

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Beschlusskammer 7
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

per E-Mail: marktgebiete@bnetza.de

21.04.2016

**Verfahren zur Änderung der Festlegung zur Einführung eines Konvertierungs-
systems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten
(Az.: BK7-16-050)**

Stellungnahme der RheinEnergie AG

Die RheinEnergie AG bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Verfahren zur Änderung der Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten.

Die RheinEnergie AG mit Sitz in Köln zählt zu den größten regionalen Versorgungsunternehmen in Deutschland und ist im Bereich der Energieversorgung (Strom, Gas, Fern- und Nahwärme sowie Industriedampf) sowie der Trinkwasserversorgung tätig. Die RheinEnergie AG setzt für die Eigenerzeugung von Strom und Wärme in KWK überwiegend L-Gas ein und verfügt über gasbefeuerte Kraftwerke und Heizwerke mit einer Feuerungswärmeleistung von insgesamt mehr als 3.000 MW. Derzeit nimmt die RheinEnergie AG mit Niehl 3 eine neue äußerst flexible und hocheffiziente KWK-Anlage mit 450 MW elektrischer Leistung und maximal 265 MW Fernwärme mit Anschluss an L-Gas in Betrieb. Deutschlandweit versorgt die RheinEnergie AG 155.000 Kunden mit Erdgas, den überwiegenden Teil davon mit L-Gas.

Einleitend ist festzuhalten, dass wir eine Anpassung des Regulierungsrahmens und die Änderung der Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten vom 27.03.2012 (Az.: BK7-11-002; im Folgenden: Konni Gas) für nicht erforderlich halten. Das Ziel einer Etablierung qualitätsübergreifender Marktgebiete in Deutschland muss weiter verfolgt werden. Dieses Ziel sollte durch zielgerichtete Maßnahmen unter Beibehaltung des aktuellen Regulierungsrahmens erfolgen. Nachfolgend möchten wir unsere Position im Einzelnen erläutern.

- Die in der Festlegung Konni Gas angelegte solidarische Lastenteilung der Kosten des Konvertierungssystems durch alle Marktteilnehmer ist sachgerecht und zur Sicher-

stellung eines diskriminierungsfreien Marktraumumstellungsprozesses zwingend erforderlich. Die Beibehaltung eines Konvertierungsentgeltes über den in Konni Gas vorgesehenen Zeitraum hinaus ist daher abzulehnen.

- Die Funktionalität und Effizienz des Regelenenergiemarktes kann und muss erhöht werden, um die Regelenenergiekosten für alle Marktteilnehmer zu senken. Eine effiziente Regelenenergiebeschaffung erfordert eine vorausschauende Weiterentwicklung des Regelenenergiemarktes auf der Grundlage der Festlegung Gabi Gas und des Networkcode Balancing.
- Für die Erzeugungskapazitäten der RheinEnergie AG im L-Gas verursacht die Beibehaltung eines Konvertierungsentgeltes Mehrkosten von mehreren Millionen Euro pro Jahr. Im derzeitigen wirtschaftlich anspruchsvollen wettbewerblichen Umfeld für Gas-KWK-Anlagen in Deutschland stellen Beträge dieser Größenordnung eine Gefährdung des KWK-Geschäftsmodells dar. Der für die Energiewende relevante Beitrag von KWK wird dadurch in Frage gestellt.
- Kurzfristige Änderungen des Regulierungsrahmens mit erheblichen finanziellen Auswirkungen für die Marktteilnehmer müssen ausreichend begründet und angemessen sein. Dies halten wir im vorliegenden Fall für nicht gegeben. Im Sinne des Vertrauensschutzes muss die Berechenbarkeit regulatorischer Eingriffe gewährleistet sein.
- Notwendige und hinreichende Bedingung für die Versorgungssicherheit im L-Gas ist die Zusicherung der Treppenfunktion (Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas (NEP) 2016) für die Grenzübergangskapazitäten aus den Niederlanden durch Gasunie Transport Services B. V. (GTS). Eine Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes führt nicht zu einer Sicherung der zukünftigen Versorgungssicherheit im L-Gas.

Solidarische Lastenteilung und Marktraumumstellungsprozess

L-Gas-Letzterverbraucher sind aufgrund eines volkswirtschaftlich sinnvollen Ausbaus des Erdgasnetzes in der Vergangenheit an diese bestimmte Gasqualität angeschlossen worden. Eine finanzielle Belastung der L-Gas-Letzterverbraucher durch die Beibehaltung eines Konvertierungsentgeltes und einer daraus folgenden Abschottung des L-Gas-Marktes ist daher nicht sachgerecht. Die Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes würde aber genau dies dauerhaft bewirken. Letztendlich müssten dann die L-Gas Endkunden und/oder Lieferanten die Kosten eines nicht funktionierenden Handelsmarktes im L-Gas tragen.

Vergleichbare Belastungen wie die Kosten der Marktraumumstellung oder der Biogaseinspeisung werden über Marktraumumstellungsumlage / Wälzungsbetrag für die Marktraumumstellung (marktgebietsweit) bzw. Biogasumlage / Biogaswälzungsbetrag (bundesweit) sachgerecht durch die Solidargemeinschaft aller Gaskunden getragen. Dies sollte auch für die Kosten der kommerziellen Konvertierung gelten. Der in der Konni Gas Festlegung

dargelegte Grundgedanke einer solidarischen Lastenverteilung ist aus oben genannten Gründen weiterhin richtig.

Die Ausgestaltung des Konvertierungssystems ist in ihrer wirtschaftlichen Auswirkung zwingend im Zusammenhang mit der Umsetzung der Marktraumumstellung zu betrachten. Eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Marktraumumstellungsprozesses erfordert die vorgesehene Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf 0 €/MWh. Insbesondere für industrielle Großverbraucher und Kraftwerke entstehen ansonsten finanzielle Belastungen, die durch die Anpassung der Umstellungsplanung abgewendet werden könnten. Der bisher nach rein technischen Erwägungen geplante und verlaufende Prozess würde dadurch in Gefahr geraten. Die Akzeptanz des durch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) vorgesehenen zeitlichen Ablaufes der Marktraumumstellung, wie im NEP 2016 dargestellt, wäre massiv gefährdet. Eine Infragestellung durch Marktteilnehmer bis hin zu einer juristischen Auseinandersetzung ist für diesen Fall nicht auszuschließen.

Ansätze zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes

Auch innerhalb der Vorgaben der Gabi Gas und des Networkcodes Balancing sind Anpassungen am Regelenergiemarkt möglich, die zu einer Reduktion der Spreads zwischen Kauf- und Verkaufspreisen von Regelenergie und somit zu einer Reduzierung der Regelenergiekosten führen. Die Entwicklung des Regelenergiemarktes schreitet weiter voran. Die insbesondere im ersten Quartal 2016 erzielten Spreads geben potentiellen Regelenergielieferanten ein Signal, in den Markt einzutreten. Der Markt wird daher auf die Preissignale mit einem erhöhten Angebot reagieren, wodurch sich die spezifischen Kosten der kommerziellen Konvertierung verringern werden. Darüber hinaus halten wir die im Folgenden dargestellten Maßnahmen für sinnvoll, um eine Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes mit dem Ziel einer kostenminimalen Regelenergiebereitstellung zu fördern.

- Als Ergänzung zu bestehenden Regelenergieprodukten sollte die Einführung passgenauer Produkte, mit denen die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) den Ausgleich der Gasqualitäten möglichst effektiv und effizient herstellen können, geprüft werden. Anbieten würden sich hierzu Qualitätsswaps, die sowohl als langfristige als auch als kurzfristige Produkte durch den MGV kontrahiert werden könnten. Aufgrund des spezifischen Charakters wären diese Produkte eindeutig dem Konvertierungssystem zuzuordnen und würden daher auch nicht unter die strikten Vorgaben des Networkcode Balancing hinsichtlich der MOL-Rangfolge fallen. Zudem bilden sie zielgenau den Kernbedarf des MGV im Rahmen des Konvertierungssystems ab.
- Das derzeitige Nebeneinander von Börse und Regelenergieplattform entzieht dem Börsenmarkt potentielles Handelsvolumen. So wurden beispielsweise ab Februar 2016 von NCG im Marktgebiet NCG-L über die Regelenergieplattform über das Produkt Long Term RoD eine Leistung von bis zu 3.700 MW kontrahiert. Diese Flexibilität stand somit dem Markt nicht mehr zur Verfügung. Aufgrund der Vorgaben des Networkcode

Balancing wären diese Flexibilitäten jedoch nur dann einsetzbar gewesen, wenn an der Börse keine Produkte für den MGV mehr zur Verfügung gestanden hätten. Die Arbeitspreise der kontrahierten Lose lagen teilweise deutlich unter den im gleichen Zeitraum realisierten Regelenergiepreisen für die Richtung System Buy mit Lieferort NCG-L für RoD Produkte. Die kontrahierte Leistung hätte an mehreren Tagen im Betrachtungszeitraum ausgereicht, um die durch NCG nachgefragten RoD Volumen vollständig abzudecken.

Aus Sicht der RheinEnergie AG ist die Ausschreibung und Kontrahierung derartiger Produkte am Lieferpunkt NCG-L nicht zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit notwendig, da über die Grenzübergangspunkte an der Grenze zu den Niederlanden in Verbindung mit der aktuell vorhandenen Transportkapazität ein direkter Zugang zur Title Transfer Facility (TTF) und somit jederzeit der Zugriff zum liquidesten Handelspunkt in Kontinentaleuropa gewährleistet ist.

- Die Berechnung der Transportkosten für die Beschaffung von Regelenergie am TTF sollte auf der Basis der tatsächlich anfallenden Day-Ahead- oder Within-Day-Kapazitätskosten erfolgen. Dies führt vor allem für Day-Ahead-Produkte zu einem deutlich geringeren Transportkostenaufschlag als die aktuell umgesetzte Systematik.
- Das Zusammenspiel von Fernleitungsnetzbetreibern und Marktgebietsverantwortlichen kann weiter verbessert werden. So ist beispielsweise anhand der veröffentlichten Daten von NCG zum Regelenergieeinsatz und der Thyssengas zur Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Zevenaar im ersten Quartal 2016 zu erkennen, dass an diesem Punkt mehrmals unterbrechbare Kapazität unterbrochen wurde. Im selben Zeitraum wurde seitens des MGV qualitätsspezifische Regelenergie im Marktgebiet NCG-L gekauft. Es liegt die Vermutung nahe, dass hier rein vertragliche Engpässe am gemeinsam mit OGE betriebenen Grenzübergangspunkt zu energiewirtschaftlich unsinnigem Verhalten führen und die Kosten des Regelenergiesystems unnötig erhöht werden. Ebenfalls zu prüfen ist die Einbindung der von Fernleitungsnetzbetreibern kontrahierten Lastflusszusagen in den Regelenergiemarkt. Trotz des offensichtlich sehr hohen Regelenergiebedarfes im Marktgebiet NCG-L im Januar und Februar 2016 wurden im NCG-L verfügbare Lastflusszusagen nicht abgerufen.
- Die Zeitpunkte, an denen im Marktgebiet NCG Regelenergie in großen Mengen beschafft bzw. verkauft werden, liegen oftmals außerhalb der liquiden Handelszeiten, wenn nur eine kleine Anzahl an Händlern am Markt präsent ist. Teilweise werden RoD Produkte mit sehr geringer Restlaufzeit und sehr hohen Stundenleistungen gekauft. Es sollte intensiv geprüft werden, inwieweit hier die Möglichkeit besteht, mit größerem Vorlauf zum Beginn des Gastages und Intraday innerhalb der relativ liquiden Handelszeiten am Markt aktiv zu werden.
- Als eine Ursache für die hohen qualitätsspezifischen Regelenergiemengen im Januar und Februar 2016 nennt NCG „...“, dass ein Teil der Verursacher von bilanzieller Konver-

tierung gleichzeitig über die Börse große Mengen an physischem L-Gas über das qualitätsscharfe Produkt bereitstellen." Ein entsprechendes Verhalten ist durch die Beschlusskammer in der Festlegung Konni Gas bereits thematisiert worden, verbunden mit dem Hinweis, dass vertragliche Regelungen zu etablieren sind, die ein entsprechendes Verhalten verhindern bzw. wirtschaftlich unattraktiv machen. Dieser Forderung der Beschlusskammer sind die MGV offensichtlich nicht in ausreichender Form nachgekommen.

Zudem weisen wir darauf hin, dass trotz erhöhter bilanzieller Konvertierung in beiden Marktgebieten im ersten Quartal 2016 lediglich im Marktgebiet NCG erhöhte Kosten bei der Regelenergiebeschaffung entstanden sind. Es ist daher im Interesse aller Marktteilnehmer, die Ursache der unterschiedlichen Entwicklung in den Marktgebieten genau zu prüfen und die Ergebnisse zu kommunizieren.

KWK-Anlagen im L-Gas

Betreiber von KWK-Anlagen mit Anschluss an das L-Gas-Netz erleiden im Falle einer Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes empfindliche Wettbewerbsnachteile gegenüber Kraftwerksbetreibern mit einem Anschluss an das H-Gas-Netz. Sie haben zusätzliche Brennstoffkosten, die sie weder an den Strommarkt noch an ihre Kunden im Wärmemarkt weitergeben können.

Im Strommarkt wirkt das Konvertierungsentgelt, vervielfacht über den elektrischen Wirkungsgrad des Kraftwerks, als Aufschlag auf die Grenzkosten der Stromerzeugung. Dies führt unmittelbar zu geringeren Deckungsbeiträgen in der Stromproduktion.

Auch im Wärmemarkt haben Gas-KWK-Anlagenbetreiber keine Möglichkeit, ihre Mehrkosten gegenüber ihren Wärmekunden geltend zu machen. Ungekoppelte Erzeugung in alternativen Anlagen und/oder mit alternativen Brennstoffen würde bei einer Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes somit effizientere und emissionsärmere Strom- und Wärmeerzeugung in L-Gas-KWK zum Teil verdrängen. Im Wettbewerb um Neuanschlüsse an die Fernwärme in L-Gas-Gebieten erweist sich das Konvertierungsentgelt als Nachteil.

Die Vermarktung der Stromerzeugung erfolgt typischerweise für mehrere Jahre im Voraus und würde durch die Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes erheblich erschwert. Aufgrund der fehlenden Liquidität des Terminmarktes im NCG-L wird die zur Stromerzeugung notwendige Gasposition am niederländischen Handelspunkt TTF oder im Marktgebiet NCG-H abgesichert und später durch Buchung von Transportkapazität, durch Marktgeschäfte oder mittels Nutzung bilanzieller Konvertierung zur physischen Lieferung ins Marktgebiet NCG-L überführt. Bei Beibehaltung eines Konvertierungsentgeltes besteht somit die Gefahr, dass die Gasbezugskosten für die Kraftwerke der RheinEnergie AG dauerhaft in Höhe des jeweils gültigen Konvertierungsentgeltes über den Bezugskosten vergleichbarer Anlagen im NCG-H liegen.

Die RheinEnergie AG hat im Vertrauen auf einen stabilen Regulierungsrahmen in eine neue hocheffiziente KWK-Anlage mit Anschluss an das Marktgebiet NCG-L investiert, die ihren kommerziellen Betrieb voraussichtlich im Jahr 2016 aufnehmen wird. Die RheinEnergie AG wird in diesem Zusammenhang, insbesondere auch im Hinblick auf den Markt-raumumstellungsprozess, alle zur Verfügung stehenden Optionen prüfen, um aus einer eventuellen Änderung des Regulierungsrahmens entstehenden finanziellen Schaden vom Unternehmen abzuwenden.

Versorgungssicherheit in den deutschen L-Gas-Marktgebieten

Eine Sicherung der Versorgungssicherheit im L-Gas ist nur durch Absicherung der Treppenfunktion der durch Gasunie Transport Services B.V. (GTS) zur Verfügung gestellten L-Gas-Ausspeisekapazitäten nach Deutschland möglich. Diese Transportkapazitäten sichern den direkten Zugang zum liquidesten Handelspunkt in Kontinentaleuropa (TTF) und somit ein hohes Maß an Versorgungssicherheit. Somit liegt der Schlüssel zum Erhalt der Versorgungssicherheit der deutschen L-Gas-Kunden in einer vertraglichen Vereinbarung zwischen den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern über die gesicherte Bereitstellung von Kapazitäten in der im NEP 2016 dargestellten Höhe. Sollte eine solche Vereinbarung nicht umsetzbar sein, so ist das Thema auf politischer Ebene zu lösen.

Der Erhalt von Langfristverträgen ist zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit im Fall der L-Gas Marktgebiete in Deutschland weder hinreichend noch notwendig. Die in den Anträgen der MGVs unterstellte Anreizwirkung des Konvertierungsentgeltes (Erhalt der Langfristverträge) ist zudem nicht vorhanden. Die unternehmensindividuelle Entscheidung über den Umgang mit langfristigen Liefer- oder Bezugsrechten und -pflichten ist von einer ganzen Reihe von Faktoren abhängig, die nicht über eine Anpassung des Regulierungsrahmens beeinflusst werden können. Insbesondere findet eine ständige Bewertung von Verträgen gegenüber der alternativen Beschaffung am relevanten Handelsmarkt statt. Insofern ist das Preisniveau für Commodity und Flexibilität am TTF in Verbindung mit den entsprechenden Transportkosten der für die Entscheidung über eine Fortführung langfristiger L-Gas-Importverträge bestimmende Benchmark.

Anträge der Marktgebietsverantwortlichen nicht ausreichend fundiert

Die Anträge der MGV beinhalten keine substantielle Argumentation, auf deren Basis eine Änderung des Konvertierungssystems sinnvoll oder notwendig erscheint. Die Ausführungen bezüglich der Versorgungssicherheitssituation in den deutschen L-Gas-Marktgebieten stehen zudem im Widerspruch zum zeitgleich veröffentlichten Entwurf des NEP 2016. Auch der mündliche Vortrag der MGV und FNB im Rahmen des Verbändegesprächs am 06.04.2016 hat hierzu keine weiteren Erkenntnisse gebracht.

Wir möchten an dieser Stelle nochmals darauf hinweisen, dass die durch die MGVs angestrebte Beibehaltung eines Konvertierungsentgeltes weder einen substantiellen Beitrag zur Versorgungssicherheit noch zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes leistet.

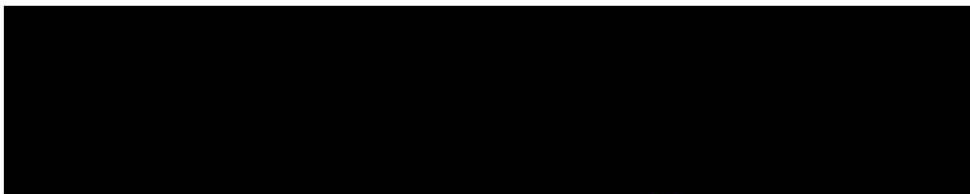
Alternative Ansätze eines Konvertierungsregimes

Sollte die BNetzA zu dem Ergebnis kommen, dass eine Anpassung der Konni Gas notwendig ist, so möchten wir darauf hinweisen, dass es neben der Erhebung eines Konvertierungsentgeltes in der heutigen Form oder gemäß der Vorschläge der MGV alternative Möglichkeiten gibt, die physische Bereitstellung von L-Gas anzureizen.

Eine Möglichkeit wäre die Rabattierung von Transportentgelten für Einspeisekapazitäten in die L-Gas-Marktgebiete oder die Einführung eines Entgeltes für die physische Bereitstellung von L-Gas. Diese Maßnahmen würden die Einspeisung von L-Gas Mengen gegenüber H-Gas Mengen bevorzugen, ohne das Preisniveau in den L-Gas-Marktgebieten anzuheben und eine Trennung der Marktgebiete nach Gasqualitäten zu bewirken. Die Finanzierung kann über eine Umlage erfolgen.

Wir möchten Sie bitten, unsere Anmerkungen und Vorschläge bei der Meinungsbildung im Rahmen des Festlegungsverfahrens zu berücksichtigen. Für Fragen steht Ihnen Herr Bastian Trage (0221-178 3038) jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Vorstandsvorsitzender

Mitglied des Vorstandes