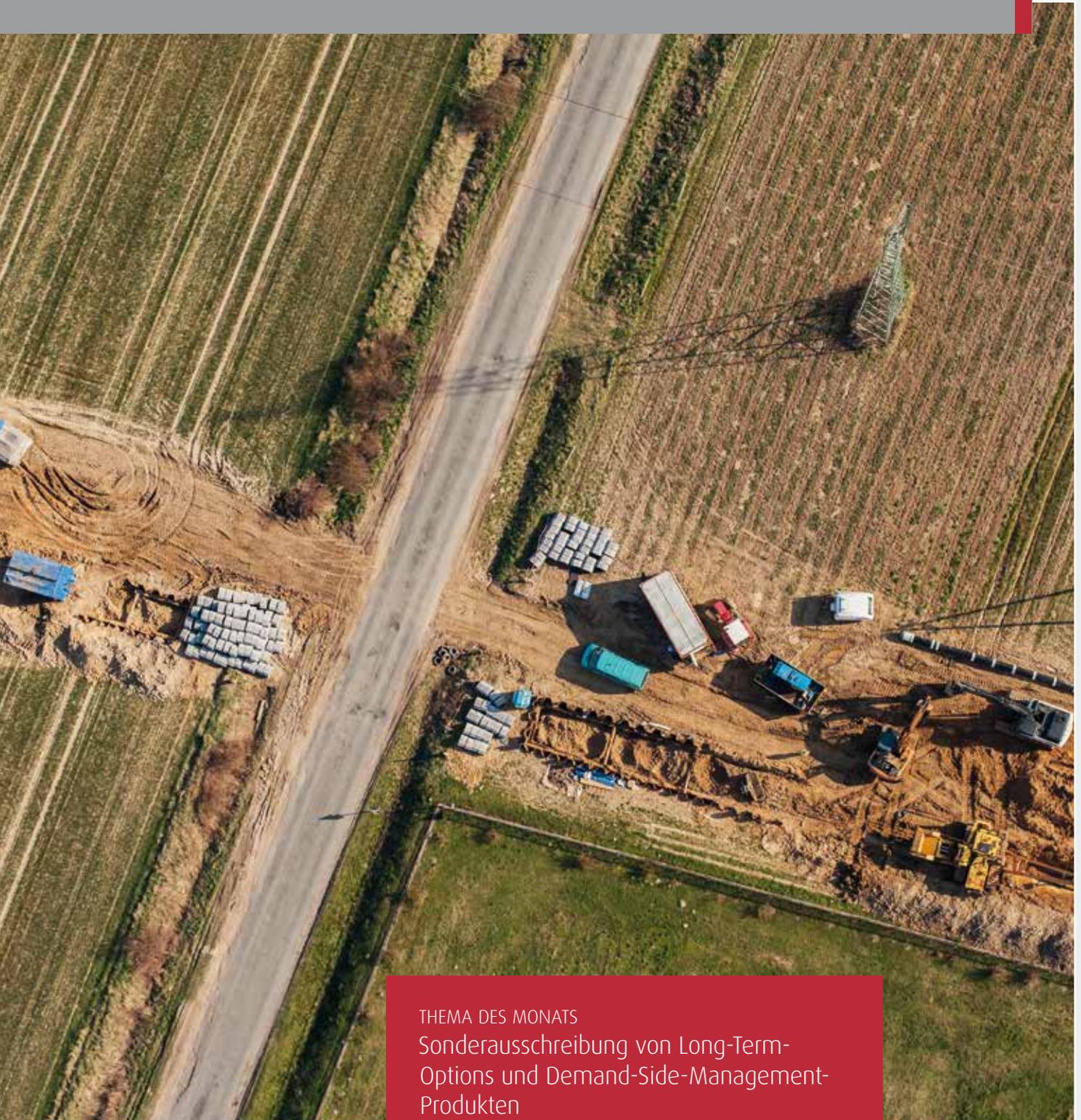


ener|gate gasmarkt

Dr. Heiko Lohmann



THEMA DES MONATS
Sonderausschreibung von Long-Term-
Options und Demand-Side-Management-
Produkten

TOPIC OF THE MONTH
Special tender for long-term options and
demand side management products

Liebe Leserinnen und Leser,

so die richtig bahnbrechenden Themen gab es auf der E-world nicht, klagten etliche Teilnehmer. Die Aussteller waren aber zufrieden. Einer meinte nur, es habe einen leichten Rückgang (um die fünf Prozent) beim Bierabsatz während der Standparty gegeben. Da die für die E-world-Tage angekündigte Kältewelle ausfiel, wurde – wenn überhaupt – mehr über fallende Preise als über Knappheit und leere Speicher diskutiert. Allein Vertreter von Infrastrukturbetreibern fühlen sich durch die jüngsten Sonderausschreibungen von Long-Term-Options in ihren Warnungen vor einer zu frühen Entleerung von Speichern bestätigt. Aber Thema waren die Sonderausschreibungen der Marktgebietsverantwortlichen (MGVs) auf der E-world nicht, obwohl die Ausschreibungen zur Messezeit liefen. Meines Erachtens etwas zu unrecht. Im Thema des Monats in dieser Ausgabe versuche ich die aus meiner Sicht spannenden Aspekte aufzuzeigen.

Ansonsten werden Sie, liebe Leserinnen und Leser, auch gequält und zwar mit den Begrifflichkeiten des Konvertierungssystems. Anlass sind die neuen Entgelte und mein Versuch, der Frage nachzugehen, ob ihre Bemessung nachvollziehbar ist. Dabei habe ich mal wieder mit „bilanzieller“ und „kommerzieller“ Konvertierung gekämpft. Die Definitionen der MGVs finden Sie in diesem Heft. Harter Tobak, ich hoffe, es trägt zum Verständnis bei.

Die Personalrubrik führt ins energiewirtschaftliche Absurdistan. Was bei EWE um den jetzt Ex-Vorstandsvorsitzenden Matthias Brückmann passiert, hat die Branche wohl noch nicht erlebt. Es bewegt sich zwischen Seifenoper und Krimi. Die Leidtragenden sind letztendlich die Mitarbeiter. An einer Kurzfassung habe ich mich versucht. Aber auch in München bei den Stadtwerken wäscht man eher schmutzige Personalwäsche über die Zeitung, betroffen ist die Vertriebsgeschäftsführerin, Frau Trixl.

Sentimental wurde ich dann beim Skifahren in Bad Gastein. Auf jeder Pistenmarkierung sprang mir die Erdgasraute entgegen. Beleg unten. Ob E.ON noch dafür zahlt?

Viel Spaß beim Lesen,

Dr. Heiko Lohmann
Freier Mitarbeiter ener|gate



> Dr. Heiko Lohmann



Thema des Monats: Sonderausschreibung von Long-Term-Options und Demand-Side-Management-Produkten.....	6
Rahmenbedingungen.....	10
Marktentwicklung.....	12
Marktstruktur.....	24
Personal.....	27
Marktgerüchte	29

Topic of the Month: Special tender for long-term options and demand side management products	32
Framework Conditions.....	35
Market Development	37
Market Structure.....	48
Personnel.....	51
Market Rumours.....	53

1. Thema des Monats: Sonderausschreibung von Long-Term-Options und Demand-Side-Management-Produkten

Über die niedrigen Füllstände hat *ener|gate Gasmarkt* bisher im Rahmen der Handelsentwicklung berichtet. So wurde in der vergangenen Ausgabe die Einschätzung von Infrastrukturbetreibern erwähnt, bei einer weiteren Kältewelle könnte es eng werden. Anfang Februar hatten beide Marktgebietsverantwortlichen (MGVs) aus der Situation Konsequenzen gezogen und Sonderausschreibungen für „MOL 4“ Regelenergie zur Sicherung von Leistung an Netzverbindungsstellen zu Speichern vorgenommen.

Die Ausschreibungen

Gaspool hat vom 6. bis 9. Februar (genau zur E-world) für die beiden L-Gas-Speicheranschlusspunkte Lesum (Netz: Gasunie Deutschland (GuD)) und Empelde (Netz: Nowega) Long-Term-Options (LTOs) ausgeschrieben. Alternativ konnten im Rahmen des Demand-Side-Managements (DSM) eine Leistungsreduzierung in den beiden Netzgebieten angeboten werden. Leistungszeitraum ist der 15. Februar bis 15. März. Ausgeschrieben wurden insgesamt 750 MW. Abweichend von den bisherigen LTO-Ausschreibungen beträgt die maximale Zahl der Abrufstunden während des Leistungszeitraums 120.

NCG hat vom 8. bis 13. Februar (direkt nach der E-world) für die H-Gas-Zone Süd LTOs für die

Speicheranschlusspunkte und alternativ DSM ausgeschrieben. Die Gesamtleistung beträgt 4.000 MW, der Leistungszeitraum ist 15. Februar bis 1. März. Die Leistung muss während des gesamten Zeitraums bereit stehen. Im Rahmen der LTOs konnte die Leistung an fast allen Fernleitungs-Speicherpunkten in der Zone bereitgestellt werden; an den Verbindungspunkten von bayernets zu den Speichern 7Fields, Haidach, Inzenham-West und Wolfersberg, von Open Grid Europe (OGE) zu den Speichern 7Fields, Bierwang, Breitbrunn, Eschenfelden und von terranetsBW zu Fronhofen.

Die Ausschreibungsergebnisse

Nicht ganz unerwartet wurde es an fast allen Punkten teuer. Die Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse.

Angebote für DSM-Produkte wurden, wie schon bei den Auktionen im Herbst, nicht abgegeben. Sie wurden wohl eher aus formalen Gründen in die Ausschreibung einbezogen. Gaspool hat nur 470 MW anstelle der gewünschten 750 MW kontrahieren können. Vor allem für den Verbindungspunkt zum Speicher Empelde wurden kaum Angebote abgegeben. Der oder die Anbieter an dem Speicher haben die Situation aber nicht einmal genutzt, um sehr hohe Preise zu verlangen (Tabelle 2). Am Speicherpunkt Lesum waren die Preise deutlich höher. Gaspool teilte mit, es seien

Marktgebiet	Produktparameter	Netzgebiet (Speicherpunkte)			
		Lesum (GuD)	Empelde (Nowega)	Inzenham-West (OGE)	Bierwang (OGE)
Gaspool (15.2. - 15.3.)	Ø LP (Euro/MW)	2.041,45	341,67		
	Ø AP (Euro/MWh)	30,00	21,67		
	Kapazität (MW)	390	90		
	Gesamtkosten (Euro)	796.167	30.750		
NCG (15.2. - 1.3.)	Ø LP (Euro/MW)			442,80	550,29
	Ø AP (Euro/MWh)			21,50	23,36
	Kapazität (MW)			350	3.650
	Gesamtkosten (Euro)			154.980	2.008.543

› Tab. 1: Ergebnisse der Sonderausschreibungen von LTOs und DSM (Quelle: NCG, Gaspool, eigene Berechnungen).
LP: Leistungspreis, AP: Arbeitspreis)

auch keine Angebote aufgrund zu hoher Preisforderungen abgelehnt worden. Bei NCG kamen nur Angebote für die beiden Speicher Inzenham-West und Bierwang zum Zuge. Ob überhaupt an anderen Speicherpunkten Angebote abgegeben wurden, wollte NCG nicht sagen.

Die Aufwendungen für Leistungspreise betragen insgesamt rund drei Mio. Euro. Zum Vergleich: Für die LTOs, die von beiden MGVs für die Monate Dezember 2016 bis März 2017 ausgeschrieben wurden (*ener|gate Gasmarkt* 11/16 und 12/16), haben die MGVs insgesamt knapp vier Mio. Euro für Leistungspreise ausgegeben. Tabelle 2 zeigt die Unterschiede in den Leistungspreisen für die einzelnen Netzregionen, wobei zusätzlich zu berücksichtigen ist, dass bei den ersten Ausschreibungen die Leistung bei beiden MGVs jeweils für einen Monat bereitgehalten werden musste. Zudem ist bei Gaspool die geringere Zahl der Abrufstunden zu berücksichtigen. Im Oktober und November hatten beide MGVs in den betroffenen Netzgebieten eine höhere Kapazität nachgefragt. Im Netzgebiet GuD L-Gas und im OGE-Netz H-Gas Süd sind die Leistungspreise explodiert, während im Nowega-Netzgebiet der Preis sinkt. An den beiden Speichern im Gaspool-Marktgebiet dürften jeweils ein, zwei oder maximal drei Anbieter aktiv gewesen sein. In Lesum wurden nur zwei verschiedene Leistungspreise und ein einheitlicher – sehr hoher – Arbeitspreis erfolgreich angeboten. In Empelde waren es drei Leistungspreise, jeweils mit unterschiedlichem Arbeitspreis. Lesum dürfte, so Marktteilnehmer, vor allem von ExxonMobil genutzt werden, es ist teilweise ein Produktionsspeicher. Empelde nutzt wahrscheinlich außer den Stadtwerken Hannover auch Erdgas Münster, beziehungsweise die Gesellschafter von Erdgas Münster, die deutschen L-Gas Produzenten.

Einschätzungen zu dem Verfahren

Erst einmal erscheint das Ergebnis unbefriedigend. Im Herbst haben beide MGVs Regelernergie zur Absicherung möglicher regionaler Engpasssituationen ausgeschrieben. Dann scheint der Befund im Februar zu sein:

1. Die ausgeschriebene Leistung ist nicht ausreichend.
2. Die Leistung wurde nicht am benötigten Ort ausgeschrieben.

Netzgebiet	Ausschreibung Herbst 2016 (Dez. 16 – März 17) Ø LP (Euro/MW)	Ausschreibung Februar 2017 (15.2.17 – 1.3.17/15.3.17) Ø L P (Euro/MW)	Veränderung in Prozent
GuD L-Gas	80,72	2.041,45	2.429 %
Nowega	481,18	341,67	-29 %
OGE H-Gas Süd	53,18	496,55	834 %

> Tab. 2: Differenz der kontrahierten Leistungspreise (LP) zwischen LTO-Ausschreibung im Herbst 2016 und Sonderausschreibung im Februar 2017 (Quelle: NCG, Gaspool, eigene Berechnungen)

Diese beiden möglichen Defizite zu beheben kostet dann bei der Sonderausschreibung spezifisch viel Geld. Andererseits erlaubt die kurzfristige Ausschreibung sehr konkret, Leistung an Punkten zu sichern, wo Netzengpässe und damit Versorgungssicherheitsrisiken absehbar sind und die noch verbleibende Speicherleistung zum Ausgleich benötigt wird. Die regionale oder lokale Vorhaltung von Leistung zur Beseitigung von Engpässen in Extremsituationen ist gemäß dem Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom Dezember 2015 das Ziel der LTOs. So sieht es auch Sebastian Bleschke, einer der Geschäftsführer von Initiative Erdgasspeicher (INES): „Es ist gut, dass mit den LTOs ein Instrument geschaffen wurde, um den Systemwert der Speicher zu vergüten. Die Ausschreibungsverfahren müssen aber sicher noch optimiert werden“, sagte er zu *ener|gate Gasmarkt*. Wobei Systemwert in dem Fall im Grunde der Wert für das Transportsystem bedeutet. Mit der Ausschreibung von LTOs an Speicherpunkten, analysierte Anja Lenze von BBH Consulting, lasse sich keine allgemeine Versorgungskrise beheben, aber es lassen sich lokale Netzengpässe verhindern. Lenze hatte für BBH Consulting an der Speicherstudie mitgearbeitet, die BBH Consulting 2015 für das BMWi erstellt hat. Allerdings stellt sich dann die Frage, ob die Ausschreibungen im Herbst effizient waren, oder ob zusätzlich Leistung benötigt wurde. Da es im Februar wieder warm wurde, fehlt jeder Praxistest für die LTOs. Bisher wurde noch kein MW abgerufen.

Die aktuellen Speicherfüllstände sind zumindest ein Indikator, ob es zu Engpässen kommen könnte und welche Leistung noch zur Verfügung steht. Tabelle 3 enthält die Speicherfüllstände für alle Speicher, an denen Leistung bereitgestellt werden konnte, jeweils am letzten Tag der Ausschreibungsperiode.

Speicher	Füllstand in GWh	Füllstand in Prozent
Gaspool		
Lesum	154	10,20
Empelde	724	33,40
NCG		
Bierwang	2.010	20,00
Inzenham-West	433	9,10
7Fields	5.034	25,90
Breitbrunn	2.293	20,60
Eschenfelden	116	26,31
Fronhofen	132	98,00
Haidach (astora)	5.608	53,11
Wolfersberg	1.549	37,60

► Tab. 3: Füllstände der Speicher an denen im Februar LTOs ausgeschriebene wurden (Quelle: Transparenzplattform AGSI+)

In Inzenham-West wurden zwei verschiedene Leistungspreise und ein Arbeitspreis angeboten, in Bierwang waren es vier Kombinationen von Leistungs- und Arbeitspreisen. In Inzenham-West soll es nur einen Bieter gegeben haben, in Bierwang vermutlich auch.

Füllstände und Ausschreibungsergebnisse passen aber nicht wirklich zusammen. Im Gaspool-Marktgebiet ist der Speicher Empelde deutlich besser gefüllt als der Speicher Lesum, dennoch haben Nutzer kaum Leistung angeboten. Im NCG-Marktgebiet ist der von astora vermarktete Anteil in Haidach noch sehr gut befüllt (den Rest der Gesamtkapazität vermarktet Gazprom), auch der bayernugs Speicher Wolfersberg weist noch einen relativ hohen Füllstand auf. Aber für beide Speicher wurden entweder keine Angebote abgegeben oder es kamen keine Angebote zum Zuge. Für die Angebotsstruktur könnte es dabei verschiedene Gründe geben. Mehrere Marktteilnehmer sagten *ener|gate Gasmarkt*, die sehr kurzfristige Ausschreibung habe eine bessere Teilnahme verhindert, etliche potenzielle Anbieter seien nicht in der Lage gewesen, die notwendigen Prozesse schnell genug zu etablieren. Zudem sind die Strategien der Speichernutzer unterschiedlich. Einigen Nutzern ist möglicherweise die Absicherung ihres Portfolios so wichtig, dass sie keine Leistung im Rahmen der LTOs zur Verfügung stellen wollen. Zudem wurde ein Teil der verfügbaren Leistung vielleicht entweder

als Lastflusszusage oder als LTO im Rahmen der Herbst-Ausschreibung verkauft.

Ein interessanter Punkt scheint die eher undurchsichtige rechtliche Grundlage der Ausschreibungen zu sein. Ausgelöst wurde die spezielle Ausschreibung der LTO- und DSM-Produkte zur Versorgungssicherheit 2016 durch das Eckpunktepapier des BMWi vom 15. Dezember 2015 (*ener|gate Gasmarkt* 01/16). Nun ist für den juristischen Laien ein Eckpunktepapier kein Gesetz und keine Verordnung und somit keine verbindliche Handlungsgrundlage (juristisch kompetente Personen teilen diese Einschätzung). Damit gibt es aber keine spezifische Grundlage jenseits des EnWG für die Ausschreibungen. Dennoch beziehen sich die MGVs und auch die Bundesnetzagentur (BNetzA) auf das Eckpunktepapier. Deshalb wurden im Herbst LTOs nicht an Speicherpunkten, sondern für die Netzzonen ausgeschrieben. Wettbewerblich macht das Sinn, es verbreitert den Teilnehmerkreis und ermöglicht auch eine Beteiligung von Anbietern, die über andere Flexibilitätsquellen als Speicher verfügen. Angeblich wurden auch auf sanften Hinweis des BMWi bei der Sonderausschreibung wieder DSM-Produkte ausgeschrieben, obwohl diese nicht an Speicherpunkten angeboten werden können.

Die Ausgaben für die LTOs werden über die Ausgleichskonten für die Bilanzierungsumlagen verrechnet. Der Kontosaldo liegt zwischen knapp 263 Mio. Euro (Gaspool RLM-Umlagekonto) und 46 Mio. Euro (NCG SLP-Umlagekonto). Drei Mio. Euro aufgeteilt auf die vier Konten sind die berühmten „Peanuts“. Aber dennoch sollten die systematischen Fragen nach der Transparenz, dem Verhältnis Netz und Speicher sowie dem optimalen Ausschreibungsverfahren, seinen Grundlagen und Zeitpunkten geklärt werden. Grundsätzlich ist man im BMWi wohl mit den Ergebnissen der Ausschreibung zufrieden, wird aber im Frühjahr mit der Branche über offene Punkte diskutieren. Unabhängig davon, wird wohl auch noch einmal über die Ausgestaltung des DSM-Produktes nachgedacht werden. Dazu werden sich Anfang März die Fernleitungsnetzbetreiber und Vertreter von Industrieunternehmen zusammensetzen.

Am Rande: Klaus Schäfer, Vorstandsvorsitzender von Uniper, hat in einem Interview mit der Online-Publikation *Energy Post* eine Verpflichtung für Gasanbieter gefordert, Mindestfüllstän-

de in Speichern vorzuhalten, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. „Security of Supply im Sinne von geheizten Wohnungen ist zu wichtig, um dies allein dem Markt zu überlassen.“ Schäfer geht es ausdrücklich nicht um lokale Absicherung, sondern generell um Versorgungssicherheit. Speicherverpflichtungen gibt es in mehreren Ländern, wobei die Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen besteht. Das EnWG

schreibt Lieferanten vor, „geschützte Kunden“ in jedem Fall beliefern zu können. Allein mit der Kontrolle hapert es. Aber Schäfer verbringt ja generell einen nicht unerheblichen Teil seiner Arbeitszeit damit, zu versuchen, den Wert von Unipers Assets im Strom- und Gassektor durch eine Veränderung der Rahmenbedingungen zu erhöhen (unermüdlich sein Werben für Kapazitätsmärkte, auch in dem Interview).

2. Rahmenbedingungen

2.1 Gebäudeenergiegesetz

Es scheint so, als ob die Bundesregierung vor dem Ende der Legislaturperiode noch einige Baustellen zumindest formal beseitigen will. In der vergangenen Ausgabe von *ener|gate Gasmarkt* wurde über die nun doch noch geplante Änderung des Energiesteuergesetzes berichtet, mit der die Steuerermäßigung für Erdgasfahrzeuge verlängert werden soll.

Das Gebäudeenergiegesetz, eine Zusammenführung von Energieeinspargesetz (EnEG), Energieeinsparverordnung (EnEV) und Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG), ist auch so eine Baustelle. Eine Harmonisierung, aber auch Weiterentwicklung, der Regelungen in diesem Bereich steht im Grunde schon seit Beginn der Legislaturperiode auf der Agenda der Regierung. Bisher wurde allein die EnEV angepasst, zu Lasten von Erdgas. Unter anderem wurden die Primärenergiefaktoren zugunsten von strombasierten Systemen geändert. Seit Anfang 2016 sind deshalb Wärmepumpen im Neubau wieder stärker auf dem Vormarsch. Zum Gebäudeenergiegesetz kursierte schon im Frühjahr 2016 ein Diskussionsentwurf (*ener|gate Gasmarkt* 06/16), der im Wesentlichen eine reine Zusammenführung der beiden Gesetze und der Verordnung vorsah. Seit Ende Januar gibt es einen Referentenentwurf, zu dem die Verbände schon angehört wurden. Er geht im Grunde nicht über den Diskussionsentwurf hinaus, was viele Verbände kritisieren. Aus Sicht der Gaswirtschaft fehlt vor allem die Möglichkeit, den Anteil erneuerbarer Energien bei Heizungen im Neubau mit Biomethan in Brennwertkesseln zumindest teilweise zu erfüllen. Dies ist nur bei einem Einsatz in KWK-Anlagen möglich. Positiv, auch aus Sicht der Erdgaswirtschaft: Der Gesetzentwurf enthält eine Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung. Sie kann Primärenergiefaktoren neu festsetzen und soll dabei auch die Klimawirkung der verschiedenen Energieträger berücksichtigen. Dies fordert die Gaswirtschaft seit Längerem.

Obwohl die Änderungen gegenüber der bisherigen Gesetzgebung gering sind, scheint die Einigung auf das neue Gesetz in der Regierung nicht trivial zu sein. Die Verabschiedung im Kabinett sollte am 15. Februar erfolgen, wurde aber von der Tagesordnung genommen. Die CDU/CSU-

Bundestagsfraktion hat Vorbehalte gegen die Einführung neuer Niedrigenergiestandards für Nicht-Wohngebäude, die der Bundesrepublik gehören. Sie teilt die Sorgen der Bauwirtschaft, dass diese Standards auf den privaten Wohnungsbau übertragen werden und die Baukosten steigen.

Anders als das Gebäudeenergiegesetz wurde die oben erwähnte geplante Novelle des Energie- und Stromsteuergesetzes vom Bundeskabinett am 15. Februar verabschiedet (*ener|gate Gasmarkt* 02/17). Nun muss der Bundestag entscheiden, ob er der Verlängerung der Steuerermäßigung für Erdgas im Verkehrssektor zustimmt und die Ermäßigung für Autogas (LPG) beendet. Die LPG-Lobbyisten werden nicht untätig bleiben.

2.2 Marktintegration Österreich

Nicht nur in Deutschland (*ener|gate Gasmarkt* 12/16), auch in anderen Ländern findet eine Selbstevaluierung der Gashandelsmärkte statt. Aus den Niederlanden liegt *ener|gate Gasmarkt* ein eher schmales Papier (13 Seiten) der niederländischen Regulierungsbehörde Autoriteit Consument & Markt vom Oktober 2016 vor. Der Handel an der TTF, so das – wenig überraschende – Ergebnis, erfüllt weitgehend die Kriterien, die ACER im Rahmen ihres Gas-Zielmodells 2.0 (Gas Target Model) für einen funktionsfähigen Handelsmarkt aufgestellt hat. Bei ihrer Analyse bezieht sich die niederländische Regulierungsbehörde auf die Ergebnisse des Gutachtens, das Wagner Elbling & Company (Wecom) für die BNetzA erstellt haben.

Ob die Niederländer Wecom für die Referenz Geld bezahlt haben ist nicht bekannt. Zusätzliche Gutachten hat Wecom für die österreichische Regulierungsbehörde E-Control geschrieben. Die Berater haben dabei – anders als in der BNetzA-Studie – nicht nur die Erfüllung der Kriterien und mögliche Marktgebietsintegrationen analysiert, sondern auch eine indikative Kosten-Nutzen-Abschätzung für eine Zusammenlegung des österreichischen Marktgebietes mit anderen Marktgebieten vorgenommen. Eine Integration von Österreich und Italien führt dabei zu einem deutlich höheren Nettonutzen als eine Zusammenlegung des österreichischen Marktgebietes mit NCG oder dem tschechischen Marktgebiet. Im Grunde ein kontraintuitives Ergebnis, angesichts

des nicht gerade boomenden Terminmarktes am italienischen Handelspunkt PSV, aber auch am österreichischen CEGH VTP. Aber: Die Transportverbindungen sind gut und das potenzielle Marktvolumen ist relativ hoch. Am 14. März veranstaltet E-Control in Wien einen Workshop zu möglichen Integrationsschritten. Alle Marktteilnehmer sind eingeladen. In einem Webinar Anfang Februar, in dem die Wecom-Studien vorgestellt wurden, hat der Leiter von E-Controls Gasabteilung, Bernhard Painz, schon die möglichen Richtungen skizziert: eine Verbesserte Verbindung zu den Nachbarmärkten im Norden (NCG und Tschechien) und eine regionale Marktintegration im Süden (Italien, Ungarn). Es könnte eine spannende Veranstaltung werden.

2.3 Quo vadis europäische Gasmarktregulierung?

ener|gate Gasmarkt hat schon mehrmals die von der Generaldirektion Energie (DG Ener) geplante Studie „Quo vadis Regulierungsrahmen des EU-Gasmarktes“ erwähnt. Am 30. Januar hatte die Kommission dazu in Brüssel einen Workshop veranstaltet, bei dem die Grundzüge des Vorhabens erläutert wurden. Allein, der Auftragnehmer für die Studie wurde noch nicht benannt. Analysiert werden soll alles, von den Entgeltsystemen über Marktgebietsintegration und der Funktion von Handelsplätzen bis hin zur Rolle von Erdgas im Rahmen der Dekarbonisierung des Energiesystems.

Ausdrücklich erwähnt wurde in der Präsentation von DG Ener die zukünftige Rolle von langfristigen Importverträgen. Die Zahl der Verträge und ihr Volumen sind in den kommenden Jahren deutlich rückläufig, ein Unsicherheitsfaktor für die zukünftige Marktentwicklung. Aber auch ganz konkret wird dies ab 2023 zu einem erheblichen Rückgang langfristiger Transportbuchungen führen. Dies könnte zu einem wesentlichen Anstieg von Transportentgelten und dadurch zu einem Rückgang des europäischen Gashandels führen.

Spätestens für März ist der Start der Studie geplant. Im April oder Mai sollen erste Ergebnisse mit den Marktteilnehmern in einem Workshop diskutiert werden. Für September 2017 sind der Endbericht der Studie und seine Diskussion geplant. Anschließend könnten die Ergebnisse in einer Anpassung der Netzkodizes oder der europäischen Gesetzgebung umgesetzt werden.

2.4 Bundesumweltministerium und Gasinfrastruktur

Das Bundesumweltministerium (BMUB) hat sich von den Beratungsgesellschaften *ecologic* und *Prognos* eine Studie mit dem Titel „Optionen mit niedrigen CO₂-Emissionen und Gasinfrastruktur“ erstellen lassen. Die beiden Beratungen haben ihren – in Englisch geschriebenen – Zwischenbericht Mitte Dezember 2016 vorgelegt. Auf 288 Seiten werden die Netzentwicklungspläne und die Nachfrageszenarien für diese Pläne analysiert. Die Leitfragen der Analyse lauten:

- Werden in den Nachfrageszenarien europäische und nationale Klimaziele ausreichend berücksichtigt?
- Welchen Beitrag können Energieeffizienz und erneuerbare Energien zur Verringerung der Importabhängigkeit und der Senkung der Infrastrukturkosten leisten?

Eine Kosten-Nutzen-Analyse fehlt noch, sie wird in dem Endbericht enthalten sein. Aber die Botschaft der Studie lautet: Infrastrukturprojekte, die aufgrund von Nachfrageerwartungen geplant werden, könnten überflüssig sein, wenn erneuerbare Energien und Energieeffizienz stark zunehmen. Um potenziell überflüssige Investitionen zu erkennen und zu vermeiden, sollten deshalb bei der Netzentwicklungsplanung auch ambitionierte CO₂-Vermeidungsszenarien berücksichtigt werden, was bisher kaum erfolgt.

Die Studie an sich ist nicht bemerkenswert, auch wenn es eine echte Fleißarbeit ist, in der akribisch die Netzplanung in sechs europäischen Ländern analysiert wird. Bemerkenswert ist die Tatsache, dass das BMUB Geld in die Hand nimmt, um die Gas-Netzentwicklungsplanung zu verstehen (was niemand in dem Ministerium tut). Ziel des Ministeriums könnte ein größerer Einfluss auf die Planung sein. *ener|gate Gasmarkt* hatte über die damals eher überraschende Stellungnahme des BMUB zum Netzentwicklungsplan 2016 berichtet (*ener|gate Gasmarkt* 07/16). In der Stellungnahme waren vor allem Bedenken gegen Nord Stream 2 geäußert worden. Der Subtext der Studie könnte denn auch lauten, Nord Stream 2 werde nicht unbedingt benötigt. Aber, die Kosten-Nutzen-Analyse fehlt eben noch.

3. Marktentwicklung

3.1 Marktliquidität und Preise

3.1.1 VEA Abschlüsse und Preisinformationen

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

Branche:	Metallindustrie
Bundesland:	Nordrhein-Westfalen
Jährliche Menge:	1.970.000 kWh
Benutzungsdauer:	2.260 h/a
Marktgebiet:	NCG (L-Gas)
Durchschnittlicher Preis (ohne Est.):	2,89 ct/kWh
Preisstand:	Festpreis
Lieferbeginn:	01.01.2018
Laufzeit:	12 Monate

Branche:	Handel
Bundesland:	Bayern
Jährliche Menge:	130.000 kWh
Benutzungsdauer:	2.600 h/a
Marktgebiet:	Gaspool (H-Gas)
Durchschnittlicher Preis (ohne Est.):	2,83 ct/kWh
Preisstand:	Festpreis
Lieferbeginn:	01.01.2019
Laufzeit:	24 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.

Tabelle 4 zeigt den 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 Handelspunkten, Netzentgelten und den Erfahrungen des VEA mit der Wettbewerbssituation. Regional wird nur noch zwischen alten und neuen Bundesländern unterschieden. Die Tabelle 4 zeigt die aktuellen Abschätzungen.

Gegenüber dem Vormonat sind die Abschätzungen des VEA in der Regel unverändert, in einigen Fällen 0,1 ct/kWh niedriger.

3.1.2 Gashandel

3.1.2.1 Preisentwicklung

Anders als anfangs erwartet nahm der Februar einen völlig entspannten Handelsverlauf. In den ersten Tagen ließen die Wetterprognosen noch einen sehr kalten Februar erwarten. Für den „E-world-Donnerstag“ (9. Februar) wurde eine Tagesmitteltemperatur von minus 7,5 Grad pro-

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

> Tab. 4: Preise für Industriekunden, Angaben in ct/kWh ohne Erdgassteuer und USt (Quelle: VEA, Stand 20.02.2017)

gnostiziert. Angesichts der niedrigen Speicherfüllstände hätte dies zu sehr hohen Spotpreisen geführt. Am Montag, den 6. Februar, begannen diese Prognosen sich aufzulösen. Fast im Stundentakt wurden die erwarteten Temperaturen nach oben korrigiert, die prognostizierte Kältewelle fiel schlicht aus. Abbildung 1 zeigt sehr schön den Peak im Day-Ahead-Preis am 6. Februar, danach geht es – mit Ausnahme einer kleinen Gegenbewegung gegen Ende des Monats – nur noch abwärts. Somit bleibt als Konstante des Winters die schnelle Änderung von Wetterprognosen. Für viele Händler ist der Winter gerade angesichts dieser häufigen Prognoseänderungen noch nicht vorbei. Die Speicher sind in Deutschland im Durchschnitt nur noch zu 28 Prozent gefüllt, viele weisen deutlich niedrigere Füllstände auf. Eine Kältewelle würde zu erheblichen Preisausschlägen nach oben führen. Zwei eigentlich wichtige Ereignisse, haben die Marktentwicklung im Februar kaum beeinflusst:

- Die Probleme im englischen Speicher Rough setzen sich fort. Erst ab dem 1. Juli kann voraussichtlich eingespeichert werden. Am 16. Februar, dem Tag an dem die Nachricht bekannt wurde, lassen sich weder im Spot- noch im Terminhandel größere Preisbewegungen feststellen.
- Die asiatischen Spotmarktpreise für LNG sind wieder auf europäischem Niveau. Allein, die LNG-Lieferungen nach Europa steigen noch nicht.

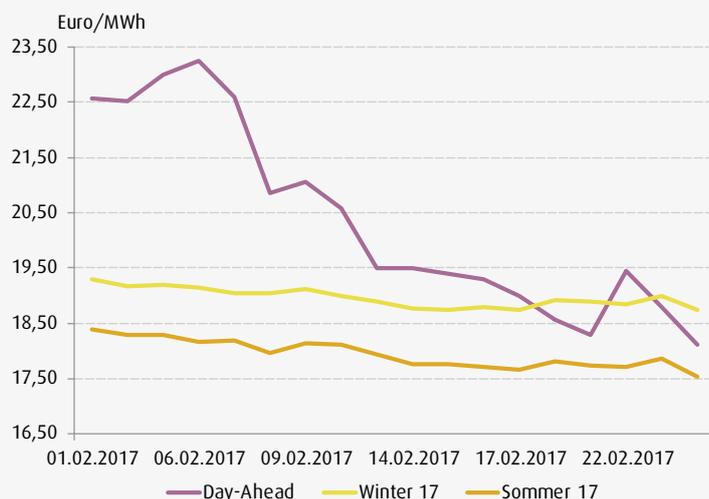
Abbildung 1 zeigt, dass sich die Preise im Terminhandel – wie schon im Januar – kaum bewegten. Auch eine zusätzliche Nachfrage für Sommer 17 zur Speicherbefüllung lässt sich nach wie vor nicht feststellen. Im Gegenteil, Abbildung 1 zeigt eine Vergrößerung des Spreads Winter 17 zu Sommer 17 im Verlauf des Monats, da der Preis für Winter 17 leicht ansteigt. Spätestens wenn der Winter endgültig vorbei ist, dürften die weitere Entwicklung der Kohle- und Ölpreise und die Verfügbarkeit von LNG das Preisniveau bestimmen. Nur zur Erinnerung: Etliche Analysten hatten im vergangenen Jahr für dieses Jahr ein Handelspreisniveau von um die 15,00 Euro/MWh erwartet.

3.1.2.2 Volumen und Preisspreads

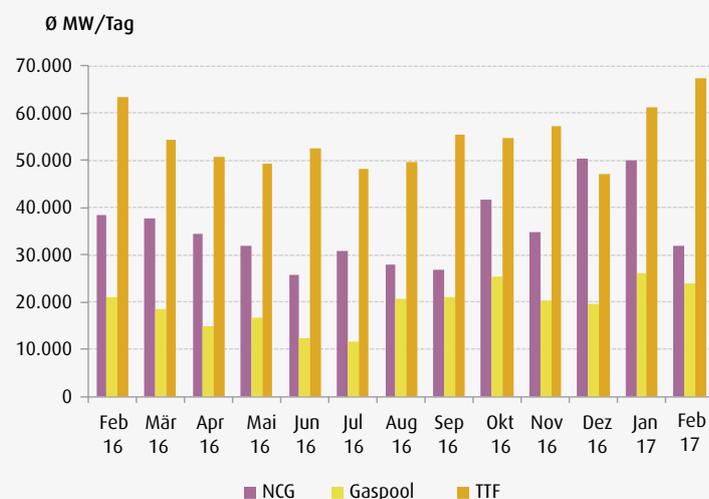
Im Kurzfristhandel wurden am NCG VP im Februar im Durchschnitt 32.000 MW/Tag gehandelt.

Im Vergleich mit Dezember und Januar sind die Mengen regelrecht eingebrochen, wie Abbildung 2 zeigt. Die Nachfrage aus Italien und Frankreich war im Februar wohl wieder niedriger, dies könnte ein wesentlicher Faktor gewesen sein. Am Gaspool VP war der Handel fast stabil, im Durchschnitt wurden 24.000 MW/Tag gehandelt, 2.000 MW/Tag weniger als im Januar.

Im Terminhandel wurde das Frontquartal (Q2/17) an der TTF wieder deutlich stärker gehandelt als im Vormonat. Die durchschnittliche tägliche Menge stieg von 750 auf knapp 1.300 MW. Ansonsten waren die Niveaus für den Handel an der TTF ähnlich wie im Vormonat. An den beiden deutschen Hubs fand der Handel jenseits des Frontmonats eher in homöopathischen Dosen statt.



> Abb. 1: Day Ahead, Sommer 17 und Winter 17 am NCG VP (Quelle: energgate OTC-Preisdaten)



> Abb. 2: Durchschnittliche tägliche OTC Handelsmengen Day Ahead am NCG VP, Gaspool VP und an der TTF (Quelle: LEBA-Daten, eigene Berechnungen)

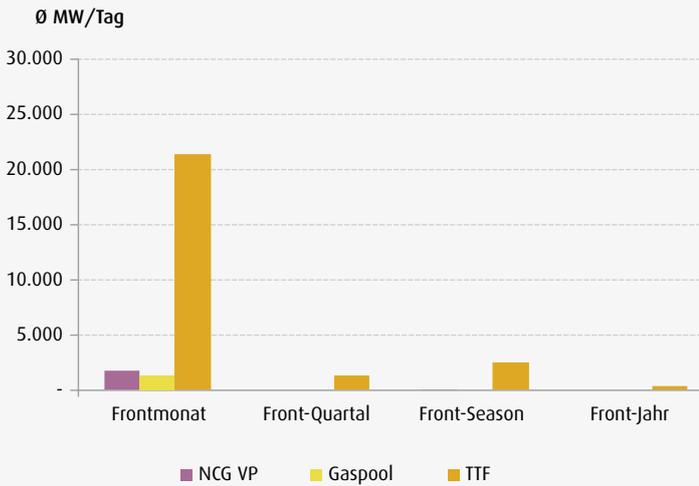


Abb. 3: Handelsliquidität bei Terminprodukten an TTF, NCG VP und Gaspool VP (Quelle: LEBA-Daten, eigene Berechnungen)

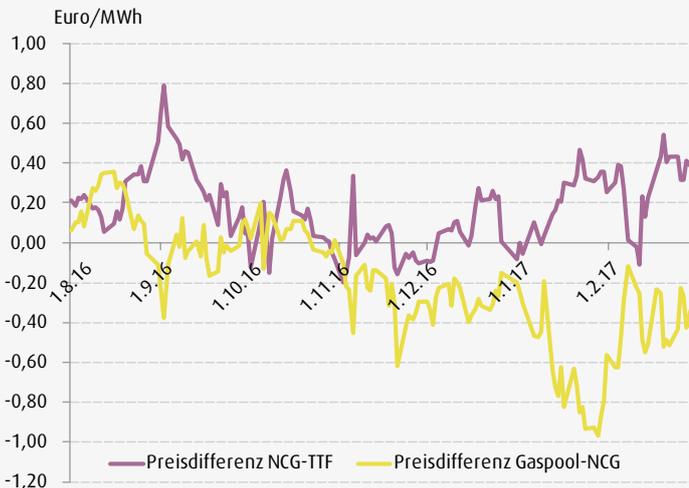


Abb. 4: Preisdifferenz im Day-Ahead NCG-TTF und NCG-Gaspool (Quelle: LEBA-Daten, eigene Berechnungen)

Vor allem bei den Quartalen und Kalenderjahren passierte wenig (Abbildung 3). Wobei Cal 18 am NCG VP sogar fast täglich gehandelt wurde, in der Regel aber in kleinstmengen unter fünf MW/Tag.

Der Day-Ahead-Preis-Spread zwischen der TTF und dem NCG VP lag Anfang Februar kurzzeitig wieder bei null, stieg aber schnell wieder auf ein Niveau von 0,40 Euro/MWh (Abbildung 4). Der Preisabstand zwischen dem NCG VP und dem Gaspool VP hat sich im Februar verringert. Die teilweise extrem leeren Speicher im Gaspool-Marktgebiet könnten ein Grund sein.

Die Mengen im Kurzfristhandel auf PEGAS für die drei Handelsplätze NCG, Gaspool und TTF sind in der Tabelle 5 dargestellt.

Am NCG VP und am Gaspool VP war der Kurzfristhandel deutlich schwächer als im Januar. Allein an der TTF hat der Handel mit Day-Ahead- und Weekend-Kontrakten zugelegt. Aber auch im OTC-Handel waren die TTF-Mengen höher als im Vormonat (vgl. Abbildung 2).

Die Tabelle 6 zeigt die Mengen im Terminhandel auf PEGAS.

Am Gaspool VP war der Terminhandel lebhafter als am NCG VP, bisher ein eher ungewöhnliches Ergebnis. Aber in den vergangenen Monaten hat der Handel am Gaspool VP deutlich zugenommen. Non-MTF wurden 40 MW für den NCG VP und 150 MW für den Gaspool VP als Monatsprodukte gehandelt, sowie fünf MW als Seasonsprodukte für den Gaspool VP. Ähnlich war es auch im Vormonat.

01.02. - 27.02.2017	MW/MWh	Anzahl	MW/MWh % Veränderung Vormonat	Anzahl % Veränderung Vormonat
NCG				
Day Ahead, Weekend (MW)	479.723	9.709	-34,8 %	-19,4 %
Within Day (MWh)	4.462.252	3.808	-30,5 %	-29,9 %
Gaspool				
Day Ahead, Weekend (MW)	290.618	6.965	-24,7 %	-15,2 %
Within Day (MWh)	1.184.044	1.705	-19,1 %	-17,6 %
TTF				
Day Ahead, Weekend (MW)	504.510	8.070	2,0 %	5,0 %
Within Day (MWh)	3.516.561	3.437	-20,8 %	-12,3 %

Tab. 5: Spothandel auf Pegas (Quelle: EEX, eigene Berechnungen)

01.02. – 24.02.2017	MW NCG VP	MW am Gaspool VP	Clearing MW Gesamt	% Änderung Vormonat (NCG)	% Änderung Vormonat (Gaspool)
Monate	3.130	3.160	0	-83,4 %	-1,3 %
Quartale	240	375	0	41,0 %	158,6 %
Seasons	85	115	0	-45,5 %	187,5 %
Cal	65	15	0	18,0 %	-25,0 %

> Tab. 6: Terminhandel auf Pegas (Quelle: EEX, eigene Berechnungen)

Kontrakte	Gaspool			NCG		
	PEGAS (MW)	Broker (MW)	Anteil PEGAS	PEGAS (MW)	Broker (MW)	Anteil PEGAS
Monate	20.922	295.542	6,6 %	45.595	607.204	7,0 %
Quartale	2.390	41.808	5,4 %	6.061	117.716	4,9 %
Seasons	1.175	47.422	2,4 %	2.816	83.897	3,2 %
Kalender	1.370	23.759	5,5 %	3.400	33.170	9,3 %

> Tab. 7: Handel mit Terminprodukten auf PEGAS und über Broker (Quelle: EEX, LEBA, eigene Berechnungen)

3.1.2.3 Neues von PEGAS

Die EEX-Gruppe meldete Anfang des Jahres ein starkes Wachstum im Gashandel für das Jahr 2016. Insgesamt wurden auf der PEGAS-Plattform knapp 1.800 TWh gehandelt, 69 Prozent mehr als 2015. Von der Gesamtmenge wurden knapp 670 TWh im Spotmarkt gehandelt. In dem Segment stieg die Menge um 46 Prozent.

ener|gate Gasmarkt hat ein wenig weiteres Nummer-Crunching zu den Handelszahlen betrieben. Der Spot-Handel für Tagesprodukte an den beiden deutschen Hubs stieg um fast 58 Prozent auf über 200 TWh, der Within-Day-Handel um fast 90 Prozent auf 60 TWh. Für beide Produktgruppen sind die Mengen am NCG VP ungefähr doppelt so hoch wie am Gaspool VP. Im Terminhandel stiegen die Mengen um knapp 30 Prozent auf 125 TWh. Das hohe weitere theoretische Wachstumspotenzial für die EEX-Gruppe zeigt Tabelle 7. Der Anteil von PEGAS für den organisierten Handel (Broker plus PEGAS, aber ohne ICE Endex; die niederländisch englische Energiebörse spielt für den Handel an Gaspool und NCG VP keine wichtige Rolle) an den beiden deutschen Handelspunkten für alle Termin-Kontrakte liegt deutlich unter zehn Prozent. Ausnahme ist allein der Handel mit Kalenderjahren am NCG VP, der fast zehn Prozent erreicht.

Höher sind die Marktanteile im Spothandel für Tagesprodukte (Day Ahead, Tage, Weekend), wie Tabelle 8 zeigt.

	Gaspool (MW)	NCG (MW)	TTF (MW)
PEGAS	2.733.992	5.906.617	5.176.545
Broker	5.599.563	10.333.975	15.967.472
Anteil PEGAS	32,81 %	36,37 %	24,48 %

> Tab. 8: Spothandel für Tagesprodukte auf PEGAS und über Broker (Quelle: EEX, LEBA, eigene Berechnungen)

3.1.2.4 Biomethanpreise

In der Tabelle 9 finden sich die von Arcanum Energy zur Verfügung gestellten Biomethanpreise für Februar:

Preis für Produkt	Ø-Preis (ct/kWh)	Verän- derung Vormonat	Verän- derung Vorjahr
Ø-Preis für Bioerdgas aus Nawaro nach EEG 2004 – 2012	7,23	-0,3 %	1,1 %
Ø-Preis für Bioerdgas aus Abfall-/Rest- stoffen nach EEG 2014 und Erdgas- beimischung	5,94	-0,2 %	1,2 %



> Tab. 9: Durchschnittliche Marktpreise für Biomethan (Quelle: Arcanum Energy. Preise frei VP)

3.2 Markttrends

3.2.1 Neue Abschlüsse

3.2.1.1 Wingas

Wingas hat in Österreich einen Anteil von mehr als zehn Prozent am Gesamtmarkt erreicht. Dies sagte der bei Wingas für Österreich zuständige Leiter des Bereichs Zentraleuropa, Hamead Ahrary, in einem Interview mit dem österreichischen Magazin Report. Der Gesamtumsatz an Endkunden beträgt in Österreich aber nur rund 85 TWh (E-Control Statistik für 2015).

3.2.2 Sektorkopplung

Die Zahl der Studien zum Thema Sektorkopplung und damit der Frage nach der zukünftigen Energieversorgung für den Wärme- und den Verkehrssektor nimmt zu.

dena-Leitstudie

Noch keine Studie, aber eine Ankündigung kommt von der Deutschen Energie-Agentur (dena). Sie startet eine Leitstudie zum Thema „Integrierte Energiewende“ und hat dazu bis Ende Februar noch Partner aus Industrie und Wirtschaft gesucht. In der Studie sollen – im Dialog mit Marktteilnehmern – verschiedene Lösungspfade für alle Sektoren erarbeitet werden. Dabei sollen volkswirtschaftliche Kosten, Auswirkungen auf Märkte und die gesellschaftliche Akzeptanz berücksichtigt werden.

Zukunft Erdgas: Klimaschutz im Wohngebäudebereich

Nymoen Strategieberatung hat für Zukunft Erdgas mittlerweile die dritte Studie zum Klimaschutz im Wohngebäudebereich erstellt (*ener|gate Gasmarkt 05/15*). Die Fragestellung der ersten beiden Studien lautete, welche CO₂-Reduzierungen können bei Einfamilienhäusern (Studie I) und Mehrfamilienhäusern (Studie II) bis 2050 ohne Fördermaßnahmen erreicht werden. Dabei wurde unterstellt:

- Die Hauseigentümer und Vermieter wollen CO₂ einsparen.
- Es müssen Budgetrestriktionen bei Einfamilienhäusern und eine Warmmietenneutralität bei Mehrfamilienhäusern berücksichtigt werden.

CO₂-Reduzierung kann mit einem breiten Mix von energetischen Sanierungsmaßnahmen vom Heizungstausch bis zur Dämmung erreicht werden. Die Maßnahmen haben unterschiedliche Kosten und Wirkungen. Die Berater haben aus diesem Mix eine Merit-Order von Sanierungsmaßnahmen für verschiedene Haustypen und Einkommen simuliert. Die Eigentümer arbeiten diese Sanierungsfahrpläne ab, bei denen die finanziellen Restriktionen berücksichtigt sind. Die CO₂-Einsparungen liegen für Ein- und Mehrfamilienhäuser bei gut 60 Prozent in 2050 verglichen mit 1990.

In der neuen Studie verschiebt sich die Fragestellung. Sie lautet nun: Ist, bei entsprechender Förderung, eine Reduzierung der CO₂-Emission bis 2050 um 80 Prozent gegenüber 1990 möglich und damit das Klimaziel der Bundesregierung erreichbar, wenn die finanziellen Restriktionen weiter gelten? Berücksichtigt werden alleine aktuelle Förderprogramme. Die Antwort lautet: Ja! Wobei vor allem eine Modernisierung des Gebäudebestandes durch Abriss und Neubau sowie die zunehmende Verwendung regenerativer Energien für die entsprechende CO₂-Reduzierung verantwortlich sind. Auch 2050 werden bei Anwendung der Sanierungsfahrpläne, die nun durch Förderprogramme unterstützt werden, noch 55 Prozent aller Wohneinheiten mit Gastechnologien beheizt. Immerhin 37 Prozent noch mit einer Gasetagenheizung oder Brennwertkesseln. Der Rest sind innovative Systeme wie Brennstoffzellen-Geräte. Öl wird komplett aus dem Heizungsmarkt verdrängt. 35 Prozent des Gases sollen aus regenerativen Quellen kommen: 30 Prozent Gas aus Power-to-Gas-Anlagen und fünf Prozent Biomethan. Für Power-to-Gas ist die Modellierung schlicht. Für 2016 wird ein Arbeitspreis von 29,30 ct/kWh unterstellt, bis 2030 sinkt der Preis aufgrund angenommener Kostensenkungspotenziale jährlich um 5,5 Prozent. Anschließend bleibt der Preis konstant.

Die Botschaft der Studie lautet im Grunde: Auch bei einem mäßigen Einsatz von strombasierten Systemen (der Anteil an den Heizungen beträgt 2050 insgesamt 18 Prozent) lässt sich das Klimaziel der Bundesregierung im Wärmemarkt erreichen. Nicht ausgewiesen ist die Höhe der notwendigen Fördermittel bei den Gesamtinvestitionen von mehr als 600 Mrd. Euro im Zeitraum 2016 bis 2050. Allein energiebedingt sind bei den Investitionen 150 Mrd. Euro, die anderen Investitionen, argumentiert Nymoen, müssten im Rah-

men der üblichen Renovierungszyklen ohnehin erfolgen. Den energiebedingten Investitionen stehen im gleichen Zeitraum Einsparungen von 250 Mrd. Euro bei den Energiekosten gegenüber.

Agora Energiewende: Wärmewende 2030

Mitte Februar hat Agora Energiewende die Studie Wärmewende 2030 vorgestellt. Sie wurde für Agora hauptsächlich vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) erstellt. Sie ist im Grunde das Gegenmodell zu der Studie von Nymoen für Zukunft Erdgas. Allerdings sind beide Studien völlig unabhängig voneinander erstellt worden. Wobei IWES jedoch nicht den Zeitraum bis 2050 betrachtet, sondern nur bis 2030. Bis zu diesem Jahr sollen als Zwischenziel die CO₂-Emissionen im Gesamtsystem um 55 Prozent sinken. IWES simuliert das Gesamtsystem, konzentriert sich aber in der Analyse auf die Entwicklung des Wärmemarktes. Die Studie enthält weder im Hauptteil noch im Anhang eine einzige Zahl zu Kosten und Budgets. Aber, so versichern die Autoren in der Studie, das zugrundeliegende Modell errechne den volkswirtschaftlich günstigsten Pfad für den Umbau des Wärmemarktes, um die gewünschte CO₂-Reduzierung zu erreichen. Und dies ist ein Pfad, der durch Wärmepumpen dominiert sein soll. Bis 2030 soll ihr Anteil am Wärmemarkt 25 Prozent betragen (2015 waren es gemäß Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) 1,7 Prozent). Für Erdgas beträgt der Anteil noch 40 Prozent und für Wärmenetze 20 Prozent. Öl wird – ähnlich wie bei der Nymoen-Simulation – fast vollständig verdrängt. Voraussetzung für die hohe Penetration von Wärmepumpen, auch im Gebäudebestand, ist eine Steigerung der jährlichen Sanierungsrate von Gebäuden auf zwei Prozent (von heute einem Prozent). Bedingung für die hohe CO₂-Ersparnis ist zudem eine deutliche Zunahme erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung. Bis 2030 müssen es dann 60 Prozent sein. Und der Einsatz von Wärmepumpen muss gefördert werden. IWES erwartet in dem Trend-Szenario einen Anstieg des jährlichen Absatzes von 55.000 auf 90.000 Stück, benötigt werden aber 360.000 Stück pro Jahr.

Die Studie setzt sich an einigen Stellen zumindest qualitativ direkt mit der Frage Wärmepumpe oder „grünes“ (also synthetisches) Gas auseinander. Das Basisargument „pro Wärmepumpe“ ist die deutlich höhere Energieeffizienz. Das Argument geht wie folgt: Die Energieeffizienz der

Wärmepumpe liegt bei 300 bis 450 Prozent, da sie vor allem Umweltwärme benutzt. Im Power-to-Gas-Prozess geht bei der Umwandlung Effizienz verloren. Je nach Prozess bleiben noch 25 bis 85 Prozent der eingesetzten Energie erhalten. IWES konzediert, dass die Notwendigkeit einer Sanierung für den Einsatz von Wärmepumpen ein Nachteil gegenüber gasbasierten Systemen darstellt, glaubt aber, dass sich „grünes“ Gas nur da durchsetzt, wo Konsumenten eine Präferenz für Gas anstelle einer Sanierung haben. Im Prinzip würde in der Regel sowieso saniert.

Fazit

Naturgas und regeneratives Gas in konventionellen oder innovativen Heizsystemen versus stromgeführte Wärmepumpen werden – so das Ergebnis der aktuellen Studien – die Entwicklung im Wärmemarkt bestimmen. Wenn im Wärmemarkt die CO₂-Vermeidung intensiviert werden soll, wird Heizen in jedem Fall volkswirtschaftlich teurer werden. Ob der Staat die Mittel tatsächlich über Förderprogramme bereitstellt oder über Abgaben und Ordnungsrecht steuert, wird vor der Bundestagswahl nicht mehr beantwortet werden. Vielleicht scheitert die Wärmewende auch an der Finanzierung, vielleicht werden aber auch die zukünftigen Energiepreise, Präferenzen bei Technologien und Innovationen die Entwicklungen in die eine oder andere Richtung beschleunigen. Die analytischen Grundlagen dazu werden zumindest zunehmend besser. Wobei die Ergebnisse in den Studien – wie immer – von den Annahmen über die genannten Faktoren abhängen.

3.2.3 BP Energy Outlook

Am 25. Januar hat BP den jährlichen Energy Outlook veröffentlicht. Bezogen auf Erdgas verkündet BP im Grunde genau die gleichen Botschaften, wie auch die Internationale Energie Agentur (IEA) in ihrem World Energy Outlook vom November letzten Jahres (*ener|gate Gasmarkt* 12/16 und 01/17):

- Gas ist die fossile Energie, die in den kommenden rund 20 Jahren am schnellsten wachsen wird. BP erwartet bis 2035 ein jährliches Wachstum von 1,6 Prozent (IEA: bis 2040 1,5 Prozent).
- Wachstumsregionen sind vor allem China, der mittlere Osten und die USA.

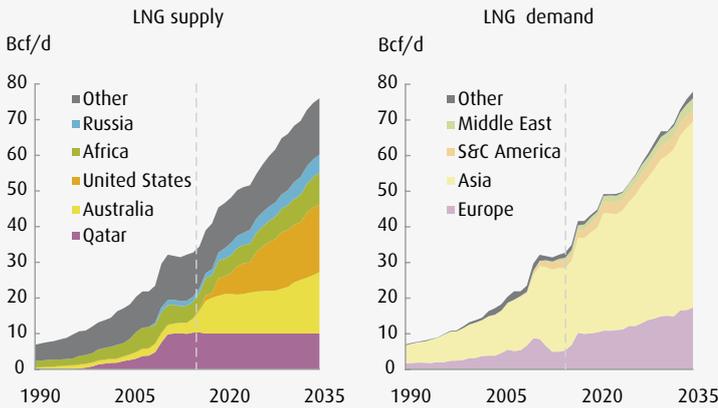


Abb. 5: Entwicklung des globalen Angebotes und der globalen Nachfrage nach LNG (Quelle: BP Energy Outlook 2035)

So ganz wohl ist es BP allerdings dann doch nicht bei dem sehr optimistischen Ausblick für Erdgas. In der Analyse wird die Entwicklung der Gasnachfrage als eine der Unsicherheiten bei der Vorhersage analysiert. Sowohl eine verschärfte Klimapolitik (Gasnachfrage wird durch Energieeffizienz und erneuerbare Energien reduziert) als auch eine laxere Umweltpolitik (ein Wechsel von Kohle auf Gas in der Stromerzeugung findet in geringerem Ausmaß statt) sind die Risiken für die Entwicklung der Gasnachfrage. Wenn es „schlecht“ läuft, könnte das Wachstum der Nachfrage nur bei 1,1 Prozent pro Jahr liegen.

3.3 Transport

3.3.1 NCG und Gaspool

Im Folgenden nun weitere Lektüre zu den Aktivitäten der beiden MGVs NCG und Gaspool, nachdem sie ja bereits Gegenstand im Thema des Monats waren.

3.3.1.1 Konvertierungsentgelt und -umlage

Fristgerecht haben die beiden MGVs das Konvertierungsentgelt und die Konvertierungsumlage für den Zeitraum vom 1. April bis 1. Oktober 2017 veröffentlicht. Das Entgelt gilt nur für die Konvertierung von H-Gas in L-Gas. Zum letzten Mal gilt der Zeitraum von einem halben Jahr. Ab Oktober werden Entgelt und Umlage für ein Jahr festgelegt. Tabelle 10 enthält die veränderten Werte.

Vorweg: Keiner der beiden MGVs veröffentlicht bisher Indikatoren und Schwellenwerte für diese Indikatoren, die mit der Höhe des Konvertierungsentgeltes erreicht werden sollen. Die BNetzA Beschlusskammer 7 (BK 7) hatte in der Festlegung Konni Gas 2.0 die Orientierung an solchen Indikatoren gefordert, um festzustellen, ob das Entgelt seine Anreizwirkung erfüllt (*energate Gasmarkt* 02/17). Das Ziel ist ja eine Art Gleichgewicht zwischen bilanzieller Konvertierung und qualitätsspezifischer Einspeisung. Bezüglich der Frage, wie die MGVs mit den Indikatoren umgehen und was sie in Zukunft veröffentlichen, befinden sie sich noch in einem Klärungsprozess.

Im NCG-Marktgebiet findet bilanzielle Konvertierung von H-Gas in L-Gas statt. Noch werden

	Bis 31. März 2017 (Euro/MWh)	1. April 2017 – 30. September 2017 (Euro/MWh)	Veränderung in %
NCG			
Konvertierungsentgelt	0,453	0,45	-0,66
Konvertierungsumlage	0,15	0,04	-73,33
Gaspool			
Konvertierungsentgelt	0,441	0,40	-9,30
Konvertierungsumlage	0	0,022	

Tab. 10: Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage (Quelle: NCG und Gaspool)

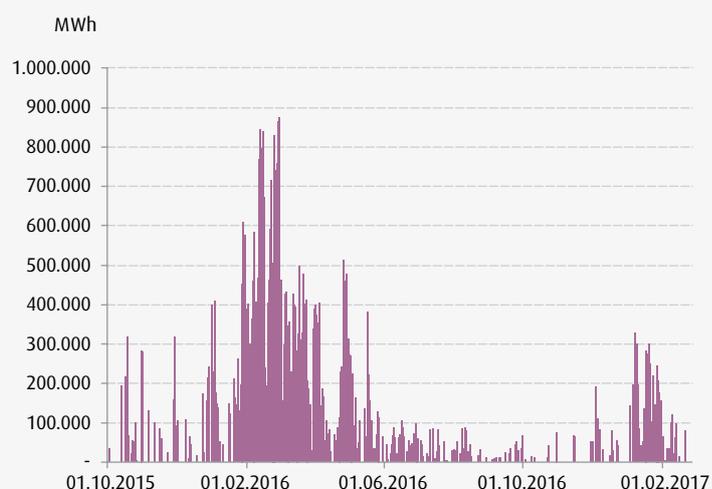
- Wachstumssektoren sind vor allem die Stromerzeugung, aber auch die Industrie.
- Das zusätzliche Angebot kommt in erster Linie aus Shale-Gas-Vorkommen. Die USA bleibt in dem Segment führend. Aber es wird, so BP, auch ein substanzielles zusätzliches Angebot aus konventionellen Vorkommen geben.
- Genau wie die IEA erwartet BP, dass in den kommenden Jahren die massive Zunahme des LNG-Handels Preis- und Vertragssysteme verändern werden. Preise werden zunehmend Marktbedingungen widerspiegeln, der US-amerikanische Henry-Hub-Preis könnte zum Referenzpreis werden.

Weil es immer so schön plakativ ist, stellt Abbildung 5 die Grafik aus dem BP-Outlook zur LNG-Entwicklung dar. Die Abbildung zeigt, dass Asien der zentrale Markt für LNG bleiben wird. Allerdings erwartet BP, ebenso wie die IEA, eine zunehmende Rolle in Europa.

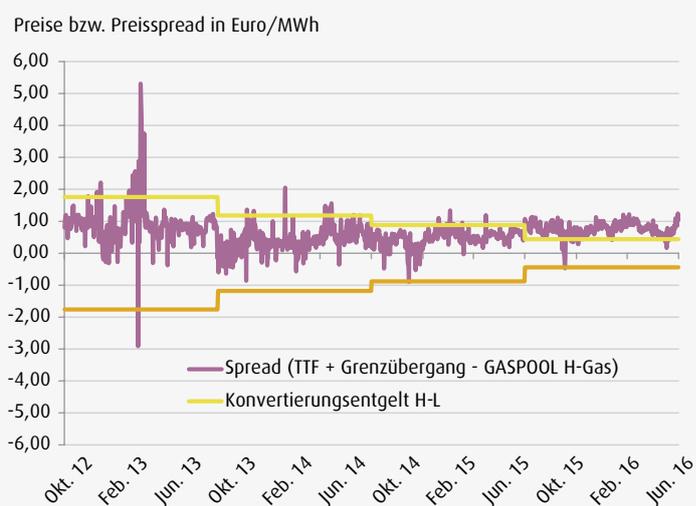
die Mengen nicht veröffentlicht, Indikator ist die kommerzielle Konvertierung, also der gegenläufige Einsatz von qualitätsspezifischer Regelernergie (L-Gas-Ankauf, H-Gas-Verkauf jeweils am VP bis zur Höhe der bilanziellen Konvertierung, siehe auch Box 1). Im Sommer und Herbst waren die Mengen sehr gering. *energate Gasmarkt* hatte in der vergangenen Ausgabe über die deutliche Zunahme der Konvertierung im Januar geschrieben. Dies war vorübergehend, Abbildung 6 zeigt, dass die kommerzielle Konvertierung im Februar schon wieder deutlich zurück gegangen ist. Das Konvertierungsverhalten lässt sich im Grunde nur mit den Preisen und Mengenverpflichtungen in L- und H-Gas-Verträgen großer Handelshäuser und Importeure erklären. Dazu gibt es aber leider keine transparenten Daten. Aus einer öffentlich sichtbaren Marktlogik, den Preisspreads zwischen den Niederlanden und den deutschen Marktgebieten, lässt sich das Konvertierungsverhalten nicht ableiten. Dies ist im Gaspool-Marktgebiet noch viel deutlicher zu sehen, wie gleich zu berichten sein wird (Abbildung 7). Auf jeden Fall erlaubt ein Entgelt von 0,45 Euro/MWh eine gewisse bilanzielle Konvertierung, ob es das von der BNetzA gewünschte Gleichgewicht ist, lässt sich nicht beurteilen.

Das Abschmelzen der Umlage im NCG-Marktgebiet auf einen eher symbolischen Betrag scheint plausibel. Das Konvertierungskonto weist gemäß vorläufigen NCG-Zahlen Ende Januar einen Überschuss von 43,8 Mio. Euro aus. Der Überschuss ist in erster Linie aus den Einnahmen aus der Umlage im Verlauf der letzten Monate entstanden.

Deutlich schwieriger ist die Situation im Gaspool-Marktgebiet zu beurteilen. Eine bilanzielle Konvertierung von H-Gas nach L-Gas hat bisher im größeren Umfang nicht stattgefunden. Kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen wurden im gesamten Gaswirtschaftsjahr 2015/16 nicht eingesetzt. Dies schreibt Gaspool im aktuellen Konvertierungsbericht von Anfang Februar dieses Jahres. Dies widerspricht im Grunde der Marktlogik. Nach Gaspool-Einschätzung ist eine bilanzielle Konvertierung von H-Gas nach L-Gas aufgrund des Spreads zwischen den Day-Ahead-Preisen an der TTF und am Gaspool VP seit Absenkung des Entgelts auf 0,441 Euro/MWh kommerziell interessant. Die Beschaffung von Gas in den Niederlanden plus Transport (Nominierung) als L-Gas nach Deutschland ist teurer als der Kauf von H-Gas plus Konvertierungsentgelt. Aller-



› Abb. 6: Kommerzielle Konvertierung im NCG-Marktgebiet (Quelle NCG)



› Abb. 7: Preisspread TTF-Gaspool VP und Konvertierungsentgelt (Transportkosten ab 1. Oktober 2015: 1,00 Euro/MWh) (Quelle: Gaspool Konvertierungsbericht 2015/16)

dings nur unter der Annahme, die von Gaspool angenommenen Transportkosten spiegeln die Kalkulation der Transportentgelte richtig wider (Abbildung 7).

Im Februar 2017 wurden – so aktuelle Gaspool-Daten – an einigen Tagen durch Gaspool kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen durchgeführt. Ob dies ohne ein Absenken des Entgeltes weiter zunimmt, bleibt abzuwarten. Auf Basis der bisherigen Entwicklungen sind die Anreizwirkungen des Entgeltes nicht abzuschätzen.

Das Konvertierungskonto von Gaspool weist einen Überschuss von 2,5 Mio. Euro auf. Mehr als die neue Miniumlage wäre nicht zu rechtfertigen.

Konvertierungschinesisch:

Bilanzielle Konvertierung: H-Gas- und L-Gas-Bilanzkreise müssen verknüpft sein. Bei einem gegenläufigen täglichen Saldo in dem H-Gas- und L-Gas-Bilanzkreis eines Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) wird der kleinere Saldo als bilanzielle Konvertierung bezeichnet. Für diese Konvertierung wird das Konvertierungsentgelt bezahlt. Die aufsummierte Menge aller relevanten Salden ist die bilanzielle Konvertierung im Marktgebiet.

Kommerzielle Konvertierung: Gegenläufiger Einsatz von qualitätsspezifischer Regelenergie zur Abwicklung der bilanziellen Konvertierung. Die betragsmäßig kleinere Menge aus An- und Verkauf wird als „physikalische Konvertierungsmenge“ bezeichnet. Als „kommerzielle Konvertierung“ wird die betragsmäßig kleinere Menge bis zur Höhe der „bilanziellen netzweiten Konvertierung“ bezeichnet.

Bilanzielle netzweite Konvertierung: Für alle Bilanzkreiskombinationen, für die sowohl H-Gas als auch L-Gas konvertiert wird, werden (getrennt) Ein- und Ausspeisungen je Gasqualität aufsummiert. Wenn sich ein H-Gas- und ein L-Gas-Saldo mit unterschiedlichem Vorzeichen ergeben, ist der Betrag des kleineren Saldos die „bilanzielle netzweite Konvertierung“.

Kosten der Konvertierung: Bei der kommerziellen Konvertierung wird jeweils der mengengewichtete Ankaufs- und Verkaufspreis für die qualitätsspezifische Regelenergie ermittelt. Die Differenz wird mit der Menge aus der kommerziellen Konvertierung (Minimum aus „physikalischer“ und „bilanzieller netzweiter“ Konvertierung) multipliziert.

› Box 1: Wesentliche Begriffe für das Konvertierungssystem (Quelle: NCG und Gaspool Konvertierungsberichte)
Anmerkung: Es ist kompliziert. Hier der Versuch für „Fußgänger“. Es wird täglich ermittelt, ob bilanziell konvertiert wurde (Einspeisung H-Gas, Ausspeisung L-Gas). Dann wird ermittelt, ob Maßnahmen ergriffen wurden um dies auszugleichen (Regelenergieankauf L-Gas, Verkauf H-Gas). Dann wird ermittelt, welche Kosten angefallen und der bilanziellen Konvertierung zuzurechnen sind.

In diesem Bericht ging es nur um die H-Gas-Konvertierung nach L-Gas. Die Konvertierungs-

berichte der MGVs zeigen, dass nach der Absenkung des Konvertierungsentgeltes für die Konvertierung von L-Gas in H-Gas auf null, in erheblichem Umfang bilanzielle Konvertierung von L-Gas nach H-Gas stattfand. Besonders ausgeprägt war dies im Gaspool-Marktgebiet.

Über Konni Gas 2.0 wird man noch vor dem Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf diskutieren. Total Energie und GazpromExport, so ist zu hören, haben Beschwerde eingelegt. Bisher nicht bestätigt ist, ob denn auch die Stadtwerke Münster Beschwerde einlegen. Sie waren dazu wohl relativ wild entschlossen.

3.3.1.2 Tägliche Netzkostenabrechnung

Seit Oktober 2016 gilt die tägliche Netzkostenabrechnung (*ener|gate Gasmarkt* 11/15). Sie soll bei den Verteilnetzbetreibern Anreize zur besseren Anwendung der SLP-Profile schaffen. Die Netzkosten (auf denen Differenzen zwischen gemessenen und allokierten Mengen verrechnet werden) sind abzurechnen, wenn die SLP-Mengen eine Unterallokation von mehr als 35 Prozent aufweisen. Für Überallokation erfolgt eine Zahlung für Abweichungen von bis zu drei Prozent. Für die Unterallokation gibt es sechs Karenztage pro Monat. Für Oktober liegen den MGVs die Zahlen für die Abrechnung vor.

Gaspool hat zehn Bilanzkreise mit Unterallokationen abgerechnet und dabei 200.000 Euro eingenommen. Für 200 Konten wurden aufgrund von Überallokationen Gutschriften gewährt, die Auszahlungen betragen insgesamt ebenfalls 200.000 Euro. 80 Netzbetreiber haben auf die Auszahlung von Kleinstbeträgen verzichtet. Die Kooperationsvereinbarung (KoV) sieht vor, dass Netzbetreiber jeweils für ein Gaswirtschaftsjahr auf Gutschriften verzichten können. Zahlungen und Gutschriften werden ohnehin bei der endgültigen Netzkostenabrechnung verrechnet.

NCG hat 18 Netzkonten aufgrund zu hoher Unterallokation abgerechnet und dabei gut 390.000 Euro eingenommen. Gutschriften sollte es für 426 Bilanzkreise geben, für 191 Netzkonten wurde darauf verzichtet. Die kleinste Gutschrift betrug 0,30 Euro. Insgesamt hat NCG knapp 200.000 Euro ausgeschüttet.

Die Gutschriften scheinen bei der Vielzahl von Kleinbeträgen keine sehr effiziente Regelung zu sein.

Gegen die tägliche Netzkostenabrechnung hatten eine ganze Reihe von Verteilnetzbetreibern beim OLG Düsseldorf Beschwerde eingelegt. Das OLG hatte gegen die Betreiber entschieden (*ener|gate Gasmarkt* 10/15). Ein Kläger, so ist zu hören, zieht gegen die Entscheidung vor den BGH.

3.3.1.3 Regelenergiebericht

Die beiden Marktgebietsverantwortlichen NCG und Gaspool haben im Dezember ihren in Zukunft jährlichen Regelenergiebericht veröffentlicht. Die Berichte sind neu, GABi Gas 2.0 schreibt sie vor. Die Berichte enthalten Auswertungen über den Einsatz von externer und interner Regelenergie, die Produkte, die eingesetzt werden und die mit dem Einsatz verbundenen Kosten. Marktteilnehmer, die statistisches Material zur Regelenergie benötigen, werden in dem Bericht fündig. Zentrale Aussagen sind:

- In beiden Marktgebieten findet der Regelenergiehandel weitgehend über die Börsenplattform PEGAS statt.
- Dennoch wollen beide MGVs ihre jeweils eigene Plattform als Rückfall-Option beibehalten.
- Für Spezialisten: Beide wollen, dass der Transportkostenzuschlag neu berechnet wird. Dieser wird angewandt, wenn Mengen im benachbarten Marktgebiet (an der TTF) beschafft oder verkauft werden. Derzeit beruht er auf der Annahme einer monatlichen Buchung von Transportkapazität. Die MGVs buchen aber nur noch sehr kurzfristig (Day-Ahead-, Within-Day-Kapazität).

Die Verteilung der Kosten und Erlöse auf die beiden Umlagekonten hat nur Gaspool veröffentlicht. Für den Zeitraum Oktober 2015 bis Juni 2016 sind es:

- SLP-Umlagekonto:
 - Kosten: 74,1 Mio. Euro
 - Erlöse: 24,0 Mio. Euro
- RLM-Umlagekonto:
 - Kosten: 28,6 Mio. Euro
 - Erlöse: 11,4 Mio. Euro

3.3.2 Missbrauchsverfahren gegen EWE NETZ

Die zuständige BNetzA Beschlusskammer 9 (BK 9) hat – wie erwartet – entschieden, dass EWE NETZ ab 2018 ein einheitliches Preisblatt anwenden muss. Dies könnte für 24 Industrieunternehmen, für die bisher ein eigenes Preissystem mit einem reinen Kapazitätsentgelt gilt, massive Entgeltsteigerungen zur Folge haben. *ener|gate Gasmarkt* hatte in der Septemбераusgabe (9/16) über den Fall berichtet, der eher zu den Absurditäten der Netzentgeltregulierung gehört, aber eben teuer werden kann.

EWE Netz hat gegen den Beschluss, wie schon im Sommer angekündigt, Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt. Man sei sehr zuversichtlich, das Gericht von der Position des Unternehmens zu überzeugen, sagte ein Sprecher des Unternehmens gegenüber *ener|gate Gasmarkt*. Unabhängig von dem Verfahren untersuche man weitere Optionen, um massive Entgeltsteigerungen bei den angeschlossenen Unternehmen zu vermeiden. Die Gründung einer eigenen Netzgesellschaft für den betroffenen Netzteil sei eine mögliche Option.

Zu dem Verfahren hatten sich der Bundesverband der Energie-Abnehmer (VEA) sowie Agrarfrucht und Emsland Food als zwei betroffene Unternehmen beiladen lassen.

3.4 Speicher

3.4.1 Uniper Energy Storage

Zumindest optisch sehr ansprechend gemacht ist das neue Dashboard von Uniper Energy Storage (UST) mit einer Übersicht über die aktuellen Speicherfüllstände und die Ein- und Ausspeicherungen. In der Art eines Auto-Armaturenbretts werden für den Vortag aggregiert Speicherfüllstand und Ein- und Ausspeichermengen von UST angezeigt. Grafisch und in Zahlen lassen sich dann für jeden Speicher die Daten für einen beliebigen vierwöchigen Zeitraum anzeigen.

3.4.2 Speichervermarktung

Aus Tabelle 11 wird ersichtlich, dass im Februar die ersten Vermarktungen auf PRISMA stattfanden (astora, OMV Gas Storage). Die beiden Betreiber waren mit EWE Gasspeicher die ersten Kunden der Plattform (*ener|gate Gasmarkt* 01/17).

Die ersten Erfahrungen mit den Prozessen sind positiv. Die Prozesse funktionieren gut, man sei von der Geschwindigkeit beeindruckt, mit der PRISMA die Speicherplattform aufgebaut habe, war unter anderem zu hören. astora will die Platt-

form gerne auch über die Pilotphase hinaus weiter entwickeln. In diesem Sinne lässt sich Andreas Renner, der astora-Geschäftsführer, in einer Pressemitteilung zitieren, in der das Unternehmen die Ergebnisse der Vermarktung bekannt gibt.

Anbieter	Verfahren	Speicher (Lieferpunkt, Marktgebiet)	Zahl Bündel Laufzeit	Gesamtkapazität	Preis-System	Ende Verfahren / Ergebnis
Uniper Energy Storage	Eigene Plattform	7Fields (OGE, NCG; Gas Connect Austria, CEGH VP)	75 2 Jahre ab 1.4.2017	Fest: AGV: 1.262 GWh EL: 750 MWh/h AL: 750 MWh/h	Index Preis Sommer-Max (Q4,Q1)-Spread und Gebot für Mindestpreis Variabel: 0,464 Euro/MWh Einspeisung System: 12.383 Euro/a Kennlinien	31.01.2017 Drei Bieter vollständig an einen vergeben
		Virtueller Speicher (NCG)	67 2 Jahre ab 1.4.2017	Fest: AGV: 1.005 GWh EL: 402 MWh/h AL: 670 MWh/h	Fester Preis Variabel: 0,464 Euro/MWh Einspeisung 0,25 Euro/MWh Ein- und Ausspeisung System: 12.383 Euro/a	16.02.2017 13 Gebote Nicht vergeben
		Kraak (Ontras und Schleswig-Holstein Netz, Gaspool)	186 1 Jahr ab 1.4.2017	Fest: AGV: 1.241 GWh EL: 614 MWh/h AL: 1.860 MWh/h Unterbrechbar: AGV: 50 GWh EL: 424 MWh/h	Fester Preis Variabel: 0,49 Euro/MWh Einspeisung Transportkosten enthalten Kennlinien	23.2.2017 17 Gebote Vollständig vergeben
OMV Gas Storage	Prisma	Etzel-NL (Gasunie Transport Service (GTS), TTF)	100 1 Jahr ab 1.4.2017	Fest: AGV: 1.500 GWh EL: 810 MWh/h AL: 1.050 MWh/h	Fester Preis Variabel: 0,49 Euro/MWh Einspeisung Transportkosten enthalten Kennlinien	01.02.2017 Vollständig vergeben
	Prisma	Etzel-NETRA (OGE und Gasunie D, NCG oder Gaspool)	37 1 Jahr ab 1.4.2017	Fest: AGV: 555 GWh EL: 355 MWh/h AL: 758 MWh/h Unterbrechbar: EL: 2.405 MWh/h AL: 2.183 MWh/h	Fest: AGV: 555 GWh EL: 355 MWh/h AL: 758 MWh/h Unterbrechbar: EL: 2.405 MWh/h AL: 2.183 MWh/h	01.02.2017 Vollständig vergeben
Innogy Gas Storage NWE	ICE Endex	innEXpool, Zone Xan- ten, Epe (Thyssengas, Gaspool)	50 1 Jahr ab 1.4.2017	Fest: AGV: 50 Mio. m ³ EL: 32.500 m ³ /h AL: 130.000 m ³ /h	Index: Q1/18 – Q3/17 NCG VP Variabel: 0,50 Euro/MWh Einspeisung Kennlinien	2.2.2017 Vierfach überzeichnet Nicht vergeben
	ICE Endex	Epe L-Gas (Niederlan- de, GTS)	20 1 Jahr ab 1.4.2017	Fest: AGV: 29,8 Mio. m ³ EL: 20.000 m ³ /h AL: 40.000 m ³ /h	Index: Q1/18 – Q3/17 TTF Variabel: 0,50 Euro/MWh Einspeisung Kennlinien	2.2.2017 2,4 fach überzeichnet Nicht vergeben
VNG Gas- speicher	Eigene Plattform (easystore)	VGS Storage Hub, Speicherzone Bern- burg, Bad Lauchstädt (Ontras, Gaspool)	1 bis 1.10.2017	Fest: AGV: 100 GWh EL: 60 MWh/h AL: 122 MWh/h Speicher ist befüllt	Fester Preis Variabel: 0,505 Euro/MWh Einspeisung Kennlinien	2.2.2017 3 Gebote, alle über Mindestpreis Vollständig vergeben

Anbieter	Verfahren	Speicher (Lieferpunkt, Marktgebiet)	Zahl Bündel Laufzeit	Gesamtkapazität	Preis-System	Ende Verfahren / Ergebnis
astora	Prisma	Haidach (Bayernets, OGE)	314 1 Jahr ab 1.4.2017	Fest: AGV: 3.014 GWh EL: 942 MWh/h AL: 1.538 MWh/h	Fester Preis Kennlinien	17.2.2017 Vollständig vergeben
		Jemgum (Gascade, Gaspool; GTS, TTF)	76 1 Jahr ab 1.4.2017	Fest: AGV: 760 GWh EL: 502 MWh/h AL: 760 MWh/h	Fester Preis	20.2.2017 Vollständig vergeben
			5 1 Jahr ab 1.4.2017	Fest: AGV: 335 GWh EL: 290 MWh/h AL: 559 MWh/h AL nur von 15.11.2017 – 1.4.2018	Fester Preis Transportkapazität: GTS > Speicher: 1.4.2017 – 1.11.2017 Speicher > GTS: 15.11.2017 – 1.4.2018 fest, ohne Entgelt	21.2.2017 Vollständig vergeben
			25 1 Jahr ab 1.4.2017	Fest: AGV: 1.647 GWh EL: 1.600 MWh/h (ab 15.12.2017) AL: 2.300 MWh/h Festes Einspeise- band 375 MWh/h 1.4. – 1.10.2017	Fester Preis Transportkapazität: Speicher > Gascade: 30,4 MWh/h unterbrechbar ab 15.12.2017	22.2.2017 Vollständig vergeben

> Tab. 11: Speichervermarktungen im Februar 2017 (Quelle: Betreiber, Prisma) AGV: Arbeitsgasvolumen,
EL: Einspeicherleistung, AL:Ausspeicherleistung

4. Marktstruktur

4.1 Merger & Akquisitionen

4.1.1 Erdgas Südwest/bmp greengas

Erdgas Südwest hat den Biomethanhändler bmp greengas erworben. Das Bundeskartellamt muss noch zustimmen, eine reine Formsache. bmp greengas ist mit einem Handelsportfolio von rund zwei TWh einer der großen Biomethanhändler in Deutschland (*ener|gate Gasmarkt* 11/15). Das Unternehmen ist profitabel. Es gehört den beiden Brüdern Andreas und Volker Seebach. Der Hauptgesellschafter Andreas war der Gründer und Ideengeber. Er wurde aber 2013 als Geschäftsführer von seinem Bruder Volker abgelöst. Die beiden wollten wohl verkaufen; gar kein schlechter Zeitpunkt. Interesse bestand, die beiden müssen mit so ziemlich allen Marktteilnehmern über eine Übernahme gesprochen haben. Erdgas Südwest (ESW) war, so Marktteilnehmer, eher der Überraschungsgewinner. Warum? Der Biomethanhandel ist ein Markt für Spezialisten. Der subventionierte Bestandmarkt im KWK-Sektor ist die kommenden zehn bis 15 Jahre gesichert. Es gibt Wachstumspotenziale, aber die sind sehr unsicher, wie in der vergangenen Ausgabe Landwärme-Geschäftsführer Zoltan Elek *ener|gate Gasmarkt* erläutert hat. Landwärme ist einer der direkten bmp Konkurrenten. Anteilseigner der ESW sind EnBW (79 %) und OEW Energiebeteiligung (21 %). OEW ist eine Holding baden-württembergischer Städte und Landkreise und ist mit 46,75 Prozent auch einer der beiden Hauptgesellschafter von EnBW (der zweite ist das Land Baden-Württemberg mit dem gleichen Anteil).

Die ESW selbst ist bisher im Biomethanmarkt nicht besonders in Erscheinung getreten, bündelt aber jetzt alle vorher verteilten EnBW-Konzernaktivitäten auf den verschiedenen Ebenen der Biomethan-Wertschöpfungskette. Es werden drei Biomethananlagen betrieben. Das Handelsbeziehungsweise Vertriebsportfolio des EnBW-Konzerns soll 300 GWh betragen. Das Handelsgeschäft soll bei bmp in München gebündelt werden. bmp hat dort rund 25 Mitarbeiter, die am Standort weiter arbeiten sollen. ESW wird eine neue Geschäftsführung mit ein oder zwei Personen ernennen, die beiden Brüder Seebach sollen als Berater weiter zur Verfügung stehen. Über den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart, verschiedene Marktteilnehmer sagen, er lie-

ge um die 20 Mio. Euro. Ob mit diesen Investitionen nachhaltig der substanzielle Einstieg in ein zukunftsfähiges Geschäft gesichert wurde, muss man sehen.

Die Übernahme stärkt indirekt die Beziehungen zwischen VNG und EnBW. Im Herbst 2015 hatte bmp das Biomethanportfolio von VNG übernommen. Zudem hatten die beiden Unternehmen eine Vertriebspartnerschaft für Biomethan vereinbart (*ener|gate Gasmarkt* 10/15).

4.2 Unternehmensergebnisse und Strategien

4.2.1 Gasversorgung Süddeutschland (GVS)

Im Januar dieses Jahres wurde endlich der Jahresabschluss der Gasversorgung Süddeutschland (GVS) im Bundesanzeiger veröffentlicht. Gegenüber 2014 hat das Unternehmen den Absatz um 12,3 Prozent auf 64,9 TWh gesteigert. Das Ergebnis vor Steuern sank aber um 35 Prozent auf knapp 1,5 Mio. Euro. Verantwortlich für den Ergebnisrückgang – schreibt GVS – sind der weiter intensivierende Wettbewerb und der Verfall bei den Energiepreisen.

GVS beschreibt recht detailliert die Nachfrage nach Produkten und die Wettbewerbsentwicklung im Jahr 2015. Die generellen Trends dürften sich kaum geändert haben. So waren Temperaturregressionsmodelle stark nachgefragt. Allerdings hätten insbesondere bei diesem Produkt im zweiten Halbjahr 2015 „einige wenige“ Wettbewerber (informell hört man aus dem GVS-Umfeld es seien zwei) mit sehr aggressiven Preisen GVS weitgehend aus dem Markt gedrängt. Jenseits der Temperaturregressionsmodelle wurden in geringerem Maße Flexibilitätsprodukte verkauft. Der Trend sei zu einer strukturierten Beschaffung gegangen, es seien vor allem Fahrpläne an Stadtwerke und große Industriekunden verkauft worden. Da flexible Produkte eine höhere Marge haben, hat diese Umschichtung mit zur Ergebnisverschlechterung beigetragen.

Rechtzeitig zur E-world ist GVS mit seinem Energiemarktplatz E-Point (*ener|gate Gasmarkt* 10/16) online gegangen. Die Wochen davor waren der Leiter des Dienstleistungsvertriebs Helmut Kusterer und seine Mitarbeiter auf Tournee, um die

neue Plattform zu präsentieren. Die Module sollen nach und nach verfügbar sein und ergänzt werden. Zu den verfügbaren Leistungen gehören der Online-Kauf und -Verkauf von Gas und Strom sowie die Online-Bepreisung von Fahrplänen. Zudem lassen sich differenzierte Auswertungen zum Bilanzkreispool BIKpool über E-Point abrufen. Nach Angaben der GVS in dem jüngsten Geschäftsbericht werden in dem Pool 350 TWh gebündelt. Damit gehöre er zu den drei größten Pools in Deutschland. Das ebenfalls verfügbare Modul GVS-Akademie ist eine Plattform für Seminare und Schulungen, die auch Dritte anbieten können. Auch ein einfaches Tool zur KWK-Optimierung gibt es auf dem Marktplatz. Ab dem Sommer soll dann ein Portfoliomanagement über E-Point möglich sein. Das Unternehmen überlegt zudem, eine Ausschreibungsplattform für Gas einzurichten.

4.2.2 GASAG

Endlich kann der Konzessionsstreit zwischen GASAG und dem Land Berlin weiterverhandelt werden. Dies hatte sich verzögert, weil Berlin Energie vor dem Bundesgerichtshof (BGH) eine Beiladung zu dem Verfahren als „Nebenintervenient“ des Landes erzwingen will. Dies hatte das Kammergericht abgelehnt, der BGH hat diese Ablehnung bestätigt. Um zu erläutern, warum Berlin Energie sich dennoch nach der BGH-Entscheidung als Sieger fühlt und die GASAG dies ganz anders sieht, muss noch einmal die schon oft in von *ener|gate Gasmarkt* erzählte Geschichte kurz wiederholt werden. Berlin Energie hatte im Sommer 2014 (lang ist es her) vom Land Berlin den Zuschlag für die Konzession erhalten. Der Landesbetrieb war zumindest zum Zeitpunkt der Konzessionsvergabe eine rechtlich abhängige Organisationseinheit des Landes Berlin. Aus diesem Grund, so hatte GASAG unter anderem moniert, fehle Berlin Energie die Bieterfähigkeit. Anders als in der Ausschreibung gefordert, konnte Berlin Energie kein rechtsverbindliches Angebot ohne jeden Gremienvorbehalt abgeben. Dazu habe gar nicht die finanzielle Ausstattung bestanden.

Das Landgericht Berlin hatte der Klage stattgegeben und dem Land eine Vergabe an Berlin Energie untersagt. Da das Gericht aber dem Hauptteil des Antrages der GASAG nicht gefolgt war, nämlich dann die Konzession an GASAG zu vergeben, gingen beide Parteien in die zweite Runde vor dem Kammergericht. Nun argumentiert der BGH, Berlin Energie sei zwar nicht parteifähig

und könne deshalb nicht beigeladen werden, dies besage aber nichts über die Bieterfähigkeit. Grundsätzlich könnten auch rechtlich unselbstständige Eigenbetriebe bieterfähig sein. Auf diesen Passus bezieht sich Berlin Energie bei seiner Einschätzung der Entscheidung. Allerdings, dies ist wohl die Position von GASAG, schreibt der BGH an keiner Stelle, Berlin Energie sei in dem konkreten Verfahren bieterfähig, sondern äußert sich nur allgemein. Damit seien die konkreten Voraussetzungen (Angebot ohne Vorbehalt) in dem konkreten Konzessionsverfahren gar nicht analysiert worden, so die Sicht der GASAG.

Noch bei einem zweiten Punkt interpretieren GASAG und Berlin Energie die BGH-Entscheidung unterschiedlich. Dabei geht es um die Frage, ob denn das Land Berlin die Vergabe der Konzession ausreichend von der organisatorischen Position von Berlin Energie abgetrennt hat. Es gibt eine solche Trennung, dass Vergabestelle und Berlin Energie zwei verschiedenen Senatsverwaltungen unterstellt sind. Grundsätzlich, so argumentiert wohl der BGH, sei eine diskriminierungsfreie Vergabe deshalb nicht unmöglich. Ob sie im konkreten Fall möglich war, bewerten die Parteien eben unterschiedlich.

Soweit aus der Rubrik Gerichte und Energiewirtschaft. Die Parteien erwarten, dass noch vor der Sommerpause das Berliner Kammergericht wieder verhandelt.

4.2.3 Bayerngas Energy

Bayerngas Energy, die Vertriebs- und Handelsgesellschaft von Bayerngas, hat 2016 seinen Absatz um fünf Prozent auf 98 TWh gesteigert. *ener|gate Gasmarkt* hat in den vergangenen Monaten viel über Automatisierung im Handel und Vertrieb geschrieben. Bayerngas Energy positioniert sich explizit als Gegenmodell: „Alle unsere Anstrengungen lagen 2016 auf der Stärkung der kundennahen Einheiten, der persönlichen Kundenbetreuung und dem Kundenverständnis“, wird Bayerngas Energy Geschäftsführer Thomas Rupprich in der Pressemitteilung zitiert, in der die aktuellen Zahlen genannt werden. Selbst die „hochwertigen digitalen Dienstleistungen“, so wird Rupprich weiter zitiert, würden da in den Hintergrund treten, wo der persönliche Kontakt für ein komplexes und trotzdem temporeiches Umfeld notwendig sei. Es liest sich wie die bewusste „Kampfansage“ an alle Verfechter digitaler Vertriebs- und Handelsmodelle.

4.2.4 Shell Energy

Shell Energy wird in diesem Jahr Industriekunden neben Gas auch physische Stromprodukte anbieten. Bisher hat Shell „nur“ das gemeinsame Management von Preisrisiken für Strom, Gas und CO₂ angeboten. Shell ist bezüglich der Veröffentlichung von Unternehmenszahlen zurückhaltend, hält aber nach eigenen Angaben seine Marktstellung. Der letzte verfügbare Abschluss von Shell im Bundesanzeiger ist für das Jahr 2015. Shell hat demzufolge den Absatz in 2015 von 59,7 auf 62,5 TWh gesteigert. Dabei wurde vor allem das Geschäft mit Industriekunden und mit verbundenen Unternehmen ausgebaut. Für 2016 wurde ein Absatzwachstum an Industriekunden und Stadtwerke von zehn Prozent

erwartet. Dies würde exakt dem Wachstum im Gesamtmarkt entsprechen (*ener|gate Gasmarkt* 02/17). Die Margen machen aber auch Shell keinen Spaß, das Ergebnis vor Steuern sank von 84,8 auf 34,1 Mio. Euro, für 2016 wird ein ähnliches Ergebnis erwartet.

4.2.5 Care Energy

Die Pleite der Care-Energy-Gruppe, vier Wochen nachdem der Gründer Marin Kristek verstorben ist, kommt nicht wirklich überraschend (*ener|gate Gasmarkt* 08/16 und 02/17). Überraschend ist höchstens, wie stark die Zahl der Kunden, die Care Energy noch beliefert, zurückgegangen ist. In Deutschland beliefert das Unternehmen noch 12.500 Kunden mit Strom und 2.000 Kunden mit Erdgas.

5. Personal

Artour Chakhdinarov und **Gennady Ryndin** sind aus der Wingas-Geschäftsführung ausgeschieden. Dafür wurde **Vitaly Vasiliev** zum Geschäftsführer berufen. Chakhdinarov war für die Beschaffung verantwortlich und ist in den Ruhestand gegangen. Der Finanzgeschäftsführer Ryndin wurde im Gazprom-Konzern befördert. Vasiliev hat keinen eigenen Geschäftsbereich. Er bleibt Vorstandsvorsitzender der englischen Handelstochter des Gazprom-Konzerns, Gazprom Marketing & Trading (GM&T). Er hat diese Position seit 2005 inne und ist wohl maßgeblich für den starken Ausbau der Aktivitäten in London verantwortlich. Vasiliev gilt als sehr intelligenter Manager, mit einer starken Marktorientierung. Mit dieser Positionierung war er in den vergangenen Jahren zumindest phasenweise in der Gazprom-Zentrale in Moskau nicht immer nur beliebt. **Dmitry Kotulskiy** bleibt Sprecher der Wingas-Geschäftsführung und **Ludwig Möhring** Vertriebsgeschäftsführer. Und die Ablösung von Chakhdinarov und Ryndin erfolgte wohl deutlich würdevoller als die Ablösung von **Gerhard König** (*ener|gate Gasmarkt* 11/16). Er musste damals ohne Abschiedsrede an die Mitarbeiter innerhalb von zwei bis drei Stunden seinen Schreibtisch räumen, so berichten es völlig unabhängig voneinander ganz verschiedene Quellen. Die neue personelle Verzahnung von Wingas und GM&T ist ein weiterer Schritt zur stärkeren Integration der europäischen Gazprom Unternehmen (*ener|gate Gasmarkt* 02/17). Diese wird, so Quellen, neben GM&T, Wingas und Gazprom Germania auch Gesellschaften in anderen Ländern einbeziehen, was nur plausibel erscheint.

EWE hat sich am 22. Februar mit sofortiger Wirkung von seinem Vorstandsvorsitzenden **Matthias Brückmann** getrennt. Vorausgegangen war eine mediale Schlammschlacht, die nicht nur Brückmann, sondern auch mindestens zwei weitere hochrangigen EWE-Manager und den Aufsichtsrat beschädigt hat. Den Aufschlag machte ein anonymes Schreiben an die Medien, in dem Brückmann beschuldigt wurde, gegen die Regeln des Konzerns 253.000 Euro an eine Stiftung der Klitschko-Brüder gespendet zu haben. Es folgte dann eine ganze Latte weiterer Vorwürfe von Fahrerflucht bis zu Privatreisen mit dem firmeneigenen Jet. Insgesamt 17 Ereignisse listete die Nordwestzeitung in Oldenburg auf. Im Februar kam dann der mediale Gegenschlag. Brückmann – so berichteten Medien – sei Opfer und nicht

Täter. Einigen in Oldenburg passe es nicht, dass er „aufräume“ und unter anderem Lasten aus der Ära des sehr langjährigen Vorstandsvorsitzenden **Werner Brinker** beseitige. Auch dabei ging es unter anderem um Spenden-Usancen. Viel gravierender (dies ist unabhängig von Brinker) war aber der Verdacht massiver Korruption bei EWE-Netz, die Brückmann untersucht haben will oder soll. Damit wurde auch gleich der EWE-Netz Geschäftsführer **Torsten Maus** beschädigt, der als ein potenzieller Brückmann-Nachfolger gehandelt wurde. Die nächste mediale Welle kurz darauf erwischte dann **Timo Poppe**, derzeit Vorstand der EWE-Tochter SWB in Bremen und als lokales Oldenburger Gewächs für Viele in Oldenburg der Favorit auf die Brückmann-Nachfolge. Er soll enger und unentgeltlich mit einem Aufsichtsrat bei der Optimierung seiner Biogasanlage zusammengearbeitet haben als es das Unternehmensrecht erlaubt, was er indes bestreitet. Wo denn genau die Wahrheit liegt, werden Gutachten und Gerichte klären. Der Aufsichtsrat hätte wohl mit Sicherheit früher reagieren müssen, bei EWE hatte sich offensichtlich massiver Unmut angestaut. Aber die Besetzung des Aufsichtsrates auf Seiten der Anteilseigner (Kommunen und Landkreise) allein mit Politikern ist wohl auch ein strukturelles Problem. Einen Nachfolger für Brückmann hat in dieser Gemengelage der Aufsichtsrat nicht benannt. Brückmann wird rechtlich gegen seine Entlassung vorgehen.

Erna-Maria Trixl, Vertriebsgeschäftsführerin der Stadtwerke München, wird spätestens Ende des Jahres das Unternehmen verlassen. Sie wird ihren Vertrag nicht verlängern. Die Süddeutsche Zeitung hatte Anfang Februar von Spannungen zwischen ihr und ihr unterstellten Führungskräften berichtet. Dabei geht es angeblich sowohl um die Ausrichtung des Vertriebs als auch um den persönlichen Umgang. Quellen bestätigten *ener|gate Gasmarkt*, es habe zwei Mitarbeiterbefragungen gegeben, die für Trixl nicht günstig ausfielen. Aber schon als sie vor vier Jahren von der RWE-Gesellschaft enviaM in die Geschäftsführung der Stadtwerke gewechselt war, gab es Vorbehalte gegen sie. Einige Quellen sagen, dies sei weniger ihr Fehler als der Konstellation geschuldet gewesen. Der damalige Sprecher der Geschäftsführung, **Kurt Mühlhäuser**, habe sie durchgesetzt, obwohl viele im Unternehmen lieber **Katja Giesecking** in der Geschäftsführung gesehen hätten. Die frühere Bereichsleiterin Ver-

trieb der Stadtwerke München wechselte dann in den Vorstand der GASAG, wo sie aber nicht reüssierte (*ener|gate Gasmarkt* 01/16). Trixl hat sich seit ein oder zwei Jahren verstärkt im BDEW engagiert. Sie ist stellvertretende Vorsitzende des Lenkungskreises Gas und leitet die Projektgruppe Sektorkopplung.

Michael Rimmler wird Nachfolger von **Helmut Oehler** als Geschäftsführer der Gasversorgung Süddeutschland (GVS). Oehler wechselt zum 1. April als Geschäftsführer zu den Stadtwerken Baden-Baden (*ener|gate Gasmarkt* 01/17). Rimmler kennt die GVS sehr gut, da er von 2009 bis 2015 für die Stuttgarter Gasvertriebsgesellschaft der EnBW gearbeitet hat, zuletzt als Leiter Gas-einkauf, Portfolio- und Risikomanagement. Mitte 2015 war er im Rahmen der stärkeren Integration von GVS und EnBW als Leiter des Bereichs Downstream Handel zur EnBW nach Karlsruhe gewechselt (*ener|gate Gasmarkt* 08/15). Rimmler hatte wohl noch immer einen Schreibtisch in Stuttgart, da er für die Bepreisung sowie die Produkt- und Dienstleistungsentwicklung für den Konzern und damit auch für die GVS verantwortlich ist. Er genießt sowohl bei der GVS als auch bei der EnBW einen guten Ruf. In der Pressemitteilung anlässlich seiner Berufung wird der GVS-Aufsichtsratsvorsitzende **Markus Baumgärtner** (EnBW) mit der Aussage zitiert, Rimmler solle die erfolgreiche Vermarktung der Online-Plattform E-Point (siehe Artikel in dieser Ausgabe) und die innovative Entwicklung von Produkten und Dienstleistungen weiter vorantreiben. Ob und wie dies mit den Aktivitäten der EnBW-Gesellschaft VNG koordiniert wird, sollte im Laufe dieses Jahres deutlich werden. Bleibt noch offen,

ob Rimmler die Patenschaft für die Bienenstöcke auf dem Gelände der GVS übernimmt, die Hobbyimker Oehler wohl hinterlässt.

Peter Abdo ist neuer Global Head of Origination und LNG bei Uniper Global Commodities. Er war bisher Direktor bei Merrill Lynch Commodities.

Der ehemalige Geschäftsführer von novogate, **Klaus Schüssler** (*ener|gate Gasmarkt* 03/16), ist jetzt Vertriebschef der niedersächsischen Stadtwerke Wolfenbüttel.

Bei natGAS hat der bisherige Bereichsleiter Einkauf, Portfoliomanagement, **Hüseyin Evelek**, das Unternehmen verlassen. Nachfolger ist **Michael Porr**, bisher schon im Portfoliomanagement bei natGAS tätig.

Die Berliner Key-Account-Managerin von Gas Natural Fenosa, **Emily Lux**, wird zum 1. März zu dem lokalen Berliner Stromnetzbetreiber Stromnetz Berlin wechseln.

Bei EFET Deutschland hat die Task Force Gas **Joachim Rahls** (BP) als Vorsitzenden bestätigt. Er hat diese Position seit 2011 inne. Zu seinen Stellvertretern wurden **Dominik Wörsdörfer** (EnBW) und **Konrad Keyserlingk** (RWE Supply & Trading) gewählt. Christian Schülke (Statoil) kandidierte nicht wieder als Stellvertreter, nachdem er dieses Amt drei Jahre lang mit viel Engagement ausgefüllt hatte. Die zweite Stellvertreterposition war vakant, seitdem Dessislava Meyne Ende März letzten Jahres Engie verlassen hatte (*ener|gate Gasmarkt* 04/16) und damit auch bei EFET ausgeschieden war.

6. Marktgerüchte

Wie schon im Editorial geschrieben, die ganz große Aufregung gab es diesmal auf der E-world nicht. Die Automatisierung von Handelssystemen und speziell enmacc (*ener|gate Gasmarkt* 02/17) waren ein Thema. Eine Reihe von Anbietern kritisierte, dass enmacc Entgeltsystem. Die bei Anbietern in der Regel fünfstellige Jahresgebühr sei zu hoch, dieses Geld stecke man lieber in die Preisgestaltung, war wiederholt zu hören. Zwischen zwei Gin am enmacc-Stand (abends natürlich) war von den Plattform-Betreibern zu hören, man diskutiere noch mit Anbietern über die Preise. Aktuell sollen – so verschiedene Marktteilnehmer – Vattenfall im Strom und Wingas im Gas auf der Plattform die besten Preise machen und die meisten Abschlüsse.

Von Umstrukturierungen im Vertrieb und Handel war auf der E-world zu hören. Bei Vattenfall wurde das Origination vom Handel in den Vertrieb verlagert, war zu hören. *ener|gate Gasmarkt* hatte schon im Januar als Marktgerücht über Umstrukturierungen im Handel und Vertrieb von MVV Trading berichtet. Angeblich sind es dreißig Mitarbeiter, die durch die neue, schlankere Struktur freigesetzt werden. Der ei-

gentliche Handel, so versichern Quellen, sei aber durchaus profitabel. Aber auch der Vertrieb von MVV Energie soll reorganisiert werden, was – so verschiedene Quellen – ebenfalls mit einer Personalreduzierung verbunden sein soll.

Auch ein „E-world-Splitter“: Ein deutsches LNG-Terminal in Wilhelmshaven ist wieder auf der Agenda. Ein Anlagenbetreiber dort arbeitet wohl an einem Konzept für eine schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheit (FSRU). 21 dieser Schiffe sind weltweit in Betrieb, sechs sind in Bau. FSRUs haben den Vorteil, dass sie mit kurzen Vorlaufzeiten zu installieren sind. Ein Anschluss an das Fernleitungsnetz ist in Wilhelmshaven möglich. Mit möglichen Kooperationspartnern wurde schon gesprochen, eine Machbarkeitsstudie soll demnächst erstellt werden.

Eher verblüffend: „Click & Trade“ ist wohl keine freie allgemeine Bezeichnung für Handelssysteme, bei denen der Nutzer mit dem „Click“ das Geschäft auslöst. Vattenfall hat wohl Rechte an dem Begriff und – so war zu hören – GVS untersagt, den Begriff für den Marktplatz E-Point zu verwenden.



Dear reader,

A number of participants bemoaned that no major issues were really discussed during E-world. But the exhibitors were satisfied. One commented only that they faced a slight decrease of beer demand (roughly five per cent) compared to last year at their party at the stand. The cold spell that had been forecast for E-World did not occur and therefore, discussions – if at all – were about falling prices instead of scarcity and empty storage facilities. The latest special tenders for long-term options only concerns the infrastructure operators regarding an early emptying of storage facilities. But the special tenders of the market area operators (MAOs) were not really an E-World topic, although they took place during E-World. I think neglecting this topic is not completely justified. In the topic of the month I try to point out what I see as the interesting aspects.

Furthermore, dear readers, you will be a bit tormented by the terms of the conversion system. The reason are the new fees and my attempt to shed a bit of light on the question whether the level is justified. In doing so, I have again fought with the terms “virtual conversion” and “commercial conversion.” You will find the MAOs’ definitions in this edition. It’s a bit of hard reading, but I hope it helps to clarify the topic.

The personnel section leads you into the land of absurdities. What happened in EWE around the now former CEO Matthias Brückmann is unprecedented in the energy industry. It’s a story somewhere between a soap opera and criminal story. I have tried to provide the short version. The ones that ultimately carry the burden are the staff members. But in Stadtwerke Munich, conflicts in the management have also leaked to the press. In that case, it is the managing director for sales, Ms Trixl who is affected.

Finally, something a bit emotional: when I was skiing in Bad Gastein, every sign post in the skiing area showed the old Ruhrgas logo (see the picture below). Does E.ON still pay for the advertising?

Enjoy your reading!

Dr. Heiko Lohmann
Freelancer for ener|gate



> Dr. Heiko Lohmann



1. Topic of the Month: Special tender for long-term options and demand side management products

ener|gate Gasmarkt has so far reported about the low storage filling levels within the scope of the market reports. In the last edition the assessment of infrastructure operators was mentioned, which stated that security of supply might become tight if a further cold spell occurs. At the beginning of February, both market area operators (MAOs) reacted to this situation and launched special tenders for “MOL 4” system control energy to secure capacity at the connection points to storage facilities.

The tenders

Gaspool tendered between February 6 and 9 (exactly at the time of E-World) for the two L-gas storage connection points Lesum (network: Gasunie Deutschland (GuD)) and Empelde (network: Nowega) long-term options (LTOs). Alternatively, a capacity reduction as demand side management (DSM) could have been offered in the two network areas. The capacity must be provided from February 15 to March 15. The total tendered capacity was 750 MW. Deviating from the previous LTO tenders the call off time is restricted to 120 hours.

NCG tendered between February 8 and 13 (exactly after E-World) LTOs for the storage connection points in the network zone South. Alternatively, DSM services could be offered in the network zone. The total capacity was 4,000 MW and the capacity must be provided

for the whole period between February 15 and March 1. The capacity for the LTO could be provided at almost all connection points between storage facilities and TSOs’ networks: at the bayernets connection points to the facilities 7Fields, Haidach, Inzenham-West and Wolfersberg, at the OGE connection points to the facilities 7Fields, Bierwang, Breitbrunn, Eschenfelden and to the terranetsBW connection point to Fronhofen.

The results of the tender

Not really unexpectedly it became expensive. Table 1 shows the results.

As in the previous auctions no DSM products were offered. They were included into the auctions more for formal reasons. Gaspool only received offers for 470 MW instead of the desired 750 MW. In particular, at the connection point to the Empelde storage almost no offers were made. But surprisingly that did not lead to very high prices at that point, the seller or sellers did not exploit that situation (Table 2). At the Lesum storage prices were substantially higher. Gaspool stated that it did not reject any offers because the price was judged as being too high. In the NCG market area only offers for the two facilities Inzenham-West and Bierwang were accepted. NCG rejected giving any comment on the question whether offers were also made for other storage connection points.

Market area	Product parameter	Network area (storage point)			
		Lesum (GuD)	Empelde (Nowega)	Inzenham-West (OGE)	Bierwang (OGE)
Gaspool (15/2 – 15/3)	Ø CapP (euro/MW)	2.041.45	341.67		
	Ø Comp (euro/MWh)	30.00	21.67		
	Capacity (MW)	390	90		
	Total cost (euro)	796,167	30,750		
NCG (15/2 – 1/3)	Ø CapP (euro/MW)			442.80	550.29
	Ø Comp (euro/MWh)			21.50	23.36
	Capacity (MW)			350	3,650
	Total cost (euro)			154,980	2,008,543

Tab. 1: Results of the special tenders for LTOs and DSM (Source: NCG, Gaspool, own calculations)
CapP: Capacity price, CompP: Commodity price

The total expenditures for capacity prices were three million euros. In comparison: the two MAOs paid in total four million euros for the LTOs they tendered for the months from December 2016 to March 2017. Table 2 Shows the difference for the network areas. It must be taken into account that in the first tenders both MAOs demanded the capacity each time for one month. And Gaspool did not restrict the calling off time to 120 hours. Both MAOs tendered a higher Capacity per month tin October and November 2016 in the concerned network areas. In the GuD L-Gas network area and the OGE H-Gas network area South capacity prices skyrocketed. In the Nowega network area the price was lower than in the autumn auction. On each of the two storage facilities in the Gaspool area only one, two to or a maximum of three bidders were active. In Lesum two different capacity price and a single – very high – commodity price was offered. In Empelde three different capacity prices each with a separate commodity price were successfully offered. Most likely ExxonMobil is the most important Lesum user, the storage facility is partly used as a production storage. Empelde is used by Stadtwerke Hannover and most likely Erdgas Münster or its shareholders the German L-gas producers.

In Inzenham-West two different capacity prices and one single commodity price was offered; in Bierwang four different sets of capacity and commodity price. Allegedly only one bidder was active in Inzenham-Qwest and presumably one in Bierwang.

Assessments of the procedure

At a first glance the result does not look very promising. In autumn both MAOs tendered system control energy to cope with regional bottlenecks. And in February it seems to be like this:

1. The tendered capacity was not sufficient.
2. The capacity was not tendered at the right place.

To remedy the two deficiencies cost a lot of money. On the other hand, the short-term tender allows to secure capacity directly at network points where congestions and hence security of supply problems may occur with a high probability and the remaining storage capacity is needed to balance the system. The regional and

Network area	Tender autumn 2016 (Dec. 16 – March 17) Ø CapP (euro/MW)	Tender February 2017 (15.2.17 – 1.3.17/15.3.17) Ø CapP (euro/MW)	Change in %
GuD L-Gas	80,72	2.041,45	2,429%
Nowega	481,18	341,67	-29%
OGE H-Gas South	53,18	496,55	834%

› Tab. 2: Differences of the accepted capacity prices (CapP) between the LTOs in autumn 2016 and the special tender in February 2017 (Source: NCG, Gaspool, own calculations)

local provision of capacity to overcome congestion situations was exactly the target of the LTOs following the ministry of economics and energy's (BMWi) guideline paper from December 2015. Sebastian Bleschke, one of the managing directors of Initiative Erdgasspeicher (INES), a storage operators' association, has a similar view: "It is helpful that LTOs were introduced as an instrument to remunerate the system value of storage. Only the tender procedures must be optimised," he told *ener|gate Gasmarkt*. System value is obviously the value for the transmission system. Anja Lenze from BBH Consulting told *ener|gate Gasmarkt* that she believes that the tender of LTOs at storage connection points will not allow to solve a general security of supply crisis. But it's a good instrument to prevent local network congestion. Mrs Lenze worked with BBH Consulting on storage study for the BMWi in 2015. The question remains whether the tenders from last autumn were really efficient or whether indeed capacity on top of the already purchased capacity was needed. After the special tenders were done, the weather changed and it became warm. Therefore, the proof of the functioning of LTOs is missing. So far no MW has been called off.

The current storage levels are at least an indicator of where congestions may occur and what capacity is still available. Table 3 shows the filling level for all storage facilities where capacity could be provided on the last day of the tender period.

Filling levels and tender results do not really match. In the Gaspool market area the Empelde storage has a much higher filling level than Lesum. Nevertheless, users hardly offered any capacity in Empelde. In the NCG market area the share astora offers is still healthily filled (Gazprom markets the other part directly) and

Storage facility	Filling level (GWh)	Filling level (%)
Gaspool		
Lesum	154	10.20
Empelde	724	33.40
NCG		
Bierwang	2,010	20.00
Inzenham-West	433	9.10
7Fields	5,034	25.90
Breitbrunn	2,293	20.60
Eschenfelden	116	26.31
Fronhofen	132	98.00
Haidach (astora)	5,608	53.11
Wolfersberg	1,549	37.60

➤ Tab. 3: Filling level of storage facilities where LTOs were tendered in February (Source: Transparency platform AGSI+)

Wolfersberg, operated by bayernugs also has a rather high filling level. But for both facilities either no offers were made or they were too high. There might be a number of reasons for the supply structure. A number of market participants told *ener|gate Gasmarkt* the very short lead time was one reason for low participation. Potential bidders were not able to set up the necessary processes. Furthermore, the strategies of storage users are different. Some users prefer to use storage solely to hedge the sales portfolio physically and will in general not provide LTOs. Furthermore, a part of the available capacity might have been committed as flow guarantees or sold in the autumn LTO auctions.

An interesting issue is the ambiguous legal framework for the tenders. The special tenders of LTOs for security of supply reasons were launched based on the BMWi Guideline Paper from December 2015 (*ener|gate Gasmarkt* 01/16). For a legal layperson, a guideline paper is neither a law nor an ordinance provision and therefore no binding basis (people with legal competence share that view). That means there is not specific legal basis for the tender processes beyond the Energy Law (EnWG). Nevertheless, the MAOs and also BNetzA refer to the paper. That was the

reason why in autumn LTOs were not tendered at storage connection points but in the network area. From a competition perspective that makes sense. It broadens the number of potential suppliers because not only storage users but also market players with other flexibility sources can participate. In February, BMWi allegedly asked to tender DSM again although that service cannot be provided at storage facilities.

The expenditures for the LTOs are booked in the clearing accounts for the balancing contributions. The balance of these accounts is between almost 263 million euros (Gaspool RLM balancing account) and 46 million euros (NCG SLP balancing account). Three million euros distributed among four accounts are “peanuts”. Nevertheless, more general questions about transparency, the relation between storage facilities and networks, and optimised tender procedures including point in time and locations should be discussed. It has been heard that the ministry is in principal satisfied with the overall outcome but will talk in spring with the industry about open issues. Independent of that discussion there will be another discussion on the design of the DSM product. At the beginning of March representatives of TSOs will meet with representatives from industrial users to discuss the issue.

Just as a side note: in an interview with the online publication Energy Post, Klaus Schäfer, the CEO of Uniper, demanded an obligation for gas suppliers to maintain minimum storage levels throughout the winter to guarantee security of supply: “I think security of supply in terms of heating our homes is too important to leave to a pure market assessment”, he said. Mr Schäfer did not talk about local congestion problems but in general about security of supply. Storage obligations are in place in some countries but they tend to distort competition. And the German EnWG obliges all suppliers of protected customers to ensure that they can be supplied even under severe weather conditions. But Mr Schäfer generally devotes a good part of his working time with attempts to improve the value of Uniper’s assets in the power and gas sector through the introduction of the proper framework (he is constantly advocating – also in the interview – the launch of a capacity market in Germany).

2. Framework conditions

2.1 Law on Requirements for Energy Use in Buildings

It seems to be that the German government will settle some long-time outstanding legal adjustments before the next general election in September. In the last edition there was a report concerning the amendment of the Energy Tax Law that is now on its way after years of delay and that may finally allow an extension of the tax reduction for gas fuelled vehicles.

The Gebäudeenergiegesetz (Law on Requirements for Energy Use in Buildings) is another example. The new law is to merge the Law on Energy Savings, the Ordinance Provision on Energy Savings and the Law on Renewable Energies in the Heating Sector into one coherent law. A harmonisation, but also further development of the regulation have been on the agenda of the government since the start of the electoral term. So far only the Ordinance Provision on Energy Savings was adjusted to the disadvantage of natural gas. Amongst others the primary energy factors were adjusted in favour of power based system. As a consequence, heating pumps have gained market shares in new buildings since the beginning of 2016. Already in spring 2016 a discussion draft of the Gebäudeenergiegesetz circulated (*ener|gate Gasmarkt* 06/16). The draft mainly provided for a simple merger of the two laws and the ordinance provision without major changes. Since the end of January a first formal draft has been released and a hearing of the associations on that draft has already taken place. The latest proposal does not substantially deviate from the earlier version, which annoys a number of associations. From the perspective of the gas industry in particular, the option is missing to fulfil the compulsory share for renewable energy in heating systems in new houses with biomethane used in condensing boilers at least partially. Only if the biomethane is used in a CHP plant, is this feasible. One positive aspect for gas: it authorises the government to enact an ordinance provision where the primary energy factors are newly defined. In doing so, the government shall take into account the climate impact of the different fuels. The gas industry has been demanding such a consideration for some time.

Nevertheless, although the adjustments are small, the agreement on the new law seems to be a bit difficult. The approval of the cabinet of

the German government was scheduled for February 15. But it was taken off the agenda. The parliamentary group of CDU/CSU opposes the introduction of new low energy standards for buildings that are owned by the state and are not for residential use. The parliamentary group shares the concerns of the construction industry that these standards will later be transferred to private residential houses and will make construction more expensive.

But the cabinet approved the mentioned amendment of the Energy and Power Law (*ener|gate Gasmarkt* 02/17) on February 15. The German parliament must now decide whether it approves the extension of the tax reduction for natural gas used in the transportation sector and ends the tax reduction of LPG. The pro LPG lobby will do its best to avoid such an outcome.

2.2 Market integration in Austria

Not only in Germany (*ener|gate Gasmarkt* 12/16) but also in some adjacent countries has the self-evaluation process of the functioning of wholesale markets started. From the Dutch regulatory authority Autoriteit Consument & Market, *ener|gate Gasmarkt* has a small 13-page paper already dating from October 2016. TTF trading mainly fulfils the criteria ACER stipulated in its Gas Target Model 2.0 for a functioning wholesale market. This is not really surprising. For its analysis, the Dutch regulator refers to the study by the Austrian consultancy Wagner Elbling & Company (Wecom) conducted for BNetzA.

Whether the Dutch paid Wecom some money for the reference is not known, but the consultants definitely earned extra money from the Austrian regulatory authority E-Control. For the Austrians, Wecom made two extra studies on potential market integration. Unlike the BNetzA study they did not only analyse the fulfilment of the ACER criteria and potential further market area integration. They also provided an indicative cost-benefit analysis for different potential mergers of the Austrian market area with adjacent markets. According to that analysis the net benefit of a merger with the Italian market area is much higher than a merger with NCG or the Czech market. The outcome looks counterintuitive taking into account the poor forward trading liquidity in the Italian

and the Austrian market. However, the transportation connection is good and the potential market volume relatively high. On March 14, E-Control organises a workshop in Vienna on potential next steps for further market integration. All stakeholders are invited to join. Bernhard Painz, the head of E-Control's gas unit gave an idea about the direction in a webinar at the beginning of February where the E-Control results were presented: improved connection to the adjacent markets in the north (Czech Republic, NCG), regional market integration in the south (Italy, Hungary). It may become an interesting conference.

2.3 Quo vadis European gas market regulation?

ener|gate Gasmarkt has reported repeatedly about the Commission's planned study "Quo vadis EU gas market regulatory framework?". The responsible Directorate Energy (DG Ener) organised a first workshop about the study on January 30 in Brussels. During the workshop the basic outline and ideas were presented, but not yet the chosen consultancy. The study shall encompass topics ranging from tariff systems to the functioning of whole sale markets to the role for gas in de-carbonising the energy system.

The DG Ener explicitly mentions the future role of long-term import contracts. The number and volume will go down substantially over the next years. This is a factor of uncertainty for the future market development. But very concretely this will result in a significant decrease of the long-term capacity bookings. As a consequence transmission tariffs will go up. That may reduce cross border trading.

The kick-off is scheduled for March at the latest. In April or May, first preliminary results shall be presented and discussed in the next stakeholder workshop. The deadline for the final version is September. Again a workshop for discussions of final results is planned. Later the results might be implemented by adjusting network codes or amending European gas legislation.

2.4 German ministry of environment and gas infrastructure

The German ministry of the environment (BMU) commissioned a study to the consultancies *ecologic* and *Prognos* titled "Low carbon options and gas infrastructure". Both consultancies submitted their interim report – written in English – in mid-December 2016. On 288 pages, network development plans and the demand scenarios for these plans are analysed. The two guiding questions for the analysis are:

- Do the demand scenarios properly consider European and national climate targets?
- What can be the contribution of energy efficiency and renewable energies to reduce import dependency and infrastructure cost?

A cost-benefit analysis has not yet been made, it will be part of the final report. But the core message from the study is that new infrastructure projects that are based on demand expectations might be superfluous if renewable energies and energy efficiency increase strongly. To detect and avoid potentially superfluous projects the national network planning should also consider ambitious carbon reduction scenarios. That is currently not the case.

The study itself is not really remarkable although it provides a very thorough analysis of the network planning process in six chosen countries. But what is really remarkable is that the BMU spends money to understand the network planning process in the gas sector (no one in the ministry really does at the moment). The aim of the ministry might be a bigger influence on that planning process. *ener|gate Gasmarkt* reported about the surprising written statement the ministry submitted on the Network Development Plan 2016 (*ener|gate Gasmarkt* 07/16). In the statements, mainly concerns about Nord Stream 2 were raised. The subtext of the study could be that Nord Stream 2 is not necessarily needed. However, the cost-benefit analysis is still missing.

3. Market Development

3.1.1 VEA deals and pricing information

The association of small and medium sized industrial gas customers VEA in February published the following new contracts for industrial customers.

Sector:	Metal Industry
State:	North-Rhine Westphalia
Annual volume:	1,970,000 kWh
Load factor:	2,260 h/y
Market area:	NCG (L-gas)
Average price without gas tax:	2.89 ct/kWh
Price calculated at:	fixed price
Contract start:	01.01.2018
Duration:	12 months

Sector:	Wholesale or retail sales
State:	Bavaria
Annual volume:	130,000 kWh
Load factor:	2,600 h/y
Market area:	Gaspool (H-gas)
Average price without gas tax:	2.83 ct/kWh
Price calculated at:	Fixed price
Contract start:	01.01.2019
Duration:	24 months

These contracts are only a snapshot 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 4 gives the VEA overview about 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.

The VEA price assessments were unchanged or in some cases 0.1 ct/kWh lower.

3.1.2 Gas trading

3.1.2.1 Price development

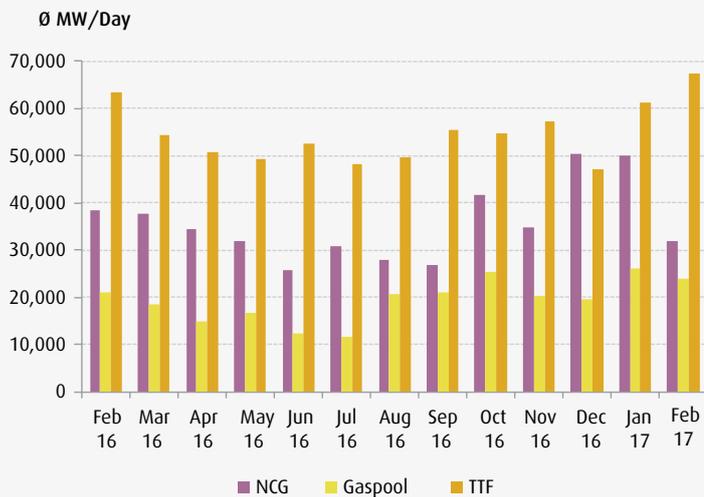
Contrary to expectations at the very beginning of the month, trading was relaxed in February. In the first days the weather forecasts predicted a very cold February. For the E-World Thursday average daily temperatures of minus 7.5 degrees were expected. Due to low storage filling levels the result would have been soaring Day-Ahead prices. But on Monday, February 6, these forecasts started to evaporate. Almost hourly the forecasts for the temperatures were lifted and finally the cold spell did not take place. Figure 1 shows nicely the Day-Ahead peak at February

Ct/kWh (without gas tax and VAT)	West Germany		East Germany	
	from	to	from	to
50 Mio. kWh, 5,000 h/y	2.0	2.4	2.2	2.4
20 Mio. kWh, 4,000 h/y	2.2	2.7	2.3	2.6
10 Mio. kWh, 4,000 h/y	2.3	2.8	2.3	2.7
10 Mio. kWh, 3,150 h/y	2.3	2.9	2.4	2.9
5 Mio. kWh, 4,000 h/y	2.4	2.9	2.4	2.8
5 Mio. kWh, 2,000 h/y	2.6	3.3	2.7	3.3
1.5 Mio. kWh, 3,150 h/y	2.6	3.2	2.7	3.1
1.5 Mio. kWh, 2,000 h/y	2.9	3.6	2.9	3.4

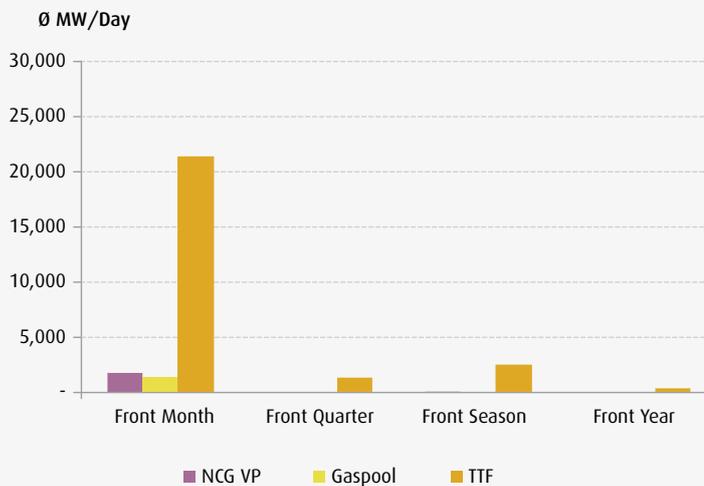
> Tab. 4: Prices for industrial gas users in ct/kWh without gas tax (Source: VEA; date 20.02.2017)



> Fig. 1: Day-Ahead, Summer17 and Winter 17 prices on NCG VP (Source: ener|gate OTC price data)



> Fig. 2: Average daily OTC volume Day-Ahead at the NCG VP, Gaspool VP and TTF (Source: LEBA data, own calculations)



> Fig. 3: Trading liquidity in forward contracts at TTF, NCG and Gaspool (Source: LEBA, own calculations)

6. From that day on, prices move southwards with the exception of a short recovery towards the end of the month. What remained constant over the winter was the instability of weather forecasts. For many traders the winter is not yet over, in particular after the numerous changes in weather forecasts over the last months. The filling level of the German storage facilities is on average only 28 per cent. And many single storage facilities have much lower filling levels. A cold spell would push prices upwards substantially. Two principally important developments did not really have an impact on gas prices in February:

- The troubles in the UK storage facility Rough continue. Injection into the storage will not be possible before July 1. On February 16, when it became known, no real impact was visible on spot and forward prices.
- The gas between Asian LNG spot market prices and European spot market prices has almost vanished again. But so far no additional cargos have arrived at Europe.

Figure 1 shows that, just like in January, forward prices hardly changed in February. Even a higher demand for Summer 17 to refill storage cannot be detected. To the contrary, Figure 1 shows that the Winter 17 – Summer 17 spread widens a bit, because Winter 17 prices is slightly increasing. At the latest when the winter is finally over, the development of coal and oil prices as well as LNG availability will be the key price drivers. Just as a reminder: a number of analysts last year expected prices of around 15.00 euro/MWh for that year.

3.1.2.2 Volumes and spreads

In the short-term trading, 32,000 MW were traded on average per day at the NCG VP in February. Compared to December and January, trading was substantially lower - as Figure 2 shows. Demand from Italy and France was lower again in February, which has probably been one important factor. At the Gaspool VP short-term trading was more stable. The average daily volume was 24,000 MW/day, 2,000 less than in January.

In the forward trading, trading for the front quarter (Q2 17) at the TTF was stronger than in January. The average daily volume increased from 750 to almost 1,300 MW. For the other forward contracts, TTF trading was on a similar level as

last month. At the two German hubs, trading beyond the forward month was very lacklustre. Especially for the Quarters and Cals there was almost no trading. Funny enough, Cal 18 was traded almost daily at NCG VP but on most days with micro volumes below five MW/day.

The Day-Ahead price spread between TTF and NCG VP was zero for a short moment at the beginning of February. However, it was almost immediately back to the level of 0.40 euros/MWh. The Day-Ahead price spread between NCG VP and Gaspool VP narrowed in February. One reason might be the extremely low filling levels of some storage facilities in the Gaspool market area.

The traded volumes for the Pegas prompt trading for the three hubs NCG, Gaspool and TTF are shown in the Table 5.

Short-term trading at the NCG VP and the Gaspool VP was substantially lower than in January. Only Day-Ahead and Weekend trading at the TTF was more lively. The same phenomenon could be observed in OTC trading (Figure 2).

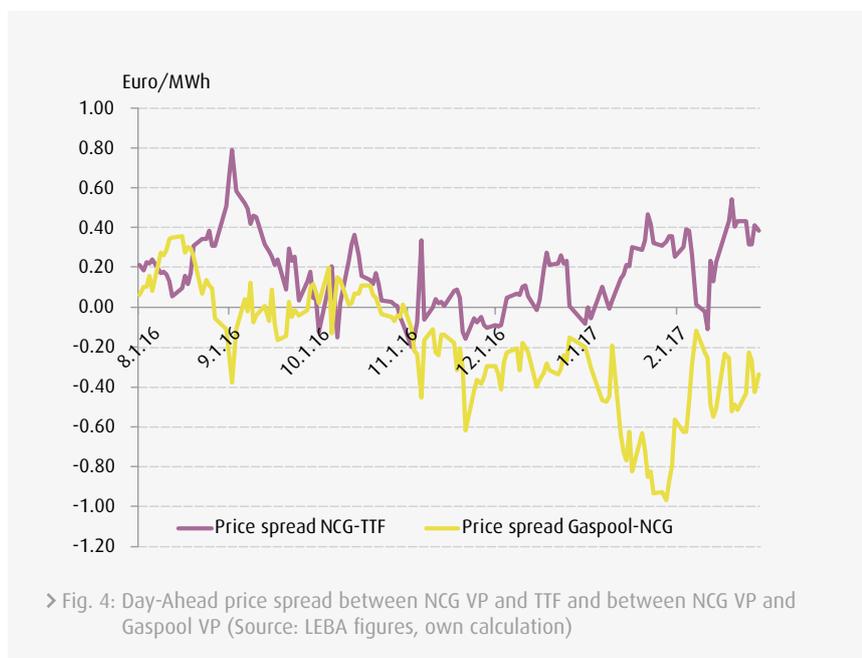


Table 6 shows the volumes in forward trading.

Still an unusual result: Forward trading at the Gaspool VP was more lively than at the NCG VP. In general, however, Gaspool VP forward trading caught up over the last months. Non-MTF trades

01.02. – 27.02.2017	MW/MWh	Number	MW/MWh % Change to previous month	Number % Change to previous month
NCG				
Day Ahead, Weekend (MW)	479,723	9,709	-34.8%	-19.4%
Within Day (MWh)	4,462,252	3,808	-30.5%	-29.9%
Gaspool				
Day Ahead, Weekend (MW)	290,618	6,965	-24.7%	-15.2%
Within Day (MWh)	1,184,044	1,705	-19.1%	-17.6%
TTF				
Day Ahead, Weekend (MW)	504,510	8,070	2.0%	5.0%
Within Day (MWh)	3,516,561	3,437	-20.8%	-12.3%

> Tab. 5: Spot trading at Pegas (Source: EEX, own calculations)

01.02. – 24.02.2017	MW NCG VP	MW at Gaspool VP	Clearing MW Total	% Change last month (NCG)	% Change last month (Gaspool)
Months	3,130	3,160	0	-83.4%	-1.3%
Quarters	240	375	0	41.0%	158.6%
Seasons	85	115	0	-45.5%	187.5%
Cal	65	15	0	18.0%	-25.0%

> Tab. 6: Forward trading at Pegas (Source: EEX, own calculations)

	Gaspool			NCG		
	PEGAS (MW)	Broker (MW)	Share PEGAS	PEGAS (MW)	Broker (MW)	Share PEGAS
Months	20,922	295,542	6.6%	45,595	607,204	7.0%
Quarters	2,390	41,808	5.4%	6,061	117,716	4.9%
Seasons	1,175	47,422	2.4%	2,816	83,897	3.2%
Cal	1,370	23,759	5.5%	3,400	3,170	9.3%

> Tab. 7: Forward trading on PEGAS and on broker platforms (Source: EEX, LEBA, own calculations)

	Gaspool (MW)	NCG (MW)	TTF (MW)
PEGAS	2,733,992	5,906,617	5,176,545
Broker	5,599,563	10,333,975	15,967,472
Share PEGAS	32.81 %	36.37 %	24.48 %

> Tab. 8: Spot trading for daily products at PEGAS and brokers (Source: EEX, LEBA, own calculations)

occurred for 40 MW at the NCG VP and 150 MW for the Gaspool VP in monthly contracts and 5 MW for the Gaspool VP in seasonal contracts. Last month non-MTF trading was similar.

3.1.2.3 News from PEGAS

At the beginning of this year, the EEX Group reported strong growth in gas trading for the year 2016. In total 1,800 TWh were traded on the PEGAS platform, a 69 per cent growth in the year on year comparison. 670 TWh of the total volume were traded in the spot market, an increase of 46 per cent.

ener|gate Gasmarkt did some further number crunching with the figures. Spot trading with daily deliveries increased at the two German hubs by almost 58 per cent to more than 200 TWh. Within-Day trading volumes soared by 90 per cent up to around 60 TWh. In the forward trading, the increase amounted to almost 30 per cent, the traded volume in 2016 was 125 TWh. Table 7 shows the theoretic further growth potential for the EEX Group. The PEGAS share in organised trading (Broker plus PEGAS but without ICE Endex. The Dutch UK energy exchange does not play a large role for the trading at the German hubs) for both German hubs is substantially below ten per cent for almost all contracts. The exception is the trading with Cals, where the ten per cent share is almost reached.

Table 8 shows that the PEGAS market share in the spot market for daily volumes (Day-Ahead,

Days,-Ahead, Weekend) is bigger than in the forward market.

3.1.2.4 Prices for biomethane and market development

The Table 9 shows the biomethane prices for February provided by Arcanum Energy:

Preis für Produkt	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	7.23	-0.3	1.1
Ø-price for bio natural gas from waste/reminders according to EEG 2014 and with natural gas addition	5.94	-0.2	1.2



> Tab. 9: Average market prices for biomethane (Source Arcanum Energy. Prices delivery at VP)

3.2 Market trends

3.2.1 New deals

3.2.1.1 Wingas

The share of Wingas in the overall Austrian market reached more than ten per cent. The Wingas head of the unit Central Europe where Austria is part of, Hamead Ahrary, announced this in an interview with the Austrian news magazine Report. The overall sales in Austria to final customers, however, only amounts to around 85, according to E-Control statistics for 2015.

3.2.2 Sector coupling

The number of studies that deals with aspects of sector coupling and hence the future energy

supply for the heating and transportation sector is increasing.

Dena pilot study

Not yet a study, but the announcement of a study comes from Deutsche Energie-Agentur (Dena). It will launch a pilot study on the “integrated Energiewende” and was looking for more partners from the industry until the end of February. The study aims to develop different paths for future energy supplies in the different sectors. Stakeholders shall participate in this process. The study shall deal with the overall economic costs, the impact on markets and the societal acceptance.

Zukunft Erdgas: Climate protection in residential buildings

The consultancy Nymoen Strategieberatung made its third study on climate protection in the residential sector now on behalf of Zukunft Erdgas (*ener|gate Gasmarkt* 05/15). The question in the first two studies was, how much reduction of carbon emissions is feasible without any further state subsidies. Two basic assumptions were made:

- The house owners and landlords want to reduce carbon emissions.
- House owners have a budget constraint and in apartment houses the constraint is that the rent including heating cost shall remain constant.

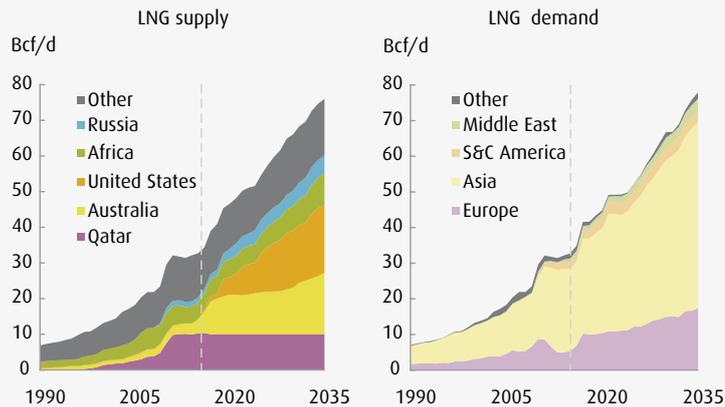
CO₂ reduction can be achieved with a diverse tool kit of energetic renovation measures ranging from a replacement of the heating system to insulation measures. All measures have different costs and impacts. From that mix, the consultants calculated a merit order of renovation for different types of houses and owners. The owners apply these renovation schedules that consider the financial constraints. The carbon savings for single-family homes and apartment houses amount to more than 60 per cent in 2050 compared to 1990.

For the latest study, the question was adjusted. The new question is: Can the climate target of the German government, a CO₂ reduction of 80 per cent until 2050 compared to 1990, be achieved with subsidies, if the financial constraints must still be observed? The study only considers existing support programmes. The answer is: Yes! The reduction comes mainly from two sources:

A modernisation of the building stock with older buildings being replaced by new ones, as well as more and more renewable energies used in the heating sector. Applying the renovation schedules that are now supported by programmes, 55 per cent of residential buildings will still be heated with gas appliances in 2050. 37 per cent still with condensing boilers or apartment-heating appliances. The remaining shares are more innovative appliances like fuel cells. Oil will be pushed out of the heating market almost completely. 35 per cent of the gas is “green” gas, 30 per cent is synthetic gas from power-to-gas plants and five per cent biomethane. For power-to-gas, the assumptions are simple. It starts in 2016 with a commodity price of 29.30 ct/kWh. Until 2030 an annual reduction of 5.5 per cent is assumed, coming from increased cost efficiency. After 2030, the price remains stable. The main message of the study is: Even with a moderate use of power-based systems (the share in the heating systems in 2050 is only 18 per cent), the climate target of the German government can be achieved. The study does not explicitly mention the subsidies that are needed as part of the overall investment cost of more than 600 billion euros until 2050. Nymoen argues, however, that only 150 billion euros are energy-related, the rest of the investment is necessary as part of the usual renovation cycles anyway. Moreover, the energy-related investment is more than compensated by savings of energy cost of 250 billion euros between 2016 and 2050.

Agora Energiewende: Heating market transformation 2030

Mid-February, Agora Energiewende introduced its Heating market transition 2030 study. It was mainly carried out by Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Basically it is the antithesis to the Nymoen study, although both studies were made completely independent from each other. IWES, however, does not include the period until 2050 but only until 2030. Until that year, the carbon emissions in the overall system shall be reduced by 55 per cent. IWES simulates the overall system but the analysis concentrates on the heating sector. The study does not mention any cost figures or budgets, neither in the main part nor in the appendices. However, the authors assure in the study that the model behind the analysis calculates the economically most efficient path to achieve the necessary CO₂ reduction. And that path is dominated by heating pumps. Until 2030, the share in the heating market shall be 25 per cent



> Fig. 5: Development of global demand and supply for LNG
(Source: BP Energy Outlook 2035)

(In 2015 it was 1.7 per cent, according to Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB)). The share of natural gas will be 40 per cent and for district heating 20 per cent. Similar to the Nymoen simulation, one outcome of the IWES model is a more or less complete end for oil in the heating market. One requirement for the mass penetration of heating pumps also in existing buildings is an increase of the renovation rate from currently one per cent to two per cent. And a requirement for the high carbon reduction is an increase of the share of renewable energies in power production to 60 per cent in 2030. In addition, the application of heating pumps must be subsidised. In the trend scenario, the annual installation of heating pumps goes up from 55,000 to 90,000, but 360,000 per year are needed. The study deals in some parts explicitly on a qualitative level with the issue heating pumps versus “green” gas. The basic argument in favour of heating pumps is the efficiency advantage. The argument is as follows: The energy efficiency of hearing pumps is 300 to 450 per cent because they use heat from the environment. In power-to-gas processes, efficiency is lost in the transformation processes. Depending on the process, the efficiency is 25 to 85 per cent. IWES concedes that the requirement of renovation for the application of heating pumps is a disadvantage of these systems compared to gas. But the consultants think that “green” gas will only prevail where consumers have a preference for gas instead on renovation. But in most cases renovation will take place anyway.

Summary

Natural gas and renewable gas in conventional and innovative heating systems versus heating pumps – that is the result of the latest studies – will domi-

nate the future development in the heating market. If CO₂ reduction shall be intensified, heating will become more expensive in any case. Whether the state will supply these costs and subsidise the transformation or push the market into one or the other direction by applying duties or legal bans of certain technologies will not be decided during this electoral term anymore. Perhaps the transformation of the heating market will not take place due to financing problems. Nevertheless, the future energy prices, preferences, technologies and innovations will perhaps stimulate developments. At least the analytical basis is improving. However, the results of the studies depend – as always – on the assumptions concerning the mentioned factors.

3.2.3 BP Energy Outlook

On January 25, BP released its annual Energy Outlook. For natural gas, the company has the same key messages the International Energy Agency (IEA) published in its World Energy Outlook from November last year (*ener|gate Gasmarkt* 12/16 and 1/17):

- Gas will be the strongest-growing fossil fuel over the next twenty years. BP expects an annual growth of 1.6 per cent until 2035 (IEA: 1.5 per cent until 2040).
- Growth regions are mainly China, the Middle East and the US.
- Growth sectors are mainly power production but also industrial users.
- New supplies are mainly coming from shale gas. The US will keep its leading role in that field. BP, however, also expects substantial new supplies from conventional sources.
- Like the IEA (*ener|gate Gasmarkt* 01/17), BP expects a tremendous growth from LNG trading with a large impact on prices and contract structures. Prices will increasingly mirror market conditions. The US Henry Hub price may become a reference price.

Because graphs on LNG always tell impressive stories, here is in Figure 5 the graphical BP outlook for LNG.

Figure 5 shows that Asia will remain the core LNG market. But similar to IEA, BP expects an increasing role for LNG in Europe.

BP seems to feel not that comfortable with the bullish outlook for gas. The analysis mentions the development of gas demand as one of the key uncertainties in the outlook. A tighter climate policy that reduces gas demand because use of renewable energies and energy efficiency is strengthened and a more relaxed environmental policy that bets more on coal are the key risks for gas demand. If only a lower projection will be realised, gas demand might be only 1.1 per cent per year.

3.3 News on transportation

3.3.1 NCG and Gaspool

In the following, some more reporting about the activities of the two market area operators (MAOs). One of their activities was already topic of the month.

3.3.1.1 Conversion fee and neutrality charge

Both MAOs published the conversion fee and the neutrality charge for the time span from April 1 to October 1 2017 in time. The fee is charged only for conversion from H-gas into L-gas. It is the last time that the fee and the neutrality charge is decided for a period of six months. From October, they will be decided for the time span of one year. Table 10 shows the changed values.

To start with: None of the two operators has published indicators and thresholds that shall be met with the level of the conversion fee so far. In its Konni Gas 2.0 ruling, BNetzA demanded the introduction and application of such indicators to make sure that the fee works as an incentive system (*ener|gate Gasmarkt 02/17*). The target is a kind of equilibrium between virtual conversion and quality-specific injection of gas. The two MAOs are still in the discussion and analysing process to decide how to proceed with these indicators.

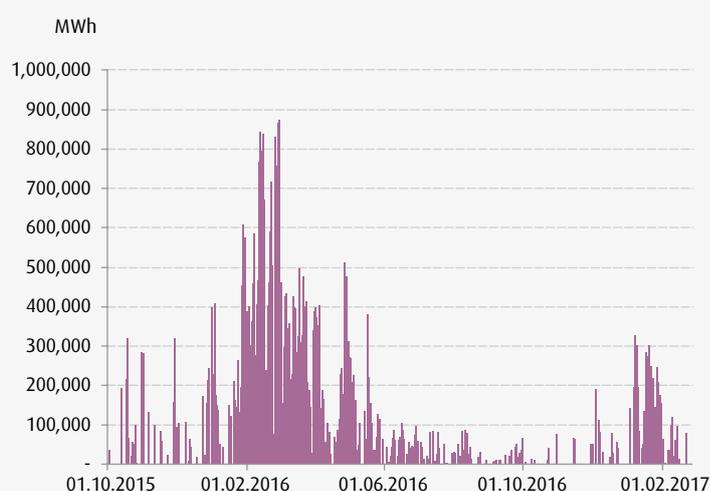
In the NCG market area, virtual conversion from H-gas to L-gas takes place. The volumes have not been published yet. The indicator to assess the volumes is commercial conversion - the use of quality-specific system control energy in opposite directions (L-gas buy and H-gas sell, each at the VP, up to the level of virtual conversion see also box 1). Over summer and autumn, the virtually converted volumes were very low. In the last edition, *ener|gate Gasmarkt* pointed out the surge

	Until March 31, 2017 (euros/MWh)	April 1 2017 - Sept. 30. 2017 (euros/MWh)	Change in %
NCG			
Conversion fee	0.453	0.45	-0.66
Neutrality charge	0.150	0.04	-73.33
Gaspool			
Conversion fee	0.441	0.400	-9.30
Neutrality charge	0	0.022	

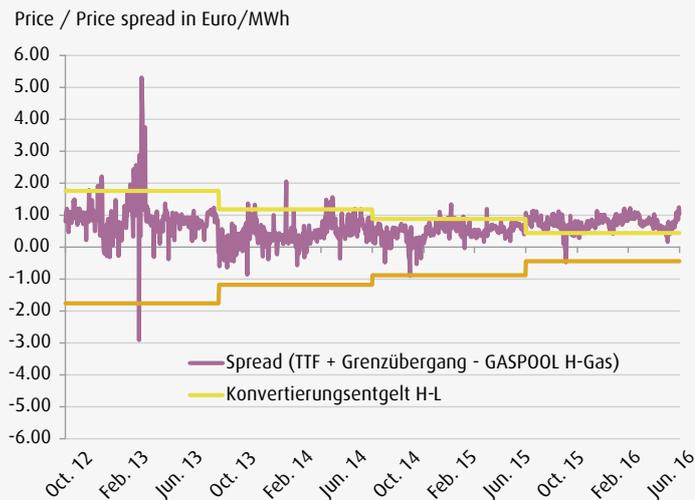
> Tab. 10: Conversion fee and neutrality charge (Source: NCG and Gaspool)

of volumes in January. Figure 6 shows that this was not lasting; in February virtual conversion dropped back to very low levels again. The conversion behaviour can finally only be explained with prices and take-or-pay obligations in long-term H-gas and L-gas contracts of the large trading houses and gas importing companies. However, there is unfortunately no transparent data available on that. From a publicly visible market logic, the price spreads between the Netherlands and the German market areas the conversion behaviour can hardly be explained. This is even much more visible in the Gaspool market area, as will be shown in a minute (Figure 6). Anyway, the fee of 0.45 euros/MWh allows a certain virtual conversion. Whether it leads to the equilibrium BNetzA has in mind cannot be evaluated.

The decrease of the neutrality charge to a rather symbolic figure looks plausible. The neutrality account shows a surplus of 43.8 million euros,



> Fig. 6: Commercial conversion in the NCG market area (Source: NCG)



► Fig. 7: Price spread TTF-Gaspool VP plus conversion fee (Konvertierungsentgelt) (transportation cost (Grenzübergang) from 1.10.2015: 1.00 euros/MWh (Source: Gaspool: Evaluation report on the conversion system)

mainly from the revenues of the charge over the last months.

The situation in the Gaspool market area is much more difficult to assess. So far, virtual conversion from H-gas to L-gas has only happened with very low volumes. Over the whole gas year 2015/16, no commercial conversion took place, Gaspool writes in the annual evaluation report on the conversion system that was just published at the beginning of February. This seems to contradict the market logic. According to Gaspool calculations, virtual conversion has an economic advantage since the MAO reduced the conversion fee to 0.441 euros/MWh. The procurement of gas in the Netherlands plus shipping (nomination) as L-gas into Germany is more expensive than buying H-gas plus conversion. However, this is only true if the Gaspool assumption of the transportation fee correctly mirrors the shippers' calculation (Figure 7).

In February 2017 – according to latest Gaspool data – commercial conversion measures had to be taken on some days. Whether this will continue without any further decrease of the fee must be awaited. The past development does not allow to assess the impact of the fee on the incentives for conversion behaviour of shippers.

The Gaspool neutrality account has a surplus of around 2.5 million euros. More than the tiny charge that is now being introduced would not be justified.

Conversion slang:

Virtual conversion quantity: H-gas and L-gas balancing groups must be interconnected via a master-balancing group. If daily imbalances in the H-gas and L-gas have opposing signs, the lower of the two quantities (in absolute values) is billed as conversion quantity. Where L-gas deficits are balanced out by means of H-gas inputs this is referred as “virtual conversion” from H-gas to L-gas. The sum of virtual conversion over all balancing groups is referred as “virtual conversion of the market area”.

Commercial conversion: Quality-specific buying and selling of system control energy in opposite directions to manage virtual conversion. The absolute value of the lower volume of buying and selling is named “physical conversion quantity”. The smaller quantity up to the level of the system-wide virtual conversion quantity is dubbed as “commercial conversion”.

System-wide virtual conversion: The sum of all inputs and offtakes across all balancing group portfolios with allocation for gas of both qualities is determined (separately) for each gas quality. If the resulting H-gas and L-gas balances are in opposite directions, then the smaller of the two quantities (measured in absolute values) represents the “system-wide virtual conversion quantity”.

Conversion cost: For commercial conversion the volume-weighted price for buying and selling is calculated. The difference of the two prices is multiplied with the volume of the commercial conversion (minimum of “physical” and “system-wide virtual conversion” quantity).

► Box 1: Main terms for the conversion system (Source: NCG and Gaspool evaluation reports on the conversion system – English versions available on the web pages of the MAOs). It is complicated. In the following the abbreviated version: It is daily determined whether virtual conversion (injection of H-gas, withdrawal of L-gas) took place. In a second step it is evaluated whether action was taken to cope with the conversion (system control energy buy of L-gas and sell of H-gas). Finally, the cost that was caused by the virtual conversion is calculated.

This report covered only the conversion from H-gas to L-gas. The evaluation reports of the two MAOs

show that after the conversion fee from L-gas to H-gas was set to zero, substantial virtual conversion from L-gas to H-gas occurred. That was particularly strong in the Gaspool market area.

Konni Gas 2.0 will be subject of an evaluation by the Higher Düsseldorf court (OLG). Total Energie and Gazprom Export filed complaints, as several sources confirm. It is not finally known whether Stadtwerke Münster will join the two complainants. Allegedly, they were committed to do so.

3.3.1.2 Daily network account clearing

Since October 2016, the daily network account clearing has been in place (*ener|gate Gasmarkt* 11/15). It shall incentivise distribution network operators to apply more thoroughly standard load profiles (SLP) for non-daily/hourly metered customers. Network accounts (where differences between metered and allocated volumes are balanced) must be cleared if the underperformance of the allocation of SLP volumes exceeds 35 per cent. For the overperformance, the network operators receive a payment for a deviation of up to three per cent. In case of underperformance, six waiting days are granted per month, i.e. excessive imbalances are not cleared before the seventh day. Both MAOs cleared the accounts for October now.

Gaspool cleared ten accounts for underperformance and charged 200,000 euros. For 200 accounts, payments were made resulting from overperformance. The total payment was also 200,000 euros. 80 network operators renounced receiving these very small payments. The co-operation agreement (KoV) foresees that network operators can declare renouncement of payments for a complete gas year. Payments in both directions are considered in the final network account clearing anyway.

NCG cleared 18 accounts for underperformance and charged 390,000 euros. For 426 network accounts, payments should be made, 191 network operators renounced them. The smallest payment was 0.30 euros. In total NCG paid almost 200,000 euros.

The payments do not seem to be an efficient system considering the large number of very small payments.

A larger number of distribution network operators filed complaints against the daily network

account clearing at the OLG Düsseldorf. The court decided against them (*ener|gate Gasmarkt* 10/15). It is heard, that one operator appealed this decision at the German High Court (BGH).

3.3.1.3 Evaluation report of the system control energy regime

In December, the two market area operators (MAOs) NCG and Gaspool published their system control energy report, which they will publish annually in future. The report is new; GABi Gas obliges the two MAOs to publish it. The reports show data about the use of internal (line pack) and external system control energy, the products that were used and the related costs. For market participants who need statistics on system control energy the reports will be helpful. The main messages are:

- The system control energy trades are almost completely taking place through PEGAS exchange platform in both market areas.
- However, both MAOs want to keep their own platform as a back-up option.
- For specialists: Both want a new calculation of the transportation supplement. This is applied when system control energy is bought or sold in an adjacent market area (TTF). It is currently calculated assuming monthly capacity booking. But both MAOs book transportation capacity now short-term (Day-Ahead, Within-Day).

Only Gaspool published the distribution of costs and revenues to the contribution accounts. For the time span from October 2015 to June 2016 it is as follows:

- Non-hourly metered contribution account:
 - Costs: 74.1 Mio. euros
 - Revenues: 24.0 Mio. euros
- Hourly metered contribution account:
 - Costs: 28.6 Mio. euros
 - Revenues: 11.4 Mio. euros

3.3.2 Abuse procedure against EWE Netz

The responsible ruling chamber (BK) 9 decided – as expected – that EWE Netz must apply

one uniform price sheet as of 2018. This may result in massive tariff increases for 24 industrial users that currently have a separate pricing scheme completely based on a capacity fee. *ener|gate Gasmarkt* reported in the September (09/16) edition about that case that belongs to the rather absurd chapters of German network regulation, but may have substantial effects for concerned parties.

EWE Netz filed a complaint against that ruling at the Higher Court (OLG) of Düsseldorf. The company said already in summer that it took any possible action to defend the current system. A company spokesman told *ener|gate Gasmarkt* that EWE Netz is confident to convince the court of its arguments. Nevertheless, the network operators investigate several options to avoid such massive tariff increases. The foundation of a separate network company for the concerned network section is one option, the spokesman told *ener|gate Gasmarkt*.

Bundesverband der Energieabnehmer (VEA) and two of the concerned companies, Agrarfrost and Emsland Food, are summoned to the procedure.

3.4 News on storage

3.4.1 Uniper Energy Storage

The new Uniper Energy Storage (UST) dashboard has at least a very user-friendly design. It gives an overview of the current filling level and injection as well as withdrawal volumes. Like in car dashboard, aggregated data for all UST storage is shown for the previous day. With graphs and numbers, the data is available for each storage facility for a period of four weeks that can be chosen individually.

3.4.2 Sales processes

Table 11 shows that the first sales processes took place on PRISMA (astora, OMV Gas Storage) in February. The two operators were together with EWE Gasspeicher the first customers of the platform (*ener|gate Gasmarkt* 01/17). The first experiences with the platform are positive. It was heard from the operators that they were impressed with the short time PRISMA needed to set up the operations. astora is willing to develop the platform beyond the pilot phase. Andreas Renner, the astora managing director, is quoted in an astora press release in which the marketing results were announced expressing that intention.

Operator	Procedure	Storage (Delivery point, market area)	Number of lots duration	Total capacity	Pricing system	End of procedure Result
Uniper Energy Storage	Own platform	7Fields OGE (NCG) and Gas Connect Austria (CEGH VP)	75 2 years from 1.4.2017	Firm: WGV: 1,262 GWh IC: 750 MWh/h WC: 750 MWh/h	Index price Summer-Max(Q4,Q1)-Spread and offer for minimum price Variable: 0,464 €/MWh Injection System: 12,383 €/a physical characteristics	31.01. 3 bidders Completely sold to one of them
		Virtueller Speicher (NCG)	67 2 years from 1.4.17	Firm: WGV: 1,005 GWh IC: 402 MWh/h WC: 670 MWh/h	Fixed price Variable: 0,464 €/MWh Injection 0,25 euros/MWh Injection and withdrawal System: 12,383 €/a	16.02 3 Bids Not sold
		Kraak Ontras, Schleswig-Holstein Netz Gaspool	186 1 year from 1.4.2017	Firm: WGV: 1,241 GWh IC: 614 MWh/h WC: 1,860 MWh/h Interruptible: WGV: 50 GWh EL: 424 MWh/h	Fixed price Variable: 0,464 €/MWh Injection System: 12,383 €/a physical characteristics	23.2. 17 Bids Completely sold

Operator	Procedure	Storage (Delivery point, market area)	Number of lots duration	Total capacity	Pricing system	End of procedure Result
OMV Gas Storage	Prisma	Etzel-NL, Gasunie Transport Service (GTS), TTF	100 1 year from 1.4.17	Firm: AGV: 1.500 GWh IC: 810 MWh/h WC: 1.050 MWh/h	Fixed price Variable: 0,49 €/MWh Injection Transportation fee included physical characteristics	01.02. Completely sold
	Prisma	Etzel-NETRA, OGE or Gasunie D, NCG or Gaspool	37 1 year from 1.4.17	Firm: WGV: 555 GWh IC: 355 MWh/h WC: 758 MWh/h Interruptible: IC: 2,405 MWh/h WC: 2,183 MWh/h	Fixed price Variable: 0,49 €/MWh Injection Transportation fee not included physical characteristics	01.02. Completely sold
Innogy Gas Storage NWE	ICE Endex	innEXpool (Zone Xanten, Epe), Thyssengas, Gaspool	50 1 year from 1.4.17	Firm: WGV: 50 million m ³ IC: 32,500 m ³ /h WC: 130,000 m ³ /h	Index: Q1 18 – Q3 17 NCG VP Variable: 0,50 €/MWh Injection physical characteristics	2.2. 4 times oversubscribed Not sold
	ICE Endex	Epe L-Gas, Netherlands GTS	20 1 year from 1.4.17	Firm: WGV: 29.8 million m ³ IC: 20,000 m ³ /h WC: 40,000 m ³ /h	Index: Q1 18 – Q3 17 TTF Variable: 0,50 €/MWh Injection physical characteristics	2.2. 2,4 oversubscribed Not sold
VNG Gas-speicher	own platform (easy-store)	VGS Storage Hub (Storage zone Bernburg, Bad Lauchstädt), Ontras, Gaspool	1 until 1.10.2017	Firm: WGV: 100 GWh IC: 60 MWh/h WC: 122 MWh/h Storage is filled	Fixed price Variable: 0.505 €/MWh Injection physical characteristics	2.2. 3 Bids all above reserve price Completely sold
astora	Prisma	Haidach Bayernets, OGE	314 1 year from 1.4.17	Firm: WGV: 3,014 GWh IC: 942 MWh/h WC: 1,538 MWh/h	Fixed price physical characteristics	17.2. Completely sold
			76 1 year from 1.4.17	Fest: WGV: 760 GWh IC: 502 MWh/h WC: 760 MWh/h	Fixed price	Fixed price
		5 years from 1.4.17	Firm: WGV: 335 GWh IC: 290 MWh/h WC: 559 MWh/h WC only from 15.11.17 – 1.4.18	Fixed price Transportation capacity: GTS storage: 1.4.17-1.11.17 Storage GTS: 15.11.17-1.4.18 Fix, no fee	21.2. Completely sold	
		25 1 year from 1.4.17	Firm: WGV: 1,647 GWh IC: 1,600 MWh/h (ab 15.12.17) WC: 2,300 MWh/h Firm flat injection volume 375 MWh/h 1.4.-1.10.17	Fixed price Transportation capacity: Storage Gascade: 30,4 MWh/h interruptible from 15.12.17	22.2. Completely sold	
		Jemgum Gascade, Gaspool GTS, TTF				

› Tab. 11: Storage sales processes in February 2017 (Source: Prisma, operators) WGV: Working gas volume, IC: Injection capacity, WC: Withdrawal capacity

4. Market Structure

4.1 Merger & Acquisitions

4.1.1 Erdgas Südwest/bmp greengas

Erdgas Südwest acquired the biomethane trader bmp greengas. The antitrust authority still must approve the transaction, but no concerns are expected. Bmp greengas is one of the largest German biomethane traders with a portfolio of around two TWh (*ener|gate Gasmarkt* 11/15). The company is profitable. Owners are the two brothers Andreas and Volker Seebach. The majority owner Andreas founded the company and had the idea for the business model. Nevertheless, his brother Volker replaced him as managing director in 2013. Both wanted to disinvest; the timing was not bad. There was substantial buying interest; the two brothers must have talked to all relevant players in the industry. That Erdgas Südwest (ESW) won surprised many market participants. Why? The biomethane market is a market for specialists. The subsidised existing market in the CHP sector will exist for the next ten to fifteen years. There are growth potentials but they are very uncertain, as the Landwärme managing director Zoltan Elek explained to *ener|gate Gasmarkt* again in the last edition. Landwärme is one of the direct bmp competitors. ESW shareholders are EnBW (79 per cent) and OEW Energiebeteiligung (21 per cent). OEW is a holding company of a number of municipalities and counties in Baden-Württemberg. OEW is also one of the two main EnBW shareholders with a 46.75 per cent share (the other is the state of Baden-Württemberg with the same share). In the past, ESW was not visible as a player in the biomethane market. But the EnBW Group transferred all its activities along the biomethane value chain to ESW. The company operates three biomethane processing plants and allegedly has a trading and sales portfolio of 300 GWh. The sales portfolio shall be passed to bmp. In Munich, 25 people work for bmp. They shall remain there as an independent entity. ESW will appoint one or two new managing directors, the two Seebach brothers shall consult the company. The two parties agreed not to release the sales price. Different market participants told *ener|gate Gasmarkt* that it is around 20 million euros. Whether this investment will allow a sustainable development of the business must be awaited.

Indirectly, the merger strengthens the ties between VNG and EnBW. In autumn 2015, bmp

took over the VNG biomethane portfolios. Moreover, the two companies had agreed on a sales co-operation for biomethane (*ener|gate Gasmarkt* 10/15).

4.2 Company strategies and results

4.2.1 GasVersorgung Süddeutschland

In January 2017, the GasVersorgung Süddeutschland (GVS) annual report was finally published in the Federal Bulletin. Compared to 2014, sales increased by 12.3 per cent to 64.9 TWh. The earnings before taxes went down substantially by 35 per cent to roughly 1.5 million euros. GVS says in the report that the further intensified competition and the erosion of energy prices are responsible for the weak result.

GVS describes the demand for its different products and services in 2015 in detail as well as the development of competition. The basic trends should be similar to last year. There was strong demand for temperature regression models. But in the second half of 2015 “a few” competitors (informally sources close to GVS mention a figure of two) pushed GVS almost completely out of that market segment with very aggressive prices. Beyond the temperature regression models there was a lack of demand for flexible products. There was a trend to profiled procurement. Utilities and large industrial gas users demanded profiled products (for example annual products with a different fixed monthly volume for each month). Because the margins are higher for flexible products (to give again an example: an agreed volume for a certain delivery period, with a 80 to 120 per cent flexibility around the base volume) the shift in the sales portfolio also put pressure on the company’s margin.

Just in time for e-World, GVS launched its energy market place E.Point. (*ener|gate Gasmarkt* 10/16). In the weeks before, the head of the energy services sales unit Helmut Kusterer and his team were on a road show to introduce the new platform. Different modules shall be introduced step by step and shall be supplemented by new ones. GVS starts with the online buying and selling of gas and power and the online pricing of profiled deliveries. Furthermore, E.Point allows very differentiated statistics about the results of

the balancing co-operation BIKpool. GVS writes in the latest annual report the balancing co-operation bundles an overall volume of 350 TWh and is one of the three largest pools in Germany. Also already available is the module GVS academy, a platform for workshops, where third parties can offer workshops or conferences, as well. Finally, a simple tool for CHP optimisation can be already found on the market place. In summer, GVS intends to launch a portfolio management tool on the platform. The company thinks about a platform for tendering gas procurement.

4.2.2 GASAG

Finally, procedures in the court conflict between GASAG and the city of Berlin about the concession can continue. They were delayed because Berlin Energie wanted to enforce its summoning to the court procedure and brought this side-show to the German High Court (BGH) after the Higher Berlin Court (Kammergericht) refused to summon Berlin Energie as a partner of the city of Berlin. BGH confirmed the Kammergericht decision; Berlin Energie will not be summoned. Nevertheless, Berlin Energie thinks BGH made a decision that is helpful for its case and GASAG has the completely opposite view. To explain the reason for these completely dissenting views, the story of the Berlin gas concession tender must be repeated briefly. The city of Berlin granted the concession to Berlin Energie in summer 2014 (long time ago). However, Berlin Energie was at least at that time a unit of the city's organisation without any separate legal status. For that reason, GASAG complained among other things that Berlin Energie did not fulfil the necessary requirements from the tender for bidding. For example, Berlin Energie was not able to submit a binding offer without any reservation of agreement from any concerned supervisory bodies. Berlin Energie simply did not have the financial endowment for such an offer.

The Landgericht Berlin mainly followed the GASAG arguments and forbid the city of Berlin to grant Berlin Energie the concession. However, it did not follow the main GASAG application to grant the concession to GASAG instead. Therefore, both parties appealed at the Kammergericht. BGH now argues that Berlin Energie is not an independent party that can be summoned to the procedure but that tells nothing about the ability to bid in a concession procedure. In principle, legally dependent undertakings of a

city can be qualified to bid in such a procedure. Berlin Energie points out to that sentence to explain why the High Court decision is a good one for its case. But, that is what GASAG seems to emphasise, BGH does not say any word about the concrete procedure in Berlin and the specific entitlement to bid of Berlin Energie. The concrete requirements in the Berlin case (offer without any reservation or qualification) were not even analysed, according to GASAG's view.

There is a second major point where GASAG and Berlin Energie disagree. It is the question whether the city of Berlin properly separated the process of the concession tender from the organisational overview over Berlin Energie. Such a separation is in place. Responsibility for the tender is in a completely different unit of the city's government than Berlin Energie. BGH argues that in principle a non-discriminatory procedure is not impossible. Whether it was possible in that concrete case is differently judged by the two parties.

Enough from court decisions concerning the energy industry! Both parties expect that the Kammergericht will schedule the next hearing before the summer break.

4.2.3 Bayerngas Energy

Bayerngas Energy - the sales and trading affiliate of Bayerngas - increased sales by five per cent to 98 TWh in 2016. In the last months, *ener|gate Gasmarkt* wrote a lot about automation of sales and trading processes. Bayerngas Energy is positioning itself as a counter model: "All our efforts in 2016 were focused on the strengthening of customer-near units, the personal customer relation and the understanding of customer needs," the managing director Thomas Rupprich is quoted in the press release in which the latest sales figures were published. Even the "high-quality digital services" the quotation continues "would take a back seat where face to face contacts are necessary to manage a complex and volatile environment." It sounds like the dedicated challenge for all supporters of digital sales and trading models.

4.2.4 Shell Energy

This year, Shell Energy will start to offer not only gas but also physical power products to industrial customers. So far, Shell has offered "only" the joint management of price risks for power, gas and emissions. Shell is very reluctant in pub-

lishing figures, but is allegedly holding its market position. The latest available annual report in the Federal Bulletin is for 2015. According to that report Shell sold 62.5 TWh in 2015 after 59.7 TWh in 2014. Particularly the business with industrial users and affiliates of the Shell Group was extended. For 2016, the company expected a ten per cent increase in sales to industrial customers and utilities. That would be exactly in line with the overall increase of sales in Germany (*ener|gate Gasmarkt* 02/17). The margin does not make Shell happy, the earnings before taxes

sank to less than half - from 84.8 to 34.1 million euros. For 2016 a similar result is expected.

4.2.5 Care Energy

The bankruptcy of the Care Energy Group only four weeks after the sudden death of the founder Martin Kristek was not really surprising (*ener|gate Gasmarkt* 08/16 and 02/17). A bit surprising is the low number of customers that Care Energy is still supplying. In Germany only 12,500 power and 2,000 gas customers remain.

5. Personnel

Artour Chakhdinarov and **Gennady Ryndin** left the Wingas management board. **Vitaly Vasiliev** was newly appointed as board member. Mr Chakhdinarov was in charge of procurement and retired. The CFO Mr Ryndin was promoted within the Gazprom Group. Mr Vasiliev is not responsible for any special business unit. He remains CEO of Gazprom's UK trading company Gazprom Marketing & Trading (GM&T). He has had this position since 2005 and has been responsible for the strong growth of the trading activities over the last ten years. Mr Vasiliev is seen as an intelligent manager with a strong market orientation. With his propensity for markets and market mechanisms he has not always been making friends in Moscow and St. Petersburg over the last years. **Dmitry Kotulskiy** remains spokesman of the Wingas management board as well as **Ludwig Möhring** remains in charge of sales in the board. The farewell of Mr Chakhdinarov and Mr Ryndin was organised with more dignity than the leave of **Gerhard König** last year (*ener|gate Gasmarkt* 11/16). Different sources report independently that Mr König had only two or three hours to leave and was denied a farewell speech to the staff. The new ties between the Wingas and the GM&T management board are a further step towards a stronger integration of the European Gazprom undertakings (*ener|gate Gasmarkt* 02/17). This will not only encompass GM&T, Wingas and Gazprom Germania but also other country affiliates, which looks plausible.

On February 22, EWE sacked the CEO **Matthias Brückmann** with immediate effect. The decision was made after a number of media reports based on leaked documents were made, in which alleged misbehaviour of Mr Brückmann was reported but also other wrongdoing in the company. As a consequence, not only Mr Brückmann's reputation is damaged but also the reputation of at least two other EWE senior managers and of the supervisory board. The whole story was kicked off with an anonymous letter in which Mr Brückmann was accused of having donated 253,000 euros to a foundation of the Klitschko brothers, two famous Ukrainian boxing stars (one is now the Lord Major of Kiev). Allegedly, Mr Brückmann violated the company's compliance rule with the donation. In the days or weeks that followed, a number of further alleged misbehaviours were leaked to the press ranging from hit-and-run driving to private use of the company's

airplane. The local newspaper *Nordwestzeitung* listed 17 issues. At the beginning of February, the counter attack started. Mr Brückmann – several media reported – was not the wrongdoer but the victim. It was stated that some people in Oldenburg were not amused that he tried to get rid of burdens of bad behaviour from the times of his predecessor Werner Brinker, who had reigned in Oldenburg for a very long time. It was also about donations but much more severe (and independent of Mr Brinker) was the suspicion of massive corruption within EWE Netz, which Mr Brückmann allegedly investigated. This suspicion damaged the reputation of the EWE Netz managing director, **Torsten Maus**, a candidate as successor for Mr Brückmann. The next media wave hit **Timo Poppe**, member of the executive board of the EWE affiliate SWB, the local Bremen utility. Mr Poppe is from Oldenburg and made his career within Ewe. For many members of the EWE staff he was the favoured successor of Mr Brückmann. However, he is accused of having worked more closely than the law allows and for free with a supervisory board member to optimise the biogas plant of this guy. A number of studies are made to find out the truth, finally courts will have to do that job. All mentioned managers deny any wrongdoing. What seems to be for sure is that the supervisory board should have acted much earlier. Within EWE obviously a lot of upset and mistrust has piled up. However, it might be a structural problem, that the EWE owners (municipalities) are only represented by local politicians in the supervisory board. In the current situation, the supervisory board did not appoint a successor for Mr Brückmann. He will file a court complaint against his dismissal.

Erna-Maria Trixl, in charge of sales in the Stadtwerke Munich management board, will leave the company at the latest by the end of the year. She will not extend her contract. The daily newspaper *Süddeutsche Zeitung* reported at the beginning of February about severe conflicts between Mrs Trixl and senior managers on the next level that are reporting to her. Allegedly, the conflict is about management style and the future direction of sales. Sources confirmed towards *ener|gate Gasmarkt* that the staff members were questioned twice and the results were not in favour of Mrs. Trixl. Already four years ago, when she joined Stadtwerke Munich's management board after she worked for the RWE affiliate *enviaM*,

there were reservations. Some sources say that this is not so much her fault but the consequence of the appointment procedure. The head of the management board at that time, **Kurt Mühlhäuser**, enforced her appointment although a lot of staff members would have preferred **Katja Giesecking**. The former head of the sales unit later switched to the GASAG executive board but was not successful (*ener|gate Gasmarkt* 01/16). Mrs Trixl has strengthened her presence in the main industry association BDEW over the last one or two years. She is deputy head of the steering committee gas and head of the project group sector coupling.

Peter Abdo is the Uniper Global Commodities' new Global Head of Origination and LNG. He switched to Uniper from Merrill Lynch Commodities where he was managing director.

Michael Rimmler replaces **Helmut Oehler** as Gasversorgung Süddeutschland (GVS) managing director. In April this year, Mr Oehler will become managing director of Stadtwerke Baden-Baden (*ener|gate Gasmarkt* 01/17). Mr Rimmler knows GVS very well, he worked from 2009 to 2015 for the Stuttgart-based EnBW gas sales company. Last, he was head of gas procurement portfolio and risk management. Mid-2015 he switched to EnBW in Karlsruhe as part of the stronger integration of GVS in the EnBW Group (*ener|gate Gasmarkt* 08/15). He still has an office in Stuttgart because he is responsible for pricing as well as for product and service development for the Group and hence also GVS. He has a very good reputation in GVS as well as in EnBW. In the press release in which EnBW announced the appointment, the chairman of the GVS supervisory

board **Klaus Baumgärtner** (EnBW) is quoted saying that Mr Rimmler shall continue the successful launch of the online platform E.Point (see story in this edition) and the development of innovative products and services. Whether and how this will be co-ordinated with the activities of the other EnBW gas affiliate VNG shall be seen later this year. This leaves one question: Will Mr Rimmler be in charge of the beehives on the GVS ground the amateur beekeeper Mr Oehler will most likely leave there.

The former novogate managing director, **Klaus Schüssler** (*ener|gate Gasmarkt* 03/16) is now head of sales at Stadtwerke Wolfenbüttel.

At natGAS the head of Procurement and Portfolio Management **Hüseyin Evelek** left the company. **Michael Porr** from natGAS' portfolio management replaced him.

The Berlin-based Gas Natural Fenosa key account manager **Emily Lux** leaves the company and joins the operator of the Berlin power distribution network Stromnetz Berlin.

EFET Deutschland's Task Force Gas re-elected its chairman **Joachim Rahls** (BP). He has been in this position now since 2011. His new deputies are **Dominik Wörsdorfer** (EnBW) and **Konrad Keyserlingk** (RWE Supply & Trading). **Christian Schülke** (Statoil) did not run again for being a deputy after he had held that position for three years and did a lot of work. The position of the second deputy was vacant since **Dessilava Meyne** left Engie in March last year and therefore had to leave EFET as well (*ener|gate Gasmarkt* 04/16).

6. Market Rumours

As already written in the editorial, the big topics were missing at E-World. The automation of trading systems and in particular the en-macc concept (*ener|gate Gasmarkt* 02/17) was one topic. A number of suppliers criticised en-macc's pricing system. Suppliers usually pay a five-digit annual fee and think this is too much. Some commented that they prefer using that money to improve prices for their customers. Between two glasses of gin (during the evening, of course) it was heard from the en-macc people that they are in discussion with the suppliers about the pricing. The best prices on the platform are currently offered by Wingas (gas) and Vattenfall (power). They make most deals, various sources say.

During the E-World there were talks about the re-organisation of trading and sales organisations. Vattenfall, sources reported – shifted the origination unit from the trading floor to the sales department. Already in January, *ener|gate Gasmarkt* reported about rumours that MVV Trading is reorganising the company. Allegedly, around 30 staff members will leave the company

as a consequence of a leaner organisation. But sources assure, the trading business itself earns money. The sales unit of MVV Energie will also be restructured and – several sources say – will reduce the staff.

Another E-World topic: A German LNG terminal in Wilhelmshaven is again on the agenda. One of the port operators is working on a concept for a Floating Storage and Regasification Unit (FSRU). 21 of these vessels are globally in operation, six more under construction. The big advantage of the FSRUs is the short lead time for installation. In Wilhelmshaven, a connection to the transmission network is feasible. Talks with potential partners already took place, a feasibility study shall be commissioned soon.

A bit odd! “Click & Trade” is not a general description for systems where the user makes the deal automatically after pressing a button (click). Vattenfall seems have protected rights for using that term, it was heard. Allegedly, the company forbid Gasversorgung Süddeutschland to use that name for its market place E.Point.

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
oder rufen Sie uns an: +49 201 1022-500

Visit us at 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

27.02.2017

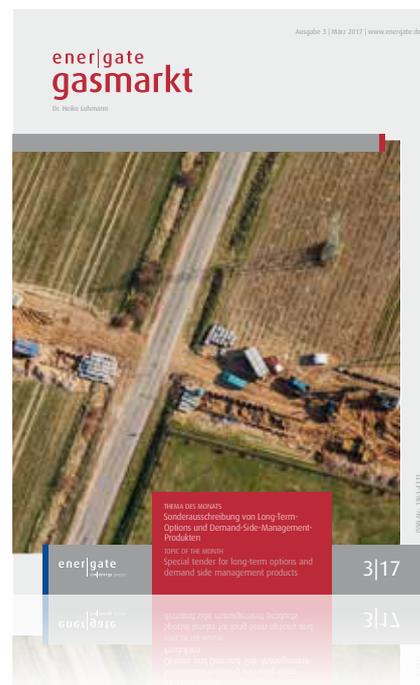
Erscheinungsweise / Frequency of publication

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

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. 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.

ener|gate
con|energy gruppe

ener|gate gmbh
Norbertstraße 5
D-45131 Essen

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

Bitte senden Sie das ausgefüllte und unterschriebene Bestellformular per Fax an +49 201 1022-555 oder per E-Mail an kundenservice@energate.de

ener|gate
con|energy gruppe

ener|gate gmbh | Norbertstraße 5 | 45131 Essen | info@energate.de | www.energate.de