

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. April 2012

Wir freuen uns, Ihnen zur Mitte des Gaswirtschaftsjahres unsere aktuellen Gas-News zur Verfügung stellen zu können. Wie gewohnt informieren wir Sie über Aktuelles aus den Bereichen Netz, Beschaffung und Vertrieb.

Die Kooperationsvereinbarung (KoV) IV ist erst seit 1.10.2011 in Kraft und schon wirft die 5. Fassung ihre Schatten voraus. Zum 1.10.2012 wird mit der KoV V v. a. das Thema „Netzkontoabrechnung“ an Bedeutung gewinnen. Die BNetzA hat kurz vor dem Stichtag 1.4.2012 ihre beiden schon lange erwarteten Festlegungen „Konvertierungssystem“ und „Änderung GABi Gas“ erlassen, wobei letztere nur noch die Aussetzung der 5%-Toleranz für RLM zum Thema hat. Im Bereich „Bilanzierung“ dreht sich das Karussell eher auf europäischer Ebene weiter. Aus vertrieblicher Hinsicht erfreulich sind zwei aktuelle Grundsatzurteile des BGH zur Preisanpassungsberechtigung aus ergänzender Vertragsauslegung bei unwirksamer Preisanpassungsklausel. Die BBH Consulting AG geht abschließend auf die Thematik „Steuerung und Kalkulation im Gasvertrieb“ ein. Für Rückfragen oder weiteren Gesprächsbedarf sind wir für Sie unter gasteam@bbh-online.de jederzeit erreichbar. Ihre Gas-Ansprechpartner an den Standorten Berlin und Köln finden Sie auf der letzten Seite dieser Gas-News.

Inhaltsübersicht

TEIL 1: NETZZUGANG

- I. Netzkontoabrechnung 2012
- II. Kapazitätsengpässe und Reduzierung der Bestellkapazität – keine Theorie mehr
- III. Kontroll- und Clearingpflichten bei Allokationen
- IV. Erste Erfahrungen mit dem neuem LRV nach KoV IV
- V. Wann kommt die KoV V und welche Neuerungen bringt sie mit sich?
- VI. Aktueller Stand in Sachen TelDaFax und neue Fälle von Insolvenzen
- VII. (Nichts) Neues zur Konzessionsabgabe Gas bei Durchleitungen
- VIII. Änderungen des Umsatzsteuerrechts mit Auswirkungen auf INVOIC-Rechnungen
- IX. Sondernetzentgelte
- X. Neue Netzkopplungsverträge
- XI. Altes Netz – neuer Name: Umbenennung der FNB

TEIL 2: VERTRIEB UND BESCHAFFUNG

- I. Grundsatzurteile des BGH zur Preisanpassung bei unwirksamer Klausel
- II. Neues aus der Rechtsprechung zu HEL
- III. Neues zu § 315
- IV. Neue GasGVV
- V. Verivox diktiert Produktgestaltung
- VI. Die Schlichtungsstelle Energie – erste Entscheidungen und Umgang mit den neuen Vorgaben
- VII. Regelenergieumlage und Konvertierungsentgelt zum 1.4.2012
- VIII. Vereinheitlichung des Regelenergiemarktes
- IX. Neu ab 1.4.2012: Day-ahead-Kapazitäten über TRAC-X primary

TEIL 3: NEUES AUS EUROPA, VON GESETZGEBER UND BNETZA

- I. Die novellierte GeLi Gas
- II. Wann kommt die europäische GABi Gas?
- III. Entscheidung zu GABi Gas 2.0
- IV. Die „Konni Gas“ ist da - Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten
- V. BKartA - Neue Marktabgrenzung Gas?

TEIL 4: GESCHÄFTSFELD BIOGAS

- I. Zusammenarbeit der Netzbetreiber bei Biogasanschlussbegehren weiterhin offen
- II. Genehmigungspflicht für Biogasanlagen nach BImSchG ab 1.6.2012

TEIL 5: MUSTERVERTRÄGE

- I. Ergänzende Bedingungen für Netzverträge Biogas nach KoV IV
- II. Änderungen der Musterverträge nach KoV IV
- III. Neue Musterlieferverträge

TEIL 6: SEMINARE UND TERMINE

TEIL 7: BBH CONSULTING AG – STEUERUNG UND KALKULATION IM GASVERTRIEB

- I. Errechnung individueller Deckungsbeiträge
- II. Die Schnittstelle von Vertrieb und Beschaffung
- III. Steuerungsinstrumente und Vertriebsstrategie

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. April 2012

Teil 1: Netzzugang

I. Netzkontoabrechnung 2012

Auf Netzbetreiber kommt in Form der neuen Netzkontoabrechnung ein neues „Übel“ zu. Das Netzkonto – eigentlich ein Überbleibsel aus der Zeit vor GABi Gas – sollte in seiner ursprünglichen Funktion nur als Kontrollinstrument dienen, eine Abrechnung war nicht vorgesehen. Die nach GABi Gas Mitteilung Nr. 4 der BNetzA derzeit mögliche Abrechnung der Netzkonten zieht als Bezugsgröße für die Abrechnung eine Jahresmenge heran und ist aus Netzbetreibersicht recht „komfortabel“. Eine Abrechnung findet derzeit praktisch nicht statt. Die Zeit der „Netzkonten ohne Abrechnung“ wird jedoch mit der KoV V zum 1.10.2012 enden.

Die Netzkontoabrechnung soll, so das Ansinnen der BNetzA, einen Anreiz zur Verbesserung der Standardlastprofile geben. BDEW, VKU und GEODE haben der BNetzA bereits ein Abrechnungskonzept vorgelegt, welches derzeit in den Verbändegremien an die Vorstellungen der BNetzA angepasst wird. Während an den Details noch gefeilt wird, stehen die Eckpunkte fest: (1) Das Netzkonto wird künftig **monatlich** abgerechnet, (2) die Abrechnung erfolgt – wie bisher - nur **in eine Richtung**, nämlich dann, wenn die Einspeisung die Ausspeisung überschreitet, (3) abgerechnet wird nur, wenn das Netzkonto einen bestimmten **Schwellenwert** bezogen auf die **SLP-Mengen** im Netzgebiet überschreitet, wobei derzeit ein Schwellenwert von **mindestens 10 %** diskutiert wird, (4) die Abrechnung soll – wie bisher - im Rahmen einer späteren **Mehr- und Mindermengenabrechnung** verrechnet werden.

Angesichts des nicht allzu hoch angesetzten Schwellenwertes von ca. 10 %, wird es künftig voraussichtlich zu einer Vielzahl von Abrechnungen kommen. Dies gilt jedenfalls für die große Zahl der Netzbetreiber, die das synthetische SLP-Verfahren nutzen. Sollten auf Ihrem Netzkonto erhebliche Schiefstände zu verzeichnen sein, empfehlen wir, sich spätestens jetzt mit der **Fehleranalyse und Optimierung der Standardlastprofile** zu befassen.

II. Kapazitätsengpässe und Reduzierung der Bestellkapazität – keine Theorie mehr

Der Kälteeinbruch Anfang Februar zwang in Süddeutschland einige Fernleitungsnetzbetreiber, unterbrechbar gewährte Kapazitäten, insbesondere die 5 %-Toleranz nach KoV IV, tatsächlich zu reduzieren. Noch bei der letzten internen Bestellung 2011 ging man davon aus, dass dieser Fall rein theoretisch sei.

Zurückblickend stellen sich folgende Fragen: Muss bei Überschreitung der Bestellkapazität die Überschreitung nachbezahlt werden? Wohl ja. Fällt zusätzlich eine **Vertragsstrafe** an? In der Regel nein. Kann der vorgelagerte Netzbetreiber **Schadensersatzansprüche** geltend machen? Eher unwahrscheinlich.

Hat der nachgelagerte Netzbetreiber Maßnahmen ergriffen, um eine Überschreitung zu verhindern, z. B. durch **Abschaltung** von Kunden, stellt sich regelmäßig die Frage, ob diesen Kunden Mehrkosten ersetzt werden müssen. Hier kommt es darauf an, ob es sich um eine Notfallmaßnahme gehandelt hat, ohne die die Netzstabilität ernsthaft in Gefahr gewesen wäre. Eine ungeprüfte **Anerkennung** von Ansprüchen sollte **vermieden** werden! Ob Kosten oder sonstige Schäden ggf. im Regulierungskonto berücksichtigt würden, ist derzeit noch nicht sicher und würde jedenfalls eine Rücksprache mit der Regulierungsbehörde erfordern.

Für die Zukunft stellt sich das Problem, wie man zum 1.7. dieses Jahres mit der **internen Bestellung für 2013** umgehen soll. Im Berechnungstool wird zwar die letzte Kälteperiode mit berücksichtigt, gleichwohl ist absehbar, dass die so ermittelte Kapazität im Ernstfall nicht ausreichen würde. Eine Garantie, dass über die Bestellmenge hinaus genügend Kapazität vorhanden sein wird, gibt es nicht. Umso schlimmer, wenn der vorgelagerte Netzbetreiber nicht einmal die Bestellmenge in voller Höhe zusagen kann und eine Teilmenge nur unterbrechbar gewährt. Immerhin hat die BNetzA mit ihrer Mitteilung Nr. 1 zu KARLA Gas vom 28.03.2012 klargestellt, dass die Gewährung einer nur unterbrechbaren Kapazität im Rahmen der internen Bestellung eine Netzzugangsverweigerung nach § 20 Abs. 2 EnWG darstellt, mit der Konsequenz, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Gründe für die nur unterbrechbare Zusage detailliert darlegen und der Behörde mitteilen müssen.

Auch wer diesen Winter von der Engpassproblematik verschont blieb, sollte diesen ersten Ernstfall zum Anlass nehmen, sich Gedanken über eine **Abschaltliste** und die Aktualität seiner Kontaktdaten sowohl des vorgelagerten Netzbetreibers aber auch netzsensibler (Groß-) Kunden machen. Gerne unterstützen wir Sie bei Fragen zu diesen Themen.

III. Kontroll- und Clearingpflichten bei Allokationen

Fehlallokationen können sehr schnell viel Geld kosten. Einige Stadtwerke haben bereits ihr Lehrgeld bezahlt, manche Fehler konnten zum Glück noch bereinigt werden. In einigen Fällen streitet man sich noch, ob und inwieweit ein Clearing durchgeführt wird. Im **Leitfaden Bilanzkreismanagement** finden sich im Abschnitt 7 erstmalig einheitliche Vorgaben dazu, unter welchen Voraussetzungen in welchen Fristen ein Clearing möglich sein soll. Die Vorgaben sind für die RLM-Allokation und die SLP-Allokation unterschiedlich. Grundsätzlich gilt, dass ein Clearing eigentlich nur für besondere **Ausnahmefälle** vorgesehen ist. Die ersten Erfahrungen zeigen, dass alle Beteiligten bei der Umsetzung der Vorgaben und Prozesse zum Clearing noch unsicher sind. Vielfach scheitern die Prozesse, weil es unterschiedliche Interessen und abweichende Auffassungen gibt. Deshalb ist es umso dringender, **Kontrollmechanismen** zu installieren, die von vornherein verhindern, dass man auf die Regeln zum Daten-

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. April 2012

Clearing angewiesen ist. Gemeinsam mit der BBH Consulting AG stellen wir Tipps zusammen, wie eine hinreichende Qualität der Allokationsdaten überprüft und nachhaltig sichergestellt werden kann. Bei der Umsetzung in Ihrem Unternehmen oder bei der Lösung akuter Clearingprobleme helfen wir Ihnen gerne weiter. Wir verweisen insoweit auch auf unser Seminar unter Teil 6.

IV. Erste Erfahrungen mit dem neuem LRV nach KoV IV

Was schon zu Zeiten individueller Lieferantenrahmenverträge galt, setzt sich auch unter Geltung des Musterlieferantenrahmenvertrages nach KoV IV fort: Die meisten Lieferanten akzeptieren den Vertrag und erklären lediglich **Vorbehalte**, teilweise lehnen Lieferanten den Vertragsschluss jedoch ab und verlangen Vertragsänderungen; Änderungen werden dabei sowohl hinsichtlich des Mustervertrages als auch der ergänzenden Bedingungen verlangt.

Wenn im Rahmen der kommenden KoV V die Möglichkeit von ergänzenden Bedingungen weiter eingeschränkt wird, sollten sich die Diskussionen mit Lieferanten weiter entschärfen.

Bis dahin gilt: Bitte prüfen Sie Anmerkungen von Lieferanten daraufhin, ob nur Vorbehalte erklärt oder Vertragsänderungen verlangt werden; Letzteres sollten Sie nicht akzeptieren.

V. Wann kommt die KoV V und welche Neuerungen bringt sie mit sich?

Die KoV IV wurde zum 1.10.2011 verabschiedet und seither befassen sich die an der Erstellung beteiligten Verbände wieder mit der Überarbeitung. Die KoV V soll bereits **zum 1.10.2012** in Kraft treten. Das Ausmaß der Änderungen wird sich voraussichtlich in Grenzen halten. Hervorzuheben ist das neue **Konzept zur Netzkontoabrechnung**, das in die KoV integriert wird. Zudem sollen in den KoV IV-Standardverträgen einige - eher „technische“ - Anpassungen vorgenommen werden und die Verträge sollen weitergehend standardisiert werden, so dass **ergänzende Bedingungen nur noch im Ausnahmefall** notwendig und zulässig sein werden. Ein vollständiger „Austausch“ bzw. Neuabschluss Ihrer zuletzt an die KoV IV-Muster angepassten Lieferantenrahmenverträge wird aller Voraussicht nach jedoch nicht erforderlich sein, da der geplante Umfang der Änderungen eine Anpassung der Verträge im Wege des vorgesehenen Vertragsänderungsmechanismus ermöglicht.

VI. Aktueller Stand in Sachen TelDaFax und neue Fälle von Insolvenzen

Nachdem die Frist für die – vermutlich ohnehin erfolglose – Forderungsanmeldung in Sachen TelDaFax am 31.1.2012 abgelaufen ist, sehen sich Netzbetreiber derzeit vermehrt **Anfechtungen seitens des Insolvenzverwalters** ausgesetzt. Angefochten werden zumeist Zahlungen,

die die TelDaFax Service GmbH für die TelDaFax Energy GmbH getätigt hatte. Diese Zahlungen seien, so der Insolvenzverwalter, unentgeltliche Leistungen i. S. d. § 134 InsO gewesen und daher bis zu 4 Jahre anfechtbar. Wenn auch Sie mit Anfechtungsschreiben konfrontiert werden, stehen wir Ihnen selbstverständlich gerne unterstützend zur Seite.

Mit der **EnerGen Süd eG** hat es Mitte Februar 2012 die zweite Insolvenz eines deutschlandweit aktiven Strom- und Gaslieferanten gegeben. Auch wenn die Gründe für die Insolvenz hier anders liegen als bei TelDaFax, waren die Konsequenzen für Netzbetreiber dieselben: Lieferantenrahmenverträge mussten gekündigt, Kunden dem Grund-/Ersatzversorger zugeordnet werden. „Bemerkenswert“ war in diesem Fall allerdings der Versuch des Insolvenzverwalters, von seiner gegenüber Netzbetreibern abgegebenen Zahlungszusage wieder loszukommen, indem er Netzbetreiber aufforderte, die Kunden der EnerGen Süd eG rückwirkend auf das Datum der Zahlungszusage dem Grund-/Ersatzversorger zuzuordnen. Als Netzbetreiber sollten Sie sich hierauf keinesfalls einlassen. Denn letztlich wären es die Kunden, die darunter zu leiden hätten.

VII. (Nichts) Neues zur Konzessionsabgabe Gas bei Durchleitungen

Der lang erwartete Beschluss des **OLG Düsseldorf** vom 19.10.2011 (VI-3 Kart 1/11 (V)) hat die Verfügung des BKartA gegen die Gasversorgung Ahrensburg (GAG) vom 16.9.2009 bestätigt. Auch nach Ansicht des Gerichts ist in diesem Fall nur die **Sonderkunden-KA** von dritten Transportkunden zu entrichten. Für Drittlieferanten nur ein vorläufiger Triumph, hat doch die GAG **Rechtsbeschwerde** zum Bundesgerichtshof eingelegt. Bis zu einer höchstrichterlichen Entscheidung in dieser Frage muss daher dieser Rechtsauffassung nicht gefolgt werden. Zu beachten ist jedoch stets, dass für die Beurteilung, ob die Ansetzung der Tarifkundenkonzessionsabgabe gegenüber einem Drittlieferanten zu Recht erfolgt, eine Prüfung im Einzelfall anhand der konkreten konzessionsvertraglichen Regelungen sowie der Tarifstruktur des Grundversorgers **im jeweiligen Netzgebiet** vorzunehmen ist.

VIII. Änderungen des Umsatzsteuerrechts mit Auswirkungen auf INVOIC-Rechnungen

Seit dem 1.8.2008 (Scharfschaltung GeLi Gas) sind Gasnetzbetreiber verpflichtet, Netznutzungsabrechnungen elektronisch zu übermitteln. Seit diesem Zeitpunkt wurde das Umsatzsteuergesetz (UStG) zweimal „angefasst“, beide Male hatte dies Auswirkungen auf die Netznutzungsabrechnungen. Die letzte **Änderung** erfuhr der hier relevante **§ 14 UStG rückwirkend zum 1.7.2011** durch das Steuervereinfachungsgesetz. Die Änderungen betreffen den **Umsatzsteuernachweis bei elektronischen Rechnungen** (§ 14 Abs. 1 und 3 UStG). Gewollt ist eine Erleichterung der Anforderungen für den Rechnungsaussteller (hier Netzbetreiber). EDI-Vereinbarungen oder der

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. April 2012

Einsatz qualifizierter elektronischer Signaturen sind nicht mehr zwingend erforderlich. Stattdessen verlagert das Steuervereinfachungsgesetz die Nachweismöglichkeiten und -pflichten auf die interne Organisation des Lieferanten.

IX. Sondernetzentgelte

Im November 2011 hat die BNetzA den **Entwurf eines Leitfadens** zur Ermittlung von Sondernetzentgelten nach § 20 Abs. 2 GasNEV vorgelegt. Ziel der BNetzA ist es, eine einheitliche, transparente und diskriminierungsfreie Ermittlung von Sonderentgelten zu erreichen.

Der Entwurf des Leitfadens ist in einigen Punkten problematisch. Die **Kritik**, die die Verbände im Rahmen einer Anhörung am 13.12.2011 äußerten, richtet sich v. a. gegen die vorgesehenen restriktiven Regelungen zur Berechnung der Direktleitungsbaukosten, welche die Anerkennung von Sondernetzentgelten und damit eine Vermeidung eines Direktleitungsbaus im Einzelfall erschweren werden. Als problematisch werden insbesondere die Vorgaben zur **pauschalen Abschreibungsdauer von 4 Jahren für alle Industriekunden** (also auch Gaskraftwerke) und zur **Rekalkulation der Entgelte alle 4 Jahre** gesehen. Insgesamt lässt der Leitfaden erkennen, dass die BNetzA Sondernetzentgelte künftig schärfer überprüfen wird.

Nach Veröffentlichung des Leitfadens – geplant für April 2012 nach Abstimmung mit den Landesregulierungsbehörden - sollten Sie, sofern Sie in der Vergangenheit Sondernetzentgelte vereinbart haben, prüfen, ob hier Anpassungsbedarf besteht. Denn fest steht, dass der Leitfaden künftig die Grundlage für die Überprüfung von Sondernetzentgelten durch die Regulierungsbehörden sein wird. Sollten Sie hierzu Fragen haben, sprechen Sie uns gerne an.

X. Neue Netzkopplungsverträge

Mit der neuen GasNZV und der KoV IV ist der Abschluss von Netzkopplungsverträgen erleichtert worden. Neue Netzkopplungsverträge beschränken sich darauf, die Regelungen aus den **§§ 22 bis 27 KoV IV** zu ergänzen und zu konkretisieren, und sind deshalb häufig deutlich kürzer als bisherige Vertragsentwürfe. Allerdings gibt es kein abgestimmtes Verbändemuster und der Teufel steckt in den **Details der technischen Konkretisierungen** im Einzelfall. Der bisherige Streit um die „technische Kapazität“ dürfte erledigt sein. Denn welche Kapazität bestellt wird und welche Kapazität der vorgelagerte Netzbetreiber gewähren muss, ergibt sich aus den Regeln der KoV IV zur internen Bestellung (§§ 8 ff. KoV IV). Hingegen gibt es nach wie vor **Diskussionsbedarf** etwa zu der Frage eines sachgerechten Mindestdrucks oder zur Ausgestaltung der Messung am Netzkopplungspunkt. Wir unterstützen Sie gerne, wenn Sie noch fehlende Netzkopplungsverträge zu einem sachgerechten Abschluss bringen möchten.

XI. Altes Netz – neuer Name: Umbenennung der FNB

Wegen der Vorgaben des EnWG 2011 sind die FNB gezwungen, ihren **Markenauftritt** vom Vertriebsbereich abzugrenzen. Während Unternehmen wie E.ON Gastransport (Open Grid Europe) und RWE Transportnetz (Thyssen-gas) schon frühzeitig auf neue Namen gesetzt hatten, haben andere Netzbetreiber jetzt erst nachgezogen:

Alt	Neu
Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.	Fluxys TENP TSO S.p.A.
ERDGAS MÜNSTER Transport GmbH & Co. KG	Nowega GmbH
GVS Netz GmbH	terranets bw GmbH
WINGAS TRANSPORT GmbH	GASCADE Gastransport GmbH

Und um die Trennung vollkommen zu machen, überführt die WINGAS GmbH ihre Speicheraktivitäten in eine eigenständige Gesellschaft, die Astora GmbH.

Teil 2: Vertrieb und Beschaffung

I. Grundsatzurteile des BGH zur Preisanpassung bei unwirksamer Klausel

Dass der BGH auch in der Lage ist, aus Vorsorgersicht erfreuliche Entscheidungen zu Preisanpassungsklauseln zu treffen, hat der Gerichtshof aktuell am 14.3.2012 bewiesen. In zwei Grundsatzurteilen zur Frage der **Preisanpassungsberechtigung aus ergänzender Vertragsauslegung** bei unwirksamer Anpassungsklausel in langfristigen Normsonderkundenverträgen hat der BGH der Ansicht, es sei auf den Preis bei – dem ggf. Jahrzehnte zurückliegenden - Vertragsschluss abzustellen, eine Absage erteilt. Der Pressemitteilung des BGH ist vielmehr zu entnehmen, dass ein Kunde die Unwirksamkeit einer Preisanpassung dann nicht mehr einwenden kann, wenn er sie **nicht innerhalb von 3 Jahren** nach Erhalt der Jahresrechnung, in der die Preisanpassung berücksichtigt war, **beanstandet** hat, vgl. Ur. v. 14.3.2012, VIII ZR 113/11 und VIII ZR 93/11. Das führt dazu, dass unwirksame Preiserhöhungen, die länger als 3 Jahre zurück liegen, nachträglich wirksam werden. Das Ergebnis ist positiv für die Versorger, weil es einerseits Rechtssicherheit schafft und andererseits Rückforderungsansprüche widerspruchlos zahlender Kunden bei langjährigen Lieferverträgen auf ein angemessenes Maß reduziert.

II. Neues aus der Rechtsprechung zu HEL

Das Thema HEL-Preisanpassungsklauseln beschäftigt die Versorger weiterhin. Immer noch nicht höchstrichterlich geklärt ist, ob die Rechtsprechung des BGH aus dem Jahr 2010 zu Normsonderkundenverträgen auch auf **Verträge**

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. April 2012

mit **Gewerbekunden** übertragen werden muss. Die wenigen unterinstanzlichen Gerichte, die sich mit dem Problem befassen mussten, entschieden uneinheitlich. Zuletzt lehnte das LG Hof mit Urteil vom 8.3.2012 die entsprechende Anwendung auf Verträge mit Unternehmern ab.

Vereinzelte **Lichtblicke** erscheinen dennoch am Horizont. So wiesen das LG Münster (Urt. v. 13.1.2012, 010 O 29/11) und das LG München (Urt. v. 13.1.2012, 23 O 13695/11) jeweils Klagen von Letztverbrauchern mit der Begründung ab, dass es sich bei den streitigen Klauseln um dem AGB-Recht nicht unterliegende Preishauptabreden handele. In beiden Fällen stellte das Gericht auf einen variablen Arbeitspreis ab, der durch die HEL- Formel erst bestimmt und jeweils zu fest vereinbarten Zeitpunkten wieder neu ermittelt wurde. Eine überprüfungsbedürftige Preisanpassungsklausel läge deshalb nicht vor. Eine kritische Prüfung geltend gemachter Ansprüche kann sich also lohnen. Auch die aktuellen Entscheidungen des BGH zur zeitlichen Einschränkung von Rückforderungen (siehe dazu unter Teil 2, I.) entschärfen die Situation zusätzlich.

III. Neues zu § 315

In der jüngsten Entwicklung zur Problematik von Gaspreiswidersprüchen gemäß § 315 BGB hat das **OLG Düsseldorf** am 21.12.2011 (VI-3 U (Kart) 4/11) ein entscheidendes Urteil gesprochen, in dem das Gericht klargestellt hat, dass ein Grundversorger nicht nur einen, sondern mehrere allgemeine, von höheren Bezugsmengen abhängige Tarife (sog. "**Bestpreisabrechnung**") anbieten kann. Damit revidiert das OLG Düsseldorf seine bisherige Einschätzung (Urt. v. 24.6.2009, VI-2 U (Kart) 14/08). Zudem legt das OLG dar, dass, selbst wenn der EuGH die Europarechtskonformität eines gesetzlichen Preisanpassungsrechts in der Grundversorgung (vgl. EuGH Vorlage v. 18.5.2011) wider Erwarten nicht bestätigen sollte, dem Versorger aufgrund des Kontrahierungszwangs ein **Preis-anpassungsrecht durch ergänzende Vertragsauslegung** zugestanden werden müsse. Das Gericht lehnte eine **Aussetzung** des Verfahrens daher ab. Erfreulich auch die Aussage des OLG, die Einholung eines Sachverständigengutachtens zur Überprüfung der Billigkeit der Preisanpassungen stehe mit Blick auf den zeitlichen und finanziellen Aufwand in keinem angemessenen Verhältnis zur Klageforderung (1.533,19 €). Das Gericht habe sich auch durch Zeugenvernehmung die Überzeugung verschaffen können, dass die Preisbildung angemessen war.

IV. Neue GasGVV

Die EnWG-Novelle 2011 machte Veränderungen an der nachrangigen GasGVV erforderlich. Vorbehaltlich ihrer Verkündung im Bundesgesetzblatt ist schon jetzt absehbar, dass große Überraschungen ausbleiben. Selbstverständlich halten die Informationspflichten hinsichtlich der Verbraucherrechte nunmehr auch in die Grundversorgung Einzug, wegen der vergleichbaren Verpflichtung hinsichtlich Sonderverträgen mit Haushaltskunden in § 41 EnWG

dürften die Versorger hier keine Umsetzungsschwierigkeiten haben.

Interessant ist die Änderung der **Kündigungsfrist** in § 20 GasGVV; diese beläuft sich nunmehr in jedem Fall auf **zwei Wochen** (ohne Stichtag!); die Differenzierung für den Fall des Umzugs entfällt. Diese Änderungen sind im Hinblick auf die Dreiwochenfrist in § 20a EnWG konsequent.

V. Verivox diktiert Produktgestaltung

Energieversorger müssen bei der Gestaltung ihrer Produkte nicht nur gesetzliche Vorschriften beachten. Um bei den Ergebnislisten der Vergleichsportale im Internet an der Spitze zu liegen, gilt es, auch deren Vorgaben einzuhalten. So stellen die privaten Anbieter **hohe Anforderungen** an die Einberechnung von „Treuerabatten“ oder „Wechselboni“ in den Gesamtpreis. Der Bonus muss in der Regel spätestens nach dem ersten Vertragsjahr ausgezahlt oder verrechnet werden. Auch darf er zumeist nicht mehr als 25 % der Gesamtkosten betragen, um den Kunden vor intransparenten Anschlusskosten zu schützen. Vereinzelt wird verlangt, dass Vertragsbeginn und Lieferbeginn übereinstimmen oder es werden keine Rabatte berücksichtigt, die an eine bestimmte Abnahmemenge gebunden sind. Verivox hat sich - das sagen zumindest die Richtlinien von Verivox - sogar dazu entschlossen, keine Anbieter aufzunehmen, die sich nicht an die Empfehlungen der Schlichtungsstelle halten. Aufgrund der zunehmenden Relevanz derartiger Internetportale werden die zusätzlichen Vorgaben weiter an Gewicht beim Kampf um die Kunden gewinnen.

VI. Die Schlichtungsstelle Energie – erste Entscheidungen und Umgang mit den neuen Vorgaben

Im November 2011 hat die Schlichtungsstelle Energie e.V. ihre Arbeit zur Beilegung von energierechtlichen Streitigkeiten zwischen Verbrauchern und Unternehmen gemäß § 111 b EnWG aufgenommen. Voraussetzung für ein Verfahren bei der Schlichtungsstelle ist, dass der Verbraucher mit seiner Beschwerde beim EVU (Lieferant, Netzbetreiber) keinen Erfolg hatte. Hilft das Unternehmen der Beschwerde nicht ab - für die Bearbeitung bleiben 4 Wochen Zeit -, muss es dem Verbraucher die Ablehnung begründen sowie auf die Schlichtungsstelle hinweisen. Stellt der Verbraucher einen Antrag auf Durchführung des Schlichtungsverfahrens und hält die Schlichtungsstelle das Verfahren für zulässig und nicht von vornherein unschlüssig, ist das Unternehmen zur Teilnahme und zur Zahlung einer **Fallpauschale von 350,00 €** verpflichtet. Für den Verbraucher ist das Verfahren kostenlos, außer bei offensichtlich missbräuchlichen Beschwerden. Die Empfehlung ist für die Beteiligten nicht bindend (!), so dass der Gerichtsweg weiterhin offen steht.

In der **ersten Empfehlung aus Dezember 2011** hat die Schlichtungsstelle eine AGB-Klausel zur Frage der Bonuszahlung für unwirksam erklärt und dem Verbraucher den Bonus zugesprochen. Dieselbe AGB-Klausel hatten zahl-

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. April 2012

reiche Amtsgerichte in diversen Verfahren zuvor als wirksam erklärt.

Schicksal und künftige Bedeutung der Schlichtungsstelle bleiben abzuwarten. Derzeitig sollen mehr als 4.500 Beschwerden anhängig sein, was zumindest Zweifel an der gesetzlich von der Schlichtungsstelle verlangten Entscheidung innerhalb von 3 Monaten aufkommen lässt. Interessant wird es auch dann, wenn sich erstmalig ein Unternehmen weigern wird, die Fallpauschale zu zahlen.

VII. Regelenergieumlage und Konvertierungsentgelt zum 1.4.2012

Die Entwicklung der **Regelenergieumlage** ist zweigeteilt: Bei NetConnect Germany (**NCG**) bleibt die Umlage **stabil auf hohem Niveau** bei 0,08 ct/kWh. **GASPOOL** macht dagegen einen erheblichen Sprung und erhöht die Regelenergieumlage von 0,062 ct/kWh auf 0,12 ct/kWh. Die **Verdopplung** der Umlage begründet GASPOOL mit erheblicher Unterdeckung der Netze im Marktgebiet und dem entsprechenden Anstieg des Regelenergiebedarfs seit November 2011. Merkwürdig bleibt, dass die Fusion zweier Marktgebiete mit geringen Umlagehöhen (die Umlage bei Aequamus betrug zuletzt 0,015 ct/kWh) zu einer solchen Steigerung führen kann.

Das **Konvertierungsentgelt sinkt** dagegen wie erwartet weiter. NCG verringert die Abgabe ab 1.4.2012 von derzeit 1,5 €/MWh auf 0,9 €/MWh. Auch GASPOOL setzt das Entgelt von 2,20 €/MWh auf 1,95 €/MWh herab. Freilich dürften beide Entgelthöhen immer noch erheblich über den Kosten liegen, die tatsächlich aufgrund der Konvertierung anfallen. Die endgültige Festlegung der BNetzA wird jedenfalls zunächst auch nicht im erhofften Umfang zu einer Absenkung des Konvertierungsentgeltes führen (siehe dazu auch unter Teil 3, IV.).

VIII. Vereinheitlichung des Regelenergiemarktes

Die Verfahren zur Beschaffung von externer Regelenergie im Gasbereich in den Marktgebieten GASPOOL und NCG sollen zum Herbst 2012 weiter vereinheitlicht werden. Ein Entwurf soll demnächst zur Konsultation gestellt werden.

Geplant ist eine weitestgehende Harmonisierung der aus geschriebenen Commodity-Produkte sowie gemeinsame Standards bei den Fristen für die Angebotseingabe, Preis-anpassung sowie für den Abruf von Regelenergie. Eine gemeinsame Ausschreibung bzw. eine einheitliche Ausschreibungsplattform für beide Marktgebiete ist derzeit noch nicht geplant. Zudem darf abgewartet werden, inwieweit sich die Beschaffung von Regelenergie weiter auf die Gasbörse an der EEX verlagern wird. Derzeit **offen** ist auch die **Zukunft lokaler Regelenergie**. Nach dem derzeitigen Diskussionsstand um den Net Code Gas Balancing (siehe dazu auch unter Teil 3, II.) könnte zumindest mittelfristig eine einheitliche Börsenbeschaffung vorgeschrieben sein.

Für Stadtwerke und Gashändler, die über Flexibilitäten, wie Röhren- oder Kugelspeicher, oder unterbrechbare

Ausspeisekunden verfügen, sind die Marktbedingungen insgesamt als gut zu bezeichnen. Für das wirtschaftliche Angebot auf dem Regelenergiemarkt Gas bieten sich hier Kooperationslösungen an. Nähere Informationen hierzu erhalten Sie über die **Initiative Gashandel/GABi Gas**, einer Arbeitsgemeinschaft aus 15 nationalen und europäischen Stadtwerken und Gashändlern, die aktiv am Regelenergiemarkt Gas teilnehmen. Sprechen Sie uns hierzu gerne an.

IX. Neu ab 1.4.2012: Day-ahead-Kapazitäten über TRAC-X primary

Die zweite Phase der Umsetzung der KARLA Gas zum Kapazitätsmanagement im Gasbereich steht an: Zum 1.4.2012 soll der kurzfristige ("day ahead") Kapazitätsmarkt mit Leben gefüllt werden. Anzuwenden sind die §§ 4 und 5 des Standardkapazitätsvertrages der KARLA Gas. Danach müssen Händler nicht genutzte oder anderweitig vermarktete Kapazitäten an die Fernleitungsnetzbetreiber zurückgeben; die Re-Nominierungsmöglichkeiten werden beschränkt (10 % der gebuchten Kapazität). Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen die dadurch frei werdenden Kapazitäten über die Vermarktungsplattform TRAC-X gebündelt auf fester Basis „day ahead“ verauktionieren – zum Startpreis von Null Euro!

Anfänglich sind **Umsetzungsschwierigkeiten** zu erwarten. An vielen Marktgebietskopplungspunkten wird die gebündelte Vergabe von Kapazitäten noch nicht umgesetzt. Zudem wird es keine Vorlauf- oder Testphase geben. Mögliche Einschränkungen und sonstige Vermarktungsdetails finden Sie in einer Liste unter www.trac-x.de.

Gashändler müssen beachten, dass bislang mögliche bilaterale Kapazitätsabsprachen künftig untersagt oder - beispielsweise im Falle der Nutzungsüberlassung - wegen der Re-Nominierungsbeschränkung mit Nachteilen verbunden sind. Vermieden werden kann dies zwar durch die Einrichtung eines Subbilanzkontos, nur dürfte dies in der Praxis wenig praktikabel sein.

Transportkunden sollten die Risiken in ihren Kapazitätsverträgen prüfen und neu bewerten. Allein durch die Re-Nominierungsbeschränkung in Höhe von 10 % der gebuchten Kapazität droht ein Unterbrechungs- und damit Haftungsrisiko gegenüber den Lieferkunden. Alternative Vermarktungsmöglichkeiten sind keine Lösung, die Ausgestaltung der Sekundärplattform der TRAC-X ist weiterhin unzureichend und Verbesserungen sind derzeit nicht absehbar.

Stadtwerke müssen eine Strategie entwickeln, um auf den kommenden kurzfristigen Kapazitätsmarkt zu reagieren. Die womöglich kostenlose Day-ahead-Kapazitätsvergabe und die dadurch zwangsläufig weiter ansteigenden Kosten für langfristige Verträge werden den Druck auf die Handels- und Lieferpreise erheblich verschärfen und auch zu einer weiteren **Erhöhung der Gasnetzentgelte** führen.

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. April 2012

Teil 3: Neues aus Europa, von Gesetzgeber und BNetzA

I. Die novellierte GeLi Gas

Im Zuge der Einführung der dreiwöchigen **Wechselfrist** in § 20a EnWG wurden Anpassungen an den Geschäftsprozessen für den Lieferantenwechsel nach GeLi Gas notwendig.

Die Dreiwochenfrist versteht die Festlegung als Frist von **10 Werktagen**, selbst in denkbar ungünstigen Feiertagskombinationen werden daher drei Wochen nicht überschritten. Mit diesem Vorlauf kann der Prozess Lieferantenwechsel, der nunmehr durch die Prozesse Lieferbeginn, Lieferende und den Hilfsprozess Kündigung ersetzt wurde, vollständig fristgerecht durchgeführt werden. Insbesondere der **Fristenmonat entfällt**, stattdessen werden jetzt alle Prozesse unverzüglich, auch untermonatlich, durch den Netzbetreiber bearbeitet. Jedwede Zuordnungslücke wird durch den Beginn der Grund- und Ersatzversorgung gelöst werden.

Die Netzabmeldungsbestätigung des **Altlieferanten** ist zu einem bloßen **Vetorecht** geschrumpft, so dass in Zukunft die Untätigkeit des Altlieferanten zum Verlust des Kunden führen kann. Unklarheiten der Vergangenheit, etwa bei der Identifizierung der Entnahmestelle, wurden beseitigt.

Die Neuerungen treten am 1.4.2012 in Kraft, ein deutliches Bekenntnis der BNetzA zum „Change-Management“ in festen Zyklen (1.10. und 1.4. eines Jahres); übrigens zukünftig auch im Bereich Strom. Nicht nur Ihr IT-Dienstleister wird das begrüßen, der – hoffentlich rechtzeitig – die erforderlichen Softwareanpassungen vorgenommen hat.

II. Wann kommt die europäische GABi Gas?

Der **Network Code (NC)** für einheitliche europäische Vorgaben für das **Gas Balancing** wird weiter unter Federführung des Verbandes der Europäischen Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) in einer Vielzahl von Workshops diskutiert.

Der Entwurf für den NC soll von Mitte April bis Mitte Juni mit den Marktteilnehmern konsultiert werden. Die Verabschiedung ist für November 2012 geplant, das **Inkrafttreten** (und damit eine marktweite Verbindlichkeit) ist dann **ab Herbst 2013** zu erwarten.

Auch wenn die Inhalte noch nicht im Detail feststehen, sind **Auswirkungen auf die GABi Gas** sicher. Die BNetzA hat bereits im Februar offiziell verkündet, dass sie zunächst das Ergebnis dieses Prozesses abwarten wird, bevor die GABi Gas grundlegend überarbeitet wird.

Handelsseitig sind Änderungen bei dem Stundenregime sowie der Bepreisung der Ausgleichsenergie zu erwarten. Verbesserungen wird es bei der Informations- bzw. Prognosedatenübermittlung geben. Zum Nachteil der **Netzbetreiber**. Diese müssen nach den Vorgaben der Europä-

ischen Regulierungsbehörde ACER in Zukunft auch **untertägig ein Update der SLP-Prognose** liefern. Außerdem werden tagesaktuelle RLM-Daten zweimal täglich geschuldet.

Noch völlig unklar ist, ob und inwieweit es Änderungen bei den Fristen und Prozessabläufen geben wird. Soweit Sie eine Überarbeitung oder sonstige Investitionen in Ihr IT- und Messsystem planen, raten wir Ihnen dringend, hierbei schon die wachsenden Anforderungen zu berücksichtigen. Wir werden den Entwurf des NC Gas Balancing selbstverständlich für Sie analysieren und Sie über die weiteren Entwicklungen informieren.

III. Entscheidung zu GABi Gas 2.0

Am 26.3.2012 hat die BNetzA den Hauptsachebeschluss zum Änderungsverfahren GABi Gas erlassen (ursprünglich „GABi Gas 2.0“, BK7-11-044). Von den anfänglich angedachten Änderungen ist erwartungsgemäß nicht viel übrig geblieben. Allein die in § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV vorgesehene und zwischenzeitlich schon vorläufig ausgesetzte **5 %-Toleranz für RLM-Entnahmestellen** hat die BK 7 nun endgültig **auf 0 %** festgelegt. Im Übrigen wurde das Verfahren eingestellt Diese **Teileinstellung** hatte die BNetzA bereits am 01.02.2012 in Aussicht gestellt.

Hauptthema in dem Festlegungsverfahren, das die BNetzA im Mai 2011 auf der Grundlage ihres Berichtes vom 1.4.2011 zur GABi Gas eingeleitet hatte, war die Frage, ob die Regelenergieumlage auf RLMoT-Entnahmestellen ausgeweitet werden sollte.

Zwei Gründe nennt die BK 7 für die Teileinstellung: zum einen der fortgeschrittene Prozess bei den europäischen Bilanzierungsregeln (siehe dazu auch unter Teil 3, II.), zum anderen die Verbesserung der Transparenz bei den Marktgebietsverantwortlichen (MGV). Vielleicht wäre aber eine Art öffentliche schwarze Liste zulasten der MGV bei der BK 7 wünschenswert, auf der sich BKV oder nachgelagerte Netzbetreiber über Umsetzungsdefizite bei den MGV beklagen könnten.

IV. Die „Konni Gas“ ist da - Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten

Am 27.3.2012 hat die BNetzA ihre Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten beschlossen („Konni Gas“, BK7-11-002). Nach offizieller Einleitung am 13.1.2011 hatte die BNetzA zwischenzeitlich, um den Start der beiden qualitätsübergreifenden Marktgebiete NCG (zum 1.4.2011) und GASPOOL (zum 1.10.2011) zu sichern, bereits einstweilige Anordnungen im Hinblick auf das Konvertierungsentgelt erlassen.

Die ab 1.10.2012 geltenden **Eckpunkte** der Festlegung im Überblick:

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. April 2012

- für das Konvertierungsentgelt gilt in der ersten Periode (1.10.2012 – 1.4.2013) eine **Obergrenze** von **0,181 ct/kWh** (NCG) bzw. **0,176 ct/kWh** (GASPOOL),
- bis 1.10.2016 muss das **Konvertierungsentgelt** sukzessive reduziert werden; vorgesehen ist eine **Abschmelzung um grundsätzlich 25 % pro Jahr**,
- neben das **Konvertierungsentgelt** tritt künftig die **Konvertierungsumlage**, die **auf** alle täglich in einen Bilanzkreis **eingebrachten physischen Einspeisemengen** erhoben wird,
- die **Konvertierungsumlage** wird erhoben, sobald die Kosten der Konvertierung durch das Konvertierungsentgelt nicht mehr gedeckt werden; dies wird voraussichtlich erst ab 1.10.2015 der Fall sein, weil erst dann das Konvertierungsentgelt so niedrig ist, dass eine Konvertierung tatsächlich attraktiv wird,
- Konvertierungsentgelt und -umlage werden grundsätzlich **halbjährlich** angepasst (zum 1.4. und 1.10., Veröffentlichung jeweils **6 Wochen vorher**)

Den beiden MGV werden mit der Festlegung zudem zahlreiche Dokumentations-, Veröffentlichungs- und Evaluierungspflichten auferlegt.

Die Festlegung tritt **mit Wirkung zum 1.10.2012** in Kraft. Bis dahin wird in beiden Marktgebieten das Konvertierungsentgelt weiterhin auf Grundlage der vorläufigen Anordnungen erhoben (NCG: 0,09 ct/kWh, GASPOOL: 0,195 ct/kWh). Aufgrund der vorgesehenen Obergrenzen müsste GASPOOL das Entgelt zum 1.10.2012 leicht senken, NCG könnte es sogar verdoppeln.

Anders als von Teilen des Marktes gefordert sieht die Festlegung **keine konkreten Vorgaben für die dauerhafte Umstellung** von L-Gas-Netzen auf H-Gas vor. In ihrer Begründung verweist die BK 7 insofern auf einen bereits gestarteten Prozess von relevanten Interessengruppen zur Erarbeitung eines gemeinsamen, bundesweit einheitlichen Konzeptes. Die Festlegung beschränkt sich – in Tenor 5 - darauf, die MGV zu verpflichten, regelmäßig eine Gegenüberstellung der Konvertierungskosten und der Kosten der Marktgebietsumstellung durchzuführen. Ob und in welcher Form der Markt in der Lage sein wird, aus sich heraus, also ohne verbindliche Vorgaben, ein zielführendes Konzept zu erstellen, bleibt abzuwarten. Eine Einbindung der Verteilernetzbetreiber in den offenbar bereits gestarteten Diskussionsprozess ist in jedem Fall geboten.

V. BKartA - Neue Marktabgrenzung Gas?

Im Beschluss B 8 - 116/11 vom 31.1.2012 zur Freigabe der Anteilserhöhung von Gazprom an der VNG hat das BKartA eine **räumliche Marktabgrenzung nach** den jeweiligen **Netzen** zumindest **teilweise aufgegeben**. Für den sachlichen Markt zur Belieferung von Weiterverteilern durch überregionale Ferngasunternehmen geht das Amt jetzt von einem bundesweiten Markt aus und lehnt eine Abgrenzung nach Marktgebieten ebenso ab wie eine

Trennung zwischen H-Gas und L-Gas. Gleiches gilt für den Markt zur Belieferung von RLM-Kunden durch überregionale Ferngasunternehmen. Trotzdem behält sich das BKartA vor, in den nächsten Jahren das Verhalten in den „etablierten“ Vertriebsgebieten zu kontrollieren. Das BKartA will den Markt zur Belieferung von Endkunden durch ein Stadtwerk hingegen weiterhin nach dem Netzgebiet des Stadtwerks abgrenzen. Eine künftige Unzulässigkeit einer kartellrechtlichen Kontrolle von Endkunden-Preisen von Stadtwerken lässt sich also aus dem Beschluss nicht herleiten. Beim Gasbezug wird es für Stadtwerke bei manchen Unternehmen schwieriger, sich auf einen kartellrechtlichen Missbrauch zu berufen. Dieser Beschluss muss aber nicht das letzte Wort bei der weiteren Entwicklung einer kartellrechtlich sachgerechten Marktabgrenzung bedeuten, zumal es in dem Beschluss auch gar nicht um Stadtwerke ging.

Teil 4: Geschäftsfeld Biogas

I. Zusammenarbeit der Netzbetreiber bei Biogasananschlussbegehren weiterhin offen

Die Regelung in § 33 Abs. 5 GasNZV sieht bei der Prüfung eines Anschlussbegehrens, soweit erforderlich, die **Mitwirkung anderer Netzbetreiber** vor. Bislang ist unklar, in welchem Umfang die Netzbetreiber hieraus zur Zusammenarbeit verpflichtet sind. Dies führt in der Praxis immer wieder zu Auseinandersetzungen unter den Netzbetreibern um die Frage, wer den Netzanschluss zu gewähren hat.

Dem **Streit um den „richtigen“ Netzanschluss** liegt auch zugrunde, dass inhaltlich weiter offen ist, ob der Anschlussnehmer einen Anspruch auf Direktanschluss an das von ihm gewählte Netz hat oder ob auch aus Gründen der Effizienz und damit letztlich der gesamtwirtschaftlichen Kosten der Anschlussnehmer mit seinem Anschlussbegehren an ein anderes Gasnetz verwiesen werden darf. Anders als im EEG für den Anschluss der Stromerzeugungsanlage an das Stromnetz findet sich in der GasNZV keine Regelung hierzu.

Auch die BNetzA hat mit ihrer Missbrauchsentscheidung vom 25.2.2011 (BK7-10-191) die Einbindung anderer Netzbetreiber nach § 33 Abs. 5 GasNZV nur sporadisch behandelt. Ggf. wird künftig ein vom BDEW angekündigter Leitfaden den Netzbetreibern bei ihrer Zusammenarbeit im Rahmen eines Netzanschlussbegehrens zur Orientierung dienen.

II. Genehmigungspflicht für Biogasanlagen nach BImSchG ab 1.6.2012

Bislang sah die 4. BImSchV zum Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), in der genehmigungspflichtige Anlagen erfasst sind, für Biogas- und Biogasaufbereitungsanlagen grundsätzlich keine immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht vor. Mit der Novelle des Kreislaufwirtschaftsgesetzes führt der Gesetzgeber **zum**

Neues vom Gas

Überblick über aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen

Stand: 1. April 2012

1.6.2012 für Biogasanlagen ab einer Produktionskapazität von 1,2 Mio. Norm-m³/a und für Biogasaufbereitungsanlagen ab einer Verarbeitungskapazität von 1,2 Mio. Norm-m³/a von Rohbiogas eine **Genehmigungspflicht** nach dem vereinfachten Verfahren gem. § 19 BImSchG ein. Auch Bestandsanlagen, die vor dem 1.6.2012 errichtet oder wesentlich geändert wurden oder mit deren Errichtung oder wesentlichen Änderungen begonnen worden ist, sind nach § 67 Abs. 2 BImSchG der zuständigen Behörde anzuzeigen, unabhängig davon, ob für diese Anlagen bereits eine Baugenehmigung erteilt wurde. Die Behörde kann ggf. Auflagen erteilen um die Einhaltung des BImSchG sicherzustellen.

Teil 5: Musterverträge

I. Ergänzende Bedingungen für Netzverträge Biogas nach KoV IV

Wie der Lieferantenrahmenvertrag nach Anlage 3 zur KoV IV erlauben auch der Netzanschluss-/ Anschlussnutzungsvertrag Biogas (Anlage 6 zur KoV IV) und der Einspeisevertrag Biogas (Anlage 7 zur KoV IV) jeweils Ergänzende Bedingungen. Von dieser Möglichkeit sollte seitens der Netzbetreiber auch Gebrauch gemacht werden, da beide Verträge Lücken aufweisen, etwa bei der Kostenverteilung und Abrechnung.

Mittlerweise hat BBH **Muster** für **Ergänzenden Bedingungen** für beide Vertragsarten erstellt, die wir Ihnen bei Bedarf gerne zur Verfügung stellen. Bitte beachten Sie auch unseren 2. Biogas-Infotag am 26.4.2012, der sich u. a. mit aktuellen Fragen rund um den Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen an Gasnetze beschäftigt.

II. Änderungen der Musterverträge nach KoV IV

Ob die seit Oktober 2011 anzuwendenden Musterverträge nach KoV IV weitere Anpassungen zum 1.10.2012 erfahren, hängt von den Änderungen der KoV ab, die derzeit diskutiert werden, aber noch nicht abschließend abzusehen sind.

III. Neue Musterlieferverträge

In unseren letzten Gasnews hatten wir über die Anpassung der BBH-Musterlieferverträge in Folge der EnWG-Novelle 2011 berichtet. Die Gesetzesänderungen halten leider an. Noch im April darf mit dem Inkrafttreten der Änderungen zur GasGVV gerechnet werden. Der Entwurf der Bundesregierung sieht die Abkürzung der Kündigungsfrist von einem Monat zum Monatsende auf zwei Wochen (ohne Stichtag) vor (siehe dazu auch unter Teil 2, IV.). Diese Vorgabe wird vermutlich auch Einfluss auf Sonderverträge im Haushaltskundenbereich haben, die sich über kurz oder lang an dieser verordnungsrechtlichen Kündigungsfrist orientieren werden.

Die Diversifizierung von Kundengruppen und Liefermodellen im Gasbereich nimmt stetig zu. Wir haben reagiert und stellen unseren Mandanten zum April einen neuen Muster-

liefervertrag für große Letztverbraucher im gewerblichen Bereich zur Verfügung. Hierbei handelt es sich um einen Liefervertrag, bei dem der Gewerbekunde (RLM) am virtuellen Handlungspunkt beliefert wird und die Netznutzung separat mit seinem Netzbetreiber abwickelt. Weitere Musterverträge im Großkundenbereich folgen im Sommer.

Teil 6: Seminare und Termine

□ Sitzung des AK Zukunft Gas

- 13.09.2012, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr, BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

□ Treffen der Initiative Gashandel / GABi Gas

- 09.05.2012, von 10:00 Uhr bis 15:00 Uhr, BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

□ Seminar „Allokation durch Auspeisenetzbetreiber – zwischen Fehlerbehebung und Netzkontoabrechnung“

- 08.05.2012, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr, BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
- 10.05.2012, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr, BBH, KAP am Südkai, Agrippinawerft 30, 50678 Köln
- 22.05.2012, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr, BBH, Untere Weidenstraße 5, 81543 München
- 24.05.2012, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr, BBH, Industriestraße 3, 70565 Stuttgart

□ Seminar „Abrechnung im Gas – Was kommt, was bleibt? – Ein Grundlagenseminar“

- 16.04.2012 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
- 19.04.2012 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Industriestraße 3, 70565 Stuttgart
- 24.04.2012 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, Untere Weidenstraße 5, 81543 München
- 15.05.2012 von 10.00 Uhr bis 16.00 Uhr BBH, KAP am Südkai, Agrippinawerft 30, 50678 Köln

□ Seminar „Verträge des Netzbetreibers“

- 24.04.2012, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr, BBH, KAP am Südkai, Agrippinawerft 30, 50678 Köln

□ 2. Infotag Biogas

- 26.04.2012, von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr BBH, Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

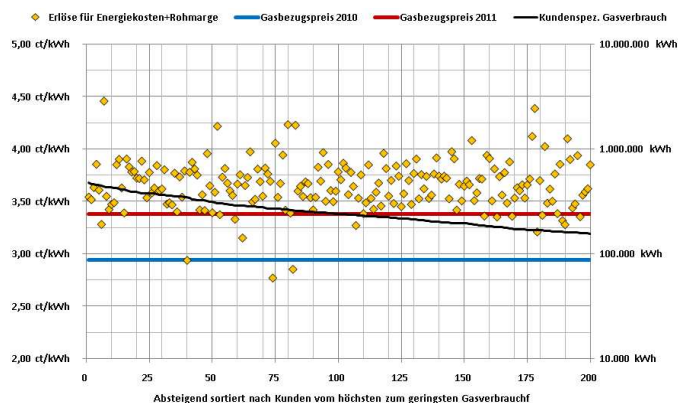
Gerne können Sie unsere Seminare auch als Inhouse-Seminare buchen. Sprechen Sie uns bei Interesse an.

Teil 7: BBH Consulting AG – Steuerung und Kalkulation im Gasvertrieb

Stadtwerke stehen im Rahmen des zunehmenden Wettbewerbsmarktes vor der Herausforderung, immer wechselaffinere Kunden mit niedrigen Preisen zufrieden zu stellen. Im sich intensivierenden Wettbewerbsumfeld unter sinkenden Rohmargen ist dies mittelfristig nur zu erreichen, wenn zeitnah auf Markttrends reagiert und Transparenz im Hinblick auf die Kalkulation und Wirtschaftlichkeit der angebotenen Tarife wie auch der zugrundeliegenden Beschaffungspreise geschaffen wird.

I. Errechnung individueller Deckungsbeiträge

Die Bewertung der **Wirtschaftlichkeit einzelner Tarifgestaltungen** unter Berücksichtigung verschiedener Kundenrisikoklassen und die damit verbundene Identifikation von werthaltigen Kunden in Industrie und Gewerbe können eine wesentliche Bedeutung für die Profitabilität von Versorgungsunternehmen haben, wie die nachfolgende Grafik beispielhaft darstellt:



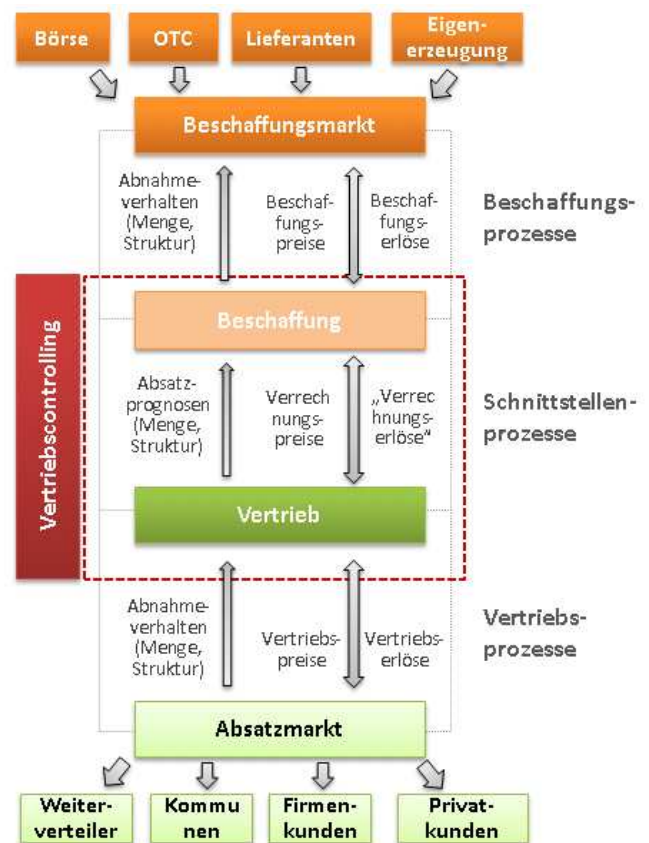
Bei steigenden Bezugspreisen zwischen den Jahren 2010 (blaue Linie) und 2011 (rote Linie) wird die Belieferung von einer zunehmenden Anzahl an Großkunden unprofitabel – die kundenindividuell variierenden Erlöse für Energiekosten und Aufschläge plus Rohmarge (gelber Stern) fallen bei Teilen der Kundschaft unter den Gasbezugspreis, was im Rahmen der vorliegenden kundenindividuellen DB0-Rechnung transparent wird.

Schon im Rahmen der konventionellen Beschaffung über Vollversorgungsverträge war Transparenz von Beschaffungspreisen zu Vertriebsstarifen unerlässlich, die Umstellung auf eine strukturierte Beschaffung bringt weitere Herausforderungen mit sich.

II. Die Schnittstelle von Vertrieb und Beschaffung

Die Notwendigkeit eines systematisch aufgebauten Vertriebscontrolling in der individuellen Beschaffung für einzelne Kundengruppen und der damit verbundenen Anforderung an eine gezielte Steuerung von Vertriebspreisen über Kennzahlen verdeutlicht sich bei näherer Betrachtung der **Schnittstelle zwischen Vertrieb und Beschaffung**.

Zielkonflikte zwischen Beschaffung – ausgerichtet auf Risikominimierung unter Preisaufschlägen und konkrete Mengenvorgaben - und Vertrieb – ausgerichtet auf Absatzmaximierung unter niedrigen Preisen und eine hohe Abschlussquote - sind obligatorisch. Eine planvoll definierte Ausgestaltung von Transferpreisen zwischen Beschaffung und Vertrieb kann hierbei Steuerungsimpulse liefern, welche im Sinne einer Gesamtstrategie auf Unternehmensebene gezielt eingesetzt werden sollten. An der Schnittstelle von Beschaffung und Vertrieb bietet es sich deshalb an, eine Systematik zur anreizgerechten Gestaltung von Verrechnungspreisen für Vertrieb bzw. Verrechnungserlösen für die Beschaffung aufzubauen, um Zielkonflikte zu entschärfen.

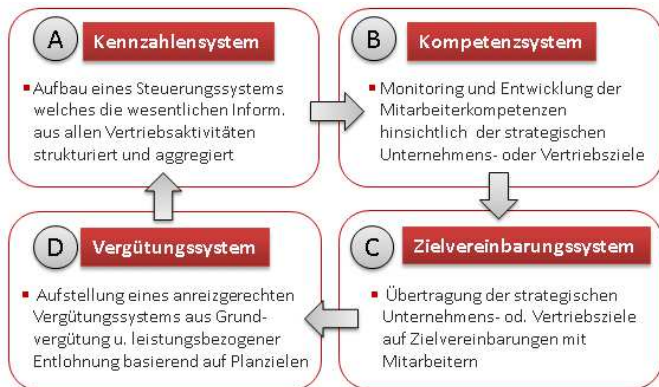


Nicht nur als Basis für zielgerichtetes Marketing und kundenindividuelle Vertriebspreise in Abgleich mit segment-spezifischen Beschaffungsformen, sondern v. a. im Hinblick auf die **Steuerung des Gesamtrisikos** wird die Notwendigkeit einer laufenden Erfolgskontrolle im Vertriebsprozess basierend auf einem systematisch aufgebautem Kennzahlensystem deutlich.

III. Steuerungsinstrumente und Vertriebsstrategie

Neben einem Kennzahlensystem zur Überwachung der Schnittstelle von Vertrieb und Beschaffung im sogenannten Vertriebscockpit basiert eine systematisch aufgebaute Vertriebssteuerung auf drei weiteren Faktoren: zielgerichteter **Aufbau von Mitarbeiterqualifikationen** im Sinne eines Kompetenzsystems, **Zielvereinbarungssystem** zur Abstimmung von Sollvorgaben im Vertrieb, **anreizgerechte Vergütung** für die Erfüllung gemeinsam verabschiede-

ter Planvorgaben. Die vier einzelnen Bereiche sind miteinander verwoben und beeinflussen den Gesamterfolg im Vertrieb, wie folgende schematische Darstellung verdeutlicht:



Monitoring und die Entwicklung der Mitarbeiterkompetenzen im Hinblick auf die strategischen Vertriebsziele sind ein wesentlicher Erfolgsfaktor auf mittel- bzw. langfristiger Ebene. Hierbei sollte ein gezielter Kompetenzaufbau durch kontinuierliche Aus- und Weiterbildung der jeweiligen Mitarbeiter durch schriftlich vereinbarte Qualifikationspläne und gemeinsame Etappenziele verbindlich fixiert werden.

Zusätzlich sollten die strategischen Unternehmens- und Vertriebsziele in verbindliche Zielvereinbarungen mit Mitarbeitern übertragen werden. Neben quantitativen Zielvorgaben, z. B. Anzahl abgeschlossener Verträge, Häufigkeit der Kundenansprache (ggf. differenziert nach persönlich, telefonisch, schriftlich), sollten dabei auch qualitative Zielvorgaben definiert werden, z.B. die eigenständige Entwicklung von Ideen zur Erschließung neuer Kundensegmente durch die Mitarbeiter.

Fazit:

Ob durch zunehmenden **Preisdruck im Wettbewerb** um Letztverbraucher oder als Folge einer zunehmenden **Vola-**

tilität in den Großhandelspreisen, ein wesentlicher **Erfolgsfaktor** für Versorgungsunternehmen wird in Zukunft die Fähigkeit sein, die eigene Beschaffung im Abgleich mit der Vertriebspreisgestaltung den sich ändernden Marktgegebenheiten flexibel anzupassen und Transparenz in der Gestaltung von Tarifen zu erreichen. Eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit einzelner Tarifgestaltungen in Abhängigkeit verschiedener Kundenrisikoklassen und die damit verbundene Identifikation von werthaltigen Kunden hat eine gehobene Bedeutung für die Profitabilität und sollte durch ein mit Bedacht gewähltes Kennzahlensystem vertriebsunterstützend aufgebaut werden. Ein abgestimmtes System zur Vertriebskontrolle und die individualisierte Planvorgabe von Vertriebszielen, aber auch ein sukzessiver Ausbau von Mitarbeiterkompetenzen unter Vereinbarung verbindlicher gemeinsamer Ziele sichern den Vertriebserfolg und somit mittel- bis langfristig den Fortbestand von Energieversorgungsunternehmen im zunehmenden Wettbewerbsmarkt.

Wenn Sie Rückfragen haben oder Unterstützung bei z. B. dem Aufbau einer kennzahlenbasierten Vertriebssteuerung benötigen, stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung:

Dipl.-Ing. Marcel Malcher
Vorstand und Partner
Becker Büttner Held Consulting AG
(030) 611 28 40-910
Marcel.Malcher@bbh-beratung.de



Dipl.-Soz. Matthias Puffe, MBA
Consultant
(030) 611 28 40 - 925
Matthias.Puffe@bbh-beratung.de



Über BBH

Als Partnerschaft von Rechtsanwälten, Steuerberatern und Wirtschaftsprüfern ist BBH ein führender Anbieter von Beratungsdienstleistungen für Energie- und Infrastrukturunternehmen und deren Kunden. Weitere Schwerpunkte bilden das Medien- und Urheberrecht, die Steuerberatung und Wirtschaftsprüfung, das allgemeine Zivil- und Wirtschaftsrecht und das gesamte öffentliche Recht.

Hinweis

Bitte beachten Sie, dass der Inhalt dieses Becker-Büttner-Held-Newsletters nur eine allgemeine Information darstellen kann, die wir mit großer Sorgfalt zusammenstellen. Eine verbindliche Rechtsberatung erfordert immer die Berücksichtigung Ihrer konkreten Bedürfnisse und kann durch diesen Newsletter nicht ersetzt werden.

Herausgeber:

Becker Büttner Held, Rechtsanwälte · Wirtschaftsprüfer · Steuerberater
Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

www.bbh-online.de



RA Dr. Olaf Däuper
olaf.daeuper@bbh-online.de



RA Klaus-Peter Schönrock
klaus-peter.schoenrock@bbh-online.de



RA Dr. Pascal Heßler
pascal.hessler@bbh-online.de



RA Dr. Erik Ahnis
Erik.ahnis@bbh-online.de



RAin Janka Schwaibold
janka.schwaibold@bbh-online.de



RA Christian Thole
christian.thole@bbh-online.de



RAin Silke Walzer
silke.walzer@bbh-online.de



RA Tillmann Specht
tillmann.specht@bbh-online.de



RAin Anne Böhnk
anne.boehnk@bbh-online.de



RA Asareel Tobias Kriener
asareel.kriener@bbh-online.de



RA Dr. Jan Ole Voß
jan.voss@bbh-online.de



RA Johannes Nohl
johannes.nohl@bbh-online.de

BBH Berlin
Magazinstr. 15-16
D-10179 Berlin
Telefon (030) 611 28 40-0
Telefax (030) 611 28 40-99
berlin@bbh-online.de
www.bbh-online.de

BBH Brüssel
Avenue Marnix 28
B-1000 Brüssel
Telefon +32 2 204 44 00
Telefax +32 2 204 44 99
bruessel@bbh-online.be
www.bbh-online.de

BBH Köln
KAP am Südkai
Agrippinawerft 30
D-50678 Köln
Telefon (0221) 650 25-0
Telefax (0221) 650 25-299
koeln@bbh-online.de
www.bbh-online.de

BBH München
Untere Weidenstr. 5
D-81543 München
Telefon (089) 231 164-0
Telefax (089) 231 164-570
muenchen@bbh-online.de
www.bbh-online.de

BBH Stuttgart
Industriestr. 3
D-70565 Stuttgart
Telefon (0711) 722 47-0
Telefax (0711) 722 47-499
stuttgart@bbh-online.de
www.bbh-online.de