

Konvertierung auf minus 52 Millionen

GASMARKTMODELL System »Konni« und Konvertierungsentgelt sollten den L-Gas-Markt beleben und »verursachergerecht« finanzieren. Das eine scheitert, das andere wird in NCG zum wirtschaftlichen Debakel. Enervis: Konni 2.0 wäre kontraproduktiv

Von **GEORG EBLE**, München

Mit ihrer Festlegung »Konni« zur Konvertierung zwischen H- und L-Gas flankiert die Bundesnetzagentur (BNetzA) seit Oktober 2012 die Reduzierung auf nur noch zwei Gasmarktgebiete, die bewusst jeweils sowohl H- als auch L-Gas-Netze umfassen. Marktteilnehmer, die keinen physischen Zugang zu L-Gas haben, sollten in diesem kleinen Markt mitmischen können. Sie sollten das günstigere und hochverfügbare H-Gas am Handelspunkt erwerben und in ihren H-Gas-Bilanzkreis, ein qualitätsspezifisches digitales Energiemengenkonto, einbuchen dürfen und die Absatzmengen an ihre L-Gas-Endkunden aus ihrem bisher leeren L-Gas-Bilanzkreis ausbuchen.

Physisch ist damit noch kein L-Gas auf den Weg gebracht. Gaskunden in großen Teilen des Nordwestens und deren gesamte vorgelagerte Infrastruktur benötigen aber genau L-Gas. H-Gas würde dort Schäden und Ausfälle an 5,5 Mio. Heizungen, den Gaskraftwerken und in der Industrie verursachen. Also fahren die Marktgebietsbetreiber die bilanzielle H-/L-Gas-Konvertierung physisch nach: Sie kaufen in den von ihnen organisierten »Regelenergiemärkten« physische L-Gas-Mengen und verscherbeln überschüssiges H-Gas. Auf diese »kommerziellen Konvertierungsmengen« erleiden sie derzeit Verluste von 1,50 bis zwei Euro/MWh. Die soll aber nicht alle Gasmarktteilnehmer über normale Bilanzierungsumlagen tragen, sondern nur die bilanziellen H-/L-Gas-Konvertierer. Über das »Konvertierungsentgelt«.

Exponentiell ging's hoch | Das funktio-

nierte seither – auch mit stetig gesenkter Entgelthöhe – schlicht, weil die bilanzielle Konvertierung als Beschaffungsoption meist unwirtschaftlich ist. Im Marktgebiet Gaspool klappt Konni immer noch. Bei deren Kollegen von NCG ist indes genau das eingetreten, wovor das Entgelt vergraulen sollte, und jetzt brennt der Helm: Die »kommerziellen Konvertierungsmengen« schnellten seit Dezember exponentiell hoch, auf über 15 TWh diesen Februar. Regelenergieeinkäufe von NCG mussten zwischen 50 und 90 Prozent des dortigen L-Gas-Verbrauchs decken. Die »Regelenergie« sollte Ausnahme sein, zur »Ausregelung« des Fernnetzes. Jetzt wurde sie zur Regel.

Seit März verflüchtigte sich der Spuk langsam. Doch das Konvertierungskonto von NCG zur Finanzierung der Aufräumarbeit drehte bis dahin binnen 13 Monaten von plus zwölf auf minus 52 Mio. Euro. Ein betriebswirtschaftlicher GAU: Normalerweise hätte NCG ab 1. Oktober keine Konvertierungsentgelt-Einnahmen mehr, weil es laut Konni auf Null gesenkt werden müsste. NCG müsste das Defizit bis zum Eintrudeln der Konvertierungsumlage vorfinanzieren. Das Marktgebiet setzte daher bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) eine ausnahmsweise Verlängerung des Entgelts bis 1. April 2017 durch – und die erstmalige Erhöhung auf 45,3 Cent/MWh. Das Marktgebiet darf es sogar erforderlichenfalls spontan auf bis zu 1,811 Euro/MWh anheben. Begründung NCG: Ohne Entgelt riskiere man einen »bedrohlichen Liquiditätssengpass«.

Mehr noch: Zusammen mit Gaspool und den hinter beiden stehenden Ferngasnetzbetreibern (FNB) forderte NCG von der BNetzA eine »Konni 2.0«. Die leitete bereits nach vier Tagen ein Festlegungsverfahren ein und zeigte sich im Juli in einem Kon-

sultationsdokument als wohlwollend den FNB gegenüber. Es folgte ein Aufschrei aus marktnäheren Teilen der Gasbranche, doch davon später.

Ein Krimi? | Die BNetzA erfragte von NCG auch die Ursachen der Geldverbrennung. Antwort: 34 L-Gas-Marktteilnehmer hätten durch bilanzielle Konvertierung einen Regelenergiebedarf erzeugt, den sie dann durch Produkte an der Börse Pegas bedienten. Das ist durch Konni verboten. Bei Vorsatz wäre es sogar Marktmanipulation. Aber NCG kann eine Absicht nicht nachweisen, und das gleichlaufende Verhalten der 34 könnte auch schlicht marktrational gewesen sein. Nur die Kartellbehörden könnten die handelsbezogene Kommunikation der Beteiligten beschlagnahmen und durchforsten. Bekannt wurde nichts dergleichen – was nichts heißen mag. Dabei böte die Annahme, dass es immer noch marktbeherrschende Akteure gibt, eine Handhabe. Aktuelle Zahlen sind nicht bekannt. Die jüngsten öffentlichen stammen aus dem Gaswirtschaftsjahr 2007/08. Das Kartellamt stellte damals in einer FNB-Sektorenuntersuchung fest, dass der Eon-Konzern im L-Gas-Netz der heutigen Open Grid Europe 70 bis 80 Prozent Marktanteil hatte und RWE im L-Gas-Netz der heutigen Thyssengas 90 bis 100 Prozent. Das NCG-L-Gas-Versorgungsgebiet bildet sich aus diesen beiden Netzen.

Eine marktbeherrschende Stellung, ein Oligopol, ist erlaubt, nur ihr Missbrauch nicht. Nur wäre bei einem Oligopol fraglich, ob Konni Missbrauchspotenziale ausreichend eindämmt. Denn die Markteintrittsbarrieren sind bundesweit fast nirgends so hoch wie in der L-Gas-Zone von NCG: Es gibt dort im Gegensatz zu Gaspool keine Produktion und nur wenige Speicher. Importverträge mit dem einzigen weite-

»Kraftwerkseinsatz wird zum Glücksspiel«



Block »Fortuna« im Pech: Der jüngste, im Januar in Betrieb genommene Block der Stadtwerke Düsseldorf am Kraftwerksstandort Lausward (ZfK 2/16, 4) mit Leistungen von 595 MW_e und 300 MW_{th} ist auf L-Gas angewiesen. Das H-L-Gas-Konvertierungsentgelt gab es bei der Investitionsentscheidung 2011 noch nicht.

Bild: Stadtwerke Düsseldorf AG

Die Verlängerung des Konvertierungsentgelts wird vor allem für Kraftwerksbetreiber zum unkalkulierbaren Risiko. Dies erklärte Marc Hartmann, Leiter strategische Gasbeschaffung bei den Stadtwerken Düsseldorf (SWD), bei einer Konferenz des Bundesverbandes Neue Energiewirtschaft zur L-H-Gas-Umstellung am 21. Juli in Berlin. Die SWD betreiben all ihre Kraftwerke, auch das neue am Standort Lausward, mit L-Gas. Hartmann rechnete nun vor, dass das Konvertierungsentgelt allein bis April 2017 einen Einbruch der Marge um etwa 1,5 Mio. Euro nach sich ziehen kann. Schlimm ist diese Situation, weil zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung 2011 dieser Aspekt noch nicht »auf dem Schirm« war.

Geht man nun weiter und dekliniert man die beiden im Raum stehenden Varianten – ein wie bisher ex ante festgelegtes Fixentgelt oder ein variables Ex-post-Entgelt –, so drohen weitere Risiken. Die erste Variante erschwert nach Hartmanns Auffassung die langfristige Vermarktung

ren L-Gas-Produzenten Holland dürften nur Eon und RWE haben. Das Nachbarland schließt keine neuen mehr. Der Erwerb von L-Gas am NCG-Handelsplatz ist nicht konkurrenzfähig, der am holländischen

des Kraftwerksstroms. Sie soll eigentlich Planungssicherheit bringen. Weil sich die Höhe alle sechs Monate ändern kann, besteht aber eher Unsicherheit. Die Ex-post-Variante würde neben der langfristigen auch die kurzfristige Vermarktung erschweren. Jedes zuvor rationale Gebot im Day-ahead- oder Intraday-Strommarkt kann so nachträglich unwirtschaftlich werden, so Hartmann. Auch die Gebote in den Regulenergienmärkten (Arbeitspreis) werden riskant. »Damit wird der Kraftwerkseinsatz zum Glücksspiel«, resümiert Marc Hartmann. Der SWD-Mann beziffert die jährlichen Mehrkosten des Konvertierungsentgelts allein in der Stromerzeugung auf etwa zwei Mio. Euro. Weitere Margenrückgänge ergäben sich, wenn Stromvermarktungs- und Optimierungsgeschäfte aus Unsicherheit unterbleiben. Insgesamt belaste das Entgelt auch die Wärmeproduktion, da diese bei unsicherer Stromvermarktung teilweise von Kraft-Wärme-Kopplung auf teurere Heizkessel umgeschaltet wird.

TTF – wo Eon und RWE freilich auch handeln – ebenfalls nicht, weil Durchleitungsentgelte von 70 bis 100 Cent/MWh bis Deutschland auf den Gaspreis draufkommen. Für NCG gibt es nur eine Lösung des

Problems: statt des bisher sechs Wochen vor einem Sechs-Monats-Zeitraum fix festgelegten Ex-Ante-Konvertierungsentgelts ein nachträgliches (ex post), in dem die Marktgebiete ihre tatsächlich entstandenen Kosten der »kommerziellen Konvertierung« Tag für Tag auf die Verursacher umlegen.

Kraftwerksinitiative | Die Forderung floss ein in eine von nur zwei »Varianten« für »Konni 2.0«, die die BNetzA in Erwägung zieht. Die andere ist die Verewigung des Ex-ante-Entgelts. Beide »Varianten« wären wieder ergänzt von einer Umlage für bestimmte Restkosten. Unter den Rest fiel also die Forderung zahlreicher Größen aus der Branche, das Entgelt wenigstens zum April 2017 zu streichen. In der EFET zusammengeschlossene Gashändler, Branchenverbände wie VKU, BDEW oder BNE, EFET, Kraftwerks- und Speicherbetreiber protestierten in diese Richtung. Mit scharfen Worten lehnen besonders Kraftwerksbetreiber das verewigte Entgelt ab. Die Kölner Rheinenergie sowie die Stadtwerke aus Düsseldorf (siehe Kasten) und Münster haben sich in einer »Initiative Kraftwerke im L-Gas« zusammengeschlossen. Sie argumentieren, dass sie im Stromwettbewerb gegenüber Blöcken im H-Gas-Gebiet im Nachteil sind, welche bilanziell beschaffte H-Gas-Mengen gleich als H-Gas verfeuern können und nicht erst mit Konvertierungsentgelt in L-Gas »drehen« müssen. Sie waren sicher, dass am 1. Oktober Schluss sein würde. Jetzt fürchten sie, dass es bis 2029 so weitergeht. Dann wird Münster als letzte dieser Städte technisch auf H-Gas umgestellt (zur Umstellung: Seite 21).

Die Enervis-Studie | Argumente bekommen diese Interessen von Enervis Energy Advisors. Diese gaben in einer auf *enervis.de* gratis erhältlichen Studie eine Prognose ab, wie eine verlängerte Konni wohl wirken würde. Basis war ihr eigenes NCG-L-Gas-Marktmodell, mit und ohne Oligopol. Sebastian Klein, mit Dr. Werner Klein Co-Autor der Untersuchung, zieht ein vernichtendes Fazit: Konni doktere nur an Symptomen herum: »Zentral wäre die Ursachenforschung«, sagt er der ZfK.

Selbst wenn NCG die 1,81-Euro-Option zöge, würde demnach im nächsten Winter noch mehr bilanziell konvertiert: knapp 90 TWh. NCG müsste erneut bis zu 90 Prozent des L-Gases als Regulenergie beschaffen. Das Oligopol, so Enervis, stecke

al

dann bis zu 100 Mio. Euro ein. Die meisten anderen Marktteilnehmer machten dagegen Handelsverluste. Selbst eine astronomische Entgelthöhe von fünf Euro/MWh würde daran nichts ändern. Aber »der Wettbewerb im Weiterverteiler- und Großkundenmarkt (im NCG-L-Gas) käme sehr wahrscheinlich zum Erliegen«, so die Autoren.

Eine Abschaffung des Entgelts zum April 2017 würde ihrer Ansicht nach aber die

Konvertierung im Winter 2017/18 noch mehr in Schieflage bringen, weil dann die TTF-Option stets teurer wäre. Dann würde jeder nur noch bilanziell konvertieren, so Enervis.

Beschaffung in der Nacht | Ein Ex-post-Entgelt wiederum würde zwar dem Oligopol die Gewinne nehmen, aber auch die bilanzielle Konvertierung »dauerhaft unterbinden«. Sebastian Klein regt gegenüber

der ZfK eine detaillierte Untersuchung der eigentlichen Ursachen an. Einige Teilnehmer der BNetzA-Konsultation rügen auch, »Konni« reize die Marktgebiete nicht zur kostengünstigsten Konvertierung an. So beschafft NCG Regelenergie auch nachts, wenn sie besonders teuer ist. Das Marktgebiet rechtfertigt sich damit, dass die Mengenanteile klein sind.