



- Beschlusskammer 7 -

Az.: BK7-11-002

19.05.2011

Eckpunkte zur Festlegung eines Konvertierungsentgeltsystems

1. Grundsätzliche Anforderungen an das Konvertierungsentgeltsystem

a) Grundsatz der Ergebnisneutralität

Das Konvertierungsentgeltsystem hat dienende Funktion. Es hat nur Bestand, solange dies zur Gewährleistung eines zuverlässigen und kosteneffizienten Netzbetriebs in der Phase der Einführung qualitätsübergreifender Marktgebiete erforderlich ist. Das Konvertierungsentgeltsystem dient nicht der Gewinnerzielung.

Konsequenz der dienenden Funktion ist, dass das Konvertierungsentgeltsystem ergebnisneutral ausgestaltet sein muss. Weder bei Marktgebietsverantwortlichen (nachfolgend „MGV“) noch bei Netzbetreibern dürfen Kosten oder Erlöse aus dem System verbleiben.

Die Netzbetreiber des Marktgebiets unterstützen den MGV bei der Durchführung des Konvertierungssystems. Sie stellen dem MGV dazu insbesondere alle erforderlichen Daten kostenlos und rechtzeitig zur Verfügung.

b) Grundsatz der Kosteneffizienz

Der MGV ist verpflichtet, die Gesamtkosten des Konvertierungsentgeltsystems zu minimieren. Stehen mehrere Instrumente zur Durchführung der Konvertierung zur Verfügung – also technische Konvertierungsmaßnahmen durch Konvertierungs- oder Mischanlagen und kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen wie insbesondere Regelenergie – so hat er stets die kostengünstigste Alternative zu wählen.

Liegen die tatsächlichen Kosten der kommerziellen Konvertierung über ein Jahr deutlich oberhalb der Kosten einer alternativen Konvertierung durch technische Maßnahmen, so hat der MGV auf eine möglichst kostengünstige Erweiterung der aktuell vorhandenen technischen Konvertierungsmaßnahmen des Marktgebiets hinzuwirken. Hierzu kann er zum Einen von Dritten erbrachte technische Konvertierungsmaßnahmen beschaffen, soweit diese kosteneffizient angeboten werden. Zum anderen hat der MGV bei den marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern seines Marktgebiets Bedarf für einen Neubau technischer Konvertierungsmaßnahmen anzumelden, wenn sich dies im Rahmen seiner Prüfung als kostengünstigstes Mittel erweisen sollte. Die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber berücksichtigen den angemelde-

ten Bedarf im Rahmen ihrer allgemeinen Netzausbauplanung. Der MGV hat die Kosten der zur Verfügung stehenden Maßnahmen in regelmäßigen Abständen zu überprüfen, um rechtzeitig Investitionssignale setzen zu können. Die Prüfung ist zu dokumentieren und der Bundesnetzagentur auf Verlangen vorzulegen.

Die MGV haben jährlich zu evaluieren, ob die Kosten des Konvertierungssystems durch die Umstellung von Netzen in ihrem Marktgebiet von L-Gas auf H-Gas nachhaltig reduziert werden können. Hierüber haben die MGV der Bundesnetzagentur jährlich auf der Grundlage konkreter Berechnungsbeispiele Bericht zu erstatten. Stellt die Umstellung einzelner Netze gegenüber dem erweiterten Einsatz kommerzieller oder technischer Konvertierungsmaßnahmen die volkswirtschaftlich kostengünstigere Maßnahme dar, so hat der MGV ein Verfahren zur Umstellung der betroffenen Netze einzuleiten.

Die Umstellung erfolgt aufgrund eines bundesweit einheitlichen Verfahrens. Die Marktgebietsverantwortlichen haben unverzüglich nach Inkrafttreten des Konvertierungsentgeltsystems ein gemeinsames, bundesweit einheitliches Konzept für die Durchführung der dauerhaften Qualitätsumstellung in Marktgebieten zu erarbeiten. Dieses hat insbesondere die bei der Umstellung einzuhaltenden Verfahrensschritte einschließlich der Beteiligung der betroffenen Netzbetreiber und sonstigen Marktbeteiligten zu regeln. Des Weiteren sind die für eine Umstellungsentscheidung maßgeblichen materiellen Entscheidungskriterien zu normieren. Das Konzept ist mit der Bundesnetzagentur abzustimmen und sodann zur öffentlichen Konsultation zu stellen. Die MGV haben das Konzept an die Ergebnisse der Auswertung der Konsultation anzupassen und die endgültige Fassung nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur zu veröffentlichen.

Stellt der MGV im Rahmen der oben beschriebenen Prüfung fest, dass eine Umstellung einzelner oder mehrerer Netze seines Marktgebietes die kostengünstigste Maßnahme darstellt, so koordiniert er im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur die erforderlichen Umstellungsschritte auf der Grundlage des Konzepts. Die von der Umstellung betroffenen Netzbetreiber sind so früh wie möglich in die Planung einzubeziehen. Auf ihre berechtigten Interessen ist angemessen Rücksicht zu nehmen.

2. Ausgestaltung des Konvertierungsentgelts

a) Festsetzung, Geltungszeitraum und Adressaten

Das Konvertierungsentgelt gilt für die Dauer von sechs Monaten. Beginn des Geltungszeitraums sind jeweils der 01.04. und 01.10. eines Kalenderjahres.

Das Konvertierungsentgelt wird einen Monat vor Beginn seines Geltungszeitraums in ct pro kWh festgesetzt und auf der Internetseite des MGV veröffentlicht.

Das Konvertierungsentgelt wird von allen Bilanzkreisverantwortlichen erhoben, die innerhalb des Marktgebiets qualitätsübergreifend bilanzieren. Die Teilnahme am Konvertierungsentgeltsystem ist für alle Bilanzkreise, die innerhalb eines Marktgebiets sowohl H- als auch L-Gas bilanzieren, verpflichtend. Bilanzkreisverantwortliche, die für H- und L-Gas separate Bilanzkreise betreiben, haben diese zum Zwecke der Abrechnung des Konvertierungsentgelts miteinander zu verbinden. Zur Bestimmung der auf einen Bilanzkreisverantwortlichen entfallenden Konvertierungsmengen hat der MGV die täglich bilanzierten Einspeisemengen und Ausspeisemengen getrennt nach H- und L-Gas zu saldieren. Ergibt sich eine Überdeckung in der einen und eine Unterdeckung in der anderen Gasqualität, erhebt der MGV von den Bilanzkreisverantwortlichen auf den kleineren Betrag der beiden Mengen ein Konvertierungsentgelt in ct je kWh.

b) Kostenprognose

Zur Festlegung des Konvertierungsentgelts hat der MGV die mit der Konvertierung verbundenen Gesamtkosten sachgerecht zu prognostizieren. Die prognostizierten Gesamtkosten sind gemeinsam durch das Konvertierungsentgelt und die Konvertierungsumlage zu decken.

Im Rahmen der Kostenprognose ist zunächst der voraussichtliche Gesamtbedarf an Konvertierungsmenge im Geltungszeitraum des Entgelts zu ermitteln (Prognose der Marktverschiebung). Von der prognostizierten Gesamtmenge sind die Mengen abzuziehen, die durch den Einsatz schon im Marktgebiet vorhandener, im Rahmen der Netzentgelte anerkannter, technischer Anlagen konvertiert werden können (z.B. Mischanlagen). Hinsichtlich des verbleibenden Konvertierungsbedarfs ist sodann zu prognostizieren, in welchem Umfang (Mengenprognose) und zu welchen Kosten (Preisprognose) dieser durch den Einsatz kommerzieller oder sonstiger kostenpflichtiger technischer (d.h. nicht bereits netzentgeltseitig anerkannter) Maßnahmen gedeckt werden kann.

- **Prognose der Marktverschiebung:** Für die Ermittlung der voraussichtlichen Marktverschiebung sind die Marktverschiebungen vergangener Geltungszeiträume und bereits bekannte weitere Einflussfaktoren für die Marktverschiebung im Geltungszeitraum des Konvertierungsentgelts (auch wesentliche Fundamentalfaktoren auf dem Gasmarkt wie z.B. Annahmen zu Angebots- und Nachfrageveränderungen, Ausmaß der bereits realisierten Marktraumumstellung) zu berücksichtigen. Für die Prognose der anfallenden Konvertierungsmengen hat der MGV ein Verfahren anzuwenden, das dem späteren Verfahren bei der Ermittlung der Ist-Mengen entspricht, soweit nicht besondere Gründe eine Abweichung in einzelnen Bereichen zwingend erforderlich machen.
- **Einsatz bestehender Anlagen:** Bestehende, netzentgeltseitig bereits anerkannte Anlagen des Marktgebiets (derzeit v.a. Mischanlagen) sind vorrangig zur Bewältigung der prognostizierten Marktverschiebung heranzuziehen. Der MGV hat daher die durch vorhandene Anlagen zu konvertierende Menge zu ermitteln und im Rahmen seiner Kostenprognose zu berücksichtigen.
- **Einsatz technischer und kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen:** Es ist zu prognostizieren, in welchem Umfang der verbleibende Konvertierungsbedarf durch technische oder aber durch kommerzielle Maßnahmen gedeckt werden kann. Dabei ist der Grundsatz der Kostenminimierung (s.o.) zu beachten, d.h. es ist jeweils die effizienteste, zur Verfügung stehende Maßnahme zu wählen. Die für die jeweiligen Maßnahmen anfallenden Preise sind anhand geeigneter Parameter anzusetzen. Anhand des prognostizierten Konvertierungsbedarfs sind Angebote auf Arbeits- und/oder Leistungspreisbasis in eine gemeinschaftliche Merit-Order-Liste zu überführen. Vorrangig sind die Maßnahmen mit den geringeren Gesamtkosten zu kontrahieren.
- **Regelenergiekosten:** Es sind die Kosten auf der Preisbasis vergangener Geltungszeiträume unter Berücksichtigung sich voraussichtlich abzeichnender künftiger Preisentwicklungen (Preisveränderungen aufgrund der Konvertierung und sonstige Preisveränderungen z.B. bedingt durch die Zunahme des Regelenergieangebots oder der Eröffnung neuer Beschaffungswege für Regelenergie (z.B. TTF)) heranzuziehen.
- **Kosten der technischen Konvertierung:** Hierunter fallen technische Maßnahmen wie z.B. der Neubau von Konvertierungsanlagen, deren Kosten nicht bereits durch die Netzentgelte abgedeckt sind, sondern gesondert beschafft werden müssen. Dabei kann der Neubau durch am Marktgebiet beteiligte Netzbetreiber oder aber durch Dritte erfolgen. Bei einem netzbetreiberseitigen Neubau sind hinsichtlich der dabei entstehenden Kosten die nach den Maßstäben der GasNEV anerkennungsfähigen Kosten (also insbes. Investitions- und Betriebskosten) anzusetzen. Dabei sind insbesondere Angaben zur

Abschreibungsdauer, zur Kapazität der Konvertierungsanlagen, zur geographischen Position der Anlage sowie über Annahmen zum Auslastungsgrad zu dokumentieren und der Bundesnetzagentur bei Bedarf vorzulegen. Bei der Prognose der von Dritten beschafften technischen Konvertierungsdienstleistungen sind entsprechende Arbeits- und Leistungspreise anzusetzen.

c) Bemessungskriterien

Das Konvertierungsentgelt ist so zu bemessen, dass die Kosten der Konvertierung mit Ausnahme von Residuen der vorangegangenen Periode grundsätzlich durch das Konvertierungsentgelt gedeckt werden. Dabei darf das Konvertierungsentgelt jedoch eine regulatorisch festgelegte, nachfolgend näher beschriebene Obergrenze nicht überschreiten. Soweit dem Konvertierungsentgeltsystem zuzuordnende Kosten nicht durch Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt gedeckt werden, gehen sie in die Konvertierungsumlage ein.

Für die Bemessung des Konvertierungsentgelts ist eine Obergrenze vorzusehen, um den qualitätsübergreifenden Handel nicht durch eine preisliche, faktische Marktabschottung zu verhindern. Der MGV hat die Obergrenze für jeden Geltungszeitraum des Konvertierungsentgelts neu zu bestimmen. Relevant für die Festlegung der Obergrenze sind zum einen die absoluten Differenzen zwischen den Preisen für positive und negative Ausgleichsenergie und zum anderen die absoluten Differenzen zwischen den Handelspreisen für H-Gas und L-Gas. Die Obergrenze wird durch den jeweils geringeren der beiden absoluten Differenzbeträge gebildet. Es gilt damit der Grundsatz:

$$(1) \quad \text{Obergrenze}_{KE} = \min\left(|P_{A+} - P_{A-}|; |P_{LGas} - P_{HGas}|\right)$$

Obergrenze_{KE} : Obergrenze für die Konvertierungsentgelte

$P_{A+}; P_{A-}$: Preis für positive bzw. für negative Ausgleichsenergie

P_{LGas}, P_{HGas} : L-Gaspreis bzw. H-Gaspreis

Bei der Bestimmung der Obergrenze findet eine betragsmäßige Betrachtung der Preisdifferenzen statt, d.h. dass die Preisdifferenz – und somit auch die Obergrenze des Konvertierungsentgelts – stets einen positiven Wert darstellt. Die Bildung einer negativen Obergrenze ist damit unabhängig von der Entwicklung der Gas- bzw. Ausgleichsenergiepreise ausgeschlossen.

Die Deckelung des Konvertierungsentgelts durch die Ausgleichsenergiepreisdifferenz (erste Obergrenze) dient dem Schutz davor, dass Marktbeteiligte durch gezieltes Hinnehmen von Ungleichgewichten in ihrer Bilanz das Konvertierungsentgeltsystem umgehen. Die Begrenzung auf die Differenz der Ausgleichsenergiepreise gewährleistet, dass die Kosten der Konvertierung unterhalb der Kosten eines alternativen Bilanzungleichgewichts liegen. Bei der Ermittlung dieser Obergrenze ist auf die gemittelten Ausgleichsenergiepreisdifferenzen desjenigen Zwölf-Monats-Zeitraums abzustellen, der der Berechnung des Konvertierungsentgelts unmittelbar vorausgeht.

Zweite Größe zur Bildung der Obergrenze ist die Differenz der Handelspreise für H- und L-Gas (zweite Obergrenze). Der Ansatz der Preisdifferenzen soll vermeiden, dass zu hohe Konvertierungsentgelte festgesetzt werden, die einen qualitätsübergreifenden Handel durch eine preisliche, faktische Marktabschottung verhindern würde. Das Abstellen auf die Differenz der Handelspreise gewährleistet zudem, dass die Beschaffungskosten für originäres und konvertiertes L-Gas vergleichbar gemacht werden und somit ein wettbewerbsfreundlicher Rahmen für den

Handel beider Produkte auf einem einheitlichen Markt geschaffen wird. Für die Bildung der Preisdifferenz ist auf folgende Gaspreise abzustellen:

- Der **H-Gaspreis** ist aus dem Durchschnittspreis der letzten 12 Monate auf der Grundlage der Preisindizes des Preiskorbs der GABi Gas in der jeweils aktuellen Fassung zu ermitteln.
- Der **L-Gaspreis** ist mangels bisher veröffentlichter Großhandelspreise rechnerisch abzuleiten. Er berechnet sich aus dem Großhandelspreis für Gas am niederländischen Hub TTF. Hinzugerechnet werden die Transportkosten, die für die Einfuhr des niederländischen Erdgases nach Deutschland anfielen (also das niederländische Ausspeise- und das deutsche Einspeiseentgelt). So wird konvertiertes H-Gas preislich mit aus den Niederlanden beschafftem L-Gas gleichgestellt. Es gilt damit folgende Regel:

$$(2) \quad P_{L\text{Gas}} = P_{TTF} + P_{\text{Transport}_{NL-DE}}$$

P_{TTF} : Mittelwert der letzten 12 Monate des APX TTF All-Day Index

$P_{\text{Transport}_{NL-DE}}$: Ausspeiseentgelt NL, Einspeiseentgelt DE.

Zur Ermittlung der Transportkosten kommen nach Ansicht der Beschlusskammer grundsätzlich zwei Berechnungsweisen in Betracht, die durch die MGV in Standardvertragsklauseln umzusetzen sind:

- Zum einen kann auf denjenigen deutsch-niederländischen Grenzkopplungspunkt abgestellt werden, an dem bei Addition des niederländischen Ausspeiseentgelts (einschließlich Konvertierungskomponente) und des deutschen Einspeiseentgelts die höchsten Gesamtentgelte anfallen. Maßgeblich sind dabei stets die Entgelte für feste, frei zuordenbare Kapazitäten auf Jahresbasis. Da am Grenzkopplungspunkt die Ausspeisung und Einspeisung mit Leistungspreisen abgerechnet werden, sind die dort erhobenen Leistungspreise unter Zugrundelegung der an diesem Grenzkopplungspunkt in den vorangegangenen fünf Jahren durchschnittlich angefallenen Benutzungsstundenzahl in Preise von ct pro kWh umzurechnen. Die Benutzungsstundenzahl ergibt sich aus der Multiplikation des Auslastungsgrades mit den Vollbenutzungsstunden von 8760. Dabei wird der Auslastungsgrad aus dem Verhältnis zwischen der Höhe der tatsächlichen Lastflüsse zur maximalen Kapazität an dem jeweiligen Punkt ermittelt.
- Zum anderen kann eine Gesamtbetrachtung aller deutsch-niederländischen Grenzkopplungspunkte vorgenommen werden. Hierbei wird die Durchschnittssumme aller Ein- und Ausspeiseentgelte ermittelt. Die Umrechnung der Leistungspreise erfolgt sodann durch den Ansatz der durchschnittlichen Benutzungsstunden über alle Punkte in den vorangegangenen fünf Jahren.

Die Beschlusskammer behält sich vor, Vor- und Nachteile beider Varianten einer weiteren Prüfung zu unterziehen. Sie tendiert dazu, die für die Ermittlung zugrunde zu legenden Benutzungsstundendaten der letzten fünf Jahre im Rahmen des laufenden Verfahrens von den marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreibern abzufragen. In beiden Varianten erscheint es denkbar, dass die Beschlusskammer bei ihrer Hauptsacheentscheidung eine feste Benutzungsstundenzahl vorgibt, die künftig von allen MGV der Berechnung der Obergrenze zugrunde zu legen ist.

Will der MGV das Konvertierungsentgelt für einen Geltungszeitraum oberhalb der Höhe des Konvertierungsentgelts des unmittelbar vorangegangenen Geltungszeitraums festlegen, so hat er dies gegenüber der Beschlusskammer rechtzeitig vorab gesondert zu begründen.

Ausnahmsweise darf der MGV während eines Geltungszeitraums das Konvertierungsentgelt erhöhen und dabei auch die Obergrenze überschreiten, soweit dies außerplanmäßige, unvorhersehbare Umstände zwingend erforderlich machen und der MGV vorab die Genehmigung der Bundesnetzagentur eingeholt hat.

Das Konvertierungsentgelt ist entsprechend seiner dienenden Übergangsfunktion in regelmäßigen Abständen abzuschmelzen. Die Abschmelzung erfolgt durch eine jährliche Absenkung der Obergrenze. Die vollständige Abschmelzung ist innerhalb von vier Jahren stufenweise in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur durchzuführen.

3. Ausgestaltung Konvertierungsumlage

a) Festsetzung, Geltungszeitraum und Adressaten

Die Konvertierungsumlage wird parallel zum Konvertierungsentgelt für einen jeweils sechsmonatigen Zeitraum zum 01.04. und 01.10. eines Kalenderjahres festgelegt.

Die Konvertierungsumlage wird parallel zum Konvertierungsentgelt einen Monat vor Beginn des Geltungszeitraums festgesetzt und auf der Internetseite des MGV veröffentlicht.

Die Konvertierungsumlage wird durch den MGV in ct pro kWh auf alle täglich in einen Bilanzkreis physisch eingespeisten Gasmengen erhoben. Maßgeblich für die Ermittlung der physischen Einspeisung ist die tägliche Nominierung in der Form, die sie ggf. nach einer Renominierung erhalten hat. Virtuelle Einspeisungen in einen Bilanzkreis aufgrund von Handelsgeschäften sind von der Konvertierungsumlage ausgenommen.

b) Bemessung

Die Konvertierungsumlage dient neben dem Konvertierungsentgelt dazu, die Kosten der Konvertierung zu decken. Folgende Kostenblöcke gehen in die Bemessung der Konvertierungsumlage ein:

- Gemäß Ziff. 2b) prognostizierte Kosten der Konvertierung im Geltungszeitraum, soweit diese nicht durch das Konvertierungsentgelt gedeckt werden,
- Residualkosten oder -erlöse aus dem vorangegangenen Geltungszeitraum einschließlich eingetretener Zinskosten oder -erlöse aufgrund von Prognoseabweichungen.

4. Plan-Ist-Kosten-Abgleich

Der Grundsatz der Ergebnisneutralität fordert, dass dem MGV aus dem Konvertierungsentgeltsystem dauerhaft weder Kosten noch Erlöse verbleiben. Da das Konvertierungsentgelt und die Konvertierungsumlage jedoch ex ante aufgrund einer Prognose festgelegt werden, werden die tatsächlich in einem Geltungszeitraum erzielten Erlöse regelmäßig nicht exakt den prognostizierten Kosten entsprechen. Das eingetretene Delta (Residualkosten oder Residualerlöse) hat der MGV in den folgenden Geltungszeiträumen durch entsprechende Anpassung seiner Prognose auszugleichen.

Um das Delta bestimmen zu können, hat der MGV zunächst die tatsächlich während des Geltungszeitraums entstandenen Kosten zu ermitteln. Sodann hat er diese Kosten mit den erzielten Erlösen zu saldieren. Die verbleibende Differenz besteht in den Residualkosten oder -erlösen, die in den folgenden Geltungszeiträumen kostensteigernd oder -senkend in der Konvertierungsumlage in Ansatz zu bringen sind.

a) Ermittlung der Ist-Kosten

Die Ist-Kosten der Konvertierung ergeben sich als Summe aus den Kosten für technische Konvertierungsmaßnahmen, die in den Netzentgelten nicht berücksichtigt sind, und kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen. Sie sind tagesscharf zu bestimmen und über den gesamten Geltungszeitraum des Konvertierungsentgelts aufzuaddieren. Bei den Kosten für eine dauerhafte Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas handelt es sich nicht um Konvertierungskosten im Sinne der vorliegenden Eckpunkte. Sie sind bei der Kostenermittlung nicht zu berücksichtigen.

Um die Ist-Kosten ermitteln zu können, ist zunächst tagesscharf festzustellen, welche Konvertierungsmengen tatsächlich angefallen sind. Diese dem Konvertierungssystem zuzuordnende Ist-Menge stellt die Grundlage für die dem System zuzurechnenden Kosten dar. Für die Ermittlung der täglichen Konvertierungsmenge kommen aus Sicht der Beschlusskammer vor allem die beiden nachfolgend dargestellten Vorgehensweisen in Betracht. Die Beschlusskammer behält sich vor, die Vor- und Nachteile beider Varianten im Rahmen des vorliegenden Verfahrens einer weiteren Prüfung zu unterziehen. Die MGV werden aufgefordert, dem von ihnen gemeinsam zu erarbeitenden Standardangebot zunächst beide Varianten zugrunde zu legen und für beide Varianten entsprechende Vertragsklauseln zu entwickeln. Zudem sollen sie detailliert begründen, welche der Varianten aus ihrer Sicht die sachgerechteste Kostenzuordnung zwischen dem Konvertierungs- und dem allgemeinen Regel- und Ausgleichsenergiesystem ermöglicht.

- **Bilanzielle netzweite Betrachtung:** Nach diesem Ansatz werden zur Berechnung der Konvertierungsmenge zunächst die Ein- und Ausspeisungen aller Bilanzkreisverantwortlichen jeweils getrennt nach Gasqualitäten aufsummiert. Dabei bleiben die Bilanzkreise derjenigen Bilanzkreisverantwortlichen außer Betracht, für die in dem Marktgebiet lediglich in einer Gasqualität Mengen bilanziert werden. Sodann wird getrennt für jede Gasqualität der Gesamtsaldo aller Ein- und Ausspeisungen gebildet. Ergibt sich in einer Gasqualität eine Überspeisung und in der anderen Gasqualität eine gegenläufige Unterspeisung, so bildet der kleinere der beiden Salden den Betrag der konvertierten Menge. Ergeben sich keine gegenläufigen Über- oder Unterspeisungen, ist keine Konvertierung anzunehmen. Der Unterschied zu dem ursprünglichen Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber besteht darin, dass bei der Ermittlung der Konvertierungsmengen nicht die bilanziell abgerechneten Konvertierungsmengen eines jeden Bilanzkreisverantwortlichen betrachtet, sondern eine bilanzielle Gesamtbetrachtung aller Bilanzkreise eines Marktgebiets vorgenommen wird. So werden sich gegenläufig ausgleichende Nominierungen in den einzelnen Gasqualitäten und die sich daraus ergebenden Nettingeffekte berücksichtigt.

Von der so ermittelten Konvertierungsmenge ist die Menge abzuziehen, die durch im Marktgebiet vorhandene, netzentgeltseitig bereits anerkannte technische Anlagen konvertiert werden konnte. Die verbleibende Menge stellt die Menge dar, für deren Konvertierung der MGV täglich technische und kommerzielle Maßnahmen ergreifen musste und deren Kosten durch das Konvertierungsentgeltsystem gedeckt werden sollen.

Die Kosten für gesondert kostenpflichtige (nicht durch bereits netzentgeltseitig anerkannte Anlagen vorgenommene) technische Konvertierung ergeben sich aus dem tatsächlichen, effizienten Umfang der Beschaffung und des Einsatzes von technischen Konvertierungsinstrumenten im Geltungszeitraum. Bei der Beschaffung technischer Konvertierungsdienstleistungen von Dritten werden die dafür anfallenden Dienstleistungsentgelte in Form von

Arbeits- und/oder Leistungspreisen berücksichtigt, soweit ihr Anfall dem Grundsatz der Effizienz genügt.

Für die Kosten der kommerziellen Maßnahmen – also insbes. Regelenergie – werden die Konvertierungsmengen eines jeden Tages angesetzt, die weder durch vorhandene technische Anlagen noch durch gesondert kostenpflichtige technische Konvertierungsmaßnahmen konvertiert worden sind.

Um die durch kommerzielle Maßnahmen ausgelösten Kosten zu ermitteln, sind einerseits die Kosten resultierend aus der Beschaffung und Veräußerung von Regelenergie zu Arbeitspreisen und andererseits die Kosten der Vorhalteleistung zu bestimmen, soweit der Marktgebietsverantwortliche nach der Merit-Order-Liste auf ein Angebot mit Leistungspreis zurückgreifen musste.

Die tägliche Ermittlung der Kosten resultierend aus der Beschaffung und Veräußerung von Regelenergie zu Arbeitspreisen erfolgt durch Multiplikation der bilanziell ermittelten Konvertierungsmenge mit dem mittleren Regelenergiepreis des Beschaffungstages (Kauf/Verkauf je nach Gasqualität). Es gilt die Regel 3 (siehe unten S. 8). Für die quartalsmäßige Ermittlung der Kosten der Vorhalteleistung erfolgt eine Multiplikation des Abgrenzungsschlüssels für die Kosten der kommerziellen Regelenergie mit den angefallenen Kosten der Vorhalteleistung im jeweiligen Quartal. Es gilt dabei die Regel 4 (siehe unten S. 9). Der Abgrenzungsschlüssel ergibt sich aus dem Verhältnis der Summe der bilanziell ermittelten Regelenergiemenge für kommerzielle Konvertierung in dem entsprechenden Quartal zu der Summe der insgesamt beschafften Regelenergie in dem gleichen Quartal.

Um die Regelenergiemenge, die für die kommerzielle Konvertierung benötigt wurde, (wie oben dargestellt) bilanziell zu ermitteln, ist davon auszugehen, dass für die Konvertierung dieser Menge in beiden Qualitätsbereichen des Marktgebiets Regelenergie angefallen ist und zwar in dem überspeisten Qualitätsbereich in Form von negativer Regelenergie, in dem unterspeisten Qualitätsbereich dagegen in Form einer entsprechenden Menge positiver Regelenergie. Die insgesamt für Konvertierungszwecke angefallene Regelenergiemenge ergibt sich daher durch die Addition der für die Konvertierung angefallenen Regelenergiemengen in beiden Qualitätsbereichen. Dabei wird eine rein betragsmäßige Betrachtung vorgenommen, d.h. als Summenwert ergibt sich stets ein positiver Gesamtbetrag. Als nächstes ist die insgesamt an dem Tag beschaffte Regelenergiemenge zu ermitteln. Hierfür wird die in beiden Qualitätsbereichen beschaffte positive und negative Regelenergie wiederum qualitätsscharf ermittelt und betragsmäßig addiert.

$$(3) \quad \text{Konvertierungskosten}_{AP} = \text{KonvMenge} * (\text{RE-Preis}_{\text{Qualität A}} + \text{RE-Preis}_{\text{Qualität B}})$$

Konvertierungskosten_{AP}: Regelenergiekosten - resultierend aus der Beschaffung/Veräußerung von Regelenergie zu Arbeitspreisen -, die der kommerziellen Konvertierung zugerechnet werden

KonvMenge: Konvertierungsmenge

RE-Preis_{Qualität A}: mittlerer Regelenergiepreis für Qualität A, welcher sich aus der Beschaffung/Veräußerung der für die Konvertierung notwendigen Regelenergie für Qualität A ergibt

RE-Preis_{Qualität B}: mittlerer Regelenergiepreis für Qualität B, welcher sich aus der Beschaffung/Veräußerung für Qualität B ergibt

$$(4) \quad \text{Konvertierungskosten}_{I,P} = \text{Regelenergiekosten}_{I,P} * \text{Abgrenzungsschlüssel}$$

Konvertierungskosten_{I,P}: Regelenergiekosten - Kosten der Vorhalteleistung (Leistungspreis) -, die der kommerziellen Konvertierung zugerechnet werden

Regelenergiekosten_{I,P}: Regelenergiekosten der Vorhalteleistung im jeweiligen Quartal

Abgrenzungsschlüssel: Abgrenzungsschlüssel für die Regelenergiekosten der Vorhalteleistung im jeweiligen Quartal

- **Physikalischen Netzbetrachtung:** Als alternativer Ansatz kommt eine physikalische Netzbetrachtung in Betracht. Bei der physikalischen Betrachtung wird ein analoges System wie beim Ausgleichs- und Regelenergiesystem vorgeschlagen. Sollte innerhalb des Tages in der einen Gasqualität positive und zeitgleich in der anderen Gasqualität negative externe Regelenergie beschafft worden sein, entspricht betragsmäßig betrachtet die kleinere Regelenergiemenge der Konvertierungsmenge. Die durch die kleinere Regelenergiemenge in beiden Qualitätsbereichen des Marktgebiets verursachten Kosten oder Erlöse werden vollständig der Konvertierung zugerechnet. Um diese durch kommerzielle Maßnahmen ausgelösten Kosten zu ermitteln, sind einerseits die Kosten resultierend aus der Beschaffung und Veräußerung von Regelenergie zu Arbeitspreisen und andererseits die Kosten der Vorhalteleistung zu bestimmen.

Die tägliche Ermittlung der Kosten resultierend aus der Beschaffung und Veräußerung von Regelenergie zu Arbeitspreisen erfolgt durch Multiplikation der physikalisch ermittelten Konvertierungsmenge mit dem mittleren Regelenergiepreis des Beschaffungstages (Kauf/Verkauf je nach Gasqualität). Es gilt die Regel 3 (siehe oben S. 8). Für die quartalsmäßige Ermittlung der Kosten der Vorhalteleistung erfolgt eine Multiplikation des Abgrenzungsschlüssels für die Kosten der kommerziellen Regelenergie mit den angefallenen Kosten der Vorhalteleistung im jeweiligen Quartal. Es gilt die Regel 4 (siehe oben S. 9). Der Abgrenzungsschlüssel ergibt sich aus dem Verhältnis der Summe der physikalisch ermittelten Regelenergiemenge für kommerzielle Konvertierung in dem entsprechenden Quartal zu der Summe der insgesamt beschafften Regelenergie in dem gleichen Quartal.

Sofern in beiden Gasqualitäten ausschließlich Regelenergie beschafft, oder ausschließlich Regelenergie veräußert wurde, also kein gegenläufiger Regelenergieeinsatz stattfand, fallen keine Konvertierungskosten an. Bei der Abgrenzung gemäß der physikalischen Netzbetrachtung werden Einsätze bestehender Anlagen als interne Regelenergie betrachtet.

b) Gegenüberstellung der Erlöse

Den Kosten aus technischen und kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen sind die tatsächlich erzielten Erlöse im Geltungszeitraum gegenüber zu stellen. Der Saldo aus Kosten und Erlösen ist gleichmäßig über die anschließenden zwei bis vier Geltungszeiträume des Konvertierungsentgeltsystems kostensteigernd oder -senkend in der Konvertierungsumlage anzusetzen.

5. Konvertierung von Biogas

Auch Biogasmengen nehmen am System der qualitätsübergreifenden Bilanzierung teil. Werden Biogasmengen in einen Erdgasbilanzkreis eingebracht, erfolgt die Konvertierung gemeinsam mit den sonstigen eingebrachten Mengen nach den allgemeinen Regeln des Konvertierungsentgeltsystems. Wird Biogas in einen Biogasbilanzkreis eingebracht, wird die Konvertierung auch im Biogasbilanzkreis tagesscharf anhand der täglichen Ein- und Ausspeisungen abgerechnet. Für die Abrechnung der Ausgleichsenergie werden diese Mengen dagegen weiterhin über den gesamten Biogasbilanzierungszeitraum aufsummiert.