

# ener|gate

## Gasmarkt

Dr. Heiko Lohmann



### Hinweis

Der Inhalt dieser E-Mail ist urheberrechtlich geschützt. Jegliche Verbreitung ist nicht gestattet und stellt einen Verstoß gegen geltendes Recht dar.



THEMA DES MONATS  
L-/H-Gas Umstellung  
TOPIC OF THE MONTH  
L-/H-Gas conversion



Liebe Leserinnen und Leser,

Ich hatte ja schon im Editorial von Ausgabe 11/15 einen längeren Bericht über die L-/H-Gas-Umstellung angekündigt. In der Ausgabe war er den aktuellen Entwicklungen bei VNG zum Opfer gefallen. Auch wenn jetzt die Recherchen zu dem Artikel schon eine Weile her sind, bleiben alle Aussagen für die Einschätzung der weiteren Abläufe bei der Umstellung gültig. Der Prozess wird alle Marktteilnehmer in Nordwest- und Teilen von Westdeutschland noch länger beschäftigen. Der Artikel zeigt, dass es deutliche Fortschritte bei Strukturen und Prozessen gibt, aber auch durchaus noch Herausforderungen. Insgesamt scheint die bisherige Entwicklung, ein Vertrauen in Märkte zu bestätigen. Mehr Unternehmen als ursprünglich gedacht sehen in der Umstellung ein attraktives Geschäftsfeld und haben Ressourcen aufgebaut.



> Dr. Heiko Lohmann

Diesmal schafft es sogar eine Personalie ins Editorial. Peter Müller, der Alleinvorstand von GGEW aus Bensheim in Südhessen, geht in den Ruhestand. Ich kenne Müller seit 2000, damals haben wir die ersten Diskussionen geführt, wie man Erdgas außerhalb der etablierten Lieferkette beschaffen kann. Müller ist jemand, der nicht nur diskutiert, sondern handelt, und er hat dann sehr schnell Erdgas von Enron am Hub Lampertheim bezogen. Enron ist ebenso Geschichte wie der physische Hub Lampertheim in der Nähe von Mannheim. Müller gehörte zu der Handvoll sehr hartnäckiger und, ja, dickköpfiger Stadtwerke-Geschäftsführer, die schon damals nicht einsehen wollten, dass die traditionelle Erdgaswelt in Stein gemeißelt ist. Eine kleine Abfolge seiner damaligen Aktivitäten findet sich unter Personalien.

VNG spielt auch in dieser Ausgabe wieder eine Rolle. Der geplante Personalabbau sorgt für massive Unruhe im Unternehmen. 150 von 400 Arbeitsplätzen in der noch operativen Holding VNG AG sind sehr viel, es wird mit Sicherheit eine Sozialauswahl geben, viele kalkulieren ihre Risiken. Zur Zeit wird versucht, Mitarbeiter aus der Holding in anderen Gesellschaften unterzubringen. Keine schöne Vorweihnachtszeit in Leipzig.

Ich wünsche aber dennoch allen Lesern eine spannende Lektüre!

Dr. Heiko Lohmann  
Freier Mitarbeiter ener|gate



Thema des Monats: L-/H-Gas Umstellung.....	6
Rahmenbedingungen.....	10
Marktentwicklung.....	15
Marktstruktur.....	23
Personal.....	28
Marktgerüchte .....	29
Topic of the Month: L-/H-Gas conversion.....	32
Framework Conditions.....	36
Market Development .....	41
Market Structure.....	49
Personnel.....	53
Market Rumours.....	54

## 1. Thema des Monats: L-/H-Gas Umstellung

Von der Theorie in die Praxis: Die Umstellung von Markträumen von L-Gas auf H-Gas ist jetzt Realität. Mit Schneverdingen (Niedersachsen) ist das erste Verteilnetz seit dem 1. Oktober dieses Jahres umgestellt. Stadtwerke, bei denen die Umstellung in den Jahren 2016 oder 2017 erfolgen soll, haben die Ausschreibung der Dienstleistungen abgeschlossen oder sind im Ausschreibungsprozess. Am 30. September hatte die ARGE Erdgasumstellung (ARGE EGU), zu der sich 37 Stadtwerke zusammengeschlossen haben, in Bielefeld eine Konferenz durchgeführt, bei der über die bisherigen Erfahrungen berichtet wurde. Die ARGE EGU wird von der Anwaltskanzlei Becker Büttner Held (BBH) organisiert. Die Konferenzbeiträge, Diskussionen am Rande der Veranstaltung und die Erfahrungen in Schneverdingen geben ein ganz gutes Bild über den derzeitigen Stand des Umstellungsprozesses.

### Schneverdingen: Ein weitgehend reibungsloser Umstellungsprozess

In Schneverdingen ist der Umstellungsprozess weitgehend reibungslos verlaufen. Der Geschäftsführer der Stadtwerke Schneverdingen-Neuenkirchen, Jörn Peter Maurer, äußerte sich gegenüber *ener|gate Gasmarkt* zufrieden. Die europaweite Ausschreibung der Dienstleistungen verlief reibungslos, es wurden eine Dienstleistungsgesellschaft für Projektmanagement und Qualitätssicherung sowie vier Unternehmen für die Erhebung und Anpassung aller Geräte beauftragt. Die Ausschreibungen für Erhebung und Anpassung erfolgten gemeinsam mit den benachbarten Stadtwerken Böhmetal in Walsrode, die als nächstes umgestellt werden. Schneverdingen und Böhmetal wurden übrigens nicht von BBH beraten, sondern von der Hamburger Kanzlei Bommert, einem Spezialisten für europäisches Vergaberecht. Am ersten Wochenende nach der Umstellung gab es lediglich acht Störungsmeldungen, nach gut zwei Wochen waren rund 50 Störungsmeldungen registriert, mit danach stark rückläufiger Tendenz. Insgesamt waren in Schneverdingen 7.500 Geräte umzustellen, dazu die Anlagen von zwei Industrieunternehmen. 19 Geräte konnten nicht mehr umgestellt werden, davon waren fünf schwarz eingebaut – jedenfalls besaßen sie keine EU-Zulassung. Bei den verbliebenen 14 Geräten handelte es sich meistens um über 30 Jahre alte landwirtschaftliche Heizgeräte. Für die verbliebenen fünf Fälle, in denen

Heizungsanlagen in Privathaushalten betroffen waren, haben die Stadtwerke für die betroffenen Haushalte eine – für alle Beteiligten – günstige Lösung gefunden. Die Stadtwerke stellen im Rahmen eines Wärme-Contracting-Konzeptes ein Neugerät zur Verfügung. Da die neuen Geräte wesentlich effizienter sind, sinkt die monatliche Belastung für die Haushalte sogar.

Eine Lektion für Maurer war, möglichst mit der Umstellung nicht direkt vor dem Wochenende zu beginnen, da dann die ersten Störungsmeldungen am Wochenende anfallen. „Der Teufel ist ein Eichhörnchen“, so Maurer zu *ener|gate Gasmarkt*.

### Die technischen Herausforderungen bei der Umstellung

Insgesamt ist die Umstellung kein Hexenwerk, es sind ja auch nicht die ersten Umstellungen von Gasqualitäten. Nach der Wende wurde zum Beispiel halb Ostdeutschland von Stadtgas auf Erdgas umgestellt. Bei den Brennern müssen die Düsen ausgetauscht werden, bei Industrieunternehmen erfolgen individuelle Anpassungen. Allerdings haben die Hersteller nicht mehr für alle Geräte die entsprechenden Ersatzteile. Vertreter von Vaillant und Viessmann versicherten in Bielefeld, sie garantierten die Bereitstellung der entsprechenden Düsen für bis zu 20 Jahre alte Geräte. Sie schilderten ganz plastisch, wie sie im Keller alte Werkstücke ausgraben, um die Düsen für ältere Geräte anzufertigen. Maurer berichtete, dass in Schneverdingen zwei Hersteller beim ersten Kontakt angegeben hatten, für Geräte, die 15 Jahre alt waren, keine Ersatzteile mehr vorrätig zu haben, aber dann doch noch welche fanden. Aber irgendwann ist Schluss und sehr alte Geräte können dann nur noch ausgetauscht werden (siehe oben).

Ein technisch-logistisches Problem stellt der Austausch der Düsen bei moderner Brennwerttechnik dar. Anders als bei Niedertemperaturgeräten kann der Austausch erst erfolgen, wenn das H-Gas fließt, da erst dann die Geräte entsprechend eingestellt werden können. Ab diesem Zeitpunkt müssen sie innerhalb von sechs Wochen umgestellt werden, sonst kommt es zu technischen Problemen. Deshalb muss auch gewährleistet sein, dass das L-Gas schnell genug aus dem Netz verdrängt wird. In Netzen, in denen der Ver-

brauch sehr stark zum Heizen erfolgt, kann dies im Sommer ein Problem werden. Im Zweifelsfall muss das Gas abgepackelt werden.

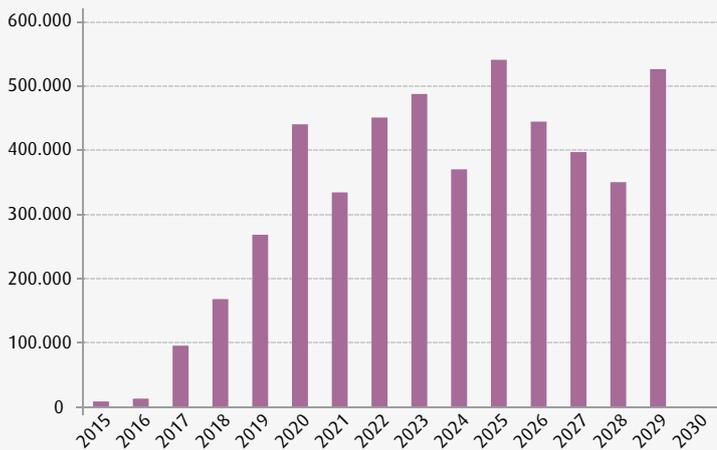
### Dienstleister und Personal, der zentrale Engpass

Seit dem Start der ersten Planungen des Umstellungsprozesses wird diskutiert, ob jemals genügend Unternehmen und Personal zur Verfügung stehen, um in der Plateauphase bis zu 500.000 Geräte pro Jahr umzustellen (siehe Abbildung 1). Da seit Jahren keine Umstellungen mehr stattgefunden haben, sind die Unternehmen und das Personal, die über entsprechende Kompetenzen verfügen, vom Markt verschwunden. Fast! Maurer berichtete, dass Experten mit Erfahrungen aus früheren Umstellungen sich mit Kraft in neuen Konstellationen formieren – und sich die Unternehmen bisweilen durchaus gegenseitig die Mitarbeiter abspenstig machen. Es war auch mit die zentrale Botschaft der ARGE-EGU-Konferenz in Bielefeld: Es gibt Unternehmen, für die die Umstellung ein interessantes

Geschäftsfeld ist. Zwölf Unternehmen haben sich beim DVGW registrieren lassen, mindestens vier weitere sind im Registrierungsprozess. Die Firmen scheinen auch (fast) alle seriös zu sein. Bei den Stadtwerken Peine hatten sich elf Unternehmen für die Präqualifizierung beworben, zehn wurden zur Abgabe eines Angebotes aufgefordert. Der Ausschreibungsprozess läuft noch. Peine mit rund 17.000 Geräten wird zwar erst 2018 umgestellt, aber das Projektmanagement und die Erhebung sollen 2016 starten. Der Umstellungsprozess wird immer in die vier Teilprozesse Projektmanagement, Qualitätssicherung, Erhebung und Anpassung zerlegt. Die Stadtwerke beziehungsweise Netzbetreiber können diese Prozesse gemeinsam oder getrennt ausschreiben. Es gibt gute Gründe, für eine gemeinsame Vergabe von Projektmanagement und Qualitätssicherung sowie von Erhebung und Anpassung. Gute Gründe gibt es auch, Erhebung und Anpassung in mehrere Lose zu splitten und an verschiedene Unternehmen zu vergeben.

Anzahl Mitarbeiter (MA)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Geräteumstellungen (Anzahl Geräte)	7.500	11.600	93.000	170.000	270.000	450.000
Soll:						
Technisches Projektmanagement (1 MA je 10.000 Geräte)	1	2	9	17	27	45
Ist Projektmanagement (alle Firmen)	8	8	27	27	27	27
Differenz	7	6	18	10	0	-29
Soll						
Erhebung (1 MA je 2.400 Geräte)	4	5	40	71	113	188
Anpassung (1 MA je 1.800 Geräte)	5	7	53	95	150	250
Qualitätssicherung (1 MA je 10.000 Geräte)	1	2	10	17	27	45
Gesamt	10	14	103	183	317	530
Ist						
Alle Firmen	45	55	220	310	310	310
Differenz (Ist – Soll)	26	22	112	127	-7	-220

➤ Tab. 1: Benötigtes Personal für L-/H-Gas Umstellung (Quelle: Präsentation Michael Rabenau (Berater im Auftrag BBHC) bei ARGE EGU Konferenz am 30. Sept. 2015 in Bielefeld)



› Abb. 1: Gerätezahl pro Umstellungsjahr (Quelle: FNB Gas Internetseite)

Doch auch wenn die Entwicklung bei den Dienstleistungsanbietern deutlich positiver verläuft als noch vor einem halben Jahr gedacht, bleibt Personal der kritische Faktor:

- Den jetzt zertifizierten Unternehmen fällt es schwer, ausreichend qualifiziertes Personal für die Tätigkeit zu gewinnen. Die Mitarbeiter müssen bereit sein, auf Montage zu gehen, das sind sie nicht, beziehungsweise in der Regel nur dann, wenn hohe Zuschläge bezahlt werden. Angesichts der Arbeitsmarktlage sind die Arbeitnehmer in der komfortablen Situation, zwischen Arbeitgebern auswählen zu können. Sie bevorzugen dann Tätigkeiten ohne Reisen.
- Selbst wenn die Unternehmen ihre Personalpläne realisieren, könnten ab 2019 die Ressourcen knapp werden. Tabelle 1 zeigt eine Abschätzung, die BBH Consulting dazu vorgenommen hat.

Abbildung 1 zeigt, dass ab 2020 pro Jahr zwischen gut 300.000 und mehr als 500.000 Geräte pro Jahr umgestellt werden, also real noch eine Personallücke bestehen könnte. Diese könnte durch weitere Dienstleister oder durch eine Personalaufstockung bei den bisher zertifizierten Dienstleistern geschlossen werden.

### Timing ist fast alles

Auch um den Dienstleistungsunternehmen Planungssicherheit zu geben und einen Geschäftsaufbau zu ermöglichen, ist eine möglichst frühe monatsgenaue Festlegung des Umstellungstermins entscheidend. Zwar enthält die neue Koope-

rationsvereinbarung (KoV) VIII der Netzbetreiber – seit dem 1. Oktober 2015 in Kraft – detaillierte Regeln und Fristen zur Vereinbarung eines Umstellungsfahrplanes zwischen den FNB und den VNB, aber dies garantiert nicht in jedem Fall eine frühzeitige (drei Jahre im voraus) und verbindliche Festlegung auf einen Umstellungsmonat, wie Rechtsanwalt Klaus-Peter Schönrock von BBH in Bielefeld monierte. Wobei Schönrock betonte, es gebe deutliche Verbesserungen und auch ein erkennbares Bemühen der FNB, die Umstellungstermine frühzeitig zu benennen. Auch die KoV VIII stelle einen Fortschritt bei den Rahmenbedingungen dar. Die genaue Terminplanung ist Voraussetzung für eine rechtzeitige Ausschreibung, wie erwähnt, die Planungen der Dienstleister, aber auch die Planungen der Hersteller bei der Produktion der notwendigen Düsen.

### Nach Golde drängt, am Golde hängt doch alles!

Natürlich geht es bei der Umstellung auch ums Geld. Grundsätzlich werden alle Kosten im Rahmen der Marktraumumstellungsumlage auf alle Exit-Entgelte der FNB (inklusive von Speichern und Grenzübergängen) gewälzt. Im Gaspool-Marktgebiet steigt die Umlage zum 1.1.2016 von 0,0282 auf 0,0865 Euro/kWh/h/a. Im NCG-Marktgebiet steigt die Umlage von 0,00402 auf 0,02102 Euro/kWh/h/a. Für die Umstellung der Brenner in Haushalten werden 250 Euro/Gerät kalkuliert, die ersten Ausschreibungen führten wohl zu niedrigeren Preisen, da die Unternehmen derzeit weniger Aufträge als Kapazitäten haben. Dies kann sich ändern. Bei Industrieunternehmen fallen deutlich höhere Kosten an. Die zuständige Regulierungsbehörde entscheidet im Einzelfall. Maurer sagte, er habe sich schon im Vorfeld sehr eng mit der zuständigen Landesregulierungsbehörde Niedersachsen abgestimmt, um keine Überraschungen zu erleben. Das habe gut funktioniert. Als generelle Obergrenze für die Umstellungskosten je Anlage wird ein Betrag von 5.000 Euro genannt, aber im Einzelfall können es deutlich mehr sein.

Aus der Sicht von Stadtwerken problematisch ist die fehlende Anerkennung der Kosten für ein neues Gerät, wenn ein Gerät ausgetauscht werden muss. In Bielefeld wurde diskutiert, ob die entsprechende Regelung im EnWG (§19a) noch angepasst werden kann, um zumindest Zuschüsse zu ermöglichen. Wobei, ein Zuschuss in Höhe der durchschnittlichen Umstellungskosten von 250 Euro angesichts der Anschaffungskosten für

ein neues Gerät von rund 6.000 Euro kein wirklicher Beitrag wären. Das Beispiel Schneverdingen zeigt, dass andere Möglichkeiten bestehen.

### Umstellung als Chance und Risiko für die Branche

Für die Erdgaswirtschaft ist die Umstellung insgesamt mit Chancen und Risiken verbunden, wie immer wieder in Gesprächen deutlich wird: „Die Branche bekommt eine komplette Übersicht über alle Geräte in den Umstellungsgebieten, dies müsste sich doch nutzen lassen“, so ein Vertreter der Gaswirtschaft. Wenn es gelingt mit diesen Daten systematisch für einen Austausch älterer Geräte zu werben, sichert sich die

Gaswirtschaft zumindest in Teilen Nord- und Westdeutschlands den Absatz für die nächsten 30 Jahre (eine Gerätegeneration). Auf der Sollseite stehen die Bemühungen der Öl- und Stromwirtschaft, mit möglichen Werbekampagnen den Energieträger Erdgas insgesamt zu diskreditieren. Dies erfolgt mit Verweis auf die vermeintlich hohen Kosten der Umstellung, die Verbraucher zu tragen haben, aber auch mit Verweis auf die abnehmende Versorgungssicherheit, wenn deutsches L-Gas vermeintlich durch russisches H-Gas ersetzt wird. Erste Ansätze für solche Kampagnen gibt es. Für die Unternehmen ist deshalb die Erdgasumstellung auch ein Kommunikations-Projekt, das als solches ernst genommen wird.

## 2. Rahmenbedingungen

### 2.1 Versorgungssicherheit

Im Oktober und November häuften sich die Vorschläge zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit:

- Am 9. Oktober hat VIK, VCI und DIHK ihren gemeinsamen Vorschlag für ein Demand Side Management der BNetzA und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) überreicht.
- Am 26. Oktober hat der FNB Gas ein Versorgungssicherheitskonzept veröffentlicht.
- Am 12. November hat der BDEW im Rahmen des BDEW-Gasdialogs sein Reservemodell präsentiert.

#### Demand Side Management

Im Grunde ist das VIK-und-Andere-Modell ziemlich schlicht. Industrieunternehmen wollen am Regelenergiemarkt auf der Position vier, der letzten der Merit Order Liste (MOL) (standardisierte Langfristprodukte und/oder nicht standardisierte Flexibilitätsdienstleistungen) teilnehmen. Industrieunternehmen könnten ihre Abschaltung gegen einen Arbeitspreis anbieten, der den „Value of Lost Load (VOLL)“ widerspiegelt. (Zu dem Konzept, das für die englische Regulierungsbehörde OFGEM entwickelt wurde, siehe *ener|gate Gasmarkt* 07/15.) Unterbrechbarkeit wäre das Ende des MOL-4-Instruments. Der VIK hat Zahlen ermittelt und dazu Mitglieder befragt. Bei einem Preis von 400 Euro/MWh könnte nach einer Befragung ein Potenzial von 105,5 GWh/Tag aktiviert werden. Da die Verbände ein reines Arbeitspreismodell vorschlagen, ist die Lösung im Grunde preiswert. Kosten fallen allein bei der Inanspruchnahme an. Diese werden über die Bilanzierungsumlage verrechnet. Im Grunde müsste lediglich die Laufzeit für MOL-4-Produkte geändert werden. Eine Verpflichtung der Bereitstellung für volle drei Monate ist den Industrieunternehmen zu lang, und die Abrufzeit von drei Stunden zu kurz.

Bleibt die Frage, warum eigentlich ein FNB oder ein Marktgebietsverantwortlicher (MGV) Geld bezahlen soll, wenn die Industrieunternehmen ohne Entschädigung abgeschaltet werden können. Aus Sicht des VIK ist dies aber eine rechtliche Grauzone mit erheblichen Unsicherheiten

für alle Beteiligten. Diese könnten durch das Konzept beseitigt werden.

#### FNB-Konzept

Die FNB haben ein Versorgungssicherheitskonzept bestehend aus zwei Modulen vorgeschlagen:

- Eine Speicherreserve für die FNB, genannt Flexibilitätsreserve.
- Eine stärkere Pönalisierung von Bilanzkreisverantwortlichen, die ihre Bilanzkreise in Spitzenlastzeiten systematisch nicht ausgleichen.

FNB sollen Speicher kaufen oder buchen, um den Ausfall der größten Importinfrastruktur in einem kalten Winter für fünf Tage kompensieren zu können. Dann soll entweder die Störung beseitigt sein, oder es sollen andere Maßnahmen greifen. Die FNB machen in dem Papier keine Angaben zu Mengen und Kosten, das Gesamtvolumen soll rund drei Mrd. Kubikmeter betragen, die Kosten pro Jahr 200 bis 250 Mio. Euro. Die FNB wollen selbst entscheiden, wo sie im Netz wie viel Speicher benötigen. Aber die Speicher sollen direkt an die Hochdrucknetze angeschlossen sein.

Im Grunde ist es eine Art zusätzliche interne Regelenergie, nur dass sie erst dann eingesetzt werden soll, wenn alle anderen Maßnahmen ausgeschöpft sind. (Normale interne Regelenergie wird anfangs eingesetzt, die Reserve zum Schluss.) Das Modell befriedigt aber doch sehr einseitig die Interessen der FNB, die dadurch ihre Marktrolle und auch Vermögensbasis erweitern können. Fraglich ist, darauf wies während des BDEW-Gasdialogs Klaus-Dieter Borchardt von der EU-Kommission hin, ob solche Formen der direkten Speichernutzung durch die FNB mit den Unbundling-Vorgaben vereinbar sind. Auch die Auslösung durch „die Unterschreitung definierter Druckrandbedingungen“ ist von außen nicht transparent zu beobachten und zu überwachen.

Zu dem zweiten Teil des Vorschlags gibt es im Grunde nichts weiter zu erläutern.

#### BDEW-Reservemodell

Auch das BDEW-Reservemodell besteht aus zwei Modulen:

- Einer Flexibilitätsreserve, die vom Regelenergiemarkt abgegrenzt werden soll, obwohl sie ähnlich funktioniert.
- Einer Kontrahierung von Speichern durch die FNB.

Anders als der FNB Gas hängt der BDEW ein Mengen- und Preisschild an das Modell. Für die Flexibilitätsreserve wird derzeit die Äquivalenz eines Speichervolumens von 1,1 Mrd. Kubikmeter benötigt, für die Speicher eine Mrd. Kubikmeter. Die Kosten sollen 140 bis 190 Mio. Euro/a betragen.

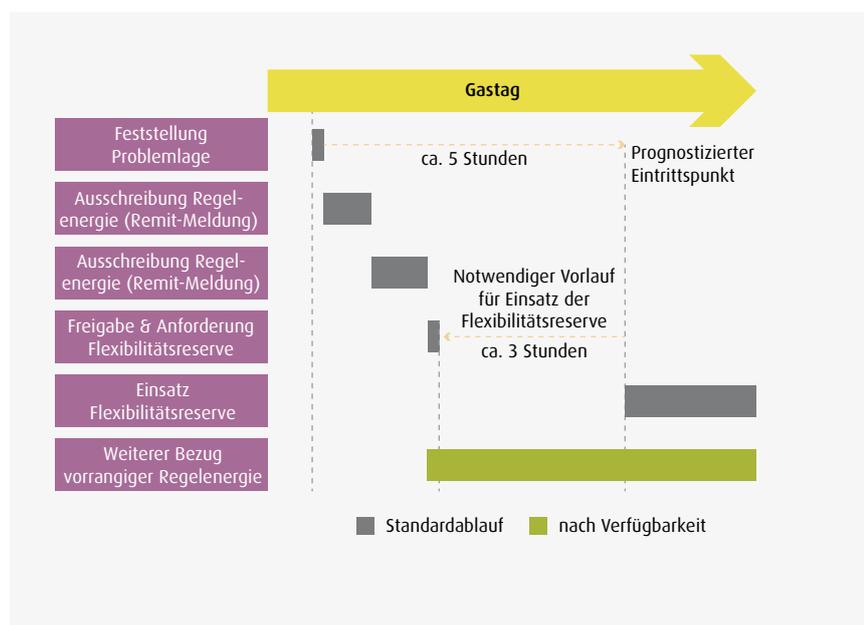
Die Grundlagen des Modells der Flexibilitätsreserve hat die Unternehmensberatung Team Consult in Kooperation mit DBI GUT für den BDEW erarbeitet, dann wurde viel im BDEW mit den Beratern diskutiert, um zur finalen Ausgestaltung zu kommen. Ähnlich wie im FNB-Gas-Konzept ist das Absicherungsszenario der Ausfall des größten Importpunktes (Mallnow) in Verbindung mit einer siebentägigen Kälteperiode im Februar. Für die Analysen der Mengen wird der Februar 2012 als Referenz genutzt, da damals entsprechende Temperaturen herrschten. Die Gutachter kommen zu dem Ergebnis, dass bei dem unterstellten Szenario regional in Süddeutschland (Bayern südlich der MEGAL und Baden-Württemberg) Engpässe auftreten können, wenn die Speicherfüllstände historisch niedrig sind. Angenommen wurden dafür als mögliches Szenario die niedrigsten Füllstände seit Beginn der Aufzeichnungen durch Gas Infrastructure Europe (GIE) 2010. Die physisch verfügbare Ausspeisekapazität aus Speichern erlaubt dann nicht mehr die Deckung der Nachfrage aller Abnehmer (nicht nur der geschützten Kunden) und der üblichen Exportströme – wie sie im Februar 2012 stattfanden.

Die Flexibilitätsreserve soll gezielt für diese residuale, regional fehlende Flexibilität, wie Team Consult sie bezeichnet, dimensioniert werden. Die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) sollen sie im Auftrag der FNB jährlich ausschreiben. Sie ist offen für alle denkbaren Produkte, allein die physische Lieferung an den kritischen Netzpunkten muss gewährleistet sein. Um dies sicherzustellen, müssen die Anbieter sich präqualifizieren. Der Abruf erfolgt, wenn eine letzte reguläre Regelenergieausschreibung erfolglos bleibt. Faktisch entsteht so ein Merit-Order-Listen-(MOL)-Rang fünf, der aber strikt nachrangig zur Rege-

lenergie ist. (Deshalb verwenden die Gutachter auch nicht den Begriff MOL 5.) Abbildung 2 zeigt den speziellen Abrufmechanismus, der jeden Tag neu angewandt werden muss.

Zu dem Preissystem (Kapazitäts- oder Arbeitspreis) wird in dem Konzept keine Angabe gemacht, ohne Leistungspreis für die Bereitstellung wird es nicht gehen. Die Flexibilitätsreserve soll alle zwei Jahre evaluiert und angepasst werden. Team Consult hat in dem Gutachten die Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs in Fünfjahresschritten bis 2030 abgeschätzt. Schon 2020 wird er deutlich niedriger als in dem Referenzjahr 2012 sein. Schon dann reicht die noch vorhandene Ausspeicherleistung auch bei historisch niedrigen Füllständen, um den Flexibilitätsbedarf abzudecken.

Das Reservemodell hat noch eine zweite Komponente, die „Speicherkontrahierung“, die in dem Gutachten nicht analysiert und auch nicht vorgeschlagen wird. In dem Gutachten heißt es dazu lediglich: „Aus der Herleitung [der Speicherfüllstände – *ener|gate Gasmarkt*] ergeben sich verbleibende Restrisiken für die Vorsorgesituation, die sich dann einstellen könnten, wenn in einer solchen Situation die aus historischen Werten ermittelten niedrigsten Speicherfüllstände im Monat Februar erstmalig weiter unterschritten würden. Gegebenenfalls kann dieses Restrisiko durch eine das Reservemodell ergänzende Vorhaltung geringer Speichervolumina kompensiert werden.“ Diese Restrisiken waren das Argument,



> Abb. 2: Abruf der Flexibilitätsreserve (Quelle: Team-Consult-Präsentation beim BDEW-Gasdialog)

mit dem Ulrich Ronnacker von Open Grid Europe auf dem BDEW-Gasdialog die Buchung von Speicherkapazität durch die FNB begründete.

Sowohl im BDEW-Modell als auch im Modell des FNB Gas werden alle Kosten über die Netzentgelte gewälzt.

Über das Mengenszenario, das dem BDEW-Modell zugrunde liegt, lässt sich sicher streiten. Es soll eben aufzeigen, unter welchen Bedingungen Engpässe auftreten können, die in der Realität schon beobachtbar waren. Mit der Flexibilitätsreserve soll zusätzliche Flexibilität dem Markt zur Verfügung gestellt werden, um im Engpassfall reagieren zu können. Diese Flexibilität soll aus nicht genutzter Speicherkapazität, abschaltbarer Leistung von Industrieunternehmen oder Lastflusszusagen auf Transit-Pipelines erfolgen. Dies könnte die indirekte Einbindung ausländischer Flexibilität ermöglichen. Dann könnte aber dem Regelenergiemarkt und dem Speichermarkt Flexibilität entzogen werden. Eindeutige zusätzliche Flexibilität käme – Stand heute – aus unterbrechbarer Leistung von Industriekunden in den Markt, dann passt der Ansatz im Grunde gut zum VIK-Vorschlag des Demand Side Managements. Es bleibt aber die Frage der Abgrenzung zum Regelenergiemarkt. Ob Flexibilität direkt im Regelenergiemarkt oder im BDEW-Flexibilitätsmarkt angeboten wird, ist von der Preis- und Produktgestaltung abhängig. Dazu fehlen in dem BDEW-Modell präzise Angaben.

Da die Flexibilitätsreserve im Grunde dazu dient, Mindestfüllstände in Speichern abzusichern, erscheint eine zusätzliche Speicherreserve im Grunde überflüssig. Eine Speichernutzung ist aber offensichtlich der FNB liebstes Kind. In dem BDEW-Modell soll es Fehlkalkulationen bei der Bemessung und Anwendung der Flexibilitätsreserve ausgleichen. Irritierend erscheint die Dramaturgie. Der FNB Gas hat sein eigenes Modell vorgelegt, obwohl Vertreter der FNB an der Erarbeitung des BDEW-Modells offensichtlich beteiligt waren. Im Lenkungskreis Gas des BDEW haben die FNB-Vertreter dem Reservemodell wohl zugestimmt, nachdem ihr eigenes Modell schon veröffentlicht war. Dabei ist die Speicherreserve für die FNB im BDEW-Vorschlag weniger komfortabel ausgestaltet. Der FNB Gas schreibt in einer Stellungnahme zu dem BDEW-Modell, das Speichermodul finde man im Prinzip gut, die Flexibilitätsreserve müsse man noch genauer analysieren. Es scheint so zu sein, dass die FNB

zu Beginn des Diskussionsprozesses über das BDEW-Modell Sorge hatten, dass Speicher nicht vorkommen würden, und deshalb ihr eigenes Modell entwickelt haben.

## Netzentgeltsystematik

Was nicht unterschlagen werden soll: Auf Seite neun des zehnteiligen BDEW-Papiers „Vorschläge des BDEW zum Gasmarktdesign“ findet sich als zusätzliches Element die Überlegung, die Netzentgeltsystematik im Gassektor anzupassen. Dazu hat die Beratungsgesellschaft PwC ein Gutachten erstellt. Das Gutachten enthält Ideen wie eine Abschaffung des Baukostenzuschusses oder des Arbeitspreises bei Netzentgelten im Verteilnetz. Das alles scheint aber im Verband noch nicht zu Ende diskutiert zu sein. Empfehlungen sollen vom BDEW mit den Akteuren der Erdgaswirtschaft noch erarbeitet werden, heißt es in dem Papier.

## Was macht das BMWi?

Jetzt schaut die Branche auf das BMWi. Das Ministerium wollte ursprünglich im Oktober verkünden, wie es weiter geht. Der zuständige Referatsleiter Stefan Rolle ist im Oktober und November mehrfach öffentlich aufgetreten, ohne die Pläne des BMWi zu verraten. Er sagt dann, es werde Maßnahmen geben, es werde „ein Blumenstrauß“ verschiedener Maßnahmen sein, und es werde nicht alle Marktteilnehmer zufriedenstellen. Er versicherte auch, man sei im Grunde fertig, die Maßnahmen müssten noch mit dem Minister abgestimmt werden. Das Ministerium wird wohl nicht bis zum 10. Februar 2016 warten. Dann will die EU-Kommission ihr „Winter- oder Gaspaket“ mit den Vorschlägen für die SoS-Verordnung, die LNG- und Speicherstrategie sowie der Strategie für den Kälte- und Wärmemarkt bekannt geben. Diese europäischen Vorschläge – eine Speicherstrategie wird es wahrscheinlich nicht geben – sind auch für Deutschland relevant und haben Einfluss auf Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit.

## 2.2 BGH-Entscheidung zu Preis- anpassung in Grundver- sorgungsverträgen

Der Bundesgerichtshof (BGH) hat Anfang November mit seiner Entscheidung zu Preis-  
anpassung

sungen in Grundversorgungsverträgen für viel Erleichterung bei den Grundversorgern gesorgt. Der Europäische Gerichtshof (EuGH) hatte im vergangenen Jahr entschieden, die Anpassungsklausel aus der Grundversorgungsverordnung Gas (GasGVV) verstoße gegen europäisches Recht (*ener|gate Gasmarkt* 12/14). Der BGH musste Fälle auf Basis dieser europäischen Rechtsprechung entscheiden. Er kam nun zu dem Ergebnis, die fehlerhafte Klausel bedeutet nicht, dass es kein Recht zu einer Preisanpassung gebe. Gerechtfertigt seien Preisanpassungen, mit denen die Veränderungen der Preise im Gasbezug weitergegeben werden. Andere Kostenveränderungen müssen berücksichtigt werden. Eine entsprechende ergänzende Vertragsauslegung sei notwendig, da die Klausel in der GasGVV kein Recht zur Preisanpassung gewähre. Der BGH ist aber noch einen Schritt weiter gegangen. Selbst wenn Preisanpassungen nicht rechtskonform sind, weil sie die Veränderung der Bezugskosten übersteigen, beschränkt er Ansprüche auf eine Rückforderung auf drei Jahre zurück vom Zeitpunkt der Beschwerde.

Also, kein Freibrief für Preiserhöhungen von Grundversorgern, aber eine gewisse Rechtssicherheit bei Preiserhöhungen allerdings mit Nachweispflicht. In dem Abschnitt vorher wurde bewusst von „Preisanpassungen“ gesprochen, denn auch eine Senkung der Bezugskosten muss als Preissenkung weitergegeben werden.

Sowohl die Anwaltssozietät White & Case als auch die Rechtsanwälte Becker Büttner Held (BBH) begrüßen in Veröffentlichungen die Gerichtsentscheidung. Der entsprechende BBH-Blog trägt den Titel: „BGH entschärft Preisanpassungsbombe des EuGH“.

Aber die Entscheidung gilt ohnehin nur für Preisanpassungen bis zum 1. Oktober 2014. Seit diesem Datum gilt eine novellierte GasGVV, in der Preisanpassungen europarechtskonform geregelt sind (*ener|gate Gasmarkt* 12/14), so zumindest die juristischen Einschätzungen.

### 2.3 Gemeinsamer Monitoringbericht von BNetzA und BKartA

Am 24. November haben das Bundeskartellamt (BKartA) und die BNetzA ihren gemeinsamen Monitoringbericht für die Energiemärkte veröffentlicht. Im Grunde enthält der zur Entwicklung

der Gasmärkte keine neuen Erkenntnisse. Entsprechend fand sich auch die Pressemitteilung zu den Ergebnissen. DER SPIEGEL hatte im Vorfeld versucht, unterlassene Preissenkungen zu thematisieren. Er hatte den Bericht vorab und meldete, die Großhandelspreise seien 2014 um 22 Prozent gesunken, die Haushaltskundenpreise nur um gut ein Prozent. Beide Zahlen finden sich in dem Bericht wider. Der zitierte „Großhandelspreis“ ist aber der EEX-Tagesreferenzpreis und dies ohne jede Mengengewichtung. Als Indikator für Beschaffungskosten eher ungeeignet. Weder in dem Report noch in der Pressemitteilung findet sich ein Wort der Kritik am Verhalten der Versorger. Aber einige mehr oder weniger spezielle Informationen aus dem Bericht in der Box.

Die Wechselraten sinken oder sind konstant. Bei Industriekunden und Kraftwerken betrug sie 2014 bezogen auf die Menge 11,8 Prozent (2013: 12,7 Prozent). Die Anzahl der Haushalte, die 2014 gewechselt haben, betrug 8,4 Prozent (2013: 8,5 Prozent). Noch ein Wort zu Preisen. Die Preise für Haushaltskunden von Anbietern, die nicht Grundversorger in dem jeweiligen Netz sind, sind um drei Prozent gesunken. Sie passen zumindest bei Neuabschlüssen ihre Preis schneller an Marktveränderungen an.

Zur Marktstruktur ist vielleicht noch die folgende Zahl interessant: Lediglich 26 der 854 Gasunternehmen, die am Monitoring teilgenommen haben, beliefert mehr als 100.000 Zählpunkte von Endkunden. Die Mehrzahl (54 Prozent) beliefert 1.000 bis 10.000 Zählpunkte. Dazu passt: Die Marktkonzentration in Deutschland ist gering. Bei SLP-Kunden haben die drei größten Anbieter einen Marktanteil von 22 Prozent, bei RLM-Kunden 32 Prozent.

Ganz interessant, die sehr volatilen Exporte. Nach Belgien stiegen sie gegenüber 2013 um 71,5 Prozent auf 72 TWh, nach Frankreich sanken sie um 40 Prozent auf 77 TWh, in die Niederlande sanken sie um 38 Prozent auf 46 TWh, nach Österreich steigen sie um 45 Prozent auf 84 TWh. Die meisten Mengen werden mit 423 TWh (+45,4 %) statistisch nach Tschechien exportiert, aber ein erheblicher Teil davon sind Nord-Stream-Mengen, die über die Gazelle-Pipeline durch Tschechien transitiert werden und in Waidhaus wieder nach Deutschland kommen. Dennoch: Deutschland ist und wird Drehscheibe für Erdgas.

Für Spezialisten ist die jährliche Abfrage der BNetzA bei Händlern zu Kapazitätsprodukten. 45 Prozent von knapp 270 befragten Händlern bevorzugen ein Regime, in dem nur feste und unterbrechbare frei zuordenbare Kapazität (FZK) angeboten werden. 55 Prozent finden das derzeitige System mit differenzierten Produkten besser.

Der Vollständigkeit halber: Das Biogasmonitoring ist erstmals in den Monitoringbericht integriert (*ener|gate Gasmarkt* 09/14). Es ist aber auf drei Seiten geschrumpft. Die wesentlichen Kennzahlen:

- Die Zahl der Anlagen, die Biomethan einspeisen, ist 2014 gegenüber 2013 von 144 auf 185 gestiegen.
- Die Eingespeiste Menge betrug 7,5 TWh (2013: 5,5 TWh).
- Die auf die Endkunden zu wälzenden Anschlusskosten sind von 131 auf 154 Mio. Euro gestiegen.

## 2.4 Effizienzlabel für Heizkessel/ Effizienzstrategie

Seit dem 26. September müssen neue Heizsysteme einer Effizienzklasse von A++ bis G zugeordnet werden. Mit der Regel wird eine europäische Richtlinie umgesetzt. Eine zusätzliche deutsche Festlegung aus dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) schreibt eine solche Klassifizierung ab dem 1.1.2016 auch für mehr als 15 Jahre alte Geräte vor. Ab 2017 werden diese Geräte zwangsweise von den zuständigen Schornsteinfegern mit einem Aufkleber versehen, der – wie bei Elektrogeräten – die Effizienzklasse zeigt. Das BMWi schätzt, dass 70 Prozent dieser Altgeräte nur die Effizienzklassen C bis E erreichen. Das Ministerium will mit dem Label eine Erhöhung der Austauschrate alter Heizungen um 20 Prozent erreichen. Angesichts einer aktuellen Austauschrate von rund einem Prozent kein sehr ambitioniertes Ziel.

Am 18. November hat die Bundesregierung ihre Effizienzstrategie für den Gebäudebereich verab-

schiedet. Die beiden Zielszenarien als die Eckpfeiler der Strategie heißen „Energieeffizienz“ und „erneuerbare Energien“ und sollen kombiniert werden. Erdgas wird in beiden Szenarien bis 2050 fast vollständig verdrängt. Allein die Maßnahmen zur Umsetzung sind bisher nicht entsprechend ambitioniert. Große neue Förderprogramme werden in dem Konzept nicht angekündigt. Die Einführung von gebäudeindividuellen Sanierungsfahrplänen und der Ausbau der Energieberatung sind noch die konkretesten Maßnahmen in dem Konzept.

## 2.5 Fortschrittsbericht der EU-Kommission zur Energieunion

Begleitet von viel Papier und unter großer Medienbeachtung hat der für die Energieunion zuständige Kommissar der EU-Kommission, Maroš Šefcovic am 18. November den Fortschrittsbericht zur Energieunion vorgestellt. Bahnbrechende Erkenntnisse enthält er nicht. Teil des Berichts ist eine neue Liste von Projekten im EU-Interesse (Projects of Common Interest, PCI), in der das Bayernets-Projekt Monaco nicht mehr aufgeführt ist.

Auch Nord Stream 2 wird in dem Fortschrittsbericht erwähnt. Die Kommission habe die Aktionsvereinbarung zur Kenntnis genommen. Es sei ein rein kommerzielles Projekt, aber die Kommission will sehr gründlich prüfen, ob es mit dem europäischen Regulierungsrahmen vereinbar ist. Aus Sicht der Kommission erhöht Nord Stream 2 nicht die Versorgungssicherheit, sondern allein die Transportüberkapazität aus Russland. Klaus-Dieter Borchardt, in der Generaldirektion Energie als Direktor für den Energiebinnenmarkt verantwortlich, sprach beim BDEW-Gasdialog von unnötigen „Monsterprojekten“. Er nannte Nord Stream 2 nicht beim Namen, aber es war klar, dass dieses Projekt gemeint war.

Nur am Rande: Bei der Bewertung der Nord Stream 2 besteht erheblicher Dissens zwischen der Kommission und der deutschen Bundesregierung. In seiner Antwort auf eine kleine Anfrage der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen schreibt der Staatssekretär im BMWi, Rainer Baake: „Grundsätzlich ist der Bau neuer Infrastrukturen zu begrüßen.“

## 3. Marktentwicklung

### 3.1 Marktliquidität und Preise

#### 3.1.1 VEA-Abschlüsse und -Preisinformationen

Der Bundesverband der Energieabnehmer (VEA) hat im November folgende Abschlüsse für Industriekunden veröffentlicht:

Branche:	Metallindustrie
Bundesland:	Nordrhein-Westfalen
Jährliche Menge:	5.000.000 kWh
Benutzungsdauer:	3.570 h/a
Marktgebiet:	NCG (H-Gas)
Durchschnittlicher Preis (ohne Est.):	2,56 ct/kWh
Preisstand:	Festpreis
Lieferbeginn:	01.01.2017
Laufzeit:	12 Monate
Branche:	Metallindustrie
Bundesland:	Niedersachsen
Jährliche Menge:	24.000.000 kWh
Benutzungsdauer:	2.400 h/a
Marktgebiet:	Gaspool (L-Gas)
Durchschnittlicher Preis (ohne Est.):	2,08 ct/kWh
Preisstand:	Festpreis
Lieferbeginn:	01.01.2017
Laufzeit:	12 Monate

Diese Vertragsabschlüsse stellen nur eine Momentaufnahme dar. Die Preise können sich entweder durch Verhandlungen mit dem bisherigen Lieferanten oder durch den Wechsel zu einem anderen Anbieter ergeben. Die Zahl der Anbieterwechsel hat mittlerweile deutlich zugenommen. Zudem werden eigentlich nur noch Festpreise abgeschlossen.

In Tabelle 2 der Überblick des VEA über Marktpreisindikationen für verschiedene Abnahmefälle. Dargestellt werden Festpreise für zwölf Monate, die sich bei Lieferbeginn im kommenden Quartal im Rahmen von Ausschreibungen erzielen lassen. Die Abschätzung basiert auf den Marktpreisen an den Handlungspunkten, Netzentgelten und den Erfahrungen des VEA mit der Wettbewerbssituation. Regional wird nur noch zwischen alten und neuen Bundesländern unterschieden. Tabelle 2 zeigt die aktuellen Abschätzungen.

Gegenüber dem Vormonat liegen die Abschätzungen des VEA um 0,1 bis 0,2 ct/kWh niedriger.

#### 3.1.2 Gashandel

##### 3.1.2.1 Preisentwicklung

Bis Mitte November fragten alle Marktteilnehmer im Grunde nur, wie weit denn die Preise an den Handelsmärkten fallen können. Es war für die Jahreszeit viel zu warm, dennoch war das Angebot hoch. Vereinzelt ungeplante Ausfälle in Norwegen sorgten nur für kleine Gegenbewegungen. Seit Mitte November stiegen dann

Abnahmefall	Alte Bundesländer		Neue Bundesländer	
	von	bis	von	bis
50 Mio. kWh, 5.000 h/a	1,9	2,3	2,0	2,3
20 Mio. kWh, 4.000 h/a	2,1	2,5	2,2	2,5
10 Mio. kWh, 4.000 h/a	2,2	2,7	2,2	2,6
10 Mio. kWh, 3.150 h/a	2,2	2,8	2,3	2,8
5 Mio. kWh, 4.000 h/a	2,3	2,8	2,3	2,7
5 Mio. kWh, 2.000 h/a	2,5	3,3	2,6	3,1
1,5 Mio. kWh, 3.150 h/a	2,5	3,0	2,6	2,9
1,5 Mio. kWh, 2.000 h/a	2,7	3,4	2,8	3,3

> Tab. 2: Preise für Industriekunden, Angaben in ct/kWh ohne Erdgassteuer und USt (Quelle: VEA, Stand 16.11.2015)

die Day-Ahead-Preise kontinuierlich bis auf gut 18,00 Euro/MWh. Es wurde schlicht und einfach kalt. Dazu kam in der zweiten Novemberhälfte eine Reihe von Ereignissen, die preissteigernd wirken könnten:

- Das höchste niederländische Verwaltungsgericht hat am 18. November seine Entscheidung zur Groningenproduktion veröffentlicht. Bis das niederländische Wirtschaftsministerium eine wohl begründete neue Obergrenze festlegt, hat das Gericht eine maximale Produktion von 27 Mrd. m<sup>3</sup>/a verfügt. Bisher galt je nach Lesart eine Obergrenze von 30 bis 33 Mrd. m<sup>3</sup>/a. Allerdings hat das Gericht selbst den Effekt wieder relativiert: Wenn der Winter kalt wird, dürfen bis zu 33 Mrd. m<sup>3</sup>/a produziert werden.

- Am 23. November wurde an der syrisch-türkischen Grenze ein russisches Militärflugzeug von der Türkei abgeschossen. Dies machte die politische Gemengelage im Nahen Osten nicht einfacher. Der Ölpreis stieg dann erst einmal.
- Ebenfalls am 23. November haben Aufständische Strommasten der Leitung gesprengt, über die von der Ukraine die Krim mit Strom versorgt wurde. Russland drohte der Ukraine mit einem Stopp der Kohle- und Gaslieferungen, falls die Leitung nicht schnell repariert werde.
- Seit dem 24. November bezieht Naftogaz keine Gasmengen mehr von Gazprom Export. Die Mindestmengen aus dem Winterpaket sind bezahlt und geliefert, derzeit kann Naftogaz zu dem gleichen Preis (der Preis für das russische Gas beträgt 21,50 USD/MWh, aktuell umgerechnet 20,20 Euro/MWh) Mengen im Westen kaufen. Der Transit ist nicht beeinträchtigt, Naftogaz veröffentlicht seit dem 25. November täglich die Transitmengen. Dennoch lauteten am 25. November die Schlagzeilen „Gazprom stoppt Lieferungen an die Ukraine“ und Gazprom warnte in einer Pressemitteilung vor möglichen Beeinträchtigungen im Transit während des Winters, da Naftogaz die Speicher vorzeitig leere.



Abb. 3: Day-Ahead-, Dec-15-, Cal-16-, Cal-18-Preise NCG VP (Quelle: ener|gate-Preisdaten)

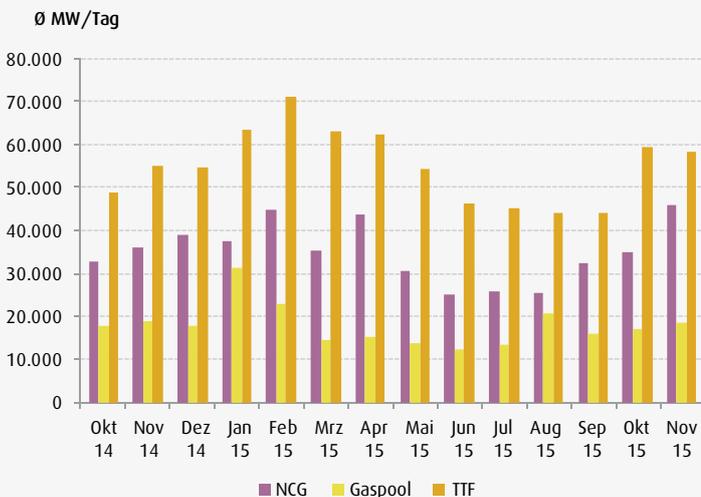


Abb. 4: Durchschnittliche tägliche OTC-Handelsmengen Day Ahead am NCG VP, Gaspool VP und an der TTF (Quelle: LEBA-Daten und eigene Berechnungen)

Abbildung 3 zeigt, dass diese Entwicklungen im kurzfristigen Handel höchstens zu einer kleinen Preisspitze am 25. November geführt haben. Ansonsten sind keine Preisausschläge erkennbar. Abbildung 3 zeigt diesmal sehr viele Preise, um auf einige interessante Phänomene hinzuweisen. Eins davon ist die Entwicklung des Dezemberpreises in Relation zum Day Ahead. Seit dem 20. November ist der Dezemberpreis unter dem Day Ahead-Preis. Händler rechnen weiter mit niedrigen Preisen im kurzfristigen Handel. Der Kälte-welle wurde ein schnelles Ende prognostiziert und von den beschriebenen Entwicklungen wird kein Verknappungseffekt erwartet.

Im Terminhandel hat die Politik stärkere Spuren hinterlassen. Am 17. November, dem Tag vor der Groningen-Entscheidung, stiegen die Terminpreise, offensichtlich in Erwartung einer stärkeren Einschränkung. Nach der Verkündung gaben die Preise wieder deutlich nach. Die zunehmenden politischen Spannungen sorgten nach dem 23. November für den Preisanstieg.

Doch viele Händler beschäftigt die Preisentwicklung von Cal 18 viel mehr. Anfang November lag

der Preis auf dem gleichen Niveau wie Cal 16, im November entkoppelte er sich deutlich nach unten und lag in der Spitze mehr als 1,00 Euro/MWh unter dem Cal 16 Preis. Möglicherweise ist das dann stark zunehmende LNG-Angebot aus den USA, das europäische Händler kontrahiert haben, schon verkauft worden. Abbildung 3 zeigt auch diese Relation, deshalb die insgesamt vier Preisreihen.

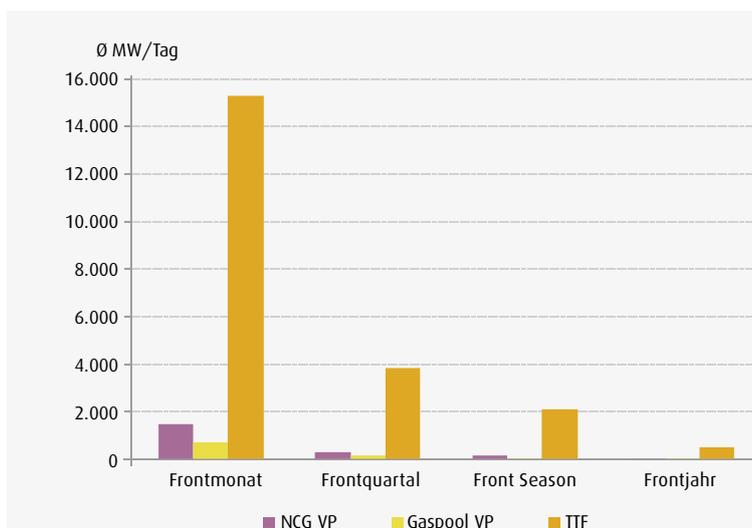
### 3.1.2.2 Volumen und Preisspreads

Im Kurzfristhandel wurden am NCG VP im November 45.700 MW pro Tag gehandelt, mehr als 10.000 MW/Tag mehr als im Oktober. Am Gaspool VP stieg die durchschnittliche Handelsmenge um rund 1.600 MW auf 18.400 MW/Tag. Abbildung 4 zeigt die sehr deutliche Zunahme der Mengen am NCG VP auch in Relation zur TTF. An einzelnen Tagen lag die Handelsmenge für den Day Ahead am NCG VP höher als an der TTF.

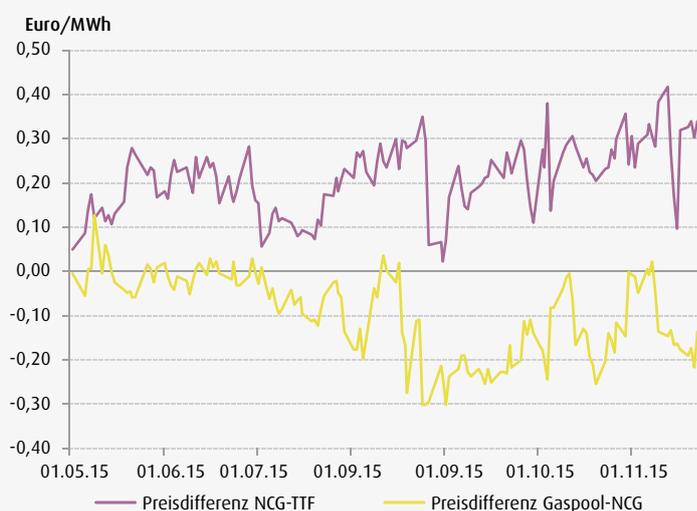
Im Terminhandel war die Liquidität gegenüber dem Vormonat insgesamt wenig verändert. Wieder sehr stark wurde an der TTF das Frontquartal Q1/16 gehandelt (siehe Abbildung 5).

Zwischen der TTF und dem NCG VP war der Day-Ahead-Spread in der Regel auf einem Niveau von 0,30 Euro/MWh. Der Spread zwischen dem Gaspool VP und dem NCG VP betrug konstant zwischen -0,10 und -0,20 Euro/MWh (siehe Abbildung 6).

Die Mengen im Kurzfristhandel auf Pegas für die drei Handelsplätze NCG, Gaspool und TTF sind in Tabelle 3 dargestellt.



› Abb. 5: Handelsliquidität bei Terminprodukten an TTF, NCG VP und Gaspool VP (Quelle: LEBA-Daten und eigene Berechnungen)



› Abb. 6: Preisdifferenz im Day Ahead NCG-TTF und NCG-Gaspool (Quelle: LEBA-Daten, eigene Berechnungen)

01.11. – 29.11.2015	MW/MWh	Anzahl	MW/MWh % Veränderung Vormonat	Anzahl % Veränderung Vormonat
<b>NCG</b>				
Day Ahead, Weekend (MW)	369.795	7.969	49,6 %	28,8 %
Within Day (MWh)	2.584.260	2.797	6,5 %	21,5 %
<b>Gaspool</b>				
Day Ahead, Weekend (MW)	195.148	5.406	46,0 %	23,7 %
Within Day (MWh)	1.145.289	1.438	161,0 %	59,2 %
<b>TTF</b>				
Day Ahead, Weekend (MW)	422.360	5.429	59,3 %	40,6 %
Within Day (MWh)	2.025.399	1.808	29,2 %	17,0 %

› Tab. 3: Spothandel auf Pegas (Quelle: Pegas, eigene Berechnungen)

02.11. – 27.11.2015	MW Gesamt	MW am Gaspool VP	Clearing MW Gesamt	% Änderung Vormonat (Gesamt)	% Änderung Vormonat (Gaspool)
Monate	6.305	2.267	0	-0,5 %	7,1 %
Quartale	1199	567	0	180,1 %	254,4 %
Seasons	459	30	0	99,6 %	-62,5 %
Cal	137	5	5	-38,6 %	-95,8 %

> Tab. 4: Terminhandel auf Pegas (Quelle: Pegas)

An allen drei Handelsplätzen bewegen sich die Mengen auf einem Niveau, das ungefähr den bisherigen historischen Höchstständen entspricht.

Die Tabelle vier zeigt die Mengen im Terminhandel auf PEGAS.

Für die Monate ist das Volumen weiter stabil. Für die Quartale wird im November ein historischer Höchststand erreicht. So langsam scheint sich der Terminhandel auch über die Monate hinaus etwas zu etablieren.

### 3.1.2.3 Neues von Pegas

Am 17. November hat Pegas die geplanten lokalen Produkte für das Marktgebiet Gaspool aber auch den französischen Markt eingeführt (*ener|gate Gasmarkt 08/15*). Für das NCG-Marktgebiet soll die Einführung am 1. März 2016 erfolgen.

### 3.1.2.4 Biomethanpreise

In Tabelle 5 finden sich die von Arcanum Energy zur Verfügung gestellten Biomethanpreise für November:



Preis für Produkt	Ø-Preis (ct/kWh)	Veränderung Vormonat	Veränderung Vorjahr
Ø-Preis für Bioerdgas aus Nawaro nach EEG 2004 – 2012	7,35	0,6 %	3,7 %
Ø-Preis für Bioerdgas aus Abfall-/Reststoffen nach EEG 2014 und Erdgasbeimischung	5,96	2,4 %	-3,0 %

> Tab. 4: Durchschnittliche Marktpreise für Biomethan (Quelle: Arcanum Energy, Preise frei VP)

## 3.2 Neue Abschlüsse

### 3.2.1 MFE Energie/Total Energie Gas

Total Energie Gas kooperiert im Vertrieb an Gewerbetunden mit MFE Energie. MFE Energie

gehört dem Telekommunikationsanbieter Free-net und gilt als eine der großen Energie-Vermarktungsunternehmen. MFE kooperiert mit 30 Strom- und Gasanbietern darunter E.ON, EWE, SÜWAG und Gazprom.

Total Energie Gas bietet seit Anfang 2015 Gewerbetunden Erdgas und auch Strom an und setzt dabei auf das Massenkundengeschäft (*ener|gate Gasmarkt 03/15*).

## 3.3 Markttrends

### 3.3.1 Gaspreise für Haushaltskunden

Jetzt kommen die Preise für Haushaltskunden doch ins Rutschen (*ener|gate Gasmarkt 10/15*). Nach Erhebungen des Dienstleisters ene't haben 155 der über 700 Grundversorger Preisänderungen angekündigt. 130 davon wollen die Preise senken. Bei einem Verbrauch von 20.000 kWh beträgt die Preissenkung im Durchschnitt 3,5 Prozent.

### 3.3.2 Gazprom Export Gasauktion

Gazprom Export wird die nächste Gasauktion mit Lieferung im Baltikum durchführen. Der Gazprom-Vorstandsvorsitzende Alexej Miller hatte im vergangenen Monat angekündigt, dass es eine neue Auktion geben wird (*ener|gate Gasmarkt 11/15*). Noch im Dezember sollen Mengen für das Jahr 2016 versteigert werden. Für Händler dürfte das Interesse gering sein. Gazprom argumentiert, die Lieferverträge mit den baltischen Abnehmern seien auf ein Jahr befristet, deshalb sei es ein guter Ort für die Versteigerung.

### 3.3.3 Erdgasverbrauch in Deutschland

Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) hat die Zahlen für den Energieverbrauch in den ersten neun Monaten 2015 veröffentlicht.

Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist der Gasverbrauch um 10,2 Prozent auf 628,1 TWh gestiegen. Dies ist in erster Linie auf den kälteren Winter 2015 zurückzuführen.

### 3.3.4 IEA World Energy Outlook

Am 10. November hat die Internationale Energieagentur (IEA) den jährlichen World Energy Outlook veröffentlicht, am 11. November hat der neue Generaldirektor und frühere Chefvolkswirt der Agentur, Fatih Birol, die Prognose in Berlin präsentiert. Die drei zentralen Botschaften hatten mit Erdgas erst einmal nichts zu tun:

- Bis 2020 erwartet die IEA einen Ölpreis von 80 USD/Barrel, danach Tendenz steigend. Deutlich niedrigere Ölpreise sind möglich – um die 50 USD/Barrel, die Agentur hat explizit ein solches Szenario modelliert.
- Wenn alle Staaten die Verpflichtungen umsetzen, die sie im Vorfeld der UN-Klimakonferenz in Paris (COP 21) abgegeben haben, wird bis 2100 das Weltklima 2,7° Celsius höher als zu Beginn der Industrialisierung sein.
- Die IEA will den Kreis ihrer Mitglieder über die OECD-Staaten erweitern. Große asiatische Energieverbraucher wie China, Indien (in Zukunft einer der ganz großen Verbraucher), Indonesien, aber auch amerikanische Länder wie Mexiko und Brasilien sollen einbezogen werden. Zudem will die IEA die zentrale Austauschplattform für Energieeffizienz und saubere Energien werden.
- Bis 2040 – dem Zeithorizont des Reports – soll die globale Nachfrage um 1,4 Prozent pro Jahr wachsen. Immer noch das stärkste Wachstum aller fossilen Energieträger, 2014 wurde noch eine Rate von 1,6 % im Jahr prognostiziert. Wachstumsmärkte sind China, Indien, Afrika und der Nahe Osten.
- Die Gasproduktion wird sich regional deutlich differenzieren. Wachstumsregionen sind auch hier China und der Nahe Osten. Aber auch Nordamerika, die kaspische Region, Australien, Afrika und Lateinamerika werden bis 2040 mehr Erdgas produzieren. Ein neuer wichtiger Anbieter könnte der Iran werden. Die IEA erwartet bis 2040 fast eine Verdopplung der Produktion gegenüber 2013 auf 290 Mrd. m<sup>3</sup>/a. Aber der Iran ist auch ein sehr großer Erdgasverbraucher mit stark subventionierten Preisen.
- Der LNG-Transport wird deutlich stärker wachsen als der Pipelinetransport. Dies führt aber auch zu Risiken:
- Bis 2020 wird es ein Überangebot an Erdgas geben. Nach 2020 könnte der Markt wieder eng werden, da angesichts niedriger Öl- und Gaspreise LNG-Projekte mit hohen Investitionskosten zurückgestellt werden.
- Die hohen Kosten für LNG-Projekte gefährden die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Kohle. Zu den Kosten von LNG enthält der Bericht ein eigenes Unterkapitel. Eine technologische Antwort ist die Verflüssigung von LNG auf Schiffen (Floating LNG). Eine Reihe von Projekten wird derzeit verfolgt, um die Technologie einzuführen.

Insgesamt ein Bericht, der stark die zunehmende Bedeutung erneuerbarer Energien betont, die eine kritische Masse erreicht haben.

Aber auch die klassischen Themen wie Erdgas kommen in dem Bericht noch vor. Die zentrale Botschaft für den Gassektor lautet: Die „fetten Jahre“ sind schon wieder vorbei. Gas steht im starkem Wettbewerb zu anderen fossilen Energien, der Transport als LNG ist teuer und die Produktion von unkonventionellem Erdgas außerhalb der USA kommt nicht voran. Zudem wird zunehmend der Methan-Schlupf als Umweltisrisiko wahrgenommen. Dem Thema ist in dem Report ein eigenes Unterkapitel gewidmet.

Was sind die Befunde für die globale Gasmarktentwicklung?

Der Produktion aus unkonventionellen Lagerstätten (Shalegas und Kohleflöze) ist ein eigenes Kapitel (nicht nur ein Unterkapitel) gewidmet. Die Fragestellung lautet vor allem, ob die Shalegas-Revolution außerhalb der USA wiederholbar ist? Für die USA wird der Höhepunkt der Produktion zwischen 2025 und 2030 erwartet, außerhalb der USA werden die Aussichten einer Wiederholung als sehr unsicher eingeschätzt. China wäre ein Kandidat mit sehr großen Ressourcen. Ob sie genutzt werden, ist unklar. Dies ist eine der großen Unsicherheiten für die globalen Gasmärkte.

Ach ja, Europa: In Europa erwartet die IEA eine stagnierende Nachfrage und eine zurückgehende Produktion. Die Trends sind genau gegen-

läufig zu fast allen anderen Teilen der Welt. Da aber die Produktion nach Einschätzung der IEA stärker zurückgehen wird als die Nachfrage, steigt der Gasimport bis 2040 von knapp 300 Mrd. m<sup>3</sup>/a (2013) auf 390 Mrd. m<sup>3</sup>/a oder von 63 auf 83 Prozent.

## 3.4 Gastransport

### 3.4.1 „HoKoWä“

Am 19. November hat die Beschlusskammer neun (BK 9) der BNetzA ihren aktuellen HoKoWä-Workshop veranstaltet. Zentral – so berichten mehrere Teilnehmer ganz unabhängig – war die Beschimpfung der FNB durch den Vorsitzenden der Beschlusskammer, Helmut Fuß. Dafür hatte er aus seiner Sicht gute Gründe. Die FNB sollten Daten und Berechnungen über die Auswirkungen des Modells der Vorwärts- und Rückwärtswälzung (möglicherweise auch der anderen Modelle) liefern. Gerechnet hat niemand, dies wollten die FNB der BK 9 überlassen. Vier FNB haben gar keine Daten geliefert, die meisten anderen entweder unvollständig oder aggregiert. Jetzt hat die BK 9 die Methode „schwarz-rot-gold“ angewendet, wie Fuß es wohl bezeichnete und ein förmliches Auskunftersuchen gegen die FNB gestartet. Post gab es wohl schon, als die FNB-Vertreter noch in Bonn weilten. Das Verhalten der FNB ähnele alten Monopolzeiten, lautete wohl eine Bemerkung gegenüber den FNB.

Ansonsten gab es wohl durchaus noch intensive Diskussionen, ob denn das von der BNetzA präferierte Modell der Vorwärts- und Rückwärtswälzung (*ener|gate Gasmarkt* 05/15) sachgerecht ist. Zumindest für einige FNB und andere Marktteilnehmer ist es alles andere als das. Es erhöhe die Preise an Grenzübergangspunkten, erschwere mit seiner Komplexität die Prognose von Entgelten und verhindere mit seiner Komplexität die weitere Zusammenlegung von Marktgebieten, so einige Argumente der Gegner. Die BK 9 scheint dies aber nicht zu beeindrucken, sie hält an dem Modell fest. Das letzte Wort werden am Ende des Tages das OLG Düsseldorf oder der BGH haben, wie sich jetzt schon abzeichnet.

Im Frühjahr soll es einen Festlegungsentwurf geben, nach wie vor ist der 1.1.2017 für die Einführung vorgesehen.

### 3.4.2 Netzkodex Kapazitätsmanagement

Seit dem 1. November ist der Netzkodex Kapazitätsmanagement (NC CAM) in Kraft. Für Deutschland sind die Änderungen marginal. Die Buchung beziehungsweise Ersteigerung von Transportkapazität an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten ist zudem ohnehin nur ein Geschäft für größere Händler oder Stadtwerke mit Positionen in mehreren Marktgebieten und Ländern. Neu ist seit dem 1. November in Deutschland:

- Die Versteigerung von unterbrechbarer Transportkapazität auf Prisma anstelle einer Vergabe durch den FNB.
- Versteigerung von fester Within-Day-Kapazität.
- Buchung unterbrechbarer Within-Day-Kapazität durch Übernominierung. Für Händler ein interessantes Produkt, wie *ener|gate Gasmarkt* gelernt hat. In Deutschland war es auch an Speicher- und Kraftwerkspunkten möglich (dort wird die Vergabe nicht durch den NC CAM geregelt), das hat sich aber wohl geändert.

### 3.4.3 Thyssengas

Der australische Infrastrukturfonds Macquarie will angeblich seine Thyssengas-Beteiligung vorzeitig verkaufen. Der Macquarie European Infrastructure Fund III hatte Ende 2010 den FNB von RWE erworben. Der Fonds soll wohl 2018 ohnehin geschlossen werden, dann sollte der Verkauf erfolgen. Den will man nun tätigen, ehe die dritte Regulierungsperiode startet. Das Basis-Kalkül sei, so heißt es aus dem Umfeld der Beteiligten, dass Versicherungen und Pensionsfonds eine andere Renditeerwartung haben als die institutionellen Anleger, deren Geld Macquarie verwaltet. Das Verkaufsinteresse wurde durch eine E-Mail der Thyssengas-Geschäftsführung an die Mitarbeiter öffentlich.

### 3.4.4 Gas Connect Austria

Auch OMV will bis zu 49 Prozent an ihrem österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria verkaufen. Derzeit wählt OMV einen Berater für die Transaktion aus, die 2016 abgeschlossen werden soll. Wahrscheinlich werden Fonds von Australien bis Kanada Schlange stehen.

Dass Investitionen in Pipeline-Gesellschaften aber nicht ohne Risiko sind zeigt das Beispiel der norwegischen Gassled. Finanzinvestoren, darunter Allianz Capital Partners, hatten 2010 und 2011 Anteile an Gassled erworben. 2013 hatte der norwegische Staat den Pipelinebetreiber von Gassled, Gassco, zu einer deutlichen Senkung der Transportentgelte gezwungen. Die hat für die Investoren eine deutliche Entwertung des Pipelinevermögens zur Folge. Gegen diese Entscheidung hatten die Investoren geklagt. In einer ersten Gerichtsentscheidung wurde dem norwegischen Staat Recht gegeben.

### 3.4.5 Konkurrierende Kapazitätsvergabe

Am 15. November 2015 hat die BNetzA Beschlusskammer 7 in einer vorläufigen Anordnung Gascade die konkurrierende Kapazitätsvergabe (siehe *ener|gate Gasmarkt* 10/15) für die Punkte Ausspeisung Lampertheim I/Lampertheim IV/Gernsheim sowie Ausspeisung Broichweiden/Eynatten gestattet. Die konkurrierende Vergabe von Einspeisung Brandow-STEGAL/Mallnow wurde nicht erlaubt, da der polnische FNB Gaz-System seine Zustimmung verweigert hatte. Der Fall der konkurrierenden Vermarktung Ausspeisung Bobbau/Mallnow wurde in der Anordnung nicht behandelt, da Bobbau ein Speicheranbindungspunkt und kein Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkt ist. Die BNetzA-Entscheidung basiert auf dem NC CAM, der nur für Grenz- und Marktgebietspunkte anwendbar ist. Bobbau/Mallnow wird europäisch wegen möglicher Auswirkungen auf die polnische Versorgungssicherheit diskutiert (*ener|gate Gasmarkt* 11/15).

### 3.4.6 LNG-Terminal Brunsbüttel

Der Hafенbetreiber Brunsbüttel Ports arbeitet weiter daran, ein LNG-Terminal in Brunsbüttel zu verwirklichen. Im November wurde der Landesregierung von Schleswig-Holstein ein Gutachten übergeben, das die Potenziale für ein Terminal aufzeigt. Das Gutachten wurde von Fraunhofer CML und ILF Business Consult erstellt. In dem Gutachten wird argumentiert, ein Importterminal in Brunsbüttel sei aus mehreren Gründen sinnvoll: Es bestehe eine hohe lokale Gasnachfrage in dem dortigen Chemiapark und weite Teile Europas könnten mit LNG für den Transportsektor oder für Industrieunternehmen, die nicht an das Erdgasnetz angeschlossen sind, über die Schiene und mit Lastwagen versorgt

werden. In Brunsbüttel – gelegen an der Elbe am Eingang zum Nordostseekanal – könnte zudem eine Bunkerstation für Schiffe entstehen. Vor Ort könnte ein Kraftwerk zur Deckung von Spitzenlast als weiterer Nachfrager errichtet werden. Allein eine Wirtschaftlichkeitsrechnung für ein solches Terminal fehlt in der Studie, genauso wie eine Konkurrenzanalyse bestehender Terminals.

### 3.4.7 Netzentwicklungsplan 2015

Der FNB Gas hat am 16. November den endgültigen Netzentwicklungsplan (NEP) 2015 veröffentlicht. In ihm sind die Änderungsverlangen der BNetzA eingearbeitet (*ener|gate Gasmarkt* 10/15). Der belgische FNB Fluxys hat in einer Pressemitteilung darauf verwiesen, dass das Reverse-Flow-Projekt für die TENP jetzt in dem NEP enthalten ist. Dies sei ein Meilenstein für das Projekt (*ener|gate Gasmarkt* 03/15).

Was jetzt fehlt ist die BNetzA-Genehmigung für den Szenariorahmen für den NEP 2016. In den vergangenen Jahren war sie um diese Zeit schon erfolgt.

## 3.5 Speicher

### 3.5.1 VNG Gasspeicher

VNG Gasspeicher (VGS) hat die Ende Oktober angebotenen Kapazitäten für das Produkt „VGS Storage Hub“ (Bad Lauchstädt und Bernburg kombiniert) vollständig vermarktet. Insgesamt wurden 18 Gebote abgegeben.

### 3.5.2 Vermarktungen auf store-x

Langsam startet die Vermarktungssaison wieder. Im November fanden folgende Verfahren auf store-x statt:

19. November: E.ON Gas Storage

- Speicher: Epe, L-Gas
- Menge/Anzahl der Lose: 970,20 GWh/294 Lose.
- AGV je Los: fest 2,97 GWh; unterbrechbar 0,33 GWh.
- Einspeicherleistung je Los: fest 1,68 MWh/h; unterbrechbar 0,56 MWh/h.

- Ausspeicherleistung je Los: fest 10 MWh/h; unterbrechbar 1,48 MWh/h.
- Basispreis: Euro/MWh: Sommer-Winter-Spread + 1,1 + Aktionsaufschlag, separates Gebot auf Mindestpreis.
- Sonstige Preisbestandteile und Konditionen: variables Entgelt 0,4751 Euro/MWh; Systementgelt 12.141 Euro/a.
- Laufzeit: 01.04.2017 – 01.04.2020.
- Besonderheiten: Es ist die zweite von drei Auktionen, in denen L-Gas-Kapazität in Epe für den Zeitraum von April 2017 bis April 2020 vermarktet wird. In der ersten Auktion im Juni wurden mit den gleichen Ausgangskonditionen insgesamt 1.455 GWh erfolgreich vermarktet (*ener|gate Gasmarkt* 07/15). Die dritte und letzte Auktion ist für das vierte Quartal 2016 geplant.
- Vermarktungsergebnis: Drei Gebote. Die Kapazität wurde vollständig vermarktet.

24. November: EWE Gasspeicher

- Speicher: Nüttermoor/Huntorf, L-Gas
- Menge/Anzahl der Lose: 1.000 GWh/25 Lose
- AGV je Los: Fest 40 GWh.
- Einspeicherleistung: fest 18 MWh/h; unterbrechbar 38 MWh/h.
- Ausspeicherleistung: fest 60 MWh/h; unterbrechbar 60 MWh/h.

- Basispreis: Fixpreis oder Euro/MWh: Q1/17 – Q3/16 + Aktionsaufschlag
- Sonstige Preisbestandteile, weitere Bedingungen: variables Entgelt 0,62 Euro/MWh; Kennlinien sind zu berücksichtigen
- Laufzeit: 01.04.2016 – 01.04.2017.
- Vermarktungsergebnis: sieben Gebote Indexpreis, sechs Gebote Festpreis „Eine Handvoll“ Anbieter. Die Kapazität wurde gut zur Hälfte vermarktet. Beide Preisoptionen kamen zum Zuge.

26. November: OMV Gas Storage

- Österreich CEGH-VP, H-Gas
- Anzahl der Lose: 1.700 GWh, 100 Lose
- AGV je Los: Fest 17 GWh
- Einspeicherleistung: fest acht MWh/h.
- Ausspeicherleistung: fest 12 MWh/h.
- Basispreis: Fixpreis
- Sonstige Preisbestandteile, weitere Bedingungen: Transportentgelt 0,545 Euro/MWh; Kennlinien sind zu berücksichtigen
- Laufzeit: 01.04.2016 – 01.04.2017.
- Vermarktungsergebnis: zehn Angebote, verkaufte Menge nicht bekannt.

## 4. Marktstruktur

### 4.1 Merger & Akquisitionen

#### 4.1.1 Macquarie/LVV/Stadtwerke Erfurt/VNG

In der letzten Ausgabe wurde fast suggeriert, unter das lange Gerangel um den Einfluss bei VNG könnte ein Schlusstrich gezogen werden. Dies ist aber noch nicht wirklich der Fall. Die kommunalen Aktionäre halten ja noch 25,79 Prozent und unter ihnen ist im November Bewegung entstanden:

Die VUB-Gesellschafterversammlung hat am 16. November beschlossen, den Stadtwerken Erfurt ihre Aktien an der VNG herauszugeben. *ener|gate Gasmarkt* hat wiederholt über das langwierige und komplizierte Verfahren berichtet. Zu guter Letzt hat die Leipziger Holding LVV am 16. November der VUB mitgeteilt, dass ein Erwerb des Erfurter Anteils von 4,21 Prozent nicht mehr beabsichtigt ist. Nach dieser Bestätigung konnte und musste die VUB die entsprechende Entscheidung treffen. LVV ist aber nach wie vor der Meinung, das Wertgutachten, in dem ein Wert von 17,44 Euro/Aktie ermittelt wurde, sei fehlerhaft und behält sich rechtliche Schritte gegen die Gutachter, die Wirtschaftsprüfer Baker Tilly Roelfs vor. Die Herausgabe an Erfurt ist noch nicht in trockenen Tüchern, die VNG-Hauptversammlung und damit der Noch-Hauptaktionär EWE in Abstimmung mit seinem Nachfolger EnBW müssen zustimmen. Es sind vinkulierte Namensaktien, jede Übertragung ist mit einfacher Mehrheit zustimmungspflichtig. Nicht ganz klar ist, ob EWE/EnBW vor dem Closing ihrer Transaktion eine Entscheidung treffen. Wenn die Herausgabe erfolgt, verliert die VUB ihre Sperrminorität, die Stadtwerke Erfurt sind dann Zünglein an der Waage zwischen VUB und in Zukunft EnBW. Zur Erinnerung: Im Aufsichtsrat wird für viele Entscheidungen eine Zustimmung von 75 Prozent benötigt. *ener|gate Gasmarkt* hatte in der vergangenen Ausgabe der Stadtwerke Erfurt als Verlierer der EnBW-EWE-Transaktion bezeichnet, aber Geschäftsführer Peter Zaiß sieht sein Unternehmen jetzt in einer besseren Situation. Erfurt könne jetzt selbst Entscheidungen über das weitere Vorgehen und die Kooperation mit den anderen Gesellschaftern treffen. In der vergangenen Ausgabe hatte *ener|gate Gasmarkt* irrtümlich geschrieben, Erfurt könne zum Beispiel EnBW über die 25 Prozent helfen, es musste heißen 75 Prozent.

Erfurt könnte auch bei einer anderen Entwicklung eine Rolle spielen. Am 2. November hat der Vorsitzende der VUB-Gesellschafterversammlung Hans-Joachim Herrmann (Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg) Post von Macquarie Capital Europe bekommen. Die deutsche Macquarie-Niederlassung bot in dem Schreiben der VUB eine Diskussion über einen gemeinsamen Verkauf aller von VUB gehaltenen Aktien an die Macquarie-Fonds an. „Wir glauben, dass wir eine Lösung finden könnten, die allen Gesellschaftern einen fairen und gleichberechtigten Verkauf ermöglicht“, schreibt Macquarie. Ob dabei etwas herauskommt, ist offen. Macquarie kommentiert den Vorgang nicht.

### 4.2 Unternehmensergebnisse und Strategien

#### 4.2.1 EnBW

In der vorletzten Ausgabe wurde über den Call for Offers der EnBW zur Beschaffung flexibler Mengen für das Vertriebsportfolio berichtet. *ener|gate Gasmarkt* hat die Gelegenheit genutzt, um mit dem Leiter Gas-Handel und Gas-Portfoliomanagement, Rüdiger Müller, und dem Senior Manager Gas-Origination, Michael Falak, über Strukturen und Geschäftsansätze der EnBW im Bereich Gas zu sprechen. Zur Übernahme der VNG und die möglichen Auswirkungen auf das Gasgeschäft sagte Müller lediglich, es sei noch zu früh, darüber zu sprechen. Erst müsse die kartellrechtliche Prüfung abgeschlossen sein und dann das Closing erfolgen. Dies ist erst für 2016 geplant.

Der Call for Offers war für EnBW ein zusätzliches Instrument, um Mengen zu beschaffen. „Für uns war es ein Test, und wir sind mit der Resonanz, auch was die Zahl der Teilnehmer angeht, sehr zufrieden“, sagte Falak zu dem Verfahren. Die angebotenen Preise waren speziell bei dem angefragten marktgängigen Frontmonatsprodukt bei allen Anbietern auf einem ähnlichen Niveau, Anomalien oder Dumping-Gebote waren nicht darunter. Die bei dieser Form der Beschaffung nötige Standardisierung der Produkte kann in Einzelfällen für potenzielle Anbieter mitunter aber auch ein Problem sein, wenn es nicht genau in deren Portfolio passt. Aber, so Falak, dann kann ein solches Verfahren ein sinnvoller

Ausgangspunkt für Verhandlungen sein, ohnehin das Brot-und-Butter-Geschäft für den Bereich Origination Gas. Zum Umfang der Abschlüsse wollten die Beiden nichts sagen. Ob es eine Fortsetzung geben wird, ist auch noch offen. Wenn, dann eher in veränderter Form.

Zum mehr Generellen: Das Portfoliomanagement bewirtschaftet als Schnittstelle zwischen Handel und Vertrieb die Verträge und Speicherposition. (In Etzel hat EnBW zwei Kavernen.) Es ist ferner für die Gasmengenplanung sowie Preisstellung gegenüber den Vertriebsgesellschaften verantwortlich. Auch ohne VNG, so Müller, habe man mit 70 TWh fast die Portfoliogröße erreicht, die EnBW selbst als notwendige kritische Masse definiert hat. Sie liegt bei rund 80 TWh. Die Gaskraftwerke sind dem Geschäftsfeld Strom zugeordnet, aber die Einsatzzeiten sind zurzeit ohnehin sehr überschaubar. Je nach erforderlicher Struktur beschafft bei Standardhandelsprodukten der Bereich Gashandel beziehungsweise bei komplexeren Lieferprodukten das Origination-Team die Gasmengen für die Kraftwerke und stellt, soweit erforderlich, die notwendige Transportkapazität zum Transport bis zum Kraftwerk zur Verfügung.

Für EnBW sind im Beschaffungsportfolio auch Langfristverträge noch ein Thema. Dies setzt aber Instrumente voraus, die für beide Seiten gegenüber einer reinen Handelsbeschaffung einen Mehrwert liefern. Dies müssten Elemente sein, für die kein liquider Handel besteht. „Es müssen ja nicht gleich 25 Jahre sein“, meinte Müller. Es gebe dazu auch Gespräche, aber noch keine Abschlüsse. Das heißt, einen langfristigen Vertrag gibt es, er wurde 2012 mit der russischen Novatek abgeschlossen (*ener|gate Gasmarkt* 08/12). Er deckt rund ein Viertel des Zielfortfolios ab, für beide Seiten habe sich der Vertrag zufriedenstellend entwickelt, kommentierte Müller die Frage, ob denn der Vertrag im Geld sei.

Sowohl bei der Organisation der Schnittstellen zum Vertrieb als auch bei der Produktentwicklung sieht sich die EnBW auf gutem Weg und profitiert von der Integration der Gasversorgung Süddeutschland (GVS). Müller betonte noch einmal, die Eigenständigkeit der GVS als Vertriebsgesellschaft. Der ehemalige Chef der GVS-Beschaffung, Michael Rimmler, ist bei der EnBW unter anderem für die Produktentwicklung bei allen Vertriebsgesellschaften verantwortlich (*ener|gate Gasmarkt* 08/15), nicht nur bei der GVS. „Die Arbeitsteilung zwischen EnBW und

GVS funktioniert gut“, versicherte Müller. GVS konzentriert sich auf das Geschäft mit Stadtwerken, die anderen EnBW-Vertriebseinheiten auf Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden. Im Bereich Origination Gas werden ferner spezielle Sonderprodukte, wie zum Beispiel auch länger laufende Verträge für BHKW, kreiert und angeboten. Zudem werden strukturierte und auch komplexere Geschäfte mit Handelspartnern direkt vom Bereich Origination Gas abgewickelt.

Die Integration der selbständigen EnBW Trading GmbH in den Konzern als Geschäftseinheit Handel hat zu Verbesserungen geführt. Prozesse wurden gestrafft, der Marktauftritt hat sich verbessert. Die Philosophie „eine EnBW“ scheint zu funktionieren, die Vereinheitlichung unter einem Dach ist aus Sicht des Gasbereichs eine Weichenstellung, die sich bewährt hat. Die Entwicklung neuer Ideen und Produkte, auch für ein eher traditionelles Geschäft wie Erdgas, funktioniert besser und schneller. „Auch die Zusammenarbeit mit dem Vertrieb ist enger und einfacher geworden“, sagte Falak. Die GVS war da schon sehr weit, ergänzte Müller.

Die niedrigen Volatilitäten und niedrigen Preise für Flexibilität haben keinen grundsätzlichen Einfluss auf das Geschäft. Sie verringern zwar die Margen, aber, so Müller, dann müsse man eben seine Prozesse noch besser im Griff haben. Im Rohstoffhandel seien die Margen traditionell niedrig. EnBW kann auch damit leben, dass Flexibilität, die am Markt ausgeübt werden kann, anders bepreist wird, als Flexibilität, die von physischen Lasten oder Temperaturen abhängig ist. Dieser Unterschied besteht nach Müllers Einschätzung zu Recht, dennoch hat EnBW auch über GVS in diesem Jahr einige Abschlüsse getätigt. Man muss eben entscheiden, ob man die Flexibilität in den Handelsmärkten selbst bewirtschaftet oder im Vertrieb über die verschiedenen Segmente verkauft.

Die Finanzmarktregulierung könnte die Zahl der Marktteilnehmer weiter schrumpfen lassen, was man bei der EnBW mit einer gewissen Sorge sieht, aber EnBW will auf jeden Fall das Geschäft weiterentwickeln. Insgesamt sieht sich der Gasbereich auch im Konzern gut aufgestellt.

#### 4.2.2 VNG – Verbundnetz Gas

Große Aufregung im November bei der VNG in Leipzig: Das Unternehmen will ab Mitte 2016

rund 150 Stellen abbauen. Betroffen sind alle Bereiche der VNG AG. Die Gruppe hat insgesamt 1.400 Mitarbeiter, aber vom Stellenabbau betroffen sind nur die rund 400 Mitarbeiter der VNG AG. Es ein massiver Abbau. Frühestens ab Mitte 2016 soll eine neue Organisation in Kraft treten, die mit dem entsprechenden Stellenbau verbunden ist. Der Vorstandsvorsitzende Karsten Heuchert hat die Belegschaft am 13. November in einer kurzfristig anberaumten Betriebsversammlung entsprechend kurz informiert. Einzelheiten hat er nicht genannt. Die Reorganisation ist Teil des Effizienzprogramms „Ertragskraft“, das im Mai begonnen wurde. Das Unternehmen hatte schon im Juni die Mitarbeiter schriftlich über die „großen Herausforderungen durch das aktuelle Marktumfeld“ unterrichtet (*ener|gate Gasmarkt* 07/15). Heuchert habe jetzt, so die offizielle VNG-Erklärung, über den aktuellen Zwischenstand des Projektes informiert. Natürlich werde VNG den Abbau in Abstimmung mit dem Betriebsrat so sozialverträglich wie möglich gestalten. Eine Eckpunktevereinbarung mit der Arbeitnehmervertretung soll eine Beschäftigung der VNG-Mitarbeiter in anderen Tochtergesellschaften ermöglichen.

Verschiedene Quellen aus dem Umfeld des Unternehmens bestätigen, dass Heuchert keine Angaben zur neuen Unternehmensstruktur gemacht hat. Seit dem Sommer ist aus Leipzig zu hören, die Zentrale solle in eine reine Holdinggesellschaft umgebaut werden. Handel und Vertrieb sollen eine neue Gesellschaft bilden. Die Unternehmensberatung McKinsey ist wohl mit der Überprüfung und Umsetzung des Effizienzprogramms, das angeblich insgesamt über 70 Einzelmaßnahmen enthält, beauftragt, was aber VNG offiziell nicht bestätigt. Die geplante Kostenreduzierung soll rund 120 Mio. pro Jahr betragen. Auch gut laufende Bereiche wie der FNB Ontras sollen einen Beitrag leisten, sind aber – wie erwähnt – nicht von Stellenstreichungen betroffen.

Der jetzt verkündete Stellenabbau ist völlig unabhängig von der Übernahme des EWE-Anteils an VNG durch EnBW. Es gibt durchaus Stimmen aus dem Umfeld des Unternehmens, die argumentieren, man solle doch abwarten, bis die EnBW den Anteil hält und ihre Vorstellungen zur Zukunft des Unternehmens entwickeln kann. Dafür könnte auch sprechen, dass McKinsey auch bei dem Noch-Hauptaktionär EWE tätig ist, worauf in Leipzig ebenfalls verwiesen wird.

#### 4.2.3 GASAG/Land Berlin

In der Juni-Ausgabe hatte *ener|gate Gasmarkt* in einem episch langen Marktgerücht über den damaligen Stand der Bemühungen des Landes Berlin berichtet, Kontrolle über die Gas- und Stromnetze zu erlangen. Als Gerücht deshalb, weil es eine Mischung aus öffentlich zugänglichen Informationen und „Flurfunk“ war. In der Ausgabe 07/15 wurde zudem noch über die Schwierigkeiten berichtet, den Aufsichtsratsvorsitz der GASAG neu zu besetzen. Seitdem war die Versuchung groß, jeden Monat über den Wasserstand zu berichten. Allein, vieles war entweder nur schlecht belastbar erzählt oder in seiner Wirkung schwer abschätzbar. Auch jetzt gibt es noch keine finale Lösung, aber zumindest eine Positionierung des Landes Berlin, die berichtenswert ist.

Aber vorher noch die letzte Entwicklung in den juristischen Auseinandersetzungen um den Gas-Konzessionsvertrag (*ener|gate Gasmarkt* 01/15). Ende August hat das Kammergericht Berlin den Antrag der Landesgesellschaft Berlin Energie an der Seite des Landes dem Verfahren beizutreten (juristisch: Nebenintervenient) abgelehnt. Berlin Energie sei nicht „parteilähig“. Berlin Energie hat gegen diese Entscheidung Beschwerde eingelegt, jetzt muss der BGH entscheiden. Ehe dies nicht passiert ist, wird das Kammergericht die Hauptsache nicht entscheiden. Also die Frage, ob denn das Landgericht zu Recht die Vergabe der Konzession an Berlin Energie als rechtswidrig eingeschätzt hat, aber auch eine zwingende Vergabe an GASAG abgelehnt hat. Das heißt, das Verfahren verzögert sich wahrscheinlich mindestens ein Jahr, was derzeit der wesentliche Punkt ist.

Anfang November hat der Senat des Landes Berlin entschieden, dass es sowohl das Gasnetz als auch das Stromnetz jeweils mit einem strategischen Partner übernehmen will. Bei Strom soll es Vattenfall sein, bei Gas sieht der Plan wohl wie folgt aus. (Die Mitteilung des Senates dazu war vage und blieb es auch auf Nachfrage.)

Das Land kauft gemeinsam mit E.ON (dem strategischen Partner) die Anteile der beiden anderen GASAG-Aktionäre Vattenfall und Engie (E.ON ist ohnehin an GASAG beteiligt.) Das Land Berlin will dann 51 Prozent an einer Berliner Gas-Netzgesellschaft übernehmen, in der das Eigentum der Netze liegt. Die GASAG-Netzgesellschaft NBB soll eine Netzbetriebsgesellschaft für

Segment	E.ON AG		EnBW		RWE AG			
	TWh	Zu HJ 14 in %	TWh	Zu HJ 14 in %	RWE Vertrieb		RWE Supply & Trading	
					TWh	Zu HJ 14 in %	TWh	Zu HJ 14 in %
Privat- und kleinere Geschäftskunden	16,6	12,9 %	6,9	25,5 %	16,3	13,2 %		
Industriekunden	59,4	-1,0 %	54,9	26,5 %	13,0	-5,1 %	18,8	19,7 %
Weiterverteiler	165,9	2,2 %				28,0 %	17,3	8,1 %
Gesamt, Vertrieb	241,9	2,0 %	61,8	26,4 %	66,8	16,4 %	36,1	13,9 %
Gashandel	949,8	134,9 %	100,2	19,4 %			n.v.	

› Tab. 6: Gasabsatz von E.ON, EnBW und RWE in Deutschland in den ersten neun Monaten 2015 (Quelle: Zwischenberichte)

die Berliner und Brandenburger Netze werden, an der das Land 25,1 Prozent halten will. Die Brandenburger Netze der GASAG (EMB, Forst, Spreegas) sowie der Gasvertrieb würden dann vollständig bei E.ON verbleiben.

Der Plan hört sich komplex an. Dafür gibt es mindestens zwei Gründe: GASAG hat eben drei Eigentümer mit unterschiedlichen Interessen. Und zum GASAG-Konzern gehören mit der EMB, den Stadtwerken Forst sowie Spreegas auch Netze und Vertriebseinheiten in Brandenburg, mit denen das Land Berlin nichts zu tun haben will. An EMB hält zudem VNG eine Sperrminorität.

Stand Ende November ist aber mitnichten klar, ob dieses Konzept umgesetzt wird. Zumindest Teile der Berliner SPD fordern eine vollständige Rekommunalisierung des Berliner Strom- und Gasnetzes. Engie erzählt – auch öffentlich – man wolle auf keinen Fall den GASAG-Anteil verkaufen. Engie hat eine Konsortialvereinbarung mit Vattenfall – der die EU noch zustimmen muss. Über Geld wurde noch gar nicht gesprochen. Im kommenden Jahr ist Wahl in Berlin, auch das könnte den weiteren Prozess beeinflussen.

Von Seiten der GASAG lautet der Kommentar zu der Entwicklung, das Land Berlin solle lieber das Kooperationsangebot annehmen, das GASAG im Konzessionsverfahren unterbreitet habe.

#### 4.2.4 Enermy

Seit dem 1. November ist mit Enermy ein Strom- und Gasanbieter am Start, der sich nicht über den Preis, sondern über Produkteigenschaften

unterscheiden will. Mit Öko-Strom und Öko-Gas gibt es dies schon seit langem, aber Enermy geht origineller vor. Strom gibt es unter anderem als „Frauenpower“, zu 100 Prozent aus Wasserkraft, erzeugt von Unternehmen, die von Frauen geleitet werden. Im Gas gibt es „frackingfreies“ Gas und „Europagas“, das zu 100 Prozent aus westeuropäischen Quellen kommt. In irgendeiner Weise zertifiziert sind die Produkte nicht, aber dies wird auch nicht versprochen. Enermy Geschäftsführer Jesco von Kistowski (siehe auch Personal) hat genügend Erfahrung auch in der Gasbeschaffung, um zu wissen wie er norwegisches Erdgas, um das es dann wohl geht, kaufen kann. Dies versicherte er auch im Gespräch mit *ener|gate Gasmarkt*. Enermy ist eine Tochtergesellschaft des Schweizer Energiehandelshauses GAEM GD, hinter dem eine Gruppe von Energieexperten steht, die sich für das Projekt zusammengefunden hat. Von Kistowski gehört wohl auch dazu. Enermy ist sehr schlank aufgestellt, alle Kundenwechselprozesse werden an Dienstleister vergeben.

#### 4.2.5 Neunmonatszahlen für den Gasabsatz von E.ON, RWE und EnBW

E.ON, RWE und EnBW haben die Ergebnisse für die ersten neun Monate 2015 veröffentlicht. Tabelle 6 enthält die Absatzzahlen für Erdgas in Deutschland für die einzelnen Segmente.

E.ON hat im Industriekundensektor Kunden verloren. Der starke Zuwachs des Absatzes im Gashandel ist auf den deutlich lebhafteren Großhandel zurückzuführen. Aber, wie mittlerweile üblich, das Gasgeschäft stand bei der Be-

richterstattung zu der Quartalsentwicklung im Hintergrund.

Das für E.ON Gesagte gilt auch für RWE. Das Gasgeschäft interessiert bei der Präsentation der Zahlen weder Analysten noch Journalisten. RWE hat den Vertrieb wieder restrukturiert und wieder nach Kundengruppen statt nach Regionen aufgeteilt. Ab 2017 wird die

RWE Vertrieb dann auf die RWE AG verschmolzen. Vor allem im Bereich Weiterverteiler wächst die Absatzmenge dank einer verbesserten Marktstellung. Die Prozesse und Produkte und damit auch Preise sind effizienter und besser geworden.

EnBW macht in erster Linie das kältere Wetter für den zunehmenden Absatz verantwortlich.

## 5. Personal

**Dieter Steinkamp** ist Nachfolger von **Michael Feist** als BDEW-Vizepräsident. Steinkamp ist Vorstandsvorsitzender von RheinEnergie. Er wurde aus der Gruppe der 8KU, einer Organisation von acht großen Stadtwerken, vorgeschlagen. Es dürfte kaum überraschen, dass die Wahl Steinkamps bei Vertretern der Gaswirtschaft durchaus nicht begeistert aufgenommen wurde. Formal besteht zwar kein Anspruch, dass die Gaswirtschaft einen der Vize-Präsidenten stellt, aber die Gaswirtschaft empfindet ein gewisses Gewohnheitsrecht. Wobei man durchaus argumentieren kann, auch Feist komme ja als Vorstandsvorsitzender der Stadtwerke Hannover aus dem Kreis der 8KU. Aber Feist wurde damals aus dem Kreis der Gaswirtschaft vorgeschlagen, hat sich immer als Vertreter der Gaswirtschaft präsentiert und gerne auf seine Vergangenheit bei ExxonMobil verwiesen. Feist war als Vizepräsident zurückgetreten, weil er im Frühjahr 2016 in den Ruhestand geht (*ener|gate Gasmarkt* 11/15).

IVG Caverns hat seit dem 1. November eine neue Geschäftsführung. **Thomas Kleefuß** ist kaufmännischer Geschäftsführer, **Christoph Uerlich** technischer Geschäftsführer. Bis November 2013 war Kleefuß kaufmännischer Geschäftsführer des tschechischen Fernleitungsnetzbetreibers net4gas (*ener|gate Gasmarkt* 12/13). Seitdem ist er als Berater tätig. Uerlich arbeitet schon seit langem für IVG Caverns. 2014 waren mit **Stephan Maas** und **Ralf Schmitz** zwei Interimgeschäftsführer im Rahmen der Umstrukturierung der IVG-Gruppe nach der Eigeninsolvenz 2013 (*ener|gate Gasmarkt* 09/13) berufen worden. Schmitz scheidet zum Jahresende aus, Maas wird noch bis zum Ende des ersten Quartals 2016 Kleefuß unterstützen. Die beiden langjährigen Geschäftsführer **Manfred Wohlers** und **Friedrich Foltas** sind 2014 beziehungsweise Mitte 2015 ausgeschieden. Wohlers aus gesundheitlichen Gründen, Foltas in den Ruhestand. IVG Caverns arbeitet nach wie vor an der Reparatur der beiden Kavernen, an denen im vergangenen Jahr das Fördergestänge abgerissen war (*ener|gate Gasmarkt* 09/14). Nach IVG-Gutachten waren Material und Schweißtechnik für die Schäden verantwortlich.

In der vergangenen Ausgabe hatte *ener|gate Gasmarkt* spekuliert, **Ulf Heitmüller**, bei der EnBW für den Handel verantwortlich, könnte schnell in den Vorstand von VNG einziehen. Jetzt ist

er zum Aufsichtsratsvorsitzenden ernannt worden. Die Position war vakant, seit der ehemalige EWE-Finanzvorstand **Heiko Sanders** im September EWE und den VNG-Aufsichtsrat verlassen hatte (*ener|gate Gasmarkt* 10/15).

Der Geschäftsführer der MVV Trading, **Michael Redanz**, hat das Unternehmen verlassen und wird ab Januar 2016 Vorsitzender der Geschäftsführung von EWE Trading werden. Er wird für die Bereiche Beschaffung, Optimierung und Direktvermarktung verantwortlich. **Andreas Hartung** bleibt als Geschäftsführer für den Bereich „Marktfolge“ (Risikomanagement) zuständig. Der bisherige zweite Geschäftsführer **Malte Neuendorff** übernimmt im Konzern andere Aufgaben. Bei MVV Trading ist noch kein Nachfolger benannt.

Der Geschäftsführer von Enermy, **Jesco von Kistowski**, war bis August vergangenen Jahres Geschäftsführer von EconGas (*ener|gate Gasmarkt* 08/14).

Der Alleinvorstand des südhessischen Energieversorgers GGEW in Bensheim, **Peter Müller**, geht in den Ruhestand. Ab 2016 wird **Carsten Hoffmann** sein Nachfolger, bisher kaufmännischer Bereichsleiter bei GGEW. Müller war als Stadtwerkevorstand einer der Gasrebellen der ersten Stunde. 2000 hat er mit viel Spaß Erdgas von Enron in Lampertheim bezogen. (Auch Enrons Pleite hat ihn nicht wirklich erschüttert. Wingas sprang dann ein.) Seinen langfristigen Bezugsvertrag mit der Südhessischen Gas und Wasser (heute entega) hat er damals gerichtlich angefochten. Mit Entega-Gesellschaften lag Müller dann im Dauerstreit. Schon 2002 hat er gemeinsam mit den Stadtwerken Lampertheim, an denen GGEW beteiligt ist, eine Handelsgesellschaft auch für Erdgas gegründet, die auch heute noch aktiv ist. Im E.ON-Ruhrgas-Verfahren hatte er auch Beschwerde gegen die Ministererlaubnis eingelegt, zumal er durchaus unter Gegenmaßnahmen der damaligen Ruhrgas direkt litt. Alles Geschichte, in den letzten Jahren standen bei Müller andere Energiethemen oben auf der Agenda, die Gasbeschaffung funktionierte.

**Janet Hochi** ist seit dem 1. November 2015 neue Geschäftsführerin des Biogasrates. Sie löst **Michael Rolland** ab, der erst Anfang dieses Jahres zum Geschäftsführer ernannt worden

war (*ener|gate Gasmarkt* 03/15). Rolland orientiert sich beruflich neu. Er wurde wohl von den Verbandmitgliedern zunehmend als nicht sehr glückliche Besetzung angesehen. Hochi ist schon lange beim Biogasrat und genießt dort einen guten Ruf.

Der Leiter Gasbeschaffung bei RheinEnergie Trading, **Jan Stertkamp** ist zum 1. November in den Bereich erneuerbare Energien bei Rhein-

Energie gewechselt. Er hat dort ein neues Team, das für die Betriebsführung der Anlagen verantwortlich ist.

In der vergangenen Ausgabe wurde vermeldet, **Mark Konijnenberg**, der ehemalige Zechstein COO, sei nun vor allem als Partner von Ravensbourne Partners tätig. Dies ist schon wieder überholt, Konijnenberg ist seit September Leiter Origination bei GdF Suez Trading.

## 6 Marktgerüchte

In der vergangenen Ausgabe wurde über die zeitweise sehr hohen Regelenergiepreise für L-Gas im Within-Day-Markt berichtet. Am 13. Oktober wurden bis zu 50,00 Euro/MWh bezahlt, technische Probleme hatten die L-Gas-Knappheit verursacht. Auch am 17. Oktober gab es ähnliche Preisspitzen. Aber an dem Tag haben wohl zwei, drei Händler die Nerven behalten und erst dann begonnen zu verkaufen, als die Preise fast 50 Euro/MWh erreicht hatten. Es war ein Samstag, NCG benötigte L-Gas, die Zahl der Anbieter war mehr als überschaubar.

Die Trianel hat in Leipzig eine Niederlassung eröffnet. Dies ist kein Gerücht, das Unternehmen hat es veröffentlicht. Fünf Mitarbeiter sollen in Leipzig arbeiten. Sie kommen wohl weitgehend von der abgewickelten Dong Energy Markets (*ener|gate Gasmarkt* 10/15), ist zu hören. Trianel will dies allerdings nicht bestätigen. Kunden müssen die neuen Trianel-Mitarbeiter aber erst akquirieren. Dong hat die Verträge für das Portfoliomanagement entweder gekündigt oder kündigt sie. Aber Adressbücher sind sicher eine hilfreiche Akquisitionsunterstützung.

„Wird die OMV bald Gazprom West?“ So titelte die Wiener Zeitung am 9. November. Sie äußert in dem Artikel die Sorge, dass der OMV-Vor-

standsvorstandsvorsitzende Rainer Seele OMV zu sehr auf Gazprom ausgerichtet und letzten Endes Gazprom OMV übernehmen wird. Eine Spekulation, die in dem Ausmaß *ener|gate Gasmarkt* als zu weitgehend empfindet. Klar ist, OMV und Gazprom kooperieren (*ener|gate Gasmarkt* 07/15) und der österreichische Öl- und Gasproduzent überlegt gerade, welche Vermögensgegenstände er im Gegenzug für eine Beteiligung an der Gasproduktion in Urengoi anbieten kann. Die Überlegungen finden zum Ärger der österreichischen Zeitungen hinter verschlossenen Türen statt. OMV könnte sein Chemieunternehmen Borealis zum Tausch anbieten, so ein Tipp im Markt. Andere Marktteilnehmer spekulieren, das OMV-Gaskraftwerk in der Türkei könnte an Gazprom gehen (nach den jüngsten politischen Ereignissen wohl kein guter Tipp mehr).

Dazu gibt es Spekulationen, Gazprom könne sich an der Vertriebsgesellschaft EconGas (*ener|gate Gasmarkt* 11/15) beteiligen oder sie übernehmen, auch die Übernahme von OMV-Speicherkapazität in Österreich wird diskutiert. Beides hat Charme, aber es gibt auch gute Gegenargumente. *ener|gate Gasmarkt* schlägt Tankstellen der OMV in Süddeutschland vor, damit Gazprom sich als Verfechter von Erdgas im PKW-Sektor endlich richtig öffentlich zeigen kann.



Dear reader,

In the editorial of the last edition, I announced a longer report about the conversion from L-Gas to H-Gas. In the last edition, the story was left out in order to have enough space to cover the latest developments around VNG. Although some time has gone past since I have done research for the story, all conclusions and assessments for the further procedure of the conversion remain valid. The process will absorb market players in parts of West and Northwest Germany for a longer time. The story shows that progress was made regarding the processes, but that there are still challenges ahead. In principle, the current development seems to confirm a basic trust in markets. More companies than expected perceive conversion as an attractive business and built up resources.



> Dr. Heiko Lohmann

This time a personnel news makes it into the editorial. Peter Müller, the sole executive board member of the utility GGEW located in Bensheim (South Hesse) retires. I have known Mr. Müller since 2000. At that time, we had first discussions on how gas might be procured outside the traditional delivery chain. But Mr. Müller is a man of action and not of discussions, and very soon he started to buy gas from Enron at the "Lampertheim hub". Enron is history just like Lampertheim as a physical hub in the southwest near Mannheim. Mr. Müller was part of a handful of insistent and stubborn managing directors from utilities at that time that were unwilling to believe that the traditional German gas world is carved in stone. A small overview of his initiatives is provided in the Personnel chapter.

VNG plays a role in this edition again. The planned staff reduction causes a lot of worriedness within the company. Cutting 150 of the 400 jobs in the still operating holding company VNG AG is a massive reduction. There will be a selection by social criteria; many are calculating their risks. Currently, there is an approach to transfer staff members from the holding to other affiliates of the Group. Not a particular happy pre-Christmas time in Leipzig

However, I wish all readers interesting insights from this edition!

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'H. Lohmann', with a long horizontal line extending to the right.

Dr. Heiko Lohmann  
Freier Mitarbeiter ener|gate

## 1. Topic of the Month: L-/H-Gas conversion

From theory into practice: The conversion of market regions from low calorific (L-Gas) gas to high calorific (H-Gas) gas is now reality. Schneverdingen (Lower Saxony) is the first distribution network where the conversion took place. Since October 1, H-Gas is flowing through the network. Utilities that are scheduled to switch to H-Gas in 2016 or 2017 either finished the tenders for the necessary services or are in the tendering process. On September 30, ARGE Erdgasumstellung (ARGE EGU), a working group of 37 concerned utilities, held a conference in Bielefeld where they talked about the previous experiences. The firm Becker Büttner Held (BBH) organises the working group. The conference contributions, discussions at the side-lines of the conference and the experience at Schneverdingen give a good picture about the current status of the process.

### Schneverdingen: A largely smooth process

In Schneverdingen the conversion process was more or less without problems. Jörn Peter Maurer, the managing director of Stadtwerke Schneverdingen-Neuenkirchen, expressed his satisfaction with the whole process towards *ener|gate Gasmarkt*. The Europe-wide tender process for the services went well. Project management and quality control was commissioned to one service provider. Four companies are in charge of registration and adjustment of all appliances. The tender for the service of registration and adjustment was done jointly with the adjacent Stadtwerke Böhmetal in Walsrode that is next on the list for conversion. By the way, Schneverdingen and Böhmetal were not advised by BBH, but the Hamburg-based lawyers Bommert, a specialist for European procurement law. On the first weekend after the conversion to H-Gas, users reported only eight malfunctions, after two weeks the figure amounted to 50 reports, with a strong declining tendency. 7.500 appliances have to be converted in Schneverdingen's households and in addition the plants of two industrial gas users. 19 plants could not be converted any more. Five of them were installed illegally, at least they did not have the necessary EU licence. Most of the 14 remaining appliances were more than 30-year-old heating devices used on farms. For the five households where it was not possible to adjust legally operated boilers anymore, a mutually satisfying solution was

found. The utility provided a new boiler under a heat contracting arrangement. Because the new appliances are much more efficient than the replaced ones the monthly bill of the households went down.

One lesson Mr. Maurer learned is that it is not very clever to start conversion directly before the weekend because the first malfunction reports will occur during the weekend. "The devil is a squirrel!" Mr. Maurer used the German proverb to indicate that problems can occur very quickly and from things that would not be regarded as the cause of problems.

### The technical challenges of the conversion process

In general, the conversion is no rocket science and it is not the first time that such conversion processes take place in Germany. After the reunification, for example, half of East Germany was converted from town gas to natural gas. The nozzles must be replaced in all boilers and in industrial plants individual adjustments must take place. But not all boiler producers still have the necessary spare parts for all types. In Bielefeld, representatives of the two largest German boiler producers Vaillant and Viessmann assured that they guarantee to provide nozzles for all boilers up to an age of 20 years. They explained very lively how staff is searching in the cellars for old workpieces to produce the nozzles for old boilers. Mr. Maurer reported that two producers said during a first meeting that they do had no spare parts anymore for 15 years old appliances, but later they found the needed parts. However, very old appliances can indeed only be replaced (see above).

More of a technical, logistical issue is the replacement of the nozzles of modern condensing boilers. In contrary to low temperature boilers, the replacement can only take place when the H-Gas is flowing because the appliances must be adjusted to the H-Gas flow. But from this point in time, they must be converted within six weeks to avoid technical problems. That also means that the L-Gas must be pushed out of the network quick enough. That may become a problem in summer, at least in networks where the utilisation is depending a lot on the heating. If necessary, the gas will have to be flared.

### Service providers and staff: The core bottleneck

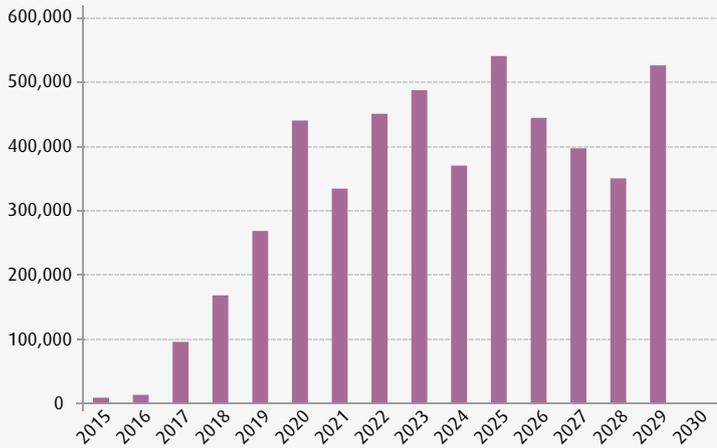
Since the first planning of the conversion process has started there has been a discussion on whether there would be enough service providers and staff to allow the conversion of up to 500,000 appliances per year during the plateau phase (see graph 1). Because no conversion took place for years, the companies and staff with the necessary capabilities vanished from the market, at least almost! Mr. Maurer reported that veterans from earlier conversions found new enterprises, and sometimes the companies are all trying to convince staff members to switch. That was one of the core messages from the Bielefeld conference: There are companies that see the whole conversion process as an interesting business. Twelve companies have already passed the registration process at the technical association of the industry DVGW and at least four others have started the registration process. (Almost) all of the companies seem to be reliable. Stadtwerke

Peine made a market screening as the first phase of the tender process. Eleven companies took part in the screening process, ten were asked to participate in the following tender. The tender process is not finished yet. Peine, with 17,000 appliances, will not be converted before 2018, but the project management and the registration shall already start in 2016. The conversion process is always divided in the four sub-processes project management, quality control, registration and adjustment. The utilities or distribution network operators can tender these processes either jointly or separately. There are sound reasons for utilities to combine the commissioning of project management and quality control, as well as registration and adjustment. There are also reasons to split registration and adjustment in several lots and divide the tasks among different service companies.

But even if the number of service companies is higher than expected half a year ago, personnel remains a critical factor:

Number of workers (WO)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Adjustment of appliances (Number of appliances)	7,500	11,600	93,000	170,000	270,000	450,000
Requirement:						
Technical project management (1 WO per 10,000 appliances)	1	2	9	17	27	45
Actual planning project management (all service providers)	8	8	27	27	27	27
Difference	7	6	18	10	0	-29
Requirement						
Registration (1 WO per 2,400 appliances)	4	5	40	71	113	188
Adjustment (1 WO per 1,800 appliances)	5	7	53	95	150	250
Quality control (1 WO per 10,000 appliances)	1	2	10	17	27	45
Total	10	14	103	183	317	530
Actual planning						
All companies	45	55	220	310	310	310
Difference (planning - requirement)	26	22	112	127	-7	-220

> Table 1: Required workers for L-/H-Gas conversion (Source: Presentation Michael Rabenau (Consultant on behalf of BBHC) at the ARGE EGU conference on September 30, 2015 in Bielefeld)



Graph 1: Number of appliances per conversion year (Source: FNB Gas, internet page)

- It is difficult for the certified companies to hire sufficient qualified personnel for the work. The staff members must be willing to travel and spend some weeks in the place where conversion takes place. Due to a tight labour market, workers in that sector can choose their job and are usually unwilling to travel if they do not get high compensations.
- Even if the companies are able to fulfil their staff development plans, the resources may become tight from 2019. The following table shows an assessment of BBH Consulting on the likely need of human resources.

Table 1 shows that enough personnel is available until a number of 300,000 appliances a year, assuming the service companies are able to hire workers according to their planning. If the annual figure for the appliances exceeds 300,000, personnel becomes scarce. For conversion of 450,000 appliances, a gap of around 250 skilled workers still has to be closed. The following graph shows the number of appliances that are scheduled to be converted per year until 2030.

Graph 1 shows that from 2020 between 300,000 and more than 500,000 appliances shall be converted per year. That means the gap really matters and might be closed either by additional market entrants or by a stronger business development of already certified companies.

#### Proper timing is the key

To give the service companies some security and allow them an organised business development,

it is important to fix the exact month when a network will be converted as early as possible. The new co-operation agreement (KoV) VIII of the network operators, in force since October 1, 2015, stipulates in some detail the rules and deadlines for the agreement of conversion schedules between DSOs and TSOs. However, this does not guarantee a binding commitment on the concrete conversion month three years in advance in every case, the BBH lawyer Klaus-Peter Schönrock complained at the Bielefeld conference. But Mr. Schönrock conceded substantial improvements and visible efforts of the TSOs to fix conversion dates early. Moreover, KoV VIII is an improvement of the framework conditions. The exact planning of dates is a requirement for timely tenders, – as mentioned – the planning of the service providers, but also the planning of the producers for the production of the necessary nozzles.

#### Money makes the world go around

The conversion process is of course also about money. In principle, all related cost are allocated to all exit points of the TSOs (including storage and borders) via a separate contribution, the “Marktraumumlage” (market region conversion contribution). In the Gaspool market area, the contribution will increase from 0.0282 to 0.0865 euros/kWh/h/a from January 1, 2016. In the NCH market area, the contribution will go up from 0.00402 to 0.02102 euros/kWh/h/a. For the conversion of a boiler in households, 250 euros/appliance is the calculated price. The first tenders allegedly resulted in lower prices because the service companies currently have fewer orders than capacities but this may change. For industrial users much higher costs will occur. The responsible regulatory authority decides about the acceptance of the cost in each individual case. Mr. Maurer said that from the beginning he co-operated very closely with the responsible state regulatory authority of Lower-Saxony to avoid being caught by surprise. That worked well. As a rule of thumb, an amount of 5,000 euros is mentioned as the maximum conversion costs per plant, but in single cases, the costs can be substantially higher.

Utilities think the non-acceptance of the costs for a new appliance if the old one must be replaced is a weakness of the cost scheme. In Bielefeld it was discussed whether it might be possible to achieve an adjustment of the rele-

vant paragraph 19a of the German Energy Law to allow at least a partial compensation for the concerned households. But the discussed level of 250 euros (the costs of switching) is not a real contribution considering total costs of around 6,000 euros for a new boiler. However, the example of Schneverdingen demonstrates that there are better solutions.

### Conversion as a risk and an opportunity for the industry

Discussions with representatives from the gas industry make clear that the whole conversion process has its risks and opportunities for the industry. “The industry gets a complete overview

about all appliances in the conversion regions. There should be a possibility to make use of that,” one representative from the gas industry said. If that data can be used to persuade households to replace their old boilers, the gas industry would secure sales in parts of North and West Germany for the next 30 years (one generation of boilers). A potential threat is the attempt of the power and the oil industry to campaign against natural gas. The alleged high conversion cost the consumers must bear is one argument, but also the decrease of security of supply if indigenous gas is replaced by Russian gas. First campaigns have already started. The conversion process is therefore also a communication task for the industry, which it takes seriously.

## 2. Framework Conditions

### 2.1 Security of Supply

In October and November, new proposals for the improvement of German gas security of supply were made:

- On October 9, the associations of industrial gas users VIK, VCI and DIHK delivered their joint proposal for a Demand Side Management to BNetzA and the Ministry of Economics and Energy (BMWi).
- On October 26, the TSOs' association FNB Gas published a Security of Supply Concept.
- On November 12, BDEW presented its "Reserve-modell" (Reserve Model).

#### Demand Side Management

In principle, the model of VIK and others is rather simple. Industrial users want to be able to participate in the system control market and want to place their offers on rank four, the last rank of the Merit Order List (MOL). This last rank includes standardised long-term products and/or non-standardised flexibility services. Industrial users could offer their interruptions for a commodity price that mirrors the "Value of Lost Load (VOLL)" (the UK regulatory authority Ofgem developed the VOLL concept, see *ener|gate Gasmarkt 07/15*). Industrial interruption would be the end of MOL 4 instruments. VIK did some calculations and a survey among member companies. For a price of 400 euros/MWh, a daily interruption potential of around 105.5 GWh could be offered. The associations offer a pure commodity price model. That makes the proposal cheap, because costs occur only in the case of usage. To make an offer feasible for industrial users, only the duration for MOL 4 products would have to be changed. A commitment for a complete time-span of three months is too long for industrial users and a lead time of three hours too short.

This only leaves the question, why TSOs or market area operators should pay if they can interrupt industrial users in the case of a crisis without compensation. From VIK's perspective, however, this is a grey area with a lot of uncertainty for all involved parties. This uncertainty could be removed with this concept.

#### TSO concept

The TSOs proposed a security of supply concept with two parts:

- Storage volumes assigned to the TSOs dubbed "Flexibility Reserve".
- Higher penalties for balancing group managers that have lasting imbalances in times of high gas loads.

The TSOs shall book or buy storage capacity that can compensate the interruption of the largest import infrastructure for five days under cold weather conditions. After these five days, either the outage is terminated or other measures kick in. The TSOs did not mention any figures about volumes or costs in their paper, but they seem to think about a storage volume of around three Bcm, and costs of 200 to 250 million euros/y were mentioned. The TSOs want to decide themselves at which part of the network they acquire which storage volumes. The storages shall be connected to the high-pressure grid.

Basically, it is a kind of additional line pack. In contrary to the usual line pack that is applied with priority, the storage volumes shall only be used if all other flexibility sources are exhausted. However, the model almost only satisfies the interests of the TSOs, who may expand their market role and their asset. It is questionable – Klaus-Dieter Borchardt from the EU-Commission indicated during the BDEW Gasdialog – whether the model complies with the European unbundling rules. Finally, the trigger of "the system undercuts defined pressure conditions" is difficult to monitor from the outside.

The second part of the proposal does not need any further explanation.

#### BDEW Reserve Model

The BDEW Reserve Model also has two parts:

- A flexibility buffer that shall explicitly not be part of the market for system control energy although it works in a similar way.
- Storage booking by TSOs.

In contrary to FNB Gas, BDEW attaches a price and volume tag to its model. For the flexibility buffer the equivalent of a working gas volume of 1.1 Bcm is currently necessary and one Bcm for the storage booked by TSOs. The annual costs are estimated to be 140 to 190 million euros.

The consultancy Team Consult performed the main analysis for the BDEW model of a flexibility buffer in co-operation with the consultancy DBI GUT. Afterwards, many discussions between BDEW members and the consultants took place to agree on the final design. Similar to the FNB Gas concept, the crisis scenario is the interruption of the major import point (Mallnow) in combination with a seven days cold spell in February. For the volume analyses Team Consult worked with data from February 2012 when such a weather situation occurred. In this scenario, a regional scarcity could occur in South Germany (Bavaria – south of MEGAL and Baden-Wuerttemberg) if the filling levels of storage facilities are on historically low levels. For that scenario, the lowest filling levels since Gas Infrastructure Europe (GIE) started to publish the data in 2010 were assumed. In that case, the physically available withdrawal does not allow to cover demand of all final customers (not only protected customers) and to maintain the usual export flows – as they took place in February 2012.

The flexibility buffer shall be calculated to meet that “residual” missing capacity as Team, Consult called it. The market area operators shall annually tender the buffer on behalf of the TSOs. The buffer is not restricted to storage but is open to all sources of flexibility. The only precondition is that physical delivery at the critical network points must be guaranteed. Therefore, the suppliers must pass a pre-qualification. The products are only retrieved if a final tender for system control energy is unsuccessful. In fact, this creates a rank number five of the merit order list (MOL) that shall explicitly not be accessed before all system control energy is utilised (therefore the consultants avoid the term MOL five). The graph 2 shows how the retrieving sequence works.

The concept is silent about the pricing system (commodity or capacity price), but most likely it will not work without a capacity price that rewards the provision of flexibility. The flexibility buffer shall be evaluated every two years and shall be adjusted to changing market conditions.

In the study, Team Consult assessed the flexibility need in steps of five years until 2030. Already in 2020, the need in South Germany will be substantially lower than in the reference year 2012. In 2020, the remaining withdrawal capacity from storage facilities will be sufficient to cover that need even if filling levels are historically low.

The Reserve Model has a second component: the storage booking by TSOs. This part is neither analysed nor proposed in the study. The Team Consult/DBI GUT analysis only says: “From the calculation (of filling levels *ener|gate Gasmarkt*), remaining residual risks can be derived that may occur in the case of a shortfall of flexibility if in that situation the historical filling level lows for February are not met. Where appropriate, this residual risk may be compensated by a supplementing provision of small storage volumes.” Ulrich Ronnacker from Open Grid Europe (OGE) justified the storage booking by TSOs exactly with this potentially emerging residual risk.

In the BDEW model as well as in the FNB Gas model all costs are distributed to the network users by adding them to the network tariffs.

Obviously, there are different opinions about the volume scenario that is the basis of the analysis. It shall demonstrate under which conditions (that could already be observed in history) a flexibility gap may occur. The flexibility buffer shall provide additional flexibility to the market to be able to fill such a gap. This flexibility shall be provided from unutilised storage capacity, interruptible capacity from industrial users and flow guarantees on transit pipelines (that may indirectly include flexibility sources from adjacent countries). However, this could take away flexibility from the storage or the system control market. From today’s view, only interruptible capacity from industrial users would be a real “new” source of flexibility for the system. If this is the case, the BDEW models fits rather well with the VIK proposal for Demand Side Management. Nevertheless, whether flexibility will be offered in the system control energy market or in the “BDEW flexibility market” depends on the price and product design. In the BDEW model, precise descriptions about the design are missing.

As the flexibility buffer is finally designed to secure a certain minimum of storage levels, an additional storage reserve looks superfluous. But a storage buffer seems to be the beloved topic of

the TSOs. In the BDEW model, it shall back up miscalculations of the magnitude of the flexibility buffer and shortcomings in the application. The sequence of announcements is puzzling. FNB Gas published its own model in advance of the BDEW proposal, although TSOs’ representatives were involved in the work on the BDEW model. And there were rumours that the TSOs’ representatives voted in favour of the BDEW proposal in the BDEW gas steering committee despite the fact that the storage reserve in the BDEW model is less comfortably designed for TSOs. FNB Gas commented on the BDEW model, saying that they approved the storage module in general, but needed more time to analyse the flexibility buffer in more detail. It seems that the TSOs feared at the beginning of the discussion process for the BDEW model that storage would not be part of it and therefore worked on their own model.

**System of network tariffs**

We should not forget that the BDEW paper “BDEW proposals for a gas market design” does not only deal with the Reserve Model. On page nine of the ten-page document, the proposal to adjust the whole system of network tariffs is mentioned. The consultancy PwC made a study for BDEW covering that topic. PwC for example proposes to abolish the lump sum grant households must pay for the connection to the network. One other proposal is to condense network tariffs in the distribution networks to a capacity element and abolish the commodity-related part. But the association seems to need more time to discuss these ideas. BDEW and the stakeholders

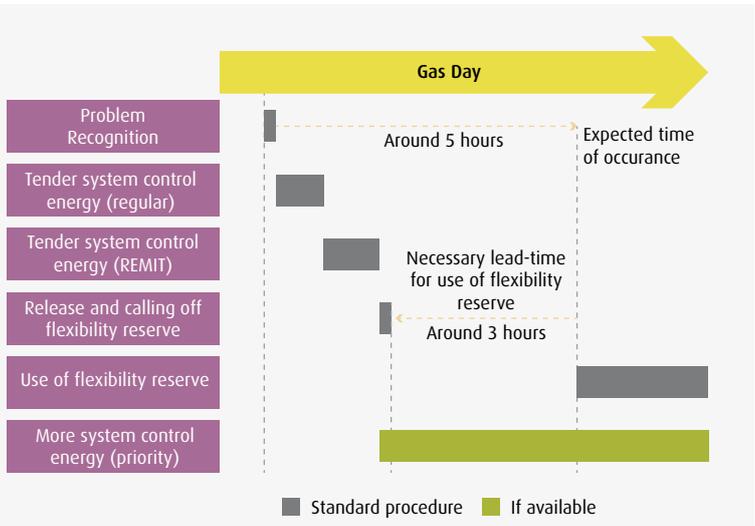
of the gas industry are still working on recommendations, the paper says.

**What is the BMWi doing?**

The whole industry is now watching the Ministry of Economics (BMWi). BMWi originally wanted to announce the further procedure in October. The head of the responsible sub-department in the ministry, Stefan Rolle, had a number of public appearances in October and November without releasing any details about the ministry’s plans. He only assured that some measures would be proposed, that it would be a “bouquet” of different measures and it would not fulfil all wishes of stakeholders. He also affirmed that the staff finished its work but that the proposed measures must be agreed with the minister. The ministry will most likely not wait until February 10, 2016 before it releases its plan. On that date the EU-Commission will release its “Winter or Gas Package” including the proposal for a revision of the European SoS-Regulation, an LNG and Storage Strategy as well as a Heating and Cooling Strategy. These European proposals – most likely, there will be no storage strategy – have an influence on the German measures for improvement of security of supply.

**2.2 German High Court decision on price adjustments in basic supplies of gas consumers**

The German High Court (BGH) caused a lot of relief among basic suppliers with its decision on price adjustments in basic supply contracts. Last year, the European Court (EuGH) decided that the price adjustment clause in the German ordinance provision on basic gas supplies (GasGVV) did not comply with European law (*ener|gate Gasmarkt 12/14*). The German High Court had to consider this rule in its decisions in a number of cases. It now concluded that the faulty clause does not mean that the supplier has no right to adjust prices. All price adjustments that only include changes of procurement cost – under consideration of other cost changes – are justified. Such a supplementary contract interpretation is necessary and reasonable. However, BGH went one step further. Even if a price adjustment is not justified because it is not restricted to changes of procurement costs, the customers’ claims are restricted to a time-span three years back from the date of his or her complaint.



> Graph 2: Flexibility buffer retrieving: (Source: Based on German Team Consult presentation during BDEW Gasdialog. English slide *ener|gate Gasmarkt*)

That means finally suppliers cannot justify each price adjustment, but the decision gives some security for price changes if the supplier can prove that they are in line with procurement cost changes. In the paragraph before, the term “price adjustments” was purposely used, because it cuts both ways. If procurement costs are going down, the change must also be passed to the consumers.

The law firm White & Case as well as the law firm Becker Büttner Held (BBH) praised the decision. The headline in the BBH blog was “BGH deactivates price adjustment bomb of the EuGH”.

However, the whole decision has its impact only on price adjustments before October 1, 2014. On that date an updated GasGVV came into force that regulated price adjustments in line with European Law (*ener|gate Gasmarkt* 12/14), at least according to legal experts.

### 2.3 Joint BNetzA and BKartA monitoring report

On November 24, the German antitrust authority Bundeskartellamt (BKartA) and BNetzA published their joint monitoring report for the energy markets. In principle, the report contains nothing new about the gas market. The part of the press release on gas that accompanied the report release sounds therefore a bit boring. The German political magazine DER SPIEGEL tried to stimulate discussions. The magazine had the report in advance and reported that the wholesale prices went down by 22 per cent in 2014 and prices for residential prices only by one per cent. That shows how suppliers betray their customers. Both figures can indeed be found in the report, but the mentioned wholesale price is the EEX Daily reference Price, that is not volume-weighted. It is not a good indicator for procurement costs. Neither in the report nor in the press release any concerns about the behaviour of suppliers is raised. But some more or less special bits of information from the report in the box:

The switching rates are declining or stagnating. For industrial users and power plants, the volume-related rate in 2014 was 11.8 per cent (1013: 12.7 per cent). The share of households in the overall number of households that swit-

ched in 2014 was 8.4 compared to 8.5 in 2013. One final word on prices: Prices from suppliers in the residential sector that are not the incumbent supplier in a network went down by three per cent. They adjust prices – at least for new customers – faster to market changes.

One figure on the market structure: Only 26 of 854 gas suppliers that participated in the BNetzA/BKartA survey supplied more than 100,000 metering points of final customers. The majority (54 per cent) supplied between 1,000 and 10,000 metering points. In line with that observation: Market concentration in the final customers sectors in Germany is low. In the sector of non-hourly metered customers (standard load profiles, households and commercial) the market share of the three largest suppliers is 22 per cent, in the sector of hourly-metered customers (industrial, power plants) the market share is 32 per cent.

Quite interesting are the volatile export figures: The exports to Belgium soared by 71.5 per cent compared to 2013 and reached 72 TWh. To France exports dropped by 40 per cent to 70 TWh and to the Netherlands they declined by 38 per cent to 46 TWh. Exports to Austria strongly went up by 45 per cent to 85 TWh. Most volumes, 423 TWh (+45.4 %) in 2014, were exported to the Czech Republic. However, a substantial share was Nord Stream Volumes, which were only shipped through the Czech Republic via the Gazelle pipeline and entered back into the German system at Waidhaus. However, Germany is and is becoming a gas roundabout for Europe.

A thing for real specialists is the annual BNetzA survey about the traders’ preferences for capacity products. 45 per cent of the 270 gas traders that participated prefer a system in which only firm and interruptible free allocable capacity is offered (FZK). 55 per cent prefer the current system with differentiated capacity products.

To complete reporting about the monitoring report: For the first time, the biomethane monitoring was included in the general monitoring report (*ener|gate Gasmarkt* 09/14). It was condensed to three pages. The main figures:

- The number of plants that inject biomethane into the gas networks went up from 144 to 185 in 2014.

- The injected volume was 7.5 TWh (2013: 5.5 TWh).
- The costs for the connection of plants that are distributed to all customers increased from 31 to 154 million euros.

## 2.4 Efficiency label for heating boilers/ efficiency strategy

Since September 26, all new heating systems must be assigned to an efficiency category, ranging from A++ to G. This regulation transposes a European Directive into German law. An additional German regulation from the National Action Plan Energy Efficiency (NAPE) prescribes such a categorisation also for boilers that are more than 15 years old from January 1, 2016. From 2017, the responsible chimneysweepers attach a label to these boilers that show the efficiency category. The system is similar to the system for electric applications that is already in place. The Ministry of Economics assumes that 70 per cent of these older appliances reach only the efficiency category C to E. The ministry hopes to stimulate replacement with that label and hopes to push replacement rates by 20 per cent. Taking into account that the current replacement rate is only one per cent, this is not really an ambitious target, though.

On November 18, the German government agreed on its efficiency strategy for the building sector. The two target scenarios as cornerstones of the strategy are called “energy efficiency” and “renewable energies” and are planned to be combined. In both scenarios, natural gas will have almost completely vanished by 2015. So far, the measures to implement these strategies are not very ambitious, however. Large new subsidies or

tax allowances were not announced. The introduction of building-specific renovation schedules and more guidance for consumers regarding energy issues are still the most specific measures mentioned in the strategy paper.

## 2.5 EU-Commission’s status report on the Energy Union

With a lot of paper and high media interest, the responsible EU-Commissioner Maroš Šefčovič introduced on November 18 the status report of the Energy Union. The report does not contain any breaking news. Part of the report is an updated Project of Common Interest (PCI) list, where the Bayerntes Monaco project is no longer included.

North Stream 2 is also mentioned in the report. The Commission took notice of the shareholder agreement and will rigorously assess on its own merits whether the project complies with the European regulatory framework. From the Commission’s perspective, Nord Stream 2 does not increase security of supply, but only contributes to the already existing excess transportation capacity from Russia. Klaus Dieter Borchardt, director at the Commission’s Directorate General Energy and responsible for the internal market, talked about “monster projects” in his speech at the BDEW Gasdialog. He did not explicitly mention Nord Stream 2 but everyone in the room knew what was meant.

As a side notice: The German government and the Commission have very diverging views on Nord Stream 2. In his response to a minor interpellation from the Green Party in the German parliament the BMWi, Secretary of State Rainer Baake wrote, “In principle, the construction of every new infrastructure is welcome.”

## 3. Market Development

### 3.1 Market liquidity and prices

#### 3.1.1 VEA deals and pricing information

In November, the association of small and medium sized industrial gas customers VEA published the following new contracts for industrial customers.

Sector:	Metal Industry
State:	Northrhine-Westphalia
Annual volume:	5,000,000 kWh
Load factor:	3,570 h/y
Market area:	NCG (H-gas)
Average price without gas tax:	2.56 ct/kWh
Price calculated at:	fixed price
Contract start:	01.01.2017
Duration:	12 months
Sector:	Metal industry
State:	Lower Saxony
Annual volume:	24,000,000 kWh
Load factor:	2,400 h/y
Market area:	Gaspool (L-gas)
Average price without gas tax:	2.08 ct/kWh
Price calculated at:	Fixed price
Contract start:	01.01.2017
Duration:	12 months

These contracts are only a snap shot of the results of renegotiations and in cases of customer switches. The number of switches increased strongly. Currently, more or less exclusively fixed prices for one year to two years are agreed.

Table 2 shows the VEA overview of market price indications for different reference cases. This overview shows fixed prices for twelve months, starting from the next quarter after the date of publishing that can be achieved if the gas need is tendered. The assessment is based on market prices at the virtual trading points, network tariffs and the VEA experience with the competitive situation in the different areas. Concerning regions, only West and East Germany are differentiated.

Compared to prices from last month, VEA assessments of achievable contract prices are 0.1 to 0.2 ct/kWh lower.

#### 3.1.2 Gas trading

##### 3.1.2.1 Price development

Until mid-November, all market participants wondered how far prices might fall. It was much too warm for the season and supply was nevertheless healthy. Single outages in Norway only caused small spikes. But since mid-November Day-Ahead prices have started to soar and gained around 2.00 euros/MWh until the end of the month. It simply got cold. But in the second half of November, a number of incidents happened that could have supported higher prices:

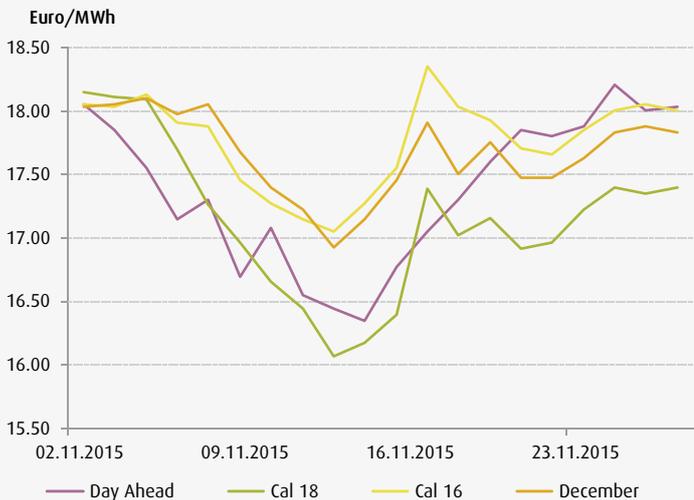
Ct/kWh (without gas tax and VAT)	West Germany		East Germany	
	From	To	From	To
50 million kWh, 5,000 h/y	1.9	2.3	2.0	2.3
20 million kWh, 4,000 h/y	2.1	2.5	2.2	2.5
10 million kWh, 4,000 h/y	2.2	2.7	2.2	2.6
10 million kWh, 3,150 h/y	2.2	2.8	2.3	2.8
5 million kWh, 4,000 h/y	2.3	2.8	2.3	2.7
5 million kWh, 2,000 h/y	2.5	3.3	2.6	3.1
1,5 million kWh, 3,150 h/y	2.5	3.0	2.6	2.9
1,5 million kWh, 2,000 h/y	2.7	3.4	2.8	3.3

> Table 2: Prices for industrial gas users (Source: VEA (date 16.11.2015))

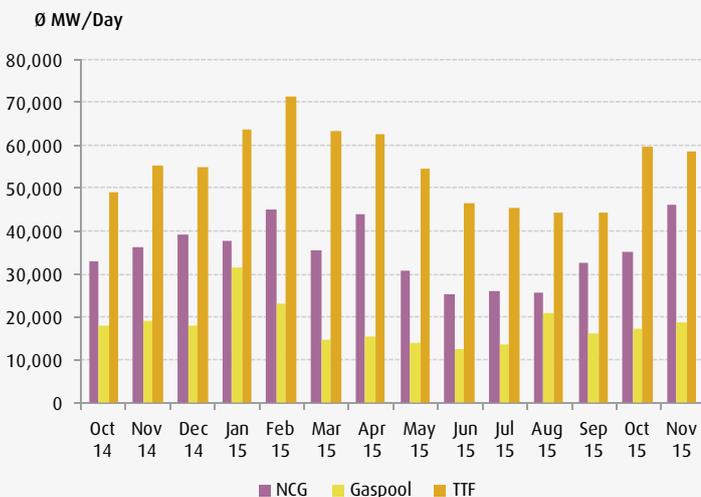
- The highest Dutch Administrative Court published its decision on Groningen production on November 18. Until the Dutch Ministry of Economics decides on a well-reasoned new upper boundary, the court fixed the cap at 27 Bcm/y. Until now, the cap was 30 or 33 Bcm/y depending on the interpretation. But the court relativised the impact of the cap by conceding that production might be extended to 33 Bcm, if the winter is very cold.
- On November 23, a Russian military airplane was shot down by Turkish army forces at the Syrian-Turkish border. That does not make the Middle East situation easier. Oil prices went up afterwards.
- On November 23 insurgents also blew up power poles for the wire that supplies the Crimea

peninsula with power from the Ukraine mainland. Russia threatened to stop coal and gas supplies to Ukraine if the wire is not fixed quickly.

- Since November 24, Naftogaz Ukraine has not bought any more gas from Gazprom. The minimum volumes from the Winter Package are supplied and paid, currently Ukraine can buy gas from the West at almost the same price as from Gazprom (the Russian price is 21.50 USD/MWh, at the current exchange rate 20.20 euros/MWh). The transit is not restricted. Since November 25, Naftogaz has published the transit volumes daily. But the headlines on November 25 were “Gazprom stops supplies to Ukraine”, and in a press statement Gazprom warned that transit might be restricted during winter because Naftogaz prematurely empties storage.



> Graph 3: Day Ahead, Dec. 15, Cal 16, Cal 18 prices NCG VP (Source: ener|gate price data)



> Graph 4: Average daily OTC volume Day-Ahead at the NCG VP, Gaspool VP and TTF (Source: LEBA data, own calculations)

The graph number 3 shows that all these developments had hardly any influence on the Day-Ahead price. The only small spike occurred on November 25, no other price spikes are visible in the second half of November. This month, the graph 3 shows numerous price developments to demonstrate some interesting phenomena. One is the development of the December price in relation to the Day-Ahead price. Since November 20, the December price has been below the Day-Ahead price. Traders expect that short-term prices will remain low. A quick end was forecasted for the cold spell and market participants do not expect that the described incidents result in any gas scarcity.

The impact of politics was more visible in the forward trading. On November 17, one day before the Groningen decision was published, prices spiked because traders expected a more serious restriction. After the decision was published, prices softened strongly. The increasing political tensions since November 23 have led to a price increase.

However, many traders were occupied with understanding the development of the Cal 16/Cal 18 price relation in November. At the beginning of November, both prices were at the same level but during November Cal 18 price went down rather steeply. This resulted in a discount compared to Cal 16 of up to 1.00 euros/MWh. Perhaps European traders already sold volumes from US projects that will start operation in 2018. Some of

these additional volumes were in the end bought by European market participants. Graph 3 shows this development; therefore it shows four prices in total.

### 3.1.2.2 Volumes and spreads

In the short-term trading, 45,700 MW were traded per day at the NCG VP in November, more than 10,000 MW/day more than during October. At the Gaspool VP, liquidity increased by only 1,600 MW/day to 18,400 MW/day. Graph 4 shows the substantial increase of NCG VP volumes even in relation to TTF.

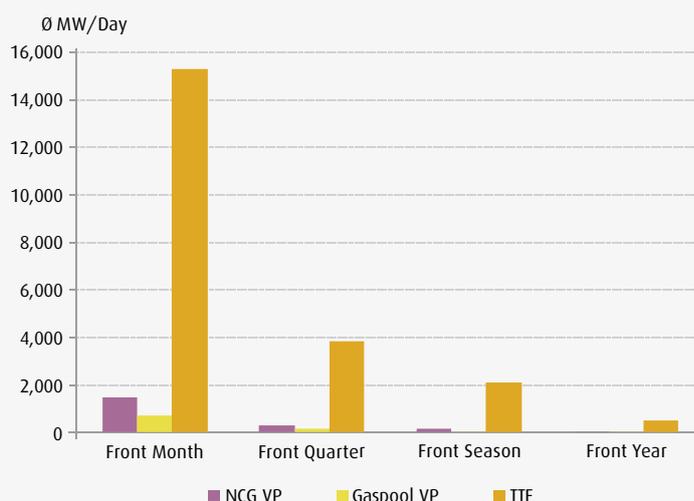
In the forward trading, the liquidity has not changed much compared to the previous month. At TTF, the front quarter Q1/16 was again strongly traded.

The short-term spread between NCG VP and TTF was usually around 0.30 euros/MWh range. The spread between Gaspool VP and NCG VP was in a stable range of -0.10 to -0.20 euros/MWh (see graph 6).

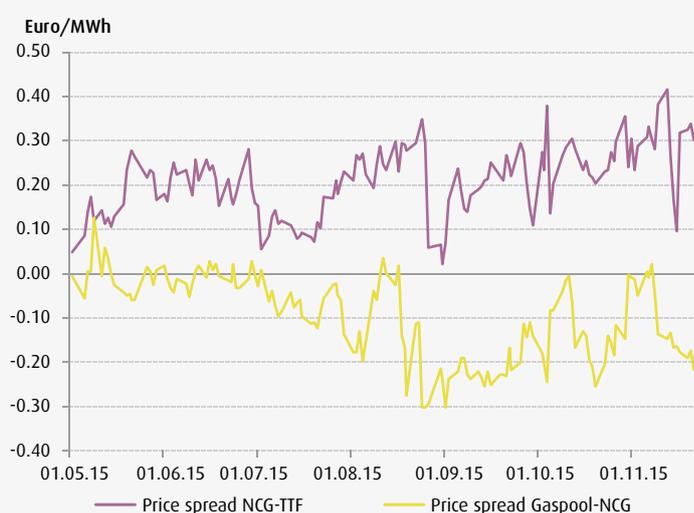
The traded volumes for the Pegas prompt trading for the three hubs NCG, Gaspool and TTF are shown in table 3.

For all three hubs, in November the volumes were on a level similar to the historic all-time highs.

The following table 3 shows the volumes in the forward trading.



> Graph 5: Trading liquidity in forward contracts at TTF, NCG and Gaspool (Source: LEBA data, own calculations)



> Graph 6: Day Ahead price spread between NCG VP and TTF and between NCG VP and Gaspool VP (Source: LEBA data, own calculation)

01.11-29.11.2015	MW/MWh	Number	MW/MWh % Change to previous month	Number % Change to previ- ous month
<b>NCG</b>				
Day-Ahead, Weekend (MW)	369,795	7,969	49.6%	28.8%
Within-Day (MWh)	2,584,260	2,797	6.5%	21.5%
<b>Gaspool</b>				
Day-Ahead, Weekend (MW)	195,148	5,406	46.0%	23.7%
Within-Day (MWh)	1,145,289	1,438	161.0%	59.2%
<b>TTF</b>				
Day-Ahead, Weekend (MW)	422,360	5,429	59.3%	40.6%
Within-Day (MWh)	2,025,399	1,808	29.2%	17.0%

> Table 3: Spot trading at Pegas (Source: Pegas, own calculations)

02.11. – 27.11.2015	MW Total	MW at Gaspool VP	Clearing MW Total	% Change last month (total)	% Change last month (Gaspool)
Months	6,305	2,267	0	-0.5%	7.1%
Quarters	1,199	567	0	180.1%	254.4%
Seasons	459	30	0	99.6%	-62.5%
Cal	137	5	5	-38.6%	-95.8%

› Table 4: Forward trading at Pegas (Source: Pegas)

The volumes in the Months are further stabilising on the shown level. For the trading of Quarters in November, an all-time high will be reached. The forward trading seems to get a bit of momentum beyond the Months contracts.

### 3.1.2.3 News from Pegas

On November 17, Pegas launched, as scheduled, local products for the market area Gaspool and the French market (*ener|gate Gasmarkt* 08/15). The launch for the NCG market area is to follow on March 1, 2016.

### 3.1.2.4 Prices for biomethane and market development

Table 5 shows the biomethane prices for November provided by Arcanum Energy:



Product	Ø-Price (ct/kWh)	Change to previous month (%)	Change one year (%)
Ø-price for bio natural gas from sustainable raw material according to EEG 2004-2012	7.35	0.6%	3.7%
Ø-price for bio natural gas from waste/reminders according to EEG 2014 and with natural gas addition	5.96	2.4%	-3.0%

› Table 5: Average market prices for biomethane (Source Arcanum Energy. Prices delivery at VP)

## 3.2 New deals

### 3.2.1 MFE Energie/Total Energie Gas

Total Energie Gas started a sales co-operation for commercial customers with MFE Energie. MFE is an affiliate of the telecommunication company Freenet and one of the larger sales partners for energy suppliers. MFE co-operates with 30 power and gas suppliers, among them E.ON, EWE, Süwag and Gazprom.

Since the beginning of this year, Total Energie Gas has offered power and gas to commercial users and aims for the mass market in that sector (*ener|gate Gasmarkt* 03/15).

## 3.3 Market trends

### 3.3.1 Gas prices for residential customers

Finally, gas prices for residential customers start to decline (*ener|gate Gasmarkt* 10/15). According to data of the energy service provider ene't, 155 of more than 700 incumbent local suppliers announced price changes. Around 130 of them want to decrease prices. For an annual consumption of 20,000 kWh, the price decrease is on average 3.5 per cent.

### 3.3.2 Gazprom Export gas auction

Gazprom Export has chosen the Baltic States as delivery points for the next gas auction. Last month, the Gazprom CEO Alexej Miller announced that a new auction would be organised (*ener|gate Gasmarkt* 11/15). Volumes for next year shall be auctioned this December. For traders, a gas auction in the Baltic States should not be of particular interest. Gazprom argues that the sales contracts with its Baltic customers usually only have one year contract duration, which is why the Baltics is a good place for the auction.

### 3.3.3 Gas demand in Germany

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) published figures for the energy demand in Germany for the first three quarters of this year. Compared to the same time span in 2014, gas demand went up by 10.2 per cent to 628.1 TWh. This was mainly the result of a colder winter 2015.

### 3.3.4 IEA World Energy Outlook

On November 10, the International Energy Agency

(IEA) released its annual World Energy Outlook. On November 11, the new IEA Executive Director and former Chief Economist, Fatih Birol, presented the outlook in Berlin. The three main messages had nothing to do with natural gas directly:

- Until 2010, IEA forecasts an oil price of 80 USD/barrel as its base case. After 2020, the oil price will continue to increase. Nevertheless, IEA thinks that lower oil prices are also a likely alternative. The agency therefore modelled a 50 USD/barrel scenario.
- If all countries around the world implement the pledges they made for the UN Paris climate conference (COP 21), the temperature in 2100 will be around 2.7 degrees higher than at the beginning of the industrialisation.
- EA will increase its constituency beyond OECD countries. Large Asian energy consumers like China, India, – one of the largest energy consumers in the future – Indonesia, but also American countries like Brazil and Mexico shall become part of the “family”. Furthermore, IEA wants to become an international hub for energy efficiency and clean energy technologies.

All in all a report that emphasises the growing importance of renewable energies that reached a tipping point.

Nevertheless, the more traditional topics like natural gas are still covered in the report. For gas the main message from the outlook is, “The Golden Age” may already be over again. Gas faces strong competition from other fossil fuels, gas transportation is expensive and the production of shale gas outside the US is not progressing. In addition, methane leakage is perceived more and more as an environmental risk. The report has its own sub-chapter on that topic.

What are the more detailed findings about the global gas market development?

Until 2040 – the horizon of the report – the annual growth rate is to be 1.4 per cent. Still the highest growth rate of all fossil fuels, but last year’s forecast was 1.6 per cent growth per year. Growth markets are mainly China, India, Africa and the Middle East.

Gas production will come from more regions than during the past. Growth regions with increasing

production until 2040 are again China and the Middle East, but also North America, the Caspian Region, Australia, Africa and Latin America. Iran may become an important new kid on the block. IEA expects that until 2040, gas production will almost double to 290 Bcm/y. However, Iran is also a large gas consumer with highly subsidised gas prices.

LNG transport will grow much faster than pipeline transport, but this contains some risks:

Until 2020, there will be an LNG glut. Afterwards the market may become tight again, though. As a consequence of low oil and gas prices, new LNG projects with high investment costs are postponed or delayed.

The high investment costs for LNG projects endanger the competitiveness of gas against coal. The outlook contains a separate chapter about LNG costs. IEA thinks that one technological remedy to cut project costs could be Floating LNG. A number of projects are on the way to bring this technology to the markets.

A separate chapter (not only a sub-chapter) is devoted to gas production from unconventional sources (shale gas and coalbed methane). The main question is whether the “US shale revolution” can be replicated outside its homeland. In the US itself, IEA expects the production spike in the second half of the twenties. For the IEA it is very uncertain whether shale gas production or production from coalbeds will take off on a similar level as in the US somewhere else in the world. China is a possible candidate with huge resources, but it is unclear whether they will be exploited. For IEA this is one of the main uncertainties for the global gas markets.

And Europe? IEA expects a stagnating demand and declining production. The European outlook for gas is reverse to most parts of the world. But because production decline will most likely be faster than demand erosion, gas imports will increase from 300 Bcm/y in 2013 to 390 Bcm/y by 2040. The share in the total supply will increase from 63 to 83 per cent.

## 3.4 News on transportation

### 3.4.1 “HoKoWä”

On November 19, the responsible Beschlusskammer nine (BK 9) held its latest workshop on

the topic of horizontal cost compensation (the famous HoKoWä). Participants independently report that “TSO bashing” by the head of the ruling chamber Helmut Fuß was the highlight of the workshop. But he had proper reasons, because the TSOs were asked to provide data and calculations of the impact of the simultaneous downstream and upstream compensation (perhaps also of the other models). None of the TSOs did any calculations, but wanted to leave this task to the BK 9. Four TSOs did not provide any data, most others either incomplete or aggregated data. Now, BK 9 applied the method “Black-Red-Gold” as Mr. Fuß characterised it and launched a formal request for information. Allegedly, the request was already in most TSOs letterboxes when they still attended the meeting in Bonn. Their behaviour would resemble former monopoly times, was one remark towards the TSOs.

Besides this battle, intensive debates took place whether the preferred model of BK 9 of the downstream and upstream compensation (*ener|gate Gasmarkt* 05/15) really makes sense. At least some TSOs and a number of other stakeholders have serious doubts. The model will lead to higher tariffs at border points, will make the forecast of tariff developments more difficult and its complexity is an obstacle for further market area integration, critics argue. However, BK 9 is strongly committed to enforce the model. At the end of the day, the Higher Court of Düsseldorf (OLG Düsseldorf) or the German High Court (BGH) will have the final word. It seems likely that there will be no peaceful agreement.

A draft for the decision shall be provided in spring. January 1, 2017 is still the scheduled date for implementation.

### 3.4.2 Network Code Capacity Allocation Mechanism

Since November 1, the Network Code Capacity Allocation Mechanism (NC CAM) is in force. For Germany, the changes are marginal. Moreover, the booking or rather the auctioning of transmission capacity at border or market area connection points is anyway only a business for larger traders and utilities with positions in several market areas or countries. New rules in Germany since November 1 are:

- The auctioning of interruptible capacity on Prisma instead of sales by each single TSO.

- Auctioning of firm Within-Day capacity.
- Booking of interruptible Within-Day capacity by over-nomination. An interesting product for traders, *ener|gate Gasmarkt* learned. In Germany, this was also possible at storage connection and power plant connection points (where NC CAM does not regulate capacity allocation), but allegedly that changed.

### 3.4.3 Thyssengas

Allegedly, the Australian Infrastructure Funds Macquarie will sell Thyssengas prematurely. The Macquarie European Infrastructure Fund III bought Thyssengas from RWE at the end of 2010. It seems that the fund must be closed and cashed out in 2018 anyway. Allegedly, selling was scheduled for that time anyway. Macquarie now decided – sources say – to sell before the third regulatory period starts. The main idea is, according to the sources, that insurances and pension funds may have another return hurdle than the investors that invested in the Macquarie fund. The Macquarie interest to disinvest became public after an email of the Thyssengas management to the staff members, in which this was explained.

### 3.4.4 Gas Connect Austria

The Austrian OMV will sell up to 49 per cent in the Austrian TSO Gas Connect Austria. Currently, OMV selects a consultant for the transaction that shall be closed 2016. Most likely, funds from Canada to Austria will queue to have a look in the books.

However, investments in pipeline assets are not risk free, as demonstrated by the example of the Norwegian Gassled. Financial investors – among them Allianz Capital Partners – acquired shares of the Norwegian pipeline owner Gassled in 2010 and 2011. In 2013, the Norwegian state enforced the Gassled pipeline operator Gassco to decrease network tariffs substantially. As a consequence, the value of the assets went down. The investors went to a Norwegian Court to challenge that decision but lost in the first round.

### 3.4.5 Competing capacity allocation

On November 15, the BNetzA Beschlusskammer 7 (BK 7) endorsed in a preliminary decision Gascade’s competing capacity allocation (see

*ener|gate Gasmarkt 10/15*) for the following network points: Exit Lampertheim I/Lampertheim IV/Gernsheim and Exit Broicweiden/Eynatten. The competing capacity allocation was refused for Entry Brandow-STEGAL/Mallnow, because the Polish TSO Gaz System did not agree. The potential competing capacity allocation Exit Bobbau/Mallnow was not part of the decision, because Bobbau is a storage connection point and not a border or market area connection point. The decision on competing capacity allocation is based on NC CAM that is only applicable for border and market area connection points. The Bobbau/Mallnow issue causes European discussions, because Poland claims a potential loss of security of supply (*ener|gate Gasmarkt 11/15*).

### 3.4.6 Network development plan 2015

On November 16, FNGB Gas published the final version of the Network Development Plan (NEP) 2015. BnetzA's requests for adjustments are considered (*ener|gate Gasmarkt 10/15*). No further changes were made. The Belgian TSO Fluxys published a press release, emphasising that the TENP reverse flow project is part of NEP 2015, and says it is a major milestone for the project (see *ener|gate Gasmarkt 03/15*).

What is missing now is the approval of the Scenario Framework for the NEP 2016. In the last years, approval was granted at this time of the year.

## 3.5 News on storage

### 3.5.1 VNG Gasspeicher

VNG Gasspeicher (VGS) completely sold the capacity for the "VGS Storage Hub" product that was offered end of October. 18 offers were made.

### 3.5.2 Sales processes on store-x

The storage season is starting again and the following procedures were closed on store-x in November:

November 19, E.ON Gas Storage

- Storage facility: Epe L-Gas.
- Volume/number of lots: 970.20 GWh/294 lots.

- WGV per lot: firm 2.9 GWh, interruptible 0.33 GWh.
- Injection capacity per lot: Firm 1.68 MWh/h, interruptible 0.56 MWh/h.
- Withdrawal capacity per lot: Firm 10 MWh/h, interruptible 1.48 MWh/h.
- Base price: euros/MWh: Summer-Winter-Spread + 1.1 + Auction component, separate bid for price floor.
- Other price components: Variable fee 0.4751 euros/MWh, system fee 12.141 euros/y.
- Duration: 01.04.2017 – 01.04.2020.

- Peculiarities: It is the second of three auctions for L-Gas capacity from 2017 to 2020. In the first auction, 1,455 GWh were sold under the same conditions as for the current auction (*ener|gate Gasmarkt 07/15*). The third and last auction is scheduled for the first quarter of 2016.

- Outcome: Three offers. The capacity was completely sold.

November 24, EWE Gasspeicher

- Storage facility: Nüttermoor/Huntorf L-Gas.
- Volume/number of lots: 1,000 GWh/25 lots.
- WGV per lot: firm 40 GWh.
- Injection capacity per lot: Firm 18 MWh/h, interruptible 38 MWh/h.
- Withdrawal capacity per lot: Firm 60 MWh/h, interruptible 60 MWh/h.
- Base price: euros/MWh: Two options: Fixed price or euros/MWh: Q1/17 – Q3/16 + Auction component.
- Other price components and conditions: Variable fee 0.62 euros/MWh, physical characteristics must be considered.
- Duration: 01.04.2016 – 01.04.2017.

- Outcome: Seven offers index price system, six offers fixed price from a "handful" of bidders. Roughly half of the capacity sold. Both price

systems were chosen by successful bidders.

November 26, OMV Gas Storage

- Storage facility: CEGH VP, H-Gas
- Volume/number of lots: 1,700 GWh/100 lots.
- WGV per lot: firm 17 GWh.
- Injection capacity per lot: Firm 8 MWh/h.
- Withdrawal capacity per lot: Firm 12 MWh/h.
- Base price: Fixed price.
- Other price components and conditions: Transport fee 0.545 euros/MWh, physical characteristics must be considered.
- Duration: 01.04.2016 – 01.04.2017.
- Outcome: Ten offers – sold volume not known.

## 4 Market Structure

### 4.1 Merger and Acquisitions

#### 4.1.1 Macquarie/LVV/Stadtwerke Erfurt/VNG

In the last edition, it looked a bit like the long-lasting story about the VNG control finally came to end. But that is not really the case. The municipal shareholder still own 25.79 per cent and some new developments took place in November around this shareholder group:

On November 16, The VUB shareholder assembly decided to hand over its share in VNG to Stadtwerke Erfurt and carve it out the joint shareholding (just for remembrance: VUB is the holding company of the municipal shareholders). *ener|gate Gasmarkt* repeatedly reported about the lengthy and complicated procedure. Finally, the city of Leipzig's holding company for energy and transportation assets LVV told VUB on November 16 that it no longer intends to buy the 4.21 per cent Erfurt share in VNG. After that confirmation, VUB could and had to agree to the carving out. LVV sticks to its opinion that the auditors that calculated a value of 17.44 euros/share for the Erfurt share made mistakes and may take legal action against the auditing company Baker Tilly Roelfs. But although VUB agreed, the transfer of the share to Stadtwerke Erfurt is not finalised. The shareholder assembly must agree and hence the majority shareholder EWE in agreement with its successor EnBW. The VNG shares are registered shares with restricted transferability and the shareholder assembly must approve each transfer with a single majority. It is not finally clear, whether EWE/EnBW are willing to make any decision before the financial closing of their own transaction. If finally Erfurt has its share carved out, VUB loses its blocking minority. Erfurt will be able to play a decisive role because for many decisions of the supervisory board – a 75 per cent approval is necessary. In the last edition, *ener|gate Gasmarkt* wrote that Stadtwerke was one of the losers of the EWE/EnBW transaction. But Stadtwerke Erfurt managing director Peter Zaiß thinks his company is better off now. Erfurt is now able to make its own decisions about the further procedure and for the co-operation with the other shareholders. In the last edition, *ener|gate Gasmarkt* wrote erroneously that Erfurt may help EnBW to reach the 25 per cent threshold, it would have been correctly to say “75 per cent threshold”.

Erfurt may also play a role regarding another development. On November 2, the chairman of the VUB shareholder assembly Hans-Joachim Herrmann (Stadtwerke Lutherstadt-Wittenberg) received a letter from Macquarie Capital Europe. In the letter, the German Macquarie office offered VUB to discuss a joint purchase of the whole VUB share in VNG to the Macquarie Funds. “We believe we found a solution that allows fair and non-discriminatory sales to all shareholders,” Macquarie writes. Whether this initiative leads to any result is not yet clear. Macquarie declined to comment.

### 4.2 Company strategies and results

#### 4.2.1 EnBW

Two editions ago, *ener|gate Gasmarkt* reported about EnBW's “Call for Offers” for the procurement of flexible volumes for the sales portfolio. *ener|gate Gasmarkt* used the opportunity to talk to the head of gas procurement, gas trading and gas portfolio management, Rüdiger Müller, and the Senior Manager Gas Origination Michael Falak about the structure and business approaches for gas in EnBW. Mr. Müller's only comment on the VNG take-over was that it was too early to talk about it. The antitrust approval must be in place and closing must take place. This is scheduled for 2016.

For EnBW, the “Call for Offers” was a supplementary approach to procure volumes. “It was a test for us and we are very pleased with the outcome and also with the number of participants,” Mr. Falak commented. All participants offered prices at similar levels, in particular for the rather liquid front month product. Anomalies or “dumping offers” could not be detected. The necessary standardisation for such a tool was a problem for some potential suppliers, if the product characteristics did not fit into the portfolio. But Mr. Falak added that in these cases such a procedure could be a good starting point for bilateral negotiations. Such negotiations are the “bread and butter business” of Gas Origination anyway. The two did not want to comment on deals that were closed under the “Call for Offers” scheme. It is also not yet decided whether a re-launch will take place. If yes, most likely with a changed setting.

To the more general aspects: As the interface between trading and sales, Portfolio management manages the contracts and the storage portfolio (EnBW has two caverns in Etzel). Furthermore, it is responsible for the volume planning and the pricing for the sales companies and units. Even without VNG, Mr. Müller emphasised, the portfolio of 70 TWh almost reached the critical mass of 80 TWh, EnBW had defined for itself. Gas-fired power plants are assigned to the Power Unit, but operating times are currently very low. Depending on the structure of the profile, either the trading unit buys standard trading products for the power plants or the origination team provides more complex products for the power plants, if necessary, including transportation capacity to the plant.

EnBW thinks that long-term procurement contracts could be an interesting part of the procurement portfolio, But only if instruments can be found that provide additional value for both partners compared to procurement in the traded market. It must be contract elements where no liquid market exists. “The duration does not have to be 25 years,” Mr. Müller said. EnBW is in discussions with potential counter parties, but no deal has yet been made. However, one long-term contract is still in place: It was inked with the Russian Novatek in 2012 (*ener|gate Gasmarkt* 08/12). It covers around one quarter of the target portfolio. When asked, whether the contract is “in the money,” Mr. Müller commented that the contract has developed satisfactory.

EnBW sees itself well on track in the organisation of the interface to trading as well as in product development. It benefits from the integration of Gasversorgung Süddeutschland (GVS). Mr. Müller underlined that GVS operated as an independent sales company. The former head of the GVS procurement, Michael Rimmler, is amongst others responsible for the product development for all EnBW sales affiliates and not only for product development for GVS (*ener|gate Gasmarkt* 08/15). “The work sharing between GVS and EnBW works well,” Mr. Müller assured. GVS concentrates on the sales business with utilities, the other EnBW sales units on sales to residential, commercial and industrial gas users. The origination unit develops tailor-made, very special products like long-term contracts for CHP plants and sells these products itself. The origination unit furthermore closes structured and complex deals with trading partners.

The integration of the former independent trading company EnBW Trading GmbH into the Group as the business unit trading is positive. Processes have become leaner and the market appearance has improved. The philosophy “one EnBW” seems to work. The standardisation under one roof is from the perspective of the gas unit a change that proved successfully. The development of new ideas and products, even for a more traditional business like gas, works better and faster. “The co-operation with the sales unit is closer and easier,” Mr. Falak said. GVS was more advanced regarding these topics, Mr. Müller added.

The low volatility and low prices for flexibility do not have a real influence on the business. They lower the margins, but – Mr. Müller said – that only means that the processes must be improved. Commodity trading is traditionally a business with thin margins. Price discrimination between flexibility that can be offered on the market and flexibility that is linked to physical load or temperature is also a market behaviour, EnBW can live with. Mr. Müller thinks that price discrimination is justified and EnBW nevertheless made some deals via GVS this year. EnBW finally has to decide whether the flexibility is traded and optimised through trading or sold in the different segments of the sales portfolio.

Financial market regulation may reduce the number of market participants further. EnBW is concerned about this potential development, but will itself continue to develop the business. The gas unit sees itself well placed, also within the Group.

#### 4.2.2 VNG – Verbundnetz Gas

In November, great excitement took place in Leipzig at VNG. The company will from mid-2016 make 150 staff members redundant. All units of VNG AG are concerned. The whole Group has a staff of 1,400 but the redundancies will cut only the 400 people workforce of VNG AG. It is a huge reduction. Earliest mid-2016 a new organisational structure shall be in place that will be accompanied with the cut of jobs. On November 13, the CEO Karsten Heuchert informed the staff briefly in an assembly that was organised on short notice. Mr. Heuchert did not tell any details. The re-organisation is part of the efficiency programme “profit enhancement” that was launched in May. Already in June, the company informed the staff in a letter about

“the huge challenges from the current market environment” (*ener|gate Gasmarkt* 07/15). According to the official company version about the staff assembly, Mr. Heuchert now informed about the current status of the project. And of course VNG will co-operate with the Work Council and handle the job reduction as socially acceptable as possible. A cornerstone agreement with the Work Council shall allow a transfer of VNG employees to other VNG affiliates.

Different sources close to the company confirm that Mr. Heuchert did not release any details about the new company organisation. Since summer, there have been rumours in Leipzig that the head office is to be transformed to a pure holding company. Sales and trading shall form a new legal entity. Allegedly, the consultancy McKinsey is in charge of evaluating and implementing the efficiency programme with more than 70 single measures. VNG does not confirm this. The target for the cost reduction is 120 million euros per year. Even profit-making units like the TSO Ontras shall contribute to the cost cut, although – as mentioned – no redundancies are planned.

The now announced cut of jobs is entirely independent of the take-over of the EWE share by EnBW. There are people around the company who wonder why VNG does not wait with the re-organisation until EnBW is in the driver seat and can develop its own ideas about the future of the company. One argument in favour of such a slower path could be that McKinsey is also working for EWE, who is still the majority shareholder of VNG.

#### 4.2.3 GASAG/City of Berlin

In the June edition, *ener|gate Gasmarkt* described the status of the city of Berlin’s efforts to aim control over the gas and power networks of the city in a very long market rumour story. It was categorised as a rumour because it was a mixture of publicly available information and “noise”. In the edition 07/15, the difficulties to agree on a new chairman of the GASAG supervisory board were reported additionally. Since that time the temptation was high to report about the latest status every month, but many things were either just talk and impossible to prove or difficult to assess in its impact. The final solution has still not been found, but at least the city of Berlin released its latest strategy that is worth reporting.

However, before starting a short update about the legal conflict about the gas concession treaty (*ener|gate Gasmarkt* 01/15): At the end of August, the Higher Berlin Court (Kammergericht Berlin) refused the request of Berlin Energie to join the lawsuit as a partner of the city of Berlin. Berlin Energie is the company, owned by the city, which was awarded with the concession last year. The Court decided that Berlin Energie is not able to act as an independent party in the lawsuit. Berlin complained against this decision, now the German High Court (BGH) must decide the case. Before the BGH has not decided this question, the Kammergericht will not decide on the main topic; the question whether the decision of the Berlin Court (Landgericht) was correct. The court decided at the end of last year that the award of the concession to Berlin Energie violated legal requirements, but that this did not mean that the city had to award the concession to GASAG. What is important: Because BGH has to decide the minor question first, the whole procedure is delayed by at least one year.

At the beginning of November, the Senate (government) of the city of Berlin decided that it would acquire the power and the gas networks each with a strategic partner from the industry. For the power networks, the partner shall be the current owner and operator Vattenfall. For the gas networks, the plan looks like this (the Senate’s public statement was rather vague):

Together with E.ON (the new strategic partner), the city buys the shares of the two other GASAG shareholders Vattenfall and Engie (E.ON is the third shareholder). In a second step, the City will take a 51 per cent share in a Berlin gas networks company that owns the networks assets. The GASAG network company NBB will become a network operating company for the networks in Berlin and Brandenburg. The city of Berlin will hold a 25.1 per cent share in NBB. E.ON will become the owner of all GASAG networks in the state of Brandenburg (EMB; Forst, Spreegas) and will take over GASAG’s sales activities. The plan sounds complex. There are at least two reasons for the complexity. There are three GASAG shareholders with different interests. Part of the GASAG Group are Stadtwerke Forst, EMB and Spreegas with networks and sales activities. The city of Berlin does not want to take over these activities. To make it more complicated: VNG has a blocking minority in EMB.

Segment	E.ON AG		EnBW		RWE AG			
	TWh	to 9M 14 in %	TWh	to 9M 14 in %	RWE Vertrieb		RWE Supply & Trading	
					TWh	to 9M 14 in %	TWh	to 9M 14 in %
Residential and small commercial customers	16.6	12.9	6.9	25.5	16.3	13.2		
Industrial users	59.4	-1.0	54.9	26.5	13.0	-5.1	18.8	19.7
Distribution companies	165.9	2.2			28.0	17.3	8.1	
Total, sales	241.9	2.0	61.8	26.4	66.8	16.4	36.1	13.9
Gas trading	949.8	134.9	100.2	19.4			n.a.	

› Table 6: Gas sales of E.ON, EnBW and RWE in Germany during first nine months of 2015 (Source: company reports)

However, at the end of November it was by no means clear whether the plan of the Berlin government would work. At least parts of the Berlin Social Democratic Party (SPD) want a complete re-municipalisation of the power and gas networks. SPD and the Christian Democratic Party (CDU) form the governing coalition. Engie tells everyone (also in public) that it will not sell its GASAG share for any price. Moreover, Engie has a consortium agreement with Vattenfall – that is still subject to EU approval. On top of that, so far no one has talked about money. Next year there will be elections in Berlin, which may further influence the whole process.

The GASAG comment on this development was that the city of Berlin should accept the GASAG co-operation offer that was made during the concession treaty procedure.

#### 4.2.4 Enermy

Since November 1, a new gas and power supplier is active that will not offer better prices but different products than its competitors. “Green Power” and “Green Gas” have been offered for a long time, but Enermy takes a broader approach. Power is for example sold by the name “Women Power”. It is entirely from water power plants and from companies that are led by women. In the gas sector, “no fracking” gas is offered and “Europe Gas” that is entirely from West European sources. None of the products are certified, but Enermy does not promise that. The Enermy managing director Jesco von Kistowski (see personnel) is experienced enough in the industry to know how

to buy Norwegian gas. He assured *ener|gate Gasmarkt* that this will be the case. Enermy is an affiliate of the Swiss trading house GAIEM GD. Behind the company are a number of energy experts that gathered for the project. Von Kistowski is part of this group. Enermy has a lean organisation. All customer switch processes are outsourced.

#### 4.2.5 Nine-month sales figures for E.ON, RWE and EnBW

E.ON, RWE and EnBW published their results for the first nine months of 2015. The table 6 shows the sales figures for gas in Germany for the different segments.

E.ON lost customers in the industrial sector. The strong increase in the gas trading comes from livelier wholesale trading. But, as currently usual, the gas business played no role in the reporting about the company’s development.

The same holds for RWE. Neither journalists nor analysts had any interest in the gas business when RWE presented the figures. RWE again re-organised the sales business and shifted back from regions to customer segments. In 2017, the sales affiliate will be merged to the holding company RWE AG. Particularly in the segment of distribution companies, the sales volume is increasing due to an improved market performance. Processes and products and hence prices became more efficient and better.

EnBW mainly made the colder weather responsible for increasing sales.

## 5. Personnel

**Dieter Steinkamp** succeeded **Michael Feist** as Vice President of the main industry association BDEW. Mr. Steinkamp is the CEO of RheinEnergie Cologne. He was proposed from the 8KU Group, an organisation of eight large German utilities. It is not really surprising that Mr. Steinkamp's election did not cause enthusiasm among representatives of gas companies. There is no formal agreement that one of the Vice Presidents must be proposed from the gas industry, but the gas companies claim a kind of "customary right". Obviously one can argue that Mr. Feist was also from one of the 8KU companies, but Mr. Feist was proposed from gas companies, presented himself as a representative of the gas industry and liked to point out to his early career at ExxonMobil. Mr. Feist resigned as Vice President because he will retire in spring next year (*ener|gate Gasmarkt* 11/15).

Since November 1, IVG Caverns has a new management board. **Thomas Kleefuß** is the Commercial Managing Director and **Christoph Uerlich** the Technical Managing Director. Until November 2013, Mr. Kleefuß was Commercial Managing Director of the Czech TSO Net4gas (*ener|gate Gasmarkt* 12/13). Since then he has been working as a consultant. Mr. Uerlich has been working for IVG for a long time. In 2014, **Stephan Maas** and **Ralf Schmitz** were appointed as interim managing directors during the re-structuring of the IVG after it went bankrupt in 2013 (*ener|gate Gasmarkt* 09/13). The legal framework allowed IVG to choose a bankruptcy procedure in which the company re-organises itself. Mr. Schmitz leaves IVG Caverns at the end of the year. Mr. Maas will support Mr. Kleefuß until the end of the first quarter of 2016. The two long-time IVG Caverns managing directors **Manfred Wohlers** and **Friedrich Foltas** left in 2014 and mid-2015. Mr. Foltas retired and Mr. Wohlers left for health reasons. IVG Caverns is still working on the repair of two caverns where the drilling string broke last year (*ener|gate Gasmarkt* 09/14). According to a study made on behalf of IVG, material problems and the welding technic were responsible for the outage.

In the last edition, *ener|gate Gasmarkt* speculated that **Ulf Heitmüller**, the head of the EnBW trading unit, might quickly move to the VNG executive board. Now he became head of the VNG supervisory board. The position was vacant after

the EWE CFO **Heiko Sanders** left EWE in September and resigned from the VNG supervisory board (*ener|gate Gasmarkt* 10/15).

The MVV Trading managing director **Michael Redanz** left the company and will become head of the EWE Trading management board from January 2016. He will be responsible for Procurement, Optimisation and Direct Sales of Renewable Energy. **Andreas Hartung** will remain managing director in charge of all after-sales activities, mainly Risk Management. The current second managing director, **Malte Neuendorff** will take other tasks in the EWE Group.

Until August last year, the Enermy managing director **Jesco von Kistowski** was EconGas' managing director (*ener|gate Gasmarkt* 08/14).

The single executive board member of GGEW, a utility located in Bensheim (South Hesse), **Peter Müller** retires. From 2016, the current head of commercial operations **Carsten Hoffmann** will replace him. Mr. Müller was one of the "gas rebels" of the early days. In 2000 he bought volumes from Enron with delight at the hub of Lampertheim (when Enron went bankrupt it did not hurt him, Wingas took over supplies). Early he challenged his long-term gas procurement contract with the regional supplier Süd Hessische Gas und Wasser (today entega). He then had ongoing conflicts with Entega affiliates. Already in 2002, he founded a trading company also for gas together with Stadtwerke Lampertheim, where GGEW is shareholder. The company is still active today. In the E.ON-Ruhr gas procedure, he was among the companies that filed a legal complaint against the ministerial allowance. One reason was that he suffered from retaliation measures of Ruhr gas Direkt. However, this is all history. During the last years, Mr. Müller had other topics high on his agenda, and gas procurement worked.

Since November 1, 2015 **Janet Hochi** is managing director of Biogasrat. She replaces **Michael Rolland**, who was only appointed managing director at the beginning of this year (*ener|gate Gasmarkt* 03/15). Mr. Rolland is looking for new professional challenges. The association's member increasingly realised that he was not delivering what was expected. For years, Mrs. Hochi has been working for the biomethane association and has a good reputation.

The head of RheinEnergie Trading gas procurement **Jan Stertkamp** switched to the RheinEnergie Renewable Energy unit on November 1. He heads a new team that is responsible for the operations of plants.

In the last edition it was reported that **Mark Konijnenberg**, the former Zechstein CCO, concentrates on his job as partner of Ravenbourne Partners now. That is outdated again. Since September, Mr. Konijnenberg is head of GdF Suez Trading Origination.

## 6. Market Rumours

In the last edition, we reported about the partly very high prices for L-Gas in the Within-Day market. On October 13 up to 50.00 euros/MWh were paid, technical problems caused an L-Gas scarcity. On October 17, similar price spikes occurred. On that day, two or three traders remained calm and did not start to sell before the prices reached a level of almost 50.00 euros/MWh. It was a Saturday, NCG needed L-Gas and only a very few number of suppliers were active.

Trianel opened a new branch in Leipzig. This is not a rumour but was released by the company. Five people are to work in Leipzig. They worked for the shut-down Dong Energy Markets (*ener|gate Gasmarkt* 10/15) before, market participants confirm. Trianel does not want to confirm this. But the new staff has to acquire customers. Dong cancelled the contracts for portfolio management or is cancelling them. A good directory, however, is for sure helpful for acquisition.

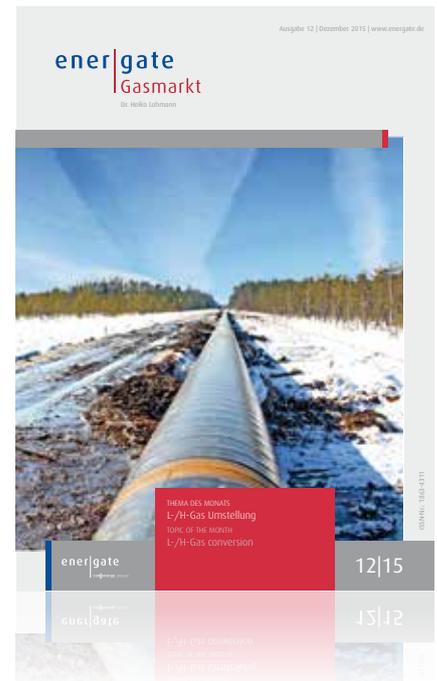
“Will OMV become Gazprom West soon,” was the headline in the Austrian daily newspaper

Wiener Zeitung on November 9. In the story, concerns were raised that the OMV CEO Rainer Seele was directing OMV too much towards Gazprom and that finally Gazprom would take over the Austrian gas and oil company. *ener|gate Gasmarkt* thinks that the guesswork is reaching too far. Nevertheless, it is known that OMV and Gazprom co-operate (*ener|gate Gasmarkt* 07/15). And OMV is currently evaluating what assets it can offer Gazprom in return for the shareholding in the Urengoi gas production. This evaluation takes place behind closed doors to the annoyance of Austrian media. One market guess for an asset swap is the chemical company Borealis, another one a Turkish gas-fired power plant (presumably not a good guess any more). Moreover, there are rumours that Gazprom will partly or completely take over the OMV sales affiliate EconGas (*ener|gate Gasmarkt* 11/15). The take-over of storage capacity is another guess. Both ideas have their merits, but there are good counter arguments. *ener|gate Gasmarkt* proposes that Gazprom takes OMV petrol stations in South Germany to allow Gazprom a sound public appearance to promote natural gas in the car sector.

Der ener|gate Gasmarkt ist der monatliche Hintergrundbericht für den deutschen Gasmarkt. Er enthält die wichtigsten Entwicklungen zu Rahmenbedingungen, Unternehmen, Netzen, Geschäften, Märkten und Preisen. Abgerundet wird jede Ausgabe durch ein ausführliches Thema des Monats und die Rubriken Gerüchte und Personalien. ener|gate Gasmarkt erscheint in deutscher und englischer Sprache. Der Autor, Dr. Heiko Lohmann, ist ein anerkannter Experte und befasst sich seit Jahren intensiv mit Fragestellungen und aktuellen Themen der Gasbranche.

**Erscheinungsweise: Monatlich, Versand als Print- und PDF-Ausgabe.**

ener|gate  
Gasmarkt



## Ihre Bestellung

Hiermit bestelle ich eine Einzellizenz für den Monatsbericht ener|gate Gasmarkt zum Preis von 110,- € / Monat zzgl. MwSt. Die Mindestlaufzeit beträgt zwölf Monate und verlängert sich jeweils um weitere zwölf Monate. Eine Kündigung kann jeweils zum Ende der Laufzeit mit einer Frist von 30 Tagen erfolgen.

Für den Bezug von ener|gate Gasmarkt durch mehrere Mitarbeiter bieten wir attraktive Team- und Unternehmenslizenzen zu Sonderkonditionen an. Bitte kontaktieren Sie uns für ein Angebot.

Name

Firma

Position

Straße

PLZ, Ort

Telefon

E-Mail (bitte für die Zustellung der PDF-Ausgabe unbedingt angeben)

Datum, Unterschrift

*Es gelten unsere allgemeinen Geschäftsbedingungen!*

### Datenschutzhinweis:

Ihre persönlichen Daten werden von der con|energy-Gruppe zum Zweck der schriftlichen Kundenbetreuung verwendet. Außerdem werden wir Sie in Zukunft über Produkte und Neuigkeiten informieren. Sie haben jederzeit die Möglichkeit, der Nutzung Ihrer Daten zu Werbezwecken zu widersprechen. Der Widerspruch ist zu richten an: con|energy ag, Abteilung Datenschutz, Norbertstr. 5, 45131 Essen oder per E-Mail an [unsubscribe@conenergy.com](mailto:unsubscribe@conenergy.com). Wir werden Ihre Daten nicht an Dritte weitergeben. Folgende Unternehmen sind Mitglieder der con|energy-Gruppe: con|energy ag, con|energy agentur gmbh, con|energy akademie, con|energy unternehmensberatung gmbh, ener|gate gmbh, ener|xess GmbH, energy|app provider gmbh, E-world energy & water GmbH, nymoen|strategieberatung gmbh & co. kg.

ener|gate  
con|energy gruppe

ener|gate gmbh  
Norbertstraße 5  
D-45131 Essen

Tel.: +49 201 1022-500  
Fax: +49 201 1022-555  
[kundenservice@energategate.de](mailto:kundenservice@energategate.de)  
[www.energategate.de](http://www.energategate.de)

Bitte senden Sie das ausgefüllte und unterschriebene Bestellformular per Fax an +49 201 1022-555 oder per E-Mail an [kundenservice@energategate.de](mailto:kundenservice@energategate.de)

Sie benötigen ein weiteres Bestellformular?  
Do you need an order sheet?

Möchten Sie uns weiterempfehlen?  
Would you recommend us?

Besuchen Sie uns unter [www.energate.de/gasmarkt](http://www.energate.de/gasmarkt)  
oder rufen Sie uns an: +49 201 1022-500

Visit us at [www.energate.de/gasmarkt](http://www.energate.de/gasmarkt)  
or call us: +49 201 1022-500

Impressum

**Herausgeber / Publisher**

ener|gate gmbh  
Norbertstraße 5  
D-45131 Essen

Tel.: +49 201 1022-500  
Fax: +49 201 1022-555  
gasmarkt@energate.de  
www.energate.de/gasmarkt

**Geschäftsführung / Management:**

Marc Hüther, Dirk P. Lindgens  
Amtsgericht Essen, HRB 24811  
Ust.Id.Nr./VAT-ID: DE 291197057  
V.i.S.d.P.: Dr. Heiko Lohmann  
ISSN-Nr.: 1863-4311

**Preis / Price**

**110,- Euro pro Ausgabe zzgl. MwSt.**  
110,- Euro per issue + VAT  
Mindestlaufzeit des Abonnements:  
zwölf Monate  
Minimum duration of subscription:  
twelve months

**Autor / Author**

Dr. Heiko Lohmann  
Eislebener Straße 3  
D-10789 Berlin

Tel.: +49 30 882-4005  
lohmann@energate.de  
www.energate.de

**Design & Satz / Layout & Typesetting**

con|energy agentur gmbh  
Norbertstraße 5  
45131 Essen  
Tel.: +49 201 1022-403  
Fax: +49 201 1022-399

**Redaktionsschluss / Editorial Deadline**

29.11.2015

**Erscheinungsweise / Frequency of publication**

monatlich/zwölf Ausgaben pro Jahr  
monthly/twelve issues per year



ener|gate  
con|energy gruppe

ener|gate gmbh | Norbertstraße 5 | 45131 Essen | [info@energate.de](mailto:info@energate.de) | [www.energate.de](http://www.energate.de)