

# SCHRITTWEISE LIBERALISIERUNG DES SCHWEIZER GASMARKTES

Inkrafttreten der Verbändevereinbarung per 1. Oktober 2012

**Sven Schlittler**

dipl. Betriebswirtschaftler FH, EMBA, Beratung Energie  
EVU Partners AG, Aarau, sven.schlittler@evupartners.ch

**Dr. Markus Flatt**

Dr. oec. HSG, Leiter Beratung Energie  
EVU Partners AG, Aarau, markus.flatt@evupartners.ch

14. September 2012

---

## Lead

Mit der Verbändevereinbarung zwischen der Gasindustrie und den industriellen Grosskunden wird der erste Schritt zur Liberalisierung des schweizerischen Gasmarktes vollzogen. Definierte Kunden können einen Netzzugang beantragen und haben somit die Möglichkeit ihren Lieferanten frei zu wählen. Im Gegenzug anerkennen sie die Branchenstandards zur Ermittlung der Netzentgelte und die allgemeinen Netznutzungsbedingungen. Gleichzeitig sind sich die Parteien einig, dass die nun abgeschlossene Vereinbarung weiterentwickelt werden soll. Ob damit ein schweizerisches Gasmarktgesetz vermieden werden kann, bleibt abzuwarten.

---

## 1 EINLEITUNG

Das seit 1964 geltende Rohrleitungsgesetz (RLG)<sup>1</sup> beschreibt im Artikel 13 in einer vergleichsweise einfachen Darstellung die Transportpflicht der Netzbetreiber zugunsten Dritter gegen ein angemessenes Entgelt. Die ursprüngliche Absicht hinter dieser Formulierung bestand darin, dass der Bau von parallelen Gastransportinfrastrukturen aus volkswirtschaftlicher Sicht verhindert werden sollte. Um eine allfällige Monopolbildung nicht zu begünstigen, wurde eine Transportpflicht zugunsten von Drittanbietern integriert, ohne aber die Bedingungen des Netzzugangs, wie zum Beispiel das angemessene Entgelt, zu konkretisieren. Die Zuständigkeit bei Streitigkeiten wurde damals dem Bundesamt für Energie (BFE) übertragen. Nach der heutigen Interpretation bedeuten diese Regelungen faktisch eine Marktöffnung.

Im Jahr 2008 versuchten zwei Industriekunden, eine ausländische Belieferung mit Erdgas bis zu einem lokalen Gasversorgungsunternehmen durchzusetzen. Weil dieses Unterfangen aus Sicht der involvierten Industrieunternehmen nicht erfolgreich war, gelangten diese mit dem Antrag an das BFE, die Preise und Bedingungen für den Gastransport in diesem Fall festzulegen. Obwohl der Bundesrat die Kompetenz des Bundes in der Botschaft zum RLG<sup>2</sup> auf den Hochdruckbereich

(> 5 bar) begrenzt hatte, erklärte sich das BFE in einer Zwischenverfügung vom 21. September 2009 auch für den Niederdruckbereich (< 5 bar) als zuständig. Dies begründete das Bundesamt damit, dass das RLG, im speziellen der Artikel 13, im Bereich Erdgas nur Sinn macht, wenn alle Druckstufen gleichermassen betroffen sind. Einerseits befindet sich die Mehrzahl aller Kundenanschlüsse auf der Niederdruckebene, andererseits gibt es einen sachlogischen Zusammenhang der Durchleitung zwischen dem Nieder- und dem Hochdrucknetz. Somit müsse auch eine einzige Behörde zur Regelung der Transportbedingungen auf allen Netzebenen zuständig sein. Das von der Zwischenverfügung betroffene Gasversorgungsunternehmen gelangte anschliessend an das Bundesverwaltungsgericht, welches im Urteil<sup>3</sup> vom 21. Mai 2010 feststellte, dass das BFE nicht zuständig sei und somit auf den Antrag der beiden Industrieunternehmen nicht eingetreten werden kann.

Die Rechtsprechung führte somit zu unterschiedlichen Zuständigkeiten bei der Beurteilung des Netzzugangs und den damit verbundenen Bedingungen: Bei Leitungen mit einem Druck > 5 bar ist das BFE als streitentscheidende Behörde eingesetzt, bei Leitungen mit einem Druck < 5 bar entscheidet die Wettbewerbskommission (WeKo) gestützt auf dem Kartellgesetz.<sup>4</sup>

Weil Erdgas mehrheitlich über alle Druckstufen distribuiert wird, entspricht eine solche komplexe Regelung nicht den Marktanforderungen. So hätte ein Durchleitungsbegehren bis zu einem lokalen Gasversorgungsunternehmen durch unterschiedliche Behörden beurteilt werden müssen, wobei sich diese allfälligen Entscheidungen nicht auf detaillierte, bzw. gasspezifischen Regelungen berufen konnten. Dies entsprach nicht dem Sinne einer partnerschaftlichen Zusammenarbeit zwischen den Gasversorgern und ihren Kunden. Ebenso war es nicht im Interesse der Parteien, eine langwierige und aufwändige Entwicklung eines Gasmarktgesetzes mit ungewissem Ausgang abzuwarten. Aus diesem Grunde wurde die Verbändevereinbarung (VV) zwischen dem Verband der Schweizerischen Gaswirtschaft (VSG) und den industriellen Netzkunden entwickelt. Letztere wurden in der Verhandlung durch die IG Erdgas<sup>5</sup> und der IGEB<sup>6</sup> vertreten. Die Verhandlungen wurden unter dem Beisitz des BFE geführt. Ziel war die Gewährleistung des Netzzugangs bzw. die Festlegung und nationale Vereinheitlichung der entsprechenden Bedingungen. Die VV wurde am 2. Juli 2012 unterzeichnet und wird per 1. Oktober 2012 in Kraft gesetzt.

## 2 WESENTLICHE GRUNDLAGEN FÜR DEN NETZZUGANG

Das schweizerische Erdgasnetz verfügt mit dem überregionalen, regionalen und lokalen Netz über drei Netzebenen, wobei die lokale Ebene nach Bedarf noch in Transport und Verteilung unterteilt werden kann. Daraus abgeleitet erarbeitete die Branche schon im Vorfeld zur VV verschiedene Branchendokumente, um die Bedingungen des Netzzuganges zu konkretisieren und seine Mitglieder auf die erwartete, schrittweise Marktöffnung vorzubereiten. Diese Umsetzungsdokumente wurden nun in die VV miteinbezogen bzw. aufgrund der getroffenen Abmachungen entsprechend aktualisiert. Sowohl die VV wie auch die zentralen Branchendokumente sind auf der Webseite der Koordinationsstelle Durchleitung (KSDL)<sup>7</sup> einsehbar. Die KSDL bildet zugleich die bearbeitende und koordinierende Stelle zwischen den Netzkunden und den Netzbetreibern.

Die VV regelt als Grundsatzdokument die Prinzipien des Netzzugangs beim Erdgas. Diese ist verbindlich für die betroffenen Netzbetreiber; deren Durchsetzung soll mit verbandsrechtlichen Sanktionen sichergestellt werden. Im Gegenzug anerkennen die industriellen Erdgasbezüger an, dass der Netzzugang nur nach den gemeinsam definierten Regeln möglich ist. Gemäss Ziff. 2.1 der VV soll der Zugang zum Erdgasnetz für alle Kunden diskriminierungsfrei möglich sein und die Netzentgelte sollen nachvollziehbar und nach dem Verursacherprinzip festgelegt werden. Um eine möglichst kosteneffiziente Umsetzung des Netzzuganges zu erreichen, wurde in einem ersten Schritt die zugangsberechtigten Kunden auf rund 100 Grosskunden eingeschränkt (vgl. Ziff. 4 VV).

Im Grundsatz wurde bestätigt, dass die bestehende Transportkapazität ausreicht, die bestehenden Endverbraucher im Umfang der bisherigen Bezüge zu versorgen. Die Netzbetreiber verpflichten sich, keine künstlichen Kapazitätsbuchungen vorzunehmen und die ungenutzten Kapazitäten nach dem Prinzip „first- come, first serve“ zu vergeben (Ziff. 2.2 VV).

Die Vertragsparteien sind sich bewusst, dass diese VV, bzw. deren Umsetzung periodisch zu überprüfen und weiterzuentwickeln ist. Daraus abgeleitet verpflichten sich die Netzbetreiber zu einem transparenten Kostenvergleich der Netznutzungsentgelte ab dem 1. Oktober 2012. Ebenfalls anzustreben sind per 1. Oktober 2015 eine Bilanzzone Schweiz und die Ausweitung der zugangsberechtigten Netzkunden. Die Vereinbarung gilt unbegrenzt und kann erstmalig mit einer Frist von 12 Monaten auf den 30. September 2015 gekündigt werden.

In den allgemeinen Netznutzungsbedingungen für die schweizerischen Erdgasnetze werden die allgemein gültigen Punkte wie beispielsweise die Gesuchstellung für den Netzzugang, das eigentliche Fahrplanmanagement bis hin zu den Kündigungsrechten erläutert. Die Kalkulation der spezifischen Entgelte werden für die Hochdrucknetze (> 5 bar) im Dokument „Grundsätze zu Entgelte regionale und überregionale Zone“ geregelt. Um einen einheitlichen Standard im lokalen Netz zu erreichen, wurde unter der Federführung des Verbandes der schweizerischen Gasindustrie (VSG) das Netznutzungsmodell („NEMO“) entwickelt und bereits im Jahr 2007 als Empfehlung in Kraft gesetzt. Auf der Webseite der KSDL wurden nun per 31. Juli 2012 erstmals die aktuellen, auf dieser Basis berechneten Entgelte aller Netzebenen veröffentlicht (Ziff. 6 VV), sofern der jeweilige Netzbetreiber von der VV betroffen ist und diese zeitgerecht eingehalten hat.

### **3 ZENTRALE INHALTE DER NEUEN VERBÄNDEVEREINBARUNG**

#### **3.1 NETZZUGANGSBERECHTIGTE KUNDEN**

Die Voraussetzungen für einen Netzzugang wurden in der VV mit Hinweis auf den administrativen Aufwand relativ restriktiv gehandhabt. Die nominierte Transportkapazität muss mindestens 200 Nm<sup>3</sup>/h betragen. Dies entspricht in etwa einem Jahresbezug von rund 10 GWh bei einer Benutzungsdauer von 4'000 h. Somit können derzeit rund 100 Kunden den Netzzugang beantragen. Ohne ein aktives Engagement verbleiben die Netzkunden, vergleichbar zur Regelung der schrittweisen Marktöffnung beim Strom, beim angestammten Lieferanten. Eine mögliche Erweiterung der netzzugangsberechtigten Kundengruppe wurde in der aktuellen VV bereits vorgesehen. So soll eine Absenkung der minimalen Transportkapazität auf 150 Nm<sup>3</sup>/h per 1. Oktober 2015 angestrebt werden. Während der Netzzugang für den ersten Schritt der (geregelten) Marktöffnung eindeutig definiert ist, bleibt die künftige Entwicklung der Liberalisierung noch vage.

Eine weitere wesentliche Bedingung für den Netzzugang ab 1. Oktober 2012 ist die zwingende Verwendung des Erdgases als Prozessgas. Diese Begrenzung in der kundenseitigen Anwendung sowie der damit verbundene, explizite Ausschluss von Fernwärmeversorgungen und stromgeführten WKK-Anlagen dürfte aus Sicht der betroffenen, ausgeschlossenen Kunden zu Diskussionen Anlass geben, da diese Einschränkungen nur bedingt mit dem Grundsatz des diskriminierungsfreien Netzzugangs aller Netzkunden (Ziff. 2.1) vereinbar sind.

#### **3.2 BESTIMMUNG DES KAPAZITÄTENTGELTS IM HOCHDRUCKBEREICH**

Der Netzkunde bezahlt ein Entgelt für die zu seinen Gunsten vorgehaltene Transportkapazität (Nm<sup>3</sup>/h) auf Jahresbasis. Dies bedeutet, dass die i.d.R. vorkommende Winterspitze das Netznutzungsentgelt für das ganze Jahr bestimmt. Wird diese vorgehaltene Kapazität, inkl. 2% für Steuerungsdifferenzen, mehrmalig oder länger als 6 h überschritten, verdoppelt sich der Kapazitäts-

preis für die Differenzkapazität. Hintergrund dieser Pönalisierung ist, dass die Kunden keinen Anreiz haben sollen, auf eine i.d.R. temperaturabhängige geringere Transportkapazität zu spekulieren, um allenfalls Netzkosten einzusparen. Dies könnte in einem extrem kalten Winter allenfalls zu einem Versorgungsengpass, bzw. zu einer Überlastung der Erdgasnetze führen.

Nach sachlogischen Argumenten ist diese Betrachtung nachvollziehbar, weil einerseits die Transportkapazität der Netze ein wesentlicher Kostentreiber ist und andererseits die Netzkunden jederzeit ein Anrecht haben, diese für sie vorgehaltene Transportkapazität zu beanspruchen. Mit Blick auf die Kalkulation der Entgelte für die Transportkapazität ergeben sich jedoch einige offene Punkte. So ist nicht ohne weiteres erkennbar, wie mit abschaltbaren Transportkapazitäten umgegangen wird bzw. wie die kundenspezifischen Kosten für abschaltbare Kapazität ermittelt und verrechnet<sup>8</sup> werden. Abschaltbare Kapazitäten haben einen nachweislich positiven finanziellen Einfluss auf den Betrieb der Erdgasnetze. So werden in vollständig liberalisierten Märkten, wie beispielsweise in Deutschland, abschaltbare Kapazitäten honoriert. Die Vergütungen an die Kunden werden jeweils in den Preisblättern veröffentlicht.<sup>9,10</sup>

Wie aus dem Grundsatzdokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ entnommen werden kann, wird für die Kalkulation der Entgelte die durchschnittliche Kapazität der an den Ausspeisestellen zeitgleich gemessenen maximalen Stundenmengen der letzten drei Jahre angewendet.<sup>11</sup> Im Gegensatz wird den Kunden das Entgelt für die Durchleitung auf Basis ihrer maximalen benötigten Jahreskapazität (i.d.R. Nomination) verrechnet. Diese Differenzierung zwischen Kalkulationsbasis und Verrechnungsbasis kann zu erheblichen Deckungsdifferenzen führen, da die Nomination tendenziell eher zu hoch angesetzt wird, um die Pönalen möglichst zu vermeiden. Es kann somit davon ausgegangen werden, dass die Summe aller Nominierungen grösser als die zu einem spezifischen Zeitpunkt gemessene, maximale Last ist. Dies kann dazu führen, dass das verrechnete Netznutzungsentgelt höher als das budgetierte ist. Auch wenn allfällige Mehrerträge via Deckungsdifferenzen wieder kompensiert werden,<sup>12</sup> ist das gewählte Vorgehen aus Gründen der Nachvollziehbarkeit zu hinterfragen. Alternativ könnte die Summe aller nominierten Transportkapazitäten, abzüglich die mit einem Faktor multiplizierten abschaltbaren Kapazitäten, in die Kalkulation der Netzentgelte einfließen. Dies würde zu einer verursachergerechteren Festlegung der spezifischen Entgelte und somit tendenziell auch zu geringeren Deckungsdifferenzen führen.

### 3.3 KALKULATION NETZNUTZUNGSENTGELT

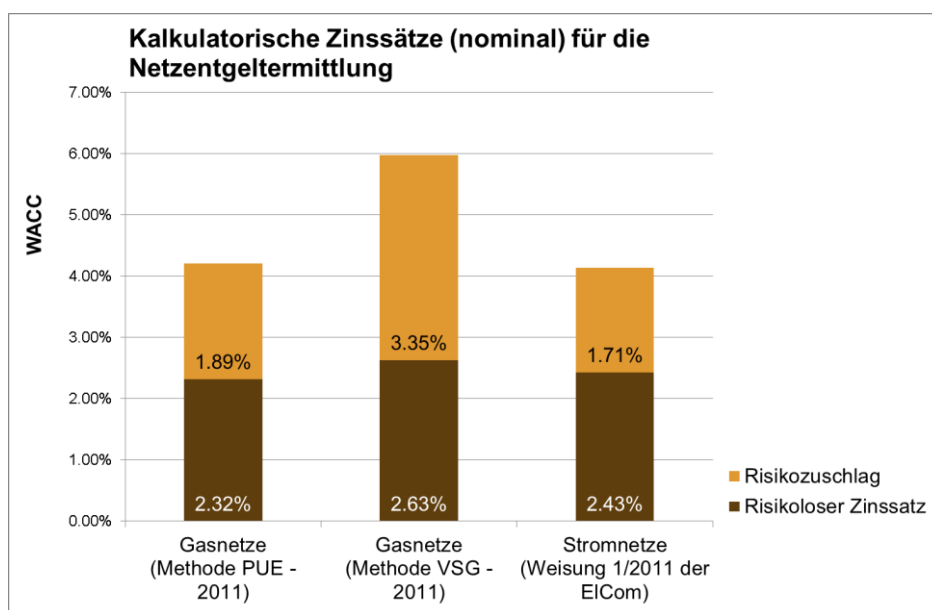
Die Ermittlung der Netznutzungsentgelte erfolgt gemäss den Branchenstandards<sup>13</sup> und soll die Nachhaltigkeit und Sicherheit der Netze gewährleisten. Die Entgelte beinhalten die Betriebskosten, die Abwicklung-, Vertriebs- und Verwaltungskosten, Deckungsdifferenzen aus dem Vorjahr, Steuern, kalkulatorische Abschreibungen und Zinsen (Ziff. 2.1 VV). Die Entgelte sollen dem Gasversorger einen angemessenen Gewinn ermöglichen. Dieser ist nach unserem Verständnis – analog zu den Vorgaben von Art. 15 Stromversorgungsgesetz – in der kalkulatorischen Kapitalverzinsung berücksichtigt.

Ein zentraler Einflussfaktor auf die Entgelte sind die zu Grunde gelegten Netzwerte. Dabei werden unterschiedliche Methoden der Netzwertbestimmung zwischen den regionalen und überregionalen sowie den lokalen Netzen angewandt. Während die Netzbetreiber auf regionaler und überregionaler Ebene ihre Netze auf Basis des Wiederbeschaffungsneuwerts<sup>14</sup> bewertet haben, sind die Netzbetreiber der lokalen Netze verpflichtet, ihre Netzwerte auf Basis der historischen Anschaffungskosten<sup>15</sup> zu bestimmen. Ein Vergleich zum Stromversorgungsgesetz zeigt, dass sich die Kapitalkosten der Stromnetzbetreiber über alle Netzebenen an den ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten orientieren müssen.<sup>16</sup> Bei fehlenden Belegen können die Werte in be-

gründeten Ausnahmefällen – dies hat zwischenzeitlich auch das Bundesgericht in einem Piloturteil bestätigt – auch synthetisch ermittelt werden.<sup>17</sup> Die umfassenden betriebswirtschaftlichen und juristischen Erkenntnisse zur Bewertung der Stromnetze dürften auch für die (vergleichbare) Bewertung der Gasnetze von Bedeutung sein.

Die bisher praktizierte und von der VV gestützte Differenzierung in den Bewertungsmethoden ist vor diesem Hintergrund und im Hinblick auf mögliche regulatorische Risiken zu überprüfen. Beispiele im In- und Ausland zeigen, dass sich die Regulatoren im Energiesektor mehrheitlich an den effektiven Anschaffungskosten orientieren.

Ein weiter wesentlicher Faktor der Netzentgeltermittlung ist die Bestimmung des kalkulatorischen Gesamtkapitalzinses (WACC). In einer Studie des Preisüberwachers (PUE)<sup>18</sup> wird festgehalten, dass nach der mit der VV einhergehenden Branchenempfehlung signifikant höhere Kapitalzinsen für Netzbetreiber resultieren, als mit den PUE-eigenen Berechnungen.



**Kalkulatorische Zinssätze WACC im Vergleich für die Bestimmung der Netzentgelte**

Während gemäss obenstehender Abbildung der risikolose Zinssatz durch unterschiedliche Methoden<sup>19</sup> und Bewertungszeitpunkten<sup>20</sup> leicht divergiert, unterscheiden sich die Risikozuschläge zwischen der Methode der Branche (VSG) und des PUE signifikant. Die Differenz ergibt sich primär durch unterschiedliche Einschätzungen der Inputfaktoren (Marktrisikoprämie für die Schweiz, „Asset Beta“ und Fremdkapitalprämie). Insgesamt erscheinen die durch den PUE vorgeschlagenen Zinssätze für die Gasnetze als tief; sie sind vergleichbar mit den regulatorischen Vorgaben für die Stromnetze.

Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass die unternehmerischen Risiken bei energiewirtschaftlichen Netzinfrastrukturen im Vergleich zu anderen Industrien unterdurchschnittlich sind. Weiter kann Erdgas nur bedingt mit Elektrizität verglichen werden. Erdgas besitzt im Vergleich zu Elektrizität insgesamt höhere unternehmerische Risiken in Form von einer latent vorhanden Substitutionsgefahr durch Drittenergien, einem nach heutigen Gesichtspunkten nachteiligen fossilen Image und einer signifikant höheren Volatilität bei den Absatzmengen. Diese Risiken werden aber durch den fehlenden Grundversorgungsauftrag reduziert, weil die netztechnischen Investitionsprojekte grundsätzlich auf unternehmerischen Entscheiden basieren sollten. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass ein Netzbetreiber im Erdgas ein höheres unternehmerisches Risiko als in der Elektrizität eingeht. Dieses wurde bei der Herleitung des Risikoaufschlages durch den PUE be-

rücksichtigt, wenn auch nicht so ausgeprägt wie in den Empfehlungen der Erdgasbranche. Im Vergleich zu den Vorgaben von europäischen Regulatoren für die Betreiber von Erdgasnetzen liegt der ermittelte PUE-WACC im Mittelfeld und die Branchenvorgaben deutlich über der höchsten regulatorische Vorgabe.

Diese durch unterschiedliche Interessen geprägte Herleitung führt zu nachvollziehbaren Differenzen in der WACC-Festlegung. Die Thematik sollte aber auch unter dem Aspekt der damaligen Diskussion zwischen dem PUE und dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) betrachtet werden, bei welcher sich die Annahmen der Preisüberwachung im späteren Gesetzgebungsprozess mehrheitlich durchsetzten.<sup>21</sup> Die aktuellen Diskussionen zur WACC-Methodik bzw. zu dessen nachhaltigen Parametrisierung im Rahmen der Revision der Stromversorgungsverordnung (StromVV) können dabei der Gasbranche ebenfalls als Grundlage zur Überprüfung der eigenen Empfehlungen bzw. als Diskussionsbasis mit dem PUE dienen. Aus Gründen der Rechts- und Planungssicherheit wäre es für die betroffenen Netzbetreiber vorteilhaft, wenn über die Kalkulation des WACC möglichst zeitnah eine Einigung zwischen dem PUE und der Branche erzielt werden kann. Nur so wird das latente Klagerisiko von betroffenen Kunden gegen vermeintlich zu hohe Netzentgelte minimiert.

#### 4 AUSWERTUNG DER VERÖFFENTLICHTEN NETZNUTZUNGSENTGELTE

Gemäss der VV verpflichteten sich die betroffenen Netzbetreiber, ihre Netznutzungsentgelte bis zum 31. Juli 2012 auf Basis der gültigen Kalkulationsmethode (NEMO, NNE Regional) zu veröffentlichen.

Eine erste Auswertung<sup>22</sup> zeigt, dass nur eine Minderheit der lokalen Gasversorgungsunternehmen ihre Netzentgelte veröffentlicht hat bzw. diese auf der dafür vorgesehenen Internetseite abrufbar sind. Einerseits sind wie erwartet nur eine beschränkte Anzahl Versorger von der VV betroffenen. Andererseits haben aber auch betroffene Versorger ihre Netznutzungsentgelte bisher offenbar noch nicht veröffentlicht.

Region	Vorgelagertes Netz		Lokales Entgelt (exkl. vorgelagertes Netz)		
	Swissgas	Regionalgesellschaft	Minimum	Median	Maximum
Westschweiz (Gaznat)	0.077	0.358	0.820	1.754	2.418
Ostschweiz (EGO) <sup>23</sup>	0.030	0.244	0.219	0.609	0.906
Mittelland (GVM)	0.049	0.328	0.352	1.250	2.262
Zentralschweiz (EGZ)	0.066	0.317	0.368	0.531	0.693

Auswertung der veröffentlichten Netznutzungsentgelte in Rp./kWh<sup>24</sup>

Um die veröffentlichten Werte vergleichbar zu machen, wurden auf Basis eines fiktiven Kunden die spezifischen Durchleitungsentgelte<sup>25</sup> ermittelt. Auf einen Vergleich der vorgelagerten Netze wurde verzichtet, weil diese Kostenelemente bereits zu früheren Zeitpunkten öffentlich zugänglich waren.

Die Auswertung der lokalen Netznutzungsentgelte ist aufgrund einer eingeschränkten Erhebung nicht repräsentativ und kann zum aktuellen Zeitpunkt nur als möglicher Trend interpretiert werden. Bei der Betrachtung der lokalen Netznutzungsentgelte fällt die grosse Preisspanne zwischen 0.22 Rp./kWh und 2.42 Rp./kWh bei einem gesamtschweizerischen Median von 0.91 Rp./kWh auf. Insbesondere ist derzeit ein signifikantes Ost-West-Gefälle erkennbar. Auch wenn dieses Gefälle möglicherweise aufgrund netztopologischer Eigenschaften begründet werden kann, ist zu erwar-

ten, dass dieses Resultat mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Diskussionen innerhalb der Branche und mit den Industriekunden führen wird.

Nur zwei Gasversorgungsunternehmen haben auch Entgelte für abschaltbare Kapazitäten veröffentlicht. Dies ist erstaunlich, da industrielle Kunden aufgrund einer diversifizierten Energieversorgung in der Regel über abschaltbare Kapazitäten verfügen. Weiter verwendet rund die Hälfte der Gasversorgungsunternehmen einen Grundpreis (CHF/a) als Preiselement. Für den in der Auswertung verwendeten fiktiven Kunden beträgt dieser bis zu 7'400 CHF/a.

## 5 FAZIT

Es scheint wahrscheinlich, dass mit der eingeleiteten Energiewende und der erwarteten langfristigen Abkopplung der Preismechanik vom Erdöl die Bedeutung von Erdgas als Energieträger in der Schweiz nochmals zunehmen wird. Eine zentrale Rolle könnte die bestehende Erdgasinfrastruktur auch bei der Speicherung und beim Transport von erneuerbaren Energien (Biogas) erhalten. Mit der abgeschlossenen VV wird per 1. Oktober 2012 der Marktzugang der grössten schweizerischen Industrieunternehmen erstmals einheitlich geregelt. Damit steht die Branche am Startpunkt einer schrittweisen Gasmarktliberalisierung. Diese Entwicklungen sind sowohl für die Gaskunden als auch für die Gasversorgung positiv zu würdigen, da sie zahlreiche Chancen für sämtliche Marktakteure beinhalten.

Sämtliche Chancen bergen auch Risiken. Die gute Ausgangslage darf nicht zu einer falschen Selbstzufriedenheit mit dem Erreichten verleiten. Die VV stellt, trotz erheblichen Anstrengungen der involvierten Parteien, erst der Anfang des Liberalisierungsprozesses dar. Dieser Prozess ist, unabhängig von einem potentiellen Energieabkommen mit der Europäischen Union, von der Schweizer Erdgasbranche weiter nach marktwirtschaftlichen und wettbewerbsorientierten Gesichtspunkten voran zu treiben. Es gilt selbstkritisch die eigenen Strukturen, die aktuellen Kosten sowie die Bedingungen des Netzzugangs zu hinterfragen und in der Diskussion mit den Kunden zu verbessern. Die Zeit ohne gesetzgeberischen Druck gilt es zu nutzen, da mittel- bis langfristig doch mit einem spezifischen Gasgesetz gerechnet werden muss. Aus den Erfahrungen mit der (Teil-) Liberalisierung des Schweizer Strommarktes empfiehlt sich daher, die nächsten Schritte hin zu einem Gas-zu-Gas-Wettbewerb aus eigenem Antrieb proaktiv anzugehen. Als Orientierungspunkte können dabei insbesondere die Weiterentwicklung der schweizerischen Gesetzgebung zum Strommarkt und die europäischen Regularien im Gasbereich dienen. Auf dieser Basis lassen sich auf die kleinräumigen Schweizer Verhältnisse angepasste Lösungen im Sinne der betroffenen Versorgungsunternehmen erarbeiten.

---

<sup>1</sup> Bundesgesetz über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe vom 4. Oktober 1963 (746.1)

<sup>2</sup> Botschaft des Bundesrates RLG (BBI 1962 II 817)

<sup>3</sup> Bundesverwaltungsgericht A-6650/2009

<sup>4</sup> Michael Merker, Gasmarktliberalisierung Schweiz, Jus-Letter 23. April 2012

<sup>5</sup> Interessengemeinschaft für Erdgasverbraucher in der Schweiz

<sup>6</sup> Interessengemeinschaft Erdgas-Bezüger

<sup>7</sup> [www.ksdl-erdgas.ch](http://www.ksdl-erdgas.ch)

<sup>8</sup> Gemäss Kap. 4 gibt es zwei lokale Gasversorgungsunternehmen, welchen eine Vergünstigung auf abschaltbaren Kapazitäten gewährt und dies auf den Preisblättern ausweisen

<sup>9</sup> Vgl. Thüga Energienetze GmbH, Preisblatt für den Netzzugang Gas; ex post Betrachtung der effektiv abgeschalteten Kapazität, Preisreduktion von 2.29 EUR/kW

<sup>10</sup> Vgl. EON Avacon AG, Entgelte Gas 2012; abschaltbare Kapazitäten werden mit dem Faktor 0.8 abgerechnet

<sup>11</sup> I.d.R. zwischen Dezember und Februar aus Sicht eines Gasversorgungsunternehmens

- 
- <sup>12</sup> Kostenreduktion erfolgt n+2 Jahre, allenfalls können analog der Empfehlung bei den schweizerischen Elektrizitätsversorgungen auch mehrjährige Rückzahlungen zu Grunde gelegt werden  $((n+2)/3 + (n+3)/3 + (n+4)/3)$
- <sup>13</sup> NEMO für die lokalen Netze und NNE Regional für die übergeordneten Transportnetzen
- <sup>14</sup> Vgl. Entgelte für regionale und überregionale Zonen, Kap. 3.2.1
- <sup>15</sup> Vgl. NEMO-Manual, Kap. 3.2.1
- <sup>16</sup> Vgl. StromVG, Art. 15
- <sup>17</sup> Vgl. EVU Partners AG (2012). Wegweisendes Piloturteil des Bundesgerichts zur Bewertung der Netze. Erhältlich unter [www.evupartners.ch/evu/?page\\_id=38](http://www.evupartners.ch/evu/?page_id=38)
- <sup>18</sup> Preisüberwachung PUE; Schweizer Gasmarkt und Kosten des Netzzuganges, November 2011
- <sup>19</sup> PUE/Elcom: Durchschnitt der letzten 60 Monate der Kassazinssätze der Bundesobligationen mit einer Laufzeit von 10 Jahren gemäss dem Statistischen Monatsheft der Schweizerischen Nationalbank  
VSG: Arithmetisches Mittel der Rendite der Bundesobligationen mit einer Laufzeit von 10 Jahren (Jahreswerte)
- <sup>20</sup> PUE: August 2011 / Elcom: März 2011 / VSG: 2010
- <sup>21</sup> Preisüberwachung PUE; Netznutzungsentgelte Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber, Dezember 2006
- <sup>22</sup> Quelle: [www.ksdl-erdgas.ch](http://www.ksdl-erdgas.ch); Auswertung EVU Partners AG; Stichtag 7. September 2012
- <sup>23</sup> Exkl. Chur und Umgebung, vorgelagertes Netz enthält Transportstrecke ab Lindau und ist ein Spezialfall
- <sup>24</sup> Für die Vergleichbarkeit wurden die Rp./kWh für einen fiktiven Kunden mit einer Transportkapazität von 200Nm<sup>3</sup> und einem Jahresverbrauch von 10 GWh errechnet. Liegen pro Netzgebiet mehrere Preise vor, wurde jeweils das passende Kundensegment, nicht abschaltbar abgebildet / pro Gasversorgungsunternehmen nur ein spezifischer Preis verwendet
- <sup>25</sup> Exkl. möglichen Zusatzkosten gemäss dem Preisblatt zu ANB