

Energie-Info

Kooperationsvereinbarung Gas VIII

Erläuterungen zu den wesentlichen Änderungen

Berlin, 30. Juni 2015

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

**VKU Verband kommunaler
Unternehmen e. V.**
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

GEODE
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin



Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund.....	3
2	Wirksamwerden der KoV VII zum 1. Oktober 2015	3
3	Anpassung der Verträge gegenüber Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen ..	3
3.1	Lieferantenrahmenvertrag.....	4
4	Wesentliche Änderungen der Kooperationsvereinbarung.....	4
4.1	Hauptteil der Kooperationsvereinbarung	4
4.1.1	Marktgebietsüberlappung.....	4
4.1.2	L-/H-Gas Marktraumumstellung	6
4.1.3	Anpassungen gemäß GaBi 2.0	6
4.1.3.1	Anpassung der Regelungen zu Beschaffung/Einsatz von Regelenergie (§ 40)	6
4.1.3.2	Untertägiges Anreizsystem und Fallgruppenwechsel (§ 44).....	7
4.1.3.3	Anpassung der Regelungen zu Deklarationsclearing (§45), Versand von Allokationsdaten (§46), Allokationsclearing (§47).....	7
4.1.3.4	Einführung Regelung zu getrennten Bilanzierungsumlagekonten für SLP- und RLM-Ausspeisepunkten der Marktgebietsverantwortlichen (§42).....	9
4.1.4	Anpassung der Regelungen zur Mehr-/Mindermengenabrechnung SLP (MMMA) an die mit der BNetzA abgestimmten Prämissen und Prozesse (Zählpunktscharfe MMMA ab 1. April 2016) (§49)	9
4.1.5	Langfristprognose: Konkretisierung der bei der Angabe von Trends der Verbrauchs- und Leistungsentwicklung durch zu beachtenden Faktoren (§16)	10
4.2	Änderung an Geschäftsbedingungen für den Ein- und Ausspeisevertrag (Anlage 1)	10
4.3	Änderungen am Ein- und Ausspeisevertrag zwischen Verteilernetzbetreibern mit entry-exit-System und Transportkunden (Anlage 2)	11
4.4	Änderungen am Lieferantenrahmenvertrag (Anlage 3)	11
4.5	Änderung des Bilanzkreisvertrags (Anlage 4)	11
4.6	Änderungen der Vereinbarung über die Verbindung von Bilanzkreisen nach § 5 Ziffer 3 der Geschäftsbedingungen des Bilanzkreisvertrages (Anlage 5)	12
4.7	Leitfäden: Wesentliche Änderungen	12
4.7.1	Wesentliche Änderungen am Leitfaden Marktraumumstellung.....	12
4.7.2	Wesentliche Änderungen am Leitfaden Bilanzkreismanagement	12
4.7.3	Wesentliche Änderungen am Leitfaden Krisenvorsorge	13
4.7.4	Wesentliche Änderungen am Leitfaden Bilanzierung Biogas.....	14
4.7.5	Wesentliche Änderungen am Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas .	14

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

1 Hintergrund

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 massengeschäftstauglichen Netzzugang geregelt sind und erfüllen damit die gesetzlichen Verpflichtungen des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 20 Abs. 1 b EnWG) und der Gasnetzzugangsverordnung (§ 8 Abs. 6 GasNZV).

Auf Grundlage geänderter regulatorischer Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA), europäischer Network Codes sowie Anforderungen der Marktteilnehmer musste die Kooperationsvereinbarung Gas überarbeitet werden. Wesentliche Änderungen sind die Umsetzung der Festlegung zur Gasbilanzierung („GaBi Gas 2.0“) und der zählpunktscharfen SLP-Mehr-/Minderabrechnung (neue „Prozesse zur Ermittlung und Abrechnung von Mehr-/Minderabrechnung Strom und Gas“). Darüber hinaus wurden Anpassungen in den Bereichen Standardlastprofile Gas, L-/H-Gas-Marktraumumstellung, Krisenvorsorge sowie infolge des Network Code zum Kapazitätsmanagement („Capacity Allocation Mechanisms“) vorgenommen. Kleinere Anpassungen und Konkretisierungen waren u.a. zu den Themen Langfristprognose und Marktgebietsüberlappung notwendig.

2 Wirksamwerden der KoV VIII zum 1. Oktober 2015

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 § 62 der derzeit geltenden Kooperationsvereinbarung VII 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 somit der Kooperationsvereinbarung nicht erneut beitreten oder neu unterschreiben, damit die Änderungen auch gegenüber ihnen wirksam werden.

3 Anpassung der Verträge gegenüber Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen

Die Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung sind verpflichtet, die Standardverträge in der aktuell geltenden Fassung Dritten gegenüber zu verwenden. Dies erfordert auch eine An-

passung der in diesem Jahr geänderten Bestimmungen der Anlagen 1, 2, 3, 4 und 5 von bestehenden Vertragsverhältnissen.

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

3.1 Lieferantenrahmenvertrag

Aufgrund der Verpflichtung der Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung, die Standardverträge Dritten gegenüber in der jeweils aktuellen Fassung zu verwenden und eine diskriminierungsfreie Anwendung der neuen Regelungen im Markt sicherzustellen, ist auch die Anpassung des bestehenden Lieferantenrahmenvertrags (Anlage 3) notwendig.

Zur Unterstützung der Verteilernetzbetreiber haben die Verbände BDEW, VKU und GEODE ein Beispiel für ein Anschreiben an die Transportkunden zur Anpassung des nach Kooperationsvereinbarung VII mit Transportkunden bestehenden Lieferantenrahmenvertrages an die geänderten Standardbedingungen der Anlage 3 zur Umsetzung der Kooperationsvereinbarung VIII erarbeitet, das allen Gasnetzbetreibern als Anlage zu dieser Energie-Info zur Verfügung gestellt wird. Nähere Erläuterungen, was bei der Erstellung des Anschreibens und der Anpassung zu beachten ist und inwieweit netzbetreiberindividuelle Ergänzungen erforderlich sind, wurden in dem Anschreiben als Hinweise aufgenommen.

4 Wesentliche Änderungen der Kooperationsvereinbarung

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

4.1 Hauptteil der Kooperationsvereinbarung

Im Hauptteil wurden insbesondere zu folgenden Themen relevante Anpassungen vorgenommen:

4.1.1 Marktgebietsüberlappung

Im Gaswirtschaftsjahr 2013/2014 hat sich das Regelenergieaufkommen in den Marktgebieten NCG und GASPOOL im Vergleich stark gegenläufig entwickelt. GASPOOL musste im Winter 2014/2015 überwiegend Regelenergie einkaufen, während NCG überwiegend Regelenergie verkaufte. Über den Betrachtungszeitraum kann ein Effekt dabei gewesen sein, dass in Netzen mit einer Marktgebietsüberlappung Gasmengen physikalisch überwiegend aus dem GASPOOL-Marktgebiet an Ausspeisepunkte geliefert, die jedoch im NCG-Marktgebiet bilanziert wurden. Um dazu beizutragen, die Qualität der marktgebietsscharfen Allokationen der Netzkopplungspunkte und der marktgebietsscharfen Mengenanmeldungen zu verbessern und die Kosten für alle Marktteilnehmer möglichst gering zu halten, wurden Formulierungen und Begrifflichkeiten in den Regelungen der KoV zu Marktgebietsüberlappung, Datenaustausch und Mengenanmeldung konkretisiert.

Unter § 4 *Begriffsbestimmungen (Hauptteil KoV VIII)* wurde der Begriff „Marktgebietsüberlappung“ näher bestimmt.

Zum gleichen Zweck wurden unter § 5 *Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten zu Marktgebieten (Hauptteil KoV VIII)* Konkretisierungen vorgenommen. Es wird nun zwischen einer „aktiven Marktgebietsüberlappung“ und einer „passiven Marktgebietsüberlappung“ unterschieden.

Bei einer Marktgebietsüberlappung können Ein- und Ausspeisepunkte teilweise dem einen und teilweise dem anderen Marktgebiet zugeordnet oder vollumfänglich einem Marktgebiet zugeordnet sein. Der erste Fall ist nun als „aktive Marktgebietsüberlappung“ und der zweite als „passive Marktgebietsüberlappung“ definiert. Diese Unterscheidung dient der Klarstellung, dass eine Marktgebietsüberlappung auch dann vorliegt, wenn ein Netz, dessen Ein- und Ausspeisepunkte vollumfänglich einem Marktgebiet zugeordnet sind und einem marktgebietsüberlappenden Netz oder Teilnetz nachgelagert ist. In beiden Fällen ist es wichtig, dass eine eindeutige Zuordnung jedes einzelnen Ein- und Ausspeisepunktes zu jeweils einem der beiden Marktgebiete stattfindet und die entsprechenden Regelungen der KoV genau eingehalten werden.

Ferner ist unter § 5 *Ziffer 2* die Klarstellung aufgenommen worden, dass ein Marktgebietswechsel grundsätzlich nur im Rahmen freier Kapazitäten möglich ist.

Außerdem wurde unter § 5 *Ziffer 3* der Hinweis ergänzt, dass der Netzbetreiber neben dem Bereithalten von Informationen über mögliche Beschränkungen der freien Zuordnung von Kapazitäten bzw. Vorhalteleistungen in seinem Netz den Transportkunden auch darauf hinweist, *soweit aufgrund dieser Informationen eine Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten zu einem bestimmten Marktgebiet zwingend ist.*

Im Hinblick auf die Marktgebietsüberlappung wurden Regelungen zur Mengenanmeldung konkretisiert und aus § 41 *Informationspflichten der Netzbetreiber (Hauptteil KoV VII)* in den neuen § 28 *Datenaustausch und Mengenanmeldung, Hauptteil KoV VIII* (in der KoV VII noch § 28 *Datenaustausch*) verschoben. Sofern der vorgelagerte Netzbetreiber „in begründeten Einzelfällen“ eine Mengenanmeldung für „spezifische Netzkopplungspunkte bzw. Ausspeisozonen“ verlangt, hat der nachgelagerte Netzbetreiber an „seine(n) unmittelbar vorgelagerten Netzbetreiber(n) eine stundenbezogene marktgebietsscharfe Mengenanmeldung für den nächsten Gastag“ zu übermitteln. Dabei sind Abweichungen bezogen auf die Tagesmenge zwischen den jeweiligen aggregierten Mengenanmeldungen je Marktgebiet und den jeweiligen aggregierten Netzkopplungspunktmeldungen je Marktgebiet „möglichst gering zu halten“. Dies gilt sowohl für die Meldung am Tag D+1 als auch am Tag M+26 Werktagen nach erfolgreichem Clearing. In begründeten Fällen kann ein Marktgebietsverantwortlicher vom Netzbetreiber eine Erklärung für Abweichungen der Netzkonten in den beiden Marktgebieten verlangen. Mengenverschiebungen durch die Umwertung mit dem Abrechnungsbrennwert werden hinreichend durch den Marktgebietsverantwortlichen berücksichtigt (siehe auch § 50 *Netzkonten*).

4.1.2 L-/H-Gas Marktraumumstellung

In § 8 *Marktraumumstellung (Hauptteil KoV VIII)* wurden die zwischen den Vertragsparteien in den Umstellungsfahrplänen zu vereinbarenden Regelungen konkretisiert. Wesentliche Regelungsinhalte der Umstellungsfahrpläne sind demnach:

- Definition des Umstellungsbereichs und der Abhängigkeiten der Umstellungen der einzelnen Netzkopplungs- bzw. Netzanschlusspunkte,
- Festlegung des Zeitraums der Umstellung,
- Prozess zur weiteren Konkretisierung des technischen Umstellungstermins,
- Verantwortlichkeiten, Mitwirkungs- und Informationspflichten,
- Soweit anwendbar von Regelbetrieb abweichende Kapazitäts- und Druckrandbedingungen während des Umstellungsprozesses,
- Anwendung der relevanten allgemeinen Vertragsregelungen der Kooperationsvereinbarung (§ 55 Höhere Gewalt, § 56 Haftung, § 57 Rechtsnachfolge, § 59 Salvatorische Klausel, § 60 Vertraulichkeit) auf den Umstellungsfahrplan.

Darüber hinaus wurde in § 9 *Umlagefähige Kosten im Rahmen der Marktraumumstellung (Hauptteil KoV VIII)* eine neue Ziffer 1 f eingeführt. Diese konkretisiert die Regelung zur Ermittlung, Bewertung und Berücksichtigung der Kosten, die aufgrund der zeitlichen Unterschiede zwischen technischer und bilanzieller Umstellung entstehen. Der Netzbetreiber übersendet dafür dem Marktgebietsverantwortlichen die Summe der Allokationsdaten der Ausspeisepunkte, bei denen der technische und bilanzielle Umstellungszeitpunkt auseinanderfällt, jeweils nach Ablauf der Clearingfristen auf Tagesbasis für den gesamten Zeitraum, der zwischen technischem und bilanziellem Umstellungstermin liegt.

In § 22 *Technische Anforderungen (Hauptteil KoV VIII)* wurde die Unterscheidung zwischen technischem und bilanziellem Umstellungstermin im Rahmen der Marktraumumstellung konkretisiert. Während der „bilanzielle Umstellungstermin“ der „konkrete für die Bilanzkreisabwicklung relevante Umstellungstag“ ist, ist der „technische Umstellungstermin“ „der Zeitpunkt innerhalb des mitgeteilten Umstellungszeitraums, ab dem H-Gas in das umzustellende Netzsegment des Fernleitungsnetzbetreibers eingespeist wird“. Die zeitliche Abweichung zwischen dem bilanziellen und dem technischen Umstellungstermin darf nicht mehr als 4 Wochen betragen, wobei der Fernleitungsnetzbetreiber dem nachgelagerten Netzbetreiber, entsprechend des Fortschritts der Umstellungsplanung, unverzüglich den tagesscharfen technischen Umstellungstermin mitzuteilen hat.

4.1.3 Anpassungen gemäß GaBi Gas 2.0

4.1.3.1 Anpassung der Regelungen zu Beschaffung/Einsatz von Regelenergie (§ 40)

Zum 1. Oktober 2015 werden die Regelungen zu Ermittlung, Ausgleich und Abrechnung der Ausgleichsenergiemengen angepasst. Der Ausgleichsenergiepreis orientiert sich an den tatsächlichen Kosten der eingesetzten Regelenergie. Bei der Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise sind die Preise der Regelenergiegeschäfte und der Gasdurchschnittspreis zuzüglich eines Auf- bzw. Abschlags zu berücksichtigen.

Die Ausgleichsenergiepreise werden künftig wie folgt ermittelt:

Täglicher positiver Ausgleichsenergiepreis: der höhere der beiden Preise

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

Täglicher negativer Ausgleichsenergiepreis: der niedrigere der beiden Preise

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

4.1.3.2 Untertägiges Anreizsystem und Fallgruppenwechsel (§ 44)

Zum 1. Oktober 2016 werden ein neues untertägiges Anreizsystem mit einem Flexibilitätskostenbeitrag sowie die für Netzbetreiber verpflichtenden zweiten untertägigen RLM-Datenmeldungen eingeführt. Hinsichtlich der Anwendung des Tagesbilanzierungssystems und des untertägigen Anreizsystems ergibt sich demnach zwischen dem 1. Oktober 2015 und dem 1. Oktober 2016 eine Überlappung der neuen und alten Regelungen. Ab dem 1. Oktober 2015 gelten bereits die getrennte Erfassung der Regelenergieumlage und die Abrechnung für SLP- und RLM-Ausspeisepunkte. Das heißt, dass ein RLM-Ausspeisepunkt, der bisher der Gruppe RLMoT zugeordnet war, die Regelenergieumlage nach neuem Preissystem bezahlen muss, aber weiterhin nur eine Toleranz von zwei Prozent nutzen kann.

Aufgrund der Änderungen der Fallgruppen und des untertägigen Anreizsystems ist § 44 *Informationsfluss bei Ausübung des Wahlrechtes gemäß § 24 Ziffer 2 Anlage 4 (Hauptteil KoV VIII)* angepasst worden, da bereits vor dem Inkrafttreten der KoV IX am 1. Oktober 2016 die Meldungen zur Änderung der Fallgruppen zeitlich erfolgen müssen. Gemäß der neuen Regelung erfolgt die erstmalige Umstellung aller RLM-Ausspeisepunkte mit dem Zeitreihentyp RLMoT bzw. RLMNEV auf den Zeitreihentyp RLMmT initial bis spätestens zum 15. August 2016 mit Wirkung zum 1. Oktober 2016 durch den Netzbetreiber. Widerspricht der Transportkunde der Umstellung im Rahmen der GeLi Gas-Prozesse, sind die betroffenen RLM-Ausspeisepunkte vom Netzbetreiber dem Zeitreihentyp RLMoT zuzuordnen.

4.1.3.3 Anpassung der Regelungen zu Deklarationsclearing (§ 45), Versand von Allokationsdaten (§ 46), Allokationsclearing (§ 47)

Anpassungen sind zudem in § 45 *Deklarationsmeldung und Deklarationsclearing*, § 46 *Versand von Allokationsdaten* und § 47 *Allokationsclearing* Hauptteil KoV erfolgt.

Der Netzbetreiber versendet eine Deklarationsliste wie bisher bis spätestens zum 17. Werktag für den Folgemonat. *Deklarationspflichtige Zeitreihentypen* sind künftig *SLPana*, *SLPsyn*,

RLMoT, RLMmT und RLMNEV, die auf der Deklarationsliste je Bilanzkreis/Sub-Bilanzkonto aufzuführen sind.

In § 46 Ziffer 4 wurden wiederum die Regelungen zur Korrektur des Lastgangs mit dem Abrechnungsbrennwert gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 685 am Tag M+12 konkretisiert. 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 am Tag M+12 Werktagen an den Marktgebietsverantwortlichen.

Darüber hinaus wurden in § 46 Ziffer 5 die Regelungen zu den Korrekturfaktoren zur Reduzierung der bei Standardlastprofilen verursachten Netzkontoabweichungen angepasst. Wenn der Wert vom Ausspeisenetzbetreiber um 12:00 Uhr nicht beim Marktgebietsverantwortlichen vorliegt, wird stattdessen, sofern nicht bereits mehrtägige prognostizierte Allokationswerte vom Ausspeisenetzbetreiber geliefert wurden, vom Marktgebietsverantwortlichen ein Ersatzwert gebildet. Dabei „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.

Schließlich wurde in § 46 eine Konkretisierung vorgenommen, die klarstellt, dass der Verteilernetzbetreiber „soweit er Messstellenbetreiber 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“ ist und er entsprechend die Erfüllung dieser Verpflichtungen gemäß § 33 Absatz 2 Mess- und Eichgesetz bestätigt. Die Aufnahme der Regelung in die KoV soll zu einer Reduzierung des Prozessaufwandes auf Seiten der Verteilernetzbetreiber führen, da die gesetzlich angelegte Bestätigung der Erfüllung ihrer Verpflichtungen aus dem Eichrecht ggf. nicht mehr zusätzlich einzeln gegenüber den Transportkunden erfolgen muss.

Die RLM-Allokationsclearing-Prozesse wurden in § 47 Ziffern 2, 3 und 4 geregelt.

Der Prozess zur nachträglichen Korrektur von Allokationsfehlern an RLM-Ausspeisepunkten ist in § 47 Ziffer 7 dargestellt. Aufgrund der Abschaffung der RLM-Mehr-/Minderungenabrechnung im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Transportkunde ist auch eine nachträgliche Korrektur von Allokationsfehlern für systematische Fehler in technischen Einrichtungen darüber nicht mehr möglich, sondern kann nur im Verhältnis zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Bilanzkreisverantwortlichem erfolgen und in die entsprechenden Abrechnungen wie folgt einfließen.

Voraussetzung für eine nachträgliche Korrektur bei Allokationsfehlern ist die Bereitstellung einer nachvollziehbaren Dokumentation unter Beachtung der relevanten Vorgaben der Technischen Regel DVGW G 685-B2 (A) durch den Netzbetreiber gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen. Innerhalb von 10 Werktagen nach Übermittlung dieser Dokumentation übermittelt der Marktgebietsverantwortliche an den Netzbetreiber eine Netzbetreiber-Clearingnummer für den Vorgang. Anschließend übermittelt der Netzbetreiber dem Marktge-

bietsverantwortlichen 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.

Da die Regelungen in der Praxis keine Relevanz mehr haben, entfallen zudem in § 42 Hauptteil KoV die Ziffern 4 und 5 hinsichtlich der Zuweisung von Standardlastprofilen durch den Marktgebietsverantwortlichen an Ausspeisenetzbetreiber, die entgegen ihrer gesetzlichen Verpflichtung keine Standardlastprofile anwenden.

4.1.3.4 Einführung Regelung zu getrennten Bilanzierungsumlagekonten für SLP- und RLM-Ausspeisepunkte der Marktgebietsverantwortlichen (§ 42)

Aufgrund GaBi Gas 2.0 wurde zudem § 42 *Pflichten des Marktgebietsverantwortlichen* angepasst. Für SLP- und RLM-Ausspeisepunkte sind vom Marktgebietsverantwortlichen künftig zwei getrennte Bilanzierungsumlagekonten zu führen, auf denen die Kosten und Erlöse entsprechend zugeordnet werden. Zunächst wird es zwei sechsmonatige Umlageperioden für die Bilanzierungsumlage geben, ab 1. Oktober 2016 erstreckt sich die Umlageperiode jeweils auf ein Gaswirtschaftsjahr. Kosten und Erlöse aus Leistungen, die vor dem 1. Oktober 2015 erbracht wurden, aber erst nach diesem Zeitpunkt abgerechnet werden, werden bis zum 30. September 2017 anhand des Verteilungsschlüssels für SLP und RLM im Verhältnis 40:60 auf die beiden Bilanzierungsumlagekonten überführt.

4.1.4 Anpassung der Regelungen zur SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung (§ 49)

Die BNetzA hat am 22. Januar 2015 die neuen „*Prozesse zur Ermittlung und Abrechnung von Mehr-/Mindermengen Strom und Gas*“ auf ihrer Internetseite veröffentlicht, die auf den Prozessvorschlägen der Verbände basieren.

Ab dem 1. April 2016 hat die Abrechnung von SLP-Mehr-/Mindermengen zwischen Netzbetreiber und Lieferant ausschließlich lieferstellenscharf auf Basis der darin beschriebenen Prozesse zu erfolgen. Die dafür angepassten EDIFACT-Datenformate wurden am 1. April 2015 veröffentlicht. Zwischen Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen erfolgt die Abrechnung von SLP-Mehr-/Mindermengen weiterhin aggregiert.

Derzeit findet eine Vielzahl davon abweichender Verfahren Anwendung (Altverfahren). Alle initialen Rechnungen, die ab 1. April 2016 gestellt werden, müssen auf dem neuen zählpunktscharfen Verfahren beruhen. Aus diesem Grund wird die KoV VIII im Hauptteil sowie in den Netzzugangsverträgen jeweils eine Klausel, die bis zum 31. März 2016 gilt und eine Klausel, die erst ab 1. April 2016 automatisch in Kraft tritt, enthalten.

Als Hilfestellung zur Einführung der neuen Prozesse wurde verbandsübergreifend, ausgehend von den gängigsten im Markt angewendeten Verfahren, darüber hinaus die „*Anwendungshilfe zur Einführung der Prozesse zur Ermittlung und Abrechnung von Mehr-*

„Minder Mengen Strom und Gas“ erarbeitet und auf der BDEW-Homepage unter *Marktprozesse im Überblick* veröffentlicht (siehe: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/-DE_Geschaeftsprozesse).

4.1.5 Langfristprognose: Konkretisierung der bei der Angabe von Trends der Verbrauchs- und Leistungsentwicklung zu beachtenden Faktoren (§ 16)

In § 16 *Langfristprognose* (Hauptteil KoV VIII) sind Konkretisierungen hinsichtlich der bei der Angabe von Trends der Verbrauchs- und Leistungsentwicklung durch nachgelagerte Netzbetreiber zu beachtenden Faktoren vorgenommen worden. Künftig sind die Verbrauchs- und Leistungsentwicklungen durch die nachgelagerten Netzbetreiber immer für den Einzelfall zu prüfen. Hierbei sind insbesondere regionale Gegebenheiten zu berücksichtigen. Des Weiteren haben die nachgelagerten Netzbetreiber mögliche Veränderungen bei der Verbrauchs- und Leistungsentwicklung zu berücksichtigen.

Um den nachgelagerten Netzbetreibern ausreichend Zeit für die Bearbeitung der Abfrage zu geben, müssen die Fernleitungsnetzbetreiber künftig spätestens zum 1. Juni eines Jahres die einheitlich abgestimmte Abfrage dem unmittelbar nachgelagerten Netzbetreiber zur Verfügung stellen. Die Abfrage erfolgt in diesem Jahr mittels einer standardisierten Excel-Tabelle die auf der BDEW-Website zum Herunterladen zur Verfügung steht.

4.2 Änderung an Geschäftsbedingungen für den Ein- und Ausspeisevertrag (Anlage 1)

Im Rahmen der Umsetzung des Network Codes Kapazitätsallokation (Network Code Capacity Allocation Mechanisms, NC CAM) wurden an der KoV Anpassungen hinsichtlich der Regelungen zur untertägigen Vergabe von festen und unterbrechbaren Kapazitäten sowie der Auktionierung und Übernominierung unterbrechbarer Kapazitäten vorgenommen (§§ 1, 5, 6). Insgesamt wurden in der Anlage 1 folgende Regelungen angepasst:

- Regelungen zur Zulassung zur Primärkapazitätsplattform und zu den Systemen des Fernleitungsnetzbetreibers zur Abwicklung des Netzzugangs sowie zur Verfügbarkeit dieser Systeme (§§ 2a, 2b)
- Regelungen zur Einbringung von Kapazitätsprodukten im Rahmen der Buchung über die Primärkapazitätsplattform oder über das entsprechende System des Fernleitungsnetzbetreibers (§ 7)
- Regelungen zur Buchung von untertägigen Kapazitätsprodukten (§ 8), Bündelung von Kapazitäten (§ 9) sowie Nominierung/Re-Nominierung an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten (§ 12)
- Regelung zu Datenformaten zur operativen Abwicklung von Nominierungen (§ 13a)
- Regelungen zur Übernominierung unterbrechbarer/untertägiger Kapazität (§ 13d)
- Anforderungen für Sekundärhandel/Übertragung von Ein- und Ausspeiseverträgen auf Dritte (§ 19)
- Regelungen zu Veröffentlichung und Änderung der technischen Anforderungen und Ankündigungsfristen zur Marktraumumstellung der FNB im Hinblick auf Änderungen der Gasbeschaffenheit (§ 20)

- Regelungen zur Entgeltberechnung der FNB gegenüber des Transportkunden bei Instandhaltungsmaßnahmen (§ 28)

Zudem wurde auf Anregung der BNetzA versucht, die ergänzenden Geschäftsbedingungen der Fernleitungsnetzbetreiber für den Ein- und Ausspeisevertrag - soweit sinnvoll und möglich - weiter zu vereinheitlichen (§§ 1, 2, 12, 13, 19, 26).

4.3 Änderungen am Ein- und Ausspeisevertrag zwischen Verteilernetzbetreibern mit entry-exit-System und Transportkunden (Anlage 2)

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

4.4 Änderungen am Lieferantenrahmenvertrag (Anlage 3)

Inhaltliche Änderungen der Anlage 3 betreffen im Wesentlichen die oben unter 4.1 Hauptteil der Kooperationsvereinbarung erläuterten Regelungen zur Mehr-/Mindermengenabrechnung (§ 8, Anlage 4 zu Anlage 3), Marktraumumstellung (§ 3), zum Fallgruppenwechsel (§ 5) und zum Mess- und Eichgesetz (§ 6).

Darüber hinaus wurde in § 7 des Lieferantenrahmenvertrages klargestellt, dass der Transportkunde – unabhängig von der Art des Versorgungsverhältnisses mit dem von ihm belieferten Letztverbraucher (Grundversorgungsvertrag oder Sondervertrag) - bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen einen Anspruch gegen den Netzbetreiber auf Vornahme der Unterbrechung der Netz-/Anschlussnutzung hat). Danach setzt der Anspruch voraus, dass der Transportkunde sein Verlangen dem Netzbetreiber gegenüber in Textform äußert und darüber hinaus entsprechend § 294 Zivilprozessordnung (ZPO) glaubhaft versichert, dass er hierzu vertraglich berechtigt ist, die Voraussetzungen für eine Unterbrechung der Anschlussnutzung vorliegen und dem Letztverbraucher keine Einwendungen oder Einreden zustehen, die die Voraussetzungen der Unterbrechung der Anschlussnutzung entfallen lassen. Zudem hat der Transportkunde den Netzbetreiber von sämtlichen Schadenersatzansprüchen, die sich aus einer unberechtigten Unterbrechung ergeben können, freizustellen.

4.5 Änderung des Bilanzkreisvertrags (Anlage 4)

Inhaltliche Änderungen der Anlage 4 betreffen im Wesentlichen die im Abschnitt 4.1.3 erläuterten Regelungen gemäß GaBi Gas 2.0 zu:

- Deklarationsmitteilung, Clearing und Allokationsclearing gemäß GaBi Gas 2.0 (§§ 15, 16),
- Tagesbilanzierung (§ 20),
- Aufrechterhaltung des bisherigen stündlichen Anreizsystems bis zum 30. September 2016 (§ 24),
- Einführung getrennter Bilanzierungsumlagekonten für RLM- und SLP-Ausspeisepunkte (§ 25),

- Abrechnung der Differenzmengen zwischen Marktgebietsverantwortlichen und Bilanzkreisverantwortlichen (§ 27),
- Regelungen zu Ermittlung, Ausgleich und Abrechnung von Ausgleichsenergiemengen gemäß GaBi Gas 2.0 (§ 22),

Darüber hinaus wurden neue Regelungen zu börslichen Produkten mit physischer Erfüllungsrestriktion (§ 28) und zum Anspruch auf die Nutzung von webbasierten Kommunikationswegen des Marktgebietsverantwortlichen (§29) eingeführt.

Die Veröffentlichungspflichten der Marktgebietsverantwortlichen wurden gemäß GaBi 2.0 konkretisiert und in einer Regelung zusammengestellt (§ 30). Die einzelnen Veröffentlichungspflichten betreffen die Preise für Ausgleichsenergie, untertägige Verpflichtungen und untertägige Informationen, Regelenergie, Bilanzierungsumlagen, die monatlichen Salden der Bilanzierungsumlagekonten und die gemäß GaBi Gas 2.0.zu erstellenden Berichte und Evaluierungen.

4.6 Änderungen der Vereinbarung über die Verbindung von Bilanzkreisen nach § 5 Ziffer 3 der Geschäftsbedingungen des Bilanzkreisvertrages (Anlage 5)

In der Anlage 5 wurden Konkretisierungen hinsichtlich Vertragsgegenstand sowie Laufzeit, Beginn und Kündigung der Vereinbarung (§§ 1, 5) vorgenommen.

4.7 Leitfäden: Wesentliche Änderungen

4.7.1 Leitfaden Marktraumumstellung

Im Leitfaden Marktraumumstellung wurden Ergänzungen hinsichtlich fehlender Regelungen zur Marktkommunikation (Kennzeichnung von Zählpunkten, Stammdatenänderungen, Bilanzkreisänderungen, Kostenmeldungen, Netznutzungsabrechnung, Zählerstandfeststellung etc.) vorgenommen.

Darüber hinaus konkretisiert der Leitfaden die Informationsfristen und -inhalte zum Umstellungsgebiet, -zeitraum und -zeitpunkt gegenüber derzeitigen und zukünftigen Transportkunden.

Schließlich wurde die Struktur des Leitfadens durch die Begrenzung auf notwendige Rollendefinitionen und die Integration der Aufgabenbeschreibungen in die Prozesse insgesamt übersichtlicher gestaltet sowie in Teil I „Zuständigkeiten, Verantwortlichkeiten und Prozesse“ und Teil II „Usecase Darstellungen“ gegliedert.

4.7.2 Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement

Änderungen im Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement wurden vorgenommen auf Basis der:

- Einführung von Within-Day Obligations (siehe Abschnitt 4.1.3)
- Änderung des Fallgruppenwechselprozesses und des Nominierungersatzverfahrens (siehe Abschnitt 4.1.3)

- Abschaffung der bisherigen RLM-Mehr-/Minderabrechnung (RLM-MMMA) und Einführung der neuen Differenzmengenabrechnung auf Bilanzkreisebene (siehe Abschnitt 4.1.4)
- neuen Regelungen hinsichtlich der Preisbildung bei der SLP-MMMA (siehe Abschnitt 4.1.4)
- Anpassung des Deklarationsprozesses im Zusammenhang mit der Within-Day-Vermarktung (siehe Abschnitt 4.2)

4.7.3 Leitfaden Krisenvorsorge Gas

Auf Basis der Implementierungserfahrungen und auf Anregung der BNetzA wurden die im Leitfaden Krisenvorsorge Gas beschriebenen Prozesse aktualisiert, um eine mittel- bis langfristige Einführung eines Webportals zu ermöglichen, das im Rahmen der operativen Umsetzung von Maßnahmen gemäß der Paragraphen 16 und 16a im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eine sichere, standardisierte und automatisierbare Lösung zur Datenkommunikation bieten könnte.

Darüber hinaus wurde in Kapitel 6 „Operative Umsetzung von Maßnahmen gemäß § 16 und § 16a EnWG“ die Kommunikationskette für den Krisenfall angepasst mit dem Ziel, die operative Umsetzung im Krisenfall zu erleichtern und die Anzahl an Standardformularen zu reduzieren. Die Kommunikationsschritte „Vorgehen bei Kapazitätsüberschreitungen“ (0. Schritt), „Ankündigung von Maßnahmen“ (1. Schritt) und „Rückmeldung des aktuellen Abschaltpotenzials sowie der maximal verfügbaren Einspeiseleistungen“ (2. Schritt) blieben unverändert. Der 3. Kommunikationsschritt, „Unterbrechung der unterbrechbaren internen Bestelleistung“, wurde um eine „Aufforderung zur Einhaltung der internen Bestelleistung“ ergänzt.

Die Standardformulare B „Ankündigung von Maßnahmen“, K „Aufhebung von Maßnahmen in nachgelagerten Netzen“ und P „Aufhebung der Ankündigung von Maßnahmen“ wurden in ein neues Standardformular B „Information über Engpasssituationen“ zusammengefasst.

Auf Wunsch der BNetzA wurde der Leitfaden um mögliche Kriterien für den Fall von Leistungsreduzierungen bzw. Abschaltungen bei Letztverbrauchern ergänzt, die bei der Aufstellung einer Abschaltreihenfolge behilflich sein können. Dazu gehören die Zugehörigkeit zu den vom Engpass betroffenen Ausspeisezonen und sonstige physikalische Gegebenheiten, bei der Kapazität die aktuelle Tageshöchstlast, die potentielle Höchstlast bzw. die Last zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (Gesamtnetz), Wirksamkeit von Abschaltungen (Leistung, Reaktionszeit), Folgen von Abschaltungen (Auswirkungen auf Gesundheit und Umwelt, Minimierung wirtschaftlicher Schäden), die Möglichkeit des Brennstoffwechsels sowie die Berücksichtigung von Kunden, die soziale Dienstleistungen von grundlegender Bedeutung erbringen, sowie Dienste, die für das Funktionieren eines Mitgliedstaats unverzichtbar sind, bzw. deren Abschaltung massive Auswirkungen auf das öffentliche Leben mit sich bringen. Welche Letztverbraucher in welcher Reihenfolge im Krisenfall abgeschaltet werden sollten bzw. müssen, ist stets eine Frage des konkreten Einzelfalles und abhängig von den Gegebenheiten im konkret betroffenen Gasversorgungsnetz. Die im Leitfaden enthaltenen Kriterien sind lediglich als Orientierungshilfe zu verstehen. Die konkrete Abwägung und Entscheidung muss jeder betroffene Gasversorgungsnetzbetreiber individuell treffen.

4.7.4 Leitfaden Bilanzierung Biogas

Im Leitfaden Bilanzierung Biogas wurden lediglich redaktionelle Anpassungen vorgenommen. Diese dienen der Vermeidung von Verwechslungen hinsichtlich „Differenzmengen“ (Differenzen zwischen den tatsächlichen Ein- und Ausspeisemengen) und „Differenzmengen“ bei der Abrechnung von Erdgas-Bilanzkreisen im Rahmen der neu eingeführten Differenzmengenabrechnung.

4.7.5 Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas

Im April 2014 wurden ausgiebige Untersuchungen im Rahmen des Statusberichtes zum Standardlastprofilverfahren Gas durchgeführt. Hierbei wurden mehrere Weiterentwicklungsansätze identifiziert, die zur Entwicklung der neuen Standardlastprofile Gas (SLP Gas) mit der Bezeichnung „XYZ“ (SigLinDe) geführt haben. Dabei wurde eine Linearisierung der Profile vor allem für den kalten Bereich (Heizbereich) durchgeführt und auch eine Überprüfung der Profile bei hohen Temperaturen im Warmwasserbereich vorgenommen. Die neuen SLP Gas (SigLinDe) wurden für die Ausprägungen 03 und 04 der TUM-Profile zu den SLP-Typen Haushalt und Gewerbe entwickelt. Netzbetreiber sollten individuell prüfen und entscheiden, welche Profile sie für ihr Netzgebiet in Anwendung bringen.

Im Hinblick auf die Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber zu den anwendungs- und verfahrensspezifischen Parametern wurden zwei gesonderte Excel-Dateien erstellt, die eine standardisierte Veröffentlichung ermöglichen sollen und die ebenfalls unter www.bdew.de/kov den Unternehmen zur Verfügung gestellt werden.

Ansprechpartner:

BDEW

Dr. Sandu-Daniel Kopp (Netz)
Telefon 0 30 / 300 199-1131
E-Mail sandu-daniel.kopp@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

Herr Christian Thole
Tel.: 030/611284070
E-Mail: info@geode.de

Herr Dr. Stephan Kirschnick
Tel.: 030/611284070
E-Mail: info@geode.de