

Betrachtung der Kostenfaktoren bei der Erdgasversorgung im liberalisierten Markt Österreichs aus der Sicht des Vertriebs als Energiedienstleister für Wien

Bilanzgruppensystem; Energiedienstleister; Entflechtung; Erdgasmarkt; Erdgasvertrieb; Kostenbetrachtung; Liberalisierung

Die Umwälzungen im österreichischen Erdgasmarkt in den Jahren nach der völligen Öffnung der Märkte im Oktober 2002 führten zu einer inzwischen sehr starken Entflechtung der Vertriebs- und Netzfunktion. Dies bedeutet auch für den Erdgasvertrieb in öffentlicher Hand eine Neuorientierung bei der Betrachtung der relevanten Kostensituation und der davon beeinflussten Marktposition nicht nur gegenüber anderen Erdgasanbietern, sondern vorwiegend auch mit Blick auf die klassischen Konkurrenzenergien, wie Erdöl, Fernwärme oder erneuerbare Energieträger. Trotz der Auf trennung der zuvor integrierten Versorgungsfunktionen muss der Vertrieb als Energiedienstleister nach wie vor den Blick auf die für den Endkunden anfallenden Gesamtkosten wahren, um im Markt erfolgreich bleiben zu können.

I. Allgemein

Der österreichische Erdgasmarkt erlebte in den Jahren seit der 100%igen Markttöffnung im Jahr 2002 einen massiven Umwälzungsprozess. Die traditionellen Strukturen, die von integrierten Erdgasversorgern in den einzelnen Bundesländern gekennzeichnet waren, wurden aufgebrochen und somit ein neues, wettbewerbs- und kundenorientiertes System unter Aufsicht einer Regulierungsbehörde geschaffen. Ausschlaggebend für diese Entwicklungen waren die Liberalisierungsbestrebungen der EU, deren erklärtes Ziel die Auflösung nationaler oder regionaler Monopole war (und ist). Im Oktober 2002 kam es mit der Umsetzung der entsprechenden EU-Richtlinien in der Form des österreichischen Gaswirtschaftsgesetzes (GWG, BGBl. I Nr. 121/2000, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 148/2002) zur Trennung von Netzbetrieb (=natürliches Monopol) und Vertriebsaktivitäten (Markt). Dieser Umstand bedingt auch im Bereich des Erdgasvertriebs an Endkunden eine völlig neue Sichtweise, die eine tiefer gehende Analyse – insbesondere aus energiewirtschaftlicher Perspektive – erforderlich macht, wobei hier Crastan folgend der Vertrieb als Energiedienstleister und Motor des liberalisierten Marktes verstanden wird (Crastan 2009, S. 125 ff. und insbesondere S. 131ff.). Anders als der Vertrieb im Elektrizitätsmarkt hat der Erdgasvertrieb allerdings das Augenmerk besonders auf übergreifende Betrachtungen zu legen, da der Energieträger Erdgas nach wie vor im intensiven Wettbewerb mit Konkurrenzenergieträgern, wie Erdöl, Fernwärme oder erneuerbaren Energien steht. Vertraut man den offiziellen Daten zum Wechselverhalten im österreichischen Erdgasmarkt (AGGM 2009), die sehr geringe Kunden-

wechselzahlen und damit Wettbewerbsaktivität zeigen (die Bedeutung der Wechselbereitschaft von Endkunden für den Erdgasvertrieb wurde in der wissenschaftlichen Diskussion bereits untersucht (Wiedmann/Hennings/Kilian 2005, S. 44ff.)), so ist gerade die Position im Vergleich zu anderen Energieformen für den wirtschaftlichen Erfolg von Erdgas ausschlaggebend. Aus der Sicht des Energiedienstleisters sollen in dieser Betrachtung sowohl die netz- als auch die energieseitigen Einflussfaktoren auf die Erdgasbeschaffung, die Beschaffungskosten und damit auf die gegenüber dem Endkunden darstellbaren Gesamtabgabepreise aus der Sicht eines typischen großstädtischen Energievertriebs (hier am konkreten Beispiel des Wiener Versorgers) eingeschlossen werden. Um eine möglichst umfassende Übersicht bieten zu können, werden auch die sonstigen Beeinflussungen der Gesamtkostensituation, wie vor allem Steuern, Abgaben oder Messpreise, berücksichtigt. Der Fokus soll aber vorwiegend auf der (energiewirtschaftlichen) Kostenseite liegen; die bei Versorgern naturgemäß angestellten Überlegungen zur Festlegung von Marketing- und Vertriebskosten, Personalkosten oder Margen in den einzelnen Kundensegmenten werden hier nur in der Form von geschätzten Zuschlägen berücksichtigt, um eine durchgängige Darstellung bieten zu können.

II. Das österreichische Marktmodell

Mit der vollständigen Marktöffnung zum 1.10.2002 wurde der österreichische Gasmarkt in drei Regelzonen eingeteilt (Ost, Tirol und Vorarlberg). In jeder dieser Regelzonen sorgt der Regelzonenführer für die technische Stabilität des Transportleitungssystems und die Verwaltung bestehender Transportkapazitäten im Leitungsnetz (Abbildung 1).

Die 3 Regelzonen des österreichischen Gasmarktes

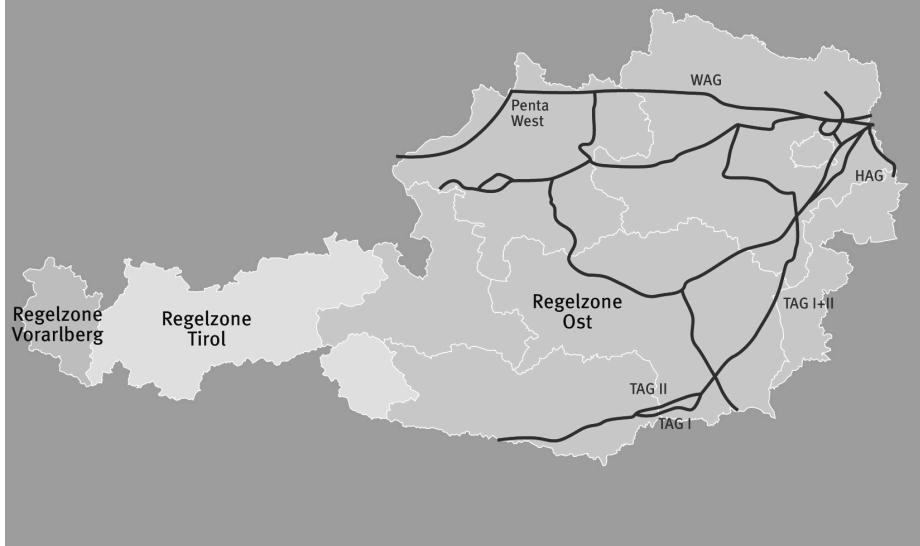


Abb. 1: Die drei Regelzonen des österreichischen Erdgasmarkts

Quelle: Eigene Darstellung

In den einzelnen Regelzonen sind die verschiedenen Marktteilnehmer, wie Versorger, Händler und Kunden zu Gruppen („Bilanzgruppen“) zusammengeschlossen, die für den Ausgleich zwischen Aufbringung und Entnahme von Erdgas verantwortlich sind. Das Bilanzgruppenmodell ist die Voraussetzung für eine erfolgreiche Trennung von monopolistischem Netzbereich und dem Handelsbereich. Diese Trennung ist erforderlich, um den Wettbewerb zwischen Versorgern zu ermöglichen und den vormals an ihren Gebietsversorger gebundenen Kunden die Chance zu bieten, Energie auch bei anderen Anbietern zu beziehen. Durch die Netzbereiche übergreifenden Bilanzgruppen können neue Versorger Kunden aus allen Bereichen der Regelzone zusammenfassen und beliefern (Abbildung 2).

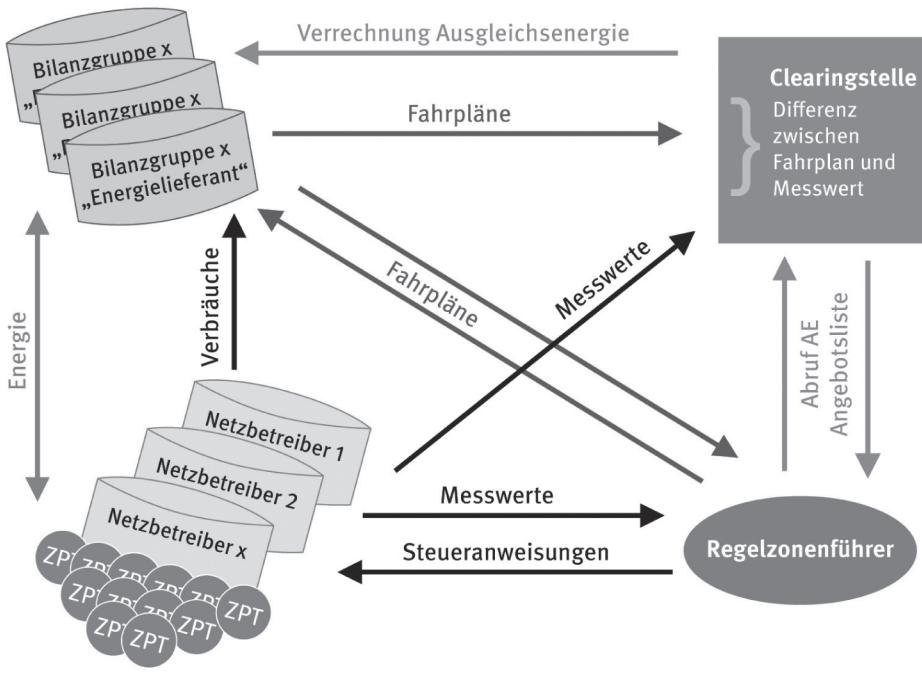


Abb. 2: Beziehung der Marktteilnehmer im österreichischen Erdgasmarkt

Quelle: Eigene Darstellung

Erklärung:

- Netzbetreiber sind Betreiber von Fern- und Verteilungsnetzen.
- Regelzonenführer sind verantwortlich für die Systemstabilität der Regelzone.
- Clearingstelle (Bilanzgruppenkoordinator oder Market Operator): ermittelt anhand der von den Netzbetreibern und Marktteilnehmern zur Verfügung gestellten Daten die Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung (das entspricht der Ausgleichsenergiemenge), den Preis für die Ausgleichsenergie und verwaltet die einzelnen Marktteilnehmer in organisatorischer und abrechnungstechnischer Hinsicht.
- ZPT steht für die einzelnen Verbrauchsstellen (Zählpunkte), also die Endkunden.
- Der Zweck von Bilanzgruppen besteht hauptsächlich in der Sicherstellung des Ausgleichs von Verbrauch und Beschaffung von Erdgas in der Bilanzgruppe. Die Bilanzgruppe plant den Bedarf der Bilanzgruppenmitglieder für jede Stunde und gemeinsam mit den Versorgern die Deckung der Nachfrage. Weichen die benötigten Mengen vom prognostizierten Volumen ab, muss dafür Ausgleichsenergie vom Regelzonenführer abgerufen werden, die über einen eigens dafür geschaffenen Ausgleichsenergiemarkt gehandelt wird. Die Bilanzgruppen bzw. die in ihrem Rahmen tätigen Lieferanten sind für die Energiebeschaffung und die Versorgung der Endkunden mit Erdgas verantwortlich.

III. Beschreibung des Wiener Versorgungsbereichs – Ausgangsdaten für die Berechnungen¹

Die folgende Analyse bezieht sich auf den Kleinkunden-, Gewerbe- und Kleinindustriesektor, der gesamte Strom- und Wärmeerzeugungsbereich sowie industrielle Großkunden werden nicht berücksichtigt. Der grundlegende Aufbau der Kundensegmentierung folgt den Vorgaben der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung, zuletzt geändert durch GSNT-VO 2008-Novelle 2009), die eine mengen- bzw. verbrauchsabhängige Staffelung bei der Ermittlung von Netzentgelten vorsieht – ein auch im Energiebereich sinnvoller Ansatz (Abbildung 3).

Kundenanalyse Wien

Kunden- gruppe	Basisdaten				Energie				Netz	
	Anzahl	Verbrauch	So/Wi- Verhältnis	Anschluss- wert	Volumen	Maximal- leistung	Band- leistung	Speicher- leistung	12-Monats- Ø-Leistung	Gaszähler
bis kWh		in MWh	in %	in MW	in MWh	in MW	in MW	in MW	in MW	
8.000	525.055	1.721.309	62,07 %	4.672	207.705	1.086	196	889	893	G 4
15.000	339.044	4.476.697	78,45 %	4.443	1.273.620	1.496	511	985	923	G 4
40.000	84.059	2.330.854	79,11 %	1.324	678.511	775	266	509	479	G 6
80.000	17.427	1.000.925	79,76 %	333	297.875	333	114	219	206	G 6
200.000	6.324	834.964	79,00 %	214	242.140	278	95	183	172	G 10
400.000	2.558	767.336	78,31 %	214	217.256	255	88	168	158	G 16
1.107.000	1.565	1.020.577	77,58 %	267	281.475	327	117	211	202	G 25
Großkunden	427	983.352	73,60 %	180	232.071	264	112	152	187	G 65
	976.458	13.136.014		11.646	3.430.653	4.815	1.500	3.315	3.219	

Abb. 3: Kundenanalyse Wien

Quelle: Eigene Darstellung

Erläuterungen:

- Anzahl bezeichnet die Anzahl der Zählpunkte in den einzelnen Staffeln; ein Zählpunkt bezeichnet jede Einspeise- und/oder Entnahmestelle, an der eine Gasmenge messtechnisch erfasst und registriert wird.
- Verbrauch ist die jährliche Abgabemenge an alle Zählpunkte.
- Das Sommer-/Winterverhältnis ist ein Indikator für die Verteilung der Last über das Jahr, wobei hier nur der Winteranteil angegeben wurde. Ein Verhältnis von 50:50 charakterisiert beispielsweise einen Kunden mit bandförmiger Abnahme, üblicherweise einen industriellen

1 Die hier angeführten Daten wurden aus Gründen der Geheimhaltung verändert und dienen lediglich als Modell bzw. Annäherung an die Realität.

Kunden mit kontinuierlicher Produktion. Der in Wien vorherrschende Typ ist hingegen wesentlich stärker heizlastig – ein großer Teil der Jahresmenge wird im Winter bezogen.

- Der Anschlusswert bezeichnet die technisch mögliche Maximalleistung.
- Die angeführten Gaszählergrößen geben nur typische Größenklassen in der jeweiligen Staffel an; selbstverständlich kommen auch noch größere Zähler zum Einsatz, wie auch im Punkt „Messkosten“ noch ausführlicher behandelt wird.

Die Kenngrößen für Energie und Netz werden in den entsprechenden Unterpunkten näher behandelt.

IV. Transportkosten – Netz

Neben der Trennung von Netz- und Energiebereich ist die Einführung eines durch Verordnung festgesetzten Tarifs, der an die Stelle der früher in den Erdgasbezugs- oder separaten Transportverträgen vereinbarten Entgelte getreten ist, die wesentlichste Neuerung in der Beschaffungslandschaft für Erdgas. Der Transportkunde (d. h. Netznutzer) zahlt für die von ihm benötigte Dienstleistung ein Entgelt an den Netzbetreiber, an dessen Netz seine Anlage(n) angeschlossen ist bzw. sind. Dieses beinhaltet alle Transportkosten vom Eintrittspunkt (Entry-Point) in das österreichische Netz über die Fern- und Verteilerleitungsebene bis zum Hausanschluss. Anders als z. B. in Deutschland wurde in Österreich für die Festlegung von Tarifen auf das Briefmarkensystem gesetzt. Das bedeutet, dass weder ein Entry-Exit-Modell, noch eine transaktionskostenorientierte Entgeltermittlung erfolgt. Einerseits fallen also für die Buchung von Kapazitäten an den Eintrittspunkten in das österreichische Netz keine Kosten an, andererseits spielt auch die Entfernung des Verbrauchspunktes zu diesen Punkten keine Rolle. Die gesamten Kosten des übergeordneten Fernleitungssystems (Ebene 1) werden zusammengefasst und entsprechend der leistungs- und arbeitsmäßigen Belastung auf die einzelnen Netzbereiche verteilt. Auf diese Weise wird das gedankliche Modell eines „Gassees“ in die Realität umgesetzt, was im Gegensatz zu distanzabhängigen Tarifmodellen aber naturgemäß zu deutlichen Verzerrungen und Benachteiligungen von nahe an den Einspeisepunkten gelegenen und leistungsstarken Netzbereichen führt. Aus diesem Grund werden die endgültig den Netzen zugeordneten Kosten noch mit Ausgleichsfaktoren korrigiert, die sich am Anteil der Fernleitungskosten an den gesamten Leistungskosten des Verteilnetzbetreibers und der Entfernung von den Entry Points orientieren. Diese Faktoren sollen dafür Sorge tragen, dass die Veränderungen zum System vor der Liberalisierung (und damit die Widerstände gegen die Neuregelung) nicht zu groß werden. Die Kosten der Fernleitungsebene werden den originären Kosten der Verteilernetze hinzugerechnet und somit Bestandteil der Verteilerbriefmarke der einzelnen Netzbereiche. Die gesamten Kosten des Netzbereiches inklusive der vorgelagerten Fernleitungsebene, der Systemsteuerung und der Regulation werden in einem verordneten Briefmarkentarif abgebildet – das Ergebnis ist ein 100% Exittarif in Form eines einheitlichen Entgelts für jeden Kunden (Abbildung 4).

Netzentgelt Ebene 3 im Netzbereich Wien

Verbrauch [kWh / a]	Arbeitspreis [Cent / kWh]	Pauschale/Monat [Cent]	Leistungspreis [Cent / kWh/h]
0 – 8.000	Zone 1 1,3746	Staffel 1 250	
8.001 – 15.000	Zone 2 1,1455	Staffel 2 250	
15.001 – 40.000	Zone 3 1,1455	Staffel 3 250	
40.001 – 80.000	Zone 4 0,7741	Staffel 4 250	
80.001 – 200.000	Zone 5 0,7741	Staffel 5 250	
200.001 – 400.000	Zone 6 0,7741	Staffel 6 250	
400.001 – 1.107.000	Zone 7 0,5306	Staffel 7 250	
0 – 5.000.000	Zone A 0,2506	Staffel A	663
5.000.001 – 10.000.000	Zone B 0,2020	Staffel B	663
10.000.001 – 100.000.000	Zone C 0,1120	Staffel C	663
ab 100.000.001	Zone D 0,1120	Staffel D	663

Abb. 4: Netzentgelt Ebene 3 im Netzbereich Wien

Quelle: GSNT-VO 2008-Novelle 2009

Kunden werden auf Grund ihrer Größe und der davon abgeleiteten Pflicht zur Leistungsmessung unterschieden. Ab einem Jahresverbrauch von 400.000 kWh ist es verpflichtend, einen Lastprofilzähler zu verwenden, und den betreffenden Kunden in der Zone A-D zu verrechnen (§ 3 (2) Verordnung betreffend Zuordnung, Erstellung und Anpassung von standardisierten Lastprofilen vom 20.12.06, zuletzt geändert am 25.1.08). Er bezahlt die verbrauchte Arbeit und die gemessene Leistung, deren Basis das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum (1 Jahr) monatlich gemessenen höchsten stündlichen Durchschnittsbelastung (12-Monats-Mittel) ist. Die 12-Monats-Mittelleistung ist die durch das Gesetz normierte Verrechnungseinheit, die allerdings in der Realität bei der Dimensionierung von Netzen keine Bedeutung hat, wo vielmehr die Maximalleistung entscheidend ist. Auch der im Gesetz angeführte Grundsatz der Kostenorientierung im Rahmen der Tariffestlegung wird nur schlecht erreicht, da die monatliche Durchschnittsbelastung dazu tendiert, Kunden mit schlechter Auslastung (z. B. hohen Winterspitzen und geringem Sommerverbrauch) im Vergleich zu Kunden mit günstiger Fahrweise (d. h. geringen Leistungsspitzen durch kontinuierliche Bandfahrweise) zu bevorzugen. Alle Kunden, die nicht in diese Kategorie „Kunden mit Leistungsmessung“ fallen, werden in der Zone 1-7 verrechnet (nicht-leistungsgemessene Kunden) und zahlen neben dem Arbeitsentgelt einen Pauschalbetrag, der neben fixen Kostenbestandteilen, wie der Verrechnung oder dem Störungsdienst in geringem Maße das Äquivalent des Leistungspreises der Zone A-F darstellt. Bei der Berechnung des Arbeitspreises wird der Grundsatz des Einkommenssteuertarifs angewendet. Dies bedeutet, dass bei einem Verbrauch von beispielsweise 17.000 kWh die ersten 8.000 kWh mit dem Tarif der Zone 1 zu multiplizieren sind, die nächsten 7.000 kWh mit dem der Zone 2 und die restlichen 2.000 kWh mit dem Entgelt der Zone 3. Gleichermaßen gilt für die leistungsgemessenen Kunden in den Zonen A-F. Da kein direkter Kundenanschluss an die Fernleitungsebene (Ebene 1) erfolgen kann, befinden sich die Kunden

des Großversorgers ausschließlich in den Ebenen 2 und 3, im betrachteten Wiener Fall sind die ausgewählten Kundensegmente sogar nur in der Druckstufe < 6 bar (Ebene 3).

Für die angeführte Kundenstruktur (siehe Abbildung 3) ergeben sich folgende Netzkosten im Wiener Netzgebiet: Das Gesamtentgelt beträgt rund 186 Mio. Euro, wobei der größte Anteil mit etwa 155 Mio. Euro dabei auf den Tarif für Arbeit entfällt (ein typisches Charakteristikum eines von Kleinkunden dominierten Netzgebiets).

V. Energiebeschaffung

Um Erdgaskunden das ganze Jahr hindurch zuverlässig versorgen zu können, müssen nicht nur Gaslieferverträge mit den großen Lieferanten (wie Gazprom oder Statoil) geschlossen werden, sondern darüber hinaus auch so genannte Speicher- oder Strukturierungsverträge mit Anbietern, die üblicherweise verbrauchsnah im Abnahmegerüst der Kunden angesiedelt sind. Dies ist deswegen bedeutsam, da das Gas von den Produktionsfeldern in einem mehr oder weniger konstanten Strom gefördert und transportiert wird, wohingegen der tatsächliche Verbrauch sehr stark temperaturabhängig ist und dementsprechend starken Schwankungen unterliegt. Ein üblicher bandförmiger Liefervertrag könnte mit den dort vereinbarten Bezugsflexibilitäten (zumeist nur wenige Prozent) niemals diese saisonalen Bedarfsänderungen abdecken. Der Lastgang des Versorgers über den Betrachtungszeitraum (in unserem Fall 8760 Stunden) wird durch die verbrauchte Energie („Arbeit“), die maximal benötigte Leistung sowie das erforderliche Speichervolumen beschrieben.

1. Arbeit

Die benötigte Energie, d. h. die von der Summe aller Einzelkunden im Jahr verbrauchte Gasmenge, muss in Form von Bezugsverträgen eingekauft werden; die benötigte Jahresenergiemenge wird im Falle Österreichs gewöhnlich zum überwiegenden Teil über Vollversorgungsverträge mit Vorlieferanten abgedeckt, die bei Kunden dieser Größe relativ flexible Bezugsmöglichkeiten bei schwankender Abgabe ermöglichen, d. h. großzügige Schwankungsbreiten bei den Jahresbezugsmengen bieten. Dies ist insbesondere bei großen Versorgern von entscheidender Bedeutung, da die jeweilige Abgabe in Abhängigkeit von den herrschenden Wetterbedingungen enorme Abweichungen von den Regel- bzw. Planwerten erreichen kann. Im besonders milden Jahr 2006/2007 kam es in Wien zu einem Einbruch der Abgabe um etwa 25 Prozent. Die Wahl der erforderlichen Bezugsmenge ist die grundlegende und wird in der Praxis oft in Anlehnung an den Bedarf eines temperaturbereinigten Regeljahres getroffen. Abbildung 3 entnehmen wir die Planabgabemenge unseres Versorgers von rund 13.100 GWh, die er beschaffungsseitig sichern muss, um seine Kunden versorgen zu können. Als Basis für die Verrechnung soll der durchschnittliche Importgaspreis (Statistik Austria 2009) für die letztverfügbaren zwölf Monate von April 2008 bis März 2009 herangezogen werden. Dies bedeutet bei einem Preis von circa 300 Euro/1000m³ bzw. 30 Cent/m³ oder 2,7 Cent/kWh und einem angenommenen Gewinnaufschlag des Vorlieferanten von

0,1 Cent/kWh einen durchschnittlichen Jahresenergielieferungspreis von 2,8 Cent/kWh. Daraus ergeben sich variable Energiebeschaffungskosten von rund 366,7 Mio. Euro.

2. Speichervolumen

Zudem ist die für die effektive Versorgung der Kunden erforderliche Strukturdiensleistung sicherzustellen: Da der Bezug des Erdgases großteils bandförmig erfolgt, der Verbrauch allerdings saisonal verteilt ist, muss Speichervolumen in geologischen Speicheranlagen angekauft werden, um Kunden bedarfsgerecht versorgen zu können. Nicht benötigte Bezugsmengen werden im Sommer eingespeist und in den starken Abnahmezeiten des Winters wieder entnommen. Das Speichervolumen erlaubt die Versorgung der in Wien besonders heizlastigen Kunden auch während der Hochlastzeiten bei gleichzeitig geringer Bandanlieferung. Die genaue Berechnung kann vertraglich auf unterschiedliche Weise erfolgen, hier soll das erforderliche Speichervolumen über die den Bandbezug übersteigende Menge errechnet werden. Diese Methode geht von der Überlegung aus, dass ein reiner Bandkunde mit einem Sommer-/ Winterverhältnis von 50:50 kein Speichervolumen benötigt, da sein gesamter Jahresverbrauch durch die eigentliche Gaslieferung abgedeckt werden kann. Sobald der Verbrauch im Winter höher wird, steigt der Volumenbedarf, um das Ungleichgewicht zwischen Sommer und Winter wieder ausgleichen zu können. Abbildung 3 zeigt den Volumenbedarf unterschiedlicher Kundensegmente. Im Bereich bis 8000 kWh finden sich verhältnismäßig viele Kunden mit relativ ausgeglichenem Sommer-/Winterverhältnis, wie die in Wien besonders zahlreichen Kochgaskunden oder Warmwassernutzer. In den folgenden Stufen erkennt man das typische Heizverhalten mit deutlichem Überhang der Abnahmemenge im Winter und dementsprechend hohem benötigten Speichervolumen. Erst im (sehr kleinen) Bereich der Wiener Großkunden beginnt der Winteranteil wieder zu sinken, da Gas in diesem Segment verstärkt für die Produktion eingesetzt wird, die zumeist eine geringere Temperaturabhängigkeit aufweist. Die Berechnung des Entgelts für das Speichervolumen erfolgt in Anlehnung an jenes für die Speicherleistung und wird aus diesem Grund im nächsten Punkt „Speicherleistung“ behandelt.

3. Speicherleistung

Neben dem Ausgleich saisonaler Schwankungen müssen allerdings auch die stark schwankenden täglichen bzw. stündlichen Abgaben abgedeckt werden. Der Versorger muss insbesondere in der Lage sein, seine maximale stündliche Höchstlast („stärkste Stunde“ – diese fällt üblicherweise in den Morgenstunden rund um 7-9 Uhr an den abgabestärksten Wintertagen an) abzudecken, was auf zwei Arten erfolgen kann: einerseits inkludiert der Einkauf der Energiemenge selbst eine zugehörige Grundleistung (Bandleistung – also die Leistung, die durch den Energiebezug selbst abgedeckt werden kann), die sich aus der Gesamtmenge/8760 Jahresstunden (inkl. etwaig vorhandener Flexibilitäten der Energiebezugsverträge) errechnet, darüber hinaus kann Speicherleistung in geologischen oder oberirdischen Anlagen zugekauft werden. Im Normalfall wird die Bandleistung alleine nicht ausreichen und der Zukauf von Speicherleistung nötig sein. Die Fest-

legung dieser Gesamtleistung (Band- + Speicherleistung) ist von besonderer Bedeutung, da – abhängig vom jeweiligen Vertragsmodell – bis zu 75 Prozent der gesamten Strukturstufen auf diesen Bereich entfallen.

In der Praxis sind verschiedene Methoden der Leistungsermittlung zu finden:

- Durchschnittsbildung: Mittels einfacher Methoden (wie etwa Durchschnittsbildung auf Basis der letzten verfügbaren Ist-Daten vergangener Jahre) erfolgt die Errechnung maximaler Stundenabgaben.
- Ableitung von technischen Norm-Auslegungsbedingungen bei der Berechnung der Heizlast von Gebäuden ausgehend von allgemein gültigen Richtlinien (ÖNORM H 7500 Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast): Diese legen für die verschiedenen Bundesländer Norm-Auslegungstemperaturen fest (in Wien etwas weniger als -13°C). Auf Basis dieser Normtemperatur erfolgt die Festlegung der zu erwartenden maximalen Stundenabgabe.
- Regelabgabenschätzungen: Wiederum ausgehend von vorhandenen Ist-Daten erfolgt eine energiewirtschaftliche Bereinigung der Heizlast sowie die Berücksichtigung etwaiger Verluste an Konkurrenzenergien (im Raum Wien vor allem Fernwärme). Aus dieser Bewertung lassen sich Schlüsse auf die Maximalleistung ziehen.
- Risikoabschätzungen: Hier wird von bereits gegebenen, längerfristig stabilen, Nominierungsniveaus ausgegangen. In diesen Fällen werden die Auswirkungen von Leistungsniveauänderungen auf die Beschaffungskostensituation geschätzt, d. h. eine Verringerung der maximal eingekauften Spitzenleistung führt zu einem höheren Anfall zusätzlich benötigter variabler Energiemengen.

Oft kommt es zu Kombinationen dieser Vorgehensweisen, hier wird aus Gründen der Einfachheit die maximal nötige Speicherleistung aus der Betrachtung der vergangenen Jahre ermittelt und aus diesen vorhandenen Ist-Werten mittels einfacher Schätzung die bei -12,4° Celsius benötigte Leistung berechnet (Variante 1). Von dieser wird dann die Bandleistung subtrahiert, die sich aus der Gesamtbezugsmenge ableitet. Die Berechnung des für die Speicherleistung anzusetzenden Entgelts geht vom marktüblichen Preis für ein typisches Speicherprodukt aus. Als Richtwert soll hier der Tarif für Standarddienstleistungen, d. h. „bundled services“, also Speicherleistung in Kombination mit Speichervolumen gewählt werden (OMV 2009). Im konkreten Beispiel wird als bestmöglichster Vergleichswert der fixe Tarif (10-Jahres-Kontrakt) gewählt, der an fixe Zeiträume für die Einpressung (üblicherweise Sommer) bzw. Entnahme (Winter) gebunden ist. Als ange nommener Jahresleistungspreis ergibt sich somit ungefähr 128 EURO/m³/h auf der Basis des Jahres 2009. Die genaue Gewichtung der Speicherleistungs- und Speichervolumenanteile des Gesamtentgelts ist nicht eindeutig ermittelbar; ausgehend von den praktischen Erfahrungen aus der Zeit vor der Liberalisierung des Gasmarkts wird der Leistungsanteil vereinfachend mit 75 Prozent vom Gesamtentgelt angesetzt, das bedeutet 96 EUR/m³/h – umgerechnet 8,6 EUR/kWh/h. Bei der schon zuvor erwähnten Speicherleistung von 3.300 MW errechnen sich Energieleistungskosten von ungefähr 28,6 Mio. Euro.

Bei der Berechnung des Volumenentgelts wird der grundsätzlichen Vorgehensweise gefolgt, die soeben bei der Berechnung des Leistungsentgelts angewendet wurde – es werden also 25 Prozent des OMV-Tarifs für Standarddienstleistungen als Volumenpreis angesetzt, das bedeutet 32 EUR/

m³/h – oder umgerechnet 2,9 EUR/kWh/h.² Die Kosten für das Volumen werden also über die Leistung angenähert, was in der Praxis auch sinnvoll ist, da nur ein verfügbares Volumen in der Speicheranlage auch die nachfolgende Ausspeicherung ermöglicht. Der Wert des gesamten Einlagerungsvolumens für die Wiener Kunden von etwa 3.400 GWh wird über die benötigte Speicherleistung von 3.300 MW hergeleitet, das sind somit 9,5 Mio. Euro.

4. Energiebezugsnebenkosten

Neben den soeben beschriebenen Hauptelementen bei der Beschaffung von Erdgas müssen auch noch Kosten abgedeckt werden, die sich mit der Etablierung des Bilanzgruppensystems im österreichischen Markt ergeben haben. Alle Kostenansätze sind in den Marktregeln für den Erdgasmarkt zu finden (E-Control 2009):

- Bilanzgruppenmitgliedschaft: Im Marktsystem muss jeder Zählpunkt Mitglied einer Bilanzgruppe sein, um zu gewährleisten, dass auch alle eingespeisten und entnommenen Mengen systemtechnisch bilanziert werden können. Während Kraftwerke oder andere Großkunden üblicherweise ihre Mengenprognosen eigenständig erstellen und somit unmittelbare Mitglieder einer Bilanzgruppe sein können, wird die große Zahl der Kleinkunden von Versorgern zusammengefasst und gegenüber der Bilanzgruppe „vertreten“ (mittelbare Bilanzgruppenmitgliedschaft). Die Abrechnung erfolgt über die verbrauchte Arbeit, das Entgelt beträgt: 2,12 ct/MWh bzw. 280.000 Euro.
- Fahrplanerstellung (Mengennominierung) und die damit zusammenhängende Abdeckung des Ausgleichsenergierisikos: Im Bilanzgruppensystem erfolgt die kurzfristige Mengennominierung auf Basis von Fahrplänen, die am Vortag (day-ahead) und nach Bedarf mit zwei Stunden Vorlaufzeit am eigentlichen Verbrauchstag (intra-day) gesendet werden müssen. Abweichungen der angemeldeten Fahrplanmengen zu den tatsächlichen Ist-Mengen der einzelnen Stunden werden mit Ausgleichsenergie glattgestellt und die angefallenen Ausgleichsenergiestunden den Verursachern verrechnet (im Fall von Überlieferungen gutgeschrieben). Öffentlich verfügbare Marktpreise sind auf Grund der geringen Anbieterzahl derzeit noch nicht vorhanden. Ausgehend von praktischen Erfahrungen wird ein verbrauchsabhängiges Entgelt von 12,5 ct/MWh angenommen, was 1.650.000 Euro entspricht.
- Clearinggebühren: Für die gesamte im Jahr verbrauchte Energiemenge des Versorgers sind als Entgelt für die Ausgleichsenergiemittlung und -verwaltung an die Verrechnungsstelle (Bilanzgruppenkoordinator) Clearinggebühren zu entrichten. Der aktuell gültige Entgeltsatz beträgt 3,99 ct/MWh oder rund 525.000 Euro.
- Messentgelt für die Einspeisung von Erdgas aus dem Import, aus Produktion sowie aus den Speicheranlagen: Neben den direkt dem Endverbraucher verrechneten Messkosten, fallen auch bei der Messung eingespeister Mengen in die Regelzone Kosten an, die von den Bilanzgruppenverantwortlichen nach verbrauchter Menge an die Versorger weitergegeben werden. Das Messentgelt beträgt: 2,88 ct/MWh oder ca. 380.000 Euro.

2 1m³ entspricht hier 11,14 kWh.

- Sicherheitsleistungen: Um als Teilnehmer im Erdgasmarkt tatsächlich zugelassen zu werden, sind die Bilanzgruppenverantwortlichen zur Stellung von Sicherheiten verpflichtet, die zur Deckung etwaiger finanzieller Folgen aus Zahlungsverzug dienen. Die Höhe der Sicherheiten richtet sich neben der Bonitätsbewertung vor allem nach dem Monatsumsatz, der ja den maximal möglichen finanziellen Ausfall hauptsächlich beeinflusst. Auf die genaue Herleitung soll in diesem Rahmen verzichtet werden; bei einem Versorger dieser Größe kann von einem Jahresbeitrag von etwa 25.000 Euro ausgegangen werden.

VI. Sonstige Kosteneinflussfaktoren

1. Messkosten

Für die Beistellung der zur Gasmengenmessung erforderlichen Messeinrichtungen durch den Verteilernetzbetreiber hat der Kunde ein Entgelt zu entrichten. Dieses umfasst neben der eigentlichen Zurverfügungstellung des Zählers auch den Betrieb, die Eichung und die Zählerdatenauslesung, somit auch die Verwaltung und Verrechnung aller zählerrelevanten Daten und Auswertungen. Wie Abbildung 5 zeigt, ist auf Grund des klein strukturierten Wiener Erdgaskundenmarktes eine massive Häufung von kleinen Gaszählern der Größen G4 und G6 zu finden. Die leicht unterschiedliche Anzahl der eingesetzten Gaszähler und der Kunden im Versorgungsbereich erklärt sich dadurch, dass insbesondere Großkunden auch mehrere Zähler im Einsatz haben können. Zu den Messkosten gehören im weiteren Sinne auch die Kosten für die Ablesung, die allerdings getrennt auszuweisen sind. Für den jährlich abzulesenden Kleinkunden betragen diese vier Euro je Jahr, während bei den monatlich verrechneten, größeren Kunden acht Euro pro Monat anfallen (Abbildung 5).

Berechnung der Mess- und Ablesekosten

GZ	GZ Art	Anzahl	Messentgelt	Summe Messentgelt	Messentgelt	Summe Messentgelt	Summe
			€/a	€/a	€/a	€/a	€/a
G 2,5	Balgengaszähler	45.356	10,80	489.845	4	181.424	671.269
G 4	Balgengaszähler	713.592	11,70	8.349.026	4	2.854.368	11.203.394
G 6	Balgengaszähler	201.397	16,74	3.371.386	4	805.588	4.176.974
G 10	Balgengaszähler	8.742	39,24	343.036	4	34.968	378.004
G 16	Balgengaszähler	4.711	39,24	184.860	4	18.844	203.704
G 25	Balgengaszähler	2.945	65,70	193.487	4	11.780	205.267
G 40	Balgengaszähler	646	146,16	94.419	4	2.584	97.003
G 40	Drehkolbengaszähler	29	219,60	6.368	4	116	6.484
G 65	Balgengaszähler	478	203,76	97.397	4	1.912	99.309
G65	Drehkolbengaszähler	33	230,40	7.603	4	132	7.735
G100	Balgengaszähler	167	541,44	90.420	96	16.032	106.452
G100	Drehkolbengaszähler	69	489,60	33.782	96	6.624	40.406
G100	Turbinenradgaszähler	13	544,32	7.076	96	1.248	8.324
G160	Drehkolbengaszähler	116	613,80	71.201	96	11.136	82.337
G250	Drehkolbengaszähler	69	648,00	44.712	96	6.624	51.336
G250	Turbinenradgaszähler	23	1.067,40	24.550	96	2.208	26.758
G400	Drehkolbengaszähler	7	880,20	6.161	96	672	6.833
G400	Turbinenradgaszähler	22	1.437,12	31.617	96	2.112	33.729
G650	Drehkolbengaszähler	6	1.164,60	6.988	96	576	7.564
G650	Turbinenradgaszähler	14	1.436,76	20.115	96	1.344	21.459
Summe				13.474.050		3.960.292	17.434.342

Abb. 5: Berechnung der Mess- und Ablesekosten

Quelle: Eigene Darstellung

Aus Sicht des Versorgers ist also für den gesamten Kundenstock mit Mess- und Ablesekosten von rund 17,4 Mio. Euro zu rechnen.

2. Steuern und Abgaben

Um alle Einflussfaktoren auf die Gesamtkostensituation darstellen zu können, müssen auch Steuern und Abgaben berücksichtigt werden, die neben der Umsatzsteuer, die Erdgasabgabe und im Bereich Wien zusätzlich die Gebrauchsabgabe beinhalten. Die Erdgasabgabe ist die bundesgesetzlich vorgesehene Besteuerung der Lieferung und des Verbrauchs von Erdgas (§ 5 (2) Erdgasabgabegesetz, BGBI Nr. 201/1996 zuletzt geändert durch BGBI. I Nr. 71/2003). Sie ist je verbrauchtem Kubikmeter Erdgas zu verrechnen und beträgt 6,6 Cent/m³, was umgerechnet 0,5925 Cent/kWh bedeutet. An Erdgasabgabe fallen bei einem Gesamtverbrauch von 13,136 TWh somit 77,8 Mio. Euro an. Bei der Gebrauchsabgabe (§ 10 Gebrauchsabgabegesetz 1966, LGBI 1966/20 zuletzt geändert durch LGBI 2003/42) handelt es sich um eine Abgabe der Gemeinde Wien, die für die Nutzung von öffentlichem Grund und Boden durch Gasversorgungsleitungen (aber auch Strom- oder Fernwärmeleitungen) zu entrichten ist. Alle bislang errechneten Kostenkomponenten unterliegen der Gebrauchsabgabe, wobei es sich aus Sicht des Gesetzes natürlich um Entgelte handelt, die letztendlich der Kunde zu zahlen hat. Ausgehend von der Berechnungsbasis im Sinne des Tarifs C des Gebrauchsabgabegesetzes, die Entgelt und Gebrauchsabgabe enthält, sind 6 Pro-

zent Abgabe an die Gemeinde Wien zu entrichten. Dies bedeutet im konkreten Fall also etwa 43 Mio. Euro. Die Umsatzsteuer in Österreich beträgt 20 Prozent und ist auf alle Komponenten anzuwenden – somit auch auf Erdgasabgabe und Gebrauchsabgabe. Die USt-Belastung im gegebenen Beispiel beträgt etwa 158,9 Mio. Euro.

VII. Überblick über die Gesamtkostensituation

Die zuvor errechneten Teilkostenkomponenten (inklusive des Gewinnzuschlages des Energieversorgers) sollen überblicksmäßig nochmals dargestellt und zusammengefasst werden (in Mio. Euro). Wie bereits oben angeführt, wurden die Positionen Marge (10 Prozent auf die Summe aller anfallenden Kosten), sowie Marketing, Personal etc. (Fixbetrag 20 Mio. Euro) auf Grund ihrer geringen Bedeutung in dieser vorwiegend energiewirtschaftlichen Betrachtung nur mit groben Schätzungen berücksichtigt (Abbildungen 6 und 7).

Gesamtkostenübersicht (inkl. Marge)

Netz	
Transportkosten	186,0
Messkosten	17,4
Summe	203,4
Energie	
Erdgasbezug	366,7
Speichervolumen	9,5
Speicherleistung	28,6
Marktsystem	2,8
Sonst (Personal, ...)	20,0
Marge	42,8
Summe	470,4
Steuern & Abgaben	
Gebrauchsabgabe	43,0
Erdgasabgabe	77,8
Umsatzsteuer	158,9
Summe	279,8
Gesamtsumme	953,5

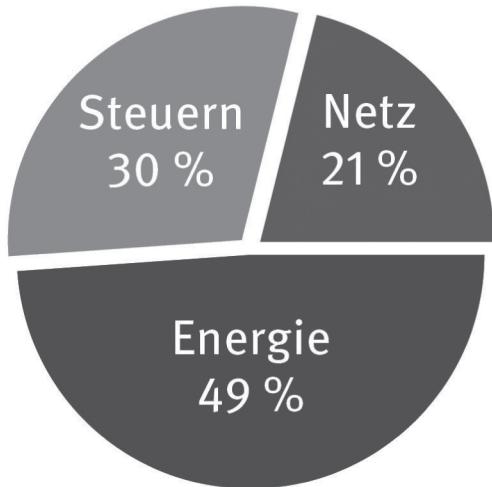


Abb. 6: Gesamtkostenübersicht

Quelle: Eigene Darstellung

Erdgasversorgung in Österreich

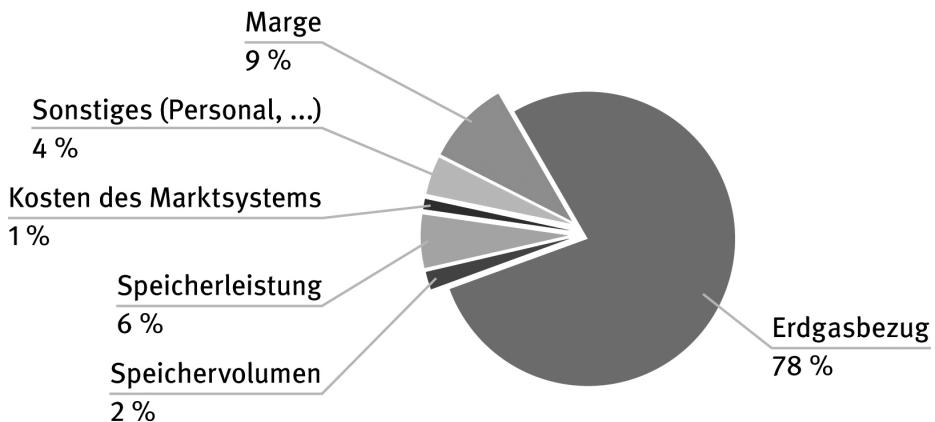
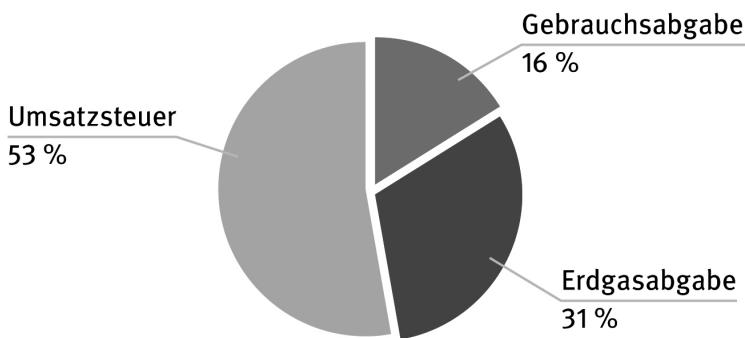
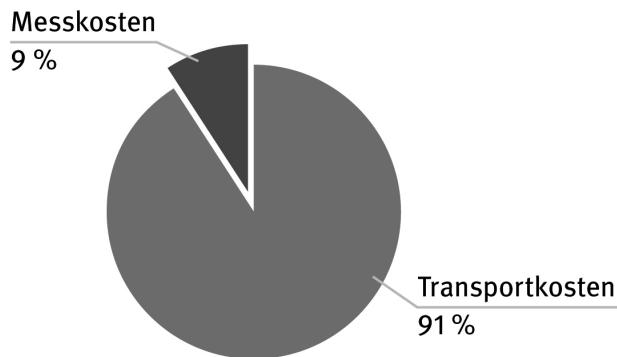


Abb. 7: Aufteilung der Netz-, Energie- und Steueranteile

Quelle: Eigene Darstellung

VIII. Schlussfolgerung

Die Liberalisierung des Erdgasmarktes in Österreich hat zu einer weitreichenden Auftrennung der Vertriebs- und Netzaufgaben geführt. Trotz dieser Teilung der früher in einer Hand gelegenen Aufgaben kann sich der Vertrieb dem Kunden gegenüber nicht auf die Rolle des reinen Energie-lieferanten zurückziehen. Zwar sind neben den Steuern und Abgaben auch die Kostenkompo-nenten für die Netznutzung und die Messdienstleistung aus seiner Sicht unbeeinflussbar, dennoch steht er aus Sicht des Kunden – anders als der monopolistische Netzbetreiber – oftmals stellver-tretend für die gesamte Erdgaslieferung. Aus diesem Grund muss der Vertrieb als Energiedienst-leister stets den Blick auf die, für die Kunden relevanten, Gesamtkosten wahren, um gegenüber anderen ErdgasanbieterInnen, aber auch den klassischen Konkurrenzenergien, erfolgreich zu bleiben. Dieser Umstand ist jedenfalls aus kommunikationspolitischer Hinsicht entsprechend zu berück-sichtigen, da die meisten Kunden nach wie vor die Auswirkungen der Liberalisierung und der damit einhergehenden Funktionsteilung kaum zur Kenntnis genommen haben. Zu diesem grund-legenden Verständniswechsel gehört auch ein verstärktes Engagement im Bereich innovativer Neuentwicklungen im Gasbereich (beispielsweise Smart Metering). Diese werden üblicherweise vordringlich vom Netzbetreiber betreut, was zwar aus dem Blickwinkel technologischer Umsetz-barkeit sinnvoll ist, die Formulierung kundenorientierter Produktideen sollte allerdings in der Verantwortlichkeit des Energievertriebs liegen.

Abstract

Peter Deschkan; Consideration of the relevant cost components in the liberalized Austrian natural gas markets from the perspective of a Viennese energy service provider

Balancing group system; Cost analysis; Natural gas market; Natural gas supplier; Liberalized market; Unbundling

Following the complete opening of the Austrian natural gas markets in October 2002 the formerly dominating local incumbents had to split up to meet the stringent unbundling requirements. Du-ring the last few years this process has effectively led to separated gas grid operating and energy supply companies. This newly won autonomy requires a changed view on the relevant cost com-ponents and the market position as compared with competitors in the natural gas market and substitute energies, like oil, district heating or alternative energy sources. To remain successful in the liberalized market the focus of the supplier still has to lie on the total price for the final

customer, although he is no longer capable to influence all of its components. In the following article all cost components will be shown for the specific case of the Viennese natural gas supply.

Literaturverzeichnis

- AGGM (2009), Statistik Netzzugang, <http://www.aggm.at/jart/prj3/aggm/main.jart?rel=de&content-id=1170174614305> (Zugriff: 1.1.2010).
- Crastan, Valentin (2009), Elektrische Energieversorgung 2, 2. Auflage, Berlin–Heidelberg.
- E-Control (2009), Marktregeln für den österreichischen Erdgasmarkt, <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/marktregeln> (Zugriff 1.1.2010).
- OMV (2009), Tarif für Speicherdienstleistung, <http://www.omv.com> (Zugriff 1.1.2010).
- Wiedmann, Klaus-Peter, Jörg Hennings und Thomas Kilian (2005), Wechselbereitschaft privater Endkunden als zentrale Herausforderung im Erdgasmarketing, in: Der Markt, Vol. 44, Nr. 1, März 2005, S. 44-54.