



- Beschlusskammer 7 -

GaBi Gas 2.1 (BK-24-01-008)
Konsolidierte Lesefassung des Tenors für die 2. Konsultation

Erläuterung: Die farblich markierten Teile des Tenors resultieren aus dem gegenständlichen Änderungstenor. Es handelt sich um eine unverbindliche Lesefassung.

1. ¹Die Fernleitungsnetzbetreiber bilden ein gemeinsames Marktgebiet und benennen für dieses einen Marktgebietsverantwortlichen. ²Der Marktgebietsverantwortliche hat insbesondere folgende Aufgaben:

den Betrieb des Virtuellen Handelspunkts;
die Bilanzkreisabwicklung, insbesondere Vertragsabwicklung, Datenübermittlung und -veröffentlichung sowie Abrechnung der Bilanzkreise,
sowie die Beschaffung und die Steuerung des Einsatzes von Regelenergie.

³Fernleitungsnetzbetreiber können den Marktgebietsverantwortlichen mit der Wahrnehmung weiterer Aufgaben des Netzbetriebs beauftragen, sofern dies für die Gewährung eines effizienten Gasnetzzugangs erforderlich ist.

⁴Marktgebietsverantwortliche, Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, die Bilanzierung von Gasmengen nach folgenden Grundsätzen durchzuführen:

a) ¹Sämtliche von den Transportkunden transportierten und gehandelten Mengen sind vom Marktgebietsverantwortlichen zu bilanzieren. ²Die Bilanzierungsperiode ist der Gastag („D“), d.h. es gilt eine Tagesbilanzierung. ³Der Gastag beginnt um 6.00 Uhr und endet um 6.00 Uhr des folgenden Tages. ⁴Die Differenz der während der Bilanzierungsperiode ein- und ausgespeisten bilanzrelevanten Mengen wird durch den Marktgebietsverantwortlichen am Ende der Bilanzierungsperiode als Ausgleichsenergie abgerechnet. ⁵Der Marktgebietsverantwortliche hat den Bilanzausgleich für alle Transportkunden diskriminierungsfrei durchzuführen. ⁶Der Marktgebietsverantwortliche erhebt oder zahlt hierfür Ausgleichsenergieentgelte gemäß Ziff. 2. Neben dem Tagesbilanzierungssystem sind untertägige Verpflichtungen gemäß Ziff. 4. anzuwenden.

b) ¹Für die Bilanzierung sind stündlich nominierte Mengen, gemessene Mengen und Standardlastprofile nach folgenden Maßgaben bilanzrelevant. ²Allokation bedeutet dabei die Zuordnung von Gasmengen zu einem Bilanzkreis:

aa) ¹Nominierte Mengen werden grundsätzlich für folgende Punkte in die Bilanz eingestellt, für diese Punkte gilt grundsätzlich das Prinzip „alloziert 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.

²Abweichend hiervon können Messwerte auch an solchen Grenzkopplungspunkten, die ausschließlich der Versorgung von Letztverbrauchern dienen (in nachgelagerten Netzen), sowie bei Einspeisepunkten aus inländischen Produktionsanlagen als bilanzkreisrelevante Daten verwendet werden („allokiert wie gemessen“). ³Die Anwendung des Allokationsprinzips „allokiert wie gemessen“ an Grenzkopplungspunkten, die ausschließlich der Versorgung von Letztverbrauchern dienen, ist von der Beschlusskammer vorab zu genehmigen. ⁴Solche Punkte sind im Bilanzierungsregime wie Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung zu behandeln.

- bb) ¹Für Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung („RLM-Entnahmestellen“) sind gemessene Werte („Ist-Entnahmen“) bilanzrelevant.
- cc) ¹Für Entnahmestellen mit nicht täglich gemessenen Ausspeisungen sind Standardlastprofile („SLP-Entnahmestellen“) auf der Grundlage einer Vortagesprognose bilanzrelevant. ²Für 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.
 - aaa) ¹Verteilernetzbetreiber wenden für die Allokation der Ausspeisemengen von Letztverbrauchern bis zu einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 Kilowattstunden pro Stunde und bis zu einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Millionen Kilowattstunden vereinfachte Methoden (Standardlastprofile) an. ²Einspeise- bzw. Ausspeiseleistung ist die vom Netzbetreiber an einem Ein- bzw. Ausspeisepunkt für den Transportkunden vorgehaltene maximale Leistung in Kilowattstunde pro Stunde.
 - bbb) ¹Die Verteilernetzbetreiber als prognostizierende Partei sind verpflichtet, für SLP-Entnahmestellen Standardlastprofile zu entwickeln und zuzuweisen. ²Den Bilanzkreisverantwortlichen werden die Prognosen vom Marktgebietsverantwortlichen am Vortag („D-1“) der Bilanzierungsperiode übermittelt. ³Standardlastprofile müssen sich am typischen Abnahmeprofil verschiedener Gruppen von Letztverbrauchern orientieren, insbesondere von:
 - 1. Gewerbebetrieben,
 - 2. Kochgaskunden,
 - 3. Heizgaskunden.
 - ccc) ¹Bei der Entwicklung und Anwendung der Standardlastprofile haben Verteilernetzbetreiber darauf zu achten, dass der Einsatz von Regelenergie möglichst reduziert. ²Der Marktgebietsverantwortliche kann unter Mitwirkung der Verteilernetzbetreiber und in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde in begründeten Ausnahmefällen hierzu zusätzliche Maßnahmen vornehmen.
 - ddd) ¹Die Verteilernetzbetreiber können Lastprofile auch für Letztverbraucher mit höheren maximalen Ausspeiseleistungen oder höheren jährlichen Entnahmen als die in Ziff. 1 lit. b) cc) aaa) S. 1 genannten Grenzwerte festlegen. ²Darüber hinaus können die Verteilernetzbetreiber abweichend von Absatz 1 auch niedrigere Grenzwerte festlegen, wenn bei Berücksichtigung der in Ziff. 1 lit. b) cc) aaa) S. 1 genannten Grenzwerte ein funktionierender Netzbetrieb technisch nicht zu gewährleisten ist oder die Festlegung niedrigerer Grenzwerte im

Einzelfall mit einem Transportkunden vereinbart ist. ³Höhere oder niedrigere Grenzwerte kann der Verteilernetzbetreiber auch lediglich für einzelne Gruppen von Letztverbrauchern festlegen. ⁴Innerhalb einer solchen Lastprofilgruppe sind die Grenzwerte jedoch einheitlich auf alle Letztverbraucher anzuwenden. ⁵Legt der Verteilernetzbetreiber höhere oder niedrigere Grenzwerte fest, hat er dies der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen.

eee) ¹Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, für jeden Lastprofilkunden des Transportkunden eine Prognose über den Jahresverbrauch festzulegen, die in der Regel auf dem Vorjahresverbrauch basiert. ²Die Prognose ist dem Transportkunden mitzuteilen. ³Dieser kann unplausiblen Prognosen widersprechen und dem Verteilernetzbetreiber eine eigene Prognose unterbreiten. ⁴Kommt keine Einigung zustande, legt der Verteilernetzbetreiber die Prognose über den Jahresverbrauch fest. ⁵In begründeten Ausnahmefällen kann die Jahresverbrauchsprognose vom Transportkunden und dem Verteilernetzbetreiber gemeinsam auch unterjährig angepasst werden.

fff) ¹Die Informationen über das verwendete Standardlastprofilverfahren, einschließlich verfahrensspezifischer Parameter, sind den betroffenen Marktbeteiligten vom Verteilernetzbetreiber in adäquater Form und Umfang zur Verfügung zu stellen. ²Bilanzierungsperiodenabhängige, anwendungsspezifische Parameter sind massengeschäftstauglich in dem Format täglich elektronisch auszutauschen, in dem die bilanzrelevanten Daten übersendet werden.

dd) ¹Bilanzkreisverantwortliche sind verpflichtet, innerhalb der Bilanzierungsperiode für eine möglichst ausgeglichene Bilanz zu sorgen. ²Bilanzkreisverantwortlicher ist eine natürliche oder juristische Person, die gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen für die Abwicklung des Bilanzkreises verantwortlich ist. ³Der Bilanzkreisverantwortliche trägt gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen allokierten Ein- und Ausspeisemengen des Bilanzkreises. ⁴Zur Vermeidung prognostizierbarer Abweichungen hat der Bilanzkreisverantwortliche alle zumutbaren Maßnahmen durchzuführen.

aaa) ¹Für jeden Bilanzkreis ist ein Bilanzkreisverantwortlicher gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen zu benennen. ²„Bilanzkreis“ ist die Zusammenfassung von Einspeise- und Ausspeisepunkten, die dem Zweck dient, Einspeisemengen und Ausspeisemengen zu saldieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen. ³Die Zuordnung eines Bilanzkreises als Unterbilanzkreis zu einem anderen Bilanzkreis ist zulässig. ⁴Mehrere Bilanzkreisverantwortliche können ihre Bilanzkreise zum Zwecke der Saldierung und einheitlichen Abrechnung verbinden.

bbb) ¹Transportkunden ordnen jeden von ihnen genutzten Ein- und Ausspeisepunkt eindeutig einem Bilanzkreis zu.

ccc) ¹Der Virtuelle Handelspunkt ist ein Punkt im Marktgebiet, der jedoch keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt im Marktgebiet entspricht, an dem Gas zwischen Bilanzkreisen übertragen werden kann, ohne dass es dafür einer Kapazitätsbuchung bedarf. ²Der Virtuelle Handelspunkt ist Bestandteil jedes Bilanzkreises des Marktgebiets.

ddd) ¹Bilanzkreisverantwortliche sind gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen berechtigt und verpflichtet, einen Bilanzkreisvertrag abzuschließen. ²Bilanzkreisverantwortliche haben sich beim Marktgebietsverantwortlichen zu registrieren, es sei denn, sie sind bereits als Transportkunde bei einem Netzbetreiber registriert und die dortigen Registrierungs Voraussetzungen entsprechen denen für die Registrierung zum Abschluss eines Bilanzkreisvertrages beim Marktgebietsverantwortlichen. ³Der Marktgebietsverantwortliche kann für die Registrierung die Angabe der Anschrift des Bilanzkreisverantwortlichen oder eines Vertreters fordern. ⁴Marktgebietsverantwortliche haben Bilanzkreisverantwortlichen standardisierte Bilanzkreisverträge anzubieten. ⁵Der Bilanzkreisvertrag regelt die Einrichtung eines Bilanzkreises sowie die Erfassung, den Ausgleich und die Abrechnung von Abweichungen zwischen allokierten Gasmengen. ⁶ Marktgebietsverantwortliche haben ihren Bilanzkreisverträgen allgemeine Geschäftsbedingungen zugrunde zu legen, die die folgenden Mindestangaben enthalten:

1. die bei der Bilanzierung anzuwendenden Prozesse;
2. die Abrechnung der Bilanzkreise, insbesondere über die Ermittlung der Zu- und Abschläge nach Ziff. 1. lit. b) ff) S. 2, sowie zur Abrechnung von Mehr- und Mindermengen;
3. den Daten- und Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern, Marktgebietsverantwortlichen und Bilanzkreisverantwortlichen, die bei elektronischem Datenaustausch auch die dafür vorgesehenen Formate und Verfahren festlegen;
4. die Haftung des Marktgebietsverantwortlichen und des Bilanzkreisverantwortlichen;
5. die Voraussetzungen für die Registrierung als Bilanzkreisverantwortlicher;
6. die Kündigung des Vertrags durch den Marktgebietsverantwortlichen oder den Bilanzkreisverantwortlichen;
7. den Umgang mit Daten, die vom Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen des Vertrags übermittelt wurden;
8. Ansprechpartner beim Marktgebietsverantwortlichen für Fragen zum Bilanzierungsvertrag und ihre Erreichbarkeit;
9. Voraussetzungen für die Erhebung einer Sicherheitsleistung in begründeten Fällen.

ee) ¹Zur 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. ²Ein Abtausch von Differenzmengen zwischen Bilanzkreisen nach Ende der Bilanzierungsperiode („ex post-balancing“) ist nicht zulässig. ³Der Marktgebietsverantwortliche saldiert die durch den Ein- bzw. Ausspeisenetzbetreiber ermittelten und vorläufig zugeordneten Mengen mit den dem Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkonto vorläufig zugeordneten Einspeisemengen und teilt dem Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich den Saldo mit. ⁴Entsprechendes gilt für die endgültig zugeordneten Mengen. ⁵Die endgültig zugeordneten Mengen beinhalten die

Bereinigung fehlender oder fehlerhafter Messwerte und sind um den für die Abrechnung verwendeten Brennwert zu korrigieren.

ff) ¹Die Abrechnung der Bilanzkreise erfolgt spätestens zwei Monate nach dem jeweiligen Abrechnungsmonat. ²Der Marktgebietsverantwortliche kann bei der Ermittlung der Ausgleichsenergieentgelte angemessene Zu- und Abschläge erheben, wenn und soweit dies erforderlich und angemessen ist, um die Netzstabilität zu sichern oder eine missbräuchliche Ausnutzung des Bilanzierungssystems zu vermeiden.

gg) ¹Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortliche haben sich gegenseitig sowie den Transportkunden und den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich alle Informationen zur Verfügung zu stellen, die zur Vermeidung, zum Ausgleich und zur Abrechnung von Bilanzungleichgewichten erforderlich sind. ²Zur Anbahnung und zur Abwicklung der Netznutzung sowie zur Abwicklung der Bilanzierung und der Mehr- und Mindermengenabrechnung werden die Daten zwischen dem Marktgebietsverantwortlichen, dem Netzbetreiber, dem Transportkunden sowie dem Bilanzkreisverantwortlichen elektronisch ausgetauscht. ³Der Datenaustausch erfolgt in einem bundesweit einheitlichen Format sowie in einheitlichen Prozessen, die eine vollständige Automatisierung des Datenaustauschs ermöglichen. ⁴Die Netzbetreiber haben die Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen an der Entwicklung des Verfahrens und der Datenformate angemessen zu beteiligen. ⁵Datenformat ist eine für die elektronische Weiterverarbeitung oder Veröffentlichung geeignete und standardisierte Formatvorgabe für die Datenkommunikation, welche die relevanten Parameter enthält.

1a. ¹Der Transportkunde hat die beabsichtigte Inanspruchnahme von Ein- und Ausspeisekapazitäten nach Stundenmengen in Kilowattstunden pro Stunde beim Fernleitungsnetzbetreiber anzumelden (Nominierung).

a) ¹Ausspeisenominierungen sind nur in den folgenden Fällen notwendig:

1. bei der Ausspeisung zur Einspeicherung in eine Speicheranlage, soweit der betreffende Ausspeisepunkt nicht vom Betreiber der Speicheranlage gebucht wurde,
2. bei der Überspeisung in einen angrenzenden Staat, sowie
3. bei der Buchung von Transportkapazität an demselben Ausspeisepunkt durch mehrere Transportkunden, sofern dieser Ausspeisepunkt unterschiedlichen Bilanzkreisen zugeordnet ist.

²Ziff. 1a. lit. a) S. 1 Nr. 3 gilt entsprechend, wenn der Transportkunde denselben Ausspeisepunkt in unterschiedliche Bilanzkreise eingebracht hat.

b) ¹Transportkunden können einen Dritten mit der Nominierung beauftragen. ²Dieser nominiert im Namen der ihn beauftragenden Transportkunden beim Fernleitungsnetzbetreiber. ³Die vertraglichen Verpflichtungen zwischen Transportkunde und Fernleitungsnetzbetreiber bleiben hiervon unberührt.

c) ¹Fernleitungsnetzbetreiber haben Transportkunden neben dem Standardnominierungsverfahren nach Ziff. 1a. lit. a) ein Nominierungsersatzverfahren anzubieten, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist. ²Das Angebot muss diskriminierungsfrei sein. ³Ist dem Fernleitungsnetzbetreiber ein solches Angebot technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar, hat er dies schlüssig zu begründen.

2. ¹Die Marktgebietsverantwortlichen haben die Ausgleichsenergie nach folgender Methodik zu ermitteln und abzurechnen:

a) ¹Die 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. ²„Ausgleichsenergie“ ist die Energiemenge, die zum Ausgleich des Saldos aller Ein- und Ausspeisungen in einem Bilanzkreis am Ende der Bilanzierungsperiode rechnerisch benötigt wird. ³Die Brennwertkorrektur ist hierbei nicht mit einzubeziehen. ⁴Die Zuordnung mehrerer Bilanzkreise zu einem Rechnungsbilanzkreis ist zulässig.

- b) ¹Der Ausgleichenergiepreis wird wie folgt ermittelt:
²Der tägliche positive Ausgleichenergiepreis ist der höhere der beiden folgenden Preise: „höchster Preis aller Regelenergieeinkäufe durch den Marktgebietsverantwortlichen für den jeweiligen Gastag“ oder „mengengewichteter Gasdurchschnittspreis für den jeweiligen Gastag zuzüglich einer kleinen Anpassung von zwei Prozent“.
³Der tägliche negative Ausgleichsenergiepreis ist der niedrigere der beiden folgenden Preise: „niedrigster Preis aller Regelenergieverkäufe durch den Marktgebietsverantwortlichen für den jeweiligen Gastag“ oder „mengengewichteter Gasdurchschnittspreis für den jeweiligen Gastag abzüglich einer kleinen Anpassung von zwei Prozent“.
³Zur 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 lit. c) mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt getätigt werden (unter Einbeziehung von Day Ahead- und Within Day-Produkten). ⁴Bei den Day Ahead-Produkten ist der Erfüllungstag ausschlaggebend.
⁵Zur 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) ¹Die EEX – European Energy Exchange AG wird als relevante Handelsplattform nach Art. 22 Abs. 3. Netzkodex Gasbilanzierung genehmigt.
- d) ¹Soweit eine Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise auf Grundlage der in lit. b) beschriebenen Grundsätze nicht möglich ist, ist der jeweilige Ausgleichsenergiepreis des Vortages anzuwenden. ²Dies gilt auch, wenn bereits der Ausgleichsenergiepreis des Vortages nach dieser Ersatzregel gebildet wurde.
- e) ¹Für die Ermittlung der täglichen Ausgleichsenergieentgelte multipliziert der Marktgebietsverantwortliche die täglichen Ausgleichsenergiemengen gemäß lit. a) mit den täglichen Ausgleichsenergiepreisen gemäß lit. b) bzw. d). ²Die Ausgleichsenergiemengen werden unter Heranziehung des positiven Ausgleichsenergiepreises bei Unterspeisungen und des negativen Ausgleichsenergiepreises bei Überspeisungen zwischen dem Marktgebietsverantwortlichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen für jede Bilanzierungsperiode monatlich abgerechnet. ³Diese Methodik für die Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts wird nach Art. 20 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung genehmigt.

- 3. ¹Für die von den Marktgebietsverantwortlichen gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen vorzunehmende Abrechnung der Differenzmengen, die sich aus der Brennwertkorrektur zwischen der vorläufigen und endgültigen Mengenzuordnung eines Bilanzkreises von RLM-Entnahmestellen ergeben („RLM-Mehr- und Mindermengen“), gilt Folgendes:
 - a) ¹Die Ermittlung der RLM-Mehr- und Mindermengen erfolgt auf täglicher Basis zum Ende eines Monats.
 - b) ¹Für 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. ²Dieser ist sowohl auf die sich

aus der Brennwertkorrektur ergebenden Mehr- als auch auf die Mindermengen anzuwenden.

- 3a. ¹Die Mehr- und Mindermengen aus der Anwendung von Standardlastprofilen, die durch Abweichungen zwischen allokierten Mengen und der tatsächlichen Ausspeisung beim Letztverbraucher entstehen („SLP-Mehr- und Mindermengen“), gelten als vom Ausspeisenetzbetreiber bereitgestellt oder entgegengenommen und werden von diesem mit den Transportkunden abgerechnet. ²Diese Abrechnung erfolgt mindestens jährlich oder am Ende des Vertragszeitraums auf der Basis der in den Bilanzkreis des Transportkunden allokierten Ausspeisungen sowie der gemessenen Werte für die Letztverbraucher. ³Nimmt der Ausspeisenetzbetreiber innerhalb des betreffenden Abrechnungszeitraums Mehrmengen entgegen oder liefert der Ausspeisenetzbetreiber innerhalb des betreffenden Abrechnungszeitraums Mindermengen, so hat er dem Transportkunden einen Arbeitspreis zu vergüten oder in Rechnung zu stellen. ⁴Der Ausspeisenetzbetreiber rechnet Ausgaben und Einnahmen aus der Mehr- und Mindermengenabrechnung mit dem Marktgebietsverantwortlichen ab, der die Regelenergie bereitstellt.
4. ¹Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, untertägige Verpflichtungen einzuführen. ²Die Regelungen zu den untertägigen Verpflichtungen lassen die Tagesbilanzierung unberührt. ³Für die untertägigen Verpflichtungen gilt Folgendes:
- a) ¹Die Marktgebietsverantwortlichen haben für jede Stunde innerhalb des Gastages die in dieser Stunde bilanzrelevanten Einspeisungen in den Bilanzkreis mit den bilanzrelevanten Ausspeisungen aus dem Bilanzkreis zu saldieren. ²Die stündlichen Salden sind über den Gastag zu kumulieren. ³Eine gesonderte Betrachtung von Ein- oder Ausspeisungen an einzelnen Punkten findet nicht statt.
 - b) ¹Es sind folgende Fallgruppen zu unterscheiden:
 - aa) ¹Für 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. ²Eine Toleranz wird nicht gewährt.
 - bb) ¹Für 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. ²Unter Ist-Entnahmemenge ist die allokierte nicht-brennwertkorrigierte aber ersatzwertkorrigierte Entnahmemenge zu verstehen. ³Für beide Untergruppen wird eine Toleranz gewährt: Die Höhe der Toleranz beträgt für jede Stunde +/- 7,5 Prozent der ausgespeisten Tagesmenge. ⁴Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen unterfallen grundsätzlich der Untergruppe RLMmT. ⁵Der Bilanzkreisverantwortliche bevollmächtigt den Transportkunden, gegenüber dem Netzbetreiber zu erklären, dass eine oder mehrere RLM-Entnahmestellen seines Bilanzkreises der Untergruppe RLMmT nicht angehören sollen. ⁶In diesem Fall finden auf die betroffenen RLM-Entnahmestellen die Regelungen der Untergruppe RLMoT Anwendung. ⁷Die Erklärung des Bilanzkreisverantwortlichen bzw. des Transportkunden ist für den Marktgebietsverantwortlichen verbindlich. ⁸Von dem Wahlrecht kann im Rahmen der Stammdatenprozesse oder im Rahmen eines Lieferantenwechsels Gebrauch gemacht werden.
 - cc) ¹Für SLP-Entnahmestellen ist der stündliche Anteil der gleichmäßig (als Tagesband) über den ganzen Gastag verteilten Tagesmenge des Standardlastprofils relevant. ²Eine Toleranz wird nicht gewährt.
 - c) ¹Ergeben die kumulierten stündlichen Salden eine Über- oder Unterspeisung unter Berücksichtigung einer eventuell zu gewährenden Toleranz

gemäß Ziff. 4. lit. b) bb) (bilanzielle Flexibilitätsumenge), so hat der Bilanzkreisverantwortliche dem Marktgebietsverantwortlichen einen Flexibilitätskostenbeitrag in Euro je MWh zu entrichten. ²Für die Erhebung des Flexibilitätskostenbeitrages gilt Folgendes:

- aa) ¹Die 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. ²An Gastagen, an denen diese Kriterien nicht erfüllt werden, ist kein Flexibilitätskostenbeitrag zu erheben.
- bb) ¹Die Höhe des Flexibilitätskostenbeitrages berechnen die Marktgebietsverantwortlichen für den jeweiligen Gastag als Quotient aus den mengengewichteten Kosten der Flexibilitätsregelenergie und der Menge der Flexibilitätsregelenergie.

- 5. ¹Für die Informationsbereitstellung bei RLM-Entnahmestellen leitet der Marktgebietsverantwortliche die durch den Ausspeisenetzbetreiber untertägig zweimal zu ermittelnden und zuzuordnenden Mengen aggregiert an den Bilanzkreisverantwortlichen weiter. ²Die Erhebung, Zuordnung und Weiterleitung hat folgenden Anforderungen zu genügen:

- a) ¹Die erste untertägige Informationsbereitstellung umfasst die Mengenerfassung des Zeitraums von 6 Uhr bis 12 Uhr des Gastages. ²Der Marktgebietsverantwortliche übermittelt die Werte, die ihm spätestens bis 15 Uhr vom Ausspeisenetzbetreiber zu übermitteln sind, spätestens bis 16 Uhr an den Bilanzkreisverantwortlichen.
- b) ¹Die zweite untertägige Informationsbereitstellung umfasst die Mengenerfassung des Zeitraums von 12 Uhr bis 15 Uhr des Gastages. ²Der Marktgebietsverantwortliche übermittelt die Werte, die ihm spätestens bis 18 Uhr vom Ausspeisenetzbetreiber zu übermitteln sind, spätestens bis 19 Uhr an den Bilanzkreisverantwortlichen. ²Die zweite untertägige Informationsbereitstellung enthält, gegebenenfalls in aktualisierter Form, auch den Erfassungszeitraum der ersten untertägigen Informationsbereitstellung.

- 6. ¹Regelenergie sind die Gasmengen, die vom Netzbetreiber zur Gewährleistung der Netzstabilität eingesetzt werden. ²Regelenergie wird im Rahmen des technisch Erforderlichen zum Ausgleich von Schwankungen der Netzlast mit dem Ziel eingesetzt, einen technisch sicheren und effizienten Netzbetrieb im Marktgebiet zu gewährleisten. ³Der Marktgebietsverantwortliche steuert den Einsatz der Regelenergie, die von den Netzbetreibern im Marktgebiet benötigt wird. ⁴Für die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie gilt Folgendes:

- a) ¹Schwankungen der Netzlast werden durch folgende Maßnahmen ausgeglichen (interne Regelenergie):
 - 1. Nutzung der Speicherefähigkeit des Netzes;
 - 2. Einsatz des Teils von Anlagen zur Speicherung von Gas, der ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten ist (netzzugehöriger Speicher) und der der Regulierungsbehörde vom Netzbetreiber angezeigt worden ist;
 - 3. Nutzung der Speicherefähigkeit der an das betroffene Netz angrenzenden Netze sowie netzzugehöriger Speicher in anderen Netzen innerhalb und außerhalb des Marktgebiets.

²Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, einen bestehenden Regelenergiebedarf zunächst über den Einsatz von interner Regelenergie zu decken. ³Vorhaltung und Einsatz interner Regelenergie werden weder zwischen den Netzbetreibern noch vom Marktgebietsverantwortlichen

gesondert vergütet. ⁴Sollte der Einsatz von interner Regelenergie zur Bedarfsdeckung nicht zielführend oder nicht ausreichend sein, hat der Marktgebietsverantwortliche externe Regelenergie zu beschaffen und einzusetzen.

- b) ¹Der Marktgebietsverantwortliche ist berechtigt, bei der Beschaffung von externer Regelenergie Mindestangebote festzulegen. ²Die Anbieter externer Regelenergie sind berechtigt, zeitlich, räumlich und mengenmäßig Teilleistungen anzubieten; dabei dürfen die Teilleistungen das jeweilige Mindestangebot nicht unterschreiten. ³Die Bildung einer Anbietergemeinschaft zur Erreichung der Mindestangebote ist zulässig. ⁴Für die Beschaffung und den Einsatz externer Regelenergie ist eine vierstufige Merit Order Liste (MOL) anzuwenden:

- aa) ¹Die 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) ²Sollte 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). ²Zusätzlich können Produkte an einer Börse in einem angrenzenden Marktgebiet beschafft und eingesetzt werden (ebenfalls MOL Rang 2).
³Die Möglichkeit zur Beschaffung oder Bereitstellung von Gasmen in einem angrenzenden Marktgebiet und der Gastransport in dieses oder aus diesem Marktgebiet durch die Marktgebietsverantwortlichen werden insoweit genehmigt. ⁴Für den Gastransport in das oder aus dem angrenzenden Marktgebiet haben die Marktgebietsverantwortlichen möglichst kurzfristige oder unterbrechbare Kapazitäten unter Berücksichtigung der Kosteneffizienz zu buchen. ⁵Die 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) ¹Sollte 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).
²Über die physikalische Regelenergieplattform im jeweiligen Marktgebiet dürfen nur Regelenergieprodukte beschafft werden, die nicht als Börsenprodukte handelbar sind. ³Die Weiternutzung der im jeweiligen Marktgebiet bereits eingerichteten physikalischen Regelenergieplattform wird insoweit bis zum 16.04.2019 genehmigt.
- dd) ¹Sollte 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 marktbasierten, transparenten und nicht diskriminierenden öffentlichen Ausschreibungsverfahren beschaffte standardisierte Langfristprodukte und/oder Flexibilitätsdienstleistungen einzusetzen (MOL Rang 4).

7. ¹Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, zwei getrennte Bilanzierungsumlagekonten für SLP-Entnahmestellen einerseits und für RLM-Entnahmestellen

andererseits einzurichten. ²Andere Punkte werden im Umlagesystem nicht berücksichtigt. ³Alle Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichenergiesystem sind auf die beiden Umlagekonten zu verbuchen. ⁴Dabei sind folgende Vorgaben zu erfüllen:

- a) ¹Auf das Bilanzierungsumlagekonto der SLP-Entnahmestellen (SLP-Bilanzierungsumlagekonto) werden gebucht:
 - aa) Kosten und Erlöse aus der SLP-Mehr- und Mindermengenabrechnung,
 - bb) Kosten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräußerung von externer Regelenergie, soweit diese dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto zuzurechnen sind,
 - cc) sonstige Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten, soweit diese dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto zuzurechnen sind,
 - dd) Erlöse aus der SLP-Bilanzierungsumlage.
- b) ¹Auf 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 externer Regelenergie, soweit diese dem RLM-Bilanzierungsumlagekonto zuzurechnen sind,
 - ee) sonstige Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten, soweit diese dem RLM-Bilanzierungsumlagekonto zuzurechnen sind,
 - ff) Erlöse aus der RLM-Bilanzierungsumlage.
- c) ¹Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, die Aufteilung der Kosten und Erlöse aus der Beschaffung oder Veräußerung von externer Regelenergie sowie der sonstigen Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten auf die SLP- und RLM-Bilanzierungsumlagekonten nach folgenden Vorgaben vorzunehmen:
 - aa) ¹Die Zuordnung der Kosten und Erlöse auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten hat tagesscharf anhand eines Verteilungsschlüssels zu erfolgen. ²Treten untertägig sowohl Kosten als auch Erlöse aus dem Einsatz positiver und negativer externer Regelenergie auf, sind diese am Ende des Gastages zu saldieren.
 - bb) ¹Der tägliche Verteilungsschlüssel ist an Gastagen mit externem Regelenergieeinsatz wie folgt zu bestimmen:
²Für SLP-Entnahmestellen werden die entsprechend der Kontensystematik gemäß Ziff. 8. (Netzkonten) zu berechnenden Differenzmengen der Verteilernetzbetreiber herangezogen und marktgebietsweit aufsummiert (SLP-Saldo). ³Für RLM-Entnahmestellen werden die Salden aller Bilanzkreise durch das Gegenüberstellen der betreffenden Ein- und Ausspeisemengen bestimmt und marktgebietsweit aufsummiert (RLM-Saldo).
⁴Weisen 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. ⁵Entsprechend dem jeweiligen Anteil wird die Zuordnung auf das jeweilige Bilanzierungsumlagekonto vorgenommen. ⁶Weisen 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.

⁷Weisen 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) ¹An Gastagen ohne externen Regelenergieeinsatz wird der ex post berechnete jährliche Verteilungsschlüssel angesetzt. ²Die 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) ¹Die sonstigen Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit den vom Marktgebietsverantwortlichen durchgeführten Bilanzierungstätigkeiten werden verursachungsgerecht auf das entsprechende Bilanzierungsumlagekonto zugeordnet. ²Ist eine verursachungsgerechte Zuordnung zu einem Bilanzierungsumlagekonto nicht unmittelbar möglich, so erfolgt die Aufteilung anhand des jährlichen Verteilungsschlüssels.
- ee) ¹Der Marktgebietsverantwortliche ist berechtigt, von den Bilanzkreisverantwortlichen Abschlagszahlungen auf Entgelte und Umlagen zur Deckung der Kosten für Regelenergie zu verlangen.
- d) ¹Die Marktgebietsverantwortlichen ermitteln die Bilanzierungsumlagen für die beiden Bilanzierungsumlagekonten separat nach folgender Methodik:
 - aa) ¹Die Marktgebietsverantwortlichen prognostizieren den Stand der Umlagekonten zum Ende der nächsten Umlageperiode ohne Einbeziehung der Bilanzierungsumlage für die nächste Umlageperiode unter Berücksichtigung eines Liquiditätspuffers. ²Fehlbeträge und Überschüsse des Umlagekontos werden korrigierend in der nächsten Prognose berücksichtigt.
 - bb) ¹Sofern 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. ²Die Bilanzierungsumlage für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto ist von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen, die SLP-Entnahmestellen beliefern. ³Die Bilanzierungsumlage für das RLM-Bilanzierungsumlagekonto ist von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen, die RLM-Entnahmestellen beliefern.
 - cc) ¹Für das am 01.10.2015 beginnende Gaswirtschaftsjahr werden zwei sechsmonatige Umlageperioden für die Bilanzierungsumlage in beiden Marktgebieten festgelegt. ²Ab dem am 01.10.2016 beginnenden Gaswirtschaftsjahr erstreckt sich die Umlageperiode für die Bilanzierungsumlage in beiden Marktgebieten jeweils auf den Zeitraum eines Gaswirtschaftsjahres.
- e) ¹Wird in einer Umlageperiode ein Überschuss erwirtschaftet (Überschussperiode), haben die Marktgebietsverantwortlichen folgendermaßen mit diesem Überschuss zu verfahren:

- aa) ¹Die Ermittlung der Überschüsse und die Ausschüttung sind für die beiden Bilanzierungsumlagekonten getrennt durchzuführen. ²Überschüsse sind vorrangig zur Senkung der Bilanzierungsumlage, zur Deckung des prognostizierten Fehlbetrags für die nächste Umlageperiode sowie zur Deckung eines Liquiditätspuffers zu verwenden.
 - bb) ¹Wird 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: ¹Zunächst erfolgt eine Ausschüttung an die Bilanzkreisverantwortlichen bis maximal in Höhe der von ihnen in der Überschussperiode geleisteten Bilanzierungsumlage. ²Sollten 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) ¹Die 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) ¹Zum 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. ²Der verbleibende Liquiditätspuffer ist auf die SLP- und RLM-Bilanzierungsumlagekonten zu überführen. ³Die Aufteilung auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten erfolgt anhand des Verteilungsschlüssels im Verhältnis von 40:60 (SLP-Bilanzierungsumlagekonto: RLM-Bilanzierungsumlagekonto). ³Zum 30.09.2015 verbleibende Defizite auf dem Regel- und Ausgleichsenergieumlagekonto sind nach dem gleichen Schlüssel aufzuteilen. ⁴Kosten 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) ¹Die 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. ¹Die 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. ²Der Vorschlag hat zumindest die folgenden Maßgaben zu erfüllen:

- a) ¹Die 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. ²Die Kontensystematik enthält sämtliche Ein- und Ausspeisungen eines Verteilernetzbetreibers, die zur Ermittlung der vorläufigen täglichen Ausspeisung von SLP-Entnahmestellen notwendig sind. ³Bei der Ermittlung der vorläufigen SLP-Ausspeisungen sind die täglichen Differenzmengen von RLM-Entnahmestellen herauszurechnen. ⁴Die 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. ⁵Die vorläufige Abrechnung kann auch saldiert zum jeweiligen Monatsende erfolgen.
- b) ¹Die Feststellung der täglichen Prognosegüte der SLP-Entnahmestellen erfolgt unabhängig von dem eingesetzten Standardlastprofilverfahren nach einer einheitlichen Systematik. ²Beim synthetischen Standardlastprofilverfahren ist die Tagesmenge relevant, die sich bei der Zugrundelegung der Abnahmeprofile unter Heranziehung der Prognosetemperatur des Vortags ergibt. ³Beim analytischen Standardlastprofilverfahren kann die Ausspeisemenge des Vorvortages (D-2) bei der Ermittlung der relevanten Menge des Tages D berücksichtigt werden.
- c) ¹Die bezogen auf die prognostizierten und ausgespeisten Mengen täglich ermittelte Prognosegüte der Standardlastprofile ist anhand der Höhe und der Richtung der aufgetretenen Abweichung zu bewerten. ²Für 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) ¹Das SLP-Anreizsystem ist zum 01.10.2016 umzusetzen.
- e) ¹Die 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) ¹Die 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. ²Eine überdurchschnittliche Abweichung ist durch einen sich von lit. c) unterscheidenden Grenzwert durch die Verteilernetzbetreiber unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen zu bestimmen. ³Auf 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. ⁴Insbesondere 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. ⁵Die Marktgebietsverantwortlichen bestimmen unter Mitwirkung der Verteilernetzbetreiber hierzu geeignete Grenzwerte.

- 8a. ¹Der Marktgebietsverantwortliche hat für die Ein- und Ausspeisung von Biogas einen erweiterten Bilanzausgleich anzubieten.

- a) ¹Der Marktgebietsverantwortliche bietet den erweiterten Bilanzausgleich für Bilanzkreisverträge an, in die der Bilanzkreisverantwortliche ausschließlich Biogasmengen einbringt (besonderer Biogas-Bilanzkreisvertrag). ²Der Austausch von Gasmengen zwischen Bilanzkreisen sowie eine Verrechnung von Differenzmengen erfolgt zwischen besonderen Biogas-Bilanzkreisverträgen. ³Eine Übertragung von Mengen in Erdgasbilanzkreise ist möglich, jedoch keine Übertragung von Mengen aus Erdgasbilanzkreisen in Biogas-Bilanzkreise.
- b) ¹Ein besonderer Biogas-Bilanzkreisvertrag beinhaltet neben einem Bilanzausgleich von zwölf Monaten (Bilanzierungszeitraum), der das Kalenderjahr umfasst, einen Flexibilitätsrahmen in Höhe von 25 Prozent. ²Der Flexibilitätsrahmen bezieht sich auf die kumulierte Abweichung der eingespeisten von der ausgespeisten Menge innerhalb des Bilanzierungszeitraums. ³Der Marktgebietsverantwortliche und der Bilanzkreisverantwortliche können abweichend von Satz 1 einen ersten Bilanzierungszeitraum von weniger als zwölf Monaten vereinbaren (Rumpfbilanzierungszeitraum). ⁴Ziff. 1. lit. b) dd) aaa) S. 1, 3 und 4 gilt entsprechend; für verbundene Biogas-Bilanzkreise gilt einheitlich der Flexibilitätsrahmen nach Satz 1.
- c) ¹Vor Beginn eines jeden Bilanzierungszeitraums informiert der Bilanzkreisverantwortliche den Marktgebietsverantwortlichen über die voraussichtlichen Ein- und Ausspeisemengen sowie deren zeitlich geplante Verteilung für den Bilanzierungszeitraum.
- d) ¹Der Bilanzkreisverantwortliche hat sicherzustellen, dass die Ein- und Ausspeisemengen innerhalb des Flexibilitätsrahmens verbleiben und am Ende des Bilanzierungszeitraums ausgeglichen sind. ²Der Bilanzkreisverantwortliche ist nicht an die nach Ziff. 8a. lit. c) abgegebene Prognose des zeitlichen Verlaufs der Ein- und Ausspeisemengen gebunden.
- e) ¹Wird der Bilanzkreis für Biogas über einen anschließenden Bilanzierungszeitraum weitergeführt, können positive Endsalden eines vorhergehenden auf den nachfolgenden Bilanzierungszeitraum übertragen werden. ²Hierbei ist der Flexibilitätsrahmen des besonderen Biogas-Bilanzkreisvertrags einzuhalten.
- f) ¹Nach Ablauf eines Bilanzierungszeitraums sind die einem Bilanzkreis des besonderen Biogas-Bilanzkreises zugeordneten Differenzen zwischen den tatsächlichen Ein- und Ausspeisemengen, die den Flexibilitätsrahmen übersteigen, auszugleichen. ²Dabei ist ein transparentes, diskriminierungsfreies und an den tatsächlichen effizienten Kosten für die Lieferung von Ausgleichsenergie orientiertes Verfahren anzuwenden. ³Es dürfen nur die Kosten anteilig in Rechnung gestellt werden, die zum Ausgleich der Differenzmengen erforderlich sind, die nach Saldierung aller bei einem Marktgebietsverantwortlichen geführten Bilanzkreise verbleiben.
- g) ¹Bilanzkreisverantwortliche eines besonderen Biogas-Bilanzkreisvertrags zahlen an den Marktgebietsverantwortlichen ein Entgelt für den erweiterten Bilanzausgleich in Höhe von 0,001 Euro je Kilowattstunde für die Nutzung des tatsächlich in Anspruch genommenen Flexibilitätsrahmens.

9. ¹Es werden die folgenden Berichts- und Evaluierungspflichten auferlegt:

- a) ¹Die 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. ²Dieser 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) ¹Die 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. ²Der 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. ³Die Marktgebietsverantwortlichen stellen die für die Evaluierung notwendigen Daten zur Verfügung.
- c) ¹Die 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. ²Diese Kosten-Nutzen-Analyse hat eine Aufschlüsselung der Kosten und Vorteile für die beteiligten Parteien zu enthalten.

10. ¹Die Marktgebietsverantwortlichen werden verpflichtet, die folgenden Informationen in einem für die elektronische Weiterverarbeitung durch Standardsoftware nutzbaren Format auf Ihrer Internetseite zu veröffentlichen:

- a) ¹Die Methodik zur Berechnung der Ausgleichsenergieentgelte, die verwendeten Ausgleichsenergieentgelte nach Beendigung der Bilanzierungsperiode sowie die Informationen zur Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise notwendigen Informationen, insbesondere unverzüglich nach jedem Handelsgeschäft die Entwicklung des Grenzankaufspreises und des Grenzverkaufspreises. ²Dies 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 Ausgleichsenergiepreise. ³Die Informationen zu den Tageswerten sind rückwirkend mindestens für die letzten 12 Monate vorzuhalten.
- b) ¹Auf täglicher Basis die Flexibilitätsregelenergiemengen und die damit einhergehenden Kosten sowie den jeweiligen täglichen Flexibilitätskostenbeitrag in Euro je MWh.
- c) ¹Informationen über den Einsatz von interner und externer Regelenergie rückwirkend auf täglicher Basis und für mindestens 12 Monate. ²Für den Einsatz externer Regelenergie sind insbesondere folgende Informationen zu veröffentlichen: Einsatztag, Lieferort, MOL-Rang, Einsatzdauer, Losgröße, Menge, Gasqualität und Arbeitspreis. ³Für 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. ⁴Zudem sind Informationen zu Kosten und Laufzeit der für die Beschaffung von Regelenergie in angrenzenden Marktgebieten kontrahierten Kapazitäten zu veröffentlichen.
- d) ¹Die Bilanzierungsumlagen sowie die Entscheidung bezüglich einer möglichen Ausschüttung sechs Wochen vor Beginn des jeweiligen Geltungszeitraums. ²Die Berechnungsgrundlage und -systematik zur Prognose der Bilanzierungsumlagen sowie der Ausschüttungen.
- e) ¹Die monatlichen Salden der Bilanzierungsumlagekonten, sobald alle für die Veröffentlichung eines Abrechnungsmonats erforderlichen endgültigen Werte vorliegen. ²Alle nach dem jährlichen Verteilungsschlüssel aufzuteilenden Kosten- und Erlösbestandteile werden zum Zweck der

Veröffentlichung vorläufig nach dem Verteilungsschlüssel des Vorjahres den beiden Bilanzierungsumlagekonten zugerechnet. ³Im ersten Jahr erfolgt eine vorläufige Aufteilung der Kosten- und Erlösbestandteile nach dem Verteilungsschlüssel 50:50. ⁴Nach Vorliegen des ex post ermittelten jährlichen Verteilungsschlüssels findet eine nachträgliche Korrektur der Veröffentlichung der nach dem jährlichen Verteilungsschlüssel aufzuteilenden Kosten- und Erlöspositionen statt. ⁵Bei der Veröffentlichung sind alle Kosten- und Erlöspositionen sowie die Liquiditätspuffer der Bilanzierungsumlagekonten separat auszuweisen.

- f) ¹Jeweils eine aussagkräftige Zusammenfassung der Berichte und Evaluierungen gemäß Ziffer 9 zeitnah nach ihrer Übermittlung an die Beschlusskammer.

- 11. ¹Marktgebietsverantwortliche, 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. ²Ausgenommen 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. ¹Auf Folgendes wird hingewiesen:
 - a) ¹Im 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.
 - b) ¹Sofern im Rahmen dieser Festlegung der Begriff Gas einzeln oder im Zusammenhang mit anderen Begrifflichkeiten verwendet wird, ist damit Erdgas im Sinne von Art. 2 Nr. 1 Richtlinie (EU) 2024/1788 gemeint. ²Der Zugang zu Wasserstoffnetzen wird in den Festlegungen BK7-24-01-014 (WasABi) und BK7-24-01-015 (WaKandA) geregelt [werden].

- 13. ¹Für bestehende Festlegungen gilt Folgendes:
 - a) ¹Die Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u.a.) vom 28.05.2008 (Az. BK7-08-002) wird mit Wirkung zum 01.10.2015 aufgehoben. ²Dies 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. ³Die hierzu veröffentlichten Mitteilungen der Beschlusskammer werden damit gegenstandslos.
 - b) ¹Die Festlegung vom 26.03.2012 (Az. BK7-11-044) hat weiterhin Bestand. ²Hinweis: Insofern gilt, dass der Prozentsatz der Toleranz abweichend von § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV auf 0 Prozent festgelegt wird.
 - c) ¹Die 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.