

Energie-Info

Kooperationsvereinbarung VI

(Änderungsfassung vom 28. Juni 2013)

Erläuterungen zu den wesentlichen Änderun-
gen für den Gasnetzzugang

Berlin, 28. Juni 2013



Wesentliche Änderungen durch die Kooperationsvereinbarung VI zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV VI)

1 Hintergrund

Ein Anpassungsbedarf an der Kooperationsvereinbarung Gas kann sich aufgrund von regulatorischen Vorgaben (Festlegungen, Beschlüssen und Mitteilungen der Bundesnetzagentur), Änderungswünschen aus dem Markt und notwendigen Klarstellungen der Verträge ergeben. Aufgrund unterschiedlicher regulatorischer und ordnungspolitischer Vorgaben waren Anpassungen an der bestehenden Kooperationsvereinbarung V notwendig. Unter anderem betrifft dies die Umsetzung der folgenden Festlegungen bzw. Beschlüsse der Bundesnetzagentur (BNetzA):

- Mitteilung Nr. 7 der BNetzA in dem Verwaltungsverfahren zur Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (GABi Gas) – Heranziehung des Preisindexes „APX ZTP Day-Ahead Index“ vom 9. November 2012 sowie
- Beschluss der BNetzA zur Änderung der Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor „KARLA Gas“ vom 31. Oktober 2012.

Zudem führt die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom Dezember 2012 mit Aufnahme des § 19a EnWG zur Umstellung der Gasqualität von L- auf H-Gas zur Aufnahme entsprechender Regelungen zur Marktraumumstellung sowie einem Leitfaden „Marktraumumstellung“, der auch eine Darstellung zu prozessualen Grundsätzen des Ablaufs von Umstellungen beinhaltet.

Die Verbände BDEW, VKU und GEODE entwickeln seit 2006 gemeinsam die Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber zum Netzzugang Gas, in der die Einzelheiten ihrer Zusammenarbeit für einen transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäfts-tauglichen Netzzugang geregelt sind, und erfüllen damit die gesetzlichen Verpflichtungen des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 20 Abs. 1 b EnWG) und der Gasnetzzugangsverordnung (§ 8 Abs. 6 GasNZV).

Bereits im Herbst 2012 haben die Verbände erneut mit der Überarbeitung der Kooperationsvereinbarung begonnen. Im Rahmen der Überarbeitung wurden zu verschiedenen Schwerpunktthemen frühzeitig Gespräche mit der BNetzA geführt. Dadurch konnte bereits im Erarbeitungsprozess der Kooperationsvereinbarung ein gemeinsames Verständnis mit der BNetzA zu offenen Fragen erreicht und entsprechende Regelungen im Vertragstext bzw. in den Leitfäden aufgenommen werden.

Zusätzlich haben die Verbände in regelmäßigen Abständen Netznutzerforen mit interessierten Verbänden der Netznutzerseite und unter Teilnahme von Vertretern der Bundesnetzagentur durchgeführt. In den Netznutzerforen konnten Netznutzer ihre Anregungen zur Anpassung der Kooperationsvereinbarung einbringen. Die aktuellen Arbeitsstände wurden dort vorgestellt und aktuelle Fragen zu Schwerpunktthemen diskutiert.

2 Struktur der Kooperationsvereinbarung VI

Die inzwischen bewährte Struktur, bestehend aus dem Hauptteil, den Standardverträgen als Anlagen, sowie den ausdrücklich benannten Leitfäden wird auch in der KoV VI beibehalten.

Neu aufgenommen wurde der Leitfaden Marktraumumstellung.

3 Wirksamwerden der Kooperationsvereinbarung VI zum 1. Oktober 2013

Die Wirksamkeit von Änderungen der Kooperationsvereinbarung richtet sich jeweils nach den Vorschriften der geltenden Kooperationsvereinbarung. Diese sieht vor, dass BDEW, VKU und GEODE die Notwendigkeit von Änderungen prüfen und über diese Änderungen entscheiden. Die Änderungsfassung ist nach § 59 der derzeit geltenden Kooperationsvereinbarung V den Vertragspartnern regelmäßig drei Monate vor dem beabsichtigten Inkrafttreten der Änderung zuzuleiten. Wenn ein Vertragspartner nicht spätestens 1 Monat nach Zugang der Information über die Änderungen der Kooperationsvereinbarung gekündigt hat, gilt dies als Zustimmung zur Änderung.

Netzbetreiber müssen also der Kooperationsvereinbarung nicht erneut beitreten oder neu unterschreiben, damit die Änderungen auch gegenüber ihnen wirksam werden.

Die Verbände BDEW, VKU und GEODE weisen darauf hin, dass einige Änderungen der Kooperationsvereinbarung den Prozess der internen Bestellung betreffen und damit bereits zum 15. Juli 2013, dem Bestelltermin, zu berücksichtigen sind. Eine entsprechende Information wurde den Vertragspartnern der Kooperationsvereinbarung vorab, Mitte Juni 2013, durch die Verbände übermittelt. Auch das Berechnungstool zur Ermittlung der Bestellkapazität im Rahmen der internen Bestellung wurde an die neuen Gegebenheiten angepasst und ist auf den Internetseiten der Verbände verfügbar.

4 Vorgehen bei der Anpassung der Verträge gegenüber Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen

Die Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung sind verpflichtet, die Standardverträge der Kooperationsvereinbarung Dritten gegenüber zu verwenden. Das umfasst auch eine Anpassung der in diesem Jahr geänderten Standardklauseln der Anlagen 1, 2 und 4 von bestehenden Vertragsverhältnissen.

Um eine diskriminierungsfreie und unverzügliche Anwendung der neuen Regelungen im Markt sicherzustellen, sollten die Netzbetreiber von bestehenden, vertraglich vereinbarten Anpassungsrechten Gebrauch machen.

Lieferantenrahmenvertrag

Zur Vermeidung des erheblichen Anpassungsaufwandes für eine Vielzahl von Verteilernetzbetreibern und Transportkunden sind Änderungen des Lieferantenrahmenvertrages (Anlage 3 KoV) im Zuge der Kooperationsvereinbarung VI nicht erfolgt und somit ist eine Anpassung der Standardklauseln des Lieferantenrahmenvertrages nicht erforderlich.

5 Inhaltliche Schwerpunkte der Änderungen der Kooperationsvereinbarung

Im Folgenden werden Änderungen an Bestandteilen der Kooperationsvereinbarung dargestellt, die von besonderer Relevanz für die Vertragspartner sind.

5.1 Hauptteil der Kooperationsvereinbarung

Im Hauptteil wurden insbesondere zu folgenden Themen relevante Anpassungen vorgenommen.

5.1.1 Neue Regelungen zur Marktraumumstellung §§ 8 - 10 und Leitfaden

§19a EnWG bestimmt, dass der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes auf Grund eines vom marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber oder Marktgebietsverantwortlichen veranlassten und netztechnisch erforderlichen Umstellungsprozesses dauerhaft von L- auf H-Gas die notwendigen technischen Anpassungen der Netzanschlüsse, der Kundenanlagen und Verbrauchsgeräte auf eigene Kosten vorzunehmen hat. Diese Kosten werden auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets umgelegt, in dem das Gasversorgungsnetz liegt.

In den §§ 8 bis 10 der Kooperationsvereinbarung VI werden Vorgaben zur transparenten Abwicklung der Marktraumumstellung (Entwicklung eines Marktraumumstellungskonzeptes und eines Marktraumumstellungsfahrplans) sowie die Grundsätze für die umlagefähigen Kosten und deren Wälzung zur Marktraumumstellung geregelt.

Der **Leitfaden „Marktraumumstellung“** beschreibt ergänzend die operativen Abläufe zwischen den Netzbetreibern und ihren Anschlussnehmern. Im Leitfaden werden die Rollen und Verantwortlichkeiten sowie die Mindestanforderungen an den Prozess zur Marktraumumstellung festgelegt.

Die Kooperationsvereinbarung VI beinhaltet nicht den Entscheidungsprozess über die Auswahl der umzustellenden Netzbereiche und des Zeitpunktes, zu dem diese Netzbereiche umgestellt werden. Diese Entscheidung wird in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur innerhalb des Prozesses des Netzentwicklungsplans Gas getroffen.

Die nach Abstimmung mit den betroffenen Netzbetreibern und dem jährlichen Konsultationsprozess des Netzentwicklungsplans gemäß § 15a EnWG jeweils festgelegten Maßnahmen sowie die zeitliche Reihenfolge der umzustellenden Netzgebiete im Rahmen des im Netzentwicklungsplan veröffentlichten Marktraumumstellungskonzeptes sind auch für die betroffenen angrenzenden Netzbetreiber verbindlich.

5.1.2 Anpassungen der internen Bestellung Abschnitt 2 §§ 11 bis 21

Einige Änderungen der Kooperationsvereinbarung betreffen den Prozess der internen Bestellung und sind damit bereits zum 15. Juli 2013, dem Bestelltermin, zu berücksichtigen.

Die zu bestellenden Kapazitäten müssen durch den Netzbetreiber, unter Beachtung der wirtschaftlichen Sorgfaltspflicht, eigenverantwortlich auf der Grundlage des auf den Internetseiten von BDEW, VKU und GEODE bereitgestellten Berechnungstools berechnet werden.

Die Systematik der Berechnung bleibt in der Kooperationsvereinbarung VI erhalten. Das Berechnungstool wurde aktualisiert und ist unter den folgenden Links abrufbar:

BDEW: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Ermittlung-der-Bestellkapazitaet-im-Rahmen-der-Internen-Bestellung

VKU: <http://www.vku.de/energie/netzzugang-netzanschluss-erdgas/kooperationsvereinbarung.html>

GEODE: <http://www.geode.de/downloads-mainmenu-30/254-berechnungstool-fuer-die-internen-bestellung.html>

Zu berücksichtigen ist insbesondere, dass die 5 %-Toleranz nach § 8 Ziff. 6 KoV V mit Inkrafttreten der KoV VI entfällt. Kapazitäten werden daher vollumfänglich bei Überschreitung abgerechnet, soweit die Überschreitung nicht aufgrund einer zwischen den Netzbetreibern/ Marktgebietsverantwortlichen abgestimmten Netzfahrweise erfolgt. Bei korrekter Anwendung des Berechnungstools kommt es jedoch auch weiterhin nicht zu einer Vertragsstrafe im Falle einer Überschreitung.

Neu aufgenommen in der Kooperationsvereinbarung VI wurde zudem die Möglichkeit für nachgelagerte Netzbetreiber, im Rahmen ihrer internen Bestellung bzw. der Ermittlung ihrer Vorhalteleistung verbindliche Kapazitätsanfragen für eine Laufzeit von mindestens vier Jahren - beginnend in dem Kalenderjahr nach dem Bestelljahr - abzugeben. Diese Kapazitäten stellen einen Zusatzbedarf zur ordnungsgemäß ermittelten internen Bestellung dar und dienen der Absicherung von größeren Bauvorhaben (z.B. Kraftwerke, größere Industriekunden).

Unterstützend zur Ausübung der Systemverantwortung der Netzbetreiber nach §§ 16, 16a EnWG wurde eine neue Regelung im Hauptteil der Kooperationsvereinbarung VI (§ 21) getroffen. Danach teilt der nachgelagerte Netzbetreiber dem vorgelagerten Netzbetreiber zusammen mit der internen Bestellung der Kapazität bzw. der Anmeldung der Vorhalteleistung folgende Daten in Form von aggregierten Werten, jeweils in kWh/h, unter Beachtung der Gleichzeitigkeit mit:

- geschätzter Anteil der geschützten Letztverbraucher 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 Abs. 2a EnWG,
- in den vertraglichen Abschaltvereinbarungen nach § 14b EnWG enthaltene Leistungswerte.

Bei einer nicht vollumfänglich bestätigten internen Bestellung können vorgelagerte Netzbetreiber mit nachgelagerten Netzbetreibern durch angepasste Regelungen der Kooperationsvereinbarung VI neben zeitlich nicht befristeten festen Kapazitäten sowie unterbrechbaren Kapazitäten auch zeitlich befristete feste Kapazitäten vereinbaren. Die Vereinbarung von zeitlich befristeten Kapazitäten ist nur in den in § 11 Kooperationsvereinbarung VI genannten Fällen zulässig. Im Falle der zeitlich befristeten festen Kapazitäten hat der vorgelagerte Netz-

betreiber dem nachgelagerten Netzbetreiber den Grund der zeitlichen Befristung sowie eine Einschätzung der zukünftigen Situation - soweit möglich - mitzuteilen.

5.1.3 Anpassungen im Abschnitt 2 Bilanzkreise §§ 48 - 51

In Bezug auf die Clearingprozesse wurde folgende Neuerung im Zuge der Überarbeitung der Kooperationsvereinbarung aufgenommen: der Netzbetreiber kann die Bearbeitung des Clearingfalles, welcher am letzten Tag der Clearingfrist erst gemeldet wurde, ablehnen, wenn ihm die Bearbeitung nicht mehr zumutbar ist.

Auch die Regelungen zur Netzkostenabrechnung (§ 51 KoV VI) wurden geringfügig angepasst. Netzbetreiber mit Marktgebietsüberlappung werden bereits seit der Kooperationsvereinbarung V aggregiert betrachtet. Neu ist, dass wenn bei der aggregierten Betrachtung der positive Schwellenwert von 10 % überschritten werden sollte, jeder Marktgebietsverantwortliche die Abweichung für sein Marktgebiet abrechnet, auch wenn diese innerhalb seines Marktgebietes den Schwellenwert nicht überschreitet. Zudem erfolgt eine Veröffentlichung dieser Netzbetreiber auf der Seite der Marktgebietsverantwortlichen künftig auf Grundlage einer marktgebietscharfen Betrachtung. Diese erfolgt nicht, wenn der jeweilige Netzbetreiber darlegen kann, dass der Schiefstand auf technischen Störungen oder Wartungsarbeiten der Übernahmestation bzw. auf einer Netzkopplungspunktmengenaufteilung der nachgelagerten Netzbetreiber beruht.

5.1.4 Neuer § 54 Übermittlung stündlicher Messdaten

Im Rahmen der Erarbeitung der Kooperationsvereinbarung VI wurde zudem die in der GeLi Gas angelegte Verpflichtung zur Übermittlung von RLM-Messdaten im Stundentakt durch den Netzbetreiber in den neuen § 54 KoV VI sowie in das Kapitel 5.3.5.1 im Leitfaden „Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas“ aufgenommen.

Nach Ansicht der BNetzA sind Netzbetreiber verpflichtet, dem Transportkunden – zumindest auf Anfrage – die im Stundentakt erfassten und ausgelesenen Lastgänge an RLM-Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern unverzüglich zu übermitteln. Grundsätzlich versendet der Netzbetreiber in solchen Fällen nicht plausibilisierte und nicht ersatzwertkorrigierte Daten. Es können durch den Netzbetreiber zusätzlich weitere Datenqualifizierungen angeboten werden. Die Preise für die RLM-Messdatenübermittlung im Stundentakt sind gemäß BNetzA als Standarddienstleistung auf den Preisblättern zu veröffentlichen. Sofern im Preisblatt nur ein Entgelt ausgewiesen ist, geht die BNetzA davon aus, dass dieses Entgelt auch für die stündliche Übermittlung der Messwerte anzusetzen ist. Der Mehraufwand für die stündliche Übermittlung könnte bei der Veröffentlichung nur eines Entgeltes daher nicht zusätzlich in Rechnung gestellt werden. Die Übermittlung der stündlich ausgelesenen Messwerte im Stundentakt ersetzt nicht die Übermittlung der nicht plausibilisierten und nicht ersatzwertkorrigierten Messwerte an D+1 an den Transportkunden.

Die BNetzA hat in diesem Zusammenhang ausdrücklich darauf hingewiesen, dass sie gegenüber Netzbetreibern, die auf Anfragen von Transportkunden nicht reagieren bzw. diese ablehnen, Missbrauchsverfahren in Betracht zieht.

5.2 Wesentliche Änderungen der Anlage 1

Wesentliche Änderungen der Anlage 1 betreffen unter anderem die Umsetzung des Beschlusses der BNetzA zur Änderung der Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor „KARLA Gas“ vom 31. Oktober 2012, in dem der Startpreis von Day-Ahead Kapazitäten von 0 aufgehoben wurde. Da es nunmehr keine unterschiedlichen Startpreise bei der Kapazitätsauktion gibt, wurden die entsprechenden Verweise gestrichen (betrifft insbesondere § 8).

Zudem wurden verschiedene Uhrzeiten auf Wunsch der BNetzA auf 18:30 Uhr vereinheitlicht; dies betrifft die Frist zur:

- Einbringung von Day-Ahead-Kapazitäten, Verlängerung der Frist von 18:00 Uhr auf 18:30 Uhr (§ 6 Ziff. 4) sowie
- die Day-Ahead-Vermarktung zurückgegebener Kapazitäten, Verkürzung von 20:00 Uhr auf 18:30 Uhr (§ 16 Ziff. 8).

Darüber hinaus wurden die zu erhebenden Entgelte für die anstehende Marktraumumstellung in den entsprechenden Paragraphen berücksichtigt, dies betrifft § 25 Ziff. 1 und 2 zu den Entgelten.

- **§ 12 Ziff. 13 und 15 Konkretisierung zu gebündelter Nominierung**

Nachdem die BNetzA von der sofortigen Umsetzung der gebündelten Nominierung aufgrund der erheblichen Komplexität des Prozesses abgesehen hatte, erfolgt mit der KoV VI nunmehr die detaillierte Ausgestaltung der Regelung. Insbesondere die Abwicklung der Nominierung und die entsprechende Meldung zu den Kapazitätsprodukten an gebündelten Buchungspunkten wurden weiter ausgestaltet.

- **§ 13 Ziff. 6 und 7 Neue Regelung zur Verkürzung der Implementierungsfrist der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)**

Die Implementierungsfrist für die der Nominierungspflicht unterworfenen Ein- und Ausspeisepunkte wird mit der Kooperationsvereinbarung VI verkürzt. Ist für den angefragten Buchungspunkt die Einrichtung der Kommunikationsprozesse bei dem jeweiligen FNB bereits erfolgt und handelt es sich nicht um einen komplexen Punkt, verkürzt sich die Implementierungsfrist von maximal 10 Werktagen auf einen Werktag. Handelt es sich um einen komplexen Punkt, gilt jedoch weiterhin eine Implementierungsfrist von maximal 10 Werktagen. Komplexe Punkte sind insbesondere dadurch gekennzeichnet, dass spezielle Dienstleistungen im Rahmen des Matchingprozesses von Dritten erbracht werden, manuelle Prozesse zur Einrichtung des Matchings auf mindestens einer Seite notwendig sind, ausländische Netzbetreiber betroffen sind oder es sich auf mindestens einer Seite des Netzkopplungspunktes um eine Leitung, die im Bruchteilseigentum mehrerer Netzbetreiber steht, handelt. Die FNB kennzeichnen die komplexen Punkte transparent für die Transportkunden auf der Primärkapazitätsplattform. Für Ein- oder Ausspeisepunkte, die implementiert sind, gelten bei bereits eingerichteten Bilanzkreisnummer-, Sub-Bilanzkontonummer- bzw. Shippercode-Kombinationen keine gesonderten Implementierungsfristen.

- **§ 18 und neuer § 18a Anpassung nach Inkrafttreten der europäischen Rahmenleitlinie zum Engpassmanagement (Framework Guideline on Congestion Management Procedures)**

Aus der Rahmenleitlinie zum Engpassmanagement sind insbesondere die Regelungen zum Entzug von langfristiger unzureichend genutzten Kapazitäten an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten bereits zum 1. Oktober 2013 anzuwenden. Dementsprechend wurde Text aus der Richtlinie in den neuen § 18a übernommen, der für Marktgebiets- und Übergangspunkte gilt. Für alle anderen Punkte gilt für den Entzug von langfristig nicht genutzten Kapazitäten weiterhin § 18.

- **§ 29 Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten**

Zur Gewährung der Versorgungssicherheit wurde der § 29 um eine Regelung zur Unterbrechung durch den FNB im Falle des § 16 Abs. 1 EnWG ergänzt. Somit hat der FNB das Recht, unterbrechbare Kapazitäten zu unterbrechen, wenn er im Rahmen seiner Verpflichtung zur Zusammenarbeit mit angrenzenden FNB in seinem Marktgebiet zur Unterbrechung aufgefordert wird, um die Beeinträchtigung gebuchter fester Kapazitäten im Netz des anderen FNB zu verhindern.

- **§ 41 Vertragsänderungsklausel**

In § 41 Ziff. 1 wurde die Kündigungsmöglichkeit des Transportkunden bei Änderung des Vertrages durch den FNB aufgrund von gesetzlichen Regelungen dahingehend erleichtert, dass dies bereits im Falle von nicht unerheblichen wirtschaftlichen Nachteilen möglich ist. Diese Nachteile sind durch den Transportkunden nachzuweisen.

In § 41 Ziff. 2 wurde das Widerspruchsrecht des Transportkunden bei einseitiger Vertragsänderung durch den FNB (z.B. zum Zwecke der Standardisierung der Verträge gemäß § 3 Abs. 3 GasNZV) durch ein Kündigungsrecht im Falle eines dadurch verursachten nicht unerheblichen wirtschaftlichen Nachteils ersetzt. Auch hier gilt eine entsprechende Nachweispflicht.

5.3 Änderungen Anlage 2

Die Änderungen der Anlage 1 wurden, soweit sie nicht ausschließlich die FNB betreffen, analog in der Anlage 2 für Verteilernetzbetreiber mit entry-exit-System übernommen.

5.4 Wesentliche Änderungen der Anlage 4

- **§ 16 Ziff. 8 und 9 Allokationsclearing**

Aufgrund der umfangreichen und zeitintensiven Prozesse beim Allokationsclearing wurde aufgenommen, dass im Falle, dass der Bilanzkreisverantwortliche erst am letzten Tag der Clearingfrist das Clearing gegenüber dem Netzbetreiber angestoßen hat, der Netzbetreiber die Bearbeitung des Clearingfalles ablehnen kann, wenn ihm die Bearbeitung und Zusendung einer CLEARING-ALOCAT an den Marktgebietsverantwortlichen bis zum Ablauf der Frist M+2 Monate minus 10 Werktagen nicht mehr zumutbar ist.

Zudem erfolgt in § 16 Ziff. 8 eine Klarstellung bzgl. der verschiedenen Aufgaben bei der Übersendung der Clearingdetails und zur Unterscheidung von Tagesclearing/Tagesclearing

ringnummer und dem Clearing eines ganzen Liefermonats in Form einer Monatsclearingnummer.

Der Bilanzkreisverantwortliche wird verpflichtet, die Allokationen nach der Zusendung durch den Marktgebietsverantwortlichen ab D-1 13:00 Uhr unverzüglich zu prüfen. Erfolgt innerhalb des vorgenannten Zeitraums (M+2 Monate-10 WT) keine Beanstandung der Allokationswerte durch den Bilanzkreisverantwortlichen, so gelten die Allokationswerte als einvernehmliche Grundlage für die spätere Abrechnung durch den Marktgebietsverantwortlichen.

In Ziff. 9 wird geregelt, dass der Marktgebietsverantwortliche dem Bilanzkreisverantwortlichen an M+15 Werktagen ohne Gewähr den vorläufigen Rechnungsbetrag im Portal mitteilt. Dies soll frühzeitig auf mögliche Abweichungen und entsprechend anzustoßende notwendige Clearingprozesse hinweisen.

- **§ 26 Ziff. 1 Festlegung zum Referenzpreis**

Zur Ermittlung der Ausgleichsenergieentgelte sind Referenzpreise zugrunde zu legen. Aufgrund von nachträglichen Änderungen dieser Preise wurde eine Regelung aufgenommen, die festschreibt, dass bis zum Zeitpunkt M+10 Werktagen alle Änderungen berücksichtigt werden. Nach diesem Zeitpunkt werden Änderungen der Referenzpreise bei der Bildung von Ausgleichsenergieentgelten und Strukturierungsbeiträgen nicht mehr berücksichtigt. Im Falle von Änderungen zwischen dem an M+10 Werktagen veröffentlichten Ausgleichsenergieentgelt und dem hypothetischen Ausgleichsenergieentgelt unter Zugrundelegung des geänderten Referenzpreises wird dem Bilanzkreisverantwortlichen die Differenz zwischen der tatsächlichen Bilanzkreisabrechnung und der Bilanzkreisabrechnung bei Zugrundelegung des geänderten Ausgleichsenergieentgeltes gutgeschrieben oder in Rechnung gestellt, wenn die Abweichung für den Bilanzkreisverantwortlichen eine unzumutbare Härte darstellt. Eine solche wird insbesondere bei einer Abweichung von mehr als 2% angenommen.

- **§ 38 Veröffentlichung Ansprechpartner**

In § 38 Datenweitergabe und Datenverarbeitung wurde ergänzt, dass der Bilanzkreisverantwortliche dem Marktgebietsverantwortlichen seine jeweiligen Ansprechpartner zur Veröffentlichung auf dem für Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche zugänglichen Portal oder zum Versand mittels Deklarationsmitteilung aufführt. Dies ist ab dem 1. Januar 2014 verpflichtend.

- **§ 27 Regelungen zum börslichen Handel mit gasqualitätsspezifischen Produkten**

Neu aufgenommen wurde eine Regelung zum börslichen Handel von gasqualitätsspezifischen Produkten, d.h. getrennt nach Gasqualität (H-Gas oder L-Gas). Für diese Handelsgeschäfte über die Börse ist durch den Bilanzkreisverantwortlichen ein physischer Effekt nachzuweisen. Der OTC Handel ist von der Nachweispflicht des physischen Effektes weiterhin ausgenommen.

5.5 Änderungen Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas

Mit der neuen Fassung des Leitfadens Abwicklung von Standardlastprofilen Gas werden auch einige Anpassungen in der Anwendung der verschiedenen Ausprägungen der Profile wirksam.

Alle Netzbetreiber, die eine Profilvergabe ohne weitere Prüfung der Ausprägung durchgeführt haben, müssen spätestens ab dem 1. Oktober 2013 auf die 04-Ausprägung als neue Standardausprägung umgestellt haben oder bis zu diesem Zeitpunkt ggf. darlegen können, dass die bisherige Profilausprägung im konkreten Fall bessere Ergebnisse liefert. Zudem stehen ab dem 1. April 2014 neue 05-Haushalts-Profile zur Verfügung. Eine Verwendung der 03- bzw. 05-Ausprägung kann erfolgen, sofern diese Ausprägung besser auf die Netzspezifika eines Netzgebietes passt.

Soweit eine signifikante Abweichung des monatlichen Netzkontos vorliegt, haben Netzbetreiber mit dem synthetischen Standardlastprofilverfahren, die nicht die Standardlastprofile mit der 04-Ausprägung verwenden, dem Marktgebietsverantwortlichen auf Nachfrage in geeigneter Weise darzulegen, warum sie von der Verwendung des Regelprofils der 04-Ausprägung abweichen. Die Marktgebietsverantwortlichen werden jeweils auf ihrer Internetseite Vorgaben für eine standardisierte Nachweismöglichkeit veröffentlichen.

5.6 Änderungen Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas

Im Rahmen der Erstellung der Kooperationsvereinbarung VI wurde auch der Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas überarbeitet. Folgende wesentliche Änderungen wurden vorgenommen.

Kapitel 2.7 Besonderheiten bei der Verbindung von Bilanzkreisen (Biogas)

Der Marktgebietsverantwortliche verwendet die am Ende des Bilanzierungszeitraums des Biogasbilanzkreises vorliegende Bilanzkreisstruktur zur Berechnung der absoluten Flexibilität über die Bilanzierungsperiode und für die Abrechnung des Biogasbilanzkreises. Eine entsprechende Anpassung der Regelungen wurde sowohl in § 6 Ziff. 3 Anlage 2 der Anlage 4 KoV sowie im Leitfaden Bilanzierung Biogas vorgenommen.

Kapitel 2.8 Definition von Zeitreihentypen

Folgende neue Zeitreihentypen wurden eingeführt: Zeitreihentyp „Entry Wasserstoff physisch“ zur Allokation von physisch eingespeisten Mengen aus Wasserstoffproduktionsanlagen und Zeitreihentyp „KONVüber“ zur Übermittlung konvertierungsumlagepflichtiger Mengen aus Unterbilanzkreisen an Rechnungsbilanzkreise.

Folgende Zeitreihentypen sind weggefallen: „Entry VHP Biogas“, „Exit VHP Biogas“, „Entry Biogas MÜP“, „Exit Biogas MÜP“. Somit hat sich die Nummerierung der einzelnen Zeitreihen geändert.

Kapitel 3.2 Durchführung des Fallgruppenwechsels

Auf Geschäftsdatenanfrage des Transportkunden gemäß GeLi Gas teilt der Netzbetreiber die Fallgruppe eines Letztverbrauchers mit. Voraussetzung ist, dass der Transportkunde bereits einen wirksamen Lieferantenrahmenvertrag bzw. Ausspeisevertrag für den jeweiligen Aus-

speisepunkt mit dem Netzbetreiber abgeschlossen hat oder dem Netzbetreiber eine Vollmacht des Letztverbrauchers vorlegt. Die Rückmeldung des Netzbetreibers erfolgt bis spätestens 10 Werktage nach Eingang der Anfrage.

Kapitel 4.4 neu

Ein Kapitel zur Nominierung an Punkten mit Bündelung von Entry- und Exit-Kapazitäten wurde neu erstellt.

Kapitel 5.1 Balancing-Shipper-Verfahren

Das Balancing-Shipper-Verfahren wurden entsprechend der Festlegung GABi Gas gestrichen.

Kapitel 5.3.4 Allokation von Netzkopplungspunkten

Der Abstimmungsprozess vor M+21WT zwischen angrenzenden Netzbetreibern zu den Lastgängen am Netzkopplungspunkt wurde beschrieben. Es wurde klargestellt, dass die Abstimmung messschienenscharf erfolgt.

Kapitel 7 Konvertierung

Alle konvertierungsrelevanten Themen wurden in ein Kapitel des Leitfadens „Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas“ (Kapitel 7 Konvertierung und Konvertierungsumlage) zusammengeführt. Es wurde klargestellt, dass die Konvertierungsumlage auf alle physisch eingespeisten Mengen erhoben wird, es sei denn, diese werden in einen Bilanzkreis mit dem Status „beschränkt zuordenbar“ eingebracht.

Kapitel 8 Allokationsclearing

Wenn das Clearing am letzten Tag der Clearingfrist vom BKV beim Netzbetreiber angestoßen wird, kann der Netzbetreiber die Durchführung des Clearings ablehnen, wenn ihm die fristgemäße Bearbeitung dieses Clearingfalles nicht mehr zumutbar ist.

Die Clearinggrenzen wurden angepasst: Bei SLP und RLM wurden die Clearinggrenzen auf jeweils 25.000 kWh und 500 kWh abgesenkt. Der Netzbetreiber erhält vom MGV die relevanten Informationen (außer Clearingnummer) über ein Clearing, wenn der BKV beim MGV die Clearingnummer zieht. Die Ansprechpartner des BKV werden im Portal des MGV veröffentlicht oder über die Deklarationsliste per E-Mail an den Netzbetreiber versendet.

Kapitel 9 Abrechnung von Bilanzkreisverträgen

Der MGV zeigt am M+15WT im Portal den Rechnungsbilanzkreisverantwortlichen eine Indikation des vorläufigen Rechnungsbetrages an.

Kapitel 10 Abrechnung der Mehr- und Mindermengen (MMM)

Das Kapitel wurde überarbeitet. Ein zukünftiger Wechsel des MMM-Verfahrens darf nur noch in das einzelkundenscharfe, rollierende Verfahren erfolgen.

Der monatliche Mehr- und Mindermengenpreis muss von beiden Marktgebietsverantwortlichen zum Zeitpunkt M+10WT veröffentlicht werden. Dieser Preis berücksichtigt alle bis zum

Zeitpunkt M+10WT eingegangenen Börsenpreisänderungen. Nachträgliche Änderungen werden bei der Bildung des RLM-MMM-Preises nicht berücksichtigt.

Kapitel 11.2.2.1 Abstimmung des Netzkontos

Die Netzbetreiber in Marktgebietsüberlappung erhalten mit dem finalen Netzkontoauszug nach M+2M+10WT einen aggregierten Analyseteil über beide Marktgebiete.

Kapitel 11.2.4 Methodik der Abrechnung von Netzkonten

Wenn das aggregierte Netzkonto bei Netzbetreibern in der Marktgebietsüberlappung den Schwellenwert zur Abrechnung von 10 % überschreitet, so werden die positiven Schiefstände in beiden Marktgebieten abgerechnet. Die Netzbetreiber in der Marktgebietsüberlappung werden bezüglich der Veröffentlichung auf der Homepage des MGV nicht aggregiert betrachtet.

Ansprechpartner:

BDEW

Frau Franziska Kronberg (Netz)
Tel.: 030/300199-1131
E-Mail: franziska.kronberg@bdew.de

Frau RAin Ilka Gitzbrecht (Recht)
Tel.: 030/300199-1520
E-Mail: ilka.gitzbrecht@bdew.de

Frau Katharina Stecker (Handel)
Tel.: 030/300199-1562
E-Mail: katharina.stecker@bdew.de

VKU

Frau Isabel Orland (Netz)
Tel.: 030/58580-196
E-Mail: orland@vku.de

Herr RA Viktor Milovanović (Recht)
Tel.: 030/585 80-135
E-Mail: milovanovic@vku.de

Frau Silvia Wild (Handel)
Tel.: 030/58580-188
E-Mail: wild@vku.de

GEODE

Anne Böhnk
Tel.: 030/611284070
E-Mail: info@geode.de