diese Option nur wählt, wenn ihm bereits ausreichende Informationen über das Verbrauchsverhalten vorliegen, um die möglichen Verbrauchsabweichungen innerhalb der vorgegebenen stündlichen Toleranz zu halten (siehe Ausführungen in Abschnitt 4.3.4.). Dies kann in diesem Fall auch durch die bestehende stündliche Übermittlungsverpflichtung von Messwerten im Stundentakt nach der Festlegung GeLi Gas erfolgen. Die strengeren Vorgaben dieser Fallgruppe können daher nicht als Maßstab für eine generelle Ausgestaltung der untertägigen Informationsverpflichtungen angesehen werden, da diese nur einen Optionsfall darstellt. Die Ansicht einiger Unternehmen, dass eine Ausgestaltung der untertägigen Verpflichtung eine erhebliche Erweiterung der Informationsverpflichtungen mit sich bringen würde, teilt die Beschlusskammer insofern nur im Fall einer strengeren Ausgestaltung der Anforderung an die untertägigen Verpflichtungen im Regelfall. Die Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber sehen – anders als die Beschlusskammer – selbst für ein Anreizsystem auf Stundenbasis dieses nicht unbedingt als zwangsläufig an. Da im vorliegenden Modell aber die Regelungen der Fallgruppe RLMmT den Netznutzern deutlich weitergehende Regelungen für Abweichungen zugestanden werden, ist die Beschlusskammer der Auffassung, dass die zweimaligen Meldungen zum Verbrauch der RLM-Entnahmestellen im Zusammenwirken mit den gewährten Toleranzen ausreichende Möglichkeit bieten, mit entsprechenden Maßnahmen auf die gegebenenfalls entstandenen Verbrauchsschwankungen auch in angemessener Form zu reagieren.

(b) Im Hinblick auf die Bestimmung der Erfassungszeiträume galt es, die unterschiedlichen Ansprüche der Marktbeteiligten bezüglich der Informationstiefe, der Verfügbarkeit, der Verwendbarkeit und der Verarbeitungsmöglichkeit abzuwägen. Die erste Aktualisierung von 06:00 Uhr bis 12:00 Uhr entspricht dem bisherigen in der Kooperationsvereinbarung Gas (i.d.F. vom 30.06.2014) beschriebenen Erfassungszeitraums. Dieser verbindet nach Auffassung der Beschlusskammer eine für die erste Übermittlung ausreichende Informationstiefe mit einer möglichst frühen Übermittlung der Daten am Gastag. Die ersten Stunden des Gastags charakterisieren wesentlich das Verbrauchsniveau und den sich abzeichnenden Verbrauchsverlauf bei Gewerbe- und Industriekunden. Um diese Periode möglichst vollständig zu erfassen, ist die Beschlusskammer über die in Art. 34 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung geforderte Mindesterfassungsdauer von vier Stunden hinausgegangen. Eine Verkürzung der ersten Übermittlungsperiode, wie von einigen Unternehmen und Verbänden gefordert, hätte wesentliche Informationen des Verbrauchsverlaufs des beginnenden Gastags in die zweite Übermittlung verschoben, was nach Auffassung der Beschlusskammer infolge des späteren Übermittlungszeitpunkts nicht als sachgerecht zu bewerten ist. Da der Zeitraum zudem der heutigen Übermittlungspraxis gleicht, werden gleichfalls Synergieeffekte bei der Einrichtung und der Umstellung der EDV-Systeme erwartet, da nur noch der zweite Erfassungszeitraum zu ergänzen ist

Bei der Bestimmung der zweiten Aktualisierung ist zwischen der Sicherstellung eines ausreichenden Datenumfangs und der praktikablen Abwicklung der Kommunikationsprozesse abzuwägen. Die Erfassungszeitspanne von 12:00 Uhr bis 15:00 ermöglicht zusammen mit dem ersten Übermittlungsabschnitt, an insgesamt neun Stunden des Gastages die wesentlichen prognoserelevanten Verbrauchparameter und -verläufe der RLM-Gasentnahmen eines Tages zu erfassen. Gleichzeitig verbleibt das Ende der Übermittlungsfrist in dem dafür bereits heute vorgesehenen Rahmen, d.h. eine Meldung der Daten erfolgt bis spätestens 19:00 Uhr.

Einer, wie von einigen Stellungnehmenden gefordert, weiteren Ausweitung des Erfassungszeitraums, die mit einem erheblichen Mehraufwand insbesondere für die kleineren Verteilernetzbetreiber einhergehen würde, ist die Beschlusskammer nicht gefolgt. Auch wenn, wie von einzelnen Unternehmen (z.B. E.ON) angeführt wurde, davon ausgegangen werden kann, dass bei einer Verlängerung der Übermittlungsverpflichtung auch die Weiterverarbeitung der Zeitreihen durch die Bilanzkreisverantwortlichen sichergestellt wäre, wiegt nach Auffassung der Beschlusskammer der dafür von den Verteilernetzbetreibern aufzuwendende personelle, organisatorische und finanzielle Mitteleinsatz den dadurch gewonnenen Informationszuwachs, auch im Hinblick auf festgelegte Systematik der untätigen Verpflichtungen, zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht auf. Mittelfristig erscheint es aber nicht ausgeschlossen, die Anforderungen an die Informationsbereitstellung weiter zu erhöhen.

(c) Die Regelungen für die Übermittlungszeiträume waren ferner entsprechend Art. 34 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung anzupassen und somit auf insgesamt vier Stunden zu verkürzen.

Die Beschlusskammer hat sich für die notwendige Aufteilung dieses Bearbeitungszeitraums zwischen Verteilernetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichem dem Vorschlag des Empfehlungsdokuments der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen, der eine dreistündige Frist zur Erhebung, Aufbereitung und Übersendung der Daten für die Verteilernetzbetreiber und eine Stunde für die Weiterverarbeitung und Weiterleitung an die Bilanzkreisverantwortlichen durch die Marktgebietsverantwortlichen vorsieht. Die Übermittlungsfristen sind dabei als Maximalfrist anzusehen. In den Konsultationen standen hierzu weniger konkrete Änderungsvorschläge zur Aufteilung der Fristen zwischen den Beteiligten als vielmehr die allgemeine Einschätzung der Verteilernetzbetreiber im Vordergrund, dass die vom Netzkodex Gasbilanzierung eingeschränkte Zeitspanne für die Erhaltung der jetzigen Datenqualität bei der Datenerfassung, der -aufbereitung und der Plausibilisierung unter den gegebenen Voraussetzungen eine ambitionierte Frist sei. Nur ein Stellungnehmender hat aber daraus den Schluss gezogen, den jetzigen Standard der Datenqualität aufgrund der Vorgaben noch weiter zu reduzieren und z.B. gefordert, auf eine Plausibilisierung der Daten gänzlich zu verzichten. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die von den Marktbeteiligten vorgeschlagene untertägige Bearbeitungszeit für die Verteilernetzbetreiber auskömmlich ist, um Erfassung, Aufbereitung, Plausibilisierung und Weiterleitung der untertägigen Daten vollumfänglich mindestens in der heute vorherrschenden Qualität vorzunehmen.

(d) Auch im Hinblick auf die bereits in der Festlegung zum Lieferantenwechsel Gas (Festlegung „GeLi Gas“, .Anlage zum Beschluss BK7-06-067 vom 20.08.2007, Prozess „Messwertübermittlung“, 1.6.2., Nr. 4) bestehende Verpflichtung, den Netznutzern stündliche Messwerte im Stundentakt übermitteln zu können und der fortschreitenden Weiterentwicklung von Mess- und Übertragungssystemen und der EDV im Allgemeinen, erwartet die Beschlusskammer vielmehr eine Qualitäts- und Effizienzsteigerung gegenüber dem heutigen Vorgehen. Dass hier in der Branche offenkundig zum Teil noch grundlegende Defizite in der technischen Leistungsfähigkeit, z.B. der Messgeräte, vorherrschen, haben der Beschlusskammer die fast durchgehend ablehnenden Stellungnahmen zur geplanten Vorverlegung des Übermittlungszeitpunkt für RLM-Allokationsmeldungen am Folgetag (D+1) gezeigt. Auch wenn die Beschlusskammer diesen Vorschlag, der letztendlich das gleiche Zeitfenster für die Bearbeitung der Daten wie für die untertägige Bereitstellung vorsah, nach übereinstimmendem Votum der Marktbeteiligten in der zweiten Anhörung im Rahmen dieser Festlegung nicht weiterverfolgt, ist auf die Qualität der untertägig zu übermittelnden Daten zukünftig ein besonderes Augenmerk zu legen. Die Datenqualität stellt die Schlüsselqualifikation zu einer potentiellen Erhöhung der Häufigkeit einer Bereitstellung von Informationen, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen oder die Festlegung von Daten des Liefertages als abrechnungsrelevante Daten dar. Dass gegebenenfalls notwendige (Weiter-) Entwicklungen bei der Bereitstellung von Informationen dabei zukünftig ausschließlich durch eine unzureichende technische Leistungsfähigkeit bestimmt werden, hält die Beschlusskammer für nicht zielführend. Im Rahmen der nach

Art. 38 Netzkodex Gasbilanzierung von den Marktgebietsverantwortlichen festzustellenden Kosten-Nutzen-Analyse ist daher die Analyse und Bewertung der Qualität der übermittelten Daten nach Ansicht der Kammer als einer der zentralen Aspekte einer zukünftigen Bewertung mit zu berücksichtigen.

Aus der Überlegung heraus, die untertägig übermittelten Daten qualitativ auf einem höchstmöglichen Niveau zu halten, ist die Beschlusskammer dem Vorschlag der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber gefolgt, dass der zweite Datentransfer die Daten des ersten Zeitfensters überschreibt. Dies wurde von den stellungnehmenden Unternehmen geteilt. Nicht gefolgt ist die Beschlusskammer dem Ansatz einiger Stellungnehmenden (z.B. EFET, BDEW), dass eine Überschreibung der Daten des ersten Übermittlungsfensters durch einen neuen Datensatz nur die Datenlücken und nicht auch die fehlerhaften Daten korrigiert bzw. eine Korrektur nur nach Zustimmung des Bilanzkreisverantwortlichen zu erfolgen hat. Es erscheint von der Abwicklungssystematik zweckmäßiger zu sein, die Überschreitung der Daten des ersten Übermittlungszeitfensters grundsätzlich als Regelprozess ohne zusätzliche Zustimmung einzelner Marktbeteiligter vorzusehen. Eine ansonsten vorzusehende IT-technische Einrichtung einer zusätzlichen Rückkopplung des Informationsaustauschs beim Verteilernetzbetreiber ist damit entbehrlich. Gleichfalls ist es nach Ansicht der Beschlusskammer in Bezug auf die angestrebte Datenqualität sachgerechter, neben den Datenlücken auch fehlerhafte Werte zu korrigieren. Nur die Kenntnis und der Einbezug aller richtigen Daten ergibt im Ergebnis eine bestmögliche Prognosequalität zu einem Zeitpunkt. Ob der Empfänger sämtliche Daten in seine aktualisierte Prognose einbezieht, bleibt ihm freigestellt. Würden die fehlerhaften Daten der ersten Übermittlung aber gar nicht erst in der zweiten Übermittlung korrigiert, hätte der Empfänger nicht bereits die notwendige Wahlmöglichkeit einer Entscheidung, diese in Weiterverarbeitung mit einzubeziehen oder nicht.

4.3.6. Beschaffung und Einsatz von Regelenergie (Tenor zu 6.)

In Tenor zu Ziff. 6. werden die Grundzüge der Beschaffung und des Einsatzes von Regelenergie geregelt. Es wird zum einen der vorrangige Einsatz interner Regelenergie vor externer Regelenergie (siehe folgenden Abschnitt 4.3.6.1) und zum anderen eine vierstufige, bei Beschaffung und Einsatz von externer Regelenergie anzuwendende Merit Order Liste (MOL) (siehe folgenden Abschnitt 4.3.6.2) festgelegt.

4.3.6.1. Interne Regelenergie

(1) Gemäß Ziff. 6. lit. a) des Tenors sind die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, einen bestehenden Regelenergiebedarf zunächst über den Einsatz interner Regelenergie zu decken, bevor externe Regelenergie beschafft und eingesetzt wird. Es ist zudem geregelt, dass die

Vorhaltung und der Einsatz von interner Regelenergie weder zwischen den Netzbetreibern noch vom Marktgebietsverantwortlichen gesondert vergütet werden.

(2) Die Vorgaben zum vorrangigen Einsatz interner Regelenergie entsprechen den derzeit angewendeten Grundsätzen zum Einsatz interner Regelenergie gemäß Anlage 2 der Festlegung GABi Gas vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002). Diese haben sich in der Vergangenheit in der Praxis bewährt und sollen deshalb unverändert fortgeführt werden. Unter interner Regelenergie ist Regelenergie 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 Regelenergie, die durch einen anderen Netzbetreiber innerhalb oder außerhalb des Marktgebiets zur Optimierung des Gesamtsystems zur Verfügung gestellt wird (vgl. § 23 GasNZV). Der Einsatz interner Regelenergie wird vom jeweiligen Marktgebietsverantwortlichen gemeinsam mit allen Netzbetreibern im Marktgebiet und mit den Betreibern angrenzender Netze anderer Marktgebiete geplant und koordiniert. Ziele sind der möglichst effiziente Einsatz der internen Regelenergie und die Vermeidung oder Reduzierung 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 einer vorausschauenden Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie entgegensteht. Vorhaltung und Einsatz von interner Regelenergie werden weder zwischen den Netzbetreibern noch vom Marktgebietsverantwortlichen gesondert vergütet.

4.3.6.2. Externe Regelenergie

Mit Tenor zu Ziff. 6. lit. b) werden die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, bei Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie eine vierstufige MOL anzuwenden. Darüber hinaus enthält Ziff. 6. lit. b) des Tenors auch die Genehmigung zur Beschaffung oder Bereitstellung von Gasmengen in angrenzenden Marktgebieten gemäß Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung sowie die Genehmigung zur Weiternutzung der im jeweiligen Marktgebiet bereits eingerichteten physikalischen Regelenergieplattformen bis zum 16.04.2019 gemäß Art. 46 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung (siehe folgende Abschnitte 4.3.6.2.1. bis 4.3.6.2.5.).

4.3.6.2.1. Grundsätze – die Merit Order Liste

(1) Die von den Marktgebietsverantwortlichen bei Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie anzuwendende vierstufige MOL sieht einen generellen Vorrang von an der Börse beschafften kurzfristigen standardisierten Regelenergieprodukten vor sonstigen, entweder nicht an der Börse beschafften oder langfristigen bzw. nicht standardisierten Produkten, vor. Ein Bedarf an Regelenergie ist demnach immer, soweit möglich, über Regelenergieprodukte mit dem niedrigsten MOL Rang (beginnend mit MOL Rang 1) zu decken. Erst wenn der Einsatz von Produkten

dieses MOL Rangs aufgrund eines spezifischen netztechnischen Bedarfs nicht zielführend oder zur Deckung des bestehenden Bedarfs nicht ausreichend ist, kann der Marktgebietsverantwortliche auf die Produkte des nächsten MOL Rangs ausweichen. Eine Berücksichtigung der Kosten der einzelnen Maßnahmen findet nur innerhalb der MOL Ränge, nicht jedoch zwischen den verschiedenen MOL Rängen statt.

Dies bedeutet, dass ein bestehender Bedarf an externer Regelenergie zunächst über den Einsatz von an der Börse im eigenen Marktgebiet beschaffter globaler Regelenergie (MOL Rang 1) zu decken ist. Sollte dies wegen Vorliegens eines spezifischen netztechnischen Bedarfs nicht möglich sein, so kann der Marktgebietsverantwortliche bedarfsspezifische Produkte an der Börse im eigenen Marktgebiet oder Regelenergie an der Börse in einem angrenzenden Marktgebiet beschaffen und einsetzen (MOL Rang 2). Der Marktgebietsverantwortliche kann ebenfalls auf Börsenprodukte aus einem angrenzenden Marktgebiet ausweichen, falls die Liquidität der Börse im eigenen Marktgebiet unzureichend sein sollte. Sollte der Einsatz von Produkten der MOL Ränge 1 und 2 aufgrund eines spezifischen netztechnischen Bedarfs nicht zielführend oder zur Deckung des bestehenden Bedarfs nicht ausreichend sein, kann der Marktgebietsverantwortliche lokale Regelenergieprodukte, die über die physikalische Regelenergieplattform im jeweiligen Marktgebiet beschafft wurden, einsetzen (MOL Rang 3). Standardisierte Langfristprodukte oder Flexibilitätsdienstleistungen dürfen nur dann genutzt werden, wenn kurzfristige standardisierte Produkte (MOL Rang 1-3) nicht in ausreichender Menge angeboten werden oder nicht geeignet sind, um das Netz in seinen netztechnischen Grenzen zu halten (MOL Rang 4). In Abbildung 4 werden die unterschiedlichen MOL Ränge 1 bis 4 dargestellt. Die konkrete Ausgestaltung verschiedener Aspekte der Beschaffung und des Einsatzes von externer Regelenergie soll in der Kooperationsvereinbarung und deren Anlagen geregelt werden.

Regelenergie – Merit Order Liste				
Produktgruppe	Produkt	MOL Rang	Handelsplattform	Lieferort
Kurzfristige standardisierte Produkte	Title Market Transactions	1	Börse	VHP eigenes MG global
	Locational Market Transactions	2	Börse	VHP eigenes MG bedarfsspezifisch
		3		RE-Plattform
Langfristprodukte/Flexibilitätsdienstleistungen	Flexibility Service	4	Ausschreibung / RE-Plattform	bedarfsspezifisch

Abbildung 4: Vierstufige Merit Order Liste (MOL).

(2) Im Rahmen der Konsultationen sind nur wenige Stellungnahmen zur Systematik der MOL eingegangen, die diese aber überwiegend positiv bewertet haben (VNG, VIK/VCI, BDEW/VKU, EEX, Statoil). So wurde insbesondere die grundsätzliche Fokussierung auf die Börse begrüßt, da die vorrangige kurzfristige Beschaffung von Regelenergie an der Börse im eigenen Marktgebiet oder in angrenzenden Marktgebieten es ermögliche, Regelenergie zu marktüblichen Preisen zu beschaffen (VNG, EEX).

(3) Durch die vierstufige MOL werden die Vorgaben des Netzkodex Gasbilanzierung zur Beschaffung und zum Einsatz von externer Regelenergie festgelegt und konkretisiert.

Kernpunkte der Vorgaben aus dem Netzkodex Gasbilanzierung sind, dass die Beschaffung von externer Regelenergie vorrangig und soweit wie möglich über die Börse erfolgen soll und vorrangig und soweit wie möglich kurzfristige standardisierte Produkte eingesetzt werden sollen (vgl. Art. 6 Abs. 3 lit. a) und Art. 9 Abs. 1 lit. a), b) und c) Netzkodex Gasbilanzierung). Die Kosten der einzelnen Maßnahmen sind nur innerhalb der jeweiligen Stufe der MOL zu berücksichtigen (Art. 9 Abs. 1 lit. d) Netzkodex Gasbilanzierung). Außerdem soll innerhalb der jeweiligen MOL Ränge der Nutzung von untertägigen Produkten Vorrang eingeräumt werden vor der Nutzung von Produkten für den Folgetag (Art. 9 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung).

Das Zielmodell für die standardisierte Beschaffung von Regelenergie der Marktgebietsverantwortlichen ist im Oktober 2013 erfolgreich gestartet. Entsprechend diesem Zielmodell erfolgt seitdem die Regelenergiebeschaffung in den beiden deutschen Marktgebieten mit einem starken Fokus auf die börsliche Beschaffung. Da es sich bei dieser Form der Regelenergiebeschaffung um den Ansatz mit der größten Marktnähe handelt und der deutsche Großhandelsmarkt mittlerweile eine hohe Liquidität für Spotmarktprodukte aufweist, wird dieser Fokus durch die festgelegte MOL noch verstärkt. Nach den Vorgaben der MOL soll externer Regelenergiebedarf vorrangig und soweit wie möglich durch den Kauf oder Verkauf kurzfristiger standardisierter Produkte an der Börse gedeckt werden. Hierdurch soll erreicht werden, dass Regelenergie grundsätzlich an der Börse zu marktüblichen, wettbewerblichen Preisen beschafft wird, was sich auch kostenreduzierend auf den Einsatz von Regelenergie durch die Marktgebietsverantwortlichen auswirkt. Vor diesem Hintergrund wurden auch die Beschaffung und Bereitstellung von Gasmengen in angrenzenden Marktgebieten und der Gastransport in diese und aus diesen Marktgebieten genehmigt. Hierdurch werden die Möglichkeiten der Marktgebietsverantwortlichen zur börslichen Beschaffung kurzfristiger standardisierter Produkte erweitert und die marktbasierend beschafften Mengen weiter erhöht. Der Einsatz von Produkten, die über physikalische Regelenergieplattformen beschafft werden, oder von Flexibilitätsdienstleistungen soll hingegen auf die Fälle begrenzt werden, in denen die Liquidität des kurzfristigen Gasgroßhandelsmarkts unzureichend ist bzw. kurzfristige standardisierte Produkte nicht in ausreichender Menge angeboten werden oder nicht geeignet sind, um das Netz in seinen netztechnischen Grenzen zu halten.

4.3.6.2.2. MOL Rang 1

Ziff. 6. lit. b) aa) des Tenors verpflichtet die Marktgebietsverantwortlichen, externen Regelenergiebedarf im ersten Schritt grundsätzlich über den Einsatz von globaler Regelenergie (MOL Rang 1) zu decken. Unter globaler Regelenergie versteht man an der Börse beschaffte kurzfristige standardisierte Produkte mit Lieferort Virtueller Handelspunkt, die keinerlei Erfüllungsrestriktionen, z.B. in qualitativer oder lokaler Hinsicht, unterliegen. Aufgrund des Nichtvorliegens von Erfüllungsrestriktionen ist daher davon auszugehen, dass es sich bei diesem Produkt um das Regelenergieprodukt mit der höchsten Liquidität handelt. Zur Maximierung der Angebote und zur Steigerung der Kosteneffizienz sind die Marktgebietsverantwortlichen daher verpflichtet, ihren Regelenergiebedarf vorrangig über dieses Produkt zu decken. Erst wenn globale Regelenergie nicht oder nicht in ausreichendem Maße verfügbar ist oder ein spezifischer netztechnischer Bedarf besteht, sollen im nächsten Schritt Börsenprodukte mit Erfüllungsrestriktionen (MOL Rang 2) zum Einsatz kommen.

4.3.6.2.3. MOL Rang 2 – Genehmigung zur Beschaffung in angrenzenden Marktgebieten

(1) Ziff. 6. b) bb) des Tenors enthält Regelungen zum Vorgehen der Marktgebietsverantwortlichen für den Fall, dass der Einsatz von Produkten des MOL Rangs 1 aufgrund eines spezifischen netztechnischen Bedarfs nicht zielführend oder zur Deckung bestehender Bedarfe nicht ausreichend sein sollte. Dies kann beispielsweise bei Vorliegen eines qualitätsspezifischen oder lokalen Bedarfs, aber auch bei einer (kompletten oder teilweisen) Nichtverfügbarkeit von globaler Regelenergie an der Börse im eigenen Marktgebiet gegeben sein. In einem solchen Fall können die Marktgebietsverantwortlichen auf die börsliche Beschaffung von bedarfsspezifischen Produkten ausweichen (MOL Rang 2). Unter den Begriff „bedarfsspezifische Regelenergieprodukte“ können in diesem Zusammenhang sowohl die derzeit bereits an der Börse handelbaren qualitätsspezifischen Regelenergieprodukte, als auch weitere für einen spezifischen Regelenergiebedarf notwendige (z.B. lokale oder punktscharfe) kurzfristige standardisierte Produkte, die an der Börse handelbar sind, gefasst werden. Darüber hinaus können die Marktgebietsverantwortlichen in einem solchen Fall auch Regelenergie an einer Börse in einem angrenzenden Marktgebiet beschaffen und einsetzen (ebenfalls MOL Rang 2).

Die für die Beschaffung und Bereitstellung von Gasmengen in einem angrenzenden Marktgebiet und für den Gastransport in dieses oder aus diesem Marktgebiet durch die Marktgebietsverantwortlichen erforderliche Genehmigung gemäß Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung wird erteilt. Diese Genehmigung erfolgt mit der Maßgabe, dass die Marktgebietsverantwortlichen für den Gastransport in das oder aus dem angrenzenden Marktgebiet möglichst kurzfristige oder unterbrechbare Kapazitäten buchen, um die Möglichkeiten anderer Netznutzer zum Erwerb und zur Nutzung von grenz- bzw. marktgebietsüberschreitenden Kapazitäten nicht einzuschränken. Bei der Buchung der Kapazitäten ist zudem die Kosteneffizienz zu berücksichtigen.

Die bedarfsspezifischen Börsenprodukte aus dem eigenen und die Börsenprodukte aus dem benachbarten Marktgebiet sind beide MOL Rang 2 zugeordnet und insoweit gleichwertig. Innerhalb des MOL Rangs 2 ist für die Entscheidung über den Einsatz der verfügbaren und geeigneten Produkte, wie bisher, allein der Preis maßgeblich. Hierbei sind allerdings die bei einer Beschaffung in einem benachbarten Marktgebiet für den Transport zusätzlich anfallenden Kapazitätskosten sowohl bei der Reihung der einzelnen Produkte als auch bei der Einsatzentscheidung innerhalb des MOL Rangs 2 angemessen zu berücksichtigen.

(2) Die Marktgebietsverantwortlichen haben in ihrem Empfehlungsdokument vom 03.03.2014 die Genehmigung für die Beschaffung oder Bereitstellung von Gasmengen aus angrenzenden Marktgebieten und für den Gastransport in diese oder aus diesen Marktgebieten gemäß Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung beantragt. Sie erachten diese Beschaffung von Regelenergiemengen in angrenzenden Marktgebieten als zweckmäßig, da sie die Möglichkeit bieten, lokale und qualitätsscharfe Effekte zu realisieren und dabei die hohe Liquidität von Handelsprodukten am Virtuellen Handelspunkt zu nutzen. Des Weiteren könne durch eine solche Beschaffung in angrenzenden Marktgebieten das Risiko der Bildung von Oligopol-Preisen in einzelnen Teilmärkten reduziert werden. Die Marktgebietsverantwortlichen strebten an, primär unterbrechbare Kapazitäten an den betroffenen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten zu buchen, um den Zugang der Transportkunden zu diesen Kapazitäten nicht einzuschränken.

In den Konsultationen sind verschiedene Stellungnahmen zu den Regelungen betreffend MOL Rang 2 eingegangen. Neben einzelnen Stellungnahmen, die Klarstellungen hinsichtlich der Möglichkeit zur Berücksichtigung zukünftiger börslicher Regelenergieprodukte (BDEW/VKU/GEODE, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber) und hinsichtlich des optionalen Charakters der Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten (BDEW/VKU/GEODE, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber) anregten, konzentrierte sich der Großteil der Stellungnahmen auf die für die Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten erforderlichen Kapazitätsbuchungen. Die Möglichkeit zur Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten wurde in verschiedenen Stellungnahmen kritisch gesehen, da sie die Gefahr berge, dass durch die für Marktgebietsverantwortliche erforderlichen Kapazitätsbuchungen die den Transportkunden zur Verfügung stehenden Kapazitäten reduziert werden (EFET, E.ON, Statoil, Trianel, VNG). Es müsse daher sichergestellt werden, dass die entsprechenden Kapazitätsbuchungen nur nachrangig zum Markt, d. h. sehr kurzfristig und nach Möglichkeit unterbrechbar gebucht werden (EFET, E.ON, VNG). Darüber hinaus wurde in einer Stellungnahme kritisiert, dass Anreize für die Marktgebietsverantwortlichen fehlten, die Transportkosten auf ein Minimum zu begrenzen. Es sei daher ein hohes Maß an Transparenz, insbesondere mit Blick auf die Kapazitätskosten und die Laufzeiten der jeweiligen Kapazitäten erforderlich (Trianel). In anderen Stellungnahmen wurde eine Buchung von kurzfristigen bzw. unterbrechbaren Kapazitäten zwar grundsätzlich unterstützt, aber auch darauf hingewiesen, dass die Vorgaben zur Kapazitätsbuchung mit einem

angemessenen operativen Aufwand umsetzbar sein müssen und nicht zu zusätzlich abzusi-chernden Risiken für die Systemstabilität und Versorgungssicherheit führen dürfen (BDEW/VKU, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber). In einer weiteren Stellungnahme wurde der Vorrang der Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten vor dem Bezug von lokaler Regelenergie innerhalb des eigenen Marktgebiets kritisiert. Die Beschaffung von Regelenergie aus heimischen Bezugsquellen werde hierdurch gegenüber der Beschaffung im benachbarten Ausland in unzulässiger Weise benachteiligt. Um dies zu vermeiden, solle daher ein Vergleich der relevanten Kosten einer Beschaffung gemäß MOL Rang 2 gegenüber einer Beschaffung gemäß MOL Rang 3 oder 4 stattfinden (INES).

(3) Die Einordnung von an der Börse beschafften bedarfsspezifischen Regelenergieprodukten in MOL Rang 2 ist eine konsequente Fortführung des durch den Netzkodex Gasbilanzierung vorgegebenen Vorrangs der börslichen Regelenergiebeschaffung. Auch bei den bedarfsspezifischen Regelenergieprodukten des MOL Rangs 2 handelt es sich um an einer Börse beschaffte kurzfristige standardisierte Regelenergieprodukte. Aufgrund ihrer Erfüllungsrestriktionen sind sie jedoch nachrangig zu globaler Regelenergie aus MOL Rang 1 einzusetzen. Aktuell sind an der Börse in den beiden Marktgebieten nur qualitätsspezifische Produkte als Produkte im Sinne des MOL Rangs 2 handelbar. Auf Anregung aus den Stellungnahmen wurde Ziff. 6. lit. b) bb) des Tenors durch die Erweiterung auf „bedarfsspezifische Produkte“ bewusst offen formuliert, um die Möglichkeit zur Berücksichtigung weiterer potentieller börslicher Regelenergieprodukte (z.B. lokaler Produkte) in MOL Rang 2 zu erhalten.

(4) Gemäß Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung kann die Beschlusskammer den Marktgebietsverantwortlichen eine Genehmigung für die Beschaffung oder Bereitstellung von Gasmen-gen in einem angrenzenden Marktgebiet und den Gastransport in dieses oder aus diesem Marktgebiet erteilen. Die Beschlusskammer hat ihr Ermessen fehlerfrei ausgeübt, indem sie in Ziff. 6. lit. b) bb) UAbs. 2 des Tenors die Genehmigung mit der Maßgabe erteilt, dass für den Gastransport möglichst kurzfristige oder unterbrechbare Kapazitäten gebucht werden und die entsprechenden Kapazitätskosten bei der Einsatzentscheidung innerhalb des MOL Rangs 2 angemessen zu berücksichtigen sind.

Durch die Genehmigung zur Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten wird den Marktgebietsverantwortlichen die Option eröffnet, andere liquide Großhandelsmärkte außerhalb ihres Marktgebiets zu nutzen und die über die Börse, also marktbasierend, beschafften Regelenergiemengen weiter zu erhöhen. Hinzu kommt auch, dass durch die Möglichkeit zur börslichen Beschaffung in angrenzenden Marktgebieten, auch im Falle einer zeitweisen Illiquidität der Börse im eigenen Marktgebiet, weiterhin eine den Vorgaben des Netzkodex Gasbilanzierung entsprechende börsliche Beschaffung der benötigten Regelenergie durchgeführt werden kann. Die Beschlusskammer teilt die Einschätzung der Marktgebietsverantwortli-chen, dass durch die Möglichkeit zur Regelenergiebeschaffung in angrenzenden Marktgebieten

das Risiko der Bildung von Oligopol-Preisen in einzelnen Teilmärkten (insbesondere für L-Gas) reduziert werden kann. Die Beschaffung von Regelenergie auf liquiden Großhandelsmärkten in angrenzenden Marktgebieten kann somit einen wichtigen Beitrag zur Systemintegrität leisten und positive Effekte auf die Preisentwicklung haben. Diese positiven Effekte werden auch durch die Erfahrungen der NCG mit der Regelenergiebeschaffung am TTF in den Niederlanden bestätigt. In ihrem Empfehlungsdokument haben die Marktgebietsverantwortlichen dargestellt, dass die Regelenergiepreise im Marktgebiet NCG seit Einführung der Regelenergiebeschaffung am TTF zum 01.06.2011 weitestgehend im Preiskorridor zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie liegen.

Durch die Regelung in Ziff. 6. lit. b) bb) UAbs. 2 des Tenors, dass die für den Gastransport aus dem und in das angrenzende Marktgebiet erforderlichen Kapazitäten möglichst auf kurzfristiger oder unterbrechbarer Basis zu buchen sind, wird den Vorgaben aus Art. 9 Abs. 3 S. 4 Netzkodex Gasbilanzierung und den in verschiedenen Stellungnahmen geäußerten Bedenken mit Blick auf die Buchung von Kapazitäten durch die Marktgebietsverantwortlichen Rechnung getragen. Die getroffene Festlegung berücksichtigt sowohl die Interessen der Transportkunden an verfügbaren Kapazitäten als auch das Interesse der Marktgebietsverantwortlichen und Netznutzer an einer sicheren und diversifizierten Regelenergiebeschaffung.

Einerseits darf die Buchung der für die Abwicklung der Regelenergiebeschaffung in angrenzenden Marktgebieten erforderlichen Kapazitäten durch die Marktgebietsverantwortlichen, wie auch in einigen Stellungnahmen (EFET, E.ON, Statoil, Trianel, VNG) vorgebracht, die Möglichkeiten anderer Netznutzer zum Erwerb und zur Nutzung von grenz- bzw. marktgebietsüberschreitenden Kapazitäten nicht einschränken. Es ist grundsätzlich Sache der Händler, Gasmengen in angrenzenden Marktgebieten zu beschaffen bzw. bereitzustellen und den entsprechenden Gastransport zu organisieren. Dennoch ist es denkbar, dass diese Möglichkeiten des marktgebietsüberschreitenden Handels von Gashändlern nicht immer in ausreichendem Maße genutzt werden. Es ist daher notwendig, dass auch die Marktgebietsverantwortlichen Gas in angrenzenden Marktgebieten beschaffen bzw. verkaufen und entsprechend transportieren können, um die Systemstabilität und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Andererseits wurde ebenfalls in einigen Stellungnahmen (BDEW/VKU, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber) vorgetragen, dass Situationen vorstellbar sind, in denen eine Buchung kurzfristiger und/oder unterbrechbarer Kapazitäten entweder nicht möglich ist oder zu Risiken für die Systemstabilität führen würde, die wiederum z.B. durch eine höhere Beschaffung von MOL Rang 4-Produkten abgesichert werden müssten. Die Beschlusskammer ist grundsätzlich der Ansicht, dass die Notwendigkeit, Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten zu beschaffen oder bereitzustellen, nur auftreten dürfte, wenn die entsprechenden grenz- bzw. marktgebietsüberschreitenden Kapazitäten durch die Transportkunden nicht vollständig genutzt werden. Vor diesem Hintergrund dürfte grundsätzlich die Buchung von kurzfristigen oder unterbrechbaren Kapazitäten zur Regelenergiebeschaffung in angrenzenden Marktgebieten ausreichend sein. Es sollte daher von

den Marktgebietsverantwortlichen angestrebt werden, soweit wie möglich, kurzfristige oder unterbrechbare Kapazitäten an den betroffenen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten zu buchen. Ist dies aufgrund besonderer Umstände des Einzelfalls nicht möglich oder zielführend, kann jedoch, nach entsprechender Abstimmung mit der Beschlusskammer, auch die Buchung von festen und/oder längerfristigen Kapazitäten durch die Marktgebietsverantwortlichen zulässig sein. Die in einer Stellungnahme angeregte Schaffung zusätzlicher Anreize zur Reduzierung der Transportkosten ist aus Sicht der Beschlusskammer aufgrund der bereits bestehenden allgemeinen Verpflichtung der Marktgebietsverantwortlichen aus Art. 6 Abs. 4 lit. b) Netzkodex Gasbilanzierung zur Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit und Effizienz bei der Durchführung von physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen nicht erforderlich.

(5) Die in einem angrenzenden Marktgebiet beschafften Regelenergieprodukte werden ebenfalls in MOL Rang 2 eingeordnet und sind insoweit den bedarfsspezifischen Regelenergieprodukten, die an der Börse im eigenen Marktgebiet beschafft werden, gleichgestellt. Diese Gleichrangigkeit der beiden Produkte rechtfertigt sich damit, dass es sich bei beiden Produkten um an der Börse beschaffte kurzfristige standardisierte Regelenergieprodukte handelt. Zudem verfügt die in einem angrenzenden Marktgebiet beschaffte Regelenergie aufgrund des hinzutretenden Transports und der hierfür erforderlichen Kapazitätsbuchungen über klar zuordenbare gasbeschaffenheitsspezifische und lokale Wirkungen und stellt daher eine Alternative zur Beschaffung von bedarfsspezifischen Börsenprodukten im eigenen Marktgebiet dar.

Innerhalb der jeweiligen Stufen der MOL entscheidet lediglich der Preis der einzelnen Maßnahmen über den Einsatz der Maßnahmen. Dies gilt auch und insbesondere für die MOL Rang 2 zugeordneten bedarfsspezifischen Börsenprodukte aus dem eigenen Marktgebiet und die Börsenprodukte aus einem angrenzenden Marktgebiet. Da bei der Beschaffung im angrenzenden Marktgebiet zusätzlich auch noch Kosten für die erforderlichen Transportkapazitäten anfallen, erscheint es aus Sicht der Beschlusskammer sachgerecht, auch diese Kapazitätskosten bei der Reihung innerhalb des MOL Rangs 2 angemessen zu berücksichtigen. Andernfalls könnte es zu einer Benachteiligung der Regelenergieangebote im eigenen Marktgebiet kommen. Denkbar wäre hier beispielsweise ein Preisaufschlag in €/MWh im Rahmen der Regelenergieabrufe zur Berücksichtigung der relativen Transportkosten, wie es aktuell von NCG und GASPOOL praktiziert wird.

In einer Stellungnahme wurde vorgetragen, dass die in benachbarten Marktgebieten beschaffte Regelenergie aufgrund der zusätzlich zu entrichtenden Transportkosten regelmäßig oberhalb der Beschaffungskosten für Regelenergie innerhalb des eigenen Marktgebiets liege. Der dennoch geltende Vorrang von an der Börse im angrenzenden Marktgebiet beschaffter Regelenergie vor dem Bezug von lokaler Regelenergie innerhalb des eigenen Marktgebiets stelle daher eine unzulässige Benachteiligung der Regelenergieprodukte aus heimischen Bezugsquellen dar (INES). Diese Kritik wird von der Beschlusskammer nicht geteilt. Der Vorrang der

börslichen Regelenergiebeschaffung vor der Beschaffung über physikalische Regelenergieplattformen oder in sonstigen Ausschreibungsverfahren ist vom Netzkodex Gasbilanzierung ausdrücklich vorgegeben. Die Einordnung von Regelenergieprodukten aus angrenzenden Marktgebieten in MOL Rang 2 und die damit einhergehende Gleichrangigkeit mit bedarfsspezifischen börslichen Regelenergieprodukten aus dem eigenen Marktgebiet liegt in der bereits angesprochenen Vergleichbarkeit der beiden Regelenergieprodukte begründet. Durch die Einordnung sowohl der bedarfsspezifischen börslichen Produkte aus dem eigenen Marktgebiet als auch der an der Börse im angrenzenden Marktgebiet beschafften Produkte in MOL Rang 2 ist es zudem möglich, die Kosteneffizienz der verschiedenen Maßnahmen zu berücksichtigen. Durch die vorgesehene angemessene Berücksichtigung der anfallenden Transportkosten bei der Reihung innerhalb des MOL Rangs 2 wird eine unzulässige Benachteiligung von Regelenergieprodukten innerhalb des eigenen Marktgebiets vermieden. Der vorgeschlagene Kostenvergleich zwischen Produkten verschiedener MOL Ränge ist gemäß Art. 9 Abs. 1 lit. d) Netzkodex Gasbilanzierung nicht zulässig. Er ist aus Sicht der Beschlusskammer auch nicht erforderlich, um eine unzulässige Benachteiligung von Regelenergie aus heimischen Quellen zu vermeiden, da Anbieter von Regelenergie aus heimischen Quellen die Möglichkeit haben, ihre Regelenergie an der Börse im eigenen Marktgebiet entweder als globale Regelenergie (in MOL Rang 1 mit entsprechendem Vorrang vor Regelenergieangeboten aus angrenzenden Marktgebieten) oder als qualitätsspezifische Regelenergie (in MOL Rang 2 gleichrangig mit Regelenergieangeboten aus angrenzenden Marktgebieten, jedoch ohne zu berücksichtigende Transportkosten) anzubieten. Soweit und sobald lokale Produkte an Börsen gehandelt werden, sind auch diese Produkte in die MOL Rang 2 einzuordnen und in den rangspezifischen Preisvergleich einzubeziehen.

4.3.6.2.4. MOL Rang 3 – Genehmigung zu Regelenergieplattformen

(1) In Ziff. 6. lit. b) cc) des Tenors wird das Vorgehen der Marktgebietsverantwortlichen für den Fall geregelt, dass der Einsatz von Produkten der MOL Ränge 1 und 2 aufgrund eines spezifischen netztechnischen Bedarfs nicht zielführend oder zur Deckung bestehender Bedarfe nicht ausreichend sein sollte. Dies kann zum einen bei Vorliegen eines lokalen bzw. punktscharfen Bedarfs oder bei unzureichender Liquidität der Börse gegeben sein. In einem solchen Fall haben die Marktgebietsverantwortlichen den Bedarf durch Produkte zu decken, die über die physikalische Regelenergieplattform im jeweiligen Marktgebiet beschafft werden (MOL Rang 3). Die Weiternutzung der im jeweiligen Marktgebiet bereits eingerichteten physikalischen Regelenergieplattform wird insoweit als Interimsmaßnahme i.S.v. Art. 45 ff. Netzkodex Gasbilanzierung bis zum 16.04.2019 genehmigt. Diese physikalischen Regelenergieplattformen dienen den Marktgebietsverantwortlichen, neben dem Börsenhandel, zur standardisierten Beschaffung von kurzfristiger externer Regelenergie. Präqualifizierte Regelenergieanbieter können auf den Plattformen Gebote für den Kauf oder Verkauf von Regelenergie platzieren, die dann im Bedarfsfall durch die Marktgebietsverantwortlichen abgerufen werden. Die Genehmigung zur

Weiternutzung der bereits eingerichteten physikalischen Regelenergieplattformen wird jedoch mit der Einschränkung erteilt, dass über diese Plattformen nur noch solche Regelenergieprodukte beschafft werden dürfen, die nicht als Börsenprodukte handelbar sind.

(2) Die Marktgebietsverantwortlichen haben in ihrem Empfehlungsdokument vom 03.03.2014 einen Bericht zur Umsetzung von Interimsmaßnahmen gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung vorgelegt und eine Genehmigung zur Aufrechterhaltung der physikalischen Regelenergieplattformen gemäß Art. 47 Netzkodex Gasbilanzierung zunächst für einen Zeitraum von fünf Jahren beantragt. Laut dem vorgelegten Bericht stellt der deutsche Gasgroßhandelsmarkt zwar einen liquiden Handelsplatz für globale VHP-Mengen dar, der auf dem Niveau der anderen europäischen Großhandelsmärkte liegt. Dennoch bestehe die Notwendigkeit zur Weiternutzung der physikalischen Regelenergieplattformen, da die Möglichkeiten der Börse nicht immer ausreichend seien, um einen bestehenden Regelenergiebedarf zu decken. Dies sei insbesondere dann der Fall, wenn ein lokaler oder sogar punktscharfer Regelenergiebedarf vorliege, da die für diese Situation notwendigen Regelenergieprodukte nicht von der Börse angeboten werden. Ein lokaler oder punktscharfer Bedarf ließe sich theoretisch zwar auch über Langfristoptionen (Flexibilitätsdienstleistungen) decken, allerdings wäre dann zur dauerhaften Gewährleistung der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit eine hohe Leistungsvorhaltung erforderlich. Dies würde zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen. Zudem würden die physikalischen Regelenergieplattformen auch eine „fall-back-Lösung“ für die Fälle darstellen, in denen die Börse aus systemtechnischen Gründen nicht erreichbar sei. Die Weiternutzung der Plattformen sei daher zwingend notwendig, um die Sicherung der physischen Netzstabilität kosteneffizient zu gewährleisten. Die Marktgebietsverantwortlichen haben des Weiteren gemäß Art. 47 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung eine Zusammenlegung der beiden physikalischen Regelenergieplattformen aus den Marktgebieten NCG und GASPOOL geprüft, kommen jedoch zu dem Ergebnis, dass durch eine Zusammenlegung der Plattformen keine Synergieeffekte hinsichtlich Kosten, Abwicklungsaufwand oder Transparenz realisiert werden könnten.

In den Konsultationen sind verschiedene Stellungnahmen zur Weiternutzung der physikalischen Regelenergieplattformen und zu ihrer Einordnung in MOL Rang 3 eingegangen. Die Fokussierung auf die börsliche Regelenergiebeschaffung und die Nachrangigkeit von Regelenergieprodukten, die über die physikalischen Regelenergieplattformen beschafft werden, wurde in allen Stellungnahmen grundsätzlich begrüßt (BDEW/VKU, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber, EEX, EnBW, VNG). Zudem wurde die Aufrechterhaltung der Plattformen für die ausschließliche Beschaffung von lokalen und punktscharfen Produkten für die Dauer von fünf Jahren in einigen Stellungnahmen als angemessen erachtet (VNG, EEX). Hierdurch werde den Marktgebietsverantwortlichen, den Marktteilnehmern und der Börse ausreichend Vorbereitungszeit eingeräumt, um den Einsatz der vorrangigen Produkte aus den MOL Rängen 1 und 2 zu maximieren bzw. weitere für den Regelenergieeinsatz notwendige Produkte einzuführen (EEX). In anderen Stellungnahmen wurde jedoch darauf hingewiesen,

dass für eine Einschränkung der Nutzung der Regelenergieplattformen zunächst die Liquidität an der Börse sichergestellt sein müsse. Zudem sollte bei einer möglichen Einführung von lokalen Produkten an der Börse das Angebot über die Plattform nicht automatisch unterbunden werden, sondern zunächst die Liquiditätsentwicklung dieser Produkte an der Börse beobachtet werden und eine Abstimmung zwischen Bundesnetzagentur und den Marktgebietsverantwortlichen bzw. Fernleitungsnetzbetreibern stattfinden (BDEW/VKU, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber).

(3) Gemäß Art. 46 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung hat die Beschlusskammer innerhalb von sechs Monaten nach Erhalt des vollständigen Berichts nach Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung eine Entscheidung über die Genehmigung des Berichts, vorliegend insbesondere über die Weiternutzung der physikalischen Regelenergieplattformen, zu treffen. Die Beschlusskammer hat mit Beschluss vom 14.07.2014 (Az.: BK7-14-020-E1) eine vorläufige Anordnung zur Weiternutzung der bestehenden physikalischen Regelenergieplattformen der Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL und NCG getroffen. Diese vorläufige Anordnung gilt vorbehaltlich einer Entscheidung in der Hauptsache und soll für alle Marktteilnehmer Rechtssicherheit für die Übergangsphase bis zur Anwendung des neuen Bilanzierungsregimes schaffen. Der Bericht der Marktgebietsverantwortlichen wurde bereits am 03.03.2014 eingereicht, da zu diesem Zeitpunkt der Netzkodex Gasbilanzierung noch nicht galt, sondern erst am 16.04.2014 in Kraft getreten ist, konnte auch die Frist aus Art. 46 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung frühestens mit diesem Tag beginnen. Sie endete dementsprechend mit Ablauf des 16.10.2014 und wurde durch den Erlass der vorläufigen Anordnung vom 14.07.2014 gewahrt. Die vorläufige Anordnung wird gemäß Ziff. 12. lit. c) des Tenors zum 01.10.2015 widerrufen und durch die vorliegende Festlegung ersetzt. Die gemäß Art. 46 Abs. 5 i.V.m. Art. 27 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung vorgesehene Konsultation der nationalen Regulierungsbehörden der angrenzenden Mitgliedstaaten ist zudem im Rahmen der zwei öffentlichen Konsultationen im April und im August/September 2014 erfolgt.

(4) Die Beschlusskammer hat ihr Auswahlermessen zudem fehlerfrei ausgeübt, indem sie in Ziff. 6. lit. b) cc) des Tenors die Weiternutzung der im jeweiligen Marktgebiet bereits eingerichteten physikalischen Regelenergieplattform mit der Einschränkung genehmigt, dass über die Plattform nur Regelenergieprodukte beschafft werden dürfen, die nicht als Börsenprodukte handelbar sind und diese nachrangig sind zu allen verfügbaren Börsenprodukten im eigenen oder einem angrenzenden Marktgebiet gemäß MOL Rängen 1 und 2.

Die Voraussetzungen für die Einrichtung bzw. Weiternutzung einer physikalischen Regelenergieplattform gemäß Art. 47 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung liegen in beiden deutschen Marktgebieten vor. Gemäß den Vorgaben des Netzkodex Gasbilanzierung sollen kurzfristige standardisierte Regelenergieprodukte grundsätzlich ausschließlich über die Börse beschafft werden. Die temporäre Einrichtung bzw. Nutzung einer physikalischen Bilanzierungsplattform ist daher gemäß Art. 47 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung nur im Falle einer unzureichenden

Liquidität des kurzfristigen Gasgroßhandelsmarkts möglich oder falls von den Marktgebietsverantwortlichen benötigte zeitbezogene oder ortsbezogene Produkte auf diesem Markt nicht in angemessener Weise beschafft werden können. Letzteres ist vorliegend gegeben. Die Marktgebietsverantwortlichen haben in ihrem Bericht gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung eine Beschreibung des Entwicklungsstands und der Liquidität des kurzfristigen Gasgroßhandelsmarktes in den beiden Marktgebieten NCG und GASPOOL vorgelegt. Demnach stellt der deutsche Gasgroßhandelsmarkt zwar einen liquiden Handelsplatz für globale VHP-Mengen dar, der auf dem Niveau der anderen europäischen Großhandelsmärkte (TTF, Zeebrugge und National Balancing Point) liegt, jedoch werden derzeit keine lokalen Produkte an der Börse angeboten. Bestehende lokale oder punktscharfe Regelenergiebedarfe können daher meist nicht über standardisierte Börsenprodukte gedeckt werden, sondern müssen von den Marktgebietsverantwortlichen durch den Kauf oder Verkauf von lokalen Regelenergieprodukten auf den physikalischen Regelenergieplattformen gedeckt werden. Die Einschätzung der Marktgebietsverantwortlichen, dass durch eine Zusammenlegung der beiden Regelenergieplattformen keine Synergieeffekte realisiert werden können, wird von der Beschlusskammer geteilt.

An der Genehmigung dieser Interimsmaßnahme ist die Beschlusskammer nicht aufgrund der Vorgaben des Art. 52 Netzkodex Gasbilanzierung gehindert. Danach ist die Verlängerung der Umsetzungsfrist nur dann zulässig, sofern keine Interimsmaßnahmen umgesetzt werden. Hieraus könnte man schließen, dass sich die Verlängerung von Umsetzungsfristen nach Art. 52 Netzkodex Gasbilanzierung und die Genehmigung von Interimsmaßnahmen per se ausschließen. Dieser verkürzten und vereinfachten Deutung ist jedoch nicht zu folgen, da nicht sachlich zu begründen ist, warum die Erforderlichkeit von längeren Übergangsfristen in einem Bereich (z.B. bei untertägigen Verpflichtungen) die Notwendigkeit von Interimsmaßnahmen in einem anderen Bereich (z.B. bei der Regelenergiebeschaffung) beeinflussen oder gar ausschließen sollen, zumal in beiden Bereichen die Tatbestandsvoraussetzungen auch andere sind. Vielmehr dürfte die Verlängerung von Umsetzungsfristen nach Art. 52 Netzkodex Gasbilanzierung nur für solche Bereiche ausgeschlossen sein, in denen auch Interimsmaßnahmen angewendet werden sollen. Im vorliegenden Fall kommt es hierauf jedoch nicht an, da von verlängerten Umsetzungsfristen nach Art. 52 Netzkodex Gasbilanzierung kein Gebrauch gemacht wird (siehe Abschnitt 4.3.11.).

Die Beschlusskammer hat zudem bei ihrer Entscheidung über die Genehmigung des Berichts gemäß Art. 46 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung die Auswirkungen der beabsichtigten Interimsmaßnahme auf die Harmonisierung der Bilanzierungssysteme, die Förderung der Marktintegration, die Gewährleistung der Nichtdiskriminierung, den wirksamen Wettbewerb und das effiziente Funktionieren des Gasmarkts berücksichtigt.

Insbesondere mit Blick auf einen wirksamen Wettbewerb und das effiziente Funktionieren des Gasmarktes, aber auch mit Blick auf die Aufrechterhaltung der Netzstabilität und Versorgungs-

cherheit erachtet es die Beschlusskammer daher als sachgerecht, die Weiternutzung der bestehenden physikalischen Regelenergieplattformen für die Dauer von fünf Jahren mit bestimmten Maßgaben hinsichtlich der zu beschaffenden Produkte und des MOL Rangs zu genehmigen.

Anders als im Zielmodell der Marktgebietsverantwortlichen sind die über die physikalischen Regelenergieplattformen beschafften kurzfristigen standardisierten Produkte nicht gleichrangig mit qualitätsscharfen Börsenprodukten aus dem eigenen Marktgebiet oder mit Börsenprodukten aus einem angrenzenden Marktgebiet, sondern nachrangig zu allen verfügbaren Börsenprodukten im eigenen oder einem angrenzenden Marktgebiet. Hintergrund dieser Änderung ist zum einen die bereits oben erläuterte Vorgabe aus dem Netzkodex Gasbilanzierung, externen Regelenergiebedarf vorrangig und soweit wie möglich durch die Beschaffung kurzfristiger standardisierter Produkte an der Börse zu decken. Zum anderen ergibt sich diese Nachrangigkeit auch aus Art. 45 Abs. 4 und Art. 47 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung, nach denen die Regelenergieplattformen der Marktgebietsverantwortlichen lediglich als Interimsmaßnahme für eine maximale Dauer von zehn Jahren angelegt sind und ihre Errichtung bzw. Aufrechterhaltung einer expliziten Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf. Ziel dieser Vorgaben ist es, die Regelenergiebeschaffung an der Börse weiter auszubauen und die Liquidität am Gasgroßhandelsmarkt zu erhöhen, so dass die Plattformbeschaffung kontinuierlich abgeschmolzen werden kann und nach spätestens zehn Jahren möglichst ersatzlos wegfallen kann.

Aus diesem Grund hat die Beschlusskammer auch die Weiternutzung der Regelenergieplattformen mit der Einschränkung genehmigt, dass über sie nur Regelenergieprodukte beschafft werden dürfen, die nicht an der Börse handelbar sind. Dies bedeutet, dass keine globalen und keine bedarfs- bzw. qualitätsspezifischen Regelenergieprodukte gemäß den MOL Rängen 1 und 2 über die physikalischen Regelenergieplattformen beschafft werden dürfen. Ausgehend von den derzeit an der Börse angebotenen und handelbaren Regelenergieprodukten ist die Nutzung der physikalischen Regelenergieplattformen demnach auf die Beschaffung von lokalen bzw. punktscharfen Produkten begrenzt. Vor dem Hintergrund, dass es sich bei der Aufrechterhaltung der Plattformen um eine Interimsmaßnahme handelt und der deutsche Gasgroßhandelsmarkt hinreichend liquide ist, erscheint diese Einschränkung aus Sicht der Beschlusskammer sachgerecht, um einerseits die Aufrechterhaltung der Netzstabilität bei Auftreten von lokalen Bedarfen zu gewährleisten, aber andererseits die Liquidität der Börsen und die marktbasierende Beschaffung von Regelenergie zu wettbewerblichen Preisen zu erhalten bzw. weiter zu steigern. Diese Einschränkung wird auch durch die Ausführungen der Marktgebietsverantwortlichen in ihrem Empfehlungsdokument vom 03.03.2014 bestätigt. Sie tragen vor, dass die interimswise Aufrechterhaltung der Regelenergieplattformen nicht aufgrund einer unzureichenden Liquidität des Großhandelsmarkts erforderlich sei, sondern aufgrund der Tatsache, dass die im Falle eines lokalen oder ggf. sogar punktscharfen Regelenergiebedarfs notwendigen Produkte von der Börse nicht angeboten werden, die Deckung eines solchen Bedarfs für die Aufrechterhaltung der

Netzstabilität aber maßgebend sei. Sie tragen zudem vor, dass sich der lokale bzw. punktscharfe Bedarf theoretisch auch über das Kontrahieren von Flexibilitätsdienstleistungen decken ließe, allerdings wäre dann zur dauerhaften Gewährleistung der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit eine hohe Leistungsvorhaltung erforderlich, was zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen würde. Auch aus Sicht der Beschlusskammer sprechen daher neben der Gewährleistung der Netzstabilität auch Kostengesichtspunkte für die interimswise Aufrechterhaltung der Regelenenergieplattformen. Das darüber hinaus von den Marktgebietsverantwortlichen in ihrem Antrag vorgebrachte Argument, die Plattformen werden auch als „fall-back-Lösung“ in den Fällen gebraucht, in denen die Börse aus systemtechnischen Gründen nicht erreichbar sei, wird von der Beschlusskammer ebenfalls geteilt.

Die in einer Stellungnahme geäußerten Bedenken, dass durch die Einschränkung der Regelenenergieplattform im Falle einer unzureichenden Liquidität in MOL Rang 2 die dann benötigten Produkte im MOL Rang 3 nicht ausreichend seien und daher in solchen Fällen die Möglichkeit bestehen sollte, über die Regelenenergieplattform zu handeln (BDEW/VKU), werden von der Beschlusskammer nicht in vollem Umfang geteilt. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es denkbar, dass die Marktgebietsverantwortlichen im Falle einer unzureichenden Liquidität in den MOL Rängen 1 und 2 und einer ebenfalls nicht ausreichenden Verfügbarkeit von Produkten im MOL Rang 3 aktiv über ihre Website oder auch über die Regelenenergieplattform die Abgabe von Regelenenergieangeboten (global, bedarfsspezifisch oder lokal) anfragen. Die generelle Möglichkeit zur uneingeschränkten Beschaffung von globalen oder bedarfsspezifischen Regelenenergieprodukten über die physikalischen Regelenenergieplattformen ist hierfür jedoch nicht erforderlich.

Die Weiternutzung der bestehenden Regelenenergieplattformen in den Marktgebieten NCG und GASPOOL wird gemäß Art. 45 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung zunächst für die Dauer von fünf Jahren ab dem Inkrafttreten der Verordnung, also bis zum 16.04.2019, genehmigt. In dieser Zeit soll jedoch die Notwendigkeit der Weiternutzung der Plattformen, insbesondere die Entwicklung der lokalen bzw. punktscharfen Bedarfsdeckung vor dem Hintergrund des Angebots von qualitätsspezifischen Börsenprodukten und der Möglichkeit zur Beschaffung von lokal wirkenden Börsenprodukten in angrenzenden Marktgebieten, in den jährlich zu erstellenden Berichten der Marktgebietsverantwortlichen gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung kontinuierlich überprüft werden (siehe hierzu auch Abschnitt 4.3.9.1.). Bei einer möglichen Einführung von lokalen Produkten an der Börse sollte nach einer angemessenen Implementierungsphase, in der auch die Entwicklung der Liquidität dieser Produkte an der Börse beobachtet werden kann, die Beschaffung dieser Produkte über die Plattform beendet werden, um die Liquidität an der Börse zu bündeln und die operative Abwicklung der Regelenenergieanbieter zu erleichtern.

4.3.6.2.5. MOL Rang 4

Gemäß Ziff. 6. lit. b) dd) des Tenors werden standardisierte Langfristprodukte und Flexibilitätsdienstleistungen MOL Rang 4 zugeordnet. Die Einordnung in MOL Rang 4 bedeutet, dass sie erst dann zur Deckung eines Regelenergiebedarfs eingesetzt werden dürfen, wenn der Einsatz von Produkten der MOL Ränge 1 bis 3 aufgrund eines spezifischen netztechnischen Bedarfs nicht zielführend oder zur Deckung eines bestehenden Bedarfs nicht ausreichend ist. Zudem dürfen nur solche Produkte eingesetzt werden, die in einem marktbasieren, transparenten und nicht diskriminierenden öffentlichen Ausschreibungsverfahren gemäß Art. 8 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung beschafft worden sind. Die Entscheidung über den Einsatz der verschiedenen Produkte innerhalb des MOL Rangs 4 richtet sich nach dem konkreten Bedarf und nach den Kosten.

Unter MOL Rang 4 werden alle Regelenergieprodukte und -dienstleistungen, bei denen es sich nicht um kurzfristige standardisierte Produkte handelt, zusammengefasst. Dementsprechend sind auch die im Zielmodell der Marktgebietsverantwortlichen unter MOL 3 und MOL 4 geführten standardisierten Langfristprodukte und Flexibilitätsdienstleistungen nunmehr insgesamt in MOL Rang 4 einzuordnen. Da es sich bei diesen Produkten weder um Börsenprodukte noch um kurzfristige standardisierte Produkte handelt, ist ihre Nutzung nachrangig zu der von kurzfristigen standardisierten Börsen- bzw. Plattformprodukten (vgl. Art. 8 Abs. 1 und Art. 9 Abs. 1 lit. c) Netzkodex Gasbilanzierung). Sie dürfen dementsprechend nur dann genutzt werden, wenn kurzfristige standardisierte Produkte (MOL Rang 1-3) nicht in ausreichender Menge angeboten werden oder nicht geeignet sind, um das Netz in seinen netztechnischen Grenzen zu halten. Welches der unter MOL Rang 4 verfügbaren Produkte im konkreten Fall eingesetzt wird, hängt vom konkreten Bedarf bzw. von der konkret zu erzielenden Wirkung ab. Kommen in einem Fall mehrere Produkte unter MOL Rang 4 für einen Einsatz in Betracht, ist nach Kostengesichtspunkten zu entscheiden.

Die MOL Rang 4-Produkte sind gemäß Art. 8 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung im Rahmen eines marktbasieren, transparenten und nicht diskriminierenden öffentlichen Ausschreibungsverfahrens zu beschaffen. Für diese Ausschreibungsverfahren können, wie bisher, auch die Regelenergieplattformen der Marktgebietsverantwortlichen genutzt werden. Die Laufzeit der beschafften Produkte sollte möglichst kurz sein und darf gemäß Art. 8 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung maximal ein Jahr betragen. Da die MOL Rang 4-Produkte naturgemäß im Vorfeld beschafft werden, um im Fall der Notwendigkeit eingesetzt werden zu können, wurde auf Anregung einiger Konsultationsteilnehmer (BDEW/VKU, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber) eine entsprechende Klarstellung im Tenor vorgenommen.

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die zukünftig weiterhin bestehende und vorrangig zu nutzende Möglichkeit zur Beschaffung von lokalen bzw. punktscharfen Regelenergieproduk-

ten über die Regelenergieplattformen bei der Ermittlung der Höhe der über MOL Rang 4-Produkte abzudeckenden Leistungsspitze entsprechend berücksichtigt wird.

4.3.7. Bilanzierungsumlagekonten (Tenor zu 7.)

Tenor zu Ziff. 7. enthält Vorgaben zur Bildung zweier unterschiedlicher Bilanzierungskonten für SLP- und RLM-Entnahmestellen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.7.1.), zur Aufteilung der Regelenergiekosten- und -erlöse auf die beiden Konten (siehe folgenden Abschnitt 4.3.7.2.), zur Methodik der Ermittlung der Bilanzierungsumlagen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.7.3.) sowie zum Umgang mit Überschüssen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.7.4.). Zudem enthält Tenor zu Ziff. 7. Regelung zur Überführung verbleibender Überschüsse aus dem derzeitigen Regel- und Ausgleichsenergieumlagekonto in die beiden Bilanzierungsumlagekonten (siehe folgenden Abschnitt 4.3.7.5.) sowie zur Datenerhebung und Datenübermittlung (siehe folgenden Abschnitt 4.3.7.6.).

4.3.7.1. Bildung von zwei getrennten Bilanzierungsumlagekonten

(1) Tenor zu Ziff. 7. verpflichtet die Marktgebietsverantwortlichen, zwei getrennte Bilanzierungsumlagekonten für SLP-Entnahmestellen einerseits und für RLM-Entnahmestellen andererseits einzurichten. Es werden keine anderen Ausspeise- oder Einspeisepunkte im Umlagesystem berücksichtigt. Alle Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem werden auf die beiden Umlagekonten verbuchen. Dabei sind die Kosten und Erlöse aus der SLP-Mehr- und Mindermengenabrechnung, inklusive der Abschlagszahlungen aus der monatlichen Netzkontenabrechnung, sowie Erlöse aus der SLP-Bilanzierungsumlage auf das Bilanzierungsumlagekonto der SLP-Entnahmestellen (SLP-Bilanzierungskonto) zu verbuchen. Kosten und Erlöse aus negativer bzw. positiver Ausgleichsenergie, Erlöse aus Strukturierungsbeiträgen (bis zum 30.09.2016), Erlöse aus dem Flexibilitätskostenbeitrag (ab dem 01.10.2016), sowie Erlöse aus der RLM-Bilanzierungsumlage werden auf das Bilanzierungskonto der RLM-Entnahmestellen (RLM-Bilanzierungskonto) verbucht. Zudem sind Kosten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräußerung von externer Regelenergie und sonstige Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten, darunter auch Kosten aus Zahlungsausfällen gemäß Art. 31 Netzkodex Gasbilanzierung, dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto bzw. dem RLM-Bilanzierungsumlagekonto zuzuteilen, soweit diese dem entsprechenden Bilanzierungsumlagekonto zuzurechnen sind.

(2) Die Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber nahmen in ihrem Empfehlungsdokument mit Verweis auf ihre neutrale Stellung bezüglich der Bilanzierungsumlage Abstand davon, einen Vorschlag zur Methodik der Ermittlung der Bilanzierungsumlage einzureichen. Sie verwiesen lediglich auf die Vorgaben des Art. 29 Abs. 1 Netzkodex Bilanzierung, in dem die Grundsätze der Kosten- und Erlösneutralität geregelt sind. Im Rahmen der beiden

Konsultationsrunden begrüßten einige Marktteilnehmer ausdrücklich die Bildung von zwei getrennten Bilanzierungsumlagekonten (z.B. GDF SUEZ, VIK/VCI). Einige Marktteilnehmer regten die Bildung einer weiteren Bilanzierungsumlage, nämlich der Trennung der Bilanzierungsumlage für RLM-Entnahmestellen auf RLMoT und RLMmT an (Bilanzkreis Kooperation, GDF SUEZ, VIK/VCI). Hinsichtlich der Aufteilung der Kosten- und Erlöspositionen auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten gab es keine Einwendungen. Ein Marktteilnehmer wies ausdrücklich darauf hin, dass die einzelnen Buchungspositionen für die Bilanzierungsumlagekonten grundsätzlich als valide erachtet werden und eine sachgerechte Zuordnung der Kosten gewährleisten (VIK/VCI). Zwei Ergänzungen zu den Positionen im Bilanzierungsumlagekonto wurden genannt: zum einen die Position „Kosten für untertägige Flexibilitätssdienstleistungen“ (VKI/VCI) und zum anderen die Position „Abschlagszahlungen aus der Netzkostenabrechnung“ (Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber).

(3) Entsprechend den Vorgaben des Art. 30 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung hat der Marktgebietsverantwortliche bzw. der Fernleitungsnetzbetreiber, falls die Variante 2 des Modells für die Informationsbereitstellung zur Anwendung kommt, eine getrennte Bilanzierungsumlage für die nicht täglich gemessenen Ausspeisungen zu bilden. Die Regelungen der Tenor zu Ziff. 7. genügen den Vorgaben des Netzkodex Gasbilanzierung, indem zwei getrennte Bilanzierungsumlagen für SLP- und RLM Entnahmestellen gebildet werden.

Die Notwendigkeit einer weiteren Trennung der RLM-Bilanzierungsumlage in eine Bilanzierungsumlage für RLMoT und RLMmT besteht aus Sicht der Beschlusskammer nicht. Einige Marktteilnehmer sahen eine Unterscheidung bezüglich der Bilanzierungsumlage für RLMoT und RLMmT als gerechtfertigt an und verwiesen darauf, dass die Flexibilitätbeschaffung bei RLMoT nicht durch den Marktgebietsverantwortlichen sondern durch den Bilanzkreisverantwortlichen erfolgt. Diesem Argument kann die Beschlusskammer allerdings nicht folgen, da trotz erhöhter Vorsorge durch den Bilanzkreisverantwortlichen ein Überschreiten der vorgesehenen Toleranz und damit ein potentieller Regelenergiebedarf, nicht ausgeschlossen werden kann. Beide Fallgruppen unterliegen zudem derselben Systematik, sind damit sowohl an der Regelenergieumlage als auch dem Flexibilitätsskostenbeitrag beteiligt. Unterschiedliche Fallgruppen im Bilanzierungssystem vorzusehen, spiegelt dabei weniger die Grundüberlegung, das Bilanzierungssystem mittels unterschiedlicher Toleranzanforderungen zu steuern, sondern vielmehr unterschiedliches Abnahmeverhalten bilanziell adäquat abbilden zu können. Es ist hierbei generell davon auszugehen, dass beide Fallgruppen auch Regelenergie auslösen können. Insofern ergibt sich gegenüber dem jetzigen Bilanzierungssystem auch aus der Struktur der Verpflichtungen keine Unterscheidung mehr, die eine zusätzliche Aufteilung der Bilanzierungsumlage rechtfertigen würde.

Die Berücksichtigung aller Kosten und Erlöse der Marktgebietsverantwortlichen, die aufgrund der durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten anfallen, in den beiden Bilanzierungsumlagekonten

entspricht den Grundsätzen zur Kosten- und Erlösneutralität nach Art. 29 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung. Schließlich dürfen den Marktgebietsverantwortlichen weder Gewinne noch sollen Verluste aus den durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten entstehen. Die genannte Zuordnung der Kosten und Erlöse der Marktgebietsverantwortlichen auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten entspricht einer sachgerechten Kostenallokation, da jene Positionen, die durch die SLP-Entnahmestellen verursacht werden (wie z.B. die SLP-Mehr- und Mindermengenabrechnung oder die Erlöse aus der SLP-Umlage) direkt dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto zugerechnet werden, während Positionen, die durch die RLM-Entnahmestellen verursacht werden (wie z.B. Kosten und Erlöse aus Ausgleichsenergie oder Erlöse aus der RLM-Umlage) direkt dem RLM-Bilanzierungsumlagekonto zugewiesen werden. Kosten und Erlöse, die durch SLP- und RLM-Entnahmestellen verursacht werden, werden nach einem sachgerechten Verteilungsschlüssel auf beide Konten verteilt (siehe Ausführungen im folgenden Abschnitt 4.3.7.2.).

Bezüglich der beiden zusätzliche Positionen für die Bilanzierungsumlagekonten, „Kosten für untertägige Flexibilitätsdienstleistungen“ und „Abschlagszahlungen aus der Netzkontenabrechnung“, die im Rahmen der Konsultationen genannt wurden, sieht die Beschlusskammer keinen Ergänzungsbedarf im Tenor zu Ziff. 7. lit. a) und b). Schließlich sind beide Positionen bereits Bestandteil der aufgelisteten Kosten- und Erlöspositionen: So können Abschlagszahlungen aus der Netzkontenabrechnung bereits unter die Position „Kosten und Erlöse aus der SLP-Mehr-Mindermengenabrechnung“ verbucht werden. Kosten für untertägige Flexibilitätsdienstleistungen sind Bestandteil der Kosten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräußerung von externer Regelenergie. Eine sachgerechte Zuordnung dieser Kosten zu den beiden Bilanzierungsumlagekonten wird durch die Anwendung des Verteilungsschlüssels gemäß Tenor zu Ziff. 7. lit. c) gewährleistet.

4.3.7.2. Aufteilung der Regelenergiekosten und -erlöse

(1) Tenor zu Ziff. 7. lit. c) regelt die Aufteilung der Kosten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräußerung von externer Regelenergie sowie der sonstige Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten auf die SLP- und RLM-Bilanzierungsumlagekonten. Dabei hat die Zuordnung der Kosten und Erlöse auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten tagesscharf anhand eines Verteilungsschlüssels zu erfolgen. Treten untertägig sowohl Kosten als auch Erlöse aus dem Einsatz positiver und negativer externer Regelenergie auf, sind diese am Ende des Gastages zunächst zu saldieren.

(a) An Gastagen mit externem Regelenergieeinsatz erfolgt die Ermittlung des täglichen Verteilungsschlüssels für SLP-Entnahmestellen ausgehend von der entsprechend der Netzkontensystematik zu berechnenden Differenzmengen der Verteilernetzbetreiber. Diese werden marktgebietsweit aufsummiert (SLP-Saldo). Für RLM-Entnahmestellen werden die Salden aller Bilanz-

kreise durch das Gegenüberstellen der betreffenden Ein- und Ausspeisemengen bestimmt und ebenfalls marktgebietsweit aufsummiert (RLM-Saldo). Für die Zuordnung der Kosten und Erlöse auf die Bilanzierungsumlagekonten an Gastagen mit externem Regelenergieeinsatz können drei grundsätzliche Fälle unterschieden werden:

- Der SLP- und der RLM-Saldo weisen eine übereinstimmende Richtung auf, der Regelenergieeinsatz ist entsprechend dem SLP- und RLM-Saldo. In diesem Fall bestimmt das Verhältnis der beiden Salden zur gesamten richtungsgleichen Fehlmenge die Zuordnung der vom Marktgebietsverantwortlichen für den Gastag festgestellten Kosten bzw. Erlöse der externen Regelenergiebeschaffung. Entsprechend dem jeweiligen Anteil wird die Zuordnung auf das jeweilige Bilanzierungsumlagekonto vorgenommen.
- Der SLP- und der RLM-Saldo weisen keine übereinstimmende Richtung auf. In diesem Fall werden die für den Gastag ermittelten Kosten bzw. Erlöse der externen Regelenergiebeschaffung dem Bilanzierungsumlagekonto derjenigen Ausspeisegruppe zugeordnet, deren Saldo dieselbe Richtung aufweist wie der externe Regelenergieeinsatz.
- Der SLP- und der RLM-Saldo weisen eine übereinstimmende Richtung auf, der Regelenergieeinsatz ist allerdings gegenläufig zum SLP- und RLM-Saldo. In diesem Fall werden die für den Gastag ermittelten Kosten bzw. Erlöse der externen Regelenergiebeschaffung anhand des ex post berechneten Mittelwerts aller täglich ermittelten Verteilungsschlüssel für die betrachtete Umlageperiode (jährlicher Verteilungsschlüssel bezogen auf das Gaswirtschaftsjahr bzw. für das erste am 01.10.2015 beginnende Gaswirtschaftsjahr bezogen auf die sechsmonatige Umlageperiode) auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten verteilt.

(b) An Gastagen ohne externen Regelenergieeinsatz wird der ex post berechnete jährliche Verteilungsschlüssel angesetzt. Auch die Zuordnung der Leistungspreise der langfristigen standardisierten Regelenergieprodukte, der Flexibilitätsdienstleistungen sowie der Kapazitätsentgelte erfolgt auf Basis des jährlichen Verteilungsschlüssels. Hierzu sind vor Anwendung des jährlichen Verteilungsschlüssels die entsprechenden Produkte anteilig auf die einzelnen Tage der Laufzeit der Kontrakte aufzuteilen.

(c) Die sonstigen Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten werden verursachungsgerecht auf das entsprechende Bilanzierungsumlagekonto zugeordnet. Ist eine verursachungsgerechte Zuordnung zu einem Bilanzierungsumlagekonto nicht unmittelbar möglich, so erfolgt die Aufteilung ebenfalls anhand des jährlichen Verteilungsschlüssels.

(2) In den Konsultationsrunden wurde die Systematik zur Aufteilung der Kosten und Erlöse auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten begrüßt (z.B. VIK/VCI). Von den beiden in der ersten Konsultationsrunde vorgeschlagenen Varianten zur Ermittlung des jährlichen Verteilungsschlüs-

sels, 50:50 Aufteilung (Variante 1) oder ex post berechneter Mittelwert aller täglichen Verteilungsschlüssel (Variante 2), wurde die Variante 2 von den Marktteilnehmern bevorzugt, da sie die sachgerechtere sei. (z.B. BDEW, VIK/VCI).

(3) Kosten und Erlöse aus Ausgleichsenergie, untertägigen Verpflichtungen, Mehr- und Minder-mengenabrechnung und SLP- bzw. RLM-Umlage sind klar abgrenzbar und können somit direkt den beiden Bilanzierungsumlagekonten zugerechnet werden. Dagegen ist für die am jeweiligen Gastag beschaffte oder veräußerte externe Regelenergie, für Leistungsvorhaltung, für Kapazitätsentgelte sowie für sonstige Kosten und Erlöse des Marktgebietsverantwortlichen im Zusammenhang mit durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten ein Aufteilungsmechanismus erforderlich.

(a) Die in Tenor zu Ziff. 7. lit. c) geregelte Systematik zur Aufteilung der Kosten und Erlöse an Tagen mit externem Regelenergieeinsatz auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten ausgehend von dem SLP- und RLM-Saldo stellt eine Annäherung an den externen Regelenergieeinsatz bedingt durch die Gruppe der SLP- bzw. RLM-Entnahmestellen dar. Der externe Regelenergieeinsatz ergibt sich allerdings aus dem jeweiligen Netzzustand des gesamten Marktgebiets und ist durch verschiedenen Faktoren bedingt. Daher kann jede Aufteilungsmethode nur eine bestmögliche Näherung, aber keine absolute Genauigkeit für eine verursachungsgerechte Aufteilung der Kosten auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten für sich in Anspruch nehmen. Zudem führen auch andere Ursachen für den Einsatz von Regelenergie (z.B. die Transportgeschwindigkeit) zu gewissen hinzunehmenden Unschärfen.

Die Berechnung der Salden der einzelnen Ausspeisegruppen kann durch den Marktgebietsverantwortlichen anhand der bereits bestehenden Datenübermittlungspflichten vorgenommen werden. Für die SLP-Ausspeisungen ist hierbei die Netzkontensystematik zu nutzen, da der Netzkontosaldo 1 die Fehlmenge der SLP-Ausspeisungen der einzelnen Verteilernetzbetreiber angibt. Summiert man die Fehlmengen sämtlicher Verteilernetzbetreiber eines Marktgebiets, ergeben sich die gesamten durch die SLP-Ausspeisungen verursachten Unter- oder Überspeisungen eines Gastages. Die Salden der einzelnen Bilanzkreise sind durch die Marktgebietsverantwortlichen ebenso täglich anhand der bilanzrelevanten Mengen zu ermitteln und aufzusummieren, sie gelten als durch RLM-Ausspeisestellen veranlasst.

(b) Für den Fall, dass der SLP- und der RLM-Saldo eine übereinstimmende Richtung aufweisen, wird zunächst das Verhältnis der beiden Salden ermittelt. Die Zuordnung der Kosten bzw. Erlöse der externen Regelenergiebeschaffung auf das jeweilige Bilanzierungsumlagekonto erfolgt entsprechend dem jeweiligen Anteil des SLP- bzw. RLM-Saldos.

Für den Fall, dass der SLP- und der RLM-Saldo keine übereinstimmende Richtung aufweisen, werden die für den Gastag ermittelten Kosten bzw. Erlöse der externen Regelenergiebeschaffung dem Bilanzierungsumlagekonto derjenigen Ausspeisegruppe zugeordnet, deren Saldo dieselbe Richtung aufweist wie der externe Regelenergieeinsatz. Es findet keine (virtuelle) Verrechnung beim gleichzeitigen Auftreten von gegenläufigen Salden und Regelenergieeinsatz

statt. Dies erscheint bereits aus energiewirtschaftlichen Gründen nicht sachgerecht. In einem solchen Fall ist zunächst lediglich festzustellen, dass weder der Einsatz interner Regelenergie noch die gegebenenfalls vorhandenen gegenläufigen Fehlmengen einen externen Regelenergieeinsatz verhindert haben. Insofern ist es sachgerecht, nur die Ausspeisegruppe an den entstandenen Kosten und Erlösen des externen Regelenergieeinsatzes zu beteiligen, die an einem Gastag Fehlmengen in derselben Richtung des externen Regelenergieeinsatzes aufweist. Einer Verrechnung bedarf es nicht, da nicht eindeutig ist, dass Regelenergie tatsächlich in einem bestimmten Umfang vermieden wurde. Zudem soll das Umlagesystem nur eine sachgerechte Zuordnung tatsächlich entstandener Kosten vornehmen. Die Buchung „virtueller“ Kosten ist damit nicht vereinbar. Schließlich wäre ein derartiger Mechanismus komplex und mit Umsetzungsaufwand verbunden, ohne dass dem Vorteile entgegenstehen.

Für den Fall, dass der SLP- und der RLM-Saldo eine übereinstimmende Richtung aufweisen, der Regelenergieeinsatz allerdings gegenläufig zum SLP- und RLM-Saldo ist, könnte eine Aufteilung der Kosten bzw. Erlöse allein auf Basis des SLP- bzw. RLM-Saldos des jeweiligen Tages Fehlanreize setzen. So wäre es beispielsweise denkbar, dass die beiden Salden unter-speist sind, während der Marktgebietsverantwortliche externe Regelenergieverkäufe tätigen muss und hiermit Erlöse generiert. Eine Verteilung dieser Erlöse allein auf Basis des SLP- und RLM- Saldos an diesem Tag würde einer „Belohnung“ von Unterspeisungen gleichkommen. Die Verteilung der Kosten und Erlöse ausgehend von dem jährlichen Verteilungsschlüssel dagegen, führt durch die Mittelwertbildung zu einer gewissen Verwässerung derartiger Situationen, dass Erlöse ausgezahlt werden, obwohl Unterspeisungen vorliegen. Somit wird der Möglichkeit von Fehlanreizen entgegengewirkt, während gleichzeitig die Vorgaben des Art. 29 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung, dass Marktgebietsverantwortlichen keine Gewinne und keine Verluste entstehen dürfen, eingehalten werden.

(c) Mit der Regelung zur Ermittlung des jährlichen Verteilungsschlüssels ausgehend von dem ex post berechneten Mittelwert aller täglichen Verteilungsschlüssel kommt die Beschlusskammer den Stellungnahmen in der ersten Konsultation entgegen, obwohl hierdurch die Komplexität bei der Verteilung der Regelenergiekosten und -erlöse im Vergleich zu der 50:50 Aufteilung deutlich zunimmt. Das Ziel, einer sachgerechten Kostenzuordnung überwiegt hierbei. Von den beiden vorgeschlagenen Varianten für den Verteilungsschlüssel wurde die Variante 2 (ex post berechneter Mittelwert aller täglichen Verteilungsschlüssel) anstelle der Variante 1 mit der 50:50 Aufteilung bevorzugt, da diese Variante verursachungsgerechter sei (BDEW, VIK/VCI).

Die Notwendigkeit einer Mengengewichtung für die Ermittlung des ex post berechneten Mittelwertes aller täglichen Verteilungsschlüssel, wie in der zweiten Konsultationsrunde vorgeschlagen wurde (VIK/VKU), sieht die Beschlusskammer allerdings nicht. Der Mehrwert einer derartigen Mengengewichtung im Hinblick auf eine verursachungsgerechtere Verteilung der Kosten und Erlöse der Regelenergiebeschaffung und -veräußerung erschließt sich der Beschlusskam-

mer derzeit nicht. Stattdessen geht die Beschlusskammer von einer weiteren Zunahme der Komplexität bei der Verteilung der Kosten und Erlöse aus, sollte man eine Mengengewichtung einführen. Um dies besser evaluieren zu können und unter Umständen bei Vorliegen neuerer Erkenntnisse hinsichtlich des Mehrwertes und des Mehraufwandes einer Mengengewichtung Anpassungen vornehmen zu können, sind die Marktgebietsverantwortlichen angehalten, als Teil ihres Regelenegieberichts nach Tenor zu Ziff. 9. lit. a) auch auf die Vor- und Nachteile einer Mengengewichtung bei der Ermittlung des jährlichen Verteilungsschlüssels einzugehen (siehe hierzu auch Ausführungen in Abschnitt 4.3.9.1).

Auch für die Zuordnung der Kosten aus Leistungspreisen der langfristig standardisierten Regelenegieprodukte, der Flexibilitätsdienstleistungen sowie der Kapazitätsentgelte ist der jährliche Verteilungsschlüssel anzuwenden. Während sich die Arbeitspreiskomponenten der Leistungen je nach Einsatz tagesscharf zuordnen und damit auch auf die Umlagekonten verteilen lassen, wird die Einsatzbereitschaft dieser Produkte über den Vertragszeitraum mit einem einmaligen Leistungspreis bzw. Kapazitätsentgelt abgegolten. Eine notwendige Zuordnung zu tagesscharfen Kosten und Erlösen ist durch Verrechnung der Gesamtkosten dieser Kontraktkomponente auf die Einzeltage der vertraglich vorgesehenen Einsatzperiode vorzunehmen. Dies ist gegenüber einer einsatztagesscharfen Zuordnung zu bevorzugen, da es sich hierbei um Produkte handelt, die ein grundsätzliches Regelenegiekauf oder -verkaufsrisiko abdecken, deren Einsatz an jedem Tag der Laufzeit des Kontrakts durch den Anbieter sichergestellt wird. Die Kosten für die Leistungsvorhaltung stellen sich damit als eine Art Versicherungsprämie dar. Insofern wäre eine bloße Zuordnung des gesamten Leistungspreises bzw. des gesamten Kapazitätsentgelts auf die tatsächlichen Einsatzstage nicht sachgerecht.

(d) Die sonstigen Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten sind verursachungsgerecht auf das entsprechende Bilanzierungsumlagekonto zu verteilen. Erst wenn eine verursachungsgerechte Zuordnung zu einem Bilanzierungsumlagekonto nicht unmittelbar möglich ist, hat die Aufteilung ebenfalls anhand des jährlichen Verteilungsschlüssels zu erfolgen. Hiermit wird sichergestellt, dass weitestgehend eine direkte verursachungsgerechte Zuordnung auch der sonstigen Kosten und Erlöse erfolgt und die Anwendung des jährlichen Verteilungsschlüssels nur als letztmögliche Option gezogen wird.

4.3.7.3. Methodik zur Ermittlung der Bilanzierungsumlagen

(1) Zur Ermittlung der Bilanzierungsumlage haben die Marktgebietsverantwortlichen gemäß Tenor zu Ziff. 7. lit. d) zunächst den Stand der Bilanzierungsumlagekonten zum Ende der nächsten Umlageperiode ohne Einbeziehung der Bilanzierungsumlage für die nächste Umlageperiode unter Berücksichtigung eines Liquiditätspuffers zu prognostizieren. Dabei werden Fehlbeträge und Überschüsse des Umlagekontos korrigierend in der nächsten Prognose

berücksichtigt. Die Marktgebietsverantwortlichen erheben eine Bilanzierungsumlage in Euro pro ausgespeister MWh separat für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto bzw. das RLM-Bilanzierungsumlagekonto, sofern die prognostizierten Kosten die prognostizierten Erlöse für das jeweilige Bilanzierungsumlagekonto übersteigen. Zur Erhebung der Umlage haben die Marktgebietsverantwortlichen die jeweiligen bilanzrelevanten Ausspeisemengen für das SLP- und für das RLM Bilanzierungsumlagekonto zu prognostizieren. Die Bilanzierungsumlage für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto ist von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen, die SLP-Entnahmestellen beliefern, während die Bilanzierungsumlage für das RLM-Bilanzierungsumlagekonto von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen ist, die RLM-Entnahmestellen beliefern.

Für das erste Gaswirtschaftsjahr vom 01.10.2015 bis zum 30.09.2016 werden zwei sechsmonatige Umlageperioden für die Bilanzierungsumlage in beiden Marktgebieten festgelegt. Ab dem am 01.10.2016 beginnenden Gaswirtschaftsjahr erstreckt sich die Umlageperiode für die Bilanzierungsumlage in beiden Marktgebieten jeweils auf den Zeitraum eines Gaswirtschaftsjahres.

(2) In den beiden Konsultationsrunden ist unter anderem die Forderung nach einer stabilen und transparenten Bilanzierungsumlage an die Beschlusskammer herangetragen worden (z.B. EnBW). Auch eine Definition des Liquiditätspuffers wurde gewünscht, um zu vermeiden, dass die Marktgebietsverantwortlichen einen willkürlichen und intransparenten Kassenbestand aufbauen (z.B. EnBW). Eine Verlängerung der Umlageperiode von 6 auf 12 Monaten mit dem Ziel der Erhöhung der Planbarkeit wurde von vielen Marktteilnehmern befürwortet (z.B. BNE, EnBW, GEODE). Dagegen wurde in einigen Stellungnahmen eine Verlängerung auf 12 Monate mit Verweis auf die fehlenden Erfahrungswerte mit den neuen Rahmenbedingungen des Bilanzierungssystems kritisiert (z.B. Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber). Einige Marktteilnehmer schlugen eine sechsmonatige Umlageperiode zumindest übergangsweise vor (z.B. BDEW, Bilanzkreiskooperation). In ihrem Empfehlungsdokument haben die Marktgebietsverantwortlichen bzw. Fernleitungsnetzbetreiber keine Vorschläge zur Ermittlung der Bilanzierungsumlage eingereicht.

(3) Die Beschlusskammer bestimmt entsprechend den Vorgaben des Art. 30 Netzkodex Gasbilanzierung die Methodik zur Ermittlung der Bilanzierungsumlage.

(a) Dem Grundsatz der Kosten- und Erlösneutralität (Art. 29 Netzkodex Gasbilanzierung) folgend, hat der Marktgebietsverantwortliche lediglich dann eine Bilanzierungsumlage zu erheben, wenn ausgehend von den prognostizierten Kosten und Erlösen eine Unterdeckung der Kostenpositionen zu erwarten ist, d.h. dass die prognostizierten Kosten höher sind als die prognostizierten Erlöse. Durch diese Vorgabe zur Erhebung der Bilanzierungsumlage in Verbindung mit der Regelung, dass Fehlbeträge und Überschüsse des Umlagekontos korrigierend in der nächsten Prognose zu berücksichtigen sind, und durch die Regelung zur Ausschüttung

(siehe Ausführungen im folgenden Abschnitt 4.3.7.4.) wird sichergestellt, dass entsprechend Art. 29 Netzkodex Gasbilanzierung dem Marktgebietsverantwortlichen weder Gewinne noch Verluste aus den Bilanzierungstätigkeiten entstehen.

(b) Gemäß Art. 30 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung ist die Bilanzierungsumlage proportional zu dem Umfang, in dem der Netznutzer die jeweilige Ein- oder Ausspeisepunkte oder das Fernleitungsnetz nutzt, zu erheben. Die Erhebung der Bilanzierungsumlage pro ausgespeister MWh entspricht somit den Vorgaben des Netzkodex. Hierbei sind die bilanzrelevanten Mengen gemäß Tenor zu Ziff. 1. lit. b) heranzuziehen. Der Marktgebietsverantwortliche kann angemessene monatliche Abschläge auf die Bilanzierungsumlage verlangen.

(c) Aus Sicht der Beschlusskammer sind stabile Verhältnisse hinsichtlich der Höhe der Bilanzierungsumlage für die Marktteilnehmer wesentlich. Starke Schwankungen der Bilanzierungsumlage, die von den Marktteilnehmern oft nicht ausreichend antizipiert werden können, können über kurz oder lang zu einem zusätzlichen Risikoaufschlag in den entsprechenden Gaslieferverträgen führen. Insbesondere für Bilanzkreise mit kleinen Portfolien können sich starke Schwankungen der Bilanzierungsumlage sehr nachteilig auswirken. Die Steigerung der Planbarkeit ist aus Sicht der Beschlusskammer wesentlich und kann sogar positive Wettbewerbseffekte für den Gasmarkt implizieren. Hierzu sind drei Maßnahmen notwendig:

- die Verlängerung der Dauer der Umlageperiode von derzeit sechs Monate auf 12 Monate,
- die Berücksichtigung eines Liquiditätspuffers bei der Prognose der Bilanzierungsumlagen sowie
- die Erhöhung der Transparenz hinsichtlich der Ermittlung der Bilanzierungsumlagen.

Während die Verlängerung der Umlageperiode von sechs auf 12 Monate für eine Stabilität der Bilanzierungsumlageperiode innerhalb eines Gaswirtschaftsjahres sorgt, ermöglicht die Berücksichtigung eines Liquiditätspuffers bei der Prognose der Bilanzierungsumlagen sowie bei der Ermittlung einer möglichen Ausschüttung überhaupt eine 12-monatige Umlageperiode und liefert zudem auch einen wesentlichen Beitrag zur Stabilisierung der Bilanzierungsumlage zwischen verschiedenen Gaswirtschaftsjahren. Die Erhöhung der Transparenz mit der Veröffentlichung der Berechnungsgrundlage und -systematik zur Prognose der Bilanzierungsumlage sowie der Höhe der Bilanzierungsumlage mit den einzelnen Positionen (siehe Ausführungen in Abschnitt 4.3.10.4) führt dazu, dass die Marktteilnehmer die Entwicklung der Bilanzierungsumlage über die einzelnen Gaswirtschaftsjahre besser antizipieren können.

Die Verlängerung der Bilanzierungsumlageperiode wurde in den Konsultationen von vielen Marktteilnehmern begrüßt (z.B. BNE, EnBW, GEODE). Dabei verwiesen sie unter anderem darauf, dass eine längere Bilanzierungsumlage insbesondere für die Kalkulation von Angeboten für Standardlastprofile sehr sinnvoll ist (BNE). Einige Marktteilnehmer kritisierten allerdings die

Verlängerung der Umlageperiode mit Verweis auf die Rahmenbedingungen, die sich durch die Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas zum 01.10.2015 ändern werden. Ihrer Ansicht nach ist eine valide Prognose aufgrund dieser geänderten Rahmenbedingungen und der fehlenden Erfahrungswerte durch die Marktgebietsverantwortlichen bei einer 12-monatigen Umlageperiode zu Beginn schwierig (Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber). In vielen Stellungnahmen wurde eine Übergangszeit mit einer kürzeren Umlageperiode gefordert (z.B. BDEW, Bilanzkreiskooperation).

Nach Abwägung beider Positionen kommt die Beschlusskammer zu dem Schluss, dass eine Übergangszeit von einem Jahr, in dem die Umlageperiode sechs Monate beträgt, notwendig ist, um Erfahrungswerte mit den geänderten Rahmenbedingungen zu sammeln, und diese in die Prognose für die Bilanzierungsumlagen entsprechend einfließen lassen zu können. Ausgehend von den innerhalb der Übergangszeit gesammelten Erfahrungswerten kann eine fundierte Prognose auch für eine Umlageperiode von 12 Monaten getätigt werden, so dass nach der einjährigen Übergangsperiode die Bilanzierungsumlageperiode auf 12 Monate erhöht werden kann. Diese vorgeschlagene Regelung stieß überwiegend auf Zustimmung im Rahmen der zweiten Konsultationsrunde.

(d) Die grundsätzliche Berücksichtigung eines Liquiditätspuffers bei der Ermittlung der Bilanzierungsumlagen wurde im Rahmen der beiden Konsultationen nicht in Frage gestellt. Allerdings wurde von einigen Marktteilnehmern eine Definition des Liquiditätspuffers gefordert (z.B. EnBW, Evonik). Hierdurch sollte vermieden werden, dass die Marktgebietsverantwortlichen einen willkürlichen und intransparenten Kassenbestand aufbauen (EnBW).

Die Beschlusskammer kann diese Forderung zum Teil nachvollziehen. Trotzdem ist eine detaillierte Definition des Liquiditätspuffers problematisch. Der Liquiditätspuffer dient dazu, Schwankungen der finanziellen Mittel der Marktgebietsverantwortlichen z.B. bedingt durch die saisonalen Besonderheiten der Regelenergiebeschaffung, aber auch starke Prognoseunsicherheiten beispielsweise bezüglich des Regelenergiebedarfs im Winter aufzufangen. Dies ist zum einen im Sinne der Versorgungssicherheit notwendig, damit die Marktgebietsverantwortlichen über ausreichende Mittel zur Regelenergiebeschaffung verfügen. Zum anderen ist dies notwendig, um stabile Bilanzierungsumlagen, die von vielen Marktteilnehmern gefordert wurden, zu ermöglichen. Um diese Ziele insbesondere vor dem Hintergrund einer 12-monatigen Bilanzierungsumlageperiode gewährleisten zu können, benötigen die Marktgebietsverantwortlichen gewisse Spielräume bei der Bestimmung des Liquiditätspuffers.

Gleichzeitig sind die Marktgebietsverantwortlichen insbesondere mit Blick auf die Grundsätze der Kosten- und Erlösneutralität des Art. 29 Netzkodex Gasbilanzierung gehalten, möglichst geringe Liquiditätspuffer zu bilden. Um ein ausgewogenes Maß zwischen diesen beiden gegensätzlichen Positionen zu finden, sind aus Sicht der Beschlusskammer ergänzende Maßnahmen zur Disziplinierung der Marktgebietsverantwortlichen notwendig: Sowohl die

Veröffentlichung der Berechnungsgrundlage und -systematik zur Prognose der Bilanzierungsumlagen und die Veröffentlichung der einzelnen Kosten- und Erlöspositionen und des Liquiditätspuffers gemäß Tenor zu Ziff. 9. lit. d) und e) als auch die Vorgaben der Tenor zu Ziff. 7. lit. g), wonach die Marktgebietsverantwortlichen unter anderem Details zur Prognose der Bilanzierungsumlage zu erheben und auf Anforderung der Beschlusskammer zu übermitteln haben (siehe hierzu aus Ausführungen in 4.3.7.6), erfüllen diese Funktion.

4.3.7.4. Verfahren zum Umgang mit Überschüssen

(1) Gemäß Tenor zu Ziff. 7. lit. e) hat der Marktgebietsverantwortliche die Ermittlung der Überschüsse und der Ausschüttung für die beiden Bilanzierungsumlagekonten getrennt durchzuführen. Die in einer Umlageperiode erwirtschafteten Überschüsse (Überschussperiode) sind zunächst zur Senkung der Bilanzierungsumlage, zur Deckung des prognostizierten Fehlbetrags für die nächste Umlageperiode sowie zur Deckung eines Liquiditätspuffers zu verwenden. Sobald ein Überschuss erwirtschaftet wird, der unter Berücksichtigung eines Liquiditätspuffers einen prognostizierten Fehlbetrag für die auf die Überschussperiode folgende Umlageperiode (Folgeperiode) übersteigt, erfolgt eine Ausschüttung der Differenz. Dabei wird zunächst an die Bilanzkreisverantwortlichen bis maximal in Höhe der von ihnen in der Überschussperiode geleisteten Bilanzierungsumlage ausgeschüttet. Darüber hinaus bestehende Überschüsse werden an alle Bilanzkreisverantwortlichen in Abhängigkeit der bilanzrelevanten ausgespeisten Transportmenge aller SLP-Entnahmestellen (für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto) und RLM-Entnahmestellen (für das RLM-Bilanzierungsumlagekonto) in der Überschussperiode ausgeschüttet. Sowohl die Bestimmung der konkreten Höhe der Ausschüttung als auch die eigentliche Ausschüttung erfolgt in der Folgeperiode unverzüglich nach Vorliegen aller für die Ausschüttung notwendigen endgültigen Daten.

(2) In den beiden Konsultationsrunden wurde das Verfahren zum Umgang mit erwirtschafteten Überschüssen begrüßt (vgl. GEODE). Zwar wurde darauf hingewiesen, dass alternativ auch eine negative Umlage möglich sei. Dies stelle allerdings nicht sicher, dass die finanziellen Rückflüsse an jene Bilanzkreise gelangen, die einen Beitrag zur Bildung der Überschüsse geleistet haben. Daher sei der von der Beschlusskammer vorgeschlagene Ansatz zum Umgang mit Überschüssen zu bevorzugen (GEODE). Ein Marktteilnehmer sah einen Widerspruch in der zweiten Stufe der Ausschüttung zu der generellen Ermittlung und Ausschüttung von Überschüssen und schlug stattdessen eine Ausschüttung an alle Bilanzkreisverantwortlichen in Abhängigkeit des jeweiligen Umlagekontos und der bilanzrelevanten Transportmengen aller SLP Entnahmestellen oder RLM-Entnahmestellen vor (Bilanzkreiskooperation).

(3) Die ex ante Ermittlung der Bilanzierungsumlage ausgehend von den prognostizierten Kosten und Erlöse führt bei Abgleich der prognostizierten Werte mit den Ist-Werten in der Regel zu einer gewissen Differenz, so dass Überschüsse oder Fehlbeträge entstehen können. Diese

Überschüsse bzw. Fehlbeträge sind zunächst korrigierend in die nächste Umlageperiode zu überführen und bei der Prognose der Bilanzierungsumlage für die nächste Umlageperiode in Ansatz zu bringen. Ausgehend von diesen Überschüssen bzw. Fehlbeträgen unter Berücksichtigung der prognostizierten Kosten und Erlöse und des Liquiditätspuffers für die nächste Umlageperiode können sich entweder ein vollständiger Ausgleich aller Größen, eine Unterdeckung oder aber eine Überdeckung der prognostizierten Kosten ergeben. Im erstgenannten Fall, veranschaulicht durch Formel 7), erfolgt weder eine Erhebung einer Bilanzierungsumlage noch eine Ausschüttung. Im Fall einer Unterdeckung der Kosten hat der Marktgebietsverantwortliche eine Bilanzierungsumlage zu erheben (siehe Formel 8) sowie Ausführungen in Abschnitt 4.3.7.3). Im Fall einer Überdeckung hat der Marktgebietsverantwortliche keine Bilanzierungsumlage zu erheben, sondern stattdessen eine Ausschüttung vorzunehmen (siehe Formel 9)). Hintergrund dieser Regelung ist der Grundsatz der Kosten- und Erlösneutralität in Art. 29 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung, wonach dem Marktgebietsverantwortlichen keine Verluste, aber auch keine Gewinne aus der Bilanzierungstätigkeit verbleiben dürfen.

Formel 7): $(\text{Überschüsse}_t \text{ bzw. Fehlbeträge}_t) + \text{Erlöse}_{\text{Prognose}_{t+1}} - \text{Kosten}_{\text{Prognose}_{t+1}} - \text{Liquiditätspuffer}_{t+1} = 0$

→ Keine Erhebung einer Bilanzierungsumlage, keine Ausschüttung

Formel 8): $(\text{Überschüsse}_t \text{ bzw. Fehlbeträge}_t) + \text{Erlöse}_{\text{Prognose}_{t+1}} - \text{Kosten}_{\text{Prognose}_{t+1}} - \text{Liquiditätspuffer}_{t+1} < 0$

→ Erhebung einer Bilanzierungsumlage, keine Ausschüttung

Formel 9): $(\text{Überschüsse}_t \text{ bzw. Fehlbeträge}_t) + \text{Erlöse}_{\text{Prognose}_{t+1}} - \text{Kosten}_{\text{Prognose}_{t+1}} - \text{Liquiditätspuffer}_{t+1} > 0$

→ keine Erhebung einer Bilanzierungsumlage, Ausschüttung

Formel 10): $\text{Ausschüttung}_t = \text{Überschüsse}_t + \text{Erlöse}_{\text{Prognose}_{t+1}} - \text{Kosten}_{\text{Prognose}_{t+1}} - \text{Liquiditätspuffer}_{t+1}$

Definitionen:

Überschüsse_t: Überschüsse, die in der Umlageperiode t (Überschussperiode) erwirtschaftet wurden.

Fehlbeträge_t: Fehlbeträge, die in der Umlageperiode t erwirtschaftet wurden.

Erlöse_{Prognose_{t+1}}: prognostizierte Erlöse der Folgeperiode t+1.

Kosten_{Prognose_{t+1}}: prognostizierte Kosten der Folgeperiode t+1.

Liquiditätspuffer_{t+1}: Liquiditätspuffer der Folgeperiode t+1.

Ausschüttung: Ausschüttung als Ergebnis der Überschussperiode t.

Die Höhe der Ausschüttung bestimmt sich entsprechend Formel 10) als Differenz zwischen dem erwirtschafteten Überschuss in der Überschussperiode, dem Fehlbetrag für die Folgeperiode, d.h. der Differenz zwischen den prognostizierten Erlösen und Kosten der Folgeperiode, und dem Liquiditätspuffer für die Folgeperiode. Der Ansatz des Liquiditätspuffers bei der Ermittlung der Ausschüttungshöhe gewährleistet, dass starke Schwankungen der finanziellen Mittel der Marktgebietsverantwortlichen, die durch die prognostizierten Kosten und Erlöse der Folgeperiode bedingt sind, aufgefangen werden, so dass die Marktgebietsverantwortlichen über ausreichende finanzielle Mittel zur Regelenergiebeschaffung verfügen (vgl. auch Ausführungen in Abschnitt 4.3.7.3.). Die Ausschüttung erfolgt in zwei Schritten. Zunächst wird an jene Bilanzkreisverantwortlichen ausgeschüttet, die in der Überschussperiode Bilanzierungsumlage gezahlt haben. Hierbei findet eine Begrenzung der Ausschüttung auf die Höhe der von ihnen in der Überschussperiode geleisteten Bilanzierungsumlage statt. Dies ist sachgerecht, da bei Auftreten von Überschüssen davon auszugehen ist, dass die zur Erhebung der Bilanzierungsumlage durchgeführte Prognose beispielsweise aufgrund geänderter Rahmenbedingungen sich ex post betrachtet nicht bestätigt hat. Hätten die ex post bekannten Erkenntnisse bezüglich der Rahmenbedingungen bereits zum Zeitpunkt der Prognose vorgelegen, so wären die Voraussetzungen zur Erhebung einer Bilanzierungsumlage höchst wahrscheinlich nicht erfüllt gewesen, so dass die Bilanzkreisverantwortlichen überhaupt keine Bilanzierungsumlage hätten zu zahlen brauchen. Folglich ist es sachgerecht, dass gerade diese gezahlte Bilanzierungsumlage bei Vorliegen von Überschüssen, die den prognostizierten Fehlbetrag sowie den Liquiditätspuffer für die Folgeperiode übersteigen, vorrangig ausgeschüttet wird.

Darüber hinaus bestehende Überschüsse, werden an alle Bilanzkreisverantwortlichen in Abhängigkeit der bilanzrelevanten ausgespeisten Transportmenge aller SLP-Entnahmestellen (für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto) und RLM-Entnahmestellen (für das RLM-Bilanzierungsumlagekonto) in der Überschussperiode ausgeschüttet. Schließlich können über die geleisteten Erlöse aus der Bilanzierungsumlage hinaus bestehende Überschüsse aus allen weiteren Buchungspositionen im Bilanzierungsumlagekonto wie beispielsweise aus der SLP-Mehr- und Mindermengenabrechnung oder aus der Ausgleichsenergie entstanden sein. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es daher folgerichtig, für die zweite Stufe der Ausschüttung den Kreis der Anspruchsberechtigten auf alle Bilanzkreisverantwortlichen zu erweitern, die in der Überschussperiode tatsächlich bzw. potentiell Beiträge zu den beiden Bilanzierungsumlagekonten entrichtet haben bzw. entrichtet haben könnten. Dies sind für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto alle Bilanzkreisverantwortlichen in Abhängigkeit der bilanzrelevanten Transportmengen aller SLP-Entnahmestellen und für das RLM-Bilanzierungsumlagekonto alle Bilanzkreisverantwortlichen in Abhängigkeit der bilanzrelevanten Transportmengen aller RLM-Entnahmestellen.

Zwar wäre, wie von einem Marktteilnehmer vorgetragen, grundsätzlich auch eine Ausschüttung in der zweiten Stufe auf alle Bilanzkreisverantwortlichen bezogen auf die tatsächlich geleisteten

Beiträge zu den Bilanzierungsumlagekonten möglich (vgl. Bilanzkreiskooperation). Dieses Vorgehen würde allerdings einen deutlichen Mehraufwand für die Marktgebietsverantwortlichen bei der Durchführung der Ausschüttung bedeuten und stünde in keinem Verhältnis zu dem Mehrwert im Hinblick auf eine sachgerechtere Ausschüttung der verbleibenden Überschüsse für die zweite Stufe.

Die Entscheidung bezüglich einer möglichen Ausschüttung („ob“) haben die Marktgebietsverantwortlichen gemeinsam mit der Höhe der Bilanzierungsumlage gemäß Tenor zu Ziff. 10. lit. d) sechs Wochen vor Beginn des jeweiligen Geltungszeitraums auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen (vgl. Ausführungen in Abschnitt 4.3.10.4). Die Bestimmung der konkreten Höhe der Ausschüttung kann allerdings erst auf Basis aller für die Ausschüttung notwendigen endgültigen Daten, d.h. der finalen Allokationsdaten, erfolgen. Einer finalen Abrechnung aller SLP-Mehr- und Mindermengen bedarf es für die Bestimmung der konkreten Höhe der Ausschüttung jedoch nicht.

4.3.7.5. Überführungsregelung

(1) Tenor zu Ziff. 7. regelt den Umgang mit den zum 30.09.2015 verbleibenden Überschüssen auf dem Regel- und Ausgleichsenergieumlagekonto. Gemäß der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u.a.) vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) sind diese Überschüsse zunächst zur Deckung der prognostizierten Fehlbeträge für die erste Umlageperiode ab dem 01.10.2015 sowie ggf. zur Ausschüttung bzw. Verrechnung gemäß § 15 Ziff. 6. Standardbilanzkreisvertrag (Anlage 1 zur Festlegung vom 28.05.2008) zu verwenden. Zuvor ist ein sachgerechter Liquiditätspuffer in Ansatz zu bringen. Dieser verbleibende Liquiditätspuffer ist auf die SLP- und RLM-Bilanzierungsumlagekonten zu überführen. Die Aufteilung auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten erfolgt anhand des Verteilungsschlüssels im Verhältnis von 40:60 (SLP-Bilanzierungsumlagekonto:RLM-Bilanzierungsumlagekonto). Zum 30.09.2015 verbleibende Defizite auf dem Regel- und Ausgleichsenergiekonto sind nach dem gleichen Schlüssel aufzuteilen. Für einen Übergangszeitraum von zwei Jahren werden Kosten und Erlöse aus Leistungen, die vor dem 01.10.2015 erbracht wurden, aber erst nach diesem Zeitpunkt abgerechnet werden, ebenfalls anhand des Verteilungsschlüssels für SLP und RLM im Verhältnis von 40:60 auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten überführt.

(2) Eine Vielzahl von Marktteilnehmer hat in den durchgeführten Konsultationen um eine Klarstellung gebeten, wie mit verbleibenden Überschüssen aus dem bisherigen Regel- und Ausgleichsenergieumlagekonto verfahren werden soll. Insbesondere um Rechtssicherheit zu schaffen, sei hier eine entsprechende Regelung zum Umgang mit diesen Überschüssen notwendig (GEODE, Marktgebietsverantwortliche/Fernleitungsnetzbetreiber, BDEW/VKU). Das in der zweiten Konsultation vorgeschlagene Verfahren zum Umgang mit Überschüssen wurde von zwei Marktteilnehmern abgelehnt. Hierbei wurde sowohl kritisiert, dass die verbleibenden

Überschüsse zunächst zur Deckung der prognostizierten Fehlbeträge für die erste Umlageperiode ab dem 01.10.2015 angesetzt werden sollen, als auch die Höhe des Verteilungsschlüssels zur Überführung der verbleibenden Liquidität auf die neuen Bilanzierungsumlagekonten (Evonik, VIK/VCI).

(3) Die Beschlusskammer stimmt den Marktteilnehmern zu, dass zur Schaffung von Rechtssicherheit eine Regelung zum Umgang mit der auf dem Umlagekonto verbleibenden Liquidität nach Beendigung des bisherigen Bilanzierungssystems entsprechend der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) notwendig ist. Bevor eine Überführung auf das neue Bilanzierungssystem durchgeführt werden kann, sind allerdings zunächst alle Regelungen des bisherigen Bilanzierungssystems, das gemäß Tenor zu Ziff. 12. lit. a) mit Wirkung zum 01.10.2015 aufgehoben wird, anzuwenden. So ist zunächst zum Ende der Umlageperiode 01.04.2015 bis 30.09.2015 die Frage zu klären, ob und in welcher Höhe eine Ausschüttung bzw. eine Verrechnung entsprechend § 15 Ziff. 6. Standardbilanzkreisvertrag (Anlage 1 zur Festlegung vom 28.05.2008) vorzunehmen ist.

Sowohl die Entscheidung bezüglich einer Ausschüttung bzw. Verrechnung, die Höhe der tatsächlichen Ausschüttung bzw. Verrechnung als auch das Verfahren der Ausschüttung bzw. Verrechnung an sich ist entsprechend der bis zum 30.09.2015 noch geltenden Festlegung vom 28.05.2008 durchzuführen. Folglich ist entgegen einer Verbandsstellungnahme, die sich gegen den Einsatz des Überschusses zunächst zur Deckung des prognostizierten Fehlbetrags ausgesprochen hat (VIK/VCI), der Überschuss entsprechend den geltenden Regelungen zunächst zur Deckung des prognostizierten Fehlbetrags sowie des Liquiditätspuffers für die nächste Periode anzusetzen. Der dann verbleibende Überschuss ist gemäß § 15 Ziff. 6 Standardbilanzkreisvertrag in zwei Stufen auszuschütten bzw. zu verrechnen. Lediglich zur Klarstellung wird in Tenor zu Ziff. 7. lit. f) S. 1 auf diesen Ausschüttungs- und Verrechnungsmechanismus gemäß dem bisherigen Bilanzierungssystem hingewiesen. Aufgrund der bis zum 30.09.2015 noch geltenden Regelung zur Regel- und Ausgleichsenergieumlage des bisherigen Bilanzierungssystems bedarf es einer Regelung hierzu allerdings nicht.

Anders sieht es jedoch mit den nach Aufhebung der Festlegung vom 28.05.2008 auf dem Regel- und Ausgleichsenergieumlagekonto verbleibenden Größen wie Liquiditätspuffer, Kosten und Erlöse aus Leistungen, die vor dem 01.10.2015 erbracht wurden, aber erst nach diesem Zeitpunkt abgerechnet werden, sowie den prognostizierten Fehlbeträgen aus. Bei den letztgenannten ist ausgehend von der durch die Marktgebietsverantwortlichen getätigten Prognose der einzelnen Positionen der Umlagekonten, wie beispielsweise prognostizierte Kosten- und Erlöse aus der SLP-Mehr- und Mindermengenabrechnung, prognostizierte Kosten und Erlöse aus Ausgleichsenergie oder Erlöse aus Strukturierungsbeiträgen, eine Zuordnung auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten möglich. Die Verteilung der prognostizierten Kosten und Erlöse aus

der Beschaffung oder Veräußerung von externer Regelenergie kann in Anlehnung an die Vorgaben in Tenor zu Ziff. 7. lit c) erfolgen.

Bezüglich der Verteilung des Liquiditätspuffers sowie der Kosten und Erlöse aus Leistungen, die vor dem 01.10.2015 erbracht wurden, aber erst nach diesem Zeitpunkt abgerechnet werden, bedarf es allerdings eines gesonderten Verteilungsschlüssels zur Überführung auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten. Im Rahmen der zweiten Konsultation hat die Beschlusskammer eine Aufteilung der verbleibenden finanziellen Mittel auf dem Umlagekonto im Verhältnis 50:50 vorgeschlagen. Hiergegen gab es allerdings Einwendungen einiger Stellungnehmenden (Evonik, VIK/VCI). So wurde anstelle einer 50:50 Aufteilung eine verursachungs- und sachgerechte Zuordnung auf Basis der geleisteten Einzahlungen auf dem Regel- und Ausgleichsenergieumlagekonto ausgehend von Detailinformationen der beiden Marktgebietsverantwortlichen gefordert (VIK/VCI). Diesem Vorschlag ist die Beschlusskammer gefolgt und hat ausgehend von detaillierten Daten der Marktgebietsverantwortlichen zu den Umlagekontoständen sowie den bilanzrelevanten Ausspeisemengen der einzelnen Gruppen eigene Berechnungen zur Ableitung eines sachgerechten Verteilungsschlüssels durchgeführt:

(a) Grundlage zur Ermittlung des Verteilungsschlüssels ist der in der Vergangenheit geleistete prozentuale Beitrag zur Liquidität auf dem Regel- und Ausgleichsenergieumlagekonto. Dieser Ansatz ist insoweit sachgerecht, als dass es darum geht, die nach Anwendung der Regelungen des bisherigen Bilanzierungssystems verbleibende Liquidität auf dem Umlagekonto zu verteilen. Die Beschlusskammer hält es daher für folgerichtig, die in der Vergangenheit liegende Ursache für das Entstehen der Liquidität als Basis für eine sachgerechte Verteilung auf die beiden Konten zu wählen. Hierzu ist der prozentuale Beitrag der SLP- und RLM-Entnahmestellen zur Liquidität auf dem Umlagekonto ausschlaggebend und nicht etwa, wie in einer Stellungnahme vorgeschlagen, die absolut betrachteten „Mehreinzahlungen“ einer Gruppe im Vergleich zu der anderen Gruppe (VIK/VCI). Schließlich können die absoluten Werte der „Mehreinzahlungen“ allein keine Aussage über den jeweiligen Beitrag zur vorhandenen Liquidität auf dem Umlagekonto leisten. Das wäre zu kurz gegriffen. Erst das ins Verhältnisstellen der von jeder Gruppe geleisteten absoluten Beiträge zur Liquidität zu den gesamten Beiträgen an Liquidität kann eine fundierte Aussage zu dem jeweiligen Anteil der SLP- und RLM-Gruppe an der vorhandenen Liquidität treffen.

(b) Für die Ermittlung wird der Betrachtungszeitraum Februar 2012 bis März 2014 gewählt. Ansatzpunkt für die Wahl dieses Zeitraums ist die Abwägung folgender drei Aspekte: Erstens ist ein möglichst langer Zeitraum zu wählen, um unter anderem auch saisonale Schwankungen einzubeziehen. Zweitens sollte für den gewählten Zeitraum eine valide Datenbasis für beide Marktgebiete, sowohl für die Umlagekontostände als auch für die bilanzrelevante Ausspeisemenge, die zur Ermittlung der Anteile der SLP- und RLM-Gruppe an den Umlage-Erlösen notwendig sind, vorliegen. Aus diesem Grund endet der Betrachtungszeitraum im März 2014, da

zum Zeitpunkt der Berechnungen der Beschlusskammer valide Detaildaten der Marktgebietsverantwortlichen zu den bilanzrelevanten Mengen nur bis zu diesem Zeitpunkt vorlagen. Drittens, da es um die Verteilung der Liquidität auf dem Umlagekontostand geht, sollte in dem Zeitraum ein deutlicher Liquiditätsanstieg auf dem Umlagekonto stattgefunden haben. Um dies zu beurteilen, hat die Beschlusskammer die Entwicklung der Umlagekontostände in den beiden Marktgebieten von April 2011 bis August 2014 analysiert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5 dargestellt. Die Abbildung verdeutlicht, dass zu Beginn des betrachteten Zeitraums auf dem Umlagekonto keine Liquidität aufgebaut wurde, sondern stattdessen die vorhandenen finanziellen Mittel abgebaut wurden, bis schließlich im Februar 2012 in beiden Marktgebieten ein absoluter Tiefstand des Umlagekontos zu verzeichnen war. Erst ab diesem Zeitraum sind die Umlagekontostände in beiden Marktgebieten stetig und sehr deutlich angestiegen, bis zu ihrem Höhepunkt im September 2013, in dem der Umlagekontostand im NCG-Marktgebiet im Vergleich zum Februar 2012 mehr als dreifach und im GASPOOL-Marktgebiet sogar mehr als 50-fach so hoch war. Anschließend sind die Umlagekontostände durch die Herabsetzung der Umlage auf 0 €/MWh sowie durch die Ausschüttungen zu Beginn des Jahres 2014 teilweise abgebaut worden. Aus diesen Gründen erachtet es die Beschlusskammer als sachgerecht, den Beginn des Betrachtungszeitraums für die Beurteilung der Beiträge zur Liquidität auf dem Umlagekonto eben auf jenen Zeitpunkt zu setzen, als der Aufbau an Liquidität begann (Februar 2012).

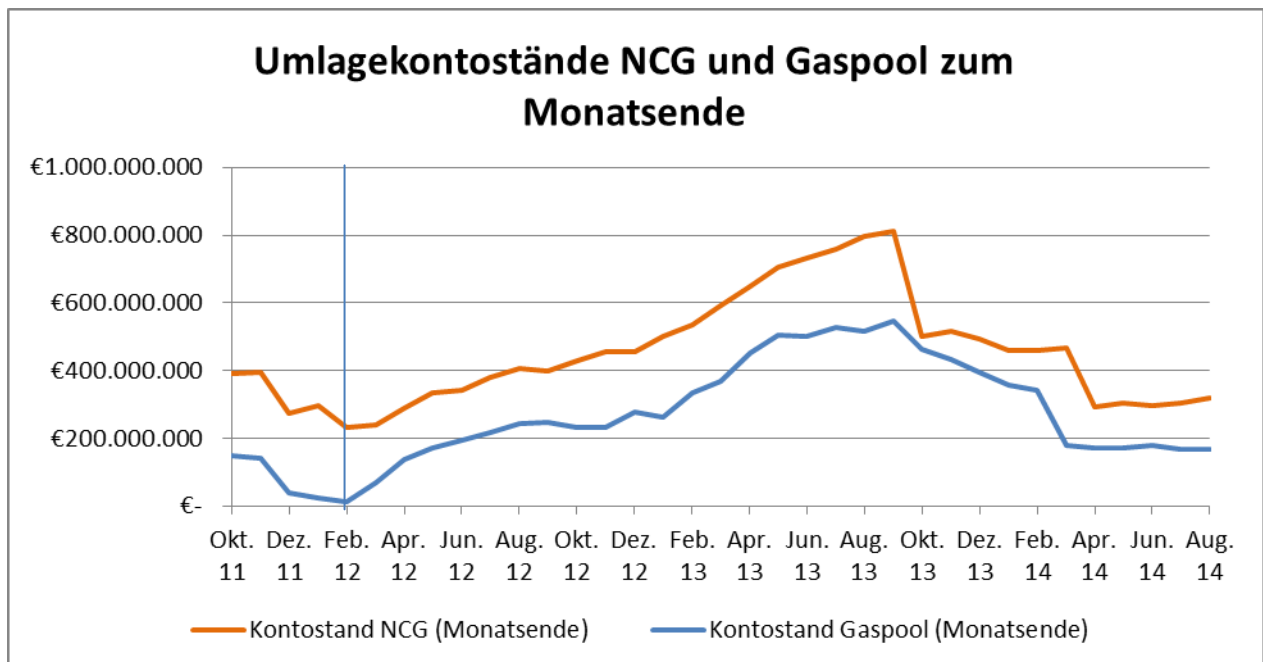


Abbildung 5: Entwicklung der Umlagekontostände der Marktgebietsverantwortlichen.

(c) Um den Beitrag zum Aufbau der Liquidität zu ermitteln, erfolgt eine Differenzierung der einzelnen Größen des Umlagekontostandes nach den SLP- und den RLM-Entnahmestellen. So werden die Erlöse aus dem Strukturierungsbeitrag, die Kosten und Erlöse aus der Ausgleichs-

energie und ein Anteil an den Erlösen aus der Umlage den RLM-Entnahmestellen zugeteilt. Die Kosten und Erlöse aus der Mehr- und Mindermengenabrechnung sowie ein Anteil an den Erlösen aus der Umlage werden den SLP-Entnahmestellen zugeordnet. Die Marktgebietsverantwortlichen differenzieren im Umlagekonto bei den Erlösen aus der Umlage derzeit nicht zwischen Erlösen aus der Umlage der SLP- und der RLM-Entnahmestellen. Um diese aggregierte Position sachgerecht den beiden Gruppen zuzuordnen, ermittelt die Beschlusskammer ausgehend von den bilanzrelevanten Ausspeisemengen, die auch Grundlage für die Zahlung der Umlage ist, den prozentualen Anteil der RLM und der SLP-Entnahmestellen an den Erlösen aus der Umlage. Hierzu werden die bilanzrelevanten Ausspeisemengen der SLP-Entnahmestellen und der RLMmT-Entnahmestellen für den Zeitraum Februar 2012 bis März 2014 herangezogen, nämlich ausschließlich jener Gruppen, die gemäß Festlegung vom 28.05.2008 umlagepflichtig sind. Ausgehend von diesen Daten ergibt sich für den betrachteten Zeitraum eine durchschnittliche prozentuale Verteilung der Umlage-Erlöse bei GASPOOL von 68,58 Prozent auf SLP-Entnahmestellen und 31,42 Prozent auf RLM-Entnahmestellen und bei NCG von 61,64 Prozent auf SLP-Entnahmestellen und 38,36 Prozent auf RLM-Entnahmestellen. Auf Basis der ermittelten monatlichen Verteilung der Umlage-Erlöse erfolgt die Aufteilung der aggregierten Position der Umlage-Erlöse auf die SLP- und RLM-Entnahmestellen.

(d) Auf Basis dieser Zuordnung der Positionen wird für jedes Marktgebiet zunächst der absolute und anschließend der prozentuale Beitrag zur Liquidität auf dem Umlagekonto getrennt nach SLP- und RLM-Entnahmestellen ermittelt. Als Ergebnis ergibt sich für den Betrachtungszeitraum vom 02.2012 bis zum 03.2014 ein prozentualer Beitrag zur Liquidität auf dem Umlagekonto bei GASPOOL von 43,14 Prozent für SLP-Entnahmestellen und von 56,86 Prozent für RLM-Entnahmestellen und bei NCG von 37,51 Prozent für SLP-Entnahmestellen und von 62,49 Prozent für RLM Entnahmestellen. Marktgebietsübergreifend beträgt der Durchschnitt über den gesamten Betrachtungszeitraum somit rund 40 Prozent (40,32 Prozent) für SLP-Entnahmestellen und rund 60 Prozent (59,68 Prozent) für RLM-Entnahmestellen.

Ausgehend von diesen Berechnungen auf Basis von Detaildaten der Marktgebietsverantwortlichen wird ein sachgerechter Verteilungsschlüssel von 40:60 (SLP-Bilanzierungsumlagekonto:RLM-Bilanzierungsumlagekonto) festgelegt. Dieser Verteilungsschlüssel wird für einen Übergangszeitraum von zwei Jahren auch für die Zuordnung der Kosten und Erlöse aus Leistungen angewandt, die vor dem 01.10.2015 erbracht wurden, aber erst nach diesem Zeitpunkt abgerechnet werden.

4.3.7.6. Datenerhebung und Datenübermittlung

(1) Tenor zu Ziff. 7. lit. g) verpflichtet die Marktgebietsverantwortlichen, insbesondere Informationen über die Prognose der Bilanzierungsumlagen und die zugrunde liegenden Annahmen und Methoden, Informationen über die einzelnen Kosten- und Erlöspositionen sowie den Stand der

Bilanzierungsumlagekonten, Informationen über Daten zur Abgrenzung der Kosten und Erlöse für Gasbilanzierung und Konvertierung sowie Informationen über bilanzrelevante Ausspeisemengen je Bilanzierungsumlagekonto zu erheben und der Beschlusskammer auf Anforderung in einem für die elektronische Weiterverarbeitung durch Standardsoftware nutzbaren Format zu übermitteln.

(2) Die Datenerhebungs- und Vorlagepflicht auf Anforderung erfüllt zwei Ziele.

Zum einen übt diese Verpflichtung zusätzlich zu den Transparenzpflichten gemäß Tenor zu Ziff. 10. lit. d) eine disziplinierende Wirkung auf die Marktgebietsverantwortlichen aus, sowohl die Prognose der Bilanzierungsumlage als auch die Verteilung der Kosten auf die beiden Bilanzierungsumlagen für SLP und RLM aber auch zwischen dem Bilanzierungs- und dem Konvertierungssystem sachgerecht und nachvollziehbar durchzuführen. Die Relevanz insbesondere des letztgenannten Punktes wurde in den Konsultationsrunden von einigen Marktakteuren vorgetragen (z.B. BDEW, EFET, E.ON).

Zum anderen ermöglicht diese Regelung der Beschlusskammer, ex post die Ermittlung der Bilanzierungsumlage und die Zuordnung der einzelnen Kosten- und Erlöspositionen nachzuvollziehen, ggf. zu beanstanden und den eventuellen Bedarf einer Weiterentwicklung bzw. Anpassung der Zuordnungssystematik zwischen den beiden Bilanzierungskonten bzw. zwischen dem Bilanzierungssystem und dem Konvertierungssystem rechtzeitig zu identifizieren. Daher ist die Datenerhebung und Datenübermittlung an die Beschlusskammer so auszugestalten, dass ein sachkundiger Dritter in die Lage versetzt wird, die Ermittlungsschritte und die einzelnen Werte nachzuvollziehen.

4.3.8. Anreizsystem SLP (Tenor zu 8.)

(1) Gemäß Ziff. 8. des Tenors sind die Netzbetreiber unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, einen Anreizmechanismus für die Bereitstellung einer genauen Prognose bei SLP-Entnahmestellen vorzuschlagen, der bis zum 01.10.2016 umzusetzen ist.

Im Standardlastprofilverfahren treten durch die Prognose der Entnahmen Differenzmengen zu der tatsächlichen Ausspeisung am Entnahmetag auf. Deren Minimierung ist durch die Verteilernetzbetreiber als prognostizierende Partei mit Hilfe eines Anreizmechanismus zu fördern. Die täglichen Differenzmengen der SLP-Ausspeisungen sind anhand der weiterhin bestehenden Netzkontosystematik rechnerisch zu bestimmen und mit den prognostizierten Mengen zu vergleichen. Die so festgestellte Prognosegüte ist mit einem Anreizmechanismus zu bewerten. Wird im Rahmen der täglichen Saldierung der SLP-Entnahmestellen eine Unter- oder Überspeisung über oder unter einen jeweils zu definierenden Grenzwert festgestellt, ist der tägliche Netzkontosaldo eines Verteilernetzbetreibers als Ganzes oder als Teilbetrag auf die zukünftige Mehr- oder Mindermengenabrechnung der SLP-Entnahmestellen abzurechnen. Unterspeisungen sind dabei vom Verteilernetzbetreiber an den Marktgebietsverantwortlichen als Abschlag zu

zahlen, Überspeisungen sind vom Marktgebietsverantwortlichen an den Verteilernetzbetreiber als Abschlag zu vergüten.

Die durch die Verteilernetzbetreiber unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen zu bestimmenden Grenzwerte können für Unter- und Überspeisungen jeweils eine unterschiedliche Höhe aufweisen. Neben der Bestimmung eines prozentualen Schwellenwerts können weitere Kriterien für die Bestimmung eines umfassenderen Grenzwerts herangezogen werden. Ferner ist für sehr große Abweichungen in Netzkontensalden, d.h. Abweichungen, die erheblich über den festzusetzenden Grenzwert des Anreizsystems liegen, ein separater Transparenzmechanismus (mit gesonderten Schwellenwerten) zu etablieren. Verteilernetzbetreiber, die eine derartige überdurchschnittliche Abweichung aufweisen, sind vom Marktgebietsverantwortlichen in einer Transparenzliste im Internet zu veröffentlichen. Auf dieser Transparenzliste sind ebenfalls sämtliche Netzbetreiber aufzuführen, die der Datenübermittlung im Rahmen des Bilanzierungsmanagements in qualitativer oder quantitativer Hinsicht nicht ordnungsgemäß nachkommen. Dies betrifft sämtliche Ein- und Ausspeisungen eines Verteilernetzbetreibers, die im Rahmen der Netzkontensystematik täglich erfasst werden. Hierfür bestimmen die Marktgebietsverantwortlichen unter Mitwirkung der Verteilernetzbetreiber ebenfalls geeignete Grenzwerte, die einen Anreiz zur nachhaltigen Verbesserung der Datengüte sicherstellen.

Die Abrechnung des Netzkontosaldos beinhaltet als Ganzes oder Teilmenge die Summe aller an den einzelnen Tagen durch Über- oder Unterschreitung des Grenzwerts aufgetretenen Differenzmengen. Die Abrechnung kann hierbei auch monatlich erfolgen.

(2) Nach Art. 39 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung kann ein Anreizmechanismus vorgesehen werden, der die Bereitstellung einer genaueren SLP-Prognose unterstützt und dabei die Kriterien nach Art. 11 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung erfüllt. Die von der Beschlusskammer vorgelegten Maßgaben an ein Anreizsystem sahen einige der Stellungnehmenden (EnBW, Erdgas Schwaben, Thüga) als zu weitgehend an, da sie die Regelung im Netzkodex Gasbilanzierung lediglich als Auftrag an die Regulierungsbehörde verstehen, die Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen aufzufordern, einen entsprechenden Vorschlag nach eigenen Kriterien vorzulegen. Ein Anreizsystem zur Verbesserung der Prognose des Standardlastprofilverfahrens wurde von den Stellungnehmenden allerdings nicht grundsätzlich in Frage gestellt. Im Vordergrund weiterer kritischer Anmerkungen standen vielmehr Aspekte einer zukünftigen Ausgestaltung, insbesondere die einzubeziehenden Fehlmengen und der Tagesbezug des vorgeschlagenen Anreizsystems. Mit Ausnahme der EnBW wurde ein grundsätzlicher Wirkzusammenhang von auftretenden Differenzmengen bei SLP-Entnahmestellen und dem an einem Tag angefallenen Regelenergiebedarf von den Marktbeteiligten in ihren Stellungnahmen dabei nicht grundsätzlich bestritten. Die Marktgebietsverantwortlichen und der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber wiesen vielmehr darauf hin, dass Regelenergie in der Vergangenheit in einem nicht unerheblichem Maß durch die Differenzmengen der SLP-Entnahmestellen verur-

sacht wurde und aus diesem Grund eine tägliche Betrachtung für ein SLP-Anreizsystem als sachgerecht und sinnvoll anzusehen sei.

Im Hinblick auf den in der zweiten Konsultation veröffentlichte Vorschlag, auch die über einem Grenzwert auftretenden Überspeisungen (und nicht nur die Unterspeisungen) finanziell zu bewerten, wies die Stellungnahme von BBH (stellvertretend für 84 Unternehmen) auf das Erfordernis hin, dass die Anreizwirkung mit entsprechenden beidseitigen Abschlagszahlungen auszugestalten sei. Nach Auffassung einer Vielzahl gleichlautender Stellungnahmen würde bei einer für Überspeisung vorgesehenen Zahllast die derzeitige Anreizsystematik der Netzkontoabrechnung als Vorauszahlung auf die spätere Mehr-/Minderungenabrechnung durchbrochen, da in diesem Fall nun auch auf einen potentiellen Auszahlungsbetrag zugunsten des Verteilernetzbetreibers gezahlt werden müsste. Der beabsichtigte Anreiz ginge fehl, da dem Marktgebietsverantwortlichen bei Überspeisungen des Verteilernetzbetreibers keine Kosten gegenüberstünden.

Außer den Marktgebietsverantwortlichen, dem Verband der Fernleitungsnetzbetreiber, der VNG, den VIK/VCI und der Bilanzkreiskooperation lehnten darüber hinaus alle Stellungnehmenden die Einführung des Tagesbezugs ab. Für das Anreizsystem sei die derzeitige Monatsbetrachtung bei gleichzeitiger Weiterentwicklung der Standardlastprofile anhand der Maßnahmenempfehlungen des derzeit vom BDEW beauftragten Gutachtens zur Weiterentwicklung von Standardlastprofilverfahren („Statusbericht zum Standardlastprofilverfahren Gas“, erstellt von der FfE GmbH) beizubehalten. Als wesentliche Begründung wurde hierzu angeführt, dass die Abweichungen, die bei einer täglichen Netzkontobetrachtung bei SLP-Verfahren auftreten, zumeist durch die gewählten Standardlastprofilverfahren systembedingt verursacht seien und nicht durch den jeweiligen Netzbetreiber verhindert werden könnten. Ein Anreiz zur Verbesserung der SLP-Allokation könne so nur sehr bedingt erreicht werden und rechtfertige die Einführung eines Anreizregimes auf Tagesbasis nicht. Infolgedessen sei eine Bestimmung eines Schwellenwertes mit der notwendigen Anreizwirkung, der diese externen Faktoren auch für die unterschiedlichen Ausgangssituationen der einzelnen Netzbetreiber ausreichend berücksichtige, nach Auffassung der Stellungnehmenden nicht möglich. Es bestünde vielmehr die Gefahr, dass die Grenzwerte entweder so niedrig bestimmt würden, dass diese auch mit höchstmöglichem Aufwand durch die Verteilernetzbetreiber überschritten würden oder die Schwellenwerte seien derart hoch bemessen, dass eine Anreizwirkung fehl ginge. Der von der Beschlusskammer im Rahmen der ersten Konsultation zur Diskussion gestellte Schwellenwert von 15 Prozent wurde von der Mehrheit der Stellungnehmenden als deutlich zu niedrig eingeschätzt.

Insbesondere in Übergangszeiten seien die derzeitigen Lastprofile zudem nicht geeignet, täglich mit den Entnahmen übereinstimmende Allokationswerte auszugeben. Wesentliche Einflussfaktoren, wie die Qualität der Temperaturprognose oder das individuelle Abnahmeverhalten des Letztverbrauchers, lägen außerhalb des Einflussbereichs der Verteilernetzbetreiber, so dass

entsprechende Abweichungen zwischen Allokation und Messung nur sehr bedingt verhindert werden könnten. Dies gelte besonders bei extremen Temperatursituationen (Stadtwerke Am See). Abweichungen der Prognose von den tatsächlichen Verbrauchswerten müssten in einer bestimmten Höhe zudem hingenommen werden, um möglichst einheitliche Standardlastprofile zu ermöglichen. Anderenfalls bestünde die Gefahr, dass die Abwicklung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt durch zu stark individualisierte Standardlastprofile erschwert werden könnte. Gleichfalls seien auch Entwicklungspotentiale im synthetischen Lastprofilverfahren nicht mehr gegeben (Thüga). Im Rahmen der Untersuchungen für den Statusbericht zum Standardlastprofilverfahren Gas (siehe oben) habe kein Verfahren gefunden werden können, das mit einfachen Ansätzen eine nachhaltige Verbesserung der Prognose des täglichen Verbrauchs ermögliche. Einige Stellungnahmen (Rheinische Netzgesellschaft RNG, Creos) wiesen zudem auf die ihrer Meinung nach bei einer Tagesbetrachtung bestehende Gefahr hin, dass durch Verteilernetzbetreiber individualisierte Lastprofile marktweit zu negativen Saldierungseffekten führen können, die die beabsichtigte Wirkung einer Verminderung des Regelenergieeinsatzes konterkarieren würden. Auch seien Netzausspeisung und Netzeinspeisung ggf. in einem nicht unerheblichen Maße asynchron, sodass eine tagesscharfe Betrachtung im Hinblick auf die technischen Rahmenbedingungen des Gastransportes, wie z.B. die Netzsteuerung und die Nutzung des Netzpuffers, auch aus diesem Grund nicht zielführend erscheine (Stadtwerke München, Energienetze Bayern).

Darüber hinaus sahen die Stellungnehmenden sich bei der Einführung einer täglichen Netzkotobetrachtung unverhältnismäßig hohen finanziellen Belastungen durch die zukünftigen Abschlagszahlen ausgesetzt. Dies gelte unabhängig davon, ob die Zahlung des Verteilernetzbetreibers an den Marktgebietsverantwortlichen bei Überschreiten einer jeweiligen Grenze für Über- und Unterallokation oder nur bei Überschreitung eines festgelegten Schwellenwerts bei Unterallokation erfolgen würde. Auch wenn hierbei eine spätere Verrechnung mit den SLP-Mehr- und Mindermengen stattfinde, sei in einem Tagesregime gegenüber der heutigen Monatsbasis insbesondere in den Wintermonaten mit verstärkten Mittelabflüssen und damit mit erheblichen Anforderungen an das Liquiditätsmanagement der Verteilernetzbetreiber zu rechnen. Zudem würden den Unternehmen durch den Zeitversatz zwischen dem Auftreten der Abschlagszahlungen und der frühestens am Ende eines Kalenderjahres durchzuführenden endgültigen Mehr- und Mindermengenabrechnung in der Regel zusätzliche Zinsverluste entstehen.

(3) Mit der Aufforderung an die Fern- und Verteilernetzbetreiber, einen Anreizmechanismus zu entwickeln, greift die Beschlusskammer die ihr nach Art. 39 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung gegebene Möglichkeit auf, die Bereitstellung einer genaueren SLP-Prognose durch die prognostizierende Partei auch zukünftig zu unterstützen. Insofern kommt sie auch dem Einwand von EnBW, Erdgas Schwaben und Thüga in vollem Umfang nach, die einschlägigen Marktbeteiligten aufzufordern, einen entsprechenden Vorschlag für einen Anreizmechanismus abzugeben.

Entgegen der Auffassung der Stellungnehmenden beschränkt sich das Aufforderungsrecht nicht allein auf die formale Auftragserteilung an die Beteiligten, sondern Art. 11 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung eröffnet vielmehr ebenfalls die Möglichkeit, materielle Mindestvorgaben an ein derartiges Anreizsystem im Rahmen der dort aufgeführten Kriterien vorzugeben.

(a) Die Beschlusskammer hat darüber hinaus den Hinweis der stellungnehmenden Unternehmen und Verbände insoweit aufgegriffen, dass die Regelung der Festlegung gegenüber der Konsultationsfassung nun auch explizit die Auszahlung von überspeisten Fehlmengen an den Verteilernetzbetreiber aufführt. Insofern ist durch Anpassung der Konsultationsfassung nunmehr redaktionell eindeutig klargestellt, dass sowohl Abschlagszahlungen für Über- als auch für Unterspeisungen von den jeweiligen Marktbeteiligten vorzunehmen sind, d.h. das ggf. Zahlungen von den Verteilernetzbetreibern, aber auch von den Marktgebietsverantwortlichen zu leisten sind. Gleichzeitig resultiert aus den Kriterien des Netzkodexes Gasbilanzierung auch, dass das bisherige Anreizsystem auf Monatsbasis (Kooperationsvereinbarung Gas) abzuändern ist. Bei diesem wird, wenn eine Unterspeisung des Netzkontos von mehr als 10 Prozent festgestellt wird, das gesamte monatliche Netzkontosaldo (0) als Abschlag auf die zukünftige Mehr- oder Mindermengenabrechnung abgerechnet. Ein ausschließlich auf Unterspeisung ausgerichtetes d.h. asymmetrisches Anreizsystem, entspricht nicht den Anforderungen des Netzkodex Gasbilanzierung, der von begrenzten Zahlungen vom oder an den Fernleitungsnetzbetreiber bei Inanspruchnahme höherer oder niedriger Leistung durch den Verteilernetzbetreiber ausgeht (Art. 11 Abs. 4 lit. a) Netzkodex Gasbilanzierung). Bereits aus diesem Grund ist die Forderung vieler Stellungnehmenden, das derzeitige System fortzusetzen, nicht umsetzbar.

Gleichzeitig erübrigen sich vom Ergebnis her auch die Bedenken vieler Stellungnehmenden (BBH und gleichlautende Stellungnahmen), die in einer generellen Zahlungsverpflichtung vom Verteilernetzbetreiber an den Marktgebietsverantwortlichen das Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit verletzt sehen, da dem Marktgebietsverantwortlichen bei Überspeisungen keine Kosten entstünden. In einem solchen Fall ist künftig keine Zahlung vom Verteilernetzbetreiber an den Marktgebietsverantwortlichen, sondern eine vom Marktgebietsverantwortlichen an den Verteilernetzbetreiber vorgesehen.

(b) Die Ausgestaltung eines symmetrischen Anreizsystems bedeutet nach Auffassung der Beschlusskammer allerdings nicht, dass bei der Ausgestaltung der Grenzwerte für auftretende Über- und Unterspeisungen durch die Marktbeteiligten die gegenwärtige Situation des Auftretens von Fehlmengen außer Betracht bleiben muss. Vielmehr ist das Gegenteil zutreffend. Hierbei ist zunächst darauf hinzuweisen, dass einseitige Fehlmengen, unabhängig von ihrer Richtung, Regelernergie verursachen können und damit bereits im Grundsatz zu vermeiden sind. Insofern ist nach Auffassung der Beschlusskammer auch für Über- und Unterspeisungen separat zu prüfen, in welcher Höhe Grenzwerte einen Anreiz für die Vermeidung der derzeit auftretenden Fehlmengen bei SLP-Entnahmestellen gewährleisten können. Da diese nach

Erkenntnissen der Kammer bislang zumindest in der Übergangszeit und im Winter sehr stark von Unterspeisungen dominiert sind, erscheint es vielmehr angeraten, das Anreizsystem auch daraufhin auszurichten. Hierzu kann auch gehören, die Zahlungen an die Verteilernetzbetreiber bei Überspeisungen z.B. auf die Höhe des festgelegten Grenzwerts pro Tag zu begrenzen oder sämtliche Unterspeisungen eines Tages bei Überschreiten eines Grenzwerts als Abschlag abzurechnen.

(c) Die Beschlusskammer ist weiterhin der grundsätzlichen Auffassung, dass ein von den Marktbeteiligten ausgestaltetes Anreizsystem ein sachgerechtes und praktikables Instrument zur Verbesserung der SLP-Prognosegüte darstellt. Dieses Instrument hat sich dem Grunde nach in der Vergangenheit bereits bewährt und ist deshalb auch fortzuführen. Daher stimmt sie nicht mit dem Einwand überein, dass es besser sei, die Einhaltung von SLP-Prognoseabweichungen in bilateralen Verträgen zwischen den Marktbeteiligten zu regeln und unzureichendes Verhalten der Verteilernetzbetreiber bei der Erstellung der SLP-Prognosen über Vertragsstrafen durch den Marktgebietsverantwortlichen aufzudecken und zu ahnden (Stadtwerke München). Eine Weiterentwicklung des derzeitigen Anreizmechanismus auf Basis der bereits bestehenden Netzkontensystematik wird vielmehr als ein zielführenderes Instrument gesehen, dass sowohl flexibler als auch transparenter die Erfordernisse einer kontinuierlichen Verbesserung der Standardlastprofile erfüllt und gleichzeitig für alle Marktbeteiligten eine Weiterentwicklung der SLP-Verfahren unter einheitlichen Regelungen und Bedingungen sicherstellt, als dies mit bilateralen Vertragsregelungen der Fall sein würde. Dies verdeutlicht auch das bislang verankerte System, in dem sich die Allokationsgüte von Standardlastprofilen unter Beibehaltung einer Standardisierung in den letzten Jahren deutlich verbessert hat. Das System mit einem (begrenzten) finanziellen Anreiz zu versehen, entspricht dabei dem wirtschaftlichen Handeln von Unternehmen.

(d) Die Regelung des Art. 11 Abs. 4 lit. d) Netzkodex Gasbilanzierung sieht ferner eine Ausgestaltung des Anreizsystems mit Bezug auf den Entwicklungsstand des jeweiligen Gasmarkts vor. Die Beschlusskammer hält daher einen tagesscharfen Anreizmechanismus für notwendig, aus dem der Bezug zwischen dem an einem Tag entstandenen Regelenergiebedarf und den aus SLP-Entnahmestellen resultierenden Differenzmengen hergestellt werden kann.

Die Einführung einer Tagesbetrachtung im Rahmen des SLP-Anreizsystems ist eine notwendige Anpassung und spiegelt den Betrachtungshorizont der gesamten Bilanzierung wider. In der heutigen Monatsbetrachtung ist der Zusammenhang zwischen der täglichen Abweichung von Prognose und tatsächlicher Entnahme von SLP-Entnahmestellen und dem sich hieraus eventuell ergebenden Regelenergiebedarf sowohl in zeitlicher Hinsicht als auch in seiner tatsächlichen Höhe infolge der summarischen Durchschnittsbetrachtung aller Tage eines Monats nicht herzustellen. Es ergeben sich vielmehr bei der monatlichen Gegenüberstellung der übermittelten SLP-Prognosen und der ermittelten SLP-Ausspeisungen in den jeweiligen Netzkonten der Verteilernetzbetreiber rechnerische Saldierungseffekte, die eine Prognosegüte der SLP-

Entnahmen ausweisen, die deutlich unter den tatsächlich täglich aufgetretenen – und damit relevanten – Abweichungen liegt. Diese monatliche Betrachtung ist auch im Hinblick auf die Etablierung einer Tagesbetrachtung für die zukünftige Zuordnung der Kosten zwischen RLM- und SLP-Ausspeisungen nicht mehr sachgerecht.

Durch den Wegfall der in der Monatsbetrachtung auftretenden Saldierungseffekte wird ermöglicht, die tatsächliche Größenordnung der täglich durch SLP-Entnahmestellen auftretenden Differenzmengen transparent darzulegen und potentiell nicht systemadäquates Allokationsverhalten frühzeitig zu erkennen. Dies ist in der summarischen Monatsbetrachtung derzeit nicht möglich. Diese Transparenz gilt gleichermaßen auch für die künftigen Verbesserungspotentiale und die aus den bestehenden Tagesabweichungen zu ziehenden Schlussfolgerungen für eine Weiterentwicklung der SLP-Verfahren und der damit einhergehenden Senkung des Regelenergieeinsatzes. Gleichfalls entfallen mit einer Tagesbetrachtung auch den monatlichen Glättungseffekt ausnutzende missbräuchliche Ausgleichsmöglichkeiten, die den vorgegebenen Grenzwert durch gezielt vorgenommene Allokationsanpassungen am Monatsende noch zu korrigieren versuchen.

(e) Mit der Einführung der Tagesbetrachtung geht darüber hinaus weder eine grundsätzliche Änderung der Erhebung der Prognosegüte noch eine Veränderung der den Standardlastprofilverfahren zugrunde liegenden Parameter einher. Die Bereitstellung einer genaueren Prognose für die nicht täglich gemessenen Ausspeisungen eines Netznutzers ist auch zukünftig nach der derzeit in der Kooperationsvereinbarung bestehenden Netzkontensystematik durchzuführen, die sich nach Auffassung der Beschlusskammer in der Vergangenheit bewährt hat. Die Feststellung der täglichen Prognosegüte erfolgt hierbei nach wie vor anhand einer Gegenüberstellung der prognostizierten Mengen der SLP-Entnahmestellen mit den im Netzkonto rechnerisch bestimmten Ausspeisemengen. Die Umstellung der Berechnungsgrundlage vom gegenwärtig gültigen Netzkontosaldo 0 auf den Netzkontosaldo 1 ermöglicht es dabei, diejenigen Netzkonten sachgerecht in die Anreizwirkung einzubeziehen, die im Verhältnis zu den RLM-Ausspeisungen lediglich einen geringen Anteil an SLP-Ausspeisungen aufweisen. Insofern ist das bestehende Anreizsystem an dieser Stelle zu ändern. Die Einzelheiten zur Anwendung und Ausgestaltung des Anreizsystems werden weiterhin, wie auch von den meisten Stellungnehmenden gefordert, durch die betroffenen Marktteilnehmer (in der Kooperationsvereinbarung) zu regeln sein.

Die Beschlusskammer beabsichtigt ferner mit der Verschiebung des Betrachtungshorizonts auf den Tag keine Verschärfung der Anreizwirkung des zukünftigen Systems. Insofern sieht sie die Einschätzung, dass in der Festlegung eine Lockerung der untertägigen Verpflichtungen bei RLM-Allokationen einer nicht sachgerechten Verschärfung der Prognosegenauigkeit der SLP gegenübersteht (Creos), als nicht zutreffend an. Auch ergeben sich nach Ansicht der Kammer aus dem Wechsel des Betrachtungszeitraums keine Veränderungen der den Standardlastprofilverfahren zugrunde liegenden Parameter. Um eine wirkungsgleiche Ausgestaltung des zukünftigen

gen Anreizsystems sicherzustellen, wird es vielmehr darauf ankommen, die Höhe des zukünftigen Schwellenwertes und ggf. weiterer Kriterien zu einem übergreifenden Grenzwert derart zu bestimmen, dass im Ergebnis, wie in der heutigen Monatsbetrachtung auch, die Verteilernetzbetreiber, die systematisch (nach wie vor) eine überdurchschnittliche Abweichung aufweisen, einem Verbesserungsanreiz unterliegen.

Dass ein Verteilernetzbetreiber nicht auf alle Faktoren des Lastprofilverfahrens, wie die Qualität der Temperaturprognose oder das individuelle Abnahmeverhalten des Letztverbrauchers, unmittelbaren Einfluss hat, gilt für die bestehende Monatsbetrachtung und die Tagesbetrachtung gleichermaßen. Da sich die Berechnungssystematik des Netzkontosaldos im Grundsatz ebenfalls nicht ändert, trifft der Einwand der meisten stellungnehmenden Unternehmen nicht zu, dass die Bewertungsgrundlage der Lastprofile der Einführung einer Tagesbetrachtung entgegenstünde. Dass der zu bestimmende Grenzwert in der Tagesbetrachtung höher ausfallen wird als in der gegenwärtigen Monatsbetrachtung, ergibt sich bereits aus dem glättenden Effekt der summarischen Betrachtung der einzelnen Tage am Monatsende, der lediglich auf einen Durchschnittswert abzielt. Letztendlich wird bereits heute die monatliche Prognosegüte der Standardlastprofilverfahren durch die Abweichungen der SLP-Entnahmestellen der einzelnen Tage bestimmt. Die Beschlusskammer bestreitet hierbei nicht, dass die Abweichungen der einzelnen Tage zukünftig volatiler ausfallen als es im Monatsvergleich zu erkennen wäre. Dies spricht aber nicht gegen, sondern vielmehr für die Anwendung einer Tagesbetrachtung, da diese zukünftig die Abweichungsmengen der SLP-Entnahmestellen in ihrer tatsächlichen Höhe darstellen und damit in Bezug zu dem entsprechenden Regelenergieaufkommen des Tages gesetzt werden können. In der Monatsbetrachtung führt dies in der Vergangenheit zu keinen aussagekräftigen Ergebnissen.

Der zunehmenden Volatilität ist durch die geeignete Bestimmung der Schwellenwerte zu begegnen. Die Beschlusskammer hat den Marktbeteiligten hierzu bewusst keine einschränkenden Vorgaben gemacht. Der im Rahmen der ersten Konsultation in die Diskussion eingebrachte Grenzwert in Höhe von 15 Prozent, der von den Stellungnehmenden in der Mehrheit als zu niedrig angesehen wird, stellte lediglich einen Durchschnittswert der täglichen Abweichungen dar und diente insoweit nur dem Signal, dass der Grenzwert einer Tagesbetrachtung über der einer Monatsbetrachtung liegen wird. Dass mit diesem Wert die Volatilität der Abweichungen im Hinblick auf die zu erzielende Anreizwirkung eines Tages gegebenenfalls nicht ausreichend berücksichtigt ist, bestreitet die Beschlusskammer nicht grundsätzlich. Sie sieht allerdings auch nicht die von vielen Stellungnehmenden beschriebene Gefahr, dass die Schwellenwerte im Fall einer Tagesbetrachtung entweder so bestimmt würden, dass auch mit höchstmöglichem Aufwand der Verteilernetzbetreiber die Toleranzgrenzen fortlaufend überschritten würden oder die Schwellenwerte derart hoch bemessen werden müssten, dass eine Anreizwirkung fehl ginge. Bei der Berücksichtigung der Volatilität der Abweichungen ist nach Auffassung der Beschlusskammer auch in Erwägung zu ziehen, neben der Bestimmung eines prozentualen Schwellen-

werts für eine maximale Abweichung weitere Kriterien hinzuziehen, wie z.B. eine Anzahl von Karenztagen, die von einer Schwellenwertbetrachtung auszuschließen sind. Der Grenzwert muss ein realistisches Bild des tatsächlichen Prognoserisikos unter Berücksichtigung der erforderlichen Anreizwirkung widerspiegeln. Da die Kammer nur die Rahmenbedingungen eines Anreizsystems vorgegeben hat, sind die Marktbeteiligten in der Ausgestaltung unter Berücksichtigung der zu erzielenden Anreizwirkung – mit dieser Festlegung – keinen zusätzlichen Restriktionen unterworfen.

(f) Unbestritten bleibt, dass gewisse Abweichungen der Prognose von den tatsächlichen Verbrauchswerten bei Standardlastprofilverfahren generell hingenommen werden müssen. Dies gilt generell für das Standardlastprofilverfahren, unabhängig vom gewählten Zeithorizont einer Bewertung. Der Einsatz von Standardlastprofilen bietet – anders als bei einer registrierenden Leistungsmessung – geringere Möglichkeiten des Eingreifens, um Prognosen anzupassen (Thüga, Schwaben Netz). Dies ist ebenfalls systemimmanent und nicht einer Tagesbetrachtung geschuldet.

Maßgebliche Unterschiede verblieben allerdings bei den verschiedenen Lastprofilverfahren. Während die Prognose im „synthetischen Lastprofilverfahren“ auf statistisch ermittelten standardisierten Verbrauchsabnahmen basiert, wird im sog. „analytischen Lastprofilverfahren“ der ermittelte Vortagesverbrauch unter Berücksichtigung der jeweiligen Ist-Temperatur zur Prognose des Liefertages herangezogen. Die temperaturbedingte Fehlmenge für den Liefertag ist dementsprechend statisch an den Unterschiedsbetrag zwischen der Ist-Temperatur des Vortags (D-2) und der Ist-Temperatur des Liefertags (D) gekoppelt. In einer Monatsbetrachtung des Prognoserisikos gleicht sich dieses Temperaturrisiko bis auf den 2-Tagesversatz statistisch aus, allerdings entfällt diese Verrechnung bei einem Anreizsystem auf Tagesbasis. Um diesem strukturellen Nachteil des analytischen Lastprofilverfahrens zu begegnen, ist das Verfahren, wie auch von Stellungnehmenden (z.B. BDEW) gefordert, zu öffnen. Dies sollte dadurch erfolgen, dass neben einem starren Zeitversatz zukünftig auch die Verwendung einer Prognosetemperatur für den Liefertag analog dem synthetischen Verfahren ermöglicht wird. Auch wenn das analytische Verfahren nur von rund 10 Prozent der Verteilernetzbetreiber angewendet wird, hält die Beschlusskammer die Weiterverwendung eines Verfahrensansatzes, der gemessene Entnahmen zur Grundlage der Prognose von SLP-Entnahmestellen heranzieht, nach wie vor in der vorliegenden Ausprägung für förderungswürdig und damit auch in grundsätzlicher Art zu regeln. Entgegen der Auffassung des BDEW wird damit die nach Auffassung der Kammer notwendige Verfahrensvereinheitlichung gewährleistet, die eine marktweit einheitliche Anwendung dieses Verfahrens sicherstellt (wie auch beim synthetischen Verfahren). Den Marktbeteiligten sind für die weitere Ausgestaltung der Grundsätze der Standardlastprofilverfahren keine weiteren Vorgaben gemacht worden, so dass, wie bisher auch, ein ausreichender Gestaltungsspielraum für die Umsetzung des Verfahrens und der entsprechenden Verbesserungsmaßnahmen bleibt.

(g) Dass die Tagesbetrachtung im synthetischen Lastprofilverfahren verstärkt individualisierte Lastprofile nach sich ziehen würde, was zu Lasten einer gewünschten Standardisierung und der damit verbundenen vereinfachten Anwendung von Lastprofilen gehen würde, sieht die Kammer entgegen einiger Stellungnehmenden nicht. Ein ausreichend hoher Schwellenwert im zukünftigen Anreizsystem, ggf. unter Einbeziehung weiterer Korrekturparameter, wird einer möglichen Individualisierung der Lastprofile im synthetischen Verfahren bereits im Ansatz entgegenwirken. Dies gilt umso mehr, als die Beschlusskammer die von vielen Stellungnehmenden mit der Einführung des Anreizsystems vermutete Verschärfung des Anreizsystems gar nicht beabsichtigt. Des Weiteren sei darauf verwiesen, dass die bislang von den Marktbeteiligten zur Verbesserung der Prognosegüte ergriffenen standardisierten Maßnahmen bereits deutliche Verbesserungen der täglichen Prognosegüte von Lastprofilen mit sich gebracht haben. Die Veränderung des zeitlichen Bewertungshorizonts ändert nichts an dem systemimmanenten Verbesserungspotential insbesondere des mehrheitlich von den Netzbetreibern verwendeten synthetischen Standardlastprofilverfahrens.

Auch der von den Verbänden beauftragte „Statusbericht zum Standardlastprofilverfahren Gas“ enthält, soweit der Beschlusskammer bekannt, sehr wohl standardisierte Verbesserungsansätze (z.B. die Linearisierung des Abnahmeverhaltens in kalten und warmen Temperaturbereichen), die bekannte Schwächen des am häufigsten eingesetzten synthetischen Lastprofilverfahrens der TU München entgegenwirken können. Die Beschlusskammer teilt insofern bereits im Grundsatz nicht die Skepsis, dass das Potential der Lastprofile für signifikante Verbesserungen bereits erschöpft sei und man somit einer Anreizwirkung auf Tagesbasis nicht begegnen könne (Thüga). Hierbei wird zudem verkannt, dass die Qualität der Allokationsgüte nicht nur durch das verwendete Verfahren gekennzeichnet ist, sondern ebenfalls durch die entsprechende Vorbereitung und Sorgfalt bei der Einrichtung der dazugehörigen Parameter, der prozessualen Abwicklung der Standardlastprofilverfahren sowie die Übermittlung der Daten an die Marktbeteiligten durch die Verteilernetzbetreiber. Nach bisherigen Erkenntnissen werden bereits mit der Angleichung der Anwendungsstandards auf ein durchschnittliches Niveau bei denjenigen Verteilernetzbetreibern deutliche Prognoseverbesserungen hervorgerufen, die heute noch überdurchschnittliche Fehlmengen aufweisen.

(h) Auch das Argument, dass die Nutzung von Netzpuffern sowie die technische Netzsteuerung, bei der Einspeisung und Ausspeisung in die Netze systembedingt asynchron sind, die Bestimmung von Abweichungen der SLP-Entnahmen in der Tagesbetrachtung signifikant beeinträchtigen, teilt die Beschlusskammer in ihren Auswirkungen nicht.

Die Ermittlung der Fehlmengen der SLP-Entnahmestellen in einem Netzkonto erfolgt durch die Gegenüberstellung von gemessenen Ein- und Ausspeisewerten mit den SLP-Allokationen, d.h. den prognostizierten SLP-Entnahmen. Dass in dem so ermittelten Netzkontosaldo neben Messungenauigkeiten auch netzhydraulische Ungenauigkeiten im sog. „Netzkontosumpf“

enthalten sein mögen, ist nicht auszuschließen. Dieser Effekt ist in einem räumlich begrenzten Verteilernetz aber nur in einem sehr geringen Umfang zu erwarten und verändert die ermittelte Prognosegüte der Standardlastprofile nicht signifikant. Die Auswirkungen können nach den der Beschlusskammer vorliegenden Erkenntnissen daher im Grundsatz vernachlässigt werden. Selbst wenn dieser Effekt eine bestimmbare Dimension erreichen würde, können derartige Effekte auch durch einen Aufschlag auf die entsprechenden Grenzwerte kompensiert werden.

Hinsichtlich der Netzpufferung ist davon auszugehen, dass sich negative Effekte nicht in druckgesteuerten Verteilernetzbetreiber des Normalbetriebs ergeben, da sich hier ein Netzgleichgewicht nicht durch aktive Steuerung, sondern aufgrund der Ausspeisungen automatisch ergibt. Eine Aufpufferung kann nur aktiv in Rahmen eines mengengesteuerten Netzes geplant und betrieben werden. Insofern müssen die hierfür aus dem vorgelagerten Netz angeforderten Mengen in ihrer Höhe prinzipiell bekannt sein und können damit der Mengebilanz des Netzes sachgerecht zugerechnet werden. Wenn die Mengebilanz des Netzpuffers bekannt ist bzw. anhand der einschlägigen technischen Regelwerke bestimmt werden kann, kann eine Auf- bzw. Abpufferung bereits im heutigen monatlichen System am Monatsende für das Netzkonto neutral vorgenommen werden. Ist das Herausrechnen des Netzpuffereinsatzes in der Monatsbetrachtung möglich, muss dies auch in der täglichen Betrachtung möglich sein. Der Übergang zur Tagesbetrachtung führt damit nicht zu einer systematischen Schlechterstellung. Der Beschlusskammer lagen darüber hinaus auch bislang keine Beschwerden betroffener Netzbetreiber vor, die eine Auf- bzw. Abpufferung im Rahmen des normalen Netzbetriebs für eine Grenzwertüberschreitung der SLP-Prognosegüte nachweislich verantwortlich gemacht haben. Im Übrigen dürfte dies ohnehin mehrheitlich Fernleitungsnetzbetreiber betreffen, die in der Regel, mangels SLP-Ausspeisungen, von einem SLP-Anreizsystem nicht betroffen sind.

(i) Unter Berücksichtigung der noch zu bestimmenden Grenzwerte und der Etablierung eines symmetrischen Anreizsystems sieht die Beschlusskammer die von vielen Stellungnehmenden geäußerte Befürchtung, dass bei Einführung eines Anreizsystems auf Tagesbasis der Verteilernetzbetreiber zusätzlichen finanziellen Belastungen ausgesetzt ist, als eher gering an. Dieser Eindruck mag bei den Stellungnehmenden auch im Hinblick auf die in der zweiten Konsultationsfassung noch textlich betonten doppelten Zahlungsverpflichtung entstanden sein, die von der Kammer nicht weiter verfolgt wurde. Gleichzeitig ist hervorzuheben, dass der grundsätzliche Ansatz, Grenzwertüberschreitungen als Abschlag auf die zukünftige Mehr- und Mindermengenabrechnung anzurechnen, erhalten bleibt. Insofern stehen den bis zur Mehr- und Mindermengenabrechnung auftretenden Vorfinanzierungen wiederum temporäre Einnahmen und Zinsvorteile für zu viel eingespeiste Mengen gegenüber. Viele Beispielsrechnungen der Stellungnehmenden berücksichtigen darüber hinaus lediglich Schwellenwerte und vernachlässigen die ggf. notwendige Einbeziehung von weiteren Kriterien zu einem umfassenden Grenzwert, um die gegenüber der heutigen Systematik beabsichtigte gleichbleibende Anreizwirkung zu erreichen.

(j) Neben der Evaluierung des Anreizsystems durch die Marktbeteiligten gemäß Art. 42 Abs.4 Netzkodex Gasbilanzierung sieht es die Beschlusskammer in Übereinstimmung mit Art. 11 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung nach wie vor als erforderlich an, die Auswirkungen des neuen Betrachtungszeitraums und die von den Marktbeteiligten ergriffenen Maßnahmen zur Ausgestaltung des SLP-Anreizsystems zu beobachten und in angemessenen Zeitabständen zu prüfen, ob und inwieweit ggf. Korrekturen erforderlich sind. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die festzusetzenden Grenzwerte und deren Wirkung im Vergleich zu der heutigen Systematik. Die zu diesem Zweck vorgesehene Übermittlung der Netzkontendaten durch die Marktgebietsverantwortlichen an die Bundesnetzagentur ist in den Stellungnahmen von den Unternehmen nicht weitergehend kommentiert worden.

Schließlich ist der bereits eingeführte Transparenzmechanismus beizubehalten, der durch die Veröffentlichung auf der Internetseite der Marktgebietsverantwortlichen diejenigen Verteilernetzbetreiber auflistet, deren Datenübermittlung in qualitativer oder quantitativer Hinsicht für die Ein- und Ausspeisungen der Netzknoten nicht ordnungsgemäß vorgenommen wird. Die Beschlusskammer hat sich hierbei dem Vorschlag der Mehrheit der Stellungnehmenden angeschlossen, die Feststellung der entsprechenden Grenzwerte von allen betroffenen Marktbeteiligten, d.h. Verteilernetzbetreibern und Marktgebietsverantwortlichen gemeinsam vornehmen zu lassen. Die bislang von den Marktgebietsverantwortlichen erarbeiteten Kriterien scheinen hierfür eine geeignete Grundlage darzustellen. Dass es für den Fortbestand der Regelung nach wie vor ein Bedarf gibt, zeigen die Veröffentlichungen der Marktgebietsverantwortlichen der Vergangenheit. Trotz der im Durchschnitt festzustellenden Verbesserungen bei der Qualität und Übermittlung der Daten liegen noch immer bei einer nicht unerheblichen Anzahl von Netzbetreibern offensichtlich erhebliche Mängel vor, die bislang nicht beseitigt wurden. Dies gilt in qualitativer Hinsicht insbesondere für die Übermittlungen bei RLM-Entnahmestellen. Insofern hat sich die Kammer entschlossen, diese Gruppe in der Festlegung nochmals gesondert hervorzuheben und Einzelheiten zu regeln. Sowohl die Veröffentlichungen der Marktgebietsverantwortlichen als auch die beiden im Rahmen der Konsultation durchgeführten Anhörungen zeigten, dass zum Teil noch erhebliche Defizite in der Übermittlungsqualität der Zeitreihen der RLM-Entnahmestellen (insb. RLMmT, RLMoT), zwischen den vorläufigen Übermittlungen und den endgültig festgestellten Werten am Monatsende, vorherrschen. Hier werden bei einigen Netzbetreibern immer noch Abweichungsraten von mehr als 25 Prozent festgestellt, was die Kammer nicht zuletzt vor dem Hintergrund des auch im Netzkodex Gasbilanzierung dokumentierten steigenden Informationsbedürfnisses der Marktteilnehmer als absolut unzureichend ansieht. Daher hält sie es für dringend geboten, einerseits die Abweichungen speziell dieser Zeitreihen zwischen den untertätigen (D) zu den am Folgetag (D+1) getätigten Übermittlungen und andererseits die Abweichungen zwischen diesen beiden Übermittlungen und den am Monatsende bestimmten endgültigen Werten festzustellen, zu analysieren und zu bewerten.

4.3.9. Berichts- und Evaluierungspflichten (Tenor zu 9.)

Ziff. 9. des Tenors befasst sich mit Berichts- und Evaluierungspflichten, welche den Marktgebietsverantwortlichen und Verteilernetzbetreibern auferlegt werden. Die entsprechenden Vorgaben zu den Berichts- und Evaluierungspflichten ergeben sich bereits aus dem Netzkodex Gasbilanzierung. Über die Regelungen des Netzkodes Gasbilanzierung hinaus sind unter anderem die konkreten Termine für die Vorlage der Berichte festzulegen. Durch die Berichts- und Evaluierungspflichten wird die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt, sich regelmäßig ein Bild vom Status und der Entwicklung des Bilanzierungssystems zu machen. Auf diese Weise können die Wirksamkeit und Effizienz des Systems evaluiert und eventuell notwendige Änderungen an den zugrundeliegenden Mechanismen identifiziert werden. Auf diese Weise tragen die Berichts- und Evaluierungspflichten ihrerseits zu dem übergeordneten Ziel des Netzkodex Gasbilanzierung bei, Bilanzierungsportfolios wirtschaftlich effizient und nicht diskriminierend ausgeglichen halten zu können. Durch die Bündelung der verschiedenen Berichts- und Evaluierungspflichten aus dem Netzkodex Gasbilanzierung werden die Gesamtzusammenhänge berücksichtigt, die bereitgestellten Informationen im Ergebnis übersichtlicher dargestellt und damit leichter zu beurteilen. Dadurch wird administrativer Aufwand sowohl der Bundesnetzagentur als auch der Verpflichteten minimiert. Die Berichts- und Evaluierungspflichten beziehen sich im Einzelnen auf die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie (siehe folgenden Abschnitt 4.3.9.1.), die Prognosegüte der Standardlastprofile und das Anreizsystem für SLP-Entnahmestellen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.9.2.), die Kosten und den Nutzen einer Erhöhung der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.9.3.).

4.3.9.1. Zusammenfassender Bericht zur Regelenergie

(1) Nach Ziff. 9. lit. a) des Tenors sind die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, der Beschlusskammer einmal jährlich einen Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie in ihrem jeweiligen Marktgebiet zu übermitteln. Der erste Bericht soll ein Jahr nach Inkrafttreten der Festlegung übermittelt werden. Dieser Bericht soll unter anderem die nach dem Netzkodex Gasbilanzierung vorgeschriebenen Berichte und Evaluierungen enthalten und sie in einem Bericht bündeln. Dies betrifft die Darstellung und Überprüfung der umgesetzten und geplanten Interimsmaßnahmen gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung, die Überprüfung der Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen gemäß Art. 8 Abs. 6 Netzkodex Gasbilanzierung und eine Analyse der Beschaffung oder Bereitstellung von Regelenergie gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung.

(2) Die Berichtspflichten zur Darstellung und Überprüfung der umgesetzten und geplanten Interimsmaßnahmen, die Überprüfung der Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen und die Analyse der Beschaffung oder Bereitstellung von Regelenergie ergeben sich bereits aus

dem Netzkodex Gasbilanzierung. Zusammengefasst beziehen sich die dort festgelegten Berichtspflichten auf die Erfahrungen der Verpflichteten mit der Beschaffung und dem Einsatz interner und externer Regelenergie. Im Sinne einer administrativen Erleichterung, aus Gründen der Übersichtlichkeit und um die einzelnen Berichte in einen Gesamtzusammenhang zu stellen, werden die individuellen, unter Ziff. 9. lit. a) des Tenors behandelten Berichte des Netzkodex Gasbilanzierung zu einem gemeinsamen Bericht zusammengefasst.

Der Bericht soll die gesamten Erfahrungen über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie umfassen. Er soll daher nicht auf die Berichtspflichten aus Art. 46, 8 Abs. 6 und 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung beschränkt werden. Insoweit beruht diese Festlegung auch auf § 50 Abs. 1 Ziff. 7 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG und § 40 Abs. 2 GasNZV. Nach § 50 Abs. 1 Ziff. 7 GasNZV kann die Beschlusskammer zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke Festlegungen zum Verfahren für die Beschaffung, den Einsatz und die Abrechnung von Regelenergie treffen. Wenn die Beschlusskammer ermächtigt wird, das Verfahren für die Beschaffung, den Einsatz und die Abrechnung von Regelenergie festzulegen, so muss sie auch, dem argumentum a maiore ad minus folgend, weniger weitgehende Berichtspflichten festlegen können. Dies ist unter anderem notwendig, um gegebenenfalls durch nachträgliche Änderungen gemäß § 29 Abs. 2 EnWG sicherzustellen, dass die Festlegung weiterhin den Voraussetzungen genügt. Die Berichtspflicht ist auch in der weiterreichenden Verpflichtung zur Veröffentlichung nach § 40 Abs. 2 GasNZV als Minusmaßnahme enthalten.

(a) Die Festlegung in Bezug auf die Darstellung und Überprüfung der umgesetzten und geplanten Interimsmaßnahmen beruht auf Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung. Danach haben die Marktgebietsverantwortlichen der nationalen Regulierungsbehörde einen Bericht über die geplante Umsetzung oder die geplante Fortführung der Umsetzung von Interimsmaßnahmen zur Genehmigung vorzulegen. Interimsmaßnahmen sind gemäß Art. 45 ff. Netzkodex Gasbilanzierung Maßnahmen für den netztechnischen Ausgleich im Falle einer unzureichenden oder voraussichtlich unzureichenden Liquidität des kurzfristigen Gasgroßhandelsmarkts oder für den Fall, dass vom Fernleitungsnetzbetreiber benötigte zeitbezogene Produkte und ortsbezogene Produkte auf diesem Markt nicht in angemessener Weise beschafft werden können.

Im Empfehlungsdokument haben die beiden Marktgebietsverantwortlichen die Genehmigung zur Aufrechterhaltung der physikalischen Bilanzierungsplattformen gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung für einen Zeitraum von zunächst fünf Jahren gestellt und den Bericht nach Art. 46 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung vorgelegt. Mit der geplanten Fortführung der Umsetzung dieser Interimsmaßnahme sind somit jährlich gegebenenfalls aktualisierte Folgeberichte vorzulegen. Im Sinne der Bündelung der verschiedenen Berichtspflichten und um eine einheitliche Berichterstattung der Marktgebietsverantwortlichen zu ermöglichen ist der Begriff „jährlich“

in Art. 46 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung nicht auf den Zeitpunkt der Vorlegung des ersten Berichts zu beziehen, sondern auf das Inkrafttreten der Festlegung.

(b) Die Überprüfung der Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen beruht auf Art. 8 Abs. 6 Netzkodex Gasbilanzierung. Danach überprüfen die Marktgebietsverantwortlichen jährlich die Inanspruchnahme ihrer beschafften Flexibilitätsdienstleistungen, um einzuschätzen, ob die verfügbaren kurzfristigen standardisierten Produkte den netztechnischen Anforderungen besser gerecht würden und ob die Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen im nächsten Jahr verringert werden könnte. Der Netzkodex Gasbilanzierung verpflichtet die Marktgebietsverantwortlichen daher zunächst zur Überprüfung der Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen und nicht direkt zum Vorlegen eines entsprechenden Berichts an die nationale Regulierungsbehörde. Wie oben ausgeführt, kann die Beschlusskammer Berichtspflichten in Bezug auf die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie festlegen. Die Festlegung einer solchen Berichtspflicht ist auch verhältnismäßig und ermessensfehlerfrei. Dabei ist insbesondere zu beachten, dass die Marktgebietsverantwortlichen nach dem Netzkodex Gasbilanzierung verpflichtet sind, eine Überprüfung durchzuführen. Die Vorlage eines Berichts entsprechenden Inhalts ist somit nicht mit zusätzlichem Aufwand verbunden und trägt mittels der durch die Vorlage ermöglichten Bewertung durch die Beschlusskammer zur Verwirklichung eines effektiven Netzzugangs bei.

(c) Nach Art. 9 Abs. 3 S. 1 Netzkodex Gasbilanzierung können die Marktgebietsverantwortlichen als Alternative zur Beschaffung oder Bereitstellung von Regelenergie in ihren eigenen Marktgebieten einen Antrag auf Genehmigung für die Beschaffung oder Bereitstellung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten stellen. Nach Art. 9 Abs. 3 S. 3 Netzkodex Gasbilanzierung werden die einschlägigen Geschäftsbedingungen jährlich geprüft.

Im Empfehlungsdokument haben die beiden Marktgebietsverantwortlichen einen Antrag auf Genehmigung gemäß Art. 9 Abs. 3 S. 1 Netzkodex Gasbilanzierung gestellt und eine Analyse der aus ihrer Sicht bestehenden Notwendigkeit für eine Genehmigung vorgelegt. Die Vorlage einer solchen Analyse durch die Marktgebietsverantwortlichen wird vom Netzkodex Gasbilanzierung nicht direkt gefordert. Die Beschlusskammer kann aber, wie bereits oben ausgeführt Berichtspflichten in Bezug auf die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie festlegen. Die Verpflichtung zur Vorlage einer Analyse zur Beschaffung oder Bereitstellung von Regelenergie in einem benachbarten Marktgebiet ist auch verhältnismäßig und ermessensfehlerfrei. Die Analyse ist notwendig, um die jährlich vorgesehene Prüfung der Geschäftsbedingungen für die Beschaffung und Bereitstellung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten durch die Beschlusskammer zu ermöglichen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund des Art. 9 Abs. 3 S. 2 Netzkodex Gasbilanzierung, welcher es ermöglicht, bei der Genehmigung der Beschaffung und Bereitstellung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten alternative Lösungen zur Verbesserung des Funktionierens des Inlandsmarktes in Erwägung zu ziehen. Zur Beurteilung

dieser alternativen Lösungen bedarf es einer umfassenden Analyse als Entscheidungsgrundlage.

(d) Zusätzlich haben die Marktgebietsverantwortlichen als Teil des jährlichen Regelenergieberichts ein regelmäßiges Monitoring der lokalen Regelenergieprodukte, hierbei insbesondere der Abrufhäufigkeit und der abgerufenen Menge, sowie der Vor- und Nachteile einer Mengengewichtung bei der Ermittlung des jährlichen Verteilungsschlüssels für die Bilanzierungsumlagen durchzuführen. Ausgehend von diesen Ergebnissen soll beurteilt werden können, ob die Produktwahl für die Ermittlung der Ausgleichsenergieentgelte einer Anpassung bedarf (siehe Ausführungen in Abschnitt 4.3.2.2.) bzw. ob die Vorteile einer Mengengewichtung für die Ermittlung des Verteilungsschlüssels die Nachteile überkompensieren (siehe Ausführungen in Abschnitt 4.3.7.2).

4.3.9.2. Bericht zur Prognosegüte der Standardlastprofile und zum SLP-Anreizsystem

(1) Der Tenor zu Ziff. 9. lit. b) verpflichtet die Verteilernetzbetreiber, die Prognosegüte der Standardlastprofile und das Anreizsystem für SLP-Entnahmestellen regelmäßig zu überprüfen. Nach Einführung des Anreizmechanismus haben die Verteilernetzbetreiber der Beschlusskammer alle zwei Jahre über die Ergebnisse der jeweiligen Evaluierung zu berichten. Der Bericht muss Angaben über die in dem Berichtszeitraum erzielte Prognosegenauigkeit der eingesetzten Standardlastprofilverfahren enthalten. Außerdem sollen die Verteilernetzbetreiber Empfehlungen zu möglichen Verbesserungen der Standardlastprofile und zu möglichen Änderungen am Anreizmechanismus für SLP-Entnahmestellen machen. Die Marktgebietsverantwortlichen wirken an diesem Verfahren mit und stellen den Verteilernetzbetreibern die für die Evaluierung notwendigen Daten zur Verfügung. Der erste Bericht ist am 01.10.2018 vorzulegen.

(2) Ziff. 9. lit. b) des Tenors konkretisiert Art. 42 Abs. 3. Netzkodex Gasbilanzierung. Danach hat die prognostizierende Partei mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über die Genauigkeit der Prognose für die nicht täglich gemessenen Ausspeisungen eines Netznutzers zu veröffentlichen. Die Verteilernetzbetreiber sind gemäß Art. 39 Abs. 5 Netzkodex Gasbilanzierung unter Wahrung des dort beschriebenen Verfahrens von der Beschlusskammer als prognostizierende Partei benannt worden (siehe Abschnitt 4.3.1.).

Die Beschlusskammer hat von der Möglichkeit des Art. 39 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung Gebrauch gemacht. Die Netzbetreiber sind danach verpflichtet, für die Bereitstellung einer genauen Prognose für die nicht täglich gemessenen Ausspeisungen eines Netznutzers einen Vorschlag eines Anreizmechanismus vorzulegen (siehe Abschnitt 4.3.8.). Empfehlungen zu einer möglichen Verbesserung dieses Anreizsystems sind mit dem Bericht vorzulegen. Der Bericht dient dazu, die Bereitstellung einer genaueren Standardlastprofil-Prognose durch die Verteilernetzbetreiber auch in Zukunft zu unterstützen. Hierbei sind neben die Erfahrungen des neuen Anreizsystems auch die gegenwärtigen Ausprägungen der SLP-Fehlmengen und der

gegenwärtige Anreizmechanismus zu berücksichtigen. Um eine marktgebietsübergreifende Einschätzung der angewendeten Standardlastprofilverfahren sicherzustellen, wirken die Marktgebietsverantwortlichen an der Erstellung des Berichts mit und stellen gemäß Art. 42 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung in geeigneter Form die für eine Untersuchung notwendigen Daten zur Verfügung. Für eine Einschätzung des einzuführenden Anreizmechanismus ist es daher notwendig, dass die Verteilernetzbetreiber genug Zeit in Anwendung des Systems erhalten, bevor sie dieses innerhalb des vorzulegenden Berichts evaluieren müssen. Den Verteilernetzbetreibern soll daher der vom Netzkodex Gasbilanzierung vorgegebene Zeitraum von zwei Jahren vollständig zur Verfügung stehen, um Erfahrungen mit dem Mechanismus zu sammeln, bevor dieser überprüft und Empfehlungen zu möglichen Verbesserungen und Änderungen vorzulegen sind. Der erste Bericht ist der Beschlusskammer deshalb zwei Jahre nach Umsetzung des Anreizsystems vorzulegen.

4.3.9.3. Kosten-Nutzen-Analyse

(1) Gemäß Ziff. 9. lit. c) des Tenors werden die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, bis zum 01.10.2018 eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen und an die Beschlusskammer zu übermitteln. In dieser Analyse sind die Kosten und der Nutzen einer Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen zu bewerten. Diese Kosten-Nutzen-Analyse hat eine Aufschlüsselung der Kosten und des Nutzens für die beteiligten Parteien zu enthalten.

(2) Ziff. 9. lit. c) des Tenors beruht auf Art. 38 Netzkodex Gasbilanzierung. Die danach zu erstellende Kosten-Nutzen-Analyse hat eine Aufschlüsselung der Kosten und Vorteile für die beteiligten Parteien zu enthalten und ist von den Marktgebietsverantwortlichen mit den Interessengruppen in Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern bei den sie betreffenden Themen zu konsultieren. Auf der Grundlage der Konsultationsergebnisse entscheidet die Beschlusskammer über etwaige Änderungen der Informationsbereitstellung. Die Marktgebietsverantwortlichen haben die Bewertung innerhalb von zwei Jahren nach Geltung eines auf Grundlage des Netzkodex Gasbilanzierung etablierten Systems der Informationsbereitstellung vorzulegen, also am 01.10.2018. Der Netzkodex Gasbilanzierung sieht vor, dass die Kosten-Nutzen-Analyse innerhalb von zwei Jahren nach dem Inkrafttreten des Netzkodex Gasbilanzierung vorzulegen ist. Gemäß Art. 53 S. 1 Netzkodex Gasbilanzierung ist dieser am zwanzigsten Tag nach seiner Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union in Kraft getreten. Der Netzkodex Gasbilanzierung wurde am 27.03.2014 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht, ist also dementsprechend am 16.04.2014 in Kraft getreten. Zwar gilt der Netzkodex Gasbilanzierung nach Art. 53 S. 2 erst ab dem 01.10.2015, dies gilt aber unbeschadet des Art. 38 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung, welcher gerade die Berichtspflicht der Marktgebiets-

verantwortlichen betrifft. Bei Auslegung nach dem Wortlaut der Vorschrift müssten die Marktgebietsverantwortlichen daher bereits am 16.04.2016 den Bericht vorlegen.

Die Verpflichtungen aus Art. 24 ff. Netzkodex Gasbilanzierung in Bezug auf die untertägigen Verpflichtungen und die entsprechende Informationsbereitstellung gelten aber ausweislich des Art. 53 S. 2 Netzkodex Gasbilanzierung erst ab dem 01.10.2015. Ausgenommen ist Art. 28 Netzkodex Gasbilanzierung, welcher jedoch nur bestehende untertägige Verpflichtungen betrifft. Damit verbliebe den Marktgebietsverantwortlichen weniger als ein Jahr, um Erfahrungen mit den neuen Regelungen der untertägigen Verpflichtungen im Rahmen des Netzkodex Gasbilanzierung zu sammeln. Dies bewertet die Beschlusskammer als nicht ausreichend, um die Bewertung durchführen zu können und die umfangreiche Kosten-Nutzen-Analyse vorzulegen, welche dazu noch mit den Interessengruppen zu konsultieren ist. Erschwerend kommt hinzu, dass die Festlegung die Anforderungen des Netzkodex Gasbilanzierung in Ziff. 5. des Tenors weiter konkretisiert. Die Änderungen am bestehenden System sind weitreichend und müssen von den Marktgebietsverantwortlichen auch mit Weiterentwicklungen im Bereich der informationstechnologischen Verarbeitung begleitet werden. Unter anderem betreffen die Änderungen des bestehenden Systems die Ausgestaltung der untertägigen Informationsbereitstellung mit zwei Datenbereitstellungen. Dies führt im Vergleich zum bisherigen Status zu einer Verdopplung der Übermittlungen, einer Erweiterung der Informationsbasis der Netznutzer um drei Stunden sowie zu einer Verkürzung der Übermittlungsfristen. Weiterhin wurden die Regelungen für die Übermittlungszeiträume angepasst und auf insgesamt vier Stunden verkürzt. Diese Vorgaben sind ausweislich Ziff. 11. des Tenors erst zum 01.10.2016 anzuwenden.

Ein am 16.04.2016 vorzulegender Bericht könnte vor diesem Hintergrund überhaupt keine Erkenntnisse zu der Anwendung des neuen Systems liefern und wäre damit nicht geeignet, den Zweck der Bewertung weitergehender Informationsbereitstellung zu erfüllen, beziehungsweise zu fördern. Um die Kosten und den Nutzen einer über die neuen Regelungen hinausgehenden Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen unter Aufschlüsselung der Kosten und Vorteile für die beteiligten Parteien bewerten zu können, bedarf es umfassender Erfahrungswerte. Durch die Verpflichtung der Marktgebietsverantwortlichen, die Bewertung anschließend in Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern mit den Interessengruppen zu konsultieren und danach gegebenenfalls anzupassen, bedarf es eines zusätzlichen Zeitkontingents, denn erst auf Grundlage der Konsultationsergebnisse sollen die Marktgebietsverantwortlichen die Kosten-Nutzen-Analyse erstellen und vorlegen. Den Marktgebietsverantwortlichen muss daher genug Zeit gegeben werden, damit sie den ihnen zugewiesenen Aufgaben gerecht werden können und insbesondere etwaige Änderungen am System der Informationsbereitstellung durch die Beschlusskammer auf einer möglichst umfassenden Informations- und Erfahrungsbasis und unter Einbeziehung aller möglichen Interessengruppen und ihren Erfahrungen mit dem neuen System

der Informationsbereitstellung beruhen. Nur so kann die bezweckte effiziente Weiterentwicklung des Systems der Informationsbereitstellung befördert werden. Nach Sinn und Zweck ist die Angabe „innerhalb von zwei Jahren nach Inkrafttreten dieser Verordnung“ in Art. 38 Abs. 1 S. 1 Netzkodex Gasbilanzierung daher dahingehend auszulegen, dass die Bewertung innerhalb von zwei Jahren nach Geltung eines auf Grundlage des Netzkodex Gasbilanzierung etablierten Systems der Informationsbereitstellung vorzulegen ist.

4.3.10. Transparenzpflichten (Tenor zu 10.)

Ziff. 10. des Tenors befasst sich mit den Veröffentlichungspflichten der Marktgebietsverantwortlichen. Grundsätzlich wird an dem bisherigen hohen Niveau der Markttransparenz festgehalten. In Teilbereichen sind Ergänzungen und Konkretisierungen zudem dem bisherige System der Informationsbereitstellung aus den Verpflichtungen des EnWG, der GasNZV, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen („FernleitungsVO“) und der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) vorgenommen worden. Einige zusätzliche Verpflichtungen, welche sich indirekt aus dem neuen System des Netzkodex Gasbilanzierung ergeben, sind festgelegt worden. Die Veröffentlichungspflichten dienen der Förderung der Markttransparenz und sind eine zentrale Voraussetzung für ein effizientes und funktionierendes Regel- und Ausgleichsenergiesystem. Die Marktteilnehmer benötigen diese Informationen, um mögliche bilanzielle und wirtschaftliche Risiken erkennen, evaluieren und nötigenfalls ihr Marktverhalten entsprechend anpassen zu können. Die durch die Bereitstellung der Informationen geschaffene Transparenz stärkt das Vertrauen in die Funktionsfähigkeit des Regel- und Ausgleichsenergiesystems, fördert so die Entwicklung eines wettbewerbsgeprägten Gasmarktes und ermöglicht es den Marktteilnehmern, ihre Bilanzkreise auf effiziente Weise ausgeglichen halten zu können. Zur Verwirklichung eines möglichst hohen Maßes an Transparenz ist es erforderlich, die zu veröffentlichen und regelmäßig zu aktualisierenden Informationen allen Marktteilnehmern zeitnah, in angemessenem Umfang und diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Die Informationen sollen daher in einem für die elektronische Weiterverarbeitung durch Standardsoftware nutzbaren Format auf der Internetseite der Marktgebietsverantwortlichen veröffentlicht werden, um eine automatisierte Auswertung zu ermöglichen. Auf diese Weise können Marktteilnehmern auf die veröffentlichten Informationen schnell zugreifen, sie effizient auswerten und damit zur Grundlage ihrer Marktaktivitäten machen. Dies ergänzt und konkretisiert die Anforderungen an die Informationsbereitstellung in Art. 32 ff. Netzkodex Gasbilanzierung.

Die über die Veröffentlichungspflichten aus dem Netzkodex Gasbilanzierung und § 40 GasNZV hinausgehenden Festlegung beruhen auf § 50 Abs. 5 S. 1 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG. Nach § 50 Abs. 5 S. 1 GasNZV kann die Beschlusskammer Netzbetreiber im Wege der Festlegung verpflichten, über die Angaben in § 40 GasNZV hinaus weitere Informationen zu veröffentlichen, die für den Wettbewerb im Gashandel oder bei der Belieferung von Kunden erforderlich

sind. Unter den Begriff „Netzbetreiber“ des § 50 Abs. 5 S. 1 GasNZV sind auch die Marktgebietsverantwortlichen zu subsumieren. Der Begriff des Netzbetreibers wird in der GasNZV nicht definiert. § 50 Abs. 5 S. 1 GasNZV selbst verweist auf die Angaben der Netzbetreiber nach § 40 GasNZV. Dort werden Verpflichtungen sowohl für Netzbetreiber als auch Marktgebietsverantwortliche ausgesprochen. Dies könnte für eine begriffliche Differenzierung zwischen Netzbetreibern und Marktgebietsverantwortlichen sprechen. Aber § 20 Abs. 1 S. 4 GasNZV ermöglicht es den Fernleitungsnetzbetreibern, die Marktgebietsverantwortlichen mit „weiteren Aufgaben des Netzbetriebs“ zu beauftragen. Die gesetzlich vorgesehenen Aufgaben der Marktgebietsverantwortlichen gemäß § 20 Abs. 1 S. 3 GasNZV sind daher solche des Netzbetriebs, Marktgebietsverantwortliche insoweit auch „Netzbetreiber“. Dies gilt insbesondere unter Berücksichtigung einer Auslegung nach Sinn und Zweck der Regelung, nämlich die Veröffentlichung netzbezogener und marktrelevanter Informationen zu ermöglichen, um den Wettbewerb im Gashandel zu befördern.

Die einzelnen Veröffentlichungspflichten betreffen die Preise für Ausgleichsenergie (siehe folgenden Abschnitt 4.3.10.1.), untertägige Verpflichtungen und untertägige Informationen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.10.2.), Regelenergie (siehe folgenden Abschnitt 4.3.10.3.), Bilanzierungsumlagen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.10.4.), die monatlichen Salden der Bilanzierungsumlagekonten (siehe folgenden Abschnitt 4.3.10.5.) und die gemäß des Tenors zu Ziff. 9. zu erstellenden Berichte und Evaluierungen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.10.6.).

4.3.10.1. Preise für Ausgleichsenergie

(1) Nach Ziff. 10. lit. a) des Tenors sind die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, Informationen in Bezug auf Ausgleichsenergieentgelte und -preise zu veröffentlichen. Dies betrifft die Methodik zur Berechnung der Ausgleichsenergieentgelte, welche nach Genehmigung durch die Beschlusskammer zu veröffentlichen ist, die verwendeten Ausgleichsenergieentgelte, die nach Beendigung der Bilanzierungsperiode zu veröffentlichen sind, sowie die Informationen zur Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise unter Berücksichtigung der gemäß § 40 Abs. 2 Ziff. 1 und 2 GasNZV notwendigen Informationen. Diese Verpflichtung beinhaltet explizit auch die für die Herleitung der Kennzahlen erforderlichen Informationen, wie den höchsten Regelenergieeinkaufspreis, den niedrigsten Regelenergieverkaufspreis, den mengengewichteten Durchschnittspreis mit einer kleinen Anpassung von +/- 2 Prozent sowie, stündlich aktualisiert, die voraussichtlichen Ausgleichsenergiepreise. Die Informationen zu den Tageswerten sind von den Marktgebietsverantwortlichen rückwirkend mindestens für die letzten 12 Monate vorzuhalten.

(2) Die Festlegung beruht in Bezug auf die Methodik zur Berechnung der Ausgleichsenergieentgelte auf Art. 20 Abs. 2 S. 1 Netzkodex Gasbilanzierung und gibt im Wesentlichen dessen Wortlaut wieder. Danach haben die Marktgebietsverantwortlichen die Methodik für die Berech-

nung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts nach Genehmigung durch die Bundesnetzagentur auf der relevanten Webseite zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung der Methodik für die Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts erfolgt zum frühestmöglichen Zeitpunkt, nämlich nach Genehmigung durch die Bundesnetzagentur. Eine Veröffentlichung vor Genehmigung, etwa in Form einer Entwurfsfassung (wie von Statoil gefordert), erscheint weder sinnvoll noch würde dies den geforderten gesicherten Ausblick der Marktteilnehmer ermöglichen.

In Ergänzung zu der Methodik zur Berechnung der Ausgleichsenergieentgelte sollen von den Marktgebietsverantwortlichen auch die verwendeten Ausgleichsenergieentgelte nach Beendigung der Bilanzierungsperiode veröffentlicht werden. Dieser Teil der Festlegung basiert auf § 40 Abs. 2 Ziff. 2 GasNZV und gibt im Wesentlichen dessen Wortlaut wieder. Soweit die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet werden, Informationen zur Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise unter Berücksichtigung der gemäß § 40 Abs. 2 Ziff. 1 und 2 GasNZV notwendigen Informationen zu veröffentlichen, ist diese Verpflichtung Ausfluss der Art. 22, 23 Netzkodex Gasbilanzierung, welche inhaltliche Vorgaben für die Berechnung der täglichen Ausgleichsenergiepreise machen und der darauf basierenden Ziff. 2. des Tenors.

Die Festlegung einer Veröffentlichungspflicht ist verhältnismäßig und ermessensfehlerfrei. Die Veröffentlichung dieser Informationen ist erforderlich für den Wettbewerb im Gashandel. Sie dient dazu, die Ausgleichsenergiepreise für die Marktbeteiligten transparent und damit planbar zu machen und ist somit ein wichtiges Instrument zur Förderung des Wettbewerbs im Gashandel. Durch Veröffentlichung der stündlich aktualisierten voraussichtlichen Ausgleichsenergiepreise sowie der endgültigen Preise für positive und negative Ausgleichsenergie werden die Bilanzkreisverantwortlichen in die Lage versetzt, die Kosten eines möglichen Bilanzkreisungleichgewichts zu kalkulieren und nachzuvollziehen. Hierbei wird zur Klarstellung darauf hingewiesen, dass eine Veröffentlichung der stündlich aktualisierten voraussichtlichen Ausgleichsenergiepreise lediglich innerhalb des jeweiligen Tages durch die Marktgebietsverantwortlichen zu erfolgen hat. Sobald die endgültigen Ausgleichsenergiepreise vorliegen, sind ausschließlich die entsprechenden Tageswerte zu veröffentlichen. Mittels der Veröffentlichung der historischen Tageswerte der vergangenen 12 Monate ist es den Marktteilnehmern zudem möglich, die Preisentwicklung zu verfolgen und im Wege der Fortschreibung zu prognostizieren. Die durch die Bereitstellung der Informationen bezüglich der für die Herleitung des Grenzankaufspreises und des Grenzverkaufspreises geschaffene Transparenz stärkt das Vertrauen des Marktes, fördert so die Entwicklung eines wettbewerbsgeprägten Gasmarktes und ermöglicht es den Marktteilnehmern, sich effizient in diesem Markt zu bewegen. Zudem wird durch die Veröffentlichung der Daten das Diskriminierungspotential reduziert.

In Übereinstimmung mit § 40 Abs. 2 Ziff. 3 GasNZV verpflichtet Ziff. 10. lit. a) des Tenors die Marktgebietsverantwortlichen, die Informationen zu den Tageswerten rückwirkend mindestens

für die letzten 12 Monate vorzuhalten. Eine darüber hinausgehende Verpflichtung erscheint weder sinnvoll noch angemessen. Durch die Festlegung steht es den Marktgebietsverantwortlichen frei, diese Daten auch über den mindestens vorgesehenen Zeitraum vorzuhalten. Sollten sie diese Möglichkeit nicht nutzen und bei einzelnen Marktteilnehmern ein Bedarf bestehen, auch längere historische Daten vorzuhalten, ist es möglich und auch zumutbar, dass die entsprechenden Marktteilnehmer die veröffentlichten Daten für den Zeitraum selbst speichern und vorhalten. Dies erscheint der Beschlusskammer als ein angemessener Ausgleich der Interessen der Marktgebietsverantwortlichen und der Marktteilnehmer.

4.3.10.2. Untertägige Verpflichtungen und untertägige Informationen

(1) Nach Ziff. 10. lit. b) des Tenors sind die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, auf täglicher Basis die Flexibilitätsregelenergiemengen und die damit einhergehenden Kosten sowie den jeweiligen täglichen Flexibilitätskostenbeitrag in Euro je MWh zu veröffentlichen.

(2) Die Veröffentlichungspflichten für die Marktgebietsverantwortlichen gehen mit der Einführung von untertägigen Verpflichtungen in Ziff. 4. des Tenors einher. § 40 Abs. 2 GasNZV sieht Veröffentlichungspflichten in Bezug auf Regelenergie vor. Der Netzkodex Gasbilanzierung setzt außerdem in Art. 24 ff. inhaltliche Anforderungen an die mögliche Einführung von untertägigen Verpflichtungen. § 50 Abs. 5 S. 1 GasNZV ermöglicht es der Beschlusskammer zusätzlich, die Betroffenen zu verpflichten, über die Angaben in § 40 GasNZV hinausgehende Informationen zu veröffentlichen.

Die Festlegung einer solchen Veröffentlichungspflicht ist verhältnismäßig und ermessensfehlerfrei. Die Informationen zu den untertägigen Verpflichtungen sind für den Wettbewerb im Gashandel erforderlich. Die untertägigen Verpflichtungen sollen Anreize für die Netznutzer setzen, ihr Transportverhalten innerhalb des Gastages anzupassen, so dass die Netzintegrität sichergestellt ist und die Durchführung von physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen minimiert wird. Um den positiven Anreiz des Systems der untertägigen Verpflichtungen zu unterstützen und das Vertrauen des Marktes in dieses System zu stärken, sind Veröffentlichungspflichten erforderlich. Die durch die Bereitstellung der Informationen geschaffene Transparenz fördert durch das gestärkte Vertrauen des Marktes die Entwicklung eines wettbewerbsgeprägten Gasmarktes. Weiterhin werden durch die Veröffentlichung dieser Daten das Diskriminierungspotential reduziert, die Planbarkeit für die Marktteilnehmer verbessert und der effiziente Betrieb des Fernleitungsnetzes gefördert. Durch Veröffentlichung der Mengen und Kosten der Flexibilitätsregelenergie sowie des Flexibilitätskostenbeitrags werden die Bilanzkreisverantwortlichen in die Lage versetzt, die Kosten eines möglichen untertägigen Bilanzkreisungleichgewichts zu kalkulieren und nachzuvollziehen. Auf diese Weise werden marktgerechte und effiziente Verhaltensweisen angereizt.

Die Forderung nach der Veröffentlichung von Beispielen zur Art und Weise, wie Flexibilitätskostenbeiträge in Zukunft berechnet werden (Statoil), sieht die Beschlusskammer bereits durch die Ausführungen zu Ziff. 4. lit. c) des Tenors als erfüllt an. Dort wird die Methodik zur Ermittlung des Flexibilitätskostenbeitrags erläutert und auch anhand von Beispielen verdeutlicht (siehe Abschnitt 4.3.4.). Auf diese Weise können sich Marktteilnehmer bereits vor Anwendung der entsprechenden Regelungen ab dem 01.10.2016 (Ziff. 11. S. 2 des Tenors) ein gründliches Bild von der zukünftigen Systematik machen.

4.3.10.3. Regelenergie

(1) Nach Ziff. 10. lit. c) des Tenors werden die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, Informationen über den Einsatz von interner und externer Regelenergie auf täglicher Basis und rückwirkend für mindestens 12 Monate zu veröffentlichen. Für den Einsatz externer Regelenergie sind dies insbesondere: Einsatztag, Lieferort, MOL-Rang, Einsatzdauer, Losgröße, Menge, Gasqualität und Arbeitspreis. Für den Einsatz von MOL Rang 4-Produkten sind darüber hinaus auch Informationen zu Produktart, Netzbereich/Lokation, Losgröße, Zeitraum, Preis und Gasqualität der kontrahierten Dienstleistung zu veröffentlichen. Zudem sind, gleichlaufend mit deren Genehmigung (siehe Abschnitt 4.3.6.), Informationen zu Kosten und Laufzeit der für die Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten kontrahierten Kapazitäten zu veröffentlichen.

(2) Einige Stellungnahmen sprachen sich dafür aus, statt des Begriffs „Netzbereich“ den Begriff „Lokation“ zu verwenden, welcher gebräuchlicher sei (gemeinsame Stellungnahme BDEW, VKU und GEODE; gemeinsame Stellungnahme GASPOOL, NCG und FNB Gas; Thüga und RWE unterstützen die gemeinsame Stellungnahme von BDEW, VKU und GEODE).

Die GDF Suez begrüßte die Verpflichtung der Marktgebietsverantwortlichen, Informationen über den Einsatz von interner und externer Regelenergie auf täglicher Basis zu veröffentlichen. Dies sei sehr sinnvoll, um das Beschaffungsverhalten der Marktgebietsverantwortlichen nachverfolgen zu können. Sie mahnte in diesem Zusammenhang eine regelmäßige und konsequente Pflege der Daten als notwendig an.

(3) Der Netzkodex Gasbilanzierung und die GasNZV enthalten in § 40 Abs. 2 GasNZV und Art. 8 Abs. 7, 9 Abs. 1, 4 und 3 Netzkodex Gasbilanzierung bereits Veröffentlichungsverpflichtungen für die Marktgebietsverantwortlichen in Bezug auf Regelenergie, Flexibilitätsdienstleistungen und allgemein physikalische Bilanzierungsmaßnahmen. Die Veröffentlichungspflichten für externe Regelenergie konkretisieren Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung. Der Begriff der physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen deckt sich mit dem der externen Regelenergie im Sinne der Festlegung. Die allgemein mit Kosten, Häufigkeit und Zahl bezeichneten Informationen werden konkretisiert und den Anforderungen an externe Regelenergie nach Art. 9 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung angepasst. Die Veröffentlichung dieser Informationen ermöglicht es

potentiellen Marktteilnehmern, den Markt für externe Regelenergie einzuschätzen und vor diesem Hintergrund einen möglichen Markteintritt zu bewerten beziehungsweise das eigene Marktverhalten anzupassen und zu optimieren.

In Bezug auf MOL Rang 4-Produkte (Flexibilitätsdienstleistungen) werden in Ziff. 10. lit. c) S. 3 des Tenors weitergehende Veröffentlichungspflichten festgelegt. Die Festlegung ist auch insoweit verhältnismäßig und ermessensfehlerfrei. Die Auswahl dieser Informationen beruht insbesondere auf den Anforderungen, welche Art. 8 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung an die Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen stellt, und ist erforderlich für den Wettbewerb im Gashandel. Durch den diskriminierungsfreien Zugang zu den für den Beschaffungsvorgang von Flexibilitätsdienstleistungen erforderlichen Informationen werden potentielle Marktteilnehmer in die Lage versetzt, die technische und wirtschaftliche Situation des Marktes einzuschätzen und ihre Angebote entsprechend auszugestalten. Auf diese Weise werden ein Markteintritt ermöglicht und die Effizienz gesteigert. Die so geschaffene Transparenz schafft zudem Vertrauen des Marktes und minimiert das Missbrauchs- und Diskriminierungspotential.

Die Festlegung betreffend die Informationen zu Kosten und Laufzeit der für die Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten kontrahierten Kapazitäten steht im Zusammenhang mit der Genehmigung eines entsprechenden Antrags der Marktgebietsverantwortlichen nach Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung (siehe Abschnitt 4.3.6.2.3.). Mit der Genehmigung sind die entsprechenden Informationen nach Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung zu veröffentlichen.

Die Beschlusskammer hat den Hinweis in Bezug auf den Begriff „Netzbereich“ aufgegriffen. Dieser Begriff wird um den Begriff „Lokation“ ergänzt. Die Gebräuchlichkeit des Begriffs der Lokation erschließt sich nicht aus dem gesetzlichen Rahmen. Vielmehr spricht § 20 Abs. 3 S. 2 und 3 GasNZV von „Netzbereichen“. Aus Gründen der sprachlichen Bestimmtheit war der bereits in der GasNZV genutzte Begriff des Netzbereichs deshalb nicht zu streichen, sondern zu ergänzen. Durch die Kombination der beiden Begriffe wird eine Unsicherheit der Betroffenen in Anwendung der Verpflichtung und den Begrifflichkeiten der GasNZV vermieden.

(d) Die zu veröffentlichenden Informationen haben den Anforderungen aus dem Netzkodex Gasbilanzierung und der Festlegung zu entsprechen, d.h. sie sind selbstverständlich regelmäßig und konsequent zu pflegen. Die Marktgebietsverantwortlichen haben dafür Sorge zu tragen, dass die verlangten Informationen umfassend und korrekt für den vorgegebenen Zeitraum veröffentlicht werden und für eine elektronische Weiterverarbeitung zur Verfügung stehen. Den Marktteilnehmern steht es frei, diese verfügbaren Daten ihren individuellen Anforderungen entsprechend aufzubereiten.

4.3.10.4. Bilanzierungsumlagen

(1) Nach Ziff. 10. lit. d) des Tenors sind die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, die Bilanzierungsumlagen sowie die Entscheidung bezüglich einer möglichen Ausschüttung sechs Wochen vor Beginn des jeweiligen Geltungszeitraums zu veröffentlichen. Die Berechnungsgrundlage und -systematik zur Prognose der Bilanzierungsumlagen sowie der Ausschüttungen sind ebenfalls zu veröffentlichen.

(2) In einigen Stellungnahmen wurde gefordert, dass der Begriff „Berechnungsschritte“ durch „Berechnungssystematik“ ersetzt wird (gemeinsame Stellungnahme BDEW, VKU und GEODE; gemeinsame Stellungnahme GASPOOL, NCG und FNB Gas; Thüga AG und RWE AG unterstützten die gemeinsame Stellungnahme von BDEW, VKU und GEODE). Die Veröffentlichung der Berechnungsgrundlagen und -schritte dürfe jedoch nicht dazu führen, dass ein mögliches marktmissbräuchliches Verfahren gefördert wird. Die zu veröffentlichenden Informationen sollten den Marktteilnehmern erlauben, die Berechnungsgrundlagen grundsätzlich nachzuvollziehen.

In ihrer gemeinsamen Stellungnahme forderten GASPOOL, NCG und FNB Gas den Begriff „mindestens“ zu streichen. Anderenfalls müssten die Marktgebietsverantwortlichen, sobald sie die Bilanzierungsumlage intern bestimmt haben, diese Information als „Insiderinformation“ sofort veröffentlichen. Dies ergebe sich aus Art. 3 ff. der REMIT (Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, ABl. EU Nr. L 326/1 vom 08.12.2011). Soweit allerdings nach nationalen Regelungen ein genauer Zeitpunkt definiert sei, gelte nach REMIT dieser Zeitpunkt für die Veröffentlichung.

(3) Der Netzkodex Gasbilanzierung sieht in Art. 29 Abs. 4 bereits eine Veröffentlichungspflicht für die Summe der (erhobenen) Bilanzierungsumlagen vor. Die Verpflichtungen bezüglich der Bilanzierungsumlage für den jeweiligen Geltungszeitraum, die mögliche Ausschüttung, die Berechnung zur Prognose der Bilanzierungsumlage und Ausschüttungen beruhen auf § 50 Abs. 5 S. 1 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG. Diese Verpflichtungen sind verhältnismäßig und ermessensfehlerfrei. Die Veröffentlichung der zusätzlichen, nicht bereits in § 40 GasNZV geregelten Informationen, ist erforderlich für den Wettbewerb im Gashandel. Durch die Bereitstellung dieser Informationen wird das Vertrauen des Marktes in den Grundsatz der Kosten- und Erlösneutralität des Systems der Regel- und Ausgleichsenergie gestärkt. Die bereitgestellten Informationen ermöglichen es den Marktteilnehmern, die Prognosen der Marktgebietsverantwortlichen nachzuvollziehen und durch Betrachtung und Vergleich der verschiedenen Daten die Entwicklung des Marktes einzuschätzen und ihr Verhalten anzupassen und zu optimieren.

Der Forderung nach einer Ersetzung des Begriffes „Berechnungsschritte“ durch „Berechnungssystematik“ ist die Beschlusskammer nachgekommen. Die zu veröffentlichenden Informationen sollen den Marktteilnehmern allerdings erlauben, die Berechnung der Prognose der Bilanzierungsumlage in den einzelnen Prognosestufen, dabei insbesondere auch die Bildung des

Liquiditätspuffers, nachzuvollziehen, ohne dass die vollständige Berechnung zu offenbaren ist. Parallel zu Art. 30 Abs. 2 und 4 Netzkodex Gasbilanzierung sollen ausreichende Informationen zur Verfügung gestellt werden. Damit soll es Marktteilnehmer ermöglicht werden, ex post die Prognoseberechnung der Marktgebietsverantwortlichen nachzuvollziehen. Dadurch soll das Vertrauen des Marktes gestärkt und Diskriminierungspotenzial vermindert werden. Die vollständige Offenlegung der Prognoseberechnung war bereits mit der Entwurfsfassung nicht bezweckt, die Ersetzung des Begriffes dient deshalb der Klarstellung.

Ebenfalls entsprochen hat die Beschlusskammer der Forderung nach einer Streichung des Wortes „mindestens“. Durch die Streichung ist die Veröffentlichung rechtzeitig im Sinne des Art. 4 Abs. 1 S. 1 REMIT, wenn sie sechs Wochen vor Beginn des Geltungszeitraums erfolgt. Die Informationen müssen nicht sofort nach der internen Berechnung veröffentlicht werden. Eine Vorlaufzeit von sechs Wochen wird als angemessen angesehen, um dem Markt eine entsprechende Planung und Reaktion zu ermöglichen. Es soll bei dieser Mindestanforderung verbleiben, auch wenn die interne Berechnung früher als sechs Wochen vor dem Beginn des jeweiligen Geltungszeitraums der Bilanzierungsumlage zu einem Ergebnis gekommen ist. Aus Sicht der Beschlusskammer bietet eine Vorlaufzeit von sechs Wochen einerseits den Betroffenen die Möglichkeit, aktuelle Entwicklungen bei der Prognose angemessen zu berücksichtigen, andererseits haben die Marktteilnehmer aber auch noch ausreichend Zeit, um die Höhe der zukünftigen Bilanzierungsumlage und der möglichen Ausschüttung in ihre Planungen einzubeziehen.

4.3.10.5. Monatliche Salden der Bilanzierungsumlagekonten

(1) Ziff. 10. lit. e) des Tenors verpflichtet die Marktgebietsverantwortlichen, den monatlichen Stand der Bilanzierungsumlagekonten mit allen Erlös- und Kostenpositionen zu veröffentlichen. Dies geschieht, sobald alle für die Veröffentlichung eines Abrechnungsmonats erforderlichen endgültigen Werte vorliegen. Da der jährliche Verteilungsschlüssel ex post ermittelt wird, werden alle danach aufzuteilenden Kosten- und Erlösbestandteile zum Zweck der Veröffentlichung vorläufig nach dem Verteilungsschlüssel des Vorjahres den beiden Bilanzierungsumlagekonten für SLP- und RLM-Entnahmestellen zugerechnet. Im ersten Jahr liegt noch kein Verteilungsschlüssel des Vorjahres vor, daher erfolgt eine vorläufige Aufteilung der Kosten- und Erlösbestandteile nach dem Verteilungsschlüssel 50:50. Nach Vorliegen des jährlichen Verteilungsschlüssels findet eine nachträgliche Korrektur der nach dem jährlichen Verteilungsschlüssel aufzuteilenden Kosten- und Erlöspositionen statt. Für das erste am 01.10.2015 beginnende Gaswirtschaftsjahr erfolgen die Ermittlung des Verteilungsschlüssels und die nachträgliche Korrektur der vorläufigen Aufteilung der Kosten- und Erlösbestandteile bezogen auf die sechsmonatige Umlageperiode. Bei der Veröffentlichung sind alle Kosten- und Erlöspositionen der Bilanzierungsumlagekonten, wie etwa die Kosten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräu-

ßerung von externer Regelenergie oder solche aus negativer beziehungsweise positiver Ausgleichsenergie, separat auszuweisen.

(2) Einige Stellungnahmen forderten die Ergänzung des Wortlauts von Ziff. 10. lit. e) des Tenors um den Zusatz, dass alle nach dem jährlichen Verteilungsschlüssel aufzuteilenden Kostenbestandteile zum Zweck der Veröffentlichung vorläufig nach dem Verteilungsschlüssel 50:50 den beiden Bilanzierungsumlagekonten zugerechnet werden sollen (gemeinsame Stellungnahme BDEW, VKU und GEODE; unterstützt von Thüga und RWE). Den jährlichen Verteilungsschlüssel kenne der Marktgebietsverantwortliche frühestens zum 30.09.2016. Da es unklar sei, wohin der Marktgebietsverantwortliche die Kosten bis zu diesem Zeitpunkt gebucht habe, sollten die Kosten und Erlöse bis zur Kenntnis des jährlichen Verteilungsschlüssels zunächst auf der Basis von 50:50 aufgeteilt werden und ex post ab Kenntnis des Schlüssels endgültig aufgeteilt werden.

(3) Die Verpflichtung zur Veröffentlichung der monatlichen Salden der Bilanzierungsumlagekonten beruht auf Art. 29 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung und § 50 Abs. 5 S. 1 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG. Die Veröffentlichungspflicht ist verhältnismäßig und ermessensfehlerfrei, sie ist für den Wettbewerb im Gashandel erforderlich und dient der Planungssicherheit der Bilanzkreisverantwortlichen. Diese werden in die Lage versetzt zu prognostizieren, ob mit Fehlbeträgen oder Überschüssen der Bilanzierungsumlagekonten und folglich mit einer Anpassung der Bilanzierungsumlage, beziehungsweise einer Ausschüttung zu rechnen ist. Dadurch wird es den Bilanzkreisverantwortlichen ermöglicht, ihr Verhalten entsprechend anzupassen.

Die Beschlusskammer hat der Forderung nach einer Ergänzung des Wortlauts in Ziff. 10. lit. e) des Tenors entsprochen. Da im ersten Jahr noch kein Verteilungsschlüssel des Vorjahres vorliegt, soll zu diesem Zeitpunkt zum Zwecke der Veröffentlichung eine Aufteilung zwischen den Bilanzierungsumlagekonten nach dem Verteilungsschlüssel 50:50 erfolgen. Wie auch im Fall der Anwendung des Vorjahresschlüssels auf die Kosten- und Erlösbestandteile ist auch diese Aufteilung vorläufig und erfolgt zum Zweck der Veröffentlichung. Dies wurde im Wortlaut des Tenors für beide Fälle klargestellt.

4.3.10.6. Veröffentlichungspflichten zu Berichten und Evaluierungen

(1) Nach Ziff. 10. lit. f) des Tenors haben die Marktgebietsverantwortlichen jeweils eine aussagekräftige Zusammenfassung der Berichte und Evaluierungen gemäß Ziff. 9. des Tenors zu veröffentlichen.

(2) Die Veröffentlichungspflicht der Zusammenfassung der Berichte beruht auf § 50 Abs. 5 S. 1 GasNZV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG. Sie ist verhältnismäßig und ermessensfehlerfrei. Die Veröffentlichung ist erforderlich für den Wettbewerb im Gashandel. Die Veröffentlichung dient zur Herstellung von Transparenz betreffend der Berichts- und Evaluierungspflichten aus Ziff. 9. des Tenors. Die danach anzufertigenden Berichte und Evaluierungen sind nur der Beschlusskammer vorzulegen und stehen den Marktteilnehmern daher nicht zur Verfügung. Da die

Berichte von Bedeutung für die Weiterentwicklung des Bilanzierungssystems sind, soll zumindest eine aussagekräftige Zusammenfassung veröffentlicht werden. Eine solche Zusammenfassung ermöglicht es den Marktteilnehmern, die technische und wirtschaftliche Entwicklung des Systems nachzuvollziehen und zu bewerten. Den Marktteilnehmer soll daher auch über den beispielsweise im Rahmen des Art. 38 Netzkodex Gasbilanzierung vorgesehenen Beteiligungsprozesse hinaus die Möglichkeit eröffnet werden, Informationen über den Stand der Entwicklung einzuholen. Dies stärkt das Vertrauen des Marktes, eröffnet langfristige Strategien und den Entwicklungen angepasstes Verhalten im Markt und trägt so zum Wettbewerb im Gashandel bei. Aus Sicht der Beschlusskammer stellt die Verpflichtung zur Veröffentlichung aussagekräftiger Zusammenfassungen einen angemessenen Mittelweg dar, um einerseits die erforderliche Transparenz für Marktteilnehmer herzustellen und ihnen andererseits die Möglichkeit zu geben, die Analysen und Ergebnisse der Berichte nachzuvollziehen, ohne dass die in den Berichten enthaltenen wirtschaftlich sensiblen Daten der Betroffenen und einzelner Marktbeteiligter im Detail öffentlich werden.

4.3.11. Umsetzung (Tenor zu 11.)

(1) Gemäß Ziff. 11. des Tenors sind Marktgebietsverantwortliche, Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber verpflichtet, die in der vorliegenden Festlegung getroffenen Regelungen grundsätzlich zum 01.10.2015 umzusetzen. Lediglich für die Regelungen der Ziffern 4. (untertägige Verpflichtungen) und 5. (Informationsbereitstellung) des Tenors wird die Umsetzungsfrist bis zum 01.10.2016 verlängert. Dies bedeutet, dass die Regelungen aus der Festlegung mit Wirkung zum 01.10.2015 bzw. 01.10.2016 anzuwenden sind und soweit erforderlich in alle betroffenen bereits abgeschlossenen und neu abzuschließenden Verträge aufzunehmen sind. Hiervon können nicht nur bereits abgeschlossene oder neu abzuschließende Bilanzkreisverträge betroffen sein, sondern auch sonstige Verträge, deren Regelungen durch die vorliegende Festlegung geändert werden.

(2) Die gestaffelte Umsetzung der Festlegung zum 01.10.2015 und 01.10.2016 wurde von den Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreibern mit dem Empfehlungsdokument vom 03.03.2014 beantragt. Diese waren in ihrem Empfehlungsdokument, vorbehaltlich der konkreten Ausgestaltung des Bilanzierungssystems durch die Beschlusskammer, davon ausgegangen, dass sie mehrheitlich zum 01.10.2015 umsetzen können und hatten lediglich für die Regelungen zu Informationsbereitstellung und zu den untertägigen Verpflichtungen eine Verlängerung der Umsetzungsfrist bis zum 01.10.2016 beantragt. Diese Verlängerung der Umsetzungsfrist wurde damit begründet, dass eine zusätzliche untertägige Datenbereitstellung und Datenverarbeitung der RLM-Daten eine deutliche Veränderung der bestehenden IT-Systeme erforderlich mache und daher erst zum 01.10.2016 realisierbar sei. Die Umsetzung der Regelungen zu den untertägigen Verpflichtungen bedinge zudem zusätzliche weitreichende

Anpassungen für das Bilanzierungssystem, die ebenfalls erst zum 01.10.2016 umgesetzt werden könnten.

(3) Die Beschlusskammer hat sich entschieden, im Ergebnis dem Antrag der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber zu folgen und eine generelle Umsetzung zum 01.10.2015 festzulegen und nur für die Regelungen zu den untertägigen Verpflichtungen (Ziff. 4. des Tenors) und zur Informationsbereitstellung (Ziff. 5. des Tenors) die Umsetzungsfrist bis zum 01.10.2016 zu verlängern. Sie teilt die von den Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreibern vorgetragenen Bedenken, dass eine Anpassung der IT-Systeme zur Bereitstellung zusätzlicher untertägiger Informationen bis zum 01.10.2015 nicht realisierbar ist. Da die Bereitstellung dieser zusätzlichen untertägigen Informationen verknüpft ist mit der Anwendung der neuen untertägigen Verpflichtung, war dementsprechend auch die Frist für die Umsetzung der Regelungen in Ziff. 4. des Tenors bis zum 01.10.2016 zu verlängern. In einigen Stellungnahmen wurde vorgebracht, dass eine Weitergeltung der alten Regelungen zu den untertägigen Verpflichtungen bis zum 30.09.2016 zu einer deutlichen Erhöhung der Strukturierungsbeiträge in der Übergangszeit führen könnte, da diese auf Basis der Ausgleichsenergieentgelte gebildet würden und bereits ab dem 01.10.2015 die neuen Regelungen zur Bildung der Ausgleichsenergieentgelte anzuwenden seien (EFET, E.ON). Um dies zu vermeiden, sind bis zur Umsetzung der neuen untertägigen Verpflichtungen die Strukturierungsbeiträge wie bisher auf Basis der entsprechend der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u.a.) vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) gebildeten Ausgleichsenergiepreise zu bilden.

Zur Klarstellung wird darauf hingewiesen, dass der Vorschlag zum neuen SLP-Anreizsystem (Tenor zu Ziff. 8.) von den Netzbetreibern und Marktgebietsverantwortlichen ebenfalls zum 01.10.2015 zu unterbreiten ist. Die Umsetzung des Vorschlags soll zum 01.10.2016 erfolgen.

(4) Insgesamt ändert die Umsetzungsfrist für die neuen untertägigen Verpflichtungen und die neue Regelung der Informationsbereitstellung nichts daran, dass mit der Festlegung der Netzkodex Gasbilanzierung vollständig bis zum 01.10.2015 umgesetzt wird und von der Verlängerung der Umsetzungsfrist nach Art. 52 Netzkodex Gasbilanzierung kein Gebrauch gemacht wird.

Die Beschlusskammer hat zwar am 14.07.2014 innerhalb der dreimonatigen Frist des Art. 52 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung eine vorläufige Anordnung erlassen (Az. BK7-14-020-E1), in der die Umsetzungsfrist nach Art. 52 Netzkodex Gasbilanzierung generell bis zum 01.10.2016 verlängert wird. Diese generelle Verlängerung wurde jedoch angeordnet, weil das Ergebnis des Hauptsacheverfahrens zum Zeitpunkt des Erlasses der vorläufigen Anordnung noch offen war und die Entscheidung zwingend innerhalb einer Drei-Monats-Frist zu treffen ist. Die vorläufige Anordnung ist indes mit der Entscheidung in der Hauptsache gegenstandslos geworden.

Eine Verlängerung der Umsetzungsfrist nach Art. 52 Netzkodex Gasbilanzierung ist nicht erforderlich, weil auch die noch bis zum 01.10.2016 fortgeltenden Regelungen der Festlegung

vom 28.05.2008 (§ 10 Ziff. 1, Informationspflichten, und § 13, Stündliches Anreizsystem, Standardbilanzkreisvertrag, Anlage 1 zur Festlegung) den Anforderungen aus dem Netzkodex Gasbilanzierung gerecht werden. Bereits in der vorläufigen Anordnung vom 14.07.2014 (Az. BK7-14-020-E1) hat die Beschlusskammer die Vereinbarkeit der bestehenden untertägigen Verpflichtungen mit dem Netzkodex begründet (a.a.O., S. 5 f.). Gleiches gilt für die nach Art. 34 Abs. 2 Netzkodex Gasbilanzierung vorgesehenen Informationspflichten. Im Wortlaut verlangt diese Vorschrift, dass der Fernleitungsnetzbetreiber dem Netznutzer am Gastag D mindestens zwei Aktualisierungen der gemessenen Gasflüsse zur Verfügung stellt. Diese Verpflichtung ist bereits mit der Festlegung zum Lieferantenwechsel Gas (Festlegung „GeLi Gas“, .Anlage zum Beschluss BK7-06-067 vom 20.08.2007, Prozess „Messwertübermittlung“, 1.6.2., Nr. 4) umgesetzt, da dem Netznutzer auf dieser Grundlage stündliche Messwerte im Stundentakt – nicht nur zweimalige Aktualisierungen – zu übermitteln sind. Die vorliegende Festlegung ergänzt die bestehende Festlegung GeLi Gas lediglich insoweit, als nunmehr zusätzlich Messwerte zu den festgelegten Zeitfenstern zweimal täglich auch über die Marktgebietsverantwortlichen an die Bilanzkreisverantwortlichen zu melden sind.

4.3.12. Hinweise: Grenzüberschreitende Marktgebiete und Biogas (Tenor zu 12.)

Aus Klarstellungsgründen war in Tenor zu Ziff. 12. lit. a) der Hinweis aufzunehmen, dass die besonderen Bilanzierungsregelungen bei der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz (Teil 6 GasNZV, insbesondere § 35 GasNZV) von der Festlegung unberührt bleiben. Hierfür sind die gesonderten Regeln und Prozesses anzuwenden, die von den Netzbetreibern im Rahmen der Kooperationsvereinbarung entwickelt wurden und ggf. zukünftig weiterentwickelt werden. Sie sind Gegenstand nicht dieser Festlegung.

Ebenfalls aus Klarstellungsgründen und auf Anregung eines Marktgebietsverantwortlichen wurde in Tenor zu Ziff. 12. lit. b) der Hinweis aufgenommen, dass im Fall der Bildung grenzüberschreitender Marktgebiete die Beschlusskammer Abweichungen von den Regelungen dieser Festlegung in dem für die Bildung der grenzüberschreitenden Marktgebiete notwendigen Umfang genehmigen kann. Dies ist aufgrund des Widerrufsvorbehalts in Tenor zu Ziff. 14. und § 29 Abs. 2 EnWG ohnehin selbstverständlich und hätte keiner separaten Tenorierung bedurft. Über diesen Hinweis hinaus war es der Beschlusskammer zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich, konkrete Abweichungen festzulegen, da die einschlägigen Überlegungen zur Bildung grenzüberschreitender Marktgebiete noch nicht so weit gediehen sind, konkrete Abweichungen vorzuschlagen und deren Rechtfertigung unter Berücksichtigung aller relevanten Aspekte zu begründen.

4.3.13. Aufhebung bisheriger Festlegungen (Tenor zu 13.)

(1) Gemäß Ziff. 13. lit. a) des Tenors wird die Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u.a.) vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) mit Wirkung zum 01.10.2015 aufgehoben. Lediglich § 10 Ziff. 1 (Informationspflichten) und § 13 (Stündliches Anreizsystem) Standardbilanzkreisvertrag, Anlage 1 zur Festlegung vom 28.05.2008, werden, entsprechend dem Antrag der Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber aus ihrem Empfehlungsdokument vom 03.03.2014, erst zum 01.10.2016 aufgehoben. In Tenor zu Ziff. 4. der Festlegung vom 28.05.2008 hat sich die Beschlusskammer einen Widerruf der Festlegung vorbehalten. Durch die Vorgaben aus dem Netzkodex Gasbilanzierung ist eine Neuregelung des Bilanzierungssystems notwendig geworden, die mit der vorliegenden Festlegung erfolgt. Dieses neue Bilanzierungssystem tritt an die Stelle des bisherigen Systems aus der Festlegung vom 28.05.2008. Die Beschlusskammer macht daher von ihrem Widerrufsvorbehalt Gebrauch und widerruft die Festlegung vom 28.05.2008 zum 01.10.2015 bzw. 01.10.2016. Durch den Widerruf der Festlegung vom 28.05.2008 werden auch die hierzu veröffentlichten Mitteilungen gegenstandslos.

(2) Ziff. 13. lit. b) des Tenors enthält die Klarstellung, dass die Festlegung vom 26.03.2012 (Az. BK7-11-044) nicht widerrufen wird. Die dort getroffene Festlegung, dass der Prozentsatz der Toleranz abweichend von § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV auf 0 Prozent festgelegt wird, gilt somit weiterhin. Die maßgeblichen Gründe, die zu dieser Festlegung geführt haben, haben sich aus Sicht der Beschlusskammer nicht wesentlich geändert und haben somit auch vor dem Hintergrund des neuen Bilanzierungssystems weiterhin Bestand.

(3) Gemäß Ziff. 13. lit. c) des Tenors wird die vorläufige Anordnung vom 14.07.2014 (Az. BK7-14-020-E1) mit Wirksamwerden der vorliegenden Hauptsacheentscheidung gegenstandslos. Mit Beschluss vom 14.07.2014 hatte die Beschlusskammer die weitere Anwendung des bestehenden und mit Beschluss vom 28.05.2008 festgelegten stündlichen Anreizsystems und die Weiternutzung der bestehenden physikalischen Regelenergieplattformen der beiden Marktgebietsverantwortlichen genehmigt sowie die Frist nach Art. 52 Netzkodex Gasbilanzierung bis zum 01.10.2016 verlängert. In Ziff. 4. des Tenors des Beschlusses vom 14.07.2014 wurde zudem angeordnet, dass die vorläufige Anordnung vorbehaltlich einer Entscheidung in der Hauptsache gelte. Durch die vorliegende Entscheidung in der Hauptsache werden dementsprechend die Ziffern 2. bis 5. der vorläufigen Anordnung zum 01.10.2015 und Ziff. 1. der vorläufigen Anordnung zum 01.10.2016 gegenstandslos.

4.3.14. Widerrufsvorbehalt (Tenor zu 14.)

Die Beschlusskammer behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Ziffer 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 15.)

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).

Christian Mielke
Vorsitzender

Dr. Chris Mögelin
Beisitzer

Diana Harlinghausen
Beisitzerin