Änderungsfassung vom 27. März 2026

Inkrafttreten am 1. Oktober 2026

Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen

Inhaltsverzeichnis

Teil 1 Allgemeine Bestimmungen **1**

§ 1 Gegenstand der Kooperation 1
§ 2 Verträge 1
§ 3 Leitfäden 7
§ 4 Begriffsbestimmungen 8

Teil 2 Marktgebiet **12**

§ 5 Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten zum Marktgebiet 12
§ 6 Kosten-/Entgeltwälzung 12
§ 7 Kostenwälzung Biogas 13
§ 8 Marktraumumstellung 17
§ 9 Umlagefähige Kosten im Rahmen der Marktraumumstellung 19
§ 10 Kostenwälzung der umlagefähigen Kosten für die Marktraumumstellung 22

Teil 3 Zusammenarbeit der Netzbetreiber und des Marktgebietsverantwortlichen **25**

Abschnitt 1 Interne Bestellung **25**

§ 11 Bestellung der Kapazität 25
§ 12 Kapazitätsrelevante Instrumente 30
§ 13 Berechnung der Brutto-Kapazität 31
§ 14 Bestimmung der gemäß § 11 zu bestellenden (Netto-)Kapazität 32
§ 15 Kapazitätsanpassungen 32
§ 16 Langfristprognose 34
§ 17 Netzpuffer 37
§ 18 Entgelte 37
§ 19 Rechnungsstellung und Zahlung 39
§ 20 Vorhalteleistung im vorgelagerten Verteilernetz mit Netzpartizipationsmodell 40
§ 21 Systemverantwortung 40
§ 22 Technische Anforderungen 44
§ 23 Nichteinhaltung von Gasbeschaffenheit oder Druckspezifikation 46
§ 24 Instandhaltung 46
§ 25 Datenweitergabe und Datenverarbeitung 47

Abschnitt 2 Netzkopplung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern **48**

§ 26 Anwendungsbereich 48
§ 27 Betrieb der MSR-Anlagen und technische Leistung 48
§ 28 Datenaustausch und Mengenanmeldung 49
§ 29 Betretungs- und Kontrollrechte 49
§ 30 Messstellenbetrieb 50
§ 31 Reduzierung oder Einstellung der Gasübergabe/-übernahme 51

Abschnitt 3 Gemeinsame Vermarktung von Kapazitäten 51

§ 32 Gemeinsame Vermarktung von gebündelten Kapazitäten an Grenzübergangspunkten und Vermarktung von zusätzlichen Kapazitäten 51
§ 33 Kapazitätsbuchungsplattformen 52
§ 34 Registrierung und Zulassung beim Fernleitungsnetzbetreiber 52
§ 35 Registrierung beim Marktgebietsverantwortlichen 53
§ 36 Vertragslaufzeiten 53
§ 37 Auktionierungsprozess 55
§ 38 Kapazitätsreservierung gemäß Tenorziffer 8 KARLA Gas 56
§ 39 (weggefallen) 57

Teil 4 Regelenergie und Bilanzkreise 57

Abschnitt 1 Beschaffung und Einsatz von Regelenergie 57

§ 40 Regelenergiebeschaffung und -einsatz 57
§ 41 Informationspflichten der Netzbetreiber 59

Abschnitt 2 Bilanzkreise 60

§ 42 Pflichten des Marktgebietsverantwortlichen 60
§ 43 Liste der Ausspeisenetzbetreiber 60
§ 44 Fallgruppenwechsel von RLM-Ausspeisepunkten 60
§ 45 Deklarationsmeldung und Deklarationsclearing 61
§ 46 Versand von Allokationsdaten 62
§ 47 Allokationsclearing 66
§ 48 Formate und Datenaustausch 70
§ 49 SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung 71
§ 50 Netzkontensystematik und Anreizsystem 74

Abschnitt 3 Sicherheitsplattform Gas 80

§ 51 Meldung der Marktlokations-Identifikationsnummer sowie von Lastgängen an den Marktgebietsverantwortlichen 80

Teil 5 Allgemeine Schlussbestimmungen **80**

§ 52 Veröffentlichungs- und Informationspflichten der Netzbetreiber zur Gasbeschaffenheit und Brennwert 80
§ 53 Steuern 81
§ 53a Abrechnungsformat (gilt bis 31. Dezember 2026) 82
§ 54 Höhere Gewalt 83
§ 55 Haftung 83
§ 56 Rechtsnachfolge 85
§ 57 Schiedsgerichtsklausel 85
§ 58 Salvatorische Klausel 86
§ 59 Vertraulichkeit 87
§ 60 Wirksamwerden der Kooperationsvereinbarung 87
§ 61 Änderungen der Kooperationsvereinbarung 88
§ 62 Kündigung/Beendigung der Kooperationsvereinbarung 88
§ 63 Anlagenverzeichnis 89

Präambel

Die Vertragspartner sind gemäß § 20 Absatz 1b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verpflichtet, zur Abwicklung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen untereinander in dem Ausmaß verbindlich zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, damit der Transportkunde zur Abwicklung eines Transports auch über mehrere durch Netzkopplungspunkte miteinander verbundene Netze nur einen Ein- und einen Ausspeisevertrag abschließen muss, es sei denn, diese Zusammenarbeit ist technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar. Die Vertragspartner sind zudem gemäß § 20 Absatz 1b EnWG verpflichtet, gemeinsame Vertragsstandards für den Netzzugang zu entwickeln.

Des Weiteren verpflichtet Tenorziffer 2 lit. a) KARLA Gas die Vertragspartner, zur Abwicklung netzübergreifender Transporte eine Kooperationsvereinbarung abzuschließen, in der sie alle Einzelheiten ihrer Zusammenarbeit regeln, die notwendig sind, um einen transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugang zu angemessenen Bedingungen zu gewähren.

Im Hinblick auf diese Verpflichtungen vereinbaren die Vertragspartner Folgendes:

Teil 1 Allgemeine Bestimmungen

§ 1 Gegenstand der Kooperation

1. Die Vertragspartner verpflichten sich in dieser Vereinbarung, untereinander in dem technisch möglichen und wirtschaftlich zumutbaren Ausmaß verbindlich zusammenzuarbeiten, um einen transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugang zu angemessenen Bedingungen zu gewähren.

   Dazu gehören insbesondere Regelungen zu der Zusammenarbeit der Netzbetreiber untereinander sowie mit dem Marktgebietsverantwortlichen in Bezug auf Kosten- und Entgeltwälzung, Wälzung der Biogaskosten, interne Bestellung, Netzkopplung, Bilanzkreisabwicklung, gemeinsame Vermarktung von Kapazitäten, Netzpuffer sowie Beschaffung und Einsatz von Regelenergie.

2. Die Netzbetreiber sind für vor- oder nachgelagerte Gasnetze verantwortlich, in denen Ein- und Ausspeisungen erfolgen. Im Folgenden wird zwischen Fernleitungsnetzbetreibern, Verteilernetzbetreibern mit entry-exit-System und Verteilernetzbetreibern mit Netzpartizipationsmodell unterschieden.

3. Die Fernleitungsnetzbetreiber bilden ein Marktgebiet und benennen hierfür einen Marktgebietsverantwortlichen, der die in der GaBi Gas vorgesehenen Aufgaben wahrnimmt. In dem Marktgebiet wird ein virtueller Handelspunkt (VHP) eingerichtet, an dem Gas gehandelt werden kann und über den die Übertragung von Gasmengen zwischen Bilanzkreisen ermöglicht wird. Für die Nutzung des VHP wird ein Entgelt erhoben. Zur Bestimmung dieses Entgelts führt der Marktgebietsverantwortliche jährlich eine Marktkonsultation der angebotenen VHP-Services durch. Der Marktgebietsverantwortliche ist auch Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung.

4. Für Betreiber geschlossener Verteilernetze gemäß § 110 EnWG erfolgt die Anwendung dieser Vereinbarung mit der Maßgabe, dass §§ 18, 19, 21a, 22 Absatz 1, 23a, 32 Absatz 2, 33, 35 und 52 EnWG und die diese Regelungen konkretisierenden Rechtsverordnungen und behördlichen Festlegungen keine Anwendung finden.

§ 2 Verträge

1. Die Vertragspartner verständigen sich hiermit auf die einheitliche Anwendung der in Ziffer 2 genannten gemeinsamen Vertragsstandards für den Netzzugang gemäß § 20 Absatz 1b Satz 7 EnWG.

2. Dieser Vereinbarung werden standardisierte Geschäftsbedingungen zu folgenden Verträgen als Anlage beigefügt:

a) Ein- und Ausspeisevertrag (entry-exit-System), abzuschließen zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Transportkunde (Anlage 1);

b) Ein- und Ausspeisevertrag (entry-exit-System), abzuschließen zwischen Verteilernetzbetreiber mit entry-exit-System und Transportkunde (Anlage 2);

c) Lieferantenrahmenvertrag, abzuschließen zwischen Verteilernetzbetreiber mit Netzpartizipationsmodell oder Betreibern geschlossener Verteilernetze gemäß § 110 EnWG und Lieferant als Transportkunde (Anlage 3);

d) Bilanzkreisvertrag mit Anlage zum Biogas-Bilanzkreisvertrag, abzuschließen zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Bilanzkreisverantwortlichem (Anlage 4);

e) Vereinbarung über die Verbindung von Bilanzkreisen nach § 17 Ziffer 3 der Geschäftsbedingungen des Bilanzkreisvertrages, abzuschließen zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Bilanzkreisverantwortlichen (Anlage 5);

f) *[Anwendung solange und insoweit, als dass der Gesetzgeber die Gültigkeit der Regelungen des § 33 GasNZV anordnet, vgl. Anwendungshinweis vor Deckblatt zu Anlage 6]* Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag Biogas, abzuschließen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer und/oder Anschlussnutzer (Anlage 6);

g) Einspeisevertrag Biogas für die Verteilernetzebene, abzuschließen zwischen Verteilernetzbetreiber und Transportkunde von Biogas (Anlage 7);

h) Messstellenbetreiberrahmenvertrag Gas zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) (Anlage 8).

3. Ergänzende Geschäftsbedingungen zu den in Ziffer 2 standardisierten Geschäftsbedingungen sind nur zu den für den jeweiligen Vertrag nachstehend aufgelisteten Themen zulässig, soweit sie erforderlich sind, um die standardisierten Geschäftsbedingungen zu ergänzen, und den standardisierten Geschäftsbedingungen der jeweiligen Verträge nicht widersprechen. Ergänzende Geschäftsbedingungen werden gesondert von den standardisierten Geschäftsbedingungen ausgewiesen.

a) Ein- und Ausspeisevertrag (entry-exit-System), abzuschließen zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Transportkunde (Anlage 1)

- Zuordnung von rabattierter bzw. nicht rabattierter Kapazität zum jeweiligen Konto über unterschiedliche Shippercodes gemäß Beschlüssen der Bundesnetzagentur hinsichtlich der regelmäßigen Entscheidung zur Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2017/460 genannten Punkte Fernleitungsnetzbetreiber (Az. BK9-19/610) (§ 7 Ziffer 7)
- Festlegung der Höhe der Vertragsstrafe (§ 12 Ziffer 14)

- Verpflichtung zur Abgabe von 24 aufeinander folgenden Stundenwerten im Rahmen der Nominierung sowie Recht zur Nominierung von Tagesmengen (§ 13 Ziffer 3)
- Möglichkeit des Zustandekommens der Übernominierung mit dem nominierenden Bilanzkreisverantwortlichen als Transportkunde ohne ratierliche Aufteilung auf mehrere Transportkunden (§ 13d Ziffer 2 Satz 5)
- Regelungen zu Nominierungsersatzverfahren (§ 14)
- Festlegung von Allokationsverfahren (§ 22 Ziffer 1 und 3)
- Entgelt- und Zahlungsbedingungen (§ 25 Ziffer 10)
- Rechnungsstellung und Abschlagszahlung (§ 26 Ziffer 1 Satz 1)
- Vertragsstrafe bei Überschreitung der eingebrachten Kapazität (§ 30 Ziffer 4)
- Regelungen zu Turnus und Fälligkeit von Vorauszahlungen (§ 36a Ziffer 11)
- Nutzung von IT-Portalen der Fernleitungsnetzbetreiber, z. B. zur Abgabe von Nominierungen
- Abwicklungsregeln zu Ein-/Ausspeisepunkten, bei denen die Gasqualität gewechselt werden kann
- Zuteilung neu zu schaffender Kapazitäten gemäß Art. 3 Ziffer 1 der Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 in der zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Kooperationsvereinbarung gültigen Fassung, einschließlich etwaiger von den Netznutzern zu stellenden Sicherheiten und Angaben dazu, wie etwaige Verzögerungen bei der Kapazitätsbereitstellung oder eine Störung des Projekts vertraglich geregelt sind. Die Ergänzenden Geschäftsbedingungen für die Zuteilung neu hinzukommender technischer Kapazitäten an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten gemäß Art. 2 Absatz 3 der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 in der zum 01.10.2016 gültigen Fassung sowie zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Kooperationsvereinbarung vom 30. Oktober 2017 bereits geschlossene Transportverträge für neue technische Kapazitäten bleiben von den Regelungen dieser Kooperationsvereinbarung unberührt.

b) Ein- und Ausspeisevertrag (entry-exit-System), abzuschließen zwischen Verteilernetzbetreiber mit entry-exit-System und Transportkunde (Anlage 2)

- Zuordnung von rabattierter bzw. nicht rabattierter Kapazität zum jeweiligen Konto über unterschiedliche Shippercodes (§ 6 Ziffer 6) gemäß dem Beschluss

der Bundesnetzagentur Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie von Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Absatz 2 bis 7 GasNEV (BEATE 2.0, BK9-18/608, abgeändert durch Beschluss vom 16.10.2020 (Az. BK9-20/608))

- weitere Kapazitätsprodukte und damit zusammenhängende Dienstleistungen (§ 7 Ziffer 2)
- Nominierungen (§ 9) und weitere Nominierungswege (§ 10 Ziffer 2)
- Entgelt- und Zahlungsbedingungen (§ 19 Ziffer 10)
- Regelungen zu Rechnungsstellung und Abschlagszahlungen (§ 20 Ziffer 1)
- Vertragsstrafe bei Überschreitung der eingebrachten Kapazität (§ 24 Ziffer 4)
- Regelungen zu Turnus und Fälligkeit von Vorauszahlungen (§ 31 Ziffer 9)
- Konkretisierung Verfahren zur Mehr-/Mindermengenabrechnung
- Preisblätter
- Nutzung von IT-Portalen der Netzbetreiber, z. B. zur Abgabe von Nominierungen

c) Lieferantenrahmenvertrag, abzuschließen zwischen Verteilernetzbetreiber mit Netzpartizipationsmodell oder Betreibern geschlossener Verteilernetze gemäß § 110 EnWG und Lieferant als Transportkunde (Anlage 3)

- Entgelt- und Zahlungsbedingungen (§ 8 Ziffern 3 und 12)
- Abrechnungsverfahren bei Ausspeisepunkten mit registrierender Leistungsmessung (§ 9) – Konkretisierung des Abrechnungszeitraums, Berechnung des Leistungs- und Arbeitsentgeltes, Umgang mit Abrechnung außerhalb des regelmäßigen Abrechnungszeitraums
- Abrechnungsverfahren bei Ausspeisepunkten ohne registrierende Leistungsmessung (§ 9)
- Weitere Regelungen zum Unterbrechungs- und Wiederherstellungsprozess der Netz- bzw. Anschlussnutzung auf Anweisung des Transportkunden (§ 11 Ziffern 6 und 10)
- Preisblätter (Anlage 1)
- Konkretisierung Standardlastprofilverfahren (Anlage 5)

d) Bilanzkreisvertrag mit Anlagen zum Biogas-Bilanzkreisvertrag und zur Speicherumlage, abzuschließen zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Bilanzkreisverantwortlichem (Anlage 4), und Vereinbarung über die Verbindung von Bilanzkreisen

nach § 5 Ziffer 3 der Geschäftsbedingungen des Bilanzkreisvertrages, abzuschließen zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Bilanzkreisverantwortlichen (Anlage 5)

- Regelungen zur Erhebung einer Speicherumlage gemäß Teil 3a EnWG (§ 2a Anlage 4)
- Regelung der Einzelheiten der saldierten Preisanpassung gemäß § 26 EnSiG, sofern eine entsprechende Verordnung erlassen wird (§ 2b Anlage 4)
- Voraussetzungen für die Registrierung im Kunden- und VHP-Portal des Marktgebietsverantwortlichen (§ 3 Ziffer 2 Anlage 4)
- Übertragung von Gasmengen zwischen Sub-Bilanzkonten (§ 9 Ziffer 1 Anlage 4)
- Regelung der Prozesse zur Umsetzung im Rahmen einer digitalen Plattform gemäß § 2b EnSiG (§ 10a Anlage 4)
- Form des Vertragsschlusses bei der Verbindung von Bilanzkreisen (§ 17 Ziffer 4 Anlage 4)
- Turnus von Vorauszahlungen (§ 29 Ziffer 2)
- Regelungen zu Rechnungen und Abschlagszahlungen (§ 32 Ziffer 2 Anlage 4)
- Formate und Datenaustausch (§ 38a Anlage 4)
- Vertrag über die quotale Aufteilung bei Rechnungsbilanzkreisen (§ 4 Ziffer 3 Anlage 5)

e) Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag Biogas, abzuschließen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer und/oder Anschlussnutzer (Anlage 6)

- Einzelheiten zur Abrechnung der Netzanschlusskosten (§ 8)
- Regelung zum Vertragsbeginn (§ 17 Ziffer 1) und zur Textform (§ 20)
- Vereinbarung individueller bezifferter Haftungsbeschränkungen auf den vertragstypischen, vorhersehbaren Schaden bei der Herstellung des Netzanschlusses im Fall leicht fahrlässig verursachter Sach- und Vermögensschäden (§ 21 Ziffer 3)
- Einzelheiten zur Beschreibung des Netzanschlusses sowie zu den Technischen Anschlussbedingungen (Anlage 1)
- Einzelheiten in Ergänzung zum Lageplan (Anlage 2)
- Messvereinbarung (Anlage 3)
- Abschaltmatrix (Anlage 4)

f) Einspeisevertrag Biogas für die Verteilernetzebene, abzuschließen zwischen Verteilernetzbetreiber und Transportkunde von Biogas (Anlage 7)

- Vereinbarung zur Unterbrechung der Netznutzung (§ 9 Ziffer 1 lit. c))
- Regelung zum Vertragsbeginn (§ 11 Ziffer 1) und zur Textform (§ 14)
- Einzelheiten zu den Technischen Anforderungen (Anlage 1)
- Messvereinbarung (Anlage 2)
- Abschaltmatrix (Anlage 4)

4. Abweichungen zu den in Ziffer 2 genannten standardisierten Geschäftsbedingungen sind nur insoweit zulässig, wie sie im Folgenden oder in den Anlagen 1 bis 7 ausdrücklich zugelassen werden. Diese Abweichungen werden ebenfalls gesondert von den standardisierten Geschäftsbedingungen ausgewiesen.

   Im Ein- und Ausspeisevertrag (entry-exit-System), abzuschließen zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Transportkunde (Anlage 1):

   - Regelungen zu gebündelten Kapazitäten an Grenzübergangspunkten nach Maßgabe der KARLA Gas
   - Ausnahmeregelungen für Grenzübergangspunkte nach Maßgabe des § 1 Ziffer 6 Satz 3
   - Abweichende Regelungen bei der Zuordnung von rabattierter bzw. nicht rabattierter Kapazität zum jeweiligen Konto über unterschiedliche Shippercodes (§ 7 Ziffer 7)
   - Übermittlungsweg der Kapazitätsbestandsmeldung (§ 12 Ziffer 16)
   - Abweichende Regelungen von der Common Business Practice „CBP Harmonisation of the Nomination and Matching Process" (§ 13 Ziffer 9)
   - Zuteilung neu zu schaffender Kapazitäten gemäß Art. 3 Ziffer 1 der Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 in der zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Kooperationsvereinbarung gültigen Fassung, einschließlich etwaiger von den Netznutzern zu stellenden Sicherheiten und Angaben dazu, wie etwaige Verzögerungen bei der Kapazitätsbereitstellung oder eine Störung des Projekts vertraglich geregelt sind. Abweichende Regelungen in den Ergänzenden Geschäftsbedingungen für die Zuteilung neu hinzukommender technischer Kapazitäten an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten gemäß Art. 2 Absatz 3 der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 in der zum 01.10.2016 gültigen Fassung sowie zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Kooperationsvereinbarung vom 30. Oktober

2017 bereits geschlossene Transportverträge für neue technische Kapazitäten bleiben von den Regelungen dieser Kooperationsvereinbarung unberührt.

5. Gegenstand des Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrages Biogas, abzuschließen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer und/oder Anschlussnutzer, in der ab dem 1. Oktober 2012 in Kraft getretenen Fassung, können nur solche Netzanschlüsse sein, für die ab dem 1. Oktober 2012 ein Vertragsangebot gemäß § 33 Absatz 6 Satz 3 GasNZV vorgelegt werden muss. Die Vertragspartner sind nicht verpflichtet, den ab dem 1. Oktober 2012 in Kraft getretenen Vertragsstandard (Anlage 6) auf bereits zuvor angebotene und/oder abgeschlossene Netzanschluss- und Anschlussnutzungsverträge anzuwenden. Zwingende gesetzliche, verordnungsrechtliche und behördliche Anpassungen bleiben hiervon unberührt.

§ 3 Leitfäden

1. Die Auslegung der Regelungen der Kooperationsvereinbarung sowie die Darstellung der Prozesse erfolgt jeweils in Leitfäden, die von den Verbänden BDEW, VKU und GEODE gemeinsam verabschiedet werden. Die Einhaltung der Kooperationsvereinbarung wird vermutet, wenn die Leitfäden

   a) Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas,

   b) Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas,

   c) Leitfaden Bilanzierung Biogas,

   d) Leitfaden Kostenwälzung Biogas,

   e) Leitfaden Marktraumumstellung,

   f) Leitfaden Krisenvorsorge Gas und

   g) Leitfaden Prozessbeschreibung Netzbetreiberwechsel

   in der jeweils gültigen Fassung eingehalten worden sind. Im Zweifel gehen die Regelungen der Kooperationsvereinbarung vor. Die Vermutungsregel gilt für die Anwendung des Leitfadens Prozessbeschreibung Netzbetreiberwechsel nach lit. h) nur, soweit die Regelungen den Bereich Gas betreffen; Regelungen, die ausschließlich im Bereich Strom Anwendung finden, werden nicht von der Kooperationsvereinbarung Gas erfasst.

2. BDEW, VKU und GEODE prüfen jeweils rechtzeitig, ob bei den Leitfäden Anpassungsbedarf besteht. Notwendige Änderungen werden so verabschiedet, dass eine Umsetzung unter Berücksichtigung einer angemessenen Umsetzungsfrist von regelmäßig 3 Monaten erfolgen kann.

3. Bei Änderungen, die aufgrund rechtlicher Erfordernisse kurzfristig umgesetzt werden müssen, kann von den Fristen der Ziffer 2 abgewichen werden.

4. BDEW, VKU und GEODE informieren die Vertragspartner über die Änderungen der Leitfäden in Textform; dabei genügt, wenn der genaue Wortlaut der Änderungen im Internet unter der jeweils angegebenen Adresse abgerufen werden kann.

§ 4 Begriffsbestimmungen

1. Abgrenzungsstichtag
   Im Zusammenhang der Marktraumumstellung der Zeitpunkt, ab dem das H-Gas tatsächlich beim Letztverbraucher ansteht.
2. ANIKA
   Festlegung zur Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung (Az.: BK7-23-043) vom 21. März 2024 oder eine diese Festlegung ersetzende oder ergänzende Festlegung der Bundesnetzagentur
3. Anschlussnutzer
   Anschlussnutzer nach § 1 Absatz 3 NDAV, gilt entsprechend für Mittel- und Hochdrucknetz.
4. Auslegungstemperatur
   Temperatur, die sich nach der maßgeblichen Klimazone gemäß DIN EN 12831 Beiblatt_1 Tabelle 1a bestimmt.
5. Ausspeisenetzbetreiber
   Netzbetreiber, mit dem der Transportkunde einen Ausspeisevertrag, auch in Form eines Lieferantenrahmenvertrages, abschließt.
6. Ausspeisepunkt
   Ein Punkt innerhalb des Marktgebietes, an dem Gas durch einen Transportkunden aus einem Netz eines Netzbetreibers zur Belieferung von Letztverbrauchern oder zum Zwecke der Einspeicherung entnommen werden kann bzw. an Grenzübergängen übertragen werden kann. Als Ausspeisepunkt gilt im Fernleitungsnetz auch die Zusammenfassung mehrerer Ausspeisepunkte zu einer Zone gemäß Tenorziffer 4 lit. b) cc) KARLA Gas.
7. Bilanzieller Umstellungstermin
   Der bilanzielle Umstellungstermin ist im Rahmen der Marktraumumstellung der konkrete für die Bilanzkreisabwicklung relevante Umstellungstag, der in dem mitgeteilten Umstellungszeitraum liegt und der der Monatserste des Monats ist, ab dem Allokationswerte ausschließlich in H-Gas-Bilanzkreise gemeldet werden.
8. Bilanzierungsbrennwert
   Der Bilanzierungsbrennwert stellt die Vorausschätzung eines Abrechnungsbrennwertes je Brennwertgebiet dar. Er unterliegt der monatlichen Überprüfung, soweit erforderlich.

Das Brennwertgebiet ist ein Netzgebiet, in dem ein einheitlicher Abrechnungsbrennwert angewendet wird.

9. Bilanzkreisnummer
Eindeutige Nummer, die von dem Marktgebietsverantwortlichen an einen Bilanzkreisverantwortlichen für einen Bilanzkreis vergeben wird und insbesondere der Identifizierung der Nominierungen oder Renominierungen von Gasmengen dient.

10. Biogasaufbereitungsanlage
Anlage zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität.

11. Biogaseinspeisenetzbetreiber
Netzbetreiber, an dessen Netz eine Biogasaufbereitungsanlage angeschlossen ist.

12. Einspeisenetzbetreiber
Netzbetreiber, mit dem der Transportkunde einen Einspeisevertrag abschließt.

13. Einspeisepunkt
Ein Punkt innerhalb des Marktgebietes, an dem Gas durch einen Transportkunden von Grenzübergängen, inländischen Quellen und Produktionsanlagen, LNG-Anlagen, Biogasanlagen oder aus Speichern an einen Netzbetreiber in dessen Netz übergeben werden kann. Als Einspeisepunkt gilt im Fernleitungsnetz auch die Zusammenfassung mehrerer Einspeisepunkte zu einer Zone gemäß Tenorziffer 4 lit. b) cc) KARLA Gas.

14. Externe Regelenergie
Die in Tenorziffer 6 lit. b) GaBi Gas beschriebene Regelenergie.

15. GaBi Gas
Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Az.: BK7-14-020) vom 19. Dezember 2014, zuletzt geändert durch Festlegung zur Ausgestaltung des Bilanzierungssystems Gas „GaBi Gas 2.1“ (Az.: BK7-24-01-008) vom 12. September 2025 oder eine diese Festlegung ersetzende oder ergänzende Festlegung der Bundesnetzagentur.

16. Gaswirtschaftsjahr
Der Zeitraum vom 1. Oktober, 06:00 Uhr, eines Kalenderjahres bis zum 1. Oktober, 06:00 Uhr, des folgenden Kalenderjahres.

17. GeLi Gas
Festlegung in Sachen einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas (Az. BK7-06-067) vom 20. August 2007, zuletzt geändert durch Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas „GeLi Gas 3.0“ (BK7-24-01-009) vom 12. September 2025 oder einer diese Festlegung ersetzende oder ergänzende Festlegung der Bundesnetzagentur sowie auf Basis der durch die Marktbeteiligten zu Daten- und

Nachrichtenaustausch und der Abwicklung der Geschäftsprozesse erarbeiteten jeweiligen aktuellen Konkretisierungen (BDEW/VKU-Anwendungshilfe „Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas“).

18. Interne Regelenergie
Die in Tenorziffer 6 lit. a) GaBi Gas beschriebene Regelenergie.

19. Kapazität
Maximale stündliche Flussrate an einem Ein- oder Ausspeisepunkt, die in kWh/h ausgedrückt wird.

20. Kapazitätsbuchungsplattform
Plattform für die Buchung von Kapazitäten von Fernleitungsnetzbetreibern.

21. KARLA Gas
Festlegung in Sachen Anpassung von Kapazitätsregelungen im Gassektor (Az.: BK7-15-001) vom 14. August 2015, zuletzt geändert durch Festlegung Kapazitätsregelungen und Abwicklung des Netzzugangs im Gassektor „KARLA Gas 2.0“ (Az.: BK7-24-01-007) vom 12. September 2025 oder eine diese Festlegung ersetzende oder ergänzende Festlegung der Bundesnetzagentur.

22. Lastflusszusage
Die in Tenorziffer 3 lit. a) aa) ANIKA beschriebenen vertraglichen Vereinbarungen.

23. Monat M
Monat M ist der Liefermonat. Der Liefermonat umfasst den Zeitraum vom 1. Tag 06:00 Uhr des Liefermonats bis zum 1. Tag 06:00 Uhr des Folgemonats. Bei untermonatlichen Lieferanmeldungen beginnt der Liefermonat am 1. Tag der Belieferung 06:00 Uhr. Bei untermonatlichen Lieferabmeldungen endet der Liefermonat um 06:00 Uhr des Folgetages.

24. Netzkonto
Im Netzkonto werden auf Tagesbasis alle Einspeisemengen in ein Netz den allokierten Ausspeisemengen zu Letztverbrauchern und Übergaben in nachgelagerte Netze, Speicher und in ausländische Netze aus diesem Netz gegenübergestellt.

25. Netzkonto-Bilanzierungsobjekt
Ein Netzkonto-Bilanzierungsobjekt wird eingesetzt, um Netzpufferfahrweisen und/oder Operational Balancing Accounts (OBA) bei der Netzkontoallokation zu berücksichtigen.

26. REGENT
Beschluss der Bundesnetzagentur hinsichtlich der regelmäßigen Entscheidung zur Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2017/460 genannten Punkte für alle Fernleitungsnetzbetreiber (Az. BK9-19/610) (Az.: BK9-23/610) vom 14. Mai 2025 oder eine diese Festlegung ergänzende oder ersetzende Festlegung der Bundesnetzagentur.

27. RLM-Ausspeisepunkte mit Tagesband (RLMmT)
Bei Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen werden jeweils die tägliche Summe der stündlichen Allokationen pro Gastag gleichmäßig als stündlicher Anteil (als Tagesband) über den ganzen Gastag vom Marktgebietsverantwortlichen verteilt

28. RLM-Ausspeisepunkte ohne Tagesband (RLMoT)
Bei Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen werden jeweils die stündlichen Allokationen vom Marktgebietsverantwortlichen verwendet.

29. Sub-Bilanzkonto
Das Sub-Bilanzkonto ist ein Konto, das einem Bilanzkreis zugeordnet ist und die Zuordnung von Ein- und Ausspeisemengen zu Transportkunden und/oder die übersichtliche Darstellung von Teilmengen ermöglicht.

30. Tag D
Tag D ist der Liefertag, welcher um 06:00 Uhr beginnt und um 06:00 Uhr des folgenden Tages endet.

31. Technischer Umstellungstermin
Der technische Umstellungstermin ist im Rahmen der Marktraumumstellung der Zeitpunkt innerhalb des mitgeteilten Umstellungszeitraums, ab dem H-Gas in das umzustellende Netzsegment des Fernleitungsnetzbetreibers eingespeist wird.

32. Unterbrechbare Kapazität
Kapazität, die vom Netzbetreiber auf unterbrechbarer Basis angeboten wird. Die Nutzung der unterbrechbaren Kapazität kann von dem Netzbetreiber unterbrochen werden.

33. Virtueller Ausspeisepunkt
Ein nicht zu buchender Ausspeisepunkt eines Bilanzkreises, über den Gas in einen anderen Bilanzkreis übertragen werden kann.

34. Virtueller Einspeisepunkt
Ein nicht zu buchender Einspeisepunkt eines Bilanzkreises, über den Gas aus einem anderen Bilanzkreis übertragen werden kann.

35. Vorhalteleistung
Die an einem Ein- oder Ausspeisepunkt eines Verteilernetzes mit Netzpartizipationsmodell festgelegte, maximal mögliche Leistungsinanspruchnahme im Auslegungszustand des Netzes.

36. Werktage
Unter Werktagen sind für die Fristenregelung alle Tage zu verstehen, die kein Sonnabend, Sonntag oder gesetzlicher Feiertag sind. Wenn in einem Bundesland ein Tag als Feiertag ausgewiesen wird, gilt dieser Tag bundesweit als Feiertag. Der 24. Dezember und der 31. Dezember eines jeden Jahres gelten als Feiertage.

37. ZuBio
Festlegung in Sachen Zugangsregelungen für Biogas – ZuBio (Az.: BK7-24-01-010) vom 12. September 2025 oder eine diese Festlegung ergänzende oder ersetzende Festlegung der Bundesnetzagentur.

Teil 2 Marktgebiet

§ 5 Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten zum Marktgebiet

Alle in Deutschland gelegenen Ein- und Ausspeisepunkte sind dem bundesweiten deutschen Marktgebiet zugeordnet.

§ 6 Kosten-/Entgeltwälzung

1. Die Entgelte vorgelagerter Netzbetreiber werden auf die nachgelagerten Netzbetreiber nach Maßgabe der folgenden Regelungen gewälzt.
2. Jeder Netzbetreiber mit Ausnahme der Fernleitungsnetzbetreiber bildet einen Kostenblock „Wälzung“. Dieser enthält die gemäß Teil 3 Abschnitt 1 (Interne Bestellung) an vorgelagerte Netzbetreiber zu zahlenden Netzentgelte. Wenn ein Netzbetreiber an einem Netzkopplungspunkt zu vorgelagerten Netzen auch Einspeiseentgelte in sein eigenes Netz ausweist, gehen die spezifischen Entgelte multipliziert mit den an diesem Punkt gebuchten Kapazitäten in einen zusätzlichen Kostenblock „Einspeisung“ ein. Dieser ist nicht Teil des Kostenblocks „Wälzung“, sondern des netzscharfen Kostenblocks.
3. Vom Netzbetreiber wird der Kostenblock „Wälzung“ als Ganzer umgelegt – unabhängig von seiner Herkunft aus:
   - unterschiedlichen vorgelagerten Netzen,
   - Arbeits-, Leistungs- oder Grundpreisen oder spezifischen Kapazitätsentgelten sowie
   - anteiligen Biogaskosten gemäß § 7 und
   - anteiligen Kosten für die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas gemäß § 10.
4. Die Bildung der auf dem Kostenblock „Wälzung“ basierenden Netzentgeltanteile erfolgt wie die Ermittlung der übrigen gemäß § 21 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) auf Grundlage der Erlösobergrenze basierenden Netzentgeltanteile.
   a) Netzbetreiber, die Kapazitätsbuchungen anbieten: Der Kostenblock „Einspeisung“ und der Kostenblock „Wälzung“ (in Euro) werden durch die Summe der Ausspeisekapazitäten dividiert, die für die Entgeltkalkulation für sein Netz zugrunde gelegt

wurden. Das auf den Einspeiseentgelten basierende spezifische Entgelt wird zu den jeweiligen Ausspeiseentgelten addiert und als neues netzscharfes Entgeltsystem des Netzbetreibers ermittelt. Das aus den gewälzten Kosten/Entgelten des vorgelagerten Netzes ermittelte spezifische Entgelt wird zu den Ausspeiseentgelten des neuen netzscharfen Entgeltsystems addiert und als Entgeltsystem des Netzbetreibers inklusive der gewälzten Kosten vorgelagerter Netze ausgewiesen.

b) Verteilernetzbetreiber mit Netzpartizipationsmodell: Sofern ein Verteilernetzbetreiber Entgelte nach § 20 Absatz 2 GasNEV ermittelt, sind zunächst die auf diesen Entgeltblock entfallenden anteiligen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen entsprechend der individuellen Jahreshöchstlast des jeweiligen Letztverbrauchers aus dem Kostenblock „Wälzung“ herauszurechnen und direkt den Entgelten gemäß § 20 Absatz 2 GasNEV als Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen zuzuordnen. Der verbleibende Anteil des Kostenblocks „Wälzung“ wird in das Netzpartizipationsmodell integriert.

Abweichend hiervon erfolgt die Kosten- und Entgeltwälzung für Betreiber geschlossener Verteilernetze gemäß § 110 EnWG nicht auf Grundlage der Erlösobergrenze, sondern auf Grundlage der Erlöskalkulation für die Netzentgelte des geschlossenen Verteilernetzes.

5. Die Fernleitungsnetzbetreiber teilen ihren unmittelbar nachgelagerten Netzbetreibern ihre Entgelte für das folgende Kalenderjahr sowie Änderungen der Entgelte spätestens bis zum 30. September eines Jahres in Textform mit. Sind die Entgelte bis zum 30. September eines Jahres nicht ermittelt, ist die Höhe der Entgelte mitzuteilen, die sich voraussichtlich auf Basis der für das Folgejahr geltenden Erlösobergrenze ergeben wird. Die endgültigen Entgelte werden für das folgende Kalenderjahr spätestens bis zum 2. Dezember veröffentlicht.

6. Verteilernetzbetreiber, die direkt einem Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagert sind und selbst nachgelagerte Verteilernetzbetreiber haben, informieren diese ebenfalls nach Kenntnis ihrer voraussichtlichen vorgelagerten Entgelte, spätestens jedoch bis zum 6. Oktober eines Jahres in Textform und veröffentlichen ihre endgültigen Entgelte spätestens bis zum 12. Dezember. Für alle weiteren nachgelagerten Verteilernetzbetreiber gilt für die Mitteilung der vorläufigen Entgelte der 10. Oktober eines Jahres und für die Veröffentlichung der endgültigen Entgelte der 16. Dezember. Ziffer 5 Satz 2 gilt entsprechend. Ist im Einzelfall eine Einhaltung dieser Fristen aufgrund von komplexen Kaskaden nicht möglich, erfolgt eine Abstimmung zwischen den betroffenen Netzbetreibern. § 21 Absatz 2 GasNEV bleibt unberührt.

§ 7 Kostenwälzung Biogas

1. Die den Netzbetreibern im Zusammenhang mit der Biogaseinspeisung entstehenden Kosten (Biogas-Kosten) werden bundesweit auf alle Netze umgelegt (vgl. § 20b GasNEV).

2. Die Biogaseinspeisenetzbetreiber melden jeweils ihre Biogas-Kosten i. S. d. § 20b GasNEV an den Fernleitungsnetzbetreiber.

   a) Die Biogaseinspeisenetzbetreiber prognostizieren ihre in § 20b GasNEV näher bestimmten Biogas-Kosten für das jeweils folgende Kalenderjahr (a+1). Dabei finden nur solche Kosten Berücksichtigung, bezüglich derer gesicherte Erkenntnisse vorliegen. Das gilt insbesondere im Fall bereits abgeschlossener Verträge. Es werden die Eigenkapitalzinssätze analog zu den Regelungen für Erdgasnetze angewendet. Diese Regelung wird rückwirkend zum 1. Januar 2024 wirksam. Die Biogaseinspeisenetzbetreiber melden die prognostizierten Biogas-Kosten sowie den an die Bundesnetzagentur gemäß lit. b) über den Erhebungsbogen zu meldenden Wälzungsbetrag einschließlich Verzinsung gemäß Ziffer 4 lit. b) bis zum 31. August eines Jahres für das folgende Kalenderjahr (a+1) direkt an den Fernleitungsnetzbetreiber, an dessen Netz das Netz des Biogaseinspeisenetzbetreibers direkt oder indirekt über mehrere Netzebenen angeschlossen ist. Gleichzeitig melden die Biogaseinspeisenetzbetreiber bis zum 31. August eines Jahres auch die Ist-Biogas-Kosten des Vorjahres (a-1) an den Fernleitungsnetzbetreiber.

   b) Die Biogaseinspeisenetzbetreiber übermitteln parallel zur Meldung an die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Biogas-Kostenprognose für das folgende Kalenderjahr (a+1) zusammen mit ihren Ist-Biogas-Kosten für das Vorjahr (a-1) an die Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur stellt hierfür einen Erhebungsbogen zur Meldung der gemäß § 20b GasNEV angefallenen Biogaskosten auf ihrer Internetseite (http://www.bundesnetzagentur.de) zur Verfügung.

3. Der Fernleitungsnetzbetreiber teilt den ihm gemeldeten Wälzungsbetrag einschließlich Verzinsung jeweils in 12 gleiche Monatsbeträge auf und erstattet diese den betreffenden Biogaseinspeisenetzbetreibern in dem der Hochmeldung folgenden Kalenderjahr (a+1) in Form von monatlichen Abschlagszahlungen. Abweichungen zwischen den prognostizierten Biogas-Kosten und den Ist-Biogas-Kosten des Vorjahres (a-1) werden hierdurch einschließlich Verzinsung ausgeglichen.

4. Die Fernleitungsnetzbetreiber ermitteln die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten:

   a) Jeder Fernleitungsnetzbetreiber ermittelt nach erfolgter Meldung gemäß Ziffer 2 die Summe aller gemäß § 20b GasNEV zu wälzenden Biogas-Kosten in seinem Netzgebiet (spezifische Biogas-Gesamtkosten), die sich wie folgt zusammensetzen:

      - den eigenen gemäß Ziffer 2 prognostizierten Biogas-Kosten für das folgende Kalenderjahr (a+1),
      - den gemäß Ziffer 2 lit. a) gemeldeten prognostizierten Biogas-Kosten aus den nachgelagerten Netzen für das folgende Kalenderjahr (a+1),

- den sich ergebenden Differenzen der Ist-Kosten zu den prognostizierten Kosten des Vorjahres (a-1) sowie
- den Mehr- oder Mindererlösen aus den sich ergebenen Differenzen aus einer Abweichung der bei der Berechnung zu Grunde gelegten und den tatsächlich vermarkteten wälzungsrelevanten Ausspeisekapazitäten des Vorjahres (a-1) unter Beachtung möglicher Ausgleichsbeträge nach Ziffer 7 lit. a).

Die Fernleitungsnetzbetreiber teilen sich gegenseitig sowie der Bundesnetzagentur die ermittelten spezifischen Biogas-Gesamtkosten für das folgende Kalenderjahr (a+1) mit.

b) Die Differenzen der Ist-Kosten zu den prognostizierten Kosten des Vorjahres (a-1) der betreffenden Netzbetreiber und die Mehr- oder Mindererlöse des Fernleitungsnetzbetreibers aus den sich ergebenen Differenzen aus einer Änderung der vermarkteten wälzungsrelevanten Ausspeisekapazitäten des Vorjahres (a-1) werden in Höhe des im auszugleichenden Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags verzinst. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich nach dem auf die letzten zehn abgeschlossen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

c) Die Fernleitungsnetzbetreiber errechnen die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten für das folgende Kalenderjahr (a+1) als Summe der spezifischen Biogas-Gesamtkosten aller Fernleitungsnetzbetreiber.

5. Die Fernleitungsnetzbetreiber ermitteln die bundesweite wälzungsrelevante Ausspeisekapazität:

a) Jeder Fernleitungsnetzbetreiber prognostiziert die in seinem Netz im folgenden Kalenderjahr (a+1) voraussichtlich gebuchte bzw. bestellte wälzungsrelevante Ausspeisekapazität, die alle Ausspeisepunkte mit Ausnahme von Grenzübergangspunkten und Ausspeisepunkten zu Speichern berücksichtigt. Die Fernleitungsnetzbetreiber teilen sich gegenseitig sowie der Bundesnetzagentur ihre ermittelte wälzungsrelevante Ausspeisekapazität mit.

b) Die Fernleitungsnetzbetreiber errechnen die bundesweite wälzungsrelevante Ausspeisekapazität für das folgende Kalenderjahr (a+1) als Summe der wälzungsrelevanten Ausspeisekapazität aller Fernleitungsnetzbetreiber.

6. Zur Ermittlung des bundesweiten Biogas-Wälzungsbetrags für das folgende Kalenderjahr (a+1) teilen die Fernleitungsnetzbetreiber die nach Ziffer 4 bestimmten bundesweiten Biogas-Gesamtkosten durch die nach Ziffer 5 bestimmten bundesweiten wälzungsrelevanten Ausspeisekapazitäten und legen damit die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten

gemäß § 20b GasNEV bundesweit um. Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen bis zum 1. Oktober eines Jahres den ab dem 1. Januar des folgenden Kalenderjahres (a+1) aktualisierten bundesweiten Biogas-Wälzungsbetrag in €/(kWh/h)/a.

7. Die bundesweite Wälzung der Biogas-Gesamtkosten erfolgt im Rahmen der Regelungen aus § 6 über die Ausspeiseentgelte der Netzbetreiber:

   a) Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen den nach Ziffer 6 ermittelten Biogas-Wälzungsbetrag auf ihre Ausspeiseentgelte an allen Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Grenzübergangspunkten und Ausspeisepunkten zu Speichern auf.

      Die Fernleitungsnetzbetreiber decken über die Wälzung der Biogas-Gesamtkosten die anfallenden Kosten für die Einspeisung von Biogas.

      Jeder Fernleitungsnetzbetreiber ermittelt auf Basis der Prognose der wälzungsrelevanten Ausspeisekapazität seine voraussichtlichen Erlöse aus der Wälzung der Biogas-Gesamtkosten. Generiert ein Fernleitungsnetzbetreiber nach Deckung der eigenen und in nachgelagerten Netzen angefallenen Kosten durch diese Erlöse voraussichtlich einen Überschuss, ist er verpflichtet, monatlich einen Ausgleich an diejenigen Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlen, die die in ihrem und in nachgelagerten Netzen angefallenen Kosten nicht über Erlöse aus der Wälzung der Biogas-Gesamtkosten decken können.

   b) Verteilernetzbetreiber berücksichtigen den bundesweiten Biogas-Wälzungsbetrag gemäß Ziffer 6 über die Einpreisung der vorgelagerten Netzentgelte gemäß § 6 in ihren Ausspeiseentgelten.

   c) Verteilernetzbetreiber erhalten die um den Biogas-Wälzungsbetrag erhöhten Netzentgelte vom Netznutzer und bezahlen die um den Biogas-Wälzungsbetrag erhöhte monatliche Rechnung an den vorgelagerten Netzbetreiber.

   d) Die Anpassung der Ausspeiseentgelte nach dem beschriebenen Wälzungsmechanismus erfolgt zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der neu ermittelten Netzentgelte, also zum 1. Januar des folgenden Kalenderjahres (a+1).

8. Da im Marktgebiet mehrere Fernleitungsnetzbetreiber tätig sind, kann der Marktgebietsverantwortliche oder ein durch die Fernleitungsnetzbetreiber beauftragter Dritter mit der Ermittlung gemäß Ziffern 4 lit. c), 5 lit. b), 6 und 7 lit. a) beauftragt sein. Dritter in diesem Sinne kann auch ein Fernleitungsnetzbetreiber sein. In diesem Fall ermittelt der Marktgebietsverantwortliche oder der beauftragte Dritte die nach Ziffer 7 lit. a) entstehenden Über- und Unterdeckungen je Fernleitungsnetzbetreiber und die sich daraus ergebende Höhe der monatlichen Ausgleichszahlungen. Diese teilt er den Fernleitungsnetzbetreibern mit. Erfolgt die Ausgleichszahlung an den Marktgebietsverantwortlichen oder an den durch die Fernleitungsnetzbetreiber beauftragten Dritten, ist dieser ver-

pflichtet, den Ausgleichsbetrag an die Fernleitungsnetzbetreiber auszuzahlen, die in ihrem und in den nachgelagerten Netzen die anfallenden Biogaskosten nicht über die nach Ziffer 7 lit. a) vereinnahmten Erlöse decken können.

§ 8 Marktraumumstellung

1. Die netztechnisch erforderliche und dauerhafte Umstellung der Gasqualität von L-Gas auf H-Gas gemäß § 19a EnWG (Marktraumumstellung) ist vom Fernleitungsnetzbetreiber zu veranlassen.

2. Die von der Umstellung betroffenen Netzbetreiber erarbeiten und bestimmen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas (gemäß § 15a EnWG) bzw. des Umsetzungsberichts gemeinsam ein Marktraumumstellungskonzept. In dem Marktraumumstellungskonzept sind die umzustellenden Netzgebiete, relevante RLM-Kunden sowie die zeitliche Reihenfolge der umzustellenden Netzgebiete unter Berücksichtigung alternativer H-Gas-Bereitstellungen und geeigneter Lastflusszusagen durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu definieren. Die angrenzenden Netzbetreiber, soweit diese davon betroffen sind, werden vorab über die Inhalte des Konzepts informiert und das Konzept wird mit diesen Netzbetreibern – wenn möglich – bereits abgestimmt. Das Marktraumumstellungskonzept wird innerhalb des Netzentwicklungsplans Gas bzw. des Umsetzungsberichts als Informations- und Diskussionsgrundlage vorgelegt. Der Fernleitungsnetzbetreiber bestimmt die Termine, zu denen die Bereitstellung der jeweiligen H-Gas-Kapazitäten erforderlich ist und die Umstellung der betroffenen Netzgebiete abgeschlossen sein muss. In den Jahren zwischen den Netzentwicklungsplänen Gas wird das jährliche Marktraumumstellungskonzept als Anhang zum Umsetzungsbericht des Netzentwicklungsplans Gas veröffentlicht. Sofern Änderungen dieses Marktraumumstellungskonzeptes im Vergleich zum Marktraumumstellungskonzept des zuletzt konsultierten Netzentwicklungsplans Gas vorgenommen wurden, die den Zeitraum der ersten 5 Jahre des Netzentwicklungsplans Gas betreffen, sind diese Änderungen mit den jeweils betroffenen nachgelagerten Netzbetreibern zu konsultieren.

3. Die betroffenen Netzbetreiber vereinbaren spätestens 2 Jahre und 8 Monate vor dem voraussichtlichen Umstellungszeitraum gemäß § 22 Ziffer 4 Absatz 2 einen Umstellungsfahrplan mit den direkt nachgelagerten Netzbetreibern, in dem die verbindlichen Maßnahmen und zeitliche Reihenfolge berücksichtigt sowie verbindliche Termine für einen Umstellungsbereich festgelegt werden. Der Umstellungsfahrplan enthält insbesondere den voraussichtlichen technischen Umstellungstermin, um vor allem dem nachgelagerten Netzbetreiber eine fristgerechte Ausschreibung der Anpassungsmaßnahmen in seinem Netz und die fristgerechte Veröffentlichung des technischen Umstellungstermins

2 Jahre im Voraus zu ermöglichen. Der Umstellungsfahrplan umfasst einen Umstellungsbereich der hierbei durch eine strömungsmechanische Abhängigkeit der Umstellung einzelner Netzkopplungs- bzw. Netzanschlusspunkte gekennzeichnet ist und eine gemeinsame Umstellung erfordert. Wenn in einem Umstellungsbereich die Netzkopplungspunkte bzw. Netzanschlusspunkte von mehreren direkt nachgelagerten Netzbetreibern liegen und/oder die Netzkopplungspunkte von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern aufgespeist werden, sollte der Abschluss eines multilateralen Umstellungsfahrplans zwischen den Betroffenen (vorgelagerter bzw. vorgelagerte Netzbetreiber, direkt nachgelagerter bzw. nachgelagerte Netzbetreiber) erfolgen. Soweit erforderlich, können auch direkt angeschlossene Sonderletztverbraucher sowie Speicherbetreiber einbezogen werden und Vertragspartei innerhalb des Umstellungsfahrplans sein.

Wesentliche Regelungsinhalte sind insbesondere:

- Konkretisierung und Ergänzung der Regelungen der jeweils gültigen Kooperationsvereinbarung zur Marktraumumstellung (insbesondere §§ 8 bis 10 sowie § 22 Ziffern 4 und 5 Kooperationsvereinbarung),
- Definition des Umstellungsbereichs und der Abhängigkeiten der Umstellungen der einzelnen Netzkopplungs- bzw. Netzanschlusspunkte,
- Abstimmung und Festlegung des Monats, in dem voraussichtlich der technische Umstellungstermin liegen wird,
- Prozess zur weiteren Konkretisierung des technischen Umstellungstermins,
- Verantwortlichkeiten, Mitwirkungs- und Informationspflichten,
- Soweit anwendbar, vom Regelbetrieb abweichende Kapazitäts- und Druckrandbedingungen während des Umstellungsprozesses,
- Soweit eine bisher bestehende Ausspeisezone eines Fernleitungsnetzbetreibers aufgetrennt wird: vom Regelbetrieb abweichende Nutzungsbedingungen der in der bisher bestehenden Ausspeisezone zusammengefassten Netzkopplungspunkte während des Umstellungsprozesses,
- Regelung zur Abstimmung eines angepassten technischen Umstellungstermins im Falle nicht schuldhafter Verzögerung gemäß Ziffer 4, insbesondere wenn die Umstellung aus Mangel verfügbarer qualifizierter Fachunternehmen nicht wie geplant durchgeführt werden kann,
- Anwendung der relevanten allgemeinen Vertragsregelungen der Kooperationsvereinbarung (§ 54 Höhere Gewalt, § 55 Haftung, § 56 Rechtsnachfolge, § 58 Salvatorische Klausel, § 59 Vertraulichkeit) auf den Umstellungsfahrplan.

4. Die beteiligten Netzbetreiber, ggf. direkt angeschlossene Sonderletztverbraucher sowie Speicherbetreiber dürfen die verbindlichen Termine nicht schuldhaft verzögern, um den

fristgerechten Abschluss der Umstellung gemäß Umstellungsfahrplan nicht zu gefährden.

5. Bei der Marktraumumstellung an den Netzkopplungs- und Ausspeisepunkten der Netzbetreiber sind die bislang bestätigten internen Bestellungen, Vorhalteleistungen bzw. erworbenen Kapazitäten nach einer vollständigen Umstellung des relevanten Netzbereichs energieäquivalent mindestens in gleicher Höhe und gleicher Art des Kapazitätsproduktes aufrechtzuerhalten.

6. Die Marktraumumstellung führt nicht zu einem Ausbau des L-Gas Netzes zum Erhalt der derzeitigen Höhe der Einspeisekapazitäten in die noch bestehenden L-Gas-Transportnetze der Fernleitungsnetzbetreiber. Die Einspeisemöglichkeit der vorhandenen nationalen Gasproduktionskapazitäten soll im zukünftig erforderlichen Umfang weiterhin erhalten bleiben.

§ 9 Umlagefähige Kosten im Rahmen der Marktraumumstellung

1. Die Kostenermittlung erfolgt nach den folgenden Grundsätzen:

   a) Die qualitätsumstellenden Netzbetreiber ermitteln den technischen Anpassungsbedarf von Verbrauchsgeräten und Kundenanlagen in ihren Netzen im Rahmen der Geräteerhebung. Sie bestimmen nach billigem Ermessen gemäß den allgemein anerkannten Regeln der Technik Art und Ausführung der notwendigen technischen Anpassungen. Die Belange des Letztverbrauchers sind dabei, soweit möglich, angemessen zu berücksichtigen.

   b) Nach abgeschlossener Ermittlung im Sinne des vorstehenden lit. a) veranlasst der qualitätsumstellende Netzbetreiber die erforderlichen und notwendigen Anpassungsmaßnahmen von Verbrauchsgeräten und Kundenanlagen bei SLP-Kunden mit Standard-Gasanwendungen. Die Kosten der als erforderlich identifizierten Anpassungsmaßnahmen werden durch die jeweiligen Netzbetreiber ermittelt, in deren Netz die Maßnahmen anfallen. Die anfallenden Kosten müssen notwendig und angemessen sein.

   c) Für RLM- und SLP-Kunden als Betreiber der Kundenanlage gemäß § 19a EnWG, die durch keine Standard-Gasanwendungen gekennzeichnet sind, müssen Anpassungsmaßnahmen durch den qualitätsumstellenden Netzbetreiber veranlasst werden. Die erforderlichen Anpassungsmaßnahmen stimmt der qualitätsumstellende Netzbetreiber mit dem Betreiber der Kundenanlage ab. Die anfallenden Kosten müssen notwendig und angemessen sein. Gibt es mehrere Lösungsmöglichkeiten, wählt der qualitätsumstellende Netzbetreiber grundsätzlich die kostengünstigste Möglichkeit aus. In Abstimmung mit dem Betreiber der Kundenanlage können die Anpassungs-

maßnahmen auch durch den Betreiber der Kundenanlage durchgeführt werden, wobei die Kostentragung nach § 19a Absatz 1 Satz 1 EnWG unberührt bleibt. Der qualitätsumstellende Netzbetreiber hat Anpassungsmaßnahmen und damit zusammenhängende Kosten in geeigneter Form schriftlich zu dokumentieren und auf Anforderung der zuständigen Regulierungsbehörde vorzulegen. Sofern die Kosten je Anschluss eine Grenze von 10.000 € überschreiten, sind die notwendigen technischen Anpassungen und die zugehörigen Kosten durch den qualitätsumstellenden Netzbetreiber vorab der zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen. Sollte sich die Grenze von 10.000 € in der Umsetzung zukünftiger Marktraumumstellungen als ungeeignet erweisen, wird in Absprache mit der zuständigen Regulierungsbehörde eine angemessene Grenze abgestimmt.

d) Bei der Anpassung von Netzanschlüssen, wie auch Netzkopplungspunkten werden die Belange des Anschlussnehmers bzw. Netzbetreibers, soweit möglich, angemessen berücksichtigt. Der qualitätsumstellende Netzbetreiber ist berechtigt, die notwendigen Kosten für die Anpassungen von Netzanschlüssen wie auch Netzkopplungspunkten, die durch die Umstellung der Gasqualität gemäß § 19a EnWG erforderlich werden, in die Umlage einzubringen.

e) Umlagefähige Umstellungskosten sind die Kosten des qualitätsumstellenden Netzbetreibers im Sinne der GasNEV und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) die gemäß §19a EnWG durch den netztechnisch erforderlichen Umstellungsprozess von L-Gas auf H-Gas verursacht werden, insbesondere die nachfolgend in Ziffer 2 definierten Kosten. Soweit die umlagefähigen Kosten bereits in der Kostenbasis für die Erlösobergrenze bzw. anderen Umlagen (z. B. Biogasumlage) enthalten sind, müssen sie sachgerecht hiervon abgegrenzt werden.

f) Für die Ermittlung der Kosten, die aufgrund der zeitlichen Unterschiede zwischen dem Abgrenzungsstichtag und dem bilanziellen Umstellungstermin entstehen, übersendet der Netzbetreiber dem Marktgebietsverantwortlichen die Summe der Allokationsdaten der Ausspeisepunkte, bei denen der Abgrenzungsstichtag und der bilanzielle Umstellungstermin auseinanderfällt. Die Übermittlung erfolgt jeweils nach Ablauf der Clearingfristen bis spätestens M+3M auf Tagesbasis für den gesamten Zeitraum, der zwischen Abgrenzungsstichtag und bilanziellem Umstellungstermin liegt, in einem elektronisch weiter verarbeitbaren Format. Der Marktgebietsverantwortliche bewertet die Tagesmengen mit der täglichen Preisdifferenz zwischen den H-Gas und L-Gas Quality Produkten gemäß Rang 2 der Merit-Order-Liste des Marktgebietsverantwortlichen zur Beschaffung externer Regelenergie und rechnet die Beträge mit dem qualitätsumstellenden Netzbetreiber ab. Die abgerechneten Beträge berücksichtigt der qualitätsumstellende Netzbetreiber bei seinen umlagefähigen Umstellungskosten.

2. Umlagefähige Kosten der Marktraumumstellung sind insbesondere:

- Projektkosten der Netzbetreiber, insbesondere Ermittlung des qualitativen und quantitativen Anpassungsbedarfs der Netzanschlüsse, Kundenanlagen, Verbrauchsgeräte und Geräteerhebung
- Kosten für Anpassungsmaßnahmen gemäß § 9 Ziffer 1 lit. a) bis c)
- Kosten des Erstattungsanspruches gemäß § 19a Absatz 3 EnWG sowie Kosten auf Grundlage von nach § 19a Absatz 3 EnWG erlassener Verordnungen
- Kosten für eine ggf. notwendige temporäre Ersatzversorgung während der Durchführung der technischen Marktraumumstellung durch den Netzbetreiber, sofern sie nicht aktivierbar sind.
- Kosten, die aufgrund der zeitlichen Unterschiede zwischen dem Abgrenzungsstichtag und dem bilanziellen Umstellungstermin gemäß § 9 Ziffer 1 lit. f) entstehen.
- Kosten für zusätzliche technische Maßnahmen, wie z. B. Kosten für Errichtung und Rückbau temporärer H-Gasanbindungsleitungen, technischer Anlagen oder Leitungsumlegungen (mit Nachweis der Sachbezogenheit), sofern sie nicht aktivierbar sind.
- Anpassungen der Gasübergabestationen zu den Betreibern der Anlagen, sofern sie nicht aktivierbar sind.
- Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen insbesondere dauerhaft genutzte, neu verlegte Leitungen, Verdichter- und GDRM-Stationen, soweit hierfür keine Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV im Sinne der Ziffer 4 genehmigt wurden. Sobald eine Berücksichtigung dieser Kosten in der Kostenbasis für die Erlösobergrenze möglich ist, werden diese Kosten innerhalb der Netzentgelte abgegolten und nicht mehr in die Marktraumumstellungsumlage einbezogen. Seit dem 1. Januar 2018 sind derartige Investitionen bei Verteilernetzbetreibern vorbehaltlich der Übergangsvorschrift § 34 Absatz 7 ARegV im jährlichen Kapitalkostenabgleich gemäß § 10a ARegV zu berücksichtigen.
- Differenz aus dem jährlichen Plan-/Ist-Abgleich mit zweijährigem Zeitverzug.

3. Die umlagefähigen Kosten sind durch den Netzbetreiber mittels prüffähiger Unterlagen nachzuweisen und der zuständigen Regulierungsbehörde vorzulegen. Der Nachweis der Kosten hat in standardisierter Form zu erfolgen. Form und Umfang der Nachweiserbringung über anfallende Kosten sind mit der zuständigen Regulierungsbehörde abzustimmen.

4. Kosten aus Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber und der Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Marktraumumstellung, für deren Anerkennung als Investitionsmaßnahme die Voraussetzungen zur Beantragung nach § 23 ARegV vorliegen, und die durch

die zuständige Regulierungsbehörde genehmigt wurden, werden innerhalb der Netzentgelte abgegolten und nicht in die Markraumumstellungsumlage einbezogen.

§ 10 Kostenwälzung der umlagefähigen Kosten für die Marktraumumstellung

1. Die den Netzbetreibern für die netztechnisch erforderliche und dauerhafte Umstellung der Gasqualität von L-Gas auf H-Gas entstehenden Kosten gemäß § 19a EnWG werden bundesweit auf alle Netze umgelegt.

2. Die qualitätsumstellenden Netzbetreiber melden jährlich jeweils ihre Umstellungskosten i. S. d. § 19a EnWG an den Fernleitungsnetzbetreiber.

   a) Die qualitätsumstellenden Netzbetreiber planen ihre umlagefähigen Umstellungskosten für die erwartete Umstellungsperiode. Dabei finden nur solche Kosten Berücksichtigung, bezüglich derer gesicherte Erkenntnisse vorliegen. Die qualitätsumstellenden Netzbetreiber melden die prognostizierten Umstellungskosten sowie den an die Bundesnetzagentur gemäß lit. b) über den Erhebungsbogen zu meldenden Wälzungsbetrag einschließlich Korrekturen und Verzinsung gemäß Ziffer 4 lit. b) bis zum 31. August eines Jahres für das folgende Kalenderjahr (a+1) direkt an den Fernleitungsnetzbetreiber, an dessen Netz das Netz des qualitätsumstellenden Netzbetreibers direkt oder indirekt über mehrere Netzebenen angeschlossen ist. Gleichzeitig melden die qualitätsumstellenden Netzbetreiber bis zum 31. August eines Jahres auch die Ist-Umstellungskosten des Vorjahres (a-1) an den Fernleitungsnetzbetreiber.

   b) Die qualitätsumstellenden Netzbetreiber übermitteln parallel zur Meldung an die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Umstellungskostenplanung für das folgende Kalenderjahr (a+1) zusammen mit ihren Ist-Umstellungskosten für das Vorjahr (a-1) an die zuständigen Regulierungsbehörde. Die zuständige Regulierungsbehörde stellt hierfür einen Erhebungsbogen zur Meldung der gemäß § 19a EnWG angefallenen Umstellungskosten auf ihrer Internetseite zur Verfügung.

3. Der Fernleitungsnetzbetreiber teilt den ihm gemeldeten geplanten Wälzungsbetrag einschließlich Korrekturen und Verzinsung jeweils in 12 gleiche Monatsbeträge auf und erstattet diese den betreffenden qualitätsumstellenden Netzbetreibern in dem der Hochmeldung folgendem Kalenderjahr (a+1) in Form von monatlichen Abschlagszahlungen. Abweichungen zwischen den prognostizierten Umstellungskosten und den Ist-Umstellungskosten des Vorjahres (a-1) werden hierdurch einschließlich Verzinsung ausgeglichen.

4. Die Fernleitungsnetzbetreiber ermitteln die bundesweiten Umstellungs-Gesamtkosten:

a) Jeder Fernleitungsnetzbetreiber ermittelt nach erfolgter Meldung gemäß Ziffer 2 die Summe aller gemäß § 19a EnWG zu wälzenden Umstellungskosten in seinem Netzgebiet (spezifische Umstellungs-Gesamtkosten), die sich wie folgt zusammensetzen:

- den eigenen geplanten Umstellungskosten gemäß Ziffer 2 lit. a) für das folgende Kalenderjahr (a+1),
- den gemäß Ziffer 2 lit. a) gemeldeten geplanten Umstellungskosten aus den nachgelagerten Netzen für das folgende Kalenderjahr (a+1),
- den sich ergebenden Differenzen der Ist-Umstellungskosten zu den geplanten Umstellungskosten des Vorjahres (a-1) sowie
- den Mehr- oder Mindererlösen aus den sich ergebenen Differenzen aus einer Abweichung der bei der Berechnung zu Grunde gelegten und den tatsächlich vermarkteten wälzungsrelevanten Ausspeisekapazitäten des Vorjahres (a-1) unter Beachtung möglicher Ausgleichsbeträge nach Ziffer 7 lit. a).

Die Fernleitungsnetzbetreiber teilen sich gegenseitig sowie der Bundesnetzagentur die ermittelten spezifischen Umstellungs-Gesamtkosten für das folgende Kalenderjahr (a+1) mit.

b) Die Differenzen der Ist-Kosten zu den prognostizierten Kosten des Vorjahres (a-1) der betreffenden Netzbetreiber und die Mehr- oder Mindererlöse des Fernleitungsnetzbetreibers aus den sich ergebenen Differenzen aus einer Änderung der vermarkteten wälzungsrelevanten Ausspeisekapazitäten des Vorjahres (a-1) werden in Höhe des im auszugleichenden Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags verzinst. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich nach dem auf die letzten zehn abgeschlossen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

c) Die Fernleitungsnetzbetreiber errechnen die bundesweiten Umstellungs-Gesamtkosten für das folgende Kalenderjahr (a+1) als Summe der spezifischen Umstellungs-Gesamtkosten aller Fernleitungsnetzbetreiber.

5. Die Fernleitungsnetzbetreiber ermitteln die bundesweite wälzungsrelevante Ausspeisekapazität:

a) Jeder Fernleitungsnetzbetreiber prognostiziert die in seinem Netz im folgenden Kalenderjahr (a+1) voraussichtlich gebuchte bzw. bestellte wälzungsrelevante Ausspeisekapazität, die alle Ausspeisepunkte mit Ausnahme von Grenzübergangspunkten und Ausspeisepunkten zu Speichern berücksichtigt. Die Fernleitungsnetzbetreiber teilen sich gegenseitig sowie der Bundesnetzagentur ihre ermittelte wälzungsrelevante Ausspeisekapazität mit.

b) Die Fernleitungsnetzbetreiber errechnen die bundesweite wälzungsrelevante Ausspeisekapazität für das folgende Kalenderjahr (a+1) als Summe der wälzungsrelevanten Ausspeisekapazität aller Fernleitungsnetzbetreiber.

6. Zur Ermittlung des bundesweiten Umstellungs-Wälzungsbetrags für das folgende Kalenderjahr (a+1) teilen die Fernleitungsnetzbetreiber die nach Ziffer 4 bestimmten bundesweiten Umstellungs-Gesamtkosten durch die nach Ziffer 5 bestimmten bundesweiten wälzungsrelevanten Ausspeisekapazitäten und legen damit die bundesweiten Umstellungs-Gesamtkosten gemäß § 19a EnWG bundesweit um. Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen bis zum 1. Oktober eines Jahres den ab dem 1. Januar des folgenden Kalenderjahres (a+1) aktualisierten bundesweiten Umstellungs-Wälzungsbetrag in €/(kWh/h)/a.

7. Die bundesweite Wälzung der Umstellungs-Gesamtkosten erfolgt im Rahmen der Regelungen aus § 6 über die Ausspeiseentgelte der Netzbetreiber:

   a) Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen den nach Ziffer 6 ermittelten Umstellungs-Wälzungsbetrag auf ihre Ausspeiseentgelte an allen Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Grenzübergangspunkten und Ausspeisepunkten zu Speichern auf.

      Die Fernleitungsnetzbetreiber decken über die Erlöse aus der Wälzung der Umstellungs-Gesamtkosten die anfallenden Kosten für die Marktraumumstellung.

      Jeder Fernleitungsnetzbetreiber ermittelt auf Basis der Prognose der wälzungsrelevanten Ausspeisekapazität seine voraussichtlichen Erlöse aus der Wälzung der Umstellungs-Gesamtkosten. Generiert ein Fernleitungsnetzbetreiber, nach Deckung der eigenen und in nachgelagerten Netzen angefallenen Kosten, durch diese Erlöse voraussichtlich einen Überschuss, ist er verpflichtet, monatlich einen Ausgleich an diejenigen Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlen, die die Umstellungs-Gesamtkosten in ihrem und in nachgelagerten Netzen angefallenen Kosten nicht über Erlöse aus der Wälzung der Umstellungs-Gesamtkosten decken können.

   b) Verteilernetzbetreiber berücksichtigen den bundesweiten Umstellungs-Wälzungsbetrag gemäß Ziffer 6 über die Einpreisung der vorgelagerten Netzentgelte gemäß § 6 in ihren Ausspeiseentgelten.

   c) Verteilernetzbetreiber erhalten die um den Umstellungs-Wälzungsbetrag erhöhten Netzentgelte vom Netznutzer und bezahlen die um den Umstellungs-Wälzungsbetrag erhöhte monatliche Rechnung an den vorgelagerten Netzbetreiber.

   d) Die Anpassung der Ausspeiseentgelte nach dem beschriebenen Wälzungsmechanismus erfolgt zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der neu ermittelten Netzentgelte, also zum 1. Januar des folgenden Kalenderjahres (a+1).

8. Da im Marktgebiet mehrere Fernleitungsnetzbetreiber tätig sind, kann der Marktgebietsverantwortliche oder ein durch die Fernleitungsnetzbetreiber beauftragter Dritter mit

der Ermittlung gemäß Ziffern 4 lit. c), 5 lit. b), 6 und 7 lit. a) beauftragt sein. Dritter in diesem Sinne kann auch ein Fernleitungsnetzbetreiber sein. In diesem Fall ermittelt der Marktgebietsverantwortliche oder der beauftragte Dritte die nach Ziffer 7 lit. a) entstehenden Über- und Unterdeckungen je Fernleitungsnetzbetreiber und die sich daraus ergebende Höhe der monatlichen Ausgleichszahlungen. Diese teilt er den Fernleitungsnetzbetreibern mit. Erfolgt die Ausgleichszahlung an den Marktgebietsverantwortlichen oder an den durch die Fernleitungsnetzbetreiber beauftragten Dritten, ist dieser verpflichtet, den Ausgleichsbetrag an die Fernleitungsnetzbetreiber auszuzahlen, die in ihrem und in den nachgelagerten Netzen die anfallenden Umstellungs-Gesamtkosten nicht über die nach Ziffer 7 lit. a) vereinnahmten Erlöse decken können.

9. Nach Abschluss der Umstellung eines Netzbereiches werden Differenzen der Ist-Umstellungskosten zu den geplanten Umstellungskosten zwischen dem qualitätsumstellenden Netzbetreiber und dem Fernleitungsnetzbetreiber ausgeglichen und in der Ermittlung der Umstellungs-Gesamtkosten des nächstmöglichen Jahres gemäß Ziffer 4 lit. a) berücksichtigt. Die Regelungen zur Verzinsung gemäß Ziffer 4 lit. b) sind für den Betrag dieser Differenzen anzuwenden.

Teil 3 Zusammenarbeit der Netzbetreiber und des Marktgebietsverantwortlichen

Abschnitt 1 Interne Bestellung

§ 11 Bestellung der Kapazität

1. Netzbetreiber mit Ausnahme der Fernleitungsnetzbetreiber, die einem oder mehreren Netzbetreiber(n) mit entry-exit-System direkt nachgelagert sind, bestellen zur Abwicklung von Transporten einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr („Bestelljahr“) in dem jeweils betroffenen vorgelagerten Netz die gemäß §§ 13, 14 berechnete maximal vorzuhaltende feste Ausspeisekapazität an Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen des vorgelagerten Netzes. Mit der Annahmeerklärung der Bestellung im jeweils vorgelagerten Netz gemäß Ziffer 4 wird der vorgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, die vertraglich vereinbarte Kapazität an Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen zu diesem nachgelagerten Netz vorzuhalten und die erforderliche Ausspeisekapazität in ggf. weiteren, seinem Netz vorgelagerten Netzen zu bestellen. Ist der vorgelagerte Netzbetreiber ein Verteilernetzbetreiber mit Netzpartizipationsmodell, gelten Tenorziffer 2 lit. f) KARLA Gas und § 20.

   Die Bestellung, in der insbesondere die bestellte Kapazität pro Netzkopplungspunkt bzw. Ausspeisezone und der jeweilige Zeitraum der Bestellung enthalten ist, erfolgt online oder mittels eines Datenblatts.

2. Besitzt ein nachgelagerter Netzbetreiber mehrere Netzkopplungspunkte zu einem vorgelagerten Netzbetreiber, sind diese zu Ausspeisezonen zusammenzufassen, soweit dies technisch sinnvoll und wirtschaftlich zumutbar ist. Soweit mehrere Netzkopplungspunkte zu einer Ausspeisezone zusammengefasst werden, bezieht sich die interne Bestellung auf diese Ausspeisezone. Die Nutzung der pro Ausspeisezone bestellten Kapazität über die in der Ausspeisezone zusammengefassten Netzkopplungspunkte ist jeweils zwischen den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern abzustimmen. Einzelheiten zu den Ausspeisezonen werden in einer gesonderten Vereinbarung geregelt.

3. Der dem Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar nachgelagerte Netzbetreiber hat seine interne Bestellung beim Fernleitungsnetzbetreiber spätestens bis zum 15. Juli eines Jahres abzugeben. Der unmittelbar nachgelagerte Netzbetreiber stimmt sich mit seinen wiederum nachgelagerten Netzbetreibern über die Termine der jeweiligen internen Bestellungen ab, wobei die Frist nach Satz 1 zu wahren ist.

4. Der Fernleitungsnetzbetreiber beantwortet eine vollständige interne Bestellung seines nachgelagerten Netzbetreibers innerhalb von 10 Werktagen nach Ablauf der Abgabefrist nach Ziffer 3 durch eine Annahme- oder Ablehnungserklärung. Der unmittelbar nachgelagerte Netzbetreiber stimmt sich mit seinen wiederum nachgelagerten Netzbetreibern über den Bestätigungstermin ab.

5. Die Annahmeerklärung ist mindestens in der Höhe zu erteilen, in der die interne Bestellung des nachgelagerten Netzbetreibers den letzten Wert der vertraglich vereinbarten zeitlich unbefristet festen Kapazität für die Versorgung der direkt oder indirekt zugeordneten Letztverbraucher für das unmittelbar dem Bestelljahr vorangegangene Kalenderjahr nicht überschreitet bzw. vom Fernleitungsnetzbetreiber eine Annahmeerklärung gemäß Ziffer 12 erteilt wurde. Dabei ist die letzte unterjährige Anpassung der vertraglich vereinbarten zeitlich unbefristet festen Kapazität zu berücksichtigen.

6. Eine Ablehnungserklärung beschränkt sich auf die Kapazität in darüber hinaus gehender Höhe.

   Bei einer nicht vollumfänglich bestätigten internen Bestellung führt der Fernleitungsnetzbetreiber eine Einzelfallprüfung durch. Das Ergebnis einer Einzelfallprüfung teilt der Fernleitungsnetzbetreiber bis spätestens 15. Oktober eines Jahres dem nachgelagerten Netzbetreiber mit.

7. Wenn der Bedarf an zusätzlicher zeitlich unbefristet fester Kapazität (i. S. von Ziffer 5) die im Netz des vorgelagerten Netzbetreibers für interne Bestellungen zusätzlich verfügbare Kapazität übersteigt, erfolgt unter Berücksichtigung strömungsmechanischer Gegebenheiten eine Verteilung der zusätzlich verfügbaren Kapazität in folgender Reihenfolge:

   a) Bereitstellung des Kapazitätsbedarfs für geschützte Kunden i. S. des § 53a EnWG,

b) Bereitstellung des Kapazitätsbedarfs für systemrelevante Gaskraftwerke gemäß §§ 13f, 16 Absatz 2a EnWG,

c) Umwandlung von unterbrechbarer oder zeitlich befristet fester Kapazität in zeitlich unbefristet feste Kapazität in der zeitlichen Reihenfolge des Bestelljahres, für das die Kapazität vereinbart wurde, beginnend mit dem Bestelljahr 2012. Kapazitätsanpassungen im laufenden Bestelljahr nach § 15 werden dabei nicht berücksichtigt. Es wird nur die minimale zeitlich befristet fest bzw. unterbrechbar kontrahierte Kapazitätshöhe des jeweils betreffenden Bestelljahres und der folgenden Bestelljahre zugrunde gelegt. Unterbrechbare oder zeitlich befristet feste Kapazitäten werden bei der Umwandlung gleichrangig behandelt.

d) Weiterer Kapazitätsbedarf

Für den Fall, dass innerhalb einer der in lit. a) bis d) genannten Gruppen nicht der gesamte angefragte Kapazitätsbedarf zugesagt werden kann, erfolgt die Kapazitätszuordnung anteilig gemäß dem noch nicht durch zeitlich unbefristet fest zugesagte Kapazitäten befriedigten Kapazitätsbedarf innerhalb dieser Gruppe.

8. Vorgelagerte Netzbetreiber können mit nachgelagerten Netzbetreibern über die zeitlich nicht befristet festen Kapazitäten gemäß Ziffer 5 hinaus zeitlich befristet feste Kapazitäten sowie unterbrechbare Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellungen vereinbaren, solange und soweit der vorgelagerte Netzbetreiber die interne Bestellung von festen Kapazitäten nicht im nachgefragten Umfang vertraglich zusagt. Zeitlich befristet feste Kapazitäten werden nach der in Ziffer 7 geregelten Reihenfolge vergeben. Ziffer 7 lit. c) gilt analog für die Umwandlung von unterbrechbaren in zeitlich befristet feste Kapazitäten.
Die Vereinbarung von zeitlich befristet festen Kapazitäten ist nur in folgenden Fällen zulässig:

- Absicherung der Kapazitäten durch Lastflusszusagen für einen befristeten Zeitraum,
- Absicherung der Kapazitäten durch nur temporär mögliche Verlagerungen an den Netzkopplungspunkt,
- nicht ausreichend langfristig gesicherte Einspeisung an Grenzübergangspunkten und Speichern, die zur Versorgung des nachgelagerten Netzbetreibers erforderlich ist oder
- L-Gas-Kapazitäten sind aufgrund konkreter Anhaltspunkte im Prozess der Marktraumumstellung nicht dauerhaft fest zusagbar.

Der vorgelagerte Netzbetreiber hat dem nachgelagerten Netzbetreiber den Grund der zeitlichen Befristung bzw. der Nichtverfügbarkeit von festen Kapazitäten unter Berücksichtigung der konkreten Situation im Netz des vorgelagerten Netzbetreibers mit Auswir-

kung auf das Netz des nachgelagerten Netzbetreibers mitzuteilen. Ferner gibt der vorgelagerte Netzbetreiber eine Einschätzung über den Zeitpunkt der Bereitstellung der zeitlich unbefristeten festen Kapazitäten ab.

Das Angebot der zeitlich befristet festen Kapazitäten und unterbrechbaren Kapazitäten wird analog Ziffer 6 bis zum 15. Oktober erteilt. Lehnt der nachgelagerte Netzbetreiber das Angebot innerhalb von 10 Werktagen nicht vollständig oder anteilig ab, gilt das Angebot insoweit als angenommen. Nachgelagerte Netzbetreiber mit entry-exit-System bieten wiederum ihren direkt nachgelagerten Netzbetreibern zeitlich befristet feste Kapazitäten und unterbrechbare Kapazitäten entsprechend spätestens zum Ablauf des zweiten auf den 15. Oktober folgenden Werktags an. Lehnt der jeweils direkt nachgelagerte Netzbetreiber das Angebot mit einer Frist von 5 Werktagen nicht vollständig oder anteilig ab, gilt das Angebot insoweit als angenommen. Der vorgelagerte Netzbetreiber kann auch nach dem 15. Oktober unter Beachtung der in Ziffer 7 geregelten Reihenfolge dem nachgelagerten Netzbetreiber die Umwandlung von zum 15. Oktober zugesagten unterbrechbaren Kapazitäten in feste bzw. zeitlich befristet feste Kapazitäten anbieten. Lehnt der nachgelagerte Netzbetreiber das Angebot innerhalb von 10 Werktagen nicht vollständig oder anteilig ab, gilt das Angebot insoweit als angenommen. Der Anteil der unterbrechbaren und zeitlich befristet festen Kapazitäten wird im Netzentwicklungsplan Gas bei der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs angemessen berücksichtigt.

Die Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten muss vom Fernleitungsnetzbetreiber mit einer Vorlaufzeit von mindestens 3 Stunden dem unmittelbar nachgelagerten Netzbetreiber angekündigt werden, es sei denn, dies ist aus betrieblichen Gründen nicht möglich. Konkretisierende Regelungen zur operativen Abwicklung der Unterbrechung sind bilateral zwischen den Netzbetreibern abzustimmen.

9. Der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht für das jeweils folgende Bestelljahr folgende Kapazitätsangaben zu den internen Bestellungen der ihm unmittelbar nachgelagerten Netzbetreiber je Netzkopplungspunkt bzw. Ausspeisezone gemäß Ziffer 2 und unter Nennung des nachgelagerten Netzbetreibers auf seiner Internetseite:

   - abgegebene interne Bestellung des nachgelagerten Netzbetreibers gemäß Ziffer 3 Satz 1,
   - zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und nachgelagertem Netzbetreiber vereinbarte zeitlich unbefristet feste Kapazitäten gemäß Ziffer 5 bzw. Ziffer 6 Satz 3,
   - vom Fernleitungsnetzbetreiber angebotene zeitlich befristet feste Kapazitäten gemäß Ziffer 8 Satz 1,
   - zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und nachgelagertem Netzbetreiber vereinbarte zeitlich befristet feste Kapazitäten gemäß Ziffer 8 Satz 1,

- vom Fernleitungsnetzbetreiber angebotene unterbrechbare Kapazitäten gemäß Ziffer 8 Satz 1,
- zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und nachgelagertem Netzbetreiber vereinbarte unterbrechbare Kapazitäten gemäß Ziffer 8 Satz 1,
- vom nachgelagerten Netzbetreiber nach § 21 Ziffer 1 mitgeteilter aggregierter Wert des geschätzten Anteils der geschützten Kunden nach § 53a EnWG an der internen Bestellung,
- vom nachgelagerten Netzbetreiber nach § 21 Ziffer 1 mitgeteilter aggregierter Wert der in den Verträgen mit Transportkunden bzw. Letztverbrauchern enthaltene Leistungswerte von systemrelevanten Gaskraftwerken nach §§ 13c, 16 Absatz 2a EnWG.

Die Veröffentlichung erfolgt gemäß dem aktuellen Informationsstand spätestens bis zum 15. November eines Jahres in einem durch die Fernleitungsnetzbetreiber abzustimmenden einheitlichen, maschinell auswertbaren Format. Sofern der vorgelagerte Netzbetreiber nach dem 15. Oktober eine Umwandlung von zunächst unterbrechbar zugesagten Kapazitäten in feste bzw. zeitlich befristet feste Kapazitäten durchführt, wird seine Veröffentlichung zeitnah korrigiert. Kapazitätsanpassungen im laufenden Bestelljahr nach § 15 führen nicht zu einer Aktualisierung der Veröffentlichung.

10. Die ordnungsgemäße Ermittlung der Bestellkapazität gemäß §§ 13, 14 ist dem vorgelagerten Netzbetreiber auf Verlangen durch Bestätigung eines von dem nachgelagerten Netzbetreiber bestellten unabhängigen Sachverständigen nachzuweisen, soweit dem vorgelagerten Netzbetreiber Anhaltspunkte für eine fehlerhafte Berechnung vorliegen. Der vorgelagerte Netzbetreiber trägt die Kosten für die Beauftragung eines unabhängigen Sachverständigen, wenn der Sachverständige die ordnungsgemäße Berechnung feststellt; ansonsten trägt der nachgelagerte Netzbetreiber diese Kosten. Bis zum Nachweis der fehlerhaften Berechnung gilt die interne Bestellung des nachgelagerten Netzbetreibers fort. Eine fehlerhafte interne Bestellung ist gemäß § 15 Ziffer 1 anzupassen.

11. Die Marktrollen der vor- und nachgelagerten Netzbetreiber ändern sich im Falle einer Rückspeisung nicht. Für Rückspeisungen ist entsprechende Einspeisekapazität in das Netz des vorgelagerten Netzbetreibers im Rahmen der internen Bestellung zu bestellen. Im Fall von Biogasrückspeisungen erfolgt dies entgeltfrei.

12. Nachgelagerte Netzbetreiber können im Rahmen ihrer internen Bestellung bzw. ihrer Ermittlung der Vorhalteleistung nach Ziffer 3 verbindliche Kapazitätsanfragen abgeben, die einen Zusatzbedarf zur nach den §§ 13, 14 ordnungsgemäß ermittelten internen Bestellung darstellen und insbesondere der Absicherung von größeren Bauvorhaben (z. B. Kraftwerke, Industriekunden) dienen. Kapazitäten können für eine Laufzeit von mindestens vier Jahren beginnend in den zwei Kalenderjahren nach dem Bestelljahr angefragt werden. Der nachgelagerte Netzbetreiber hat entsprechende Unterlagen in Anlehnung

an Tenorziffer 8 lit. b) KARLA Gas über das Bauvorhaben vorzulegen, die den resultierenden Zusatzbedarf belegen.

Der Fernleitungsnetzbetreiber beantwortet die Kapazitätsanfrage seines nachgelagerten Netzbetreibers nach Abschluss des internen Bestellprozesses bis spätestens 15. November eines Jahres mit einer Annahme- oder Ablehnungserklärung. Der unmittelbar nachgelagerte Netzbetreiber stimmt sich mit seinen wiederum nachgelagerten Netzbetreibern über den Bestätigungstermin ab.

Mit der Annahmeerklärung verpflichtet sich der vorgelagerte Netzbetreiber, den Zusatzbedarf der verbindlichen Kapazitätsanfrage ab dem 1. Januar des Kalenderjahres der vereinbarten Inanspruchnahme unbefristet fest vorzuhalten.

13. Der nachgelagerte Netzbetreiber ist berechtigt, den Zusatzbedarf gemäß Ziffer 12 vollständig oder teilweise innerhalb der Laufzeit dem vorgelagerten Netzbetreiber möglichst bis zum Termin der Abgabe der internen Bestellung gemäß Ziffer 3 im Vorjahr zum Startdatum der Kapazitätsanfrage zurückzugeben. Er wird von seiner Zahlungspflicht befreit, wenn der vorgelagerte Netzbetreiber die zurückgegebene Kapazität verlagern und anderweitig vermarkten kann.

14. Der bestätigte Zusatzbedarf gemäß Ziffer 12 ist bei künftigen internen Bestellungen innerhalb der für den Zusatzbedarf vereinbarten Laufzeit bei der Berechnung der Brutto-Kapazität entsprechend § 13 Ziffer 4 Satz 1 herauszurechnen und entsprechend § 13 Ziffer 4 Satz 2 wieder hinzuzurechnen. Nach Ablauf der Laufzeit findet keine separate Behandlung des Zusatzbedarfs mehr statt und es gilt Ziffer 5 für den Gesamtbedarf einschließlich Zusatzbedarf.

§ 12 Kapazitätsrelevante Instrumente

1. Nachgelagerte Netzbetreiber können folgende Instrumente insbesondere mit dem Ziel anwenden, die interne Bestellung oder die Anmeldung einer Vorhalteleistung gemäß § 20 in vorgelagerten Netzen zu reduzieren:

   a) Lastflusszusagen an Einspeisepunkten von Produktionsanlagen, Biogasanlagen und nicht netzzugehörigen Speichern,

   b) Netzpuffer sowie

   c) netzzugehörige Speicher.

2. Sofern der nachgelagerte Netzbetreiber die interne Bestellung oder die Anmeldung einer Vorhalteleistung durch kapazitätsrelevante Instrumente gemäß Ziffer 1 reduziert hat, sind diese in der der Berechnung zugrunde gelegten Weise zur Reduzierung des Kapazitäts- bzw. Vorhalteleistungsbedarfs einzusetzen.

§ 13 Berechnung der Brutto-Kapazität

Der nachgelagerte Netzbetreiber berechnet die gemäß § 11 Ziffer 1 zu bestellenden Kapazitäten unter Beachtung der gaswirtschaftlichen Sorgfaltspflicht eigenverantwortlich auf der Grundlage des folgenden Verfahrens:

1. Der nachgelagerte Netzbetreiber bestimmt die gemessenen stündlichen Lastgänge auf Basis der Messwerte aller Netzkopplungspunkte der dem 1. April unmittelbar vorangegangenen 36 Monate. Bei einer unzureichenden Datenlage sind geeignete Ersatzwerte für diesen Zeitraum heranzuziehen. Für neue oder geplante Netzkopplungspunkte stimmen die betroffenen Netzbetreiber geeignete Ersatzwerte ab.

2. Sind Netzkopplungspunkte zu einer Ausspeisezone zusammengefasst, so wird für die Ausspeisezone der zeitgleiche Summenlastgang ermittelt, ansonsten erfolgt die Berechnung je Netzkopplungspunkt. Bei mehreren vorgelagerten Netzbetreibern an einem Netzkopplungspunkt wird zunächst ein zeitgleicher Summenlastgang über alle Netzkopplungspunkte bzw. Ausspeisezonen ermittelt und die Ziffern 3 bis 5 zur Ermittlung der Brutto-Kapazität angewendet.

3. Sofern der gemäß Ziffer 2 errechnete Gesamtlastgang Effekte aus der Anwendung von Netzpuffer, Speichern, Biogaseinspeisungen oder Einspeisungen aus Produktionsanlagen enthält, ist er zur Ermittlung des Brutto-Lastgangs vollständig um diese Effekte zu bereinigen.

4. In dem Fall, dass signifikant große RLM-Ausspeisepunkte nur eine geringe Temperaturkorrelation aufweisen, kann die Güte der Regression insgesamt verbessert werden, indem diese Ausspeisepunkte aus dem Summenlastgang gemäß vorstehenden Ziffern herausgerechnet werden. In einem solchen Fall ist die Ausspeiseleistung dieser Ausspeisepunkte nach der Regression der Brutto-Kapazität unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit wieder hinzuzufügen.

5. Auf Basis der Wertepaare aus maximaler Stundenleistung pro Tag und zugehörigem arithmetischen Mittelwert der Temperaturwerte des Tages wird eine Regression ermittelt. Die Brutto-Kapazität wird ermittelt als der Wert der resultierenden Regressionsfunktion bei Auslegungstemperatur.

   Zur Regression wird eine lineare Funktion verwendet. Die Regression basiert auf den Wertepaaren der 120 kältesten Tage des gemäß Ziffer 1 zugrunde zu legenden Zeitraums.

   Für die Temperaturwerte ist eine geeignete und für die Klimazone repräsentative Temperaturmessstelle heranzuziehen, die meteorologischen Anforderungen gerecht wird.

   Die Auslegungstemperatur wird bestimmt nach der für die Ausspeisepunkte im nachgelagerten Netz maßgeblichen Klimazone gemäß DIN EN 12831 Beiblatt 1, Tabelle 1 in der Fassung von Juli 2008. Liegen die Ausspeisepunkte im nachgelagerten Netz in mehreren

Klimazonen, legt der nachgelagerte Netzbetreiber die anzuwendende Auslegungstemperatur fest.

6. Weisen die 120 Wertepaare gemäß Ziffer 5 bei Durchführung der Regression eine geringe Temperaturkorrelation auf, so ist hilfsweise die tatsächliche maximale Ausspeiseleistung der letzten 36 Monate unter Berücksichtigung gesicherter kapazitätsmindernder Effekte und gesicherter Erkenntnisse über zukünftige Lastflussänderungen intern zu bestellen. Von einer geringen Temperaturkorrelation der Wertepaare kann ausgegangen werden, wenn der Betrag des Korrelationskoeffizienten kleiner als 0,5 ist.

   Liegt diese maximale Ausspeiseleistung außerhalb der 120 kältesten Wertepaare (z. B. Sommerspitze), legt der nachgelagerte Netzbetreiber einen geeigneten internen Bestellwert fest.

§ 14 Bestimmung der gemäß § 11 zu bestellenden (Netto-)Kapazität

1. Der nachgelagerte Netzbetreiber passt die Brutto-Kapazität um folgende im Bestelljahr zu erwartende Werte an:

   - neue Netzanschlüsse,
   - dauerhafte Stilllegungen von Netzanschlüssen und
   - dauerhafte Änderungen der Ausspeiseleistung an Ausspeisepunkten und Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Netzen.

   Die Anpassung nach Satz 1 kann bereits auch durch eine entsprechende Bereinigung der in die Berechnung eingehenden Werte der Regression erfolgen.

2. Die Brutto-Kapazität kann um die in § 12 Ziffer 1 benannten Instrumente korrigiert werden, soweit die kapazitätsmindernde Wirkung innerhalb der gesamten Bestellperiode dauerhaft gesichert ist.

3. Bei Bestellprozessen sind zudem die jeweiligen Gleichzeitigkeitseffekte sachgerecht zu berücksichtigen.

4. Der so ermittelte Wert wird „Netto-Kapazität“ genannt und ist Gegenstand der internen Bestellung gemäß § 11.

§ 15 Kapazitätsanpassungen

1. Werden gemäß Ziffer 2 oder 3 unterjährige Anpassungen der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung erforderlich, gibt der nachgelagerte Netzbetreiber beim vorgelagerten Netzbetreiber für die Restlaufzeit des laufenden Kalenderjahres, beginnend mit dem Folgemonat, eine geänderte interne Bestellung bzw. Vorhalteleistung ab. Der Fernleitungsnetzbetreiber beantwortet eine angepasste interne Bestellung seines nachgelagerten

Netzbetreibers innerhalb von 5 Werktagen nach Zugang durch eine Annahme- oder Ablehnungserklärung.

Der dem Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar nachgelagerte Netzbetreiber hat seine angepasste interne Bestellung beim Fernleitungsnetzbetreiber bis zum 10. Werktag des Vormonats abzugeben. Der unmittelbar nachgelagerte Netzbetreiber stimmt sich mit seinen wiederum nachgelagerten Netzbetreibern über die jeweiligen Abgabetermine für unterjährige Kapazitäts- bzw. Vorhalteleistungsanpassungen ab.

2. Der nachgelagerte Netzbetreiber hat die interne Bestellung bzw. Vorhalteleistung für den Rest des laufenden Kalenderjahres gemäß Ziffer 1 anzupassen, soweit sich nach dem Bestellzeitpunkt gemäß § 11 Ziffer 3 die benötigte Kapazität bzw. Vorhalteleistung ändert. Im Rahmen der Anpassung der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung werden nur Änderungen berücksichtigt, die auf Zu- bzw. Abgängen (neue Netzanschlüsse, dauerhafte Stilllegungen von Netzanschlüssen, dauerhafte Änderungen der Ausspeiseleistung an Ausspeisepunkten und Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Netzen) beruhen. Eine Anpassung muss auch erfolgen, wenn die ursprüngliche Ermittlung der Bestellkapazität bzw. Vorhalteleistung fehlerhaft war.

   Im Falle des Übergangs von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen haben die beteiligten Netzbetreiber die jeweilige Übertragung der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung für die betroffenen Netzkopplungspunkte bzw. Ausspeisezonen an den vorgelagerten Netzbetreiber zu melden bzw. bei Bedarf die benötigte Kapazität bzw. Vorhalteleistung anzupassen. Sofern der übertragende Netzbetreiber vom vorgelagerten Netzbetreiber die interne Bestellung bzw. Vorhalteleistung anteilig unterbrechbar bzw. befristet fest bestätigt bekommen hat, hat er entsprechend anteilig diese unterbrechbare bzw. befristet feste interne Bestellung bzw. Vorhalteleistung zu übertragen.

   Bei Kapazitäts- bzw. Vorhalteleistungsüberschreitungen aufgrund von Temperaturunterschreitungen unterhalb der Auslegungstemperatur, höherer Gewalt oder einer vom Marktgebietsverantwortlichen vorgeschriebenen abweichenden Netzpufferfahrweise muss keine Anpassung der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung vorgenommen werden.

   Der nachgelagerte Netzbetreiber ist zu einer unterjährigen Anpassung der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung nicht verpflichtet, soweit die Kapazitäts- bzw. Vorhalteleistungsbedarfsveränderung aus Sicht des nachgelagerten Netzbetreibers nur geringfügig ist.

3. § 11 Ziffer 11 gilt entsprechend.

§ 16 Langfristprognose

1. Die Langfristprognose der Netzbetreiber ist eine wesentliche Eingangsgröße für den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff (NEP). Die Fernleitungsnetzbetreiber sind gemäß § 15b Absatz 1 Satz 1 EnWG verpflichtet, einen Szenariorahmen für den NEP zu erstellen und an die Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (KO.NEP) zu übermitteln. Gemäß § 15b Absatz 4 EnWG ist ein Entwurf dieses Szenariorahmens von der KO.NEP bis zum 30. Juni eines jeden geraden Kalenderjahres der Bundesnetzagentur vorzulegen. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, an der Erstellung der Langfristprognose wie folgt mitzuwirken.

2. Um die Langfristprognose im Szenariorahmen angemessen berücksichtigen zu können, muss sie den Fernleitungsnetzbetreibern von ihren unmittelbar nachgelagerten Verteilernetzbetreibern spätestens zum 1. März eines jeden geraden Kalenderjahres gemeldet werden. Verteilernetzbetreibern, die unmittelbar einem Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagert sind, ist die Langfristprognose spätestens 20 Werktage vor dem 1. März zu übermitteln. Im Übrigen stimmen sich die Verteilernetzbetreiber mit ihren nachgelagerten Verteilernetzbetreibern über die Termine der jeweiligen Abgabe der Langfristprognose ab, sodass die Frist nach Satz 2 gewahrt werden kann. Kann der nachgelagerte Netzbetreiber seiner Verpflichtung nicht nachkommen, hat er dem vorgelagerten Netzbetreiber zu begründen, warum er zu der Ermittlung nicht im Stande war. In diesem Fall legt der vorgelagerte Netzbetreiber geeignete Prognosewerte fest.

3. Die auf Fernleitungsnetzebene aggregierten Werte werden von den Fernleitungsnetzbetreibern insbesondere differenziert nach den in den Ziffern 7 bis 10 definierten Härtegraden und dem gesicherten Bedarf, den Sektoren, die in der „Abfrage Langfristprognose“ nach Ziffer 4 definiert sind, sowie nach Gas und Wasserstoff dokumentiert und fließen als Eingangsgröße in den Entwurf des Szenariorahmens ein.

4. Die Angabe der Prognosewerte erfolgt anhand der auf der jeweiligen Internetseite des BDEW, VKU und GEODE veröffentlichten „Abfrage Langfristprognose“. Die Verbände stellen sicher, dass die für die Abgabe der Langfristprognose des Folgejahres von den Netzbetreibern einheitlich zu verwendende „Abfrage Langfristprognose“ bis spätestens 1. September eines ungeraden Kalenderjahres auf den Internetseiten der Verbände BDEW, VKU und GEODE veröffentlicht wird. Alternativ können die Netzbetreiber die in der „Abfrage Langfristprognose“ vorgegebenen Inhalte auch über ein elektronisches Portal abfragen.

5. Jeder Netzbetreiber hat in seiner Langfristprognose

   a) gemäß gaswirtschaftlicher Sorgfaltspflicht,

   b) unter Beachtung gasfachlich üblicher Methoden,

c) unter Berücksichtigung regionaler Gegebenheiten, der dem Netzbetreiber vorliegenden kommunalen Wärmepläne, von Veränderungen bei den Bedarfen und möglichen Effekten durch die festgelegten klima- und energiepolitischen Ziele aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz, u. a. das Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045 und die damit im Zusammenhang stehende Gesetzgebung

die Leistungs- und Mengenentwicklung, einschließlich der jeweiligen Summe, für Gas sowie für Wasserstoff eigenverantwortlich und unverbindlich anzugeben. Der in der Langfristprognose abgefragte Zeitraum beginnt mit dem nächsten ungeraden Kalenderjahr. Der Netzbetreiber hat eine Prognose je Kalenderjahr bis einschließlich des Kalenderjahres 2045 und für das Kalenderjahr 2050 abzugeben.

6. Die Prognosewerte für Gas und für Wasserstoff des jeweiligen Netzbetreibers

a) umfassen die Werte des eigenen Netzes und die der nachgelagerten Netzbetreiber,

b) werden entweder bezogen auf Ausspeisezonen oder Netzkopplungspunkten angegeben,

c) werden nach Sektoren und für Wasserstoff zusätzlich nach den in Ziffern 7 bis 10 beschriebenen Härtegraden und dem gesicherten Bedarf aufgeschlüsselt,

d) umfassen weitergehende Werte für Großkunden mit einem erwarteten Wasserstoffleistungsbedarf von 20 MWh/h oder mehr und

e) werden vom Netzbetreiber zum jeweils vorgelagerten Netzbetreiber weitergegeben.

Die Plausibilisierung findet in geeigneter Form im Rahmen der regionalen Abstimmung der Netzbetreiber statt.

7. Der Härtegrad III der Wasserstoff-Prognose enthält die Bedarfe

a) aller Kunden, für die eine Versorgung mit Wasserstoff grundsätzlich möglich ist, d. h. die

aa) zukünftig nicht durch Biomethan oder anderes klimaneutrales Methan versorgt werden sollen,

bb) Methan nicht stofflich einsetzen,

cc) gegenüber dem Netzbetreiber keinen Wegfall des Methanbedarfs aufgezeigt haben und

dd) nicht in Härtegrad I oder II fallen, sowie

b) von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die

aa) im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ein Prüfgebiet veröffentlicht wurde oder eine dezentrale Wärmeversorgung oder Wärmenetzgebiete geplant wurden

und die vom Netzbetreiber nicht als gesichert angesehen werden oder in denen zumindest eine Teilversorgung mit Wasserstoff für möglich gehalten wird oder

bb) keine kommunale Wärmeplanung vorliegt und für die der Netzbetreiber eine mit lit. aa) vergleichbare Abschätzung vornehmen kann.

8. Der Härtegrad II der Wasserstoff-Prognose enthält die Bedarfe

a) aller Kunden, für die eine abgeschlossene schriftliche Vereinbarung, insbesondere eine Absichtserklärung oder eine vom Kunden freigegebene Gesprächsdokumentation vorliegt, in der dieser gegenüber dem Netzbetreiber erklärt, dass er an der Lieferung von Wasserstoff interessiert ist, wenn perspektivisch die netzseitige Kapazität und ein Wasserstoff-Lieferant verfügbar sind, der Wasserstoff zu einem marktgerechten Preis anbietet, sowie

b) von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die Kunden gemäß lit. a) existieren.

9. Der Härtegrad I der Wasserstoff-Prognose enthält die Bedarfe

a) aller Kunden, für die

aa) ein konkretes netzplanerisches Umsetzungskonzept erarbeitet wurde, das in der Netzbetreiberkaskade am jeweiligen Netzkopplungspunkt bzw. in der jeweiligen Ausspeisezone einvernehmlich abgestimmt wurde, oder

bb) eine über Härtegrad II hinausgehende schriftliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Kunde mit finanzieller Komponente, z. B. Plankostenzuschuss, geschlossen wurde, sowie

b) von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die

aa) im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung Wasserstoffnetzgebiete veröffentlicht wurden oder in denen Kunden gemäß lit. a) existieren, oder

bb) keine kommunale Wärmeplanung vorliegt und für die der Netzbetreiber eine mit lit. aa) vergleichbare Abschätzung vornehmen kann.

10. Ein gesicherter Wasserstoffbedarf von Kunden liegt vor, wenn eine konkrete Kapazitätsreservierung bzw. -buchung vorliegt oder ein Vertrag zur Festlegung der technischen Parameter zur Herstellung des Netzanschlusses, der Übernahme der damit verbundenen Kosten und Festlegung des Termins der technischen Inbetriebnahme oder eine substanzielle Förderung mit öffentlichen Geldern (z. B. IPCEI-Projekte) existiert.

11. In einem Gebiet, für das keine kommunale Wärmeplanung vorliegt, können Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, maximal dem gleichen Härtegrad zugeordnet werden, wie die Kunden dieses Gebiets, die keine solche Wärmekunden sind.

§ 17 Netzpuffer

1. Verfügt ein Betreiber eines Verteilernetzes durch Verdichtung von Gas in seinem Netz über einen Netzpuffer, so setzt er diesen Netzpuffer im Rahmen seiner operativen Netzsteuerung mit dem Ziel ein, die innerhalb eines Gastages auftretenden Lastspitzen an den Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen seines Netzes zum vorgelagerten Netz zu glätten und damit die maximale stündliche Einspeiseleistung in sein Netz zu minimieren. Dies gilt nicht, soweit ihm dies technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist.
2. Der Netzpuffer wird möglichst effizient als interne Regelenergie eingesetzt.
3. Vorhaltung und Einsatz von interner Regelenergie werden bis auf weiteres weder bilateral zwischen den Netzbetreibern noch vom Marktgebietsverantwortlichen gesondert vergütet.
4. Die Details der technischen Abwicklung werden unter Führung des Fernleitungsnetzbetreibers zwischen den vorgelagerten und nachgelagerten Netzbetreibern zur Verwirklichung der Ziele gemäß Ziffer 1 bilateral geregelt. Grundlegende Änderungen der Netztopologie meldet der nachgelagerte Netzbetreiber an den Fernleitungsnetzbetreiber. Auf Anforderung teilen alle Ausspeisenetzbetreiber dem jeweils vorgelagerten Netzbetreiber und dem Marktgebietsverantwortlichen verbindlich mit, wenn sie einen Netzpuffer im Einsatz haben. In diesem Fall enthält die Meldung folgende Angaben:
   - maximale stündliche Ein- und Auspufferungsleistung,
   - nutzbares Arbeitsgasvolumen, das das tägliche Arbeitsgasvolumen überschreitet (Wochenfahrplan) und
   - das nutzbare tägliche Arbeitsgasvolumen.
5. Die Fahrweise des Netzpuffers wird in einer ggf. gemäß § 28 Ziffer 2 geforderten Mengenanmeldung berücksichtigt.
6. Auf Anforderung des Marktgebietsverantwortlichen übermittelt der Ausspeisenetzbetreiber M+12 Werktage den täglich eingesetzten Netzpuffer (vorzeichengenau).

§ 18 Entgelte

1. Der vorgelagerte Netzbetreiber stellt dem nachgelagerten Netzbetreiber monatlich ein Netzentgelt bezogen auf die jeweils aktuelle interne Bestellung bzw. der Inanspruchnahme der Vorhalteleistung zuzüglich anfallender sonstiger Abgaben und Steuern in Rechnung.

Zuzüglich zu den gemäß § 6 Ziffer 4 lit. a) weiterverrechneten Netzentgelten stellt der Fernleitungsnetzbetreiber dem direkt nachgelagerten Netzbetreiber die Wälzungsbeträge für Biogas gemäß § 7 und für die Marktraumumstellung gemäß § 10 in Rechnung. Im Weiteren enthalten die weiterverrechneten Netzentgelte die Wälzungsbeträge für Biogas gemäß § 7 und für die Marktraumumstellung gemäß § 10, die über die Netzentgelte an die weiteren nachgelagerten Netzbetreiber gewälzt werden.

2. Soweit sich die Höhe der Entgelte gemäß Ziffer 1 aufgrund von gesetzlichen Regelungen und/oder behördlichen Entscheidungen und/oder gerichtlichen Entscheidungen ändert, gelten die entsprechend den gesetzlichen Regelungen und/oder gerichtlichen Entscheidungen geänderten Entgelte zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der gesetzlichen Regelung und/oder der Wirksamkeit der Entscheidung; bei Änderungen aufgrund behördlicher Entscheidungen gelten die geänderten Entgelte ab dem Zeitpunkt der Vollziehbarkeit.

3. Der vorgelagerte Netzbetreiber ist bei einer Festlegung oder Anpassung der Erlösobergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung berechtigt, die ursprünglich im Rahmen der internen Bestellung gültigen Netzentgelte jeweils zum 1. Januar des folgenden Kalenderjahres anzupassen, soweit aus der neu festgelegten bzw. angepassten Erlösobergrenze eine Erhöhung der Netzentgelte zulässig ist. Der vorgelagerte Netzbetreiber ist zur Anpassung der Netzentgelte verpflichtet, soweit aus einer solchen Festlegung bzw. Anpassung der Erlösobergrenze die Absenkung der Netzentgelte erforderlich ist. Ist der vorgelagerte Netzbetreiber ein Fernleitungsnetzbetreiber, so ist dieser auch berechtigt, die Netzentgelte nach Maßgabe der Verordnung (EU) 2017/460 vom 16. März 2017 („NC TAR“) sowie deren Umsetzung in nationales Recht jährlich zum 1. Januar des folgenden Kalenderjahres anzupassen. Darüber hinaus darf der Fernleitungsnetzbetreiber in den in Art. 12 Absatz 3 NC TAR genannten Fällen die Netzentgelte auch unterjährig anpassen. Dies gilt auch im Falle einer entsprechenden gerichtlichen oder behördlichen Entscheidung im Zusammenhang mit den Vorgaben des NC TAR oder deren Umsetzung in nationales Recht. Über die Anpassung der Netzentgelte (Preisblätter) wird der vorgelagerte Netzbetreiber den jeweils nachgelagerten Netzbetreiber rechtzeitig gemäß der aktuellen Rechtslage vor dem 1. Januar in Textform informieren.

4. Im Übrigen ist der vorgelagerte Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, im Falle einer Änderung oder Neueinführung von Steuern, Abgaben und/oder sonstiger öffentlicher Lasten oder hoheitlich veranlasster Umlagen, die den Transport von Gas betreffen und soweit diese nicht von der Erlösobergrenze erfasst sind, mit sofortiger Wirkung eine Entgeltanpassung in entsprechender Höhe bezogen auf alle betroffenen Entgeltbestandteile und/oder -zuschläge vorzunehmen.

5. Der vorgelagerte Netzbetreiber stellt dem nachgelagerten Netzbetreiber die Entgelte gemäß Ziffer 1 bis zum 1. Werktag des abzurechnenden Monats in Rechnung. Die Rechnung ist mit fester Wertstellung bis zum 15. Kalendertag des abzurechnenden Monats zu bezahlen.

6. Bei Überschreitung der internen Bestellung erfolgt eine Abrechnung der Überschreitung der Bestellkapazität für den jeweiligen Monat der Überschreitung mit dem für diesen Monat veröffentlichten Entgelt gemäß Ziffer 1. Bei Kapazitätsüberschreitungen aufgrund einer zwischen den betroffenen Netzbetreibern bzw. mit dem Marktgebietsverantwortlichen abgestimmten Netzfahrweise erfolgt keine Abrechnung der Überschreitung.

7. Treten Kapazitäts- bzw. Vorhalteleistungsüberschreitungen auf, ist der nachgelagerte Netzbetreiber gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber zur Zahlung einer angemessenen und marktüblichen Vertragsstrafe, die von dem vorgelagerten Netzbetreiber auf der Internetseite veröffentlicht ist, für die gesamte Kapazitäts- bzw. Vorhalteleistungsüberschreitung verpflichtet, es sei denn, der nachgelagerte Netzbetreiber hat die ursprünglich in dem Jahr bestellte Kapazität bzw. angemeldete Vorhalteleistung gemäß den Grundsätzen der §§ 13, 14 ordnungsgemäß ermittelt und etwaige Kapazitätsanpassungen nach § 15 vorgenommen. Bei Kapazitäts- bzw. Vorhalteleistungsüberschreitungen ist der nachgelagerte Netzbetreiber auch bei ordnungsgemäßer Ermittlung der bestellten Kapazität bzw. angemeldeten Vorhalteleistung zur Zahlung einer angemessenen und marktüblichen Vertragsstrafe verpflichtet, wenn und soweit er von den seinem Netz nachgelagerten Netzbetreibern aufgrund der Regelung dieser Ziffer 7 oder von Transportkunden für die Kapazitäts- bzw. Vorhalteleistungsüberschreitung eine Vertragsstrafe beanspruchen kann.

   Der nachgelagerte Netzbetreiber ist ebenfalls zur Zahlung einer angemessenen und marktüblichen Vertragsstrafe nach Satz 1 verpflichtet, wenn und soweit er das nach § 21 Ziffer 1 dem vorgelagerten Netzbetreiber gemeldete und nach Aufforderung durch den vorgelagerten Netzbetreiber gemäß § 21 Ziffer 4 bzw. 6 in Anspruch genommene Abschaltpotenzial schuldhaft nicht umsetzt.

   Die Geltendmachung eines Schadens, der dem vorgelagerten Netzbetreiber durch die Überschreitung entsteht, bleibt unberührt. Auf einen derartigen Schadensersatzanspruch sind für die konkrete Überschreitung bereits gezahlte Vertragsstrafen anzurechnen.

§ 19 Rechnungsstellung und Zahlung

1. Die ernsthafte Möglichkeit eines offensichtlichen Fehlers in der Rechnung berechtigt den Netzbetreiber zum Zahlungsaufschub oder zur Zahlungsverweigerung.

2. Der Netzbetreiber ist berechtigt, einen Verzugsschaden pauschal in Rechnung zu stellen. Es bleibt dem jeweils anderen Netzbetreiber unbenommen, einen tatsächlich geringeren Verzugsschaden nachzuweisen.

3. Werden Fehler in der Ermittlung von Rechnungsbeträgen oder der Rechnung zugrundeliegenden Daten festgestellt, so ist die Überzahlung vom vorgelagerten Netzbetreiber

zurückzuzahlen oder der Fehlbetrag vom nachgelagerten Netzbetreiber nachzuentrichten. Die Rechnungskorrektur ist längstens 3 Jahre ab Zugang der zu korrigierenden Rechnung zulässig.

4. Es kann nur mit unbestrittenen oder rechtskräftig festgestellten Forderungen gegen die Forderungen des vorgelagerten Netzbetreibers aufgerechnet werden.

§ 20 Vorhalteleistung im vorgelagerten Verteilernetz mit Netzpartizipationsmodell

1. Ist der vorgelagerte Netzbetreiber ein Verteilernetzbetreiber mit Netzpartizipationsmodell, erfolgt keine interne Bestellung von Kapazitäten durch den nachgelagerten Netzbetreiber. Der nachgelagerte Netzbetreiber hat dem vorgelagerten Netzbetreiber einmal jährlich gemäß den Fristen aus § 11 Ziffer 3 die erforderliche Vorhalteleistung an den Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen anzumelden und die Langfristprognose nach § 16 mitzuteilen.

2. Der nachgelagerte Netzbetreiber ermittelt die erforderliche Vorhalteleistung mit der notwendigen gaswirtschaftlichen Sorgfalt, unter Anwendung der Berechnungsmethodik nach §§ 13, 14. Auf Verlangen des vorgelagerten Netzbetreibers teilt der nachgelagerte Netzbetreiber dem vorgelagerten Netzbetreiber den in der Vorhalteleistung berücksichtigten Wert mit, der auf Leistungsänderungen nach § 14 Ziffer 1 beruht.

3. Der vorgelagerte Netzbetreiber bestätigt diese Anmeldung mindestens in der Höhe des für das Vorjahr bestätigten Wertes der Vorhalteleistung. Bei einer Anmeldung einer höheren Vorhalteleistung prüft der vorgelagerte Netzbetreiber, ob er diesen Wert bestätigen kann. Soweit der vorgelagerte Netzbetreiber die angemeldete höhere Vorhalteleistung nicht vollumfänglich durch feste Kapazitäten absichern kann, bestätigt er dem nachgelagerten Netzbetreiber diesen Anteil als unterbrechbare bzw. zeitlich befristet feste Vorhalteleistung. Für diesen Fall prüft der nachgelagerte Netzbetreiber, ob er in seinem Netz kapazitätsersetzende Maßnahmen (z. B. Abschaltvereinbarungen) einsetzen kann.

4. Die Abrechnung erfolgt auf der Grundlage der Inanspruchnahme nach dem Netzpartizipationsmodell. Soweit die Voraussetzungen für die Bildung eines Sonderentgeltes nach § 20 Absatz 2 GasNEV vorliegen, erfolgt die Abrechnung entsprechend.

5. Soweit in den Ziffern 1 bis 4 nichts Abweichendes geregelt ist, finden die Regelungen zur internen Bestellung dieses Abschnitts 1 entsprechende Anwendung.

§ 21 Systemverantwortung

1. Der nachgelagerte Netzbetreiber teilt dem vorgelagerten Netzbetreiber einmal jährlich gemäß den Fristen aus § 11 Ziffer 3 zusammen mit der Bestellung der Kapazität bzw. der

Anmeldung der Vorhalteleistung folgende Daten in Form von aggregierten Werten ausspeisezonen- bzw. netzkopplungspunktscharf jeweils in kWh/h unter Beachtung der Gleichzeitigkeit mit:

- geschätzter Anteil der geschützten Kunden nach § 53a EnWG an der internen Bestellung bzw. angemeldeten Vorhalteleistung,
- in den Verträgen mit Transportkunden bzw. Letztverbrauchern enthaltene Leistungswerte von systemrelevanten Gaskraftwerken nach §§ 13c, 16 Absatz 2a EnWG,
- in den vertraglichen Abschaltvereinbarungen nach § 14b EnWG enthaltene Leistungswerte und
- ggf. die darüber hinausgehende prognostizierte Leistung, die für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität des Verteilernetzes unter Beachtung der Druckverhältnisse erforderlich ist, um die geschützten Letztverbraucher und ggf. angewiesenen systemrelevanten Gaskraftwerke noch versorgen zu können.

Diese Daten sind jeweils an den vorgelagerten Netzbetreiber zu melden, der diese Daten zusammen mit seinen Daten aggregiert und wiederum an den ihm vorgelagerten Netzbetreiber meldet.

Wesentliche vertragliche Änderungen teilt der Netzbetreiber dem vorgelagerten Netzbetreiber unverzüglich mit.

2. Zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Verpflichtungen halten die Netzbetreiber geeignete Kommunikationswege gemäß DVGW-Regelwerk (insbesondere DVGW-Arbeitsblatt GW 1200 und DVGW-Arbeitsblatt G 2000), mindestens 24/7-Erreichbarkeit über eine E-Mail-Adresse vor und tauschen die notwendigen Kontaktdaten der Ansprechpartner aus. Netzbetreiber kommunizieren unverzüglich Veränderungen dieser Kontaktdaten. Ausgehend vom Fernleitungsnetzbetreiber testen Netzbetreiber mit ihren jeweils nachgelagerten Netzbetreibern jährlich bis zum 1. Dezember die Kommunikationsprozesse.

3. Droht eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems im Netz eines Fernleitungsnetzbetreibers nach § 16 EnWG insoweit, dass auf Basis seiner Gastransportplanung Unterbrechungs- oder Kürzungsmaßnahmen gegenüber seinen nachgelagerten Netzbetreibern erforderlich werden können, informiert der Fernleitungsnetzbetreiber in den potentiell betroffenen Netzregionen unverzüglich die unmittelbar nachgelagerten Netzbetreiber und den Marktgebietsverantwortlichen über das Eintreten und die Beendigung dieser Situation. Die nachgelagerten Netzbetreiber geben diese Information unverzüglich jeweils an ihre nachgelagerten Netzbetreiber weiter. Der Erhalt dieser Information ist vom nachgelagerten Netzbetreiber unverzüglich dem jeweils vorgelagerten Netzbetreiber zu bestätigen.

Nach Erhalt der Information nach Satz 1 prognostiziert der betroffene nachgelagerte Netzbetreiber das aktuelle vorhandene Abschaltpotenzial und meldet dieses unverzüglich an den vorgelagerten Netzbetreiber. Das Abschaltpotenzial errechnet sich aus dem aktuellen Lastfluss in kWh/h als Tagesmittel unter Berücksichtigung vorliegender Verbrauchsinformationen abzüglich der Leistung

- des geschätzten Anteils der geschützten Kunden nach § 53a EnWG und
- systemrelevanter Gaskraftwerke nach §§ 13c, 16 Absatz 2a EnWG, sofern eine Gasversorgung durch einen Übertragungsnetzbetreiber nach § 16 Absatz 2a EnWG angewiesen wurde und der betreffende nachgelagerte Netzbetreiber davon Kenntnis erhalten hat sowie
- ggf. die darüber hinausgehende prognostizierte Leistung, die für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität des Verteilernetzes unter Beachtung der Druckverhältnisse erforderlich ist, um die geschützten Letztverbraucher und ggf. angewiesenen systemrelevanten Gaskraftwerke noch versorgen zu können.

Der betroffene Fernleitungsnetzbetreiber informiert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, die Bundesnetzagentur und die zuständigen Landesministerien und Landesregulierungsbehörden, wenn eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems im Netz des Fernleitungsnetzbetreibers nach § 16 EnWG insoweit droht oder vorliegt, dass auf Basis seiner Gastransportplanung Unterbrechungs- oder Kürzungsmaßnahmen gegenüber seinen nachgelagerten Netzbetreibern erforderlich werden können. Er informiert diese ebenfalls über die Beendigung dieser Situation.

4. Fordert ein Fernleitungsnetzbetreiber seine nachgelagerten Netzbetreiber gemäß § 16 Absatz 1 EnWG zur Einhaltung der internen Bestellleistung bzw. der vollständigen oder teilweisen Unterbrechung der unterbrechbaren internen Bestellleistung auf, so hat der nachgelagerte Netzbetreiber alle ihm zur Verfügung stehenden Maßnahmen nach § 16 Absatz 1 EnWG zur Einhaltung der Kapazitätsrestriktion des Fernleitungsnetzbetreibers unverzüglich auszuschöpfen. Sollte die vom Fernleitungsnetzbetreiber vorgegebene Einhaltung der internen Bestellleistung bzw. Unterbrechung der unterbrechbaren internen Bestellleistung vom nachgelagerten Netzbetreiber nicht eingehalten werden können, informiert der nachgelagerte Netzbetreiber den Fernleitungsnetzbetreiber unverzüglich. Mit dieser Information erfolgt zugleich die Anfrage, ob die potentielle oder tatsächliche Kapazitätsüberschreitung als abgestimmte Netzfahrweise vereinbart wird. Der Fernleitungsnetzbetreiber prüft auf Basis der Rückmeldungen aller aufgeforderten nachgelagerten Netzbetreiber sowie seiner auf diesen Rückmeldungen basierenden Gastransportplanung, ob

- insgesamt ausreichende Maßnahmen nach § 16 Absatz 1 EnWG in den betroffenen Netzregionen vorliegen oder

- die potentielle oder tatsächliche Kapazitätsüberschreitung der anfragenden nachgelagerten Netzbetreiber Maßnahmen nach § 16 Absatz 2 EnWG verursachen würde.

5. Sollten keine ausreichenden Maßnahmen nach § 16 Absatz 1 EnWG in den betroffenen Netzregionen vorliegen, fordert der Fernleitungsnetzbetreiber seine nachgelagerten Netzbetreiber gemäß § 16 Absatz 2 EnWG zur Reduktion des Lastflusses um einen von ihm vorgegebenen Kapazitätswert auf. Aufgeforderte nachgelagerte Netzbetreiber setzen daraufhin unverzüglich das prognostizierte aktuelle Abschaltpotenzial gemäß Ziffer 3 bis zur seitens des Fernleitungsnetzbetreibers vorgegebenen Kapazitätsreduktion um. Reicht das Abschaltpotenzial des jeweiligen Netzbetreibers und die maximal zusätzlich verfügbaren Einspeiseleistungen an Anschlusspunkten zu Speichern oder Produktionsanlagen in dem betroffenen Netz nicht aus, um den vorgegebenen Kapazitätswert einzuhalten, teilt der betroffene nachgelagerte Netzbetreiber dies dem anfordernden Fernleitungs- bzw. vorgelagerten Netzbetreiber unverzüglich mit. Der Fernleitungsnetzbetreiber darf Kapazitätskürzungen über das ihm mitgeteilte Abschaltpotenzial hinaus gegenüber nachgelagerten Netzbetreibern nur dann verlangen, wenn alle anderen Maßnahmen nach § 16 Absatz 1 und 2 EnWG einschließlich der gemeldeten Abschaltpotenziale vollständig in den betroffenen Netzregionen ausgenutzt sind oder eine entsprechende Anweisung von autorisierten Behörden (regelmäßig Bundes- oder Gebietslastverteiler gemäß GasSV) vorliegt.

   Der betroffene Fernleitungsnetzbetreiber informiert die unter Ziffer 3 genannten Ministerien bzw. Behörden über die Ergreifung und über Art und Umfang, die drohende Ausschöpfung und über die Ausschöpfung von Maßnahmen, jeweils gemäß § 16 Absatz 2 EnWG.

6. Sollten Kapazitäten nach Ziffer 5 betroffen und Regelenergieprodukte, welche durch Nutzung von Abschaltpotentialen an RLM-Ausspeisepunkten bewirkt werden, durch den Marktgebietsverantwortlichen kontrahiert worden sein, durch die mindestens ein Ausspeisepunkt des nachgelagerten Netzbetreibers betroffen ist, berücksichtigt der nachgelagerte Netzbetreiber im Falle eines Abrufs des Produkts die reduzierte Kapazität im Rahmen der von ihm zu meldenden Aktualisierung des Abschaltpotenzials.

7. Gemäß der Systemverantwortung von Gasnetzbetreibern nach § 16 und § 16a EnWG und der netzbetreiberübergreifenden Zusammenarbeitspflicht aller Gasnetzbetreiber nach § 20 Absatz 1b EnWG bzw. Tenorziffer 2 lit. a) KARLA Gas reicht der dem Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagerte Netzbetreiber an seine nachgelagerten Netzbetreiber die Maßnahmen nach § 16 Absatz 1 und 2 EnWG anteilig weiter. Der Wert der bestätigten Vorhalteleistung fungiert in den Situationen nach § 16 Absatz 1 EnWG als Leistungsobergrenze. Die Regelungen der Ziffern 4 und 5 finden entsprechende Anwendung.

§ 22 Technische Anforderungen

1. Die für die jeweiligen Netzkopplungspunkte auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlichten technischen Anforderungen gelten für die interne Bestellung gemäß § 11 und § 20.

2. Jeder Vertragspartner kann verlangen, dass eine unparteiische Stelle die Untersuchung der Übereinstimmung der Gasbeschaffenheit mit den Anforderungen des vorgelagerten Netzbetreibers gemäß Ziffer 1 vornimmt. Falls sich die Vertragspartner innerhalb eines Monats nach Zugang des Verlangens beim anderen Vertragspartner nicht über die unparteiische Stelle einigen können, wird die Untersuchung vom Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe durchgeführt. Die Kosten der Untersuchung trägt bei Bestätigung der Übereinstimmung derjenige Vertragspartner, der das Verlangen gestellt hat. Ansonsten ist der andere Vertragspartner zur Zahlung verpflichtet.

3. Sofern eine Änderung der technischen Anforderungen aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben oder einer Änderung der technischen Regelungen des DVGW erforderlich ist, wird der vorgelagerte Netzbetreiber den nachgelagerten Netzbetreiber hierüber unverzüglich informieren. Der vorgelagerte Netzbetreiber passt den von der Änderung betroffenen jeweiligen Vertrag mit Wirkung zu dem Zeitpunkt an, zu dem die Vorgaben gemäß Satz 1 wirksam werden. Sofern eine Änderung der technischen Anforderungen in Erfüllung der gesetzlichen Kooperationspflichten der vorgelagerten Netzbetreiber notwendig wird, ist der vorgelagerte Netzbetreiber mit einer Frist von 4 Monaten ab entsprechender Mitteilung an den nachgelagerten Netzbetreiber zur Änderung berechtigt. Sollte die Änderung dazu führen, dass die Nutzung der intern bestellten Kapazitäten des nachgelagerten Netzbetreibers beeinträchtigt wird, hat der nachgelagerte Netzbetreiber das Recht, den jeweiligen Vertrag zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Änderung mit einer Frist von 3 Monaten zu kündigen. Sofern die Information des vorgelagerten Netzbetreibers gemäß Satz 1 weniger als 4 Monate vor dem Wirksamwerden der Änderung erfolgt, ist der nachgelagerte Netzbetreiber berechtigt, den jeweiligen Vertrag ohne Einhaltung einer Frist zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Änderung zu kündigen.

4. Abweichend von Ziffer 3 Satz 3 ist der vorgelagerte Netzbetreiber zu einer Änderung der Gasbeschaffenheit oder Druckspezifikation mit einer Vorankündigungsfrist von 3 Jahren und 2 Monaten vor Beginn des Umstellungszeitraumes berechtigt.

   Bei Änderung der Gasbeschaffenheit von L- auf H-Gas im Rahmen der L-/H-Gas-Marktraumumstellung teilt der vorgelagerte Netzbetreiber dem nachgelagerten Netzbetreiber mindestens 3 Jahre und 2 Monate vor Beginn den voraussichtlichen Umstellungszeitraum mit, also den Zeitraum in Monaten, in dem die Änderung der Gasbeschaffenheit an den Netzkopplungspunkten voraussichtlich erfolgen wird.

Die Netzbetreiber veröffentlichen 2 Jahre vor dem voraussichtlichen technischen Umstellungstermin diesen auf ihrer Internetseite und teilen ihn unter Hinweis auf den Kostenerstattungsanspruch nach § 19a Absatz 3 EnWG den betroffenen Anschlussnehmern schriftlich mit.

Mindestens 1 Jahr und 1 Monat vor dem jeweiligen bilanziellen Umstellungstermin legt jeder Netzbetreiber diesen für seine Ausspeisepunkte fest und teilt seinen bilanziellen Umstellungstermin dem – sofern vorhanden – jeweils direkt nachgelagerten Netzbetreiber mit. Die zeitliche Abweichung zwischen dem bilanziellen Umstellungstermin und dem Abgrenzungsstichtag, sollte nicht mehr als 4 Wochen betragen. Des Weiteren stimmt der Fernleitungsnetzbetreiber den jeweiligen monatsscharfen technischen Umstellungstermin mit dem nachgelagerten Netzbetreiber ab und teilt diesen spätestens 1 Jahr und 1 Monat vor diesem Umstellungstermin dem nachgelagerten Netzbetreiber mit. Die Frist des vorausgehenden Satzes ist durch den Fernleitungsnetzbetreiber bzw. den vorgelagerten Netzbetreiber in jedem Fall so zu bemessen, dass nachgelagerte Netzbetreiber ebenfalls die Frist von mindestens 1 Jahr und 1 Monat gegenüber ihren wiederum nachgelagerten Netzbetreiber sicherstellen können.

Entsprechend des Fortschrittes der Umstellungsplanung teilt der Fernleitungsnetzbetreiber dem nachgelagerten Netzbetreiber unverzüglich den tagesscharfen technischen Umstellungstermin mit. Der Termin der Änderung der Gasqualität an den Netzkopplungspunkten zwischen dem Fernleitungsnetzbetreiber und den nachgelagerten Netzbetreibern wird auf Basis des technischen Umstellungstermins gemeinsam mit den von der Umstellung betroffenen direkt nachgelagerten Netzbetreibern und ggf. direkt angeschlossenen Sonderletztverbrauchern sowie direkt angeschlossenen Gasspeicherbetreibern prognostiziert.

Nach abgeschlossener Prognose informiert der Fernleitungsnetzbetreiber den jeweils betroffenen, direkt nachgelagerten Netzbetreiber über die gemeinsam mit den von der Umstellung betroffenen direkt nachgelagerten Netzbetreibern und ggf. direkt angeschlossenen Sonderletztverbrauchern sowie direkt angeschlossenen Gasspeicherbetreibern prognostizierten Termine der Änderung der Gasqualität an den Netzkopplungspunkten zwischen dem Fernleitungsnetzbetreiber und diesen direkt nachgelagerten Netzbetreibern.

Der nachgelagerte Netzbetreiber informiert den jeweils in der Kaskade nachgelagerten, betroffenen Netzbetreiber unverzüglich über Umstellungszeitraum bzw. die bilanziellen und technischen Umstellungstermine. Sofern der vorgelagerte Netzbetreiber eine entsprechende Änderung angekündigt hat und während der laufenden Vorankündigungsfristen ein neuer Vertrag über intern bestellte Kapazität zu laufen beginnt, gilt die bereits laufende Vorankündigungsfrist auch für diesen Vertrag. Jede Änderung der Gasbeschaffenheit oder der Druckspezifikation ist auf die hiervon betroffenen Netzkopplungspunkte beschränkt. Der von der Änderung jeweils betroffene Vertrag ist mit Wirkung zu dem

Zeitpunkt zu berichtigen, zu dem die Änderung der Gasbeschaffenheit oder der Druckspezifikation wirksam wird. Ändert der vorgelagerte Netzbetreiber die Gasbeschaffenheit oder die Druckspezifikation gemäß dieser Ziffer, so ist der nachgelagerte Netzbetreiber berechtigt, den Vertrag für die betreffenden Netzkopplungspunkte unter Einhaltung einer Kündigungsfrist von einem Jahr zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Änderung der Gasbeschaffenheit oder der Druckspezifikation zu kündigen.

5. Wenn die technische Notwendigkeit, z. B. wegen mangelnder L-Gas-Verfügbarkeit, im Rahmen der Anpassung der Gasbeschaffenheit von L- auf H-Gas für einen früheren Umstellungstermin besteht oder wenn alle betroffenen Netzbetreiber sowie alle betroffenen Transportkunden zugestimmt haben, werden abweichend von Ziffer 4 zwischen den Netzbetreibern ein früherer Umstellungstermin und kürzere Vorankündigungsfristen abgestimmt. Die entsprechenden Fristen sind im zwischen den Netzbetreibern abgestimmten Umstellungsfahrplan zu berücksichtigen.

§ 23 Nichteinhaltung von Gasbeschaffenheit oder Druckspezifikation

1. Entsprechen die vom vorgelagerten Netzbetreiber am Netzkopplungspunkt übergebenen Gasmengen nicht den technischen Anforderungen im Hinblick auf die Gasbeschaffenheit oder Druckspezifikation gemäß § 22 Ziffer 1 und 2 (im Folgenden „Off-Spec-Gas“ genannt), ist der nachgelagerte Netzbetreiber berechtigt, die Übernahme des Off-Spec-Gases ganz oder teilweise nicht zu akzeptieren. Der vorgelagerte Netzbetreiber hat in diesem Fall unverzüglich die Bereitstellung des Off-Spec-Gases an diesem Netzkopplungspunkt entsprechend zu reduzieren. Sämtliche Rechte des nachgelagerten Netzbetreibers gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber bleiben unberührt.

2. Der vor- bzw. nachgelagerte Netzbetreiber informiert den jeweils anderen unverzüglich, wenn er Kenntnis davon erhält, dass Off-Spec-Gas an einem Netzkopplungspunkt übergeben wird oder eine Übergabe von Off-Spec-Gas zu erwarten ist.

§ 24 Instandhaltung

1. Der vorgelagerte Netzbetreiber hat das Recht, die Instandhaltung (Wartung, Inspektion und Instandsetzung) seines Leitungssystems sowie Maßnahmen zum Neubau, zur Änderung und zur Erweiterung von Anlagen durchzuführen. Soweit der vorgelagerte Netzbetreiber aufgrund der vorgenannten Maßnahmen nicht in der Lage ist, seine Pflichten aus diesem Vertrag zu erfüllen, ist der vorgelagerte Netzbetreiber von diesen Pflichten befreit. Der nachgelagerte Netzbetreiber ist zur Mitwirkung, insbesondere durch die Anpassung seiner Netzfahrweise bei den vom vorgelagerten Netzbetreiber geplanten Instandhaltungsmaßnahmen verpflichtet. Der vorgelagerte Netzbetreiber wird berechtigte Interessen des nachgelagerten Netzbetreibers bei der Planung und Durchführung der Maßnahmen berücksichtigen.

2. Der vorgelagerte Netzbetreiber wird den nachgelagerten Netzbetreiber über Maßnahmen gemäß Ziffer 1 rechtzeitig vor deren Durchführung in geeigneter Weise unterrichten, soweit die Nutzung der vertraglich vereinbarten Kapazität ganz oder teilweise tatsächlich eingeschränkt wird oder die Gasübergabe bzw. -übernahme an einzelnen Netzkopplungspunkten nennenswert beeinflusst wird. Die Pflicht zur vorherigen Unterrichtung entfällt, wenn die Unterrichtung nach den Umständen nicht rechtzeitig möglich ist und der vorgelagerte Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat oder die Beseitigung von bereits eingetretenen Unterbrechungen verzögern würde. In diesen Fällen ist der vorgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, dem nachgelagerten Netzbetreiber nachträglich mitzuteilen, aus welchem Grund die Einschränkung der Nutzung der vertraglich vereinbarten Kapazität erfolgt ist.

3. Wenn Maßnahmen gemäß Ziffer 1, die keine Maßnahmen i. S. v. § 16 Absatz 2 EnWG darstellen, die vertraglich vereinbarte Kapazität und/oder den Gasfluss am jeweilig davon betroffenen Netzkopplungspunkt für eine Dauer von mehr als 14 Kalendertagen pro Bestelljahr mindern, wird der nachgelagerte Netzbetreiber von seinen Zahlungsverpflichtungen entsprechend der Dauer und des Umfanges der über 14 Kalendertage hinausgehenden Minderung befreit. Im Übrigen wird der nachgelagerte Netzbetreiber von seinen Leistungsverpflichtungen befreit.

4. Soweit dritte vorgelagerte Netzbetreiber Maßnahmen gemäß Ziffer 1 durchführen und der vorgelagerte Netzbetreiber aufgrund dieser Maßnahmen ganz oder teilweise nicht in der Lage ist, seine Pflichten aus dem jeweiligen Vertrag zu erfüllen, gelten vorstehende Ziffern entsprechend.

5. Erfolgt aufgrund von Maßnahmen gemäß Ziffer 1 eine nicht leitungsgebundene Ersatzversorgung, werden dem nachgelagerten Netzbetreiber durch den Marktgebietsverantwortlichen die Kosten für die eingespeiste Ersatzversorgungsmenge in Höhe des täglichen Differenzmengenpreises gemäß § 15 Anlage 4 je Tag über den Zeitraum der Ersatzversorgung erstattet und entsprechend als externe Regelenergiekosten auf die Bilanzierungsumlagekonten gemäß § 16 Anlage 4 gebucht.

§ 25 Datenweitergabe und Datenverarbeitung

Der Netzbetreiber ist berechtigt, Verbrauchs-, Abrechnungs- und Vertragsdaten an Netzbetreiber oder den Marktgebietsverantwortlichen weiterzugeben, soweit und solange dies zur ordnungsgemäßen Abwicklung des jeweiligen Vertrages erforderlich ist. Der nachgelagerte Netzbetreiber erklärt sein Einverständnis zur automatisierten Datenverarbeitung durch den Netzbetreiber oder ein von dem Netzbetreiber beauftragtes Unternehmen nach den Vorschriften der Datenschutzgesetze. Der Netzbetreiber teilt dem Marktgebietsverantwortlichen seine je-

weiligen Ansprechpartner zur Veröffentlichung auf dem für Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche zugänglichen Portal des Marktgebietsverantwortlichen unter Einhaltung der Datenschutzgesetze mit.

Abschnitt 2 Netzkopplung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern

§ 26 Anwendungsbereich

1. Dieser Abschnitt regelt die technischen Bedingungen der Übergabe bzw. Übernahme von Gasmengen zwischen den Gasversorgungsnetzen von vor- und nachgelagerten Netzbetreibern. Dies umfasst insbesondere Regelungen zum Betrieb und zur Änderung der den Netzkopplungspunkten im Einzelnen zugeordneten Mess-, Steuer- und Regelanlagen („MSR-Anlagen“) sowie den Informationsaustausch zwischen den Vertragspartnern. Die Netzbetreiber werden bei Abschluss von Vereinbarungen mit Dritten, die für den Netzzugang erforderlich sind, die Regelungsinhalte dieses Abschnitts berücksichtigen.

2. Sofern Netzbetreiber bis zum 30. September 2011 bereits Regelungen die Netzkopplung betreffend vereinbart haben, findet dieser Abschnitt keine Anwendung. Soweit in bestehenden Vereinbarungen keine Regelungen zu den Inhalten dieses Abschnitts getroffen wurden, finden die Regelungen dieses Abschnitts Anwendung.

3. Sofern dieser Abschnitt Anwendung findet, konkretisieren und ergänzen die jeweils betroffenen Netzbetreiber darüber hinaus in einer gesonderten Vereinbarung die Regelungen dieses Abschnitts. Inhalt dieser gesonderten Vereinbarung sind insbesondere die genaue Lage der Netzkopplungspunkte, ggf. die Zusammenfassung zu Ausspeisezonen gemäß § 11 Ziffer 2 sowie die für den jeweiligen Netzkopplungspunkt und/oder die jeweilige Ausspeisezone geltenden technischen Rahmenbedingungen.

§ 27 Betrieb der MSR-Anlagen und technische Leistung

1. Für den Betrieb und die Änderung der den Netzkopplungspunkten zugeordneten MSR-Anlagen gelten die jeweiligen gesetzlichen Bestimmungen in Verbindung mit den allgemein anerkannten Regeln der Technik, insbesondere dem DVGW-Regelwerk, DIN-Normen, die technischen Mindestanforderungen des vorgelagerten Netzbetreibers sowie die ggf. für den jeweiligen Netzkopplungspunkt in der gesonderten Vereinbarung benannten Richtlinien.

2. Technische Leistung des Netzkopplungspunktes gemäß Tenorziffer 2 lit. h) KARLA Gas ist der von der dem Netzkopplungspunkt zugeordneten MSR-Anlage oder anderen leistungsbegrenzenden Bauteilen (z. B. Vorwärmung) in ihrem Auslegungszustand maximal zu transportierende Normvolumenstrom. Die technische Leistung des Netzkopplungs-

punktes bestimmt daher nicht die Leistungsfähigkeit des vor- und nachgelagerten Netzes. Eine Erhöhung der internen Bestellung bis zur Höhe der technischen Leistung begründet keine Pflicht zur Zahlung von Netzanschlusskosten durch den nachgelagerten Netzbetreiber gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber.

§ 28 Datenaustausch und Mengenanmeldung

1. Die Netzbetreiber tauschen die für die Netzkopplung erforderlichen Informationen aus. Informationen über mögliche, auch nur kurzfristige Abweichungen in Bezug auf die gesondert vereinbarten technischen Rahmenbedingungen, evtl. Störungen sowie alle sicherheitstechnisch relevanten Ereignisse in den Gasversorgungsnetzen der Netzbetreiber, insbesondere in den den Netzkopplungspunkten zugeordneten MSR-Anlagen, sind unverzüglich auszutauschen. Hierfür ist von den Netzbetreibern eine Erreichbarkeit gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 2000 sicherzustellen.
2. Jeder Netzbetreiber übermittelt an seine(n) unmittelbar vorgelagerten Netzbetreiber eine stundenbezogene Mengenanmeldung für den nächsten Gastag, wenn der vorgelagerte Netzbetreiber dies aufgrund transporttechnischer Erfordernisse verlangt. Sofern sich die Umstände für die Erstellung der Mengenanmeldung wesentlich ändern, teilt der Netzbetreiber die entsprechende angepasste Mengenanmeldung unverzüglich den betroffenen Netzbetreibern mit.
3. In begründeten Einzelfällen kann der vorgelagerte Netzbetreiber eine Mengenanmeldung für spezifische Netzkopplungspunkte bzw. Ausspeisezonen verlangen.
4. Die Mengenanmeldungen sind mit der angemessenen gaswirtschaftlichen Sorgfalt zu erstellen. Hierfür validiert der Netzbetreiber, der die Mengenanmeldung erstellt, diese regelmäßig mit den Netzkopplungspunktmeldungen gemäß § 46 Ziffer 6. Abweichungen bezogen auf die Tagesmenge zwischen den jeweiligen aggregierten Mengenanmeldungen und den jeweiligen aggregierten Netzkopplungspunktmeldungen sind möglichst gering zu halten.
5. Die Kommunikation zur Mengenanmeldung erfolgt unter Verwendung des Edig@s-Formats. Übergangsweise kann die Kommunikation in einem zwischen den Netzbetreibern bilateral abgestimmten elektronischen Format erfolgen.

§ 29 Betretungs- und Kontrollrechte

Beide Netzbetreiber am Netzkopplungspunkt haben ein Betretungs- und Kontrollrecht zu der MSR-Anlage am Netzkopplungspunkt und den Grundstücken, auf denen sich die MSR-Anlage

befindet. Einzelheiten stimmen die Netzbetreiber im Rahmen der gesonderten Vereinbarung ab.

§ 30 Messstellenbetrieb

1. Die Netzbetreiber am Netzkopplungspunkt legen im Rahmen der gesonderten Vereinbarung bzw. mittels eines Datenblatts fest, welcher Netzbetreiber für den Messstellenbetrieb (einschließlich der Messung) verantwortlich ist und wie die Erfassung und Verarbeitung der Messergebnisse der an dem Netzkopplungspunkt übergebenen Gasmengen erfolgt. Hierzu werden sich die Netzbetreiber am Netzkopplungspunkt insbesondere über Art, Umfang und technische Ausführung der Zurverfügungstellung und Dokumentation von Daten zur Netzsteuerung und -überwachung sowie von Abrechnungsdaten verständigen. Beide Netzbetreiber haben jederzeit das Recht die Messwerte am Netzkopplungspunkt auszulesen.

   Der nachgelagerte Netzbetreiber ist für die Meldung der Netzkopplungspunktzeitreihen verantwortlich, es sei denn, die Netzbetreiber haben festgelegt, dass der vorgelagerte Netzbetreiber für die Meldung verantwortlich ist. In diesem Fall informiert der nachgelagerte Netzbetreiber den Marktgebietsverantwortlichen hierüber in Textform.

   Der für den Messstellenbetrieb verantwortliche Netzbetreiber stellt dem jeweils anderen Netzbetreiber des Netzkopplungspunktes die Messwerte auf Anforderung als Geschäftsnachricht mittels EDIFACT-Kommunikation zur Verfügung und ist für die Abstimmung einer Netzkopplungszeitreihe mit dem anderen Netzbetreiber verantwortlich. Der für den Messstellenbetrieb verantwortliche Netzbetreiber teilt dem jeweils anderen Netzbetreiber des Netzkopplungspunktes bei geplanten Arbeiten mit einer Vorlaufzeit von mindestens 14 Kalendertagen Änderungen der Stammdaten mit, insbesondere Anlagenänderungen, Veränderungen der Mess- und Übertragungstechnik und -parameter sowie Änderungen der eingestellten Gasbeschaffenheitsparameter. Soweit eine vorherige Mitteilung nicht möglich ist, ist diese binnen zwei Werktagen nachzuholen.

2. Die Netzbetreiber am Netzkopplungspunkt haben untereinander das Recht, Messeinrichtungen und zusätzliche eigene Einrichtungen zur Fernübertragung von Messwerten einschließlich entsprechender Kommunikationseinrichtungen und/oder Messeinrichtungen für Prüfzwecke auf eigene Kosten einzubauen bzw. einbauen zu lassen.

3. Der für den Messstellenbetrieb verantwortliche Netzbetreiber ist mit Blick auf die Durchführung des Messstellenbetriebs Messgeräteverwender im Sinne des Eichrechts und diesbezüglich verantwortlich für die Einhaltung aller sich aus dem Eichrecht ergebenden Anforderungen und Verpflichtungen. Der Netzbetreiber – soweit er Messstellenbetreiber ist – bestätigt hiermit insoweit die Erfüllung dieser Verpflichtungen (§ 33 Absatz 2 Mess- und Eichgesetz).

4. Der für den Messstellenbetrieb verantwortliche Netzbetreiber ist verpflichtet, die Eichung auch von solchen Messgeräten sicherzustellen, die zumindest für einen maximalen Durchfluss von 150 000 m³/h im Normzustand ausgelegt sind, sofern die Messwerte dieser Geräte in die Berechnung eichpflichtiger Systeme zur Ermittlung von Abrechnungswerten und weiteren Gasbeschaffenheiten mittels Zustandsrekonstruktion (Rekonstruktionssysteme) eingehen.

5. Die vorstehenden Regelungen gelten für Messanlagen, die sich nicht unmittelbar an einem Netzkopplungspunkt befinden, diesem aber zugeordnet sind, entsprechend.

§ 31 Reduzierung oder Einstellung der Gasübergabe/-übernahme

1. Der Übergang des Besitzes an den jeweils zu übernehmenden Gasmengen erfolgt am jeweiligen Netzkopplungspunkt.

2. Die Netzbetreiber am Netzkopplungspunkt sind berechtigt, die Gasübergabe bzw. -übernahme jederzeit, wenn erforderlich ohne Vorankündigung, zu reduzieren oder einzustellen, um eine unmittelbare Gefahr für die Sicherheit von Personen oder Sachen von erheblichem Wert abzuwenden oder zu gewährleisten, dass sonstige Störungen Dritter oder störende Rückwirkungen auf eigene Einrichtungen oder Einrichtungen Dritter ausgeschlossen sind. Die Netzbetreiber am Netzkopplungspunkt nehmen die Gasübergabe bzw. -übernahme unverzüglich wieder auf, sobald die Gründe für ihre Reduzierung oder Einstellung entfallen sind.

Abschnitt 3 Gemeinsame Vermarktung von Kapazitäten

§ 32 Gemeinsame Vermarktung von gebündelten Kapazitäten an Grenzübergangspunkten und Vermarktung von zusätzlichen Kapazitäten

1. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind berechtigt, gebündelte Kapazitäten an Grenzübergangspunkten in einem von den Regelungen dieses Abschnitts 3 abweichenden Verfahren nach Maßgabe der KARLA Gas zu vergeben.

2. Die Fernleitungsnetzbetreiber vermarkten die zusätzlichen Kapazitäten gemäß ANIKA. Auf diese zusätzlichen Kapazitäten findet ebenfalls Anlage 1 Anwendung.

§ 33 Kapazitätsbuchungsplattformen

1. Die Fernleitungsnetzbetreiber betreiben, ggf. durch einen hierfür beauftragten Dritten, eine oder eine begrenzte Anzahl gemeinsamer Kapazitätsbuchungsplattformen, die den Vorgaben der KARLA Gas und ggf. weiteren regulatorischen Vorgaben entsprechen.

2. Die über die Kapazitätsbuchungsplattformen geschlossenen Ein- und Ausspeiseverträge kommen jeweils zwischen den beteiligten Transportkunden und Fernleitungsnetzbetreibern zustande. Die Kapazitätsbuchungsplattformen selbst dienen ausschließlich als Vermarktungsplattform.

3. Die Höhe der angebotenen Kapazität wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend den gesetzlichen Bestimmungen ermittelt und über die Kapazitätsbuchungsplattformen vermarktet. Die Kapazitätsbuchungsplattformen sind in der Lage, das in Art. 8 ff. der Verordnung (EU) 2017/459 beschriebene Auktionssystem sowie die Vermarktung nach der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen umzusetzen.

4. Jeder Fernleitungsnetzbetreiber kann unter Beachtung gesetzlicher und regulatorischer Vorgaben zusätzliche Kapazitätsprodukte auf den Kapazitätsbuchungsplattformen anbieten.

   Über die Kapazitätsbuchungsplattformen besteht beim Erwerb von Kapazitäten die Möglichkeit, die hierbei gebuchten Ein- und Ausspeisepunkte einem beim Marktgebietsverantwortlichen bestehenden Bilanzkreis/Sub-Bilanzkonto unter Nennung der Bilanzkreisnummer/Sub-Bilanzkontonummer zuzuordnen.

§ 34 Registrierung und Zulassung beim Fernleitungsnetzbetreiber

1. Die Registrierfunktion der Kapazitätsbuchungsplattformen erlaubt den Transportkunden, sich bei einem oder mehreren Fernleitungsnetzbetreibern zu registrieren und die Weiterleitung seiner Registrierungsdaten an den Marktgebietsverantwortlichen zu veranlassen. Die Eingabe von Registrierungsdaten ist nur einmal auf der jeweiligen Kapazitätsbuchungsplattform notwendig.

2. Neben der Registrierung können die Fernleitungsnetzbetreiber in ihren ergänzenden Geschäftsbedingungen die Erfüllung weiterer Zulassungsvoraussetzungen vom Transportkunden verlangen.

3. Spätestens 10 Werktage nach Eingang der vollständigen Zulassungsunterlagen beim Fernleitungsnetzbetreiber wird der Transportkunde vom Fernleitungsnetzbetreiber zugelassen. Stellt der Fernleitungsnetzbetreiber fest, dass die eingereichten Zulassungsunterlagen unvollständig sind, teilt er dies dem Transportkunden unverzüglich mit und nennt dabei die nachzureichenden Unterlagen. Sofern der Transportkunde die Zulassungsunterlagen nicht innerhalb von 180 Kalendertagen nachreicht, ist der Fernleitungs-

netzbetreiber berechtigt, den Registrierungsvorgang abzubrechen und sämtliche Zulassungsunterlagen zu vernichten. Erst eine erfolgreich abgeschlossene Zulassung erlaubt es dem Transportkunden, Kapazitätsverträge mit dem Fernleitungsnetzbetreiber abzuschließen sowie weitere Dienstleistungen des Fernleitungsnetzbetreibers zu nutzen. Über die erfolgreich abgeschlossene Zulassung informiert der Fernleitungsnetzbetreiber den Transportkunden unverzüglich.

4. Es steht dem Fernleitungsnetzbetreiber frei, regelmäßig die Voraussetzungen einer erfolgreich abgeschlossenen Zulassung zu überprüfen. Sollten die Zulassungsvoraussetzungen nicht mehr vorliegen, so wird der Transportkunde hierüber unverzüglich in Kenntnis gesetzt und aufgefordert, innerhalb einer angemessenen Frist die jeweilige Voraussetzung zu erfüllen.

§ 35 Registrierung beim Marktgebietsverantwortlichen

1. Der Marktgebietsverantwortliche nutzt die Registrierungsdaten, die ihm über die Kapazitätsbuchungsplattformen weitergeleitet werden. In diesem Fall ist eine Registrierung direkt beim Marktgebietsverantwortlichen nicht mehr erforderlich. Darüber hinaus stellt der Marktgebietsverantwortliche sicher, dass sich Bilanzkreisverantwortliche auch ohne Nutzung der Kapazitätsbuchungsplattformen direkt bei ihm registrieren können.

2. § 34 Ziffer 2 bis 4 gelten für das Verhältnis zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Bilanzkreisverantwortlichem entsprechend.

§ 36 Vertragslaufzeiten

1. Für den Abschluss von Ein- oder Ausspeiseverträgen des Transportkunden mit dem Fernleitungsnetzbetreiber für bestehende feste Ein- oder Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten sowie an Einspeisepunkten von und Ausspeisepunkten zu Speicheranlagen gelten die folgenden Regeln:

   a) Mindestens 20 % der technischen Jahreskapazität am jeweiligen Ein- oder Ausspeisepunkt werden zurückgehalten und wie folgt angeboten:

      - mindestens 10 % der technischen Kapazität am jeweiligen Ein- oder Ausspeisepunkt wird frühestens in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität angeboten, die während des fünften Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet, und
      - mindestens weitere 10 % der technischen Kapazität am jeweiligen Ein- oder Ausspeisepunkt wird zuerst frühestens in der jährlichen Auktion für Quartalskapazität angeboten, die während des Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet.

b) Liegt die verfügbare Kapazität unter 20 % der technischen Jahreskapazität, wird die verfügbare Kapazität zur Gänze zurückgehalten und wie folgt vergeben:

- verfügbare Anteile bis zu einschließlich 10 % der technischen Jahreskapazität werden frühestens in der jährlichen Auktion für Quartalskapazität angeboten,
- über den Anteil von 10 % der technischen Jahreskapazität hinausgehende Anteile werden frühestens in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität angeboten, die während des fünften Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet.

Die technische Jahreskapazität wird in kWh/h angegeben und berücksichtigt.

2. Alle übrigen Kapazitäten, wie:

a) Ausspeisekapazitäten zur Ausspeisung zu Letztverbrauchern,

b) Einspeisekapazitäten zur Einspeisung aus Produktions- und LNG-Anlagen,

c) Einspeisekapazitäten aus Anlagen zur Einspeisung von Biogas sowie

d) unterbrechbare Kapazitäten

können ohne Beschränkung der Vertragslaufzeiten gemäß Ziffer 1 gebucht werden.

3. Ein- oder Ausspeiseverträge gemäß Ziffer 2 mit einer Laufzeit von:

a) einem Jahr oder länger können jederzeit,

b) weniger als einem Jahr können frühestens 3 Monate vor dem Beginn der Vertragslaufzeit,

c) weniger als einem Monat können frühestens einen Monat vor dem Beginn der Vertragslaufzeit,

d) weniger als einem Gastag können jeweils, vorbehaltlich der Ziffer 4, frühestens zwei Stunden,

jedoch, vorbehaltlich der Ziffer 4, bis spätestens eine Stunde vor Beginn der Vertragslaufzeit zur vollen Stunde abgeschlossen werden.

Ein- und Ausspeiseverträge gemäß lit. a) bis c) können jeweils nur ganze Gastage enthalten.

4. Der Fernleitungsnetzbetreiber ist berechtigt, die in Ziffer 3 lit. d) genannte Frist von einer Stunde nach Maßgabe insbesondere eines oder mehrerer der folgenden Kriterien zum Schutz der Systemintegrität des Netzes, vor allem bei Letztverbrauchern mit einem in der Regel nicht planbaren, extrem hohen und extrem schwankenden Gasverbrauch, an einzelnen Ausspeisepunkten, zu verlängern, maximal jedoch auf eine Frist von 3,5 Stunden vor Beginn der Vertragslaufzeit zur vollen Stunde:

a) Kapazitätsbedarf am betreffenden Netzanschlusspunkt,

b) Möglichkeit, Verfügbarkeit und Vorlauf einer notwendigen Netzaufpufferung,

c) Netztechnische Besonderheiten wie etwa

   aa) Entfernung von der nächstgelegenen Anlage zur Bereitstellung der erforderlichen Druckanforderungen,

   bb) Leitungsdurchmesser,

   cc) Anschlussdichte von Letztverbrauchern mit nicht planbarem, schwankenden Gasverbräuchen und hoher Anschlussleistung,

d) Profil und Planbarkeit der Leistungsbeanspruchung durch den betreffenden Letztverbraucher.

Die Verlängerung der Frist erfolgt in Schritten von 15 Minuten und ist vom Fernleitungsnetzbetreiber jeweils für den betroffenen Ausspeisepunkt zu begründen und vorab auf seiner Internetseite mit angemessener Vorlauffrist zu veröffentlichen. Die in Ziffer 3 lit. d) genannte Frist von zwei Stunden verlängert sich in diesen Fällen entsprechend.

Das Recht des Fernleitungsnetzbetreibers, eine technische Ausspeisemeldung sowie die Einhaltung technischer Grenzen gemäß Tenorziffer 2 lit. g) KARLA Gas zu fordern, bleibt unberührt.

§ 37 Auktionierungsprozess

1. Auf den von den Fernleitungsnetzbetreibern gemäß Tenorziffer 4 lit. b) bb) KARLA Gas betriebenen Kapazitätsbuchungsplattformen werden feste Ein- und Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten sowie an Punkten an Speicheranlagen gemäß Art. 8 ff. Verordnung (EU) 2017/459 und Tenorziffer 4 lit. d) KARLA Gas versteigert.

2. Der Zeitpunkt der zu versteigernden Kapazitäten bei Langfristprodukten wird in Form eines Auktionierungskalenders bekannt gegeben. Die jeweils zu versteigernde Kapazitätshöhe wird veröffentlicht.

3. Transportkunden sind berechtigt, mehrere Gebote pro angebotener Kapazität abzugeben. Gebote sind in ganzen kWh/h abzugeben. Die Maximalgröße der Summe der Gebote eines Transportkunden wird durch die verfügbare Kapazität der Auktion begrenzt.

§ 38 Kapazitätsreservierung gemäß Tenorziffer 8 KARLA Gas

1. Betreiber von Gaskraftwerken, Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen (Anlagenbetreiber) sowie Industriekunden, deren Anlagen an ein Fernleitungsnetz angeschlossen werden sollen, können gemäß Tenorziffer 8 KARLA Gas Aus- oder Einspeisekapazität beim Fernleitungsnetzbetreiber reservieren.

2. Der Fernleitungsnetzbetreiber teilt dem Anlagenbetreiber gemäß Tenorziffer 8 lit. c) KARLA Gas binnen 2 Wochen nach Eingang der Anfrage mit, welche Unterlagen er für die weitere Prüfung der Anfrage benötigt und welche Kosten mit der Prüfung verbunden sind. Der Anlagenbetreiber trägt die Kosten für die Prüfung nach Satz 1. Erklärt der Anlagenbetreiber binnen weiterer 2 Wochen schriftlich, dass der Fernleitungsnetzbetreiber die notwendigen Prüfungen durchführen soll, so kommt dadurch ein verbindlicher Prüfungsauftrag zustande. Die Erklärung enthält zudem den Antrag auf Reservierung der benötigten Kapazitäten entsprechend seiner Anfrage. Der Fernleitungsnetzbetreiber ist zur Prüfung verpflichtet, sobald die notwendigen Prüfungsunterlagen vollständig vorliegen und die Prüfungskosten bezahlt worden sind. Der Fernleitungsnetzbetreiber ist verpflichtet, den Prüfungsauftrag innerhalb von 2 Monaten nach Vorlage der vollständigen Prüfungsunterlagen zu beantworten.

3. Konkurrierende Reservierungsanfragen werden nach der zeitlichen Reihenfolge des Eingangs der vollständigen Unterlagen beim Fernleitungsnetzbetreiber bearbeitet und bei der Kapazitätsplanung berücksichtigt.

4. Stellt der Fernleitungsnetzbetreiber fest, dass Kapazität vollumfänglich vorhanden ist, wird dem Anlagenbetreiber entsprechend seiner Anfrage Kapazität reserviert.

5. Der Anlagenbetreiber kann die vom Fernleitungsnetzbetreiber bestätigte Kapazität durch Zahlung der Reservierungsgebühr nach Ziffer 6 reservieren.

6. Die durch den Reservierenden insgesamt zu zahlende Reservierungsgebühr errechnet sich aus der reservierten Kapazitätshöhe, dem Reservierungszeitraum und der spezifischen Reservierungsgebühr in Tenorziffer 8 lit. d) KARLA Gas und wird mit positiver Prüfung und Rechnungstellung durch den Fernleitungsnetzbetreiber nach folgendem Abrechnungsmodus fällig:

   Die Abrechnung erfolgt als jährliche Vorauszahlung. Abweichend hiervon kann der Fernleitungsnetzbetreiber eine monatliche Zahlung anbieten.

   Die Reservierung wird erst bei Zahlung der ersten Vorauszahlung wirksam, sofern diese innerhalb von 4 Wochen nach Rechnungstellung erfolgt. Die Abrechnung der Reservierungsgebühr endet mit der Buchung, nach Ablauf des maximalen Reservierungszeitraums von 3 Jahren oder mit dem Ende der Reservierung.

7. Der Fernleitungsnetzbetreiber kann die Kapazität bis zum Zeitpunkt der gemäß Tenorziffer 8 lit. b) cc) KARLA Gas benannten ersten Gasent- oder -aufnahme nach den üblichen

Regelungen vermarkten, d. h. eine ggf. erforderliche Verlagerung der Kapazität auf den neu zu schaffenden bzw. zu erweiternden Punkt gilt erst ab diesem Zeitpunkt.

8. Bei wirksamer Reservierung kann die Kapazität im Reservierungszeitraum nur durch den Reservierenden bzw. durch einen Dritten, dem der Anspruch des Reservierenden abgetreten wurde, gebucht werden. Im Falle der Buchung durch den Dritten, dem der Anspruch abgetreten wurde, erfolgt die Anrechnung der Reservierungsgebühr nach Tenorziffer 8 lit. d) Satz 3 KARLA Gas ihm gegenüber.

9. Die Reservierung verfällt, wenn die Buchung nicht innerhalb von 3 Jahren nach Zugang der Reservierungserklärung erfolgt. Sie verfällt zudem, wenn der Reservierende die abzurechnende Reservierungsgebühr nicht zahlt oder bei einer Ratenzahlung mit mehr als 2 Monatsraten in Verzug gerät. Die Reservierung kann auch durch den Reservierenden mit einer Frist von einem Monat gekündigt werden. Bereits gezahlte Reservierungsgebühren für den Zeitraum nach Verfall der Reservierung werden zurückgezahlt. Dies gilt auch, wenn der Reservierende vor Ablauf der Reservierung eine endgültige Buchung abgibt. Bei anteiliger Buchung verfällt die Reservierungsgebühr in Höhe des nicht gebuchten Anteils.

10. Bei einer Anrechnung der Reservierungsgebühr nach Tenorziffer 8 lit. d) Satz 3 KARLA Gas erfolgt keine Verzinsung der Reservierungsgebühr.

§ 39 (weggefallen)

Teil 4 Regelenergie und Bilanzkreise

Abschnitt 1 Beschaffung und Einsatz von Regelenergie

§ 40 Regelenergiebeschaffung und -einsatz

1. Der Marktgebietsverantwortliche ist verpflichtet, einen bestehenden Regelenergiebedarf zunächst über den Einsatz von interner Regelenergie zu decken. Die Vorhaltung und der Einsatz von interner Regelenergie werden nicht vergütet.

2. Zur Vermeidung oder Verminderung des Bedarfs an externer Regelenergie sind die Fernleitungsnetzbetreiber in Kooperation mit dem Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, interne Regelenergie effizient einzusetzen. Ein Fernleitungsnetzbetreiber kann einen anderen Fernleitungsnetzbetreiber benennen, auf den er diese Pflicht übertragen hat. Insoweit koordinieren sie den internen Regelenergieeinsatz mit den Netzbetreibern im Marktgebiet. Unberührt hiervon bleibt die Verpflichtung des nachgelagerten Netzbetrei-

bers zum effizienten Einsatz des Netzpuffers gemäß § 17. Solange die Fernleitungsnetzbetreiber in Kooperation mit dem Marktgebietsverantwortlichen keine andere Weisung erteilen, gilt die interne Regelenergie als effizient zur Vermeidung des Einsatzes von externer Regelenergie eingesetzt, wenn der Netzpuffer im Marktgebiet zur Glättung der innerhalb eines Gastages auftretenden Lastspitzen an den Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen zum vorgelagerten Netz eingesetzt wird.

3. Die vom Netzbetreiber eventuell zur Konditionierung vorgenommene Zumischung von Flüssiggas zur Anpassung auf den notwendigen Brennwert gemäß Tenorziffer 2 lit. d) ZuBio bei Biogaseinspeisungen wird im Marktgebiet als interne Regelenergie verwendet.

4. Im Rahmen der internen Bestellung erfolgt keine Kapazitätsreservierung zum Zwecke der Bereitstellung interner Regelenergie. Eine Kapazitätsüberschreitung durch die Bereitstellung interner Regelenergie, die auf Betreiben des Marktgebietsverantwortlichen eintritt, führt nicht zu einer Entgeltpflicht gemäß § 18 Ziffer 6.

5. Der Marktgebietsverantwortliche ist verpflichtet, externe Regelenergie nach einem transparenten diskriminierungsfreien und marktorientierten Verfahren zu beschaffen.

6. Für die Beschaffung und den Einsatz externer Regelenergie hat der Marktgebietsverantwortliche folgende Merit Order Liste (MOL) einzuhalten:

   MOL Rang 1:

   Der Marktgebietsverantwortliche ist verpflichtet, den Bedarf an externer Regelenergie vorrangig über den Einsatz von an der Börse im Marktgebiet beschaffter Regelenergie ohne Erfüllungsrestriktionen zu decken („globale Regelenergie“; MOL Rang 1).

   MOL Rang 2:

   Sollte der Einsatz von Produkten des MOL Rang 1 aufgrund eines spezifischen netztechnischen Bedarfs nicht zielführend sein oder zur Deckung bestehender Bedarfe nicht ausreichend sein, hat der Marktgebietsverantwortliche bedarfsspezifische (z. B. qualitätsspezifische) Produkte an der Börse im Marktgebiet zu beschaffen und einzusetzen (MOL Rang 2). Zusätzlich können Produkte an einer Börse in einem angrenzenden ausländischen Marktgebiet beschafft und eingesetzt werden (ebenfalls MOL Rang 2).

   Für den Gastransport in das oder aus dem angrenzenden ausländischen Marktgebiet hat der Marktgebietsverantwortliche 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 Rang 2 angemessen zu berücksichtigen.

   MOL Rang 3:

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, hat der Marktgebietsverantwortliche den Bedarf durch Produkte zu decken, die über die physikalische Regelenergieplattform im Marktgebiet beschafft werden (MOL Rang 3).

Über die physikalische Regelenergieplattform im Marktgebiet dürfen nur Regelenergieprodukte beschafft werden, die nicht als Börsenprodukte handelbar sind.

MOL Rang 4:

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, hat der Marktgebietsverantwortliche in einem marktbasierten, transparenten und nicht diskriminierenden öffentlichen Ausschreibungsverfahren beschaffte standardisierte Langfristprodukte und/oder Flexibilitätsdienstleistungen einzusetzen (MOL Rang 4).

7. Alle Kosten und Erlöse aus der Regelenergiebeschaffung und dem Regelenergieeinsatz sind auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten gemäß § 16 Anlage 4 zu verbuchen.

§ 41 Informationspflichten der Netzbetreiber

1. Zur Gewährleistung eines effizienten Einsatzes von Regelenergie haben die Netzbetreiber dem Marktgebietsverantwortlichen die von ihm geforderten Informationen, die für den Einsatz von Regelenergie notwendig sind, zur Verfügung zu stellen bzw. weiterzuleiten. Der Marktgebietsverantwortliche hat hierzu für das Marktgebiet einheitliche Regeln mit den betroffenen Netzbetreibern abzustimmen und eine Implementierung mit einer angemessenen Umsetzungsfrist vorzusehen.

2. Die Netzbetreiber übermitteln dem Marktgebietsverantwortlichen alle für das Konvertierungssystem notwendigen Informationen.

3. Soweit eine Bilanzkreisnummer/Sub-Bilanzkontonummer nach § 3 Ziffer 4 Anlage 3 von einem weiteren Transportkunden (also ab dem zweiten Transportkunden) in demselben Verteilernetz genutzt wird, hat der jeweilige Verteilernetzbetreiber den Bilanzkreisverantwortlichen zu informieren. Für die Zuordnung von Ausspeisepunkten sowie für vor 01.10.2024 bestehende Bilanzkreiszuordnungen nach Satz 1 besteht diese Pflicht nicht.

Abschnitt 2 Bilanzkreise

§ 42 Pflichten des Marktgebietsverantwortlichen

1. Der Marktgebietsverantwortliche ist verpflichtet, die Bildung von Bilanzkreisen innerhalb des Marktgebiets zu ermöglichen, in denen alle im Marktgebiet dem Bilanzkreis zuzuordnenden Ein- bzw. Ausspeisemengen bilanziert werden. Bilanzkreise können nur beim Marktgebietsverantwortlichen gebildet werden.
2. Der Marktgebietsverantwortliche stellt zugänglich für die Fernleitungsnetzbetreiber in elektronisch verarbeitbarer Form eine täglich aktualisierte Liste aller bestehenden Bilanzkreise bzw. Sub-Bilanzkonten mit Laufzeit bereit. Auf Anfrage eines Verteilernetzbetreibers wird diese Liste auch diesem zur Verfügung gestellt.
3. Im Fall einer außerordentlichen Kündigung eines Bilanzkreisvertrages oder einer Aufhebung des Bilanzkreisvertrages informiert der Marktgebietsverantwortliche die Fernleitungsnetzbetreiber und die betroffenen Verteilernetzbetreiber hierüber unter Angabe der Bilanzkreisnummer und des Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich per E-Mail. Darüber hinaus kann der Marktgebietsverantwortliche angrenzende Fernleitungsnetzbetreiber in gleicher Weise informieren.
4. Der Marktgebietsverantwortliche ist verpflichtet, zwei getrennte Bilanzierungsumlagekonten für SLP-Ausspeisepunkte einerseits und für RLM-Ausspeisepunkte andererseits einzurichten. Andere Ein- und Ausspeisepunkte werden im Umlagesystem nicht berücksichtigt.

§ 43 Liste der Ausspeisenetzbetreiber

Gemäß Tenorziffer 8 lit. f) GaBi Gas ist der Marktgebietsverantwortliche verpflichtet, im Internet eine Liste derjenigen Ausspeisenetzbetreiber, die dem Marktgebietsverantwortlichen die für die Bilanzkreisabrechnung erforderlichen Daten nicht, nicht fristgerecht, unvollständig oder in unzureichender Qualität zur Verfügung stellen, zu veröffentlichen.

§ 44 Fallgruppenwechsel von RLM-Ausspeisepunkten

1. RLM-Ausspeisepunkte können den zwei unterschiedlichen Fallgruppen RLMmT und RLMoT zugeordnet werden. Dies gilt auch für RLM-Ausspeisepunkte, die einspeiseseitig einem Nominierungsersatzverfahren zugeordnet sind.
2. Der Fallgruppenwechsel wird vom Transportkunden durch eine bilanzierungsrelevante Stammdatenänderung oder durch Anmeldung zur Netznutzung beim Netzbetreiber gemäß Prozessen und Fristen der GeLi Gas abgewickelt. Der Fallgruppenwechsel kann nur

für einen kompletten RLM-Ausspeisepunkt beantragt bzw. deklariert werden, ein Ausspeisepunkt kann nicht auf verschiedene Fallgruppen aufgeteilt werden.

3. Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen unterfallen grundsätzlich der Fallgruppe RLMmT. Der Bilanzkreisverantwortliche bevollmächtigt den Transportkunden, gegenüber dem Netzbetreiber zu erklären, dass eine oder mehrere RLM-Entnahmestellen seines Bilanzkreises der Fallgruppe RLMmT nicht angehören sollen. In diesem Fall finden auf die betroffenen RLM-Entnahmestellen die Regelungen der Fallgruppe RLMoT Anwendung.

§ 45 Deklarationsmeldung und Deklarationsclearing

1. Der Netzbetreiber versendet bis spätestens zum 17. Werktag für den Folgemonat an den Marktgebietsverantwortlichen eine Deklarationsliste. Auf der Deklarationsliste werden alle im deklarierten Zeitraum aktiven, deklarationspflichtigen Zeitreihentypen SLPana, SLPsyn, RLMoT, RLMmT je Bilanzkreis/Sub-Bilanzkonto aufgeführt. Die Erstellung von untermonatlichen Deklarationslisten ist aus folgenden Gründen notwendig:

   a. Lieferbeginn/-ende für RLM-Ausspeisepunkte und

   b. Deklarationsclearing.

   In beiden Fällen ist die Deklarationsliste durch den Netzbetreiber unverzüglich anzupassen. Der Netzbetreiber versendet nur die fehlenden bzw. zu korrigierende Deklarationen der Bilanzkreise/Sub-Bilanzkonten an den Marktgebietsverantwortlichen.

   Der Netzbetreiber versendet untermonatliche Deklarationslisten an den Marktgebietsverantwortlichen bis spätestens:

   a. am Tag D-2 bis 21:00 Uhr bei Deklarationen für SLP- Zeitreihentypen

   b. am Tag D-1 bis 21:00 Uhr bei Deklarationen für RLM- Zeitreihentypen

   Der Deklarationszeitraum umfasst entweder den Tag D bis zum Ablauf des Monats M oder den Nutzungszeitraum, sofern dieser vor Ablauf des Monats M endet.

   Die Fernleitungsnetzbetreiber sind nicht zur Durchführung der Deklaration für die Zeitreihentypen RLMoT und RLMmT verpflichtet.

2. Der Marktgebietsverantwortliche prüft die monatlichen und untermonatlichen Deklarationslisten des Netzbetreibers auf Gültigkeit der Bilanzkreise/Sub-Bilanzkonten. Sofern ein ungültiger Bilanzkreis/Sub-Bilanzkonto (ungültige Bilanzkreis-/Sub-Bilanzkontonummern wie z. B. Schreibfehler, nicht vorhandene Bilanzkreise/Sub-Bilanzkonten) enthalten sind, teilt der Marktgebietsverantwortliche dieses spätestens 1 Werktag nach Eingang der Deklarationsliste dem jeweiligen Netzbetreiber mit. Wird das Deklarationsclearing

vom Bilanzkreisverantwortlichen bzw. Transportkunden angestoßen, ist der Netzbetreiber verpflichtet, die Mitteilung des Bilanzkreisverantwortlichen bzw. Transportkunden unverzüglich zu prüfen und dem Marktgebietsverantwortlichen ggf. eine korrigierte Deklarationsliste, auf der nur die zu korrigierenden Bilanzkreise/Sub-Bilanzkonten oder fehlenden Bilanzkreise/Sub-Bilanzkonten aufgeführt werden, zuzusenden. Spätestens am 2. Werktag nach Eingang der Korrekturen beim Marktgebietsverantwortlichen können die Allokationen des Netzbetreibers vom Marktgebietsverantwortlichen verarbeitet werden.

§ 46 Versand von Allokationsdaten

1. Der Ausspeisenetzbetreiber ermittelt täglich für jeden Bilanzkreis bzw. jedes Sub-Bilanzkonto die am Vortag an Ausspeisepunkten zu leistungsgemessenen Letztverbrauchern ausgespeisten Stundenmengen. Die Umwertung in kWh erfolgt auf Basis von Messwerten und dem Bilanzierungsbrennwert. Die Mengenmeldung in Form der Allokation erfolgt als Stundenlastgang vom Ausspeisenetzbetreiber jeweils aggregiert nach RLMmT und RLMoT als Geschäftsnachricht in dem jeweils geltenden ALOCAT-Format unverzüglich, spätestens jedoch bis 12:00 Uhr an den Marktgebietsverantwortlichen. Bis zum 10. Werktag nach Ablauf des Liefermonats plausibilisiert der Ausspeisenetzbetreiber die gemeldeten Lastgänge und bildet ggf. nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 Ersatzwerte.

2. Der Ausspeisenetzbetreiber ermittelt für die untertägige Informationsbereitstellung von RLM-Ausspeisepunkten die aggregierten Stundenmengen zweimal täglich:

   - erstmals für die Zeit zwischen 6:00 Uhr und 12:00 Uhr; diese werden spätestens bis 15:00 Uhr an den Marktgebietsverantwortlichen übermittelt,
   - ein zweites Mal für die Zeit zwischen 6:00 Uhr und 15:00 Uhr; diese werden spätestens bis 18:00 Uhr an den Marktgebietsverantwortlichen übermittelt.

   Die zweite untertägige Informationsbereitstellung enthält, ggf. in aktualisierter Form, auch den Erfassungszeitraum der ersten untertägigen Informationsbereitstellung. Die Umwertung in kWh erfolgt auf Basis von Messwerten und dem Bilanzierungsbrennwert. Die Mengenmeldung erfolgt jeweils aggregiert nach RLMmT und RLMoT als Geschäftsnachricht in dem jeweils geltenden ALOCAT-Format. Der Ausspeisenetzbetreiber ordnet diesen Stundenlastgang dem jeweiligen Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkonto zu.

3. Für die folgenden Ein- und Ausspeisepunkte:

   - Ein- und Ausspeisepunkte an Grenzkopplungspunkten,
   - Einspeisepunkte aus inländischen Produktionsanlagen und Biogaseinspeiseanlagen und
   - Ein- und Ausspeisepunkte an Speichern

ermittelt der Ein- bzw. Ausspeisenetzbetreiber täglich die Allokationswerte. Der Aus- bzw. Einspeisenetzbetreiber ordnet diese Stundenlastgänge dem jeweiligen Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkonto zu und teilt diese unverzüglich, spätestens bis 12:00 Uhr dem Marktgebietsverantwortlichen mit. Für die virtuellen Ein- und Ausspeisepunkte (VHP) ermittelt der Marktgebietsverantwortliche täglich die Allokationswerte und ordnet diese Stundenlastgänge dem jeweiligen Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkonto zu.

4. Für RLM-Ausspeisepunkte erfolgt bis Tag M+12 Werktage eine Korrektur des nach Ziffer 1 ermittelten Lastgangs mit dem Abrechnungsbrennwert gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 685. Sofern eine Korrektur der K-Zahl nach diesem DVGW-Arbeitsblatt notwendig ist, wird diese ebenfalls berücksichtigt. Der Ausspeisenetzbetreiber übermittelt für alle RLM-Zeitreihen die komplette Monatszeitreihe umgewertet mit dem Bilanzierungsbrennwert und die komplette Monatszeitreihe umgewertet mit dem Abrechnungsbrennwert in dem jeweils geltenden ALOCAT-Format bis Tag M+12 Werktage an den Marktgebietsverantwortlichen.

5. Der Ausspeisenetzbetreiber ermittelt am Tag D-1 für die SLP-Entnahmestellen die zu allokierenden Mengen für den Liefertag D (beim synthetischen SLP-Verfahren auf Basis der Prognosetemperatur, beim analytischen SLP-Verfahren kann dies auf Basis der Ist-Temperatur der Tageswerte D-2 vorgenommen werden) und übermittelt diese am Tag D-1 bis 12:00 Uhr an den Marktgebietsverantwortlichen.

   Der Markgebietsverantwortliche kann anbieten, dass der Ausspeisenetzbetreiber über den Tag D hinaus zusätzlich für D+1 und D+2 auf der Basis einer mehrtägigen Temperaturprognose prognostizierte Allokationswerte bilden und an den Marktgebietsverantwortlichen versenden kann. Diese zusätzlich prognostizierten Allokationswerte können nur im Rahmen einer möglichen Ersatzwertallokation durch den Marktgebietsverantwortlichen vorrangig Anwendung finden. Die Ermittlung und Versendung zusätzlich prognostizierter Allokationswerte entbindet den Ausspeisenetzbetreiber nicht von der Pflicht zur täglichen Ermittlung und Versendung der Allokationsdaten entsprechend Absatz 1 Satz 1.

   Die Übermittlung erfolgt jeweils aggregiert für die beim Ausspeisenetzbetreiber aktiven Bilanzkreise/Sub-Bilanzkonten. Es erfolgt für SLP-Entnahmestellen keine Ersatzwertbildung oder Brennwertkorrektur gemäß G 685. Eine Ersatzwertbildung ist nur im Rahmen eines Allokationsclearingverfahrens gemäß § 47 möglich.

   Wenn der Wert vom Ausspeisenetzbetreiber um 12:00 Uhr am Tag D-1 nicht beim Marktgebietsverantwortlichen vorliegt, dann wird stattdessen, sofern nicht bereits mehrtägige prognostizierte Allokationswerte nach Absatz 2 vom Ausspeisenetzbetreiber geliefert wurden, vom Marktgebietsverantwortlichen ein Ersatzwert gebildet. Im Rahmen der Ersatzwertbildung ist der Vortageswert durch die Anzahl der Stundenwerte des jeweiligen Vortages zu dividieren und mit der Anzahl an Stundenwerten des relevanten Gastages,

für den der Ersatzwert gebildet werden soll, zu multiplizieren. Der Marktgebietsverantwortliche übersendet den gebildeten Ersatzwert am Tag D-1 an den Ausspeisenetzbetreiber bis 15:00 Uhr.

Ausspeisenetzbetreiber können in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur Korrekturfaktoren zur Reduzierung der bei den Standardlastprofilen verursachten Netzkontoabweichungen verwenden, insbesondere aufgrund der zeitversetzten Allokation beim analytischen Verfahren.

In begründeten Ausnahmefällen kann der Marktgebietsverantwortliche nach Tenorziffer 1 lit. b) cc) ccc) GaBi Gas unter Mitwirkung der Verteilernetzbetreiber und in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde zusätzliche Maßnahmen zur Anpassung der SLP-Allokationen ergreifen, um den Einsatz von Regelenergie möglichst zu reduzieren. In einem solchen Fall ermittelt der Marktgebietsverantwortliche über einen vergangenen Betrachtungszeitraum nach Eintritt des Ausnahmefalls die prozentualen Abweichungen zwischen SLP-Allokationen und Restlast je Tag. Über ein statistisches Verfahren werden durch den Marktgebietsverantwortlichen daraus für Verteilernetze mit signifikanten Regelenergiereduktionspotentialen Anpassungsfaktoren für die SLP-Allokationen abgeleitet. Hierbei ist es zulässig, Netzkonten aufgrund ihrer Charakteristika (z. B. geringer SLP-Anteil oder unplausibel hohe Abweichung) von der Anpassung auszunehmen. Diese Systematik findet rollierend auf jeweils zeitlich verschobene Betrachtungszeiträume analog Anwendung. Die SLP-Allokationen werden mit den ermittelten Faktoren multipliziert und als Ersatzwerte in die Systeme des Markgebietsverantwortlichen geschrieben. Die angepassten Werte werden anstelle der von den Ausspeisenetzbetreibern ursprünglich gesendeten Werte vom Markgebietsverantwortlichen bis D-1 13:00 Uhr an die Bilanzkreisverantwortlichen versendet und bis D-1 15:00 Uhr als Ersatzwerte an die Ausspeisenetzbetreiber zurückgesendet. Sofern der Marktgebietsverantwortliche entsprechende Maßnahmen vornimmt, informiert er den zuständigen Netzbetreiber und dieser entsprechend den Transportkunden. Der Netzbetreiber hat etwaige Maßnahmen des Marktgebietsverantwortlichen nicht zu vertreten. Nach Beendigung des begründeten Ausnahmefalls, welcher einen Eingriff des Marktgebietsverantwortlichen in die SLP-Allokationen umfasste, evaluiert der Marktgebietsverantwortliche die hierfür ergriffenen Maßnahmen, insbesondere im Hinblick auf deren Auswirkungen auf den Regelenergieeinsatz, und veröffentlicht das Ergebnis.

6. Der gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortliche Netzbetreiber meldet täglich bis 17:00 Uhr dem Marktgebietsverantwortlichen und dem vor- bzw. nachgelagerten Netzbetreiber die aggregierten Stundenlastgänge der Netzkopplungspunkte, die dem vorgelagerten Netz und einem Netzkonto zugeordnet sind, als Geschäftsnachricht in dem jeweils gültigen ALOCAT-Format. Netzbetreiber mit mehreren vorgelagerten Netzbetreibern an einem Netzkopplungspunkt teilen grundsätzlich ihre

Messwerte an diesem Netzkopplungspunkt im Verhältnis der bei den jeweils vorgelagerten Netzbetreibern abgegebenen internen Bestellungen oder nach einem zwischen den Netzbetreibern vereinbarten Verfahren auf.

Der vor- und nachgelagerte Netzbetreiber teilen sich gegenseitig mit, ob an ihren Netzkopplungspunkten zu vorgelagerten Netzen eine Aufteilung der Mengen auf vorgelagerte Netzbetreiber erfolgen muss. Ist dies der Fall, erfolgt die Meldung durch den gemäß Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortlichen Netzbetreiber bis spätestens 15:00 Uhr an den Marktgebietsverantwortlichen und den vor- bzw. nachgelagerten Netzbetreiber.

Beide Netzbetreiber sind berechtigt, die täglichen Netzkopplungspunkt-Zeitreihen an den Marktgebietsverantwortlichen zu übersenden, und sind verpflichtet, diese dem jeweils angrenzenden Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Der Marktgebietsverantwortliche übernimmt die übersandte aggregierte Netzkopplungs-Zeitreihen separat in das betroffene Netzkonto. Liegen aggregierte Netzkopplungspunkt-Zeitreihen von beiden angrenzenden Netzbetreibern vor, gelten die von dem gemäß Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortlichen Netzbetreiber allokierten Daten als Grundlage für den Netzkontostand.

Die täglichen, mit vorläufigem Einspeisebrennwert ermittelten Netzkopplungspunktmeldungen werden durch die abgestimmten, mit endgültigem Einspeisebrennwert ermittelten Netzkopplungspunktmeldungen gemäß Ziffer 8 ersetzt.

Sofern eine Meldung durch den nach § 30 Ziffer 1 verantwortlichen Netzbetreiber nicht erfolgt, informiert der Marktgebietsverantwortliche unverzüglich sowohl den vor- als auch den nachgelagerten Netzbetreiber über die nichterfolgte Meldung.

Der Einspeisenetzbetreiber meldet dem Marktgebietsverantwortlichen monatlich bis spätestens M+12 Werktage die Einspeisungen aufgrund von Zumischung von Flüssiggas gemäß Tenorziffer 2 lit. d) ZuBio bei Biogaseinspeisungen. Diese Daten sind als Stundenlastgänge zu übermitteln.

7. Der gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortliche Netzbetreiber stimmt monatlich bis zum M+20. Werktag die in sein Netz je Netzkopplungspunkt eingespeisten gemessenen und mit endgültigen Brennwerten umgewerteten Lastgänge mit dem anderen Netzbetreiber ab. Netzbetreiber mit mehreren vorgelagerten Netzbetreibern an einem Netzkopplungspunkt teilen grundsätzlich ihre Mengen an diesem Netzkopplungspunkt im Verhältnis der bei den jeweils vorgelagerten Netzbetreibern abgegebenen internen Bestellungen oder nach einem zwischen den Netzbetreibern vereinbarten Verfahren auf.

8. Der gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortliche Netzbetreiber teilt dem Marktgebietsverantwortlichen und dem vor- bzw. nachgelagerten Netzbetreiber die abgestimmten Daten nach Ziffer 7 bis spätestens zum M+21. Werktag

aggregiert für alle Netzkopplungspunkte je Netzkonto mit. Innerhalb dieses Zeitraumes sind beide Netzbetreiber berechtigt, die korrigierten aggregierten Netzkopplungspunkt-Zeitreihen an den Marktgebietsverantwortlichen zu übersenden, und verpflichtet, diese dem jeweils angrenzenden Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Der Marktgebietsverantwortliche übernimmt die übersandte aggregierte Netzkopplungs-Zeitreihen separat in das betroffene Netzkonto. Liegen korrigierte aggregierte Netzkopplungspunkt-Zeitreihen von beiden angrenzenden Netzbetreibern vor, gelten die von dem gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortlichen Netzbetreiber allokierten Daten als Grundlage für den Netzkontostand. Der Marktgebietsverantwortliche nutzt diese Meldung gleichzeitig als Ein- bzw. Ausspeisemeldung aus dem Netzkonto des anderen Netzbetreibers.

9. Der Marktgebietsverantwortliche informiert bis zum M+23. Werktag beide Netzbetreiber über fehlende Datenlieferungen gemäß Ziffer 8 des gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortlichen Netzbetreibers. Beide Netzbetreiber sind berechtigt, bis vor M+24 Werktage eine Ausspeisemeldung für ihr jeweiliges Netzkonto an ihrem Netzkopplungspunkt zu tätigen. Sofern der vorgelagerte Netzbetreiber nicht der gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortliche Netzbetreiber ist, ist der nachgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, diese Daten dem vorgelagerten Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Der Marktgebietsverantwortliche nutzt diese Meldung gleichzeitig als Einspeisemeldung in das Netzkonto des nachgelagerten Netzbetreibers.

   Sofern der gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortliche Netzbetreiber der vorgelagerte Netzbetreiber ist, ist der nachgelagerte Netzbetreiber berechtigt, bis vor M+24 Werktage eine Einspeisemeldung für sein Netzkonto an seinen Netzkopplungspunkten zu dem vorgelagerten Netzbetreiber selbst zu tätigen. In diesem Fall ist der vorgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, diese Daten dem nachgelagerten Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Der Marktgebietsverantwortliche nutzt diese Meldung gleichzeitig als Ausspeisemeldung in das Netzkonto des vorgelagerten Netzbetreibers.

10. Ausspeisepunkte für den Eigenverbrauch der Netzbetreiber müssen gemäß § 46 allokiert werden.

§ 47 Allokationsclearing

1. Der Allokationsclearingprozess kann für SLP-, RLM-, Entry Biogas-, Entry Wasserstoff- sowie Entryso- und Exitso-Zeitreihen sowie ExitSP-Zeitreihen (ab dem Zeitpunkt der Anwendbarkeit) durchgeführt werden. Dazu muss ein Allokationsclearingfall vorliegen. Dieser liegt vor, wenn nach dem Versand der finalen Allokationen – bei SLP-Zeitreihen ist

dies der Tag D-1, 12:00 Uhr und bei RLM-Zeitreihen sowie Entry Biogas-, Entry Wasserstoff- und Entryso- und Exitso-Zeitreihen M+14 Werktage – die in § 13 Anlage 4 aufgeführten Grenzwerte für ein Allokationsclearing überschritten werden. Ein Allokationsclearing kann immer ohne Prüfung auf Grenzwerte erfolgen, wenn der Marktgebietsverantwortliche aufgrund von Verarbeitungsproblemen, die in seinem Verantwortungsbereich liegen, die Allokationsdaten nicht verarbeiten konnte. Dies gilt ebenfalls ohne Prüfung auf Grenzwerte für den Fall, wenn untermonatlich durch den Netzbetreiber eine fehlerhafte SLP-Nullallokation oder eine SLP-Ersatzwertallokation vom Marktgebietsverantwortlichen erfolgt ist.

2. Sofern der Netzbetreiber den Allokationsclearingprozess anstößt, teilt der Netzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich den Clearingfall mit, damit dieser wiederum den Clearingfall unverzüglich prüft und die Bilanzkreisverantwortlichen-Clearingnummer vom Marktgebietsverantwortlichen anfordert. Die Bilanzkreisverantwortlichen-Clearingnummer erhält nur der Bilanzkreisverantwortliche vom Marktgebietsverantwortlichen. Der Marktgebietsverantwortliche übersendet die Details des Clearingvorgangs – bis auf die Clearingnummer – wie Bilanzkreis/Sub-Bilanzkontonummer, Datum, Zeitreihentyp und Menge unverzüglich an den Netzbetreiber. Erst nach erfolgter Abstimmung zwischen dem Netzbetreiber und de(n)m Bilanzkreisverantwortlichen bzw. Transportkunden und der notwendigen Zustimmungen der vom Allokationsclearing betroffenen Marktpartner leitet der Bilanzkreisverantwortliche die Bilanzkreisverantwortlichen-Clearingnummer unverzüglich an den Netzbetreiber weiter. Der Netzbetreiber übermittelt unverzüglich nach Erhalt der Bilanzkreisverantwortlichen-Clearingnummer vom Bilanzkreisverantwortlichen dem Marktgebietsverantwortlichen die CLEARING-ALOCAT-Nachrichten, in der die Bilanzkreisverantwortlichen-Clearingnummer enthalten ist. Bei einem RLM-Allokationsclearing übermittelt der Netzbetreiber dem Marktgebietsverantwortlichen die CLEARING-ALOCAT-Nachrichten mit der mitgeteilten Bilanzkreisverantwortlichen-Clearingnummer sowohl für die geclearte mit Bilanzierungsbrennwert umgewertete RLM-Zeitreihe als auch für die geclearte mit Abrechnungsbrennwert umgewertete RLM-Zeitreihe. Nur wenn beide ALOCAT-Nachrichten vorliegen, verarbeitet der Marktgebietsverantwortliche die ALOCAT-Nachrichten. Ein RLM-Clearing, für das nur eine der beiden Nachrichten (Bilanzierungs- und Abrechnungsbrennwert) beim Marktgebietsverantwortlichen vorliegt, wird nicht durchgeführt. Sofern der Bilanzkreis/das Sub-Bilanzkonto zuvor noch nicht deklariert wurde, erfolgt dies spätestens 2 Werktage vor dem Versand der Clearingallokation.

3. Der Netzbetreiber kann für ein Clearing von RLM-Zeitreihen beim Marktgebietsverantwortlichen eine Netzbetreiber-Clearingnummer für ein RLM-Allokationsclearing anfordern. In diesem Fall übersendet der Marktgebietsverantwortliche an den Bilanzkreisverantwortlichen die Netzkonto- und Bilanzkreisnummer, Zeitraum und Zeitreihentyp. Der Netzbetreiber übermittelt dem Marktgebietsverantwortlichen die CLEARING-ALOCAT-

Nachrichten mit der Netzbetreiber-Clearingnummer sowohl für die geclearte mit Bilanzierungsbrennwert umgewertete RLM-Zeitreihe als auch für die geclearte mit Abrechnungsbrennwert umgewertete RLM-Zeitreihe. Nur wenn beide ALOCAT-Nachrichten vorliegen, verarbeitet der Marktgebietsverantwortliche die ALOCAT-Nachrichten. Ein RLM-Clearing, für das nur eine der beiden Nachrichten (Bilanzierungs- und Abrechnungsbrennwert) beim Marktgebietsverantwortlichen vorliegt, wird nicht durchgeführt. Der Marktgebietsverantwortliche zieht für die Bilanzierung nur die CLEARING-ALOCAT-Nachricht mit Netzbetreiber-Clearingnummer heran, welche die mit Abrechnungsbrennwert umgewertete Menge enthält. Es erfolgt die Anpassung des Netzkontos um die geclearten RLM-Zeitreihen.

4. Für den Fall, dass ein Clearingvorgang ausschließlich mit einer Netzbetreiber-Clearingnummer durchgeführt wurde, verwendet der Marktgebietsverantwortliche die bereits vorliegende mit Bilanzierungsbrennwert umgewertete Menge (D+1 oder M+12 Werktage) und die mit dem Abrechnungsbrennwert umgewertete Menge aus der zuletzt gesendeten Nachricht.

   Für den Fall, dass ein Clearingvorgang mindestens mit einer Bilanzkreisverantwortlichen-Clearingnummer und mit mindestens einer Netzbetreiber-Clearingnummer durchgeführt wurde, verwendet der Marktgebietsverantwortliche, unabhängig von der zeitlichen Reihenfolge, die mit Bilanzierungsbrennwert umgewertete Menge, die zuletzt mit einer Bilanzkreisverantwortlichen-Clearingnummer geschickt wurde, und die mit Abrechnungsbrennwert umgewertete Menge aus der zuletzt gesendeten Nachricht.

   Für den Fall, dass ein Clearingvorgang mehrfach ausschließlich mit Bilanzkreisverantwortlichen-Clearingnummer durchgeführt wurde, verwendet der Marktgebietsverantwortliche die zuletzt gesendete Nachricht.

5. Sowohl der Bilanzkreisverantwortliche/Transportkunde als auch der beteiligte Netzbetreiber wird die Vorgaben für ein Allokationsclearing, insbesondere die Grenzwerte, prüfen und einhalten. Der Marktgebietsverantwortliche ist nicht verpflichtet, weitere Prüfschritte mit Hilfe der Clearingnummer durchzuführen.

6. Bei Allokationsfehlern eines Netzbetreibers erfolgt auch nach Ablauf des Zeitpunkts M+2 Monate - 10 Werktage eine nachträgliche Korrektur für RLM-Ausspeisepunkte ausschließlich im Hinblick auf die Differenzmengenabrechnung die Abrechnung der Bilanzierungsumlage und des Konvertierungsentgelts, wenn der Netzbetreiber unverzüglich nach Bekanntwerden den Marktgebietsverantwortlichen über systematische Fehler in technischen Einrichtungen zur Messung informiert. Die Bilanzkreisabrechnung bleibt im Übrigen unberührt. Der Marktgebietsverantwortliche informiert unverzüglich den Bilanzkreisverantwortlichen hierüber.

7. Voraussetzung für eine nachträgliche Korrektur nach Ziffer 6 ist die Bereitstellung einer nachvollziehbaren Dokumentation unter Beachtung der relevanten Vorgaben der Technischen Regel DVGW-Arbeitsblatt G 685 durch den Netzbetreiber gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen. Relevante Messwerte aus Zählwerk und Registriergerät müssen bei der Überprüfung der Messstelle in einem Protokoll festgehalten werden. Die Dokumentation sollte einen Prüfbericht über die Instandsetzung durch den Geräteherstellers und muss den Prüfbericht des Eichamtes oder einer staatlich anerkannten Prüfstelle für Messgeräte für Gas über die Nacheichung enthalten. Der Marktgebietsverantwortliche leitet die Dokumentation an den Bilanzkreisverantwortlichen weiter. Innerhalb von 10 Werktagen nach Übermittlung der Dokumentation übermittelt der Marktgebietsverantwortliche an den Netzbetreiber eine Netzbetreiber-Clearingnummer für den Vorgang. Anschließend übermittelt der Netzbetreiber dem Marktgebietsverantwortlichen die CLEARING-ALOCAT mit der Netzbetreiber-Clearingnummer innerhalb von 5 Werktagen. Ein RLM-Clearing, für das nur eine der beiden Nachrichten (Bilanzierungs- und Abrechnungsbrennwert) beim Marktgebietsverantwortlichen vorliegt, wird nicht durchgeführt. Der Marktgebietsverantwortliche zieht für die Bilanzierung der CLEARING-ALOCAT mit Netzbetreiber-Clearingnummer nur die mit Abrechnungsbrennwert umgewertete Menge heran. Es erfolgt die Anpassung des Netzkontos um die geclearten RLM-Zeitreihen. Der Netzbetreiber passt die Allokationen entsprechend an.

8. Für den Fall, dass der Bilanzkreisverantwortliche erst am letzten Tag der Clearingfrist das Clearing gegenüber dem Netzbetreiber angestoßen hat, kann der Netzbetreiber die Bearbeitung des Clearingfalles ablehnen, wenn ihm die Bearbeitung und Zusendung einer CLEARING-ALOCAT an den Marktgebietsverantwortlichen bis zum Ablauf der Frist M+2 Monate - 10 Werktage nicht mehr zumutbar ist. Die Bundesnetzagentur ist in regelmäßigen Abständen vom Marktgebietsverantwortlichen über durchgeführte SLP-Clearingmaßnahmen in konsolidierter Form zu unterrichten.

9. Der Clearingzeitraum für Netzkopplungspunkt- und Flüssiggas-Zeitreihen beginnt M+24 Werktage und endet M+2 Monate + 10 Werktage. Zur Durchführung dieser Clearingfälle ist keine Clearingnummer erforderlich. Die Netzbetreiber stimmen sich für ein Clearing von Netzkopplungspunkt-Zeitreihen untereinander über die finalen aggregierten Daten ab. Innerhalb des Clearingzeitraums sind beide Netzbetreiber berechtigt, die korrigierten aggregierten Netzkopplungspunkt-Zeitreihen an den Marktgebietsverantwortlichen zu übersenden, und verpflichtet, diese dem jeweils angrenzenden Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Der Marktgebietsverantwortliche übernimmt innerhalb des Clearingzeitraums übersandte aggregierte Netzkopplungspunkt-Zeitreihen separat in das betroffene Netzkonto. Liegen korrigierte aggregierte Netzkopplungspunkt-Zeitreihen von beiden angrenzenden Netzbetreibern vor, gelten die von dem gemäß § 30 Ziffer 1 für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortlichen Netzbetreiber allokierten Daten als Grund-

lage für den finalen Netzkontostand. Für ein Clearing von Flüssiggas-Zeitreihen übersendet der Netzbetreiber innerhalb der Frist spätestens bis M+2 Monate + 10 Werktage dem Marktgebietsverantwortlichen die korrigierten Flüssiggas-Allokationsdaten.

10. Bei Allokationsfehlern eines Netzbetreibers am Netzkopplungspunkt erfolgt bei systematischen Fehlern in technischen Einrichtungen zur Messung abweichend von der Frist gemäß Ziffer 9 nach Ablauf des Zeitpunkts M+2 Monate + 10 Werktage eine nachträgliche Korrektur für Netzkopplungspunkte. Hierzu informiert der Netzbetreiber („meldender Netzbetreiber“) unverzüglich nach Bekanntwerden den Marktgebietsverantwortlichen.

    Der Marktgebietsverantwortliche informiert unverzüglich den anderen Netzbetreiber hierüber.

11. Voraussetzung für eine nachträgliche Korrektur nach Ziffer 10 ist die Bereitstellung einer nachvollziehbaren Dokumentation unter Beachtung der relevanten Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 685 durch den meldenden Netzbetreiber gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen. Relevante Messwerte aus Zählwerk und Registriergerät müssen bei der Überprüfung der Messstelle in einem Protokoll festgehalten werden. Die Dokumentation soll einen Prüfbericht über die Instandsetzung durch den Gerätehersteller sowie muss den Prüfbericht des Eichamtes oder einer staatlich anerkannten Prüfstelle für Messgeräte für Gas über die Nacheichung enthalten. Der Marktgebietsverantwortliche leitet die Dokumentation an den anderen Netzbetreiber weiter. Innerhalb von 10 Werktagen nach Übermittlung der Dokumentation übermittelt der Marktgebietsverantwortliche an den meldenden Netzbetreiber die Bestätigung, dass das Clearing durchgeführt werden kann.

§ 48 Formate und Datenaustausch

1. Die Netzbetreiber vereinbaren im Rahmen der Expertengruppe EDI@Energy unter der Projektführung des BDEW ein geeignetes Verfahren zur Fortentwicklung der Datenformate und angemessene Übergangsfristen für die Einführung neuer Datenformate sowie die Änderung von Datenformaten.

2. Die im Rahmen der Expertengruppe EDI@Energy unter der Projektführung des BDEW insbesondere in den Dokumenten „Regelungen zum Übertragungsweg“ und „Allgemeine Festlegungen“ verbändeübergreifend erarbeiteten Spezifikationen gelten auch für den Datenaustausch zwischen dem Marktgebietsverantwortlichen und den Netzbetreibern. Der Marktgebietsverantwortliche und die Netzbetreiber können Änderungen vorgenannter Dokumente, insbesondere Spezifikationsanforderungen, bei EDI@Energy einbringen. Soweit die Expertengruppe EDI@Energy Änderungen insbesondere an den in Satz 1 genannten Dokumenten vornimmt, werden diese mit entsprechender Veröffentlichung auf der Plattform „BDEW MaKo“ zu dem im Dokument vorgesehenen Zeitpunkt für den Marktgebietsverantwortlichen und die Netzbetreiber verbindlich.

§ 49 SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung

1. Die SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung erfolgt zwischen Netzbetreiber und Transportkunde ausspeisepunktscharf.

2. Der Ausspeisenetzbetreiber teilt dem Marktgebietsverantwortlichen durch Ankreuzen im Stammdatenblatt das vom ihm verwendete Ableseverfahren mit.

3. Der Ausspeisenetzbetreiber teilt dem Marktgebietsverantwortlichen für jeden Monat je Netzkonto, unabhängig vom Ableseverfahren, die ermittelten Mehr-/Mindermengen in Form einer Mehr-/Mindermengenmeldung mit.

   Die Mehr-/Mindermengenmeldung enthält die aggregierten in Rechnung gestellten Mehr-/Mindermengen für SLP-Kunden, deren Mehr-/Mindermengenzeitraum im selben Anwendungsmonat endet, und erfolgt nach Ablauf des zweiten Monats nach Ende des Monats in dem der Mehr-/Mindermengenzeitraum endet (M+2 Monate), aber spätestens bis zum Ende des dritten Monats nach Ende des Monats in dem der Mehr-/Mindermengenzeitraum endet (M+3 Monate).

   Sollte in einem Monat keine Mehr-/Mindermengenrechnung zwischen Netzbetreiber und Lieferant bzw. Transportkunde durchgeführt worden sein, so übermittelt der Ausspeisenetzbetreiber eine Mehr-/Mindermengenmeldung mit dem Wert Null.

4. Der Ausspeisenetzbetreiber rechnet die Mehr-/Mindermengen entsprechend der Mehr-/Mindermengenmeldung an den Marktgebietsverantwortlichen ab.

5. Dabei wird je Mehr-/Mindermengenmeldung eine Abrechnung erstellt. Im Falle einer Mehrmenge stellt der Ausspeisenetzbetreiber eine Mehrmengenrechnung an den Marktgebietsverantwortlichen. Im Falle einer Mindermenge übermittelt der Ausspeisenetzbetreiber eine Mindermengengutschrift an den Marktgebietsverantwortlichen.

   Der Netzbetreiber übermittelt die Mehrmengenrechnung bzw. die Mindermengengutschrift spätestens am 10. Werktag nach Übermittlung der Mehr-/Mindermengenmeldung an den Marktgebietsverantwortlichen. Die Rechnung bzw. die Gutschrift wird in elektronischer Form mit dem EDIFACT-Nachrichtentyp INVOIC übermittelt. Die Zahlung des Netzbetreibers bzw. Marktgebietsverantwortlichen erfolgt innerhalb von 10 Werktagen nach Eingang der Rechnung.

   Der Netzbetreiber erstellt auch bei einer Mehr-/Mindermengenmeldung mit dem Wert Null eine Abrechnung mit dem EDIFACT-Nachrichtentyp INVOIC.

6. Für die Ermittlung des Preises der Mehr-/Mindermengenabrechnung werden die jeweils an M+10 Werktagen veröffentlichten täglichen an der relevanten Handelsplattform gebildeten mengengewichteten Gasdurchschnittspreise mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt unter Einbeziehung von Day-Ahead- und Within-Day-Produkten (täglicher Differenzmengenpreis) des vorangegangenen Monats M zugrunde gelegt. Nach diesem

Zeitpunkt werden Änderungen der täglichen Differenzmengenpreise bei der Bildung der Mehr-/Mindermengenpreise nicht mehr berücksichtigt und der veröffentlichte Mehr-/Mindermengenpreis nicht mehr angepasst.

Der von dem Marktgebietsverantwortlichen veröffentlichte Mehr-/Mindermengenpreis für den Anwendungsmonat wird gebildet, indem der Marktgebietsverantwortliche zunächst einen monatlichen Gasdurchschnittspreis als arithmetisches Mittel der täglichen Differenzmengenpreise im Marktgebiet (Monatsdurchschnittspreis) ermittelt. Anschließend werden ab dem letzten zeitlich abgelaufenen Monat immer die letzten 12 Monatsdurchschnittspreise herangezogen und arithmetisch gemittelt (Mehr-/Mindermengenpreis für den Anwendungsmonat).

Der Marktgebietsverantwortliche veröffentlicht den einheitlichen Mehr-/Mindermengenpreis bis spätestens zum 15. Werktag des dem Anwendungsmonat vorhergehenden Monats (M+15 Werktage).

Bei dem Mehr-/Mindermengenpreis handelt es sich um einen symmetrischen Preis, der für die Mehrmengen und für die Mindermengen identisch ist.

7. Die Abrechnung der Mehr- oder Mindermengen im Verhältnis Marktgebietsverantwortlicher und Ausspeisenetzbetreiber erfolgt unabhängig von der Zahlung der Mehr-/Mindermengenrechnung durch die Transportkunden an den Ausspeisenetzbetreiber.

8. Sofern durch den Ausspeisenetzbetreiber Korrekturen der Mehr-/Mindermengen gegenüber den Transportkunden erforderlich sind, die eine Korrektur der Mehr-/Mindermengen gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen notwendig machen, übermittelt der Netzbetreiber eine neue Mehr-/Mindermengenmeldung (jeweils eine für jeden betroffenen Anwendungsmonat) an den Marktgebietsverantwortlichen. Diese ersetzt die bisherigen Mehr-/Mindermengenmeldungen für diese Monate. Die ggf. bereits erfolgten Mehrmengenrechnungen bzw. Mindermengengutschriften, für die sich Änderungen ergeben haben, werden storniert, neu erstellt und die neuen Mehr-/Mindermengen werden abgerechnet.

   Korrekturen von Mehrmengenrechnungen bzw. Mindermengengutschriften gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen sind nach dem Ablauf von drei Jahren mit Ablauf des Kalenderjahres nach Zugang nur im Falle von Korrekturen von Netznutzungsabrechnungen des Netzbetreibers gegenüber dem Transportkunden mit Auswirkungen auf die Mehrmengenrechnung bzw. Mindermengengutschriften zulässig.

9. Sofern der Netzbetreiber an den Marktgebietsverantwortlichen zum Zeitpunkt M+5 Monate + 1 Werktag eine fällig werdende Mehr-/Mindermengen-Abrechnung (INVOIC)noch nicht versendet hat, wird durch den Marktgebietsverantwortlichen eine Pönale erhoben, die vom Netzbetreiber zu entrichten ist, unabhängig davon, ob es sich um eine Mehr- oder um eine Mindermenge handelt. Die INVOIC ist 3 Monate nach dem Monat, in dem

die SLP-Kundengruppe abgelesen wurde, fällig. Sollte diese fällige INVOIC dem Marktgebietsverantwortlichen auch nach weiteren 6 Monaten ab M+5 Monate + 1 Werktag (also zum Zeitpunkt M+11 Monate + 1 Werktag) nicht vorliegen, so wird eine erhöhte Pönale durch den Marktgebietsverantwortlichen erhoben. Dieser Vorgang wiederholt sich in 6-Monatsintervallen, und zwar so lange, bis die entsprechende INVOIC beim Marktgebietsverantwortlichen eingegangen ist. Eine INVOIC gilt auch dann als nicht versendet, wenn sie vom Marktgebietsverantwortlichen durch eine APERAK oder negative REMADV mit einschlägigem Ablehnungsgrund abgelehnt wurde.

Eine Erhöhung des Pönalzahlungsbetrages findet ab der zweiten Pönale nicht mehr statt. Die der zweiten Pönale folgenden Pönalzahlungsbeträge entsprechen in ihrer Höhe der zweiten Pönalzahlung. Die Höhe der Pönale ist abhängig von der Größe des Netzbetreibers gemessen an der SLP-Ausspeiseallokation und dem Zeitraum des Verzugs der Datenmeldung. Zur Berücksichtigung der Größe eines Netzbetreibers werden die Netzbetreiber anhand der vorjährlichen Ausspeiseallokation in Größengruppen eingeteilt, so dass sich die folgenden Größengruppen ergeben:

- Klein: Ausspeiseallokation < 200 Mio. kWh/Kalenderjahr
- Mittel: Ausspeiseallokation >= 200 Mio. bis < 5.000 Mio. kWh/Kalenderjahr
- Groß: Ausspeiseallokation >= 5.000 Mio. kWh/Kalenderjahr

Sollten keine Vorjahres-Ausspeisewerte vorliegen (z. B. aufgrund von Neugründungen), wird durch den Marktgebietsverantwortlichen eine Abschätzung bzw. eine Hochrechnung der jährlichen Ausspeiseallokation – auf Grundlage der bereits vorliegenden Werte – vorgenommen.

Im Falle fehlender Mehr-/Mindermengen-Abrechnungen nach Absatz 1 Satz 1 werden folgende Pönalzahlungen bei Überschreiten der in Absatz 1 Satz 1 genannten Frist seitens des Marktgebietsverantwortlichen in Rechnung gestellt: 1.000 € (kleine und mittelgroße Netzbetreiber), 2.000 € (große Netzbetreiber). Bei Überschreiten der in Absatz 1 Satz 3 genannten Fristen durch den Netzbetreiber erhebt der Marktgebietsverantwortliche folgende Pönalzahlungen: 6.000 € (kleine und mittelgroße Netzbetreiber), 12.000 € (große Netzbetreiber). Der Marktgebietsverantwortliche übermittelt die Abrechnung der Pönale für Leistungszeiträume im Sinne dieser Ziffer in Form von elektronischen Rechnungen gemäß § 14 Absatz 1 Satz 8 UStG. § 50 Ziffer 11 gilt entsprechend.

Der Marktgebietsverantwortliche erfasst die entsprechenden Erlöspositionen auf dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto und meldet die betroffenen Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur.

10. Erfolgt aufgrund einer Korrektur der Mehr-/Mindermengenabrechnung gemäß Ziffer 8 die Übermittlung einer neuen Mengenmeldung an den Marktgebietsverantwortlichen

und hat der Netzbetreiber zum Zeitpunkt M+2 Monate + 1 Werktag nach Ablauf des Monats des Eingangs dieser Mengenmeldung eine fällig werdende Mehr-/Mindermengen-Abrechnung (INVOIC)noch nicht an den Marktgebietsverantwortlichen versendet, wird durch den Marktgebietsverantwortlichen eine Pönale gemäß Ziffer 9 erhoben. Sollte diese fällige INVOIC dem Marktgebietsverantwortlichen zum Zeitpunkt M+8 Monate + 1 Werktag nach Ablauf des Monats des Eingangs der neuen Mengenmeldung nicht vorliegen, so wird eine erhöhte Pönale gemäß Ziffer 9 durch den Marktgebietsverantwortlichen erhoben.

§ 50 Netzkontensystematik und Anreizsystem

1. Der Marktgebietsverantwortliche richtet für jeden Netzbetreiber ein Netzkonto – soweit erforderlich – pro Gasqualität ein. Der Marktgebietsverantwortliche stellt auf Tagesbasis alle gemessenen Einspeisemengen in ein Netz den allokierten Ausspeisemengen zu Letztverbrauchern und gemessenen Übergaben in nachgelagerte Netze und zu Speichern aus diesem Netz gegenüber.

   Rückspeisungen werden als Ausspeisung aus dem Netz des nachgelagerten Netzbetreibers und als Einspeisung in das Netz des vorgelagerten Netzbetreibers im Netzkonto berücksichtigt.

   Sofern der Marktgebietsverantwortliche untermonatlich fristlos einen Bilanzkreis kündigt und der Netzbetreiber keinen aufnehmenden Bilanzkreis zur Verfügung gestellt bekommt, dürfen die Mengen mit Nachweis gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen aus dem Netzkonto herausgerechnet werden.

   Zur Berücksichtigung von Netzpufferfahrweisen und/oder Operational Balancing Accounts (OBA) bei der Netzkontoallokation, kann der Netzbetreiber beim Marktgebietsverantwortlichen ein zu seinem Netzkonto zugeordnetes Netzkonto-Bilanzierungsobjekt anlegen lassen.

   Die Einrichtung eines Netzkonto-Bilanzierungsobjektes kann der Netzbetreiber beim Marktgebietsverantwortlichen bis spätestens einen Monat vor der erstmaligen Allokation beantragen. Hierfür stellt der Marktgebietsverantwortliche ein Antragsformular auf seiner Internetseite oder im Portal bereit.

2. Das Netzkonto dient der Qualitätskontrolle der Allokationen des Netzbetreibers. Hierfür führt der Marktgebietsverantwortliche

   a) eine Abrechnung für Netzkontensalden,

   b) eine Veröffentlichung und

   c) eine Meldung aller Zeitreihentypen aller Netzbetreiber tagesscharf je Netzkonto an die Bundesnetzagentur

durch.

3. Der Marktgebietsverantwortliche ermittelt auf Basis der gemäß § 46 und § 47 gemeldeten Mengen für die Allokationen und die Netzkopplungspunkte den täglichen Saldo der Ein- und Ausspeisemengen des Liefertages und teilt diesen als Geschäftsnachricht in dem jeweils gültigen Format dem jeweiligen Netzbetreiber mit.

4. Der Marktgebietsverantwortliche erstellt bis M+2 Monate - 8 Werktage einen Netzkontenauszug, der die vom Netzbetreiber an den Marktgebietsverantwortlichen gemeldeten Daten bis vor M+24 Werktage enthält. Mit der Bereitstellung des Netzkontenauszugs durch den Marktgebietsverantwortlichen beginnt für den Netzbetreiber die Prüffrist von 10 Werktagen. Der Netzbetreiber kontrolliert den Netzkontenauszug und meldet eventuelle Fehler/Abweichungen bis spätestens zum 10. Werktag nach Zugang der Information an den Marktgebietsverantwortlichen. Bei Abweichungen legt der Netzbetreiber dar, an welchen Tagen die im Netzkonto gebuchten Daten nicht mit den von ihm versandten Daten oder die Berechnung des Saldos durch den Marktgebietsverantwortlichen fehlerhaft erfolgt ist. Legt der Netzbetreiber Widerspruch ein, muss unverzüglich eine Klärung mit dem Marktgebietsverantwortlichen stattfinden. Meldet sich der Netzbetreiber nicht bis spätestens zum 10. Werktag nach Zugang des Netzkontenauszugs nach Satz 4, gilt der Netzkontenauszug als angenommen. Der Netzkontenauszug wird von dem Marktgebietsverantwortlichen per Download sowie als Abonnement zur Übermittlung an den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Dieser besteht aus einem Daten- und einem Analyseteil. Nach Ablauf der Clearingfrist M+2 Monate + 10 Werktage aktualisiert der Marktgebietsverantwortliche den Netzkontenauszug unter Berücksichtigung der evtl. korrigierten Zeitreihen und stellt diesen bis M+2 Monate + 15 Werktage an die Netzbetreiber bereit. Der Marktgebietsverantwortliche informiert den Netzbetreiber in Textform, sobald der Netzkontenauszug verfügbar ist (an M+2 Monate - 8 Werktage und an M+2 Monate + 15 Werktage).

   Der Marktgebietsverantwortliche stellt dem Netzbetreiber unverzüglich die Allokationsdatenberichte zur möglichen Plausibilisierung zur Verfügung. Dies erfolgt entweder durch Einstellen auf dem Portal des Marktgebietsverantwortlichen oder im Falle des Bestehens eines Abonnements per Übermittlung in Textform.

5. Die Abrechnung der täglichen Netzkontoabweichungen erfolgt gemäß Tenorziffer 8 lit. a) GaBi Gas neben der SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung als Anreizsystematik. Sie erfolgt auf Basis des prozentualen Verhältnisses des täglichen Netzkontosaldos 1 (Netzkontosaldo 0 gemäß Ziffer 3 unter Berücksichtigung der täglichen RLM-Differenzmenge) zur Summe der täglichen Allokationen der SLP-Ausspeisepunkte („tägliche prozentuale Netzkontoabweichung“) des jeweiligen Netzkontos unter Berücksichtigung von Ziffer 4 gemäß der folgenden Grundsätze:

a) tägliche prozentuale Netzkontoabweichung im Bereich 0 % bis 35 % (Unterallokation) werden vom Marktgebietsverantwortlichen nicht zur Abrechnung herangezogen,

b) überschreitet die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung an mehr als 6 Tagen eines Monats den Schwellenwert von 35 % (Unterallokation), werden abweichend von lit. a) alle täglichen Netzkontosalden 1 mit täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen größer 35 % des Monats (M) vom Marktgebietsverantwortlichen gegenüber dem Netzbetreiber abgerechnet,

c) tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von kleiner 0 % bis einschließlich -3 % (Überallokation) werden vom Marktgebietsverantwortlichen gegenüber dem Netzbetreiber gezahlt. Bei täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen von kleiner -3 % findet keine Auszahlung statt. Der Netzbetreiber kann jeweils für ein Gaswirtschaftsjahr auf die Gutschriften für Überallokationen verzichten, indem er schriftlich gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen den Verzicht bis zum 1.10. eines Jahres erklärt. Hierzu stellt der Marktgebietsverantwortliche auf seiner Internetseite ein einheitliches Standard-Formular zur Verfügung oder eröffnet eine technische Übermittlungsmöglichkeit im Portal. Im letzteren Fall wird der Marktgebietsverantwortliche den Netzbetreiber mindestens zwei Monate im Voraus informieren.

Der Marktgebietsverantwortliche erstellt monatlich von M+2 Monate + 15 Werktage bis M+2 Monate + 25 Werktage die Abrechnung zuzüglich Umsatzsteuer. Im Rahmen der Abrechnung werden alle gemäß lit. b) bis c) abzurechnenden täglichen Netzkontosalden 1 mit dem veröffentlichten Monatsdurchschnittspreis des Anwendungsmonats nach § 49 Ziffer 6 multipliziert. Die Verrechnung der Bruttobeträge aus dem Rechnungs-/Gutschriftbetrag erfolgt, soweit keine abweichende Vereinbarung zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Netzbetreiber getroffen wurde.

6. Die Rückabwicklung der Netzkontoabrechnung gemäß Ziffer 5 ist an die Durchführung der SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung gekoppelt und unterscheidet sich in Abhängigkeit vom gewählten Ableseverfahren für SLP-Ausspeisepunkte des Netzbetreibers. Eine buchhalterische Verrechnung der Netzkontenabrechnung mit den Beträgen aus der SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung erfolgt nicht zwingend.

   a. Rückabwicklung bei stichtagsbezogener Ablesung:

      - Vom Netzbetreiber zu zahlende Beträge laut Beleg aus der Abrechnung gemäß Ziffer 5 lit. b) werden bis Ende M+3 Monate bezogen auf den Monat des Stichtages der Ablesung bei erfolgter SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung zwischen Marktgebietsverantwortlichen und Netzbetreiber für den Monat des Stichtages sowie der 11 vorangegangenen Monate vom Marktgebietsverantwortlichen an den Netzbetreiber erstattet.

- Vom Marktgebietsverantwortlichen zu zahlende Beträge laut Beleg aus der Abrechnung gemäß Ziffer 5 lit. c) werden bis Ende M+3 Monate, bezogen auf den Stichtag der Ablesung, vom Netzbetreiber dem Marktgebietsverantwortlichen erstattet, auch wenn die SLP-Mehr-/Mindermengen für den Monat des Stichtages sowie der 11 vorangegangenen Monate nicht (vollständig) vorliegen oder nicht abgerechnet wurden.

b. Rückabwicklung bei rollierender Ablesung:

- Vom Netzbetreiber zu zahlende Beträge laut Beleg aus der Abrechnung gemäß Ziffer 5 lit. b) für den Monat M werden bis zum Ende M+8 Monate bei erfolgter SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung zwischen Marktgebietsverantwortlichen und Netzbetreiber für die Monate M bis einschließlich M+5 Monate vom Marktgebietsverantwortlichen an den Netzbetreiber erstattet.

- Vom Marktgebietsverantwortlichen zu zahlende Beträge laut Beleg aus der Abrechnung gemäß Ziffer 5 lit. c) für den Monat M werden bis zum Ende von M+8 Monate vom Netzbetreiber an den Marktgebietsverantwortlichen erstattet, auch wenn die SLP-Mehr-/Mindermengen für die Monate M bis einschließlich M+5 Monate nicht (vollständig) vorliegen oder nicht abgerechnet wurden.

7. Netzkonten mit Netzkopplungspunktaufteilungen aus nachgelagerten Netzen werden bzgl. der Netzkontenabrechnung immer aggregiert betrachtet. Sollte bei Unterallokation gemäß Ziffer 5 lit. b) auch bei der aggregierten Betrachtung der positive Schwellenwert von 35 % an mehr als 6 Tagen eines Monats überschritten werden, wird von dem Marktgebietsverantwortlichen der tägliche Netzkontosaldo 1 der jeweiligen Tage abgerechnet. Für Überallokationen gemäß Ziffer 6 lit. c) bedeutet die aggregierte Betrachtung, dass nur Mengen der Tage, an denen die aggregierte tägliche Netzkontoabweichung im Bereich zwischen 0 % und -3 % liegt, zu einer Gutschrift führen. Die Überallokation wird dem Netzbetreiber für jeden dieser Tage begrenzt auf die aggregierte Menge gutgeschrieben.

8. Im Fall einer Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas können zwischen bilanziellem Umstellungstermin und dem Zeitpunkt der Änderung der Gasqualität am Netzkopplungspunkt zeitliche Unterschiede auftreten. Für den gesamten Zeitraum zwischen diesen Terminen erfolgt eine aggregierte Betrachtung der Netzkontenabweichungen der H-Gas- und L-Gas-Netzkonten. Es wird die gleiche Netzkontenabrechnungssystematik, wie bei Netzkonten eines Netzbetreibers gemäß Ziffer 6, angewendet.

9. Netzbetreiber mit einer Abweichung in ihrem Netzkonto an mindestens 10 Fehlertagen pro Monat von mehr als +/- 50 % werden auf der Internetseite des Marktgebietsverantwortlichen im öffentlich zugänglichen Bereich veröffentlicht. Diese Abweichung berechnet sich nach dem gleichen Verfahren wie in Ziffer 5 beschrieben. Die Abweichung der

Netzkonten eines Netzbetreibers mit Netzkopplungspunktaufteilungen aus nachgelagerten Netzen wird bezüglich der Veröffentlichung des Netzbetreibers auf der Internetseite des Marktgebietsverantwortlichen immer aggregiert betrachtet. Die Veröffentlichung durch den Marktgebietsverantwortlichen erfolgt rollierend, wobei jeweils die Listen der vergangenen 12 Monate historisiert zur Verfügung gestellt werden.

10. Netzbetreiber mit Netzkonten, die SLP-Allokationsmengen enthalten, sind zur Prüfung von Maßnahmen zur Verbesserung der Anwendung von Standardlastprofilen verpflichtet, wenn sich die kumulierte absolute Netzkontoabweichung über den Zeitraum von 12 Monaten bezogen auf das Kalenderjahr außerhalb des 90 % Quantils der nachstehenden Größengruppen befindet. Hierzu werden die Netzkonten anhand der kalenderjährlichen SLP-Ausspeiseallokation im Betrachtungszeitraum in folgende Größengruppen eingeteilt:

    - Klein: SLP-Ausspeiseallokation < 100 Mio. kWh/Kalenderjahr
    - Mittel: SLP-Ausspeiseallokation >= 100 Mio. bis < 250 Mio. kWh/Kalenderjahr
    - Groß: SLP-Ausspeiseallokation >= 250 Mio. kWh/Kalenderjahr

    Netzkonten von Netzbetreibern in der Marktraumumstellung werden bezüglich der Ermittlung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung aggregiert betrachtet und entsprechend der Größengruppe zugeordnet.

    Die Prüfungspflicht bezieht sich immer auf das vom Netzbetreiber angewandte synthetische oder analytische Lastprofilverfahren.

    Der Marktgebietsverantwortliche ermittelt nach Abschluss der relevanten Clearingzeiträume die Netzkonten je Größengruppe, die der Prüfungspflicht nach Satz 1 unterliegen, und fordert die betroffenen Netzbetreiber bis zum 1. April des Jahres auf, die Prüfungspflicht unter Verwendung der im BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas hinterlegten Prüfroutine zu erfüllen. Die betroffenen Netzbetreiber informieren den Marktgebietsverantwortlichen bis zum 1. Juli des gleichen Jahres über die Ergebnisse der Prüfungen. Der Marktgebietsverantwortliche verwendet die von den Netzbetreibern im Rahmen des vorstehend beschriebenen Verfahrens erhaltenen Daten ausschließlich zum Zweck der Durchführung dieses Verfahrens.

    Ergibt die Prüfung ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial (definiert im BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas), hat der Netzbetreiber die entsprechenden Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 1. Juli des Folgejahres zu implementieren. In begründeten Einzelfällen kann in Absprache mit dem Marktgebietsverantwortlichen eine längere Implementierungsfrist vereinbart werden.

    Zweifelt der Marktgebietsverantwortliche die Inhalte und/oder Ergebnisse der Prüfung an und können diese Zweifel nicht ausgeräumt werden, so stimmen sich der Netzbetreiber und der Marktgebietsverantwortliche über einen unabhängigen Sachverständigen

ab, damit dieser die Ergebnisse der Prüfung überprüft. Der Marktgebietsverantwortliche trägt die Kosten für die Beauftragung dieses unabhängigen Sachverständigen, sofern der Sachverständige die Richtigkeit der Ergebnisse der Prüfung bestätigt; ansonsten trägt der Netzbetreiber die Kosten. Für den Fall, dass der Sachverständige die Richtigkeit der Ergebnisse der Prüfung nicht bestätigt, ist der Netzbetreiber verpflichtet, unverzüglich eine erneute Prüfung durchzuführen.

Hat der Netzbetreiber ausreichend dargelegt, dass eine Verbesserung strukturell bedingt nicht möglich ist und wurde dies vom Marktgebietsverantwortlichen akzeptiert, so gilt dieses Ergebnis für die beiden folgenden Kalenderjahre, sofern sich diese strukturellen Bedingungen nicht geändert haben.

Kommt der Netzbetreiber der Pflicht zur Prüfung und Vorlage der Ergebnisse nicht oder nicht ausreichend nach oder werden Maßnahmen nach Absatz 5 nicht innerhalb der vorgesehenen oder vereinbarten Implementierungsfrist umgesetzt, erhebt der Marktgebietsverantwortliche eine Pönale, die vom betroffenen Netzbetreiber innerhalb von 10 Werktagen nach Zugang der Abrechnung des Marktgebietsverantwortlichen zu entrichten ist. Die Höhe der Pönalzahlung bemisst sich an der kalenderjährlichen SLP-Ausspeiseallokation des betroffenen Netzbetreibers im Betrachtungsjahr:

Bis <= 100 Mio. kWh:	3.000 EUR
Von >100 Mio. kWh bis <= 175 Mio. kWh:	5.000 EUR
Von >175 Mio. kWh bis <= 250 Mio. kWh:	7.500 EUR
Von >250 Mio. kWh bis <= 1.000 Mio. kWh:	10.000 EUR
Von >1.000 Mio. kWh bis <= 5.000 Mio. kWh:	15.000 EUR
Ab >5.000 Mio. kWh:	20.000 EUR

Der Marktgebietsverantwortliche erfasst die entsprechenden Erlöspositionen auf dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto, meldet die betroffenen Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur und veröffentlicht für den betroffenen Betrachtungszeitraum die Namen der pönalisierten Netzbetreiber unter Angabe des Grundes der Pönalisierung auf seiner Internetseite. Darüber hinaus erstellt und veröffentlicht der Marktgebietsverantwortliche einmal pro Jahr einen Kurzbericht über die in diesem Absatz beschriebenen Vorgänge auf seiner Internetseite.

11. Für die elektronische Übermittlung der Abrechnung nach diesem Paragraphen teilt der Netzbetreiber dem Marktgebietsverantwortlichen eine E-Mail-Adresse mit, an die der Marktgebietsverantwortliche entweder die Rechnung versendet oder den Netzbetreiber darüber informiert, dass die Rechnung im entsprechenden Portal des Marktgebietsverantwortlichen zum Download bereitsteht. Satz 1 gilt nicht für Abrechnungen, die per EDIFACT durchgeführt werden.

12. § 50 Ziffern 2 und 5 bis 11 finden auf Fernleitungsnetzbetreiber keine Anwendung.

Abschnitt 3 Sicherheitsplattform Gas

§ 51 Meldung der Marktlokations-Identifikationsnummer sowie von Lastgängen an den Marktgebietsverantwortlichen

1. Die Meldung der Daten gemäß § 1a Absatz 4 GasSV, die für die Zuordnung der Endverbraucher nach § 1a Absatz 2 Satz 2 GasSV zu den Bilanzkreisen und zu den Subbilanzkonten erforderlich sind, erfolgt durch die Netzbetreiber in Form eines Uploads eines standardisierten CSV-Templates auf der Sicherheitsplattform Gas. Die Daten sind unverzüglich zu aktualisieren, sobald sich Änderungen ergeben. Der Marktgebietsverantwortliche kann den Netzbetreibern für die Übermittlung der Informationen alternativ die Verwendung eines elektronischen Formats anbieten.

2. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, für alle auf der Sicherheitsplattform Gas hinterlegten Marktlokationen Lastgänge an den Marktgebietsverantwortlichen unter Anwendung der BDEW-Anwendungshilfe „Marktkommunikation mit der Sicherheitsplattform Gas“ in der jeweils geltenden Fassung zu übermitteln.

Teil 5 Allgemeine Schlussbestimmungen

§ 52 Veröffentlichungs- und Informationspflichten der Netzbetreiber zur Gasbeschaffenheit und Brennwert

1. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, gemäß § 23c Absatz 6 Nr. 1 EnWG im Verteilernetz an allen Ein- und Ausspeisepunkten am 10. Werktag des Monats den Abrechnungsbrennwert des Vormonats zu veröffentlichen.

   Der vorgelagerte Netzbetreiber stellt die Einspeisebrennwerte des Netzkopplungspunktes zum nachgelagerten Netzbetreiber bereit. Um die kurzfristige Veröffentlichungspflicht der Verteilernetzbetreiber zu ermöglichen, stimmen sich die vor- und nachgelagerten Netzbetreiber über den Termin der Bereitstellung der Einspeisebrennwerte ab.

2. Die Netzbetreiber stellen den Transportkunden für jeden Ausspeisepunkt monatlich bis spätestens M+10 Werktage die gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 685 geforderten Gasbeschaffenheitswerte zur Verfügung. Darüber hinaus wird für zwischen Netzbetreiber und Transportkunden einzeln abgestimmte Ausspeisepunkte der CO_2-Stoffmengenanteil, die Normdichte und, soweit verfügbar, der H_2-Stoffmengenanteil sowie Sauerstoffgehalt des Gases monatlich bis spätestens M+10 Werktage zur Verfügung gestellt.

Der Fernleitungsnetzbetreiber stellt dem nachgelagerten Netzbetreiber für die Netzkopplungspunkte die in Satz 1 und 2 genannten Daten sowie die Stoffmengenanteile der Erdgaskomponenten im Anwendungsbereich des AGA8-92DC-Verfahrens gemäß DVGW-Regelwerk monatlich bis spätestens M+5 Werktage zur Verfügung. Jede weitere Netzebene übermittelt die in Satz 1 und 2 genannten Daten sowie, sofern verfügbar, die Stoffmengenanteile der Erdgaskomponenten im Anwendungsbereich des AGA8-92DC-Verfahrens gemäß DVGW-Regelwerk monatlich innerhalb jeweils maximal 2 weiteren Werktagen unter der Prämisse, dass die Daten in jedem Fall der letzten Netzebene bis spätestens M+9 Werktage zur Verfügung stehen. Bei einer Kaskade von mehr als 3 Netzebenen oder mehr als einem vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber stimmen sich die Netzbetreiber aller betroffenen Ebenen über Anpassungen der Fristen abweichend von Satz 3 und 4 ab, so dass der Termin M+9 Werktage für die letzte Netzebene eingehalten wird.

Die vor- und nachgelagerten Netzbetreiber stimmen die Netzkopplungspunkte ab, für die die Daten erforderlich sind.

§ 53 Steuern

1. Werden von einem Vertragspartner an einen anderen Vertragspartner, der nicht Lieferer im Sinne des § 38 Absatz 3 EnergieStG ist, Gasmengen geliefert, hat der jeweils andere Vertragspartner die darauf entfallenden Entgelte zuzüglich Energiesteuer in der jeweiligen gesetzlichen Höhe zu zahlen.

   Eine solche Lieferung liegt insbesondere zum Zweck des Ausgleichs von Mehr-/Mindermengen vor.

   Erfolgt die Lieferung von Gasmengen an einen Vertragspartner, der angemeldeter Lieferer im Sinne des § 38 Absatz 3 EnergieStG ist, ist der belieferte Vertragspartner verpflichtet, das Vorliegen der Voraussetzungen des § 38 Absatz 3 EnergieStG dem liefernden Vertragspartner gegenüber durch Vorlage einer von der zuständigen Zollverwaltung ausgestellten aktuellen Anmeldebestätigung im Sinne von § 78 Absatz 4 EnergieStV, nach der der belieferte Vertragspartner als angemeldeter Lieferer zum unversteuerten Bezug von Gasmengen berechtigt ist, nachzuweisen. Der Nachweis über das Vorliegen der Voraussetzungen des § 38 Absatz 3 EnergieStG ist dem liefernden Vertragspartner spätestens 1 Woche vor der Lieferung zur Verfügung zu stellen. Wird ein geeigneter Nachweis über das Vorliegen der Voraussetzungen des § 38 Absatz 3 EnergieStG nicht innerhalb des vorgeschriebenen Zeitraums vorgelegt, hat der liefernde Vertragspartner das Recht, dem belieferten Vertragspartner die auf die Lieferung der Gasmengen entfallenden Entgelte zuzüglich Energiesteuer in der jeweiligen gesetzlichen Höhe in Rechnung zu stellen.

   Der belieferte Vertragspartner ist verpflichtet, den liefernden Vertragspartner umgehend schriftlich zu informieren, wenn der belieferte Vertragspartner nicht bzw. nicht

mehr Lieferer im Sinne des § 38 Absatz 3 EnergieStG ist. Bei Adressänderungen, Umfirmierungen, Änderungen der Rechtsform ist die Vorlage einer aktuellen Liefererbestätigung der Zollverwaltung erforderlich. Kommt der belieferte Vertragspartner dieser Hinweispflicht nicht oder nicht rechtzeitig nach, ist er verpflichtet, die daraus für den liefernden Vertragspartner entstehende Energiesteuer an diesen zu erstatten.

2. Sollten Steuern oder andere öffentlich-rechtliche Abgaben auf die Entgelte gemäß diesem Vertrag, einschließlich von Steuern oder anderen öffentlich-rechtlichen Abgaben auf Dienstleistungen, die die Grundlage für diese Entgelte bilden, eingeführt, abgeschafft oder geändert werden, nimmt der jeweilige Vertragspartner eine dementsprechende Anhebung oder Absenkung der Entgelte mit Wirkung zu dem Zeitpunkt vor, an welchem die Einführung, Abschaffung oder Änderung der Steuern oder anderen öffentlich-rechtlichen Abgaben in Kraft tritt. Dies gilt entsprechend bei der Einführung oder Abschaffung oder Änderung anderer Entgelte durch oder aufgrund nationaler oder europäischer Rechtsvorschriften, Verwaltungsakte oder anderer Anordnungen von Behörden.

3. Sämtliche Entgelte sind ohne darauf entfallende Steuern aufgeführt. Diese Steuern sind zusätzlich zu diesen Entgelten zu entrichten.

4. Die Entgelte sowie jegliche Zuschläge hierzu bilden das Entgelt im Sinne des Umsatzsteuergesetzes (UStG) und verstehen sich ohne Umsatzsteuer (USt). Zusätzlich zu diesem Entgelt ist an den jeweiligen Vertragspartner die Umsatzsteuer in der jeweiligen gesetzlichen Höhe zu entrichten, sofern nicht das Reverse-Charge-Verfahren Anwendung findet. Soweit der Leistungsempfänger die Voraussetzungen des § 3g Absatz 1 UStG erfüllt, legt er, als Nachweis für die Anwendung des Reverse-Charge-Verfahrens, die Bescheinigung für Wiederverkäufer von Erdgas (USt 1 TH) nach § 13b Absatz 2 Nr. 5 Buchstabe b und Absatz 5 UStG erstmalig spätestens 1 Woche vor der Lieferung sowie die aktuelle Bescheinigung nach Ablauf der jeweiligen Gültigkeitsfrist der vorherigen Bescheinigung wiederkehrend dem jeweils anderen Vertragspartner unaufgefordert vor. Erfolgt die Abrechnung gemäß § 14 Absatz 2 S. 2 UStG im Gutschriftsverfahren, muss die Abrechnung die Angabe „Gutschrift“ enthalten (§ 14 Absatz 4 Nr. 10 UStG).

§ 53a Abrechnungsformat (gilt bis 31. Dezember 2026)

Die Vertragspartner sind sich einig und stimmen einem Rechnungsversand in dem bisher verwendeten elektronischen Format für alle Abrechnungen zwischen den Parteien gemäß § 27 Absatz 38 Nr. 1 UStG zu. Hiervon unberührt bleibt die Möglichkeit für die Vertragspartner, nach vorheriger Abstimmung auch vor dem 1. Januar 2027 schon eine Rechnung in einem elektronischen Format gemäß § 14 Absatz 1 Satz 6 UStG zu übermitteln.

Diese Regelung gilt bis zum 31. Dezember 2026 und tritt danach automatisch außer Kraft.

§ 54 Höhere Gewalt

1. Soweit ein Vertragspartner in Folge höherer Gewalt gemäß Ziffer 2 an der Erfüllung seiner Pflichten gehindert ist, wird er von diesen Pflichten befreit. Der andere Vertragspartner wird soweit und solange von seinen Gegenleistungspflichten befreit, wie der Vertragspartner aufgrund von höherer Gewalt an der Erfüllung seiner Pflichten gehindert ist.

2. Höhere Gewalt ist ein von außen kommendes, nicht voraussehbares und auch durch Anwendung vernünftigerweise zu erwartender Sorgfalt und technisch und wirtschaftlich zumutbarer Mittel nicht abwendbares oder nicht rechtzeitig abwendbares Ereignis. Hierzu zählen insbesondere Naturkatastrophen, terroristische Angriffe, Stromausfall, Ausfall von Telekommunikationsverbindungen, Streik und Aussperrung, soweit die Aussperrung rechtmäßig ist, oder gesetzliche Bestimmungen oder Maßnahmen der Regierung oder von Gerichten oder Behörden (unabhängig von ihrer Rechtmäßigkeit).

3. Der betroffene Vertragspartner hat den anderen Vertragspartner unverzüglich zu benachrichtigen und über die Gründe der höheren Gewalt und die voraussichtliche Dauer zu informieren. Er wird sich bemühen, mit allen technisch möglichen und wirtschaftlich zumutbaren Mitteln dafür zu sorgen, dass er seine Pflichten schnellstmöglich wieder erfüllen kann.

4. Nutzt ein Vertragspartner Dienstleistungen Dritter zur Erfüllung seiner vertraglichen Verpflichtungen, so gilt ein Ereignis, das für den Dritten höhere Gewalt oder einen sonstigen Umstand i. S. d. Ziffer 2 darstellen würde, auch zugunsten dieses Vertragspartners als höhere Gewalt.

§ 55 Haftung

1. Soweit ein Vertragspartner, seine gesetzlichen Vertreter, Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen einen Schaden (Personen-, Sach- oder Vermögensschaden) bei einem Vertragspartner der nach § 2 Ziffer 2 abzuschließenden standardisierten Geschäftsbedingungen – Transportkunde, Bilanzkreisverantwortlichen, Biogas-Anschlussnehmer, Biogas-Anschlussnutzer – (im Folgenden „Beteiligter Dritter“ genannt) schuldhaft verursacht hat, stellt dieser Vertragspartner den anderen Vertragspartner von Ansprüchen des Beteiligten Dritten im Umfang dessen gesetzlicher oder vertraglicher Haftung gegenüber dem Beteiligten Dritten insoweit frei. Soweit die Vertragspartner für den Schaden eines sonstigen Dritten als Gesamtschuldner haften, bemisst sich der Ausgleichsanspruch im Innenverhältnis nach dem Grad der Verursachung des Schadens durch die Vertragspartner.

Für den Fall, dass ein Vertragspartner die jeweilige Haftungsregelung gemäß der standardisierten Geschäftsbedingungen nach § 2 Ziffer 2 mit einem Beteiligten Dritten nicht vereinbart hat, bestehen im Innenverhältnis der Vertragspartner keine über die Bestimmungen der entsprechenden Haftungsregelung der standardisierten Geschäftsbedingungen nach § 2 Ziffer 2 hinausgehenden Ausgleichsansprüche.

2. Soweit ein Beteiligter oder sonstiger Dritter gegen einen Vertragspartner einen Schadensersatzanspruch geltend macht, arbeiten die Vertragspartner kooperativ zusammen. Sie werden sich gegenseitig über alle mit der Schadensverursachung durch einen oder beide Vertragspartner zusammenhängenden Tatsachen informieren. Sobald ein Beteiligter oder sonstiger Dritter gegen einen Vertragspartner Ansprüche geltend macht, informiert er unverzüglich den anderen Vertragspartner und gibt ihm Gelegenheit zur Stellungnahme.

   Für den Fall der Verletzung dieser Informationspflicht bestehen im Innenverhältnis der Vertragspartner keine über die entsprechende Haftungsregelung des der standardisierten Geschäftsbedingungen nach § 2 Ziffer 2 hinausgehenden Ausgleichsansprüche.

3. Soweit ein Vertragspartner, seine gesetzlichen Vertreter, Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen einen Schaden (Personen-, Sach- oder Vermögensschaden) bei dem anderen Vertragspartner schuldhaft verursacht hat, gelten die folgenden Haftungsregelungen:

   a) Die Vertragspartner haften einander für Schäden aus der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit, es sei denn, der Vertragspartner selbst, dessen gesetzliche Vertreter, Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen haben weder vorsätzlich noch fahrlässig gehandelt.

   b) Im Fall der Verletzung von wesentlichen Vertragspflichten haften die Vertragspartner einander für Sach- und Vermögensschäden, es sei denn, der Vertragspartner selbst, dessen gesetzliche Vertreter, Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen haben weder vorsätzlich noch fahrlässig gehandelt; die Haftung der Vertragspartner im Fall leicht fahrlässig verursachter Sach- und Vermögensschäden ist auf den vertragstypisch, vorhersehbaren Schaden begrenzt.

      aa) Unter wesentlichen Vertragspflichten werden hier die Verpflichtungen verstanden, deren Erfüllung die ordnungsgemäße Durchführung des Vertrages überhaupt erst ermöglicht und auf deren Einhaltung der Vertragspartner regelmäßig vertraut und vertrauen darf.

      bb) Vertragstypische, vorhersehbare Schäden sind solche, die der Vertragspartner bei Vertragsschluss als mögliche Folge einer Vertragsverletzung vorausgesehen hat oder unter Berücksichtigung der Umstände, die ihm bekannt waren oder die er hätte kennen müssen, bei Anwendung verkehrsüblicher Sorgfalt hätte voraussehen müssen.

cc) Typischerweise ist bei Geschäften der fraglichen Art von einem Schaden in Höhe von EUR 2,5 Mio. bei Sachschäden und EUR 1,0 Mio. bei Vermögensschäden auszugehen.

c) Die Vertragspartner haften einander für Sach- und Vermögensschäden bei nicht wesentlichen Vertragspflichten, es sei denn, der Vertragspartner selbst, dessen gesetzliche Vertreter, Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen haben weder vorsätzlich noch grob fahrlässig gehandelt.

aa) Die Haftung der Vertragspartner selbst und für ihre gesetzlichen Vertreter, leitende Erfüllungsgehilfen und Verrichtungsgehilfen ist im Fall grob fahrlässig verursachter Sach- und Vermögensschäden auf den vertragstypisch, vorhersehbaren Schaden begrenzt.

bb) Die Haftung der Vertragspartner für sog. einfache Erfüllungsgehilfen ist im Fall grob fahrlässig verursachter Sachschäden auf EUR 1,5 Mio. und Vermögensschäden auf EUR 0,5 Mio. begrenzt.

d) §§ 16, 16a EnWG bleiben unberührt. Maßnahmen nach § 16 Absatz 2 EnWG sind insbesondere auch solche, die zur Sicherstellung der Versorgung von geschützten Kunden gemäß § 53a EnWG ergriffen werden.

e) Die Ziffer 3 lit. a) - d) gilt auch zu Gunsten der gesetzlichen Vertreter, Arbeitnehmer sowie der Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen der Vertragspartner.

f) Eine Haftung der Vertragspartner nach zwingenden Vorschriften des Haftpflichtgesetzes und anderen Rechtsvorschriften bleibt unberührt.

§ 56 Rechtsnachfolge

Die Übertragung von Rechten und Pflichten aus diesem Vertrag auf ein anderes Unternehmen bedarf nicht der Zustimmung der anderen Vertragspartner, soweit dieses Unternehmen die Netzbetreiberaufgaben gemäß § 3 Nr. 5 oder 8 EnWG bzw. Aufgaben eines Marktgebietsverantwortlichen nach § 3 Nr. 26a EnWG übernimmt. Die Unternehmen informieren den VKU und den BDEW über die Übertragung von Rechten und Pflichten aus diesem Vertrag; die geänderten Informationen werden auf der jeweiligen Internetseite des VKU und des BDEW veröffentlicht.

§ 57 Schiedsgerichtsklausel

1. Die Vertragspartner werden sich nach besten Kräften bemühen, jede Streitigkeit zwischen den Vertragspartnern im Zusammenhang mit diesem Vertrag gütlich im Verhandlungsweg beizulegen.

2. Alle Streitigkeiten und sonstige Angelegenheiten aus und im Zusammenhang mit diesem Vertrag entscheidet, soweit die Streitigkeiten nach Ansicht einer der streitbeteiligten Vertragspartner nicht im gegenseitigen Einvernehmen gemäß Ziffer 1 beizulegen sind, unter Ausschluss des ordentlichen Rechtsweges endgültig und bindend ein Schiedsgericht. Das Schiedsgericht besteht aus 3 Schiedsrichtern, von denen einer den Vorsitz führt. Der Vorsitzende muss die Befähigung zum Richteramt besitzen.

3. Das Schiedsgericht wird gebildet, indem der/die betreibende(n) Vertragspartner („Antragsteller“) einen Schiedsrichter benennt/benennen und sodann der/die andere(n) Vertragspartner („Antragsgegner“) auffordert/auffordern, einen zweiten Schiedsrichter zu benennen, und die beiden benannten Schiedsrichter dann den Vorsitzenden wählen. Hat/Haben der/die Antragsgegner den Schiedsrichter nicht innerhalb von 4 Wochen benannt, so darf der/die Antragsteller den Präsidenten des Oberlandesgerichts Düsseldorf oder den Präsidenten des für den Sitz des Antragstellers zuständigen Oberlandesgerichts bitten, den Schiedsrichter vorzuschlagen; der Vorschlag ist für die beteiligten Vertragspartner verbindlich. Haben die Schiedsrichter den Vorsitzenden nicht innerhalb von 4 Wochen gewählt, so darf jeder beteiligte Vertragspartner den Präsidenten des Oberlandesgerichts Düsseldorf oder des für den Sitz des Antragstellers zuständigen Oberlandesgerichts bitten, den Vorsitzenden vorzuschlagen; der Vorschlag ist für die beteiligten Vertragspartner verbindlich.

4. Soweit die beteiligten Vertragspartner nichts anderes vereinbart haben, erfolgt eine Erstattung der Kosten des Rechtsanwalts lediglich bis zur Höhe des Zweifachen der Kosten nach Rechtsanwaltsvergütungsgesetz (Zivilsachen im ersten Rechtszug, Anlage 1 Teil 3 Abschnitt 1 zum RVG in der jeweils gültigen Fassung). Über diese Kosten hinausgehende Kosten tragen die beteiligten Vertragspartner selbst.

5. Im Übrigen gelten die gesetzlichen Bestimmungen über das schiedsrichterliche Verfahren.

6. § 31 EnWG bleibt unberührt.

§ 58 Salvatorische Klausel

1. Sollten einzelne Bestimmungen des Vertrages oder seiner Anlagen unwirksam oder undurchführbar sein oder werden, so bleiben der Vertrag und die Anlagen im Übrigen davon unberührt.

2. Die Vertragspartner verpflichten sich, die unwirksamen oder undurchführbaren Bestimmungen in einem geeigneten Verfahren durch andere, ihrem wirtschaftlichen Erfolg möglichst gleichkommende Bestimmungen zu ersetzen. Dies gilt entsprechend bei Regelungslücken.

§ 59 Vertraulichkeit

1. Die Vertragspartner haben alle Informationen, die sie im Zusammenhang mit dieser Vereinbarung und der auf ihrer Grundlage geschlossenen Verträge erhalten haben (im Folgenden „vertrauliche Informationen“ genannt), vorbehaltlich der Bestimmungen in Ziffer 2 sowie § 25, vertraulich zu behandeln und nicht offenzulegen oder Dritten zugänglich zu machen, es sei denn, der betroffene Vertragspartner hat dies zuvor schriftlich genehmigt. Die Vertragspartner verpflichten sich, die vertraulichen Informationen ausschließlich zum Zweck der Durchführung dieser Vereinbarung zu verwenden.

2. Jeder Vertragspartner hat das Recht, vertrauliche Informationen, die er von anderen Vertragspartnern erhalten hat, ohne deren schriftliche Genehmigung offenzulegen

   a) gegenüber einem verbundenen Unternehmen, sofern dieses in gleicher Weise zur Vertraulichkeit verpflichtet ist,

   b) gegenüber seinen Vertretern, Beratern, Banken und Versicherungsgesellschaften, wenn und soweit die Offenlegung für die ordnungsgemäße Erfüllung der vertraglichen Verpflichtungen erforderlich ist und diese Personen oder Gesellschaften sich ihrerseits zuvor zur vertraulichen Behandlung der Informationen verpflichtet haben oder von Berufs wegen gesetzlich zur Verschwiegenheit verpflichtet sind oder

   c) in dem Umfang, wie diese vertraulichen Informationen

      - dem diese Informationen empfangenden Vertragspartner zu dem Zeitpunkt, zu dem er sie von dem anderen Vertragspartner erhalten hat, berechtigterweise bereits bekannt sind,

      - bereits öffentlich zugänglich sind oder der Öffentlichkeit in anderer Weise als durch Tun oder Unterlassen des empfangenden Vertragspartners zugänglich werden oder

      - von einem Vertragspartner aufgrund einer gesetzlichen Bestimmung oder einer gerichtlichen oder behördlichen Anordnung oder einer Anfrage der Regulierungsbehörde offengelegt werden müssen.

3. Die Pflicht zur Einhaltung der Vertraulichkeit endet 2 Jahre nach dem Ende des jeweiligen Vertrages.

4. § 6a EnWG bleibt unberührt.

§ 60 Wirksamwerden der Kooperationsvereinbarung

1. Dieser Vertrag wird wirksam, wenn ihn mindestens 2 Betreiber von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen unterzeichnet haben und dem VKU oder BDEW den Ver-

tragsschluss schriftlich mitgeteilt haben. Weitere Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortliche können diesem Vertrag durch schriftliche Beitrittserklärung beitreten, die an den VKU oder BDEW übersandt wird. Der Beitritt wird wirksam mit Zugang der Beitrittserklärung beim VKU oder BDEW. Für die weiteren Vertragspartner gilt dieser Vertrag ab dem jeweiligen Beitrittszeitpunkt.

2. Solange im Einzelfall ein für die Durchführung des Ein- und Ausspeisevertrages erforderlicher Netzbetreiber noch nicht beigetreten ist, sind die Verpflichtungen der betroffenen Vertragspartner nach diesem Vertrag in diesem Einzelfall ausgesetzt, bis der Beitritt dieses noch für die Abwicklung erforderlichen Netzbetreibers erfolgt ist.

3. Alle Vertragspartner werden ab dem Zeitpunkt ihres Beitritts auf der Internetseite des BDEW und des VKU mit Namen und Anschrift veröffentlicht. Die Vertragspartner informieren den VKU und den BDEW über etwaige Änderungen der veröffentlichten Informationen.

§ 61 Änderungen der Kooperationsvereinbarung

1. Die Vertragspartner werden diese Kooperationsvereinbarung ändern, sofern dies erforderlich ist, um insbesondere einschlägigen Gesetzen oder Rechtsverordnungen und/ oder rechtsverbindlichen Vorgaben nationaler oder internationaler Gerichte und Behörden, insbesondere Festlegungen und dazu ergangene Mitteilungen der Bundesnetzagentur, und/oder allgemein anerkannten Regeln der Technik zu entsprechen.

2. BDEW, VKU und GEODE prüfen und entscheiden jeweils rechtzeitig über die nach Maßgabe der Ziffer 1 erforderlichen Änderungen. Sie leiten die Änderungen den Vertragspartnern regelmäßig 3 Monate vor dem beabsichtigten Inkrafttreten der Änderungen gemäß Ziffer 3 zu. Bei Änderungen, die aufgrund rechtlicher Erfordernisse kurzfristig umgesetzt werden müssen, kann von der Frist in Satz 2 abgewichen werden.

3. BDEW, VKU und GEODE informieren die Vertragspartner über die Änderungen der Kooperationsvereinbarung in Textform; dabei genügt, wenn der genaue Wortlaut der Änderungen im Internet unter der jeweils angegebenen Adresse abgerufen werden kann. Wenn ein Vertragspartner nicht spätestens 1 Monat nach Zugang der Information über die Änderungen der Kooperationsvereinbarung gekündigt hat, gilt dies als Zustimmung zur Änderung. § 62 Ziffer 1 und 4 gilt entsprechend.

§ 62 Kündigung/Beendigung der Kooperationsvereinbarung

1. Der Vertrag ist auf unbestimmte Zeit abgeschlossen. Jeder Vertragspartner hat das Recht der Kündigung. Die Kündigungserklärung ist gegenüber dem BDEW oder VKU mit eingeschriebenem Brief abzugeben.

2. Die ordentliche Kündigung kann mit einer Frist von 6 Monaten auf das Ende eines Gaswirtschaftsjahres erfolgen, soweit § 61 nichts anderes bestimmt.

3. Das Recht auf Kündigung aus wichtigem Grund bleibt unberührt.

4. Mit dem Wirksamwerden der Kündigung erlöschen die vertraglichen Rechte und Pflichten des kündigenden Vertragspartners. Die Rechte und Pflichten aus diesem Vertrag gelten für den kündigenden Vertragspartner für die Durchführung von zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Kündigung bestehender netzübergreifender Ausspeiseverträge bis zu deren Beendigung fort.

§ 63 Anlagenverzeichnis

Anlage 1	Geschäftsbedingungen für den Ein- und Ausspeisevertrag (entry-exit-System), abzuschließen zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Transportkunde
Anlage 2	Geschäftsbedingungen für den Ein und Ausspeisevertrag (entry-exit-System), abzuschließen zwischen Verteilernetzbetreiber mit entry-exit-System und Transportkunde
Anlage 3	Lieferantenrahmenvertrag, abzuschließen zwischen Verteilernetzbetreiber mit Netzpartizipationsmodell oder Betreibern geschlossener Verteilernetze gemäß § 110 EnWG und Lieferant als Transportkunde
Anlage 4	Geschäftsbedingungen für den Bilanzkreisvertrag mit Anlage „Zusätzliche Regelungen zur Bilanzierung von Biogas im Marktgebiet“, abzuschließen zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Bilanzkreisverantwortlichem
Anlage 5	Vereinbarung über die Verbindung von Bilanzkreisen nach § 17 Ziffer 3 der Geschäftsbedingungen des Bilanzkreisvertrages, abzuschließen zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Bilanzkreisverantwortlichen
Anlage 6	*[Anwendung solange und insoweit, als dass der Gesetzgeber die Gültigkeit der Regelungen des § 33 GasNZV anordnet, vgl. Anwendungshinweis vor Deckblatt zu Anlage 6]* Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag Biogas, abzuschließen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer und/oder Anschlussnutzer
Anlage 7	Einspeisevertrag Biogas für die Verteilernetzebene, abzuschließen zwischen Verteilernetzbetreiber und Transportkunde von Biogas
Anlage 8	Messstellenbetreiberrahmenvertrag Gas, abzuschließen zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)