

# Marktöffnung im Gasbereich

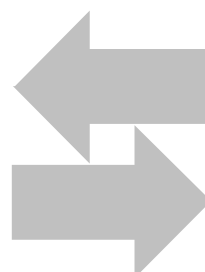
Ausgearbeitet durch

**R. Dettli, B. Signer und Y. Kaufmann, econcept**

Im Auftrag des

**Bundesamtes für Energie**

Juni 2001



**Auftraggeber:**

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen des  
Bundesamtes für Energie

**Auftragnehmer:**

Econcept, Lavaterstrasse 66, 8002 Zürich

**Autoren:**

Reto Dettli  
Bernhard Signer  
Yvonne Kaufmann

**Begleitgruppe:**

A. Grossen, Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG  
B. Meier, Swissgas  
I. Meyer, Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen VSE  
E. Stocker, Industrielle Werke Basel  
C. Matas, Centre de recherches énergétiques et municipales crem  
M. Sättler, Prognos  
J. Cattin, Bundesamt für Energie  
M. Beck, Bundesamt für Energie  
V. Beuret, Bundesamt für Energie

2001

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogrammes „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamtes für Energie erarbeitet. Für den Inhalt ist alleine der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

**Bundesamt für Energie BFE**

Worblentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen • Postadresse: CH-3003 Bern  
Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 • office@bfe.admin.ch • www.admin.ch/bfe

Vertrieb: BBL/EDMZ, 3003 Bern, www.admin.ch/edmoz

BBL/EDMZ Bestellnummer: 805.542 d

Energiewirtschaftliche  
Grundlagen EWG

---

# Marktöffnung im Gasbereich

Auswirkungen auf Energieverbrauch,  
Energiepreise, Umwelt sowie  
kompensierende Massnahmen

Schlussbericht



**Erarbeitet durch:**

---



**econcept**

Wirtschafts- und Politikberatung in Oekonomie, Oekologie  
und Infrastrukturentwicklung

Lavaterstrasse 66, 8002 Zürich

Tel. + 41 1 286 75 75 Fax. +41 1 286 75 76

[econcept@econcept.ch](mailto:econcept@econcept.ch)

[www.econcept.ch](http://www.econcept.ch)

**Autoren:**

---

Reto Dettli

dipl. Ing. ETH, dipl. NDS ETH in Betriebswissenschaften  
(Projektleitung)

Bernhard Signer

lic. rer. pol.

Yvonne Kaufmann

dipl. Natw. ETH, Umweltnaturwissenschaftlerin

# Begleitende Arbeitsgruppe

Die Arbeiten am vorliegenden Bericht wurden von einer Arbeitsgruppe fachlich begleitet. Wir möchten uns an dieser Stelle für die kritische Mitarbeit und die Anregungen bedanken. Der Arbeitsgruppe gehören an:

Dr. J. Cattin	Bundesamt für Energie (Vorsitz)
M. Beck	Bundesamt für Energie
V. Beuret	Bundesamt für Energie
Dr. A. Grossen	Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG
C. Matas	crem
B. Meier	Swissgas AG
I. Meyer	Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen
E. Stocker	Industrielle Werke Basel IWB

Der vorliegende Bericht widerspiegelt die Meinung der AutorInnen.

# Inhalt

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>iii</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>vii</b>
<b>1 Einleitung und Ziel der Untersuchung</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Ausgangslage und Umfang der Marktöffnung</b> .....	<b>3</b>
2.1 Situation der Gasversorgung in der Schweiz .....	3
2.2 Inhalt der EU Richtlinie und deren Umsetzung in der Schweiz.....	8
<b>3 Erfahrungen aus dem Ausland</b> .....	<b>11</b>
3.1 USA.....	11
3.2 Grossbritannien .....	12
3.2.1 Entwicklung des Wettbewerbs.....	12
3.2.2 Auswirkungen der Liberalisierung.....	13
3.2.3 Fazit .....	14
3.2.4 Übertragbarkeit der Ergebnisse auf Kontinentaleuropa .....	15
3.3 Stand der Gasmarktliberalisierung in der EU .....	16
<b>4 Preiswirkungen der Marktöffnung</b> .....	<b>19</b>
4.1 Kostenelemente des Gaspreises .....	19
4.2 Internationaler Preisvergleich .....	23
4.3 Wettbewerbsdruck auf die einzelnen Bereiche .....	25
4.4 Perspektiven der Beschaffung von Erdgas .....	29
4.5 Fazit und Preisszenarien .....	31
4.5.1 Fazit .....	31
4.5.2 Zugrundegelegte Preisszenarien.....	32

---

<b>5</b>	<b>Auswirkungen der Marktöffnung .....</b>	<b>37</b>
5.1	Akteure und Struktur der Gaswirtschaft .....	37
5.1.1	Allgemein .....	37
5.1.2	Transport und Speicherung .....	38
5.1.3	Verteilung .....	39
5.1.4	Beschaffung und Handel .....	41
5.2	Elektrizitätserzeugung .....	43
5.3	Energieeinsatz und Umwelt .....	44
5.3.1	Das <i>e c o n c e p t</i> -Simulationsmodell .....	44
5.3.2	Referenzentwicklung ohne Marktöffnung .....	44
5.3.3	Gesamtenergieverbrauch für Wärmezwecke .....	45
5.3.4	Energiesplit im Wärmebereich .....	46
5.3.5	Umwelt .....	48
5.4	KonsumentInnen .....	51
5.5	Versorgungssicherheit .....	52
5.6	Volkswirtschaft .....	54
5.7	Zusammenfassendes Fazit .....	56
<b>6</b>	<b>Mögliche Kompensationsmassnahmen sowie Ausgestaltung von effizienz- und wettbewerbsbegünstigender Faktoren .....</b>	<b>59</b>
	<b>Literatur .....</b>	<b>62</b>
	<b>Anhang .....</b>	<b>1</b>
	<b>A-1 Preisszenarien .....</b>	<b>1</b>
	A-1.1 Allgemeine Annahmen .....	1
	A-1.2 Szenario 1 .....	2
	A-1.3 Szenario 2 .....	4



## Zusammenfassung

Die Schweiz beabsichtigt den Gasmarkt in Anlehnung an die EU-Richtlinie zu öffnen. Der vorliegende Gesetzesentwurf sieht eine stufenweise vollständige Öffnung des Marktes basierend auf einem regulierten Netzzugang vor. Mit der vorliegenden Arbeit sollen mögliche Auswirkungen auf Energieverbrauch, Energiepreise und Umwelt ermittelt und allfällige nötige kompensierende Massnahmen aufgezeigt werden.

*Ziel der Arbeit*

Durch die Marktöffnung wird neu ein Gas-zu-Gas Wettbewerb ermöglicht. Die Erdgaswirtschaft ist jedoch seit jeher der Konkurrenz im Wärmemarkt, vor allem Heizöl, ausgesetzt und unter entsprechendem Kostendruck. Im Gegensatz zur Elektrizitätsversorgung konnten deshalb keine Monopolrenten aufgebaut werden. Die schweizerischen Gasendverkäufer bündeln ihre Nachfrage mit dem Ziel besserer Beschaffungskonditionen. Rund  $\frac{3}{4}$  der schweizerischen Beschaffung erfolgt durch die Swissgas, womit die schweizerischen Gasendverkäufer mehrheitlich über identische Bezugskonditionen verfügen.

*Bisherige Situation der Gasversorgung*

Die Auswirkungen der Marktöffnung hängen in erster Linie von den zu erwartenden marktöffnungsbedingten Preisänderungen für Erdgas ab. Der internationale Preisvergleich zeigt, dass Grossverbraucher im Ausland teilweise über erheblich günstigere Gasbezugskonditionen verfügen als Schweizer Unternehmen. Daraus kann aber nicht geschlossen werden, dass sich im geöffneten Markt die Endverkäuferpreise in der Schweiz diesem tiefen Preisniveau angleichen. Denn preisbestimmend sind im wesentlichen das Bezugsvolumen, die Bezugscharakteristik (Benutzungsdauer der Höchstlast) und die Energiebezugsdichte sowie die Erstellungskosten des Transport- und Verteilnetzes. Hier bestehen erhebliche Unterschiede zum Ausland, die teilweise die Preisunterschiede erklären. Die möglichen Veränderungen sind deshalb bei Transport und Verteilung (Monopolbereich) und beim Handelsgeschäft (Marktbereich) getrennt zu betrachten.

*Preiswirkungen auf Auswirkungen der Marktöffnung bestimmend.*

Die Gaswirtschaft auf dem europäischen Kontinent ist geprägt durch ein Oligopol bei der Produktion. Die Erdgaspreise der langfristigen Lieferverträge sind an die Preisentwicklung von Heizöl (Wärmemarkt) bzw. Kohle (Elektrizitätsmarkt) gebunden. Man kann davon

*Veränderungen im Marktbereich*

ausgehen, dass diese Preisbindungen auch im geöffneten Markt bestehen bleiben.

Internationale Grosshändler werden in den Schweizer Markt eindringen. Dieser Wettbewerb wird sich auf die grösseren Kunden in der Schweiz konzentrieren und in erster Linie diejenigen mit abschaltbaren Lieferungen betreffen. Die Endverkaufspreise bei den Haushalten werden, vor allem bei einem tiefen Niveau der Heizölpreise, mehrheitlich durch die Kosten der Verteilung bestimmt und werden vom internationalen Wettbewerb wenig betroffen sein.

*Veränderungen im Monopolbereich*

Bei der Verteilung sind bedingt durch das Unbundling preisliche Veränderungen möglich. Die zu erwartenden zunehmenden Absatzmengen führen bei gleichbleibendem Investitions- und Unterhaltsaufwand zu sinkenden spezifischen Kosten für die Durchleitung. Je nach Ausgestaltung der Regulierung können sinkende Durchleitungsvergütungen und damit sinkende Endverbraucherpreise resultieren.

*Preisänderungen*

Die Auswirkungen wurden eingegrenzt durch zwei Szenarien, die sich in der Ausgestaltung der Regulierung und dem durch das Heizöl bestimmten Preisniveau des Erdgases unterscheiden, abgeklärt. Bei einem (durch die Heizölpreise bestimmten) hohen Preisniveau und einer kostenorientierten Regulierung von Transport und Verteilung werden sich die Endverkaufspreise von Erdgas für die Haushalte und anderen KleinkonsumentInnen gegenüber der aktuellen Situation ohne Marktöffnung kaum ändern, für IndustriekundInnen mit nicht abschaltbarem Bezug ist eine Reduktion um etwa 5% und bei den abschaltbaren IndustriekundInnen um ca. 10% möglich. Bei einem tiefen Preisniveau und einer effizienzorientierten Regulierung können im Zeitraum 2010 bis 2030 gegenüber der Situation ohne Marktöffnung bei HaushaltkundInnen und anderen KleinbezügerInnen bis zu 10%, bei nicht abschaltbaren IndustriekundInnen bis 10% und bei abschaltbaren IndustriekundInnen bis zu 15% tiefere Endverbraucherpreise resultieren.

*Auswirkungen auf Energie und Umwelt bescheiden*

Zusätzlich zu der auch ohne Marktöffnung für die Zukunft zu erwartenden Absatzzunahme kann der Erdgasabsatz aufgrund der marktöffnungsbedingten preislichen Veränderungen bis im Jahr 2030 um bis zu 5 PJ/a (ca. 3-4% des Absatzes) auf Kosten von Heizöl zunehmen. Die damit verbundenen Änderungen der CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>- Emissionen liegen unter 1% der Gesamtemissionen.

Auch die Auswirkungen auf die Unternehmen und die Struktur der Gasversorgung, die einzelnen Kundensegmente, die Arbeitsplätze und die Volkswirtschaft sind bescheiden. Die Analyse der Auswirkungen der Marktöffnung zeigt, dass sich keine nicht bereits im Entwurf zum Gesetz vorgeschlagenen kompensierenden Massnahmen aufdrängen.

*Keine zusätzlichen kompensierenden Massnahmen nötig*

Die ausgewiesenen Vorteile sind nicht in jedem Fall realisierbar, da sie in starkem Masse von der Ausgestaltung der Regulierung abhängen. Bei der Ausgestaltung der Regulierung sind etliche relevante Punkte zu beachten, die die Auswirkungen namhaft beeinflussen und den Wettbewerb begünstigen oder hemmen. Teilweise sind dabei eigentliche Zielkonflikte zu klären. Bei der Ausgestaltung der Regulierung sind folgende Punkte besonders zu beachten:

*Marktbegünstigende Faktoren bei der Ausgestaltung der Regulierung beachten*

- Veränderung der Durchleitungskosten durch nicht gerechtfertigte Erhöhung der Eigenkapitalverzinsungen sowie Abschöpfung von Gewinnen.
- Schaffen von Anreizen für Effizienzsteigerungen bei der Ausgestaltung der Regulierung von Transport und Verteilung.
- Handhabung von zukünftigen Verträgen mit unbedingter Zahlungsverpflichtung (sogenannte take or pay Verträge) derart, dass die langfristige Versorgungssicherheit gewährt bleibt und dennoch ein Gas-zu-Gas Wettbewerb ermöglicht wird.
- Berücksichtigung der tageszeitlichen Speicherung im Transportsystem bei der Regulierung der Durchleitung. Schaffen von Anreizen für die Transporteure die Speicherkapazitäten diskriminierungsfrei und möglichst optimal zu nutzen.
- Sichern der Transparenz von Durchleitungskosten bzw. -tarife.
- Vorsehen einer zukünftigen Tarifkategorie für unterbrechbare Durchleitung.

Die Auswirkungen der Öffnung des Gasmarktes sind nicht mit denjenigen beim Elektrizitätsmarkt vergleichbar. Die Ausgestaltung der Regulierung von Transport und Verteilung beeinflusst die möglichen Auswirkungen der Gasmarktöffnung namhaft und kann den beabsichtigten Wettbewerb, der sich auf die Grossbezüger konzentrieren wird, begünstigen oder hemmen. Die angestrebten Vorteile eines geöffneten Marktes hängen weitgehend von der Ausgestaltung der Regulierung von Transport und Verteilung ab.

*Fazit*



## Résumé

La Suisse entend ouvrir son marché du gaz, dans l'esprit de la directive de l'UE. Le présent projet de loi prévoit une ouverture complète, menée par étapes et assortie d'un accès réglementé au réseau. L'étude en établit les conséquences possibles sur la consommation et sur les prix de l'énergie ainsi que sur l'environnement. Elle indique les mesures de compensation qui pourraient s'imposer.

*But de la recherche*

L'ouverture du marché permettra une concurrence gaz-gaz. En fait, l'économie gazière a toujours vécu en régime de concurrence – avec le mazout notamment – sur le marché de la chaleur. La pression des coûts a donc empêché la constitution de rentes de monopole. En Suisse, les vendeurs finaux de gaz regroupent leurs demandes pour obtenir de meilleures conditions d'approvisionnement. Etant donné que les <sup>3</sup>/<sub>4</sub> des importations passent par Swissgas, la majorité de ces distributeurs bénéficient en fin de compte de conditions identiques.

*Situation actuelle*

Les effets de l'ouverture du marché du gaz dépendront en premier lieu des changements de prix qu'elle ne manquera pas d'entraîner. A l'étranger, il apparaît que les gros consommateurs de gaz bénéficient de conditions de livraison parfois nettement plus avantageuses que les entreprises suisses. On ne saurait toutefois en conclure qu'en Suisse, sur un marché ouvert, les prix du gaz à la consommation se rapprocheront d'un niveau aussi bas. En effet, les principaux paramètres déterminant le prix du gaz sont le volume contracté, les caractéristiques de son utilisation (durée de sollicitation de la charge maximale), la densité de la demande locale, ainsi que les coûts de construction et d'exploitation du réseau de transport et de distribution. A tous ces niveaux, les différences observées sur le marché suisse par rapport à l'étranger sont importantes, ce qui explique en bonne partie les écarts de prix. Pour ces raisons, il est préférable de distinguer d'une part les effets possibles de l'ouverture sur le transport et la distribution (secteur monopolistique), d'autre part les effets affectant les activités commerciales (secteur soumis aux lois du marché).

*Effets liés surtout à l'évolution des prix*

Sur le continent européen, l'économie gazière est caractérisée par un oligopole au niveau de la production. Les prix conclus pour les contrats de fourniture de gaz à long terme sont liés à ceux du mazout

*Modifications dans le secteur soumis aux lois du marché*

pour ce qui est du gaz de chauffage. Pour le gaz destiné aux centrales électriques, ils sont liés à ceux du charbon. On peut considérer que cette dépendance se maintiendra sur un marché ouvert à la concurrence.

Les grossistes étrangers feront leur entrée sur le marché suisse en axant leur offre sur les gros clients, en particulier ceux dont l'alimentation peut être interrompue. Ce surcroît de concurrence favorisera moins les ménages, chez qui le prix de vente du gaz dépendra bien plus des coûts de distribution - notamment en période de bas niveau du prix du mazout - que de la concurrence internationale.

*Modifications dans le secteur à monopole*

La séparation comptable (unbundling) pourrait avoir des répercussions sur les prix à la distribution. Pour autant que les dépenses d'investissements et d'entretien restent inchangées, l'augmentation probable des ventes de gaz entraînera une diminution des coûts spécifiques d'acheminement. Suivant la réglementation choisie, il pourra en résulter une réduction des taxes d'acheminement et donc une baisse des prix à la consommation.

*Modification des prix*

L'analyse des conséquences de l'ouverture du marché a été ramenée à deux scénarios, lesquels diffèrent par l'aménagement des règles imposées et par le niveau envisagé du prix du gaz, lui-même dicté par celui du mazout. Dans l'hypothèse d'un prix élevé avec une réglementation axée sur les coûts de transport et de distribution, le prix du gaz livré aux ménages et aux autres petits consommateurs ne changera guère par rapport à la situation actuelle, autrement dit avec le maintien du monopole, alors que les clients industriels ayant conclu des contrats non interruptibles bénéficieront de réduction de prix de quelque 5 % et ceux liés par contrats interruptibles de 10 %. Dans un contexte de prix bas avec une réglementation axée sur l'efficacité, l'ouverture du marché devrait s'accompagner d'une baisse de 10 % des prix facturés aux ménages et aux petits consommateurs au cours de la période allant de 2010 à 2030. Pour les clients industriels, le recul des prix par rapport à la situation de monopole pourrait atteindre entre 10 % (fournitures interruptibles) et 15 % (fournitures non interruptibles).

*Peu d'effets sur la consommation d'énergie et sur l'environnement*

A l'avenir, les ventes de gaz continueront d'augmenter indépendamment de l'ouverture du marché. En outre, cette dernière induira un recul des prix qui se traduira d'ici 2030 par une demande additionnelle de gaz pouvant atteindre 5 PJ/an (3 à 4 % de la

demande). Cette hausse se fera au détriment du mazout, avec pour effet une diminution des rejets de CO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> et de SO<sub>2</sub>, mais dans une proportion inférieure à 1 %.

De même, les conséquences seront modestes pour les entreprises gazières et pour la structure de l'approvisionnement en gaz, pour les différents types de clients, pour l'emploi et pour l'économie en général. L'analyse des effets de l'ouverture démontre qu'aucune mesure de compensation ne s'impose en sus de celles déjà prévues par le projet de loi.

*Aucune mesure supplémentaire de compensation nécessaire*

Il convient de souligner que la réalisation des avantages énumérés ci-dessus dépendra largement de la réglementation choisie. Les dispositions envisagées devront tenir compte de certains facteurs qui favorisent ou, au contraire, entravent la concurrence. Des conflits d'intérêts pourront en résulter qu'il s'agira de résoudre. La réglementation devra mettre l'accent en particulier sur les points suivants:

*Choix d'une réglementation intégrant des facteurs favorables au marché*

- traiter des changements de coûts d'acheminement en raison de la rémunération excessive du capital propre et de la prise de bénéfices;
- introduire dans la réglementation du transport et de la distribution des mesures incitatives, avec pour objectif d'en améliorer l'efficacité;
- traiter les futurs contrats prévoyant une consommation minimale obligatoire (contrats dits take or pay) de telle façon que la sécurité d'approvisionnement à long terme reste garantie, mais sans empêcher l'épanouissement de la concurrence gaz-gaz;
- tenir compte dans la réglementation relative à l'acheminement de la nécessité de stocker du gaz dans le système de transport afin de compenser les variations journalières de la demande de gaz et mettre en place des mesures incitatives à l'attention des transporteurs pour qu'ils exploitent les capacités de stockage de façon optimale et non discriminatoire;
- imposer la transparence des coûts et des tarifs d'acheminement;
- prévoir la possibilité de définir ultérieurement une catégorie tarifaire pour l'acheminement interruptible.

*Conclusion*

Les conséquences de l'ouverture du marché du gaz ne sont pas comparables à celles de l'ouverture du marché de l'électricité. Selon la réglementation choisie pour le transport et la distribution, les effets de l'ouverture du marché du gaz pourront différer sensiblement et la concurrence préconisée - laquelle aura des conséquences surtout pour les gros consommateurs - s'en trouvera favorisée, ou au contraire entravée. Autrement dit, les avantages recherchés par le biais de l'ouverture du marché seront largement tributaires de la réglementation mise en place pour le transport et la distribution.



# 1 Einleitung und Ziel der Untersuchung

Aufgrund der Gasmarkt-Richtlinie der Europäischen Union bereitet auch die Schweiz die Öffnung des Gasmarktes vor. Damit soll die Schaffung eines einheitlichen europäischen Erdgasbinnenmarktes mitgetragen werden.

*Ausgangslage*

Die vorliegende Untersuchung soll die möglichen Auswirkungen der Gasmarktöffnung aufzeigen und Entscheidungsgrundlagen für die Ausgestaltung des Gesetzes und der zugehörigen Verordnung liefern. Sie soll die Auswirkungen auf die Energiepreise, den Energieverbrauch, die Struktur und Akteure des Gasmarktes, die KonsumentInnen und die Umwelt aufzeigen. Schlussendlich sind kompensierende Massnahmen für allfällige negative Auswirkungen der Marktöffnung aufzuzeigen.

*Ziel*

Die Arbeiten werden von einer Begleitgruppe mit Vertretern aus der Gaswirtschaft sowie des Bundesamtes für Energie fachlich begleitet. Wir möchten uns an dieser Stelle bei den Mitgliedern für ihre Unterstützung bedanken.

*Begleitgruppe*

Gleichzeitig wird eine Studie über die Auswirkungen der Marktöffnung auf die Elektrizitätserzeugung in der Schweiz durchgeführt. Jene Arbeit konzentriert sich auf die Veränderungen durch die Marktöffnung bei den Optionen Stromeinfuhr und Gasverstromung im Inland.

*Parallele Arbeiten*



## 2 Ausgangslage und Umfang der Marktöffnung

### 2.1 Situation der Gasversorgung in der Schweiz

Das Ausmass der Auswirkungen der Marktöffnung auf Energieverbrauch, Branchenstruktur und Umwelt hängt wesentlich vom Wettbewerbs- und Regulierungsdruck in den einzelnen Kundensegmenten bzw. den Tätigkeitsgebieten (Transport, Verteilung, Handel etc.) ab. Wie stark die Preise für die EndkundInnen und damit verbunden die Margen für die Kundensegmente Elektrizitätserzeugung, Industrie/Prozesse sowie Heizungswärme verändern werden, ist schwierig abzuschätzen. Die Ausgangslage ist wie folgt:

*Ausmass der Auswirkungen der Marktöffnung schwierig abschätzbar*

#### Endverbrauch

Der schweizerische Endverbrauch von Erdgas lag 1999 bei 26'370 GWh. Die Haushalte bezogen rund 40% (10'567 GWh) des Erdgases, hauptsächlich für Raumheizung und Warmwasser. Ein kleiner Anteil wird als Kochgas verbraucht. Der Bedarf der Industrie betrug 8'597 GWh oder 33% der Gesamtnachfrage. Die grössten Verbraucher sind die chemische Industrie, die Papierindustrie sowie die Nahrungsmittel-, Getränke- und Tabakindustrie (66% des Industrieverbrauches). Der Erdgasbezug des Gewerbes lag bei 5'719 GWh, was 22% der Gesamtnachfrage entspricht. Die restlichen 5% (1'489 GWh) entfielen auf die Landwirtschaft und statistische Differenzen [Statistik 2000].

#### Struktur

Die Erdgasversorgung in der Schweiz weist folgende Struktur auf:

Die Beschaffung des Erdgases erfolgt zu rund 75% durch die Swissgas, welche sich mehrheitlich im Besitze von vier Regionalgesellschaften (Erdgas Ostschweiz AG (EGO), Erdgas Zentralschweiz AG (EGZ), Gasverbund Mittelland AG (GVM), Gaznat

*Beschaffung*

SA) befindet. Der Rest wird durch die Regionalgesellschaften EGO, GVM und Gaznat direkt beschafft.

*Transport*

Der Transport im Hochdrucknetz innerhalb der Schweiz erfolgt im wesentlichen durch die Transitgas (Bestandteil des internationalen Transportsystems), der Swissgas sowie vier Regionalgesellschaften. Die Swissgas und die vier Regionalgesellschaften befinden sich mehrheitlich im Besitz der grösseren Endverteiler; weitere Anteile besitzen Kantone sowie Banken.

*Speicherung*

Erdgas kann in der Schweiz im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern nicht saisonal gespeichert werden, da die geologischen Voraussetzungen nicht gegeben sind. Die Deckung täglicher Verbrauchsspitzen erfolgt durch eine Speicherung innerhalb des Hochdrucktransportnetzes sowie in lokalen Speicheranlagen. Die GAZNAT und die GVM beziehen Erdgas aus der Speicheranlage Etrez (F). Die Schweiz verfügt über keine Gasförderung die zur Abdeckung des Spitzenbedarfs genutzt werden könnte.

*Verteilung*

Die Endverteilung und der Verkauf an die EndverbraucherInnen erfolgt durch zahlreiche lokale Gasversorgungsunternehmen (GVU). Die Mehrzahl der GVU sind im Besitz der öffentlichen Hand. Vereinzelt beliefern die Regionalgesellschaften auch EndkundInnen.

**Bestehende Konkurrenzverhältnisse im Wärmemarkt**

*Keine grosse  
Preiserosion zu  
erwarten*

Im Gegensatz zur Elektrizität ist Erdgas der Konkurrenz zu Heizöl und anderen wärmemarktrelevanten Energien ausgesetzt und konnte trotz dem natürlichen Monopol bei der Verteilung keine Monopolstellung aufbauen. Aufgrund der bedarfsgerechten Beschaffung und der ständig steigenden Nachfrage bestehen auch keine markanten Überkapazitäten in der Beschaffung. Eine grosse Preiserosion durch die Marktöffnung ist aufgrund der seit Beginn bestehenden Konkurrenz im Wärmemarkt nicht zu erwarten.

**Kostenstruktur und Gewinnorientierung**

*Hoher Anteil  
Kapitalkosten*

Die Kostenstruktur der Transportunternehmen ist durch einen hohen Anteil an Kapitalkosten für die Verzinsung und Amortisation der Infrastrukturen geprägt. Die Swissgas und die Regionalgesellschaften

arbeiten kostenorientiert. Die ausgewiesenen Gewinne dienen der Verzinsung des eingesetzten Aktienkapitals <sup>1</sup> [Swissgas 1999]. Die Amortisationszeiten der Infrastrukturen entsprechen gemäss den Abschreibungen etwa der Zeitdauer der Beschaffungsverträge (25-30 Jahre) <sup>2</sup>. Die Abschreibungsdauer liegt in der Regel unter der technischen Lebensdauer, sodass in Zukunft tiefere Transportkosten möglich sind.

Die Kostenstruktur der Endverteiler unterscheidet sich von jener der Regionalgesellschaften. Bei den Endverteilern fallen die Aufwendungen für die Verwaltung, das Messwesen, sowie Marketing und Vertrieb wegen der wesentlich grösseren Anzahl KundInnen deutlich mehr ins Gewicht. Die Abschreibungen bei den Städtischen Werken Luzern sind etwa halb so gross wie die Personalkosten [STWL 1999]. Aussagen über das Verhältnis des ausgewiesenen Gewinnes zum eingesetzten Kapital sowie die Berücksichtigung von Kapitalkosten sind bei den als Verwaltungsbetrieben der öffentlichen Hand geführten lokalen GUV aufgrund der Rechenkreise schwierig.

*Endverteilung  
kapital- und  
personalintensiv*

Transport- und Verteilinfrastrukturen sind durch degressive Kostenstrukturen gekennzeichnet. Bei Erhöhung des Absatzes sinken die spezifischen Transport- und Verteilkosten, sofern die Netze nicht in grösserem Umfang ausgebaut werden müssen.

*Degressive  
Kostenstrukturen*

### **Produktionsstätten und Produzenten: Oligopol**

Die Erdgasproduktion wird durch die Gasmarktrichtlinie und der damit verbundenen Ausgestaltung der Marktöffnung in den Ländern der EU nicht tangiert. [Richtlinie 98/30/EG]

*Produktion wird nicht  
liberalisiert*

Die Erdgasproduktion wird von wenigen grossen staatlichen oder privaten Gesellschaften geprägt. Rund 70% des westeuropäischen Bedarfs wird zurzeit aus eigenen Vorkommen gedeckt. Holland und Grossbritannien sind mit Abstand die grössten Produzenten gefolgt von Norwegen, Italien und Dänemark. Die restliche Produktion stammt aus Russland sowie Algerien. Es kann angenommen werden, dass die Produktion von Erdgas weiterhin in den Händen von einigen

*Wenige big players*

---

1 Der 1999 ausgewiesene Gewinn der Swissgas AG beträgt rund 5% des einbezahlten Aktienkapitals.

2 Teilweise wird auch eine Abschreibung über 50 Jahre vorgenommen.

grossen staatlichen, halbstaatlichen oder privaten Firmen bleiben wird. Namentlich handelt es sich um Gazprom (Russland), Sonatrach (Algerien), GFU (Norwegen) und Nam (Holland). Erdgas aus ausserhalb von Westeuropa gelegenen Vorkommen dürften in den nächsten 10-20 Jahren mehr als die Hälfte des Bedarfes decken.

*Gefahr von  
gleichartigem  
Verhalten*

Aufgrund der wenigen relevanten Produzenten besteht die Gefahr von gleichartigem Verhalten (implizite Absprachen) oder von expliziten, kartellartigen Absprachen. Es ist unwahrscheinlich, dass auf der Produktionsseite im stark wachsenden europäischen Erdgasmarkt ein harter Verdrängungswettbewerb auf Tiefpreisniveau geführt wird.

*Durchleitung*

Während das Kernstück der Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt der Wettbewerb bei der Produktion verbunden mit einer diskriminierungsfreien Durchleitung der Elektrizität zum Endkunden darstellt, betrifft die Gasrichtlinie aufgrund der oligopolistischen Situation auf der Produktionsseite im wesentlichen nur die diskriminierungsfreie Durchleitung.

### **„Take or Pay“ – Verträge**

*Beidseitige  
langfristige  
Sicherheiten*

Zur langfristigen Sicherung der Investitionen in die Produktions- und Transportinfrastrukturen wurde die Beschaffung durch Bezugsverträge mit unbedingten Zahlungsverpflichtungen – sogenannten „Take or Pay“ – Verträgen (ToP-Verträge) - geregelt. Der Abnehmer verpflichtet sich zu einer minimalen Abnahmemenge bzw. einer Mindestzahlung.

*Koordination der  
Beschaffung*

Die Swisssgas beschafft im Auftrag der Regionalgesellschaften einen Grossteil des Erdgases für die Schweiz und kann durch die mit der gebündelten Nachfrage verbundenen grösseren Bezugsmengen günstigere Konditionen aushandeln. Die Swisssgas hat als Lieferantin der Regionalgesellschaften folgende langfristigen Beschaffungsverträge mit einer Laufzeit von 20 bis 30 Jahren abgeschlossen:

<b>Erdgasherkunft</b>		<b>Vertragspartner</b>	<b>Laufzeit</b>	<b>maximale Jahresmenge</b>
Erdgas aus Deutschland	Hauptvertrag	Swissgas / Ruhrgas	bis 2010	16628 GWh
	Nebenverträge	Swissgas / Ruhrgas	bis 2020	1200 GWh
Erdgas aus Holland		Swissgas / Gasunie	bis 2013	6350 GWh
Erdgas aus Russland		Swissgas / Ruhrgas	bis 2008	3980 GWh
Erdgas aus Italien		Swissgas / Snam	bis 2012	635 GWh
Weitere Direktbezüge der Regionalgesellschaften		Regionalgesellsch. / GdF, Ruhrgas und Gasversorgung Süddeutschland	bis 2015 (teilw.)	ca 10600 GWh
Summe				ca 39400 GWh

Quelle: [Swissgas 1995], aktualisiert 1999, Basis H<sub>o</sub> (Brennwert)

Tabelle 1: Langfristige Beschaffungsverträge für Erdgas (Stand 1999). Der Erdgasimport betrug 1999 rund 31'000 GWh.

Seit 1995 hat vor allem der direkte Bezug der Regionalgesellschaften zugenommen. 1995 lagen die Beschaffungsverträge im Rahmen von 33400 GWh. *Veränderungen*

Die Swissgas gehört zu rund 80% den Regionalgesellschaften und dem Verband der schweizerischen Gasindustrie (VSG). Die Regionalgesellschaften sind in die Beschaffungsverträge eingebunden. Die Beschaffungsverträge dürften bis ins Jahr 2010, wenn rund 1/2 bis 2/3 der Bezugsverträge auslaufen, die Ausgestaltung des Wettbewerbes in der Schweiz beeinflussen. <sup>3</sup> *Besitzverhältnisse*

Im internationalen Umfeld kann zurzeit tendenziell beobachtet werden, dass die bestehenden ToP-Verträge trotz der sich abzeichnenden Marktöffnung in der EU verlängert werden. *Verlängerung der ToP-Verträge*

Der weitere Ausbau des Erdgasnetzes ist in einem liberalisierten Markt mit mehr Risiken verbunden. Die Investitionen können nur amortisiert werden, wenn die Durchleitungsgebühren von neuen *Risiken*

<sup>3</sup> Der Wettbewerb wird vor allem in zwei Punkten beeinflusst. Erstens führen die Beschaffungsverträge zu identischen Bezugskonditionen der einbezogenen EndverteilerInnen und begründen zweitens eine allfällige Befreiung von der Durchleitungspflicht bei ernsthaften wirtschaftlichen oder finanziellen Schwierigkeiten. Werden die Beschaffungsverträge verlängert oder aufgestockt dürfte der Wettbewerb auch länger beeinflusst werden. Man beachte dazu Kapitel 5 sowie den Entwurf der GMG.

Versorgungsinfrastrukturen den Erdgas-Endverkaufspreis nicht derart belasten, dass die Konkurrenzfähigkeit nicht mehr gegeben ist.

### **Bestehende Preisbindungen**

*Bindung an Heizölpreise*

Die Beschaffungsverträge beinhalten eine Preisbindung gegenüber der wichtigsten Konkurrenzenergie, dem Heizöl<sup>4</sup>. Die Preise von Erdgas folgen der Entwicklung der Heizölpreise in geglätteter Form.

### **Politiksznarien (CO<sub>2</sub> – Abgabe)**

*Wettbewerbsvorteile*

Bei einer allfälligen Einführung der CO<sub>2</sub> – Abgabe in der Schweiz entsteht ein leichter Wettbewerbsvorteil für Erdgas gegenüber Heizöl. Die Auswirkungen einer CO<sub>2</sub> – Abgabe sind nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung.

## **2.2 Inhalt der EU Richtlinie und deren Umsetzung in der Schweiz**

*Inhalt der Richtlinie*

Mit der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie vom Juni 1998 [98/30/EG] beabsichtigt die EU einen wettbewerbsorientierten Binnenmarkt für Erdgas zu realisieren. Die wesentlichen Elemente dieser Richtlinie sind:

- Der freie Netzzugang, ausgestaltet als ausgehandelter oder regulierter Netzzugang,
- die Entflechtung und Transparenz der Buchführung für Transport, Verteilung und Speicherung,
- die Möglichkeit zum Schutz von Verträgen mit unbedingter Zahlungsverpflichtung (Take or Pay Verträgen),
- die Bezeichnung der marktberechtigten Kunden und minimale Marktöffnungsanteile und

---

4 Die Preisbindung betrifft den Arbeitspreis, nicht den Leistungspreis



- die vertrauliche Handhabung sensibler Informationen durch die Transportunternehmen, beispielsweise aus Verhandlungen über den Netzzugang.

Die Schweiz beabsichtigt diese Richtlinie im wesentlichen wie folgt umzusetzen [GMG 10/2000]: *Inhalt des GMG*

- Der Gasmarkt wird innerhalb von 6 Jahren stufenweise vollständig geöffnet.
- Für Gewinnung, Handel, Speicherung, Transport und Verteilung wird eine getrennte Rechnungsführung vorgeschrieben.
- Der Netzzugang wird durch einen regulierten Netzzugang sichergestellt. Eine Netzbetreiberin kann bei der Schiedskommission beantragen aufgrund von bestehenden Gasbeschaffungsverträgen mit unbedingter Zahlungsverpflichtung von der Durchleitungspflicht für eine bestimmte Zeit befreit zu werden, falls ernsthafte finanzielle Schwierigkeiten abzusehen sind. Ausnahmen von der Durchleitungspflicht bestehen ebenfalls bei mangelnden Kapazitäten oder wenn Betrieb oder Versorgungssicherheit gefährdet sind.
- Vor dem Erlass von Ausführungsvorschriften prüfen Bund und Kantone freiwillige Massnahmen der Wirtschaft und betroffener Organisationen und übernehmen wo möglich und notwendig Vereinbarungen ganz oder teilweise in das Ausführungsrecht. In Bezug auf die Kosten der Durchleitung bedeutet dies, dass die Bedingungen im Rahmen einer Branchenlösung festgelegt werden können.
- Die Vergütung der Durchleitung von Gas richtet sich nach den notwendigen Kosten für ein effizient betriebenes Netz unter Einschluss eines angemessenen Betriebsgewinnes. Die Erwirtschaftung einer Monopolrente ist unzulässig.
- Gesuche für die Durchleitung werden von einer Koordinationsstelle der Netzbetreiberinnen koordiniert. Eine Schiedskommission entscheidet bei Streitigkeiten über Durchleitungspflicht und Vergütung.



## 3 Erfahrungen aus dem Ausland

Bei der Entwicklung in den USA und Grossbritannien ist zu beachten, dass sich die Ergebnisse aufgrund der unterschiedlichen Randbedingungen und Strukturen nur bedingt auf die Schweiz übertragen lassen. Nachfolgend die Ausgestaltung der Gasmarktöffnung und deren Auswirkungen in den USA und Grossbritannien.

### 3.1 USA

Die USA dienen als erster Prototyp für die Liberalisierung eines Gasmarktes. Eine Reihe von bundesstaatlichen adhoc-Massnahmen zwischen 1978 und 1992 verwandelten die Industrie von einer Gruppe in hohem Masse regulierter Monopole in einen ausgesprochen wettbewerbsgeprägten Markt. Die Gesamtauswirkungen auf die Gesellschaft werden als positiv eingestuft.

*Gesamtauswirkungen werden positiv beurteilt*

Die Federal Power Commission (später in Federal Energy Regulatory Commission, FERC, umbenannt) wurde ab 1954 ermächtigt, die 'zwischenstaatlichen' Bohrloch- und Pipelinepreise für Gas zu regulieren. Der Druck für niedrige Preise führte zu ungenügender Gewinnung und Produktion, wodurch in den 70er-Jahren gleichzeitig mit dem Ölpreisschock Versorgungsengpässe entstanden. Das Natural Gas Policy-Gesetz von 1978 führte deregulierte Preise für 'neues' Gas ein und öffnete den Transport von Gas über die zwischenstaatlichen Pipelines für lokale Verteiler. In der damaligen Krisenstimmung, als man sich auf eine langfristige Öl- und Gasknappheit einstellte, handelten die Pipelineunternehmen teure, langfristige Abnahmeverpflichtungsverträge mit den Erzeugern aus. Als die Ölpreise 1986 einbrachen, war ein Gasüberschuss die Folge und die Gaspreise fielen wieder. Die FERC ordnete 1992 die komplette Entflechtung von Produktion, Lagerung, Transport und Verkauf an. Ein finanzieller Ausgleich bezüglich der Übergangskosten wurde den Pipelinebetreiber gewährt.

*Versorgungsengpässe in den 70er Jahren*

*Ergebnis des  
Unbundlings*

Das Ergebnis dieses Prozesses waren vorerst relativ stabile durchschnittliche Erzeugerpreise seit 1987 mit einer bedarfsdeckenden Gasversorgung und sinkenden Preisen für Grosskunden aus Industrie und Versorgungsdiensten, die sich nach und nach fast ganz dem Spot Markt zugewandt haben. Die Preise des Spot Markts sind jedoch sehr unbeständig. In jüngster Zeit kam es zu beachtlichen Preissteigerungen.

## 3.2 Grossbritannien

### 3.2.1 Entwicklung des Wettbewerbs

*Vorreiterrolle in  
Europa*

Grossbritannien ist das erste Land in Europa, das den Gasmarkt geöffnet hat. Der Liberalisierungsprozess der britischen Gasindustrie, der 1982 begann, war komplex und kann in vier Phasen aufgeteilt werden:

#### **Phase 1 (1982-1988): Monopol und Monopsol:**

1982 wurde durch den "Oil and Gas Enterprise Act" die Möglichkeit des Wettbewerbs beschlossen. Die Liberalisierung der Gasindustrie wurde durch die Privatisierung des nationalen Monopolisten British Gas (BG) eingeleitet, welche das Parlament 1985 verabschiedete ("Gas Act"). Gleichzeitig wurde die Regulierungsbehörde Ofgas<sup>5</sup> gegründet. Die Tarife für Verbraucher unter 68'000 m<sup>3</sup>/Jahr wurden reguliert, grössere Verbraucher konnten jedoch die Tarife mit British Gas aushandeln. Trotz dieser Gesetzesänderungen änderte sich wenig an der Vormachtstellung der BG.

#### **Phase 2 (1988-1994): beaufsichtigter Wettbewerb**

Die Regierung und die Regulierungsbehörde Ofgas forcierten mit einer Reihe von Regulierungsmassnahmen den Eintritt von neuen Gasanbietern. BG musste die Gaspreise veröffentlichen und einen Teil des Gases, das sie mit langfristigen Verträgen kaufte, an andere Anbieter abgeben. Das Stromgesetz von 1989 spaltete das nationale Stromversorgungsunternehmen auf und erlaubte die Verwendung von Gas zur Elektrizitätserzeugung. 1993 wurde BG verpflichtet,

---

5 Ofgas: Office of Fair Trading and the Monopolies and Mergers Commission.

seine Handels- und Transportbereiche zu trennen. Der Anteil von BG am Markt (Haushalte ausgenommen) sank auf 70%.

### **Phase 3 (1994-heute): "selbstgetragener" Wettbewerb**

1994 fiel der Marktanteil von BG noch stärker; was die staatlichen Eingriffe nicht mehr nötig machte. Zur selben Zeit stieg das Gasangebot stark an und die Preise fielen. BG war noch an langfristigen "take or pay"-Verträge mit höheren Preisen gebunden und bekam finanzielle Probleme. 1997 beschloss das Unternehmen, sich in Centrica – eine Vertriebsgesellschaft – und Transco als Transportunternehmen zu spalten.

### **Phase 4 (1996-1998): Wettbewerbsentwicklung bei Haushalten**

Ab 1996 wurde der Gasmarkt für Haushalte und Kleinbezügler gebietsweise geöffnet. Ein Jahr später haben bereits 20% der Kunden zu anderen Anbietern gewechselt. Seit 1998 ist der gesamte britische Gasmarkt vollständig geöffnet.

## **3.2.2 Auswirkungen der Liberalisierung**

Die transportierte Menge an Gas hat seit 1986 um 75% zugenommen. Bis zur zweiten Jahreshälfte 1995 sanken die Gaspreise in Grossbritannien nur langsam, doch dann fielen plötzlich die Preise in den Industriesektoren. Die Produktionskapazität stieg schneller als die Nachfrage.

*Starker Zuwachs der Gasförderung*

### **British Gas:**

Zu den negativen Auswirkungen dieses Prozesses zählten die Personalabnahme von British Gas von 91'500 im Jahre 1986 auf 67'000 im Jahre 1993 und 36'000 vor der Teilung 1997. Vermutlich wurde ein Teil Arbeitsplatzabbaus durch Stellen in neuen Unternehmen wettgemacht. Die Aktionäre von British Gas machten bis 1990 ein gutes Geschäft, danach brachen die Aktienpreise zusammen. In der Zwischenzeit haben sie sich wieder erholt.

*Personalabbau*

### **Händler und Anbieter:**

Während der Phase des kontrollierten Wettbewerbs (Phase 2) war es relativ einfach, Marktanteile zu gewinnen und Gas profitabel zu verkaufen. Ab 1995, als BG die Gaspreise offen legen musste und die Preise massiv sanken, wurde das Gasgeschäft immer

*Abnehmende Gewinne*

risikoreicher, zumal viele wie BG an langfristige Abnehmer-Verträge gebunden waren.

*Starke  
Preissenkungen*

**Kunden:**

Seit der Privatisierung von British Gas profitierten alle Kundenklassen von signifikanten Preissenkungen. Im Haushaltsbereich und für Kleinkunden sank der Preis um knapp 30% während der Preisrückgang für Grosskunden der Industrie über 50% betrug.<sup>6</sup>

Ob die Qualität der Dienstleistung, vor allem für kleine Verbraucher, abgenommen hat oder nicht kann heute noch nicht abschliessend beantwortet werden.

*Stromerzeugung und  
Bergbau*

**Bergbau:**

Das Vordringen von Erdgas bei der Stromerzeugung hat eine Reduktion beim Kohlebergbau zur Folge, da vermehrt Kohle durch Gas substituiert wird.

*Angleichung der  
Preise*

**Anbindung an Kontinentaleuropa:**

Die neue Gasverbindungsleitung nach Belgien ermöglicht den Gasverkauf auf dem teureren Festlandmarkt. Die Liberalisierung der europäischen Märkte und die Konkurrenz durch British Gas führte zu einer Angleichung des Preisniveaus – aufgrund der beschränkten Produktions- und Transportkapazitäten auf dem höheren Kontinentalniveau.

### 3.2.3 Fazit

*Nachfrageorientierung*

Zusammenfassend kann man sagen, dass die liberalisierte britische Industrie in der Lage war, die Gasversorgung an die gestiegene Nachfrage anzupassen. Bedeutende Senkungen der Gaspreise wurden aber erst mehrere Jahre nach Marktöffnung erzielt. Der Grund liegt daran, dass sich zuerst Konkurrenzunternehmen zur BG entwickeln mussten. Als zahlreiche potente Anbieter vorhanden waren, sanken die Gaspreise erheblich.

*Starker Wandel des  
Marktes*

Der britische Gasmarkt, der durch langfristige Verträge und nichtöffentliche Preise geprägt war, hat sich deutlich gewandelt. Heute werden kurzfristige Bezugsverträge abgeschlossen (short-term

---

<sup>6</sup> Ein Teil dieser Reduktionen in dieser Zeit ist allerdings auch auf den allgemeinen Preisrückgang von Heizöl und Erdgas zurückzuführen.

trade) und die Preise werden am "International Petroleum Exchange Market" täglich für aktuelle Lieferungen und für Lieferungen in einigen Monaten festgelegt.

### 3.2.4 Übertragbarkeit der Ergebnisse auf Kontinentaleuropa

Die Erfahrungen von Grossbritannien können nicht eins zu eins auf Kontinentaleuropa übertragen werden, da dort ein abgeschirmtes Monopol herrschte. Es zeigt sich aber, dass bei nur einem Anbieter wie es BG in Grossbritannien war, sich die Liberalisierung trotz vielen proaktiven Regulierungsmassnahmen über ein Jahrzehnt hinwegziehen kann. Erst als mehrere Anbieter am Markt zugelassen waren, fielen die Gaspreise stark. In Kontinentaleuropa werden diese Anlaufschwierigkeiten nicht in gleicher Art auftreten, da bereits mehrere Anbieter existieren.

*Erst bei Einbezug der Produktion kam der Markt ins Rollen*

Der Einfluss der Liberalisierung der Elektrizitätsindustrie auf den Gasmarkt darf nicht unterschätzt werden. Zur selben Zeit wurde nämlich Gas für die Stromgenerierung zugelassen und Elektrizitätswerke wurden zu wichtigen Akteuren im Gasmarkt. In Kontinentaleuropa herrscht zurzeit ein Stromüberschuss, durch die wachsende Nachfrage werden in etwa 10 Jahren weitere Produktionskapazitäten aufgebaut werden. Erdgas wird dabei vermehrt als Energieträger eingesetzt werden.

*Einfluss auf Elektrizitätsproduktion*

Langfristige Take or Pay-Verträge können die Gasversorgungsunternehmen in existenzielle Schwierigkeiten bringen, wenn sie ihren Mindestabnahmeverpflichtungen nicht nachkommen können. Der Handel an der Börse liegt kurzfristige Liefervereinbarungen zugrunde welche je nach Angebot und Nachfrage zu stark schwankenden Preisen führen werden. Gleichzeitig werden vermehrt Finanzinstrumente zur Preisabsicherung eingesetzt. Damit wird es möglich Erdgas zu speziellen und kundengerechten Preismodellen anzubieten. Beispielsweise kann einer Papierfabrik ein Gaspreis gekoppelt an einen Papierpreisindex angeboten werden (cross commodity).

*Auswirkungen ToP-Verträge*

### 3.3 Stand der Gasmarkliberalisierung in der EU

#### Übersicht

Grundlage für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes ist die Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt. Die Mitgliedsstaaten sind - so weit nicht anders festgelegt - verpflichtet, die Inhalte der Richtlinie bis spätestens 10. August 2000 in nationale Rechtsvorschriften zu übernehmen. Mit Hinweis auf die in der Erdgaswirtschaft üblichen langfristigen Lieferverträge sieht die Richtlinie die schrittweise Errichtung des Erdgasbinnenmarkts vor. Den EU-Mitgliedern steht jedoch frei, darüber hinaus gehende Liberalisierungsmaßnahmen als nationales Recht zu beschließen. Die folgende Übersicht gibt den Stand Anfang 2001 wieder [Ruhrgas Austria 2000][EU2001]:

In **Belgien** hat das Parlament am 22. April 1999 ein Gesetz zur Implementierung der EU-Gasmarktrichtlinie beschlossen, die Inkraftsetzung per Dekret des Königs steht noch aus. Noch im Jahr 2000 soll der belgische Gasmarkt zu 59 % [EU 2001] liberalisiert sein, die vollständige Öffnung soll bis 2010 erfolgen.

In **Dänemark** ist ein Gesetzesentwurf in Vorbereitung. Das Gesetz ist verabschiedet worden. Ein besonderes Problem sind die vielen regionalen Gasversorger, die ihre Tätigkeit in den frühen 1980er Jahren aufnahmen und größtenteils hoch verschuldet sind. Im Falle einer zu raschen Liberalisierung könnte dies zu gravierenden Struktur Anpassungen führen. Der dänische Gasmarkt ist zu 30% geöffnet [EU2001].

**Finnland** hat sich das Recht gesichert, die wesentlichsten Teile der Richtlinie vorerst nicht zu übernehmen. Der Grund dafür ist, dass Finnland ausschließlich russisches Erdgas bezieht und daher nicht am EU-Erdgasbinnenmarkt teilnimmt. Trotzdem wurde ein Gesetz verabschiedet, das den Erdgasmarkt öffnet. Im Jahr 2000 war der Markt zu 90% [EU 2001] geöffnet. Ein Gesetz wurde jedoch bereits verabschiedet.

**Deutschland** hat die Richtlinie bereits im April 1998 implementiert. Der deutsche Gasmarkt ist informell bereits vollständig liberalisiert, die Rahmengesetze müssen jedoch noch von der Legislative verabschiedet werden.



In **Frankreich** ist die Implementierung der Gasrichtlinie noch nicht in Sicht. Die Regierung hat ein Weißbuch bezüglich der rechtlichen Details der Implementierung vorgelegt, die Konsultationen sind im Gange. Eine gewisse Marktöffnung (20%) ist jedoch bereits auf informellem Wege gegeben.

**Griechenland** gilt als "emerging gas market" und hat daher das Recht auf eine zehnjährige Übergangsfrist zur Implementierung der EU-Gasmarktrichtlinie erhalten.

In **Irland** wurde schon 1995 ein Gesetz verabschiedet, das sich an der EU-Richtlinie orientiert. Damit wird der irische Gasmarkt per Ende 1999 zu 75 % liberalisiert. Weitere legislative Schritte zu ihrer Implementierung sind in Planung.

In **Italien** ist die Richtlinie implementiert. Die angestrebte Marktöffnung beträgt 96%.

Die Regierung der **Niederlande** hat dem Parlament ein Gesetz zur Implementierung der Richtlinie vorgelegt, welches angenommen wurde. Im Jahr 2000 sind 45% des niederländischen Gasmarktes geöffnet. [EU 2001]

**Portugal** hat laut EU-Richtlinie bis 2010 Zeit, diese zu implementieren. Die Regierung plant jedoch, bereits 2005-2006 ein entsprechendes Gesetz zu erlassen.

In **Spanien** hat das Parlament bereits 1998 ein Gesetz zur Implementierung der EU-Richtlinie verabschiedet. Zur Zeit ist der Gasmarkt zu 72 % [EU 2001] liberalisiert, bis 2008 soll die Liberalisierung abgeschlossen sein.

In **Schweden** hat eine Arbeitsgruppe die Grundlagen für die Implementierung der EU-Richtlinie zusammengestellt. Durch die Umsetzung der Richtlinie ist der Gasmarkt zu 47% geöffnet. Es ist das Ziel bis 2008 den Markt vollständig zu liberalisieren [EU 2001].

In **Luxemburg** bestehen noch keine innerstaatlichen Rechtsvorschriften zur Umsetzung der Erdgasrichtlinie [EU 2001].

**Österreich** hat den Zugang auf Vertragsbasis für das gesamte Netz gewählt, wobei die Verträge durch die Behörden zu genehmigen sind. Der Markt ist zurzeit zu knapp 50% geöffnet. [EU 2001]



## 4 Preiswirkungen der Marktöffnung

Die Ermittlung der möglichen Auswirkungen der Marktöffnung auf die Gaspreise der Endverbraucher basiert auf einer Analyse der Kostenstruktur des Erdgaspreises und der absehbaren Entwicklung der Kostenelemente für unterschiedliche Erdgaskundensegmente. Die Kosten für die Endverbraucher werden für die Bereiche Energie, Leistungsbereitstellung, Transport und Verteilung abgeschätzt. Danach werden Überlegungen zu Wettbewerbswirkungen und Kostensenkungspotentialen bei der Erdgasbeschaffung, dem Erdgastransport und der Erdgasverteilung angestellt. Aufgrund der identifizierten Potentiale lassen sich die Preisszenarien für die einzelnen Kundensegmente entwickeln.

### 4.1 Kostenelemente des Gaspreises

Ausgehend von den Endverbraucherpreisen werden die Kosten für Energie (Arbeit), Leistungsbereitstellung, Transport und Verteilung abgeschätzt.

Die verwendeten Daten stammen aus den Geschäftsberichten der Gasindustrie, der schweizerischen Gesamtenergiestatistik, eigenen Preiserhebungen und Angaben der Gasindustrie. Als Ausgangslage dient der durchschnittliche Erdgaspreis der Swissgas von 1999, sowie die Endverbraucherpreise für verschiedene Kundensegmente, welche in der Tabelle 1 abgebildet sind.

*Quelle der Daten*

<b>Endverkaufspreise der Kundensegmente in Rp./kWh</b>				
	$\emptyset$	<b>Grossverbraucher<sup>7</sup> (abschaltbar) ca. 7500 h/a</b>	<b>Grossverbraucher (nicht abschaltbar) ca. 5000 h/a</b>	<b>Kleinverbraucher<sup>8</sup> (nicht abschaltbar) ca. 2000 h/a</b>
Bezugspreis Swissgas	1.4			
Energie				
Leistungsbereitstellung				
Transport in der Schweiz				
Verteilung lokal				
<b>Endverkaufspreis</b>		<b>1.6 - 2.6</b>	<b>2.4 - 3.2</b>	<b>4.3 - 6.2<sup>9</sup></b>

*Tabelle 2: Ausgangslage mit Beschaffungspreisen und Endverkaufspreisen (Preisniveau 1999 exkl. MWSt) für drei ausgewählte Kundensegmente.*

*Betrachtete Kundensegmente*

Es wurden drei Kundensegmente betrachtet:

1. Individuelle Grossverbraucher (Industrie) mit einem abschaltbaren Erdgasbezug (Nutzungsdauer der maximalen Leistung von ca. 7000 - 8000 h/a). Der Jahresverbrauch pro Standort beträgt mindestens 50 GWh Erdgas. In der Schweiz erfüllen derzeit 48 Unternehmen diese Bedingung. Die Verbraucher dieses Kundensegmentes werden in der ersten oder zweiten Phase der Marktöffnung marktberechtigt.
2. Individuelle Grossverbraucher (Industrie) mit einem nicht abschaltbaren Erdgasbezug (Nutzungsdauer der maximalen Leistung ca. 5000 – 5500 h/a). Unternehmen dieses Kundensegmentes dürften ebenfalls in der ersten oder zweiten Phase der Marktöffnung marktberechtigt werden.

<sup>7</sup> Grossverbraucher wird mit Industrie gleichgesetzt.

<sup>8</sup> Unter Kleinverbraucher werden die Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft zusammengefasst.

<sup>9</sup> In der Energiestatistik 1999 [Statistik 2000] beträgt der Wert für diese Verbrauchergruppe 5.3 Rp./kWh inkl. MWSt.

3. Kleine und mittlere Heizenergiebezüger (Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft: Nutzungsdauer der maximalen Leistung 2000 h/a). Der jährliche Bezug liegt zwischen 20 MWh und einigen GWh. Sie werden erst in der 3. Phase der Marktöffnung bezugsberechtigt.

Der schematischen Aufteilung der Endverbraucherpreise in Energie, Leistungsbereitstellung, Transport und Verteilung legen wir folgende Annahmen zugrunde:

*Annahmen für die Aufteilung der Endverbraucherpreise*

- Die genannten Kosten und Preise sollen das allgemeine Kostenniveau auf dem schweizerischen Erdgasmarkt repräsentieren und enthalten keine Ausreisser.
- Der Einkaufspreis der Swissgas besteht zu ca. 70% aus einer Energiekomponente (Arbeitspreis) und zu ca. 30% aus einer Leistungsbereitstellungskomponente (Stand 1999).<sup>10</sup>

Aufgrund der getroffenen Annahmen und der bekannten Preise wird bei der Aufteilung der Endverbraucherpreise auf Energie, Leistungsbereitstellung, Transport und Verteilung folgendermassen vorgegangen:

*Vorgehensweise bei der Aufteilung der Endverbraucherpreise*

1. Der durchschnittliche Beschaffungspreis der Swissgas wird auf einen Energieteil und einen Leistungsbereitstellungsteil (70% zu 30%) aufgeteilt.
2. Die Transportkosten werden entsprechend der angenommenen Benutzungsstruktur der einzelnen Kundensegmente auf die Energiemenge umgerechnet.
3. Die Kosten für die Leistungsbereitstellung der Grossverbraucher mit nicht abschaltbarem Erdgasbezug entsprechen den durchschnittlichen Kosten. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Benutzungsstrukturen lassen sich daraus die Leistungsbereitstellungskosten für abschaltbare Grossverbraucher und nicht abschaltbare Kleinverbraucher abschätzen.

---

<sup>10</sup> Die Arbeitspreise unterliegen starken Schwankungen. Damit verändert sich auch das Verhältnis zwischen Arbeits- und Leistungspreis. Die durchschnittliche Nutzungsdauer der maximalen Leistung liegt bei etwa 5000 h/a.

4. Die Kosten für die lokale Verteilung werden aus der Differenz der Erdgasverkaufspreise der angenommenen Kundenelemente und der Summe der bekannten Kostenelemente (Arbeit, Leistungsbereitstellung, Transport) ermittelt.

Die komplettierte Tabelle mit den Kostenelementen präsentiert sich wie folgt:

<b>Endverkaufspreise der Verbraucherkategorien in Rp./kWh</b>				
	<b>Ø</b>	<b>Grossverbraucher (abschaltbar) ca. 7000 h/a</b>	<b>Grossverbraucher (nicht abschaltbar) ca. 5000 h/a</b>	<b>Kleinverbraucher (nicht abschaltbar) ca. 2000 h/a</b>
Bezugspreis Swissgas	1.4			
Energie	1.0	1.0	1.0	1.0
Leistungsbereitstellung		0.2 – 0.3	0.4	1.0
Transport in der Schweiz		0.2 – 0.5	0.3 – 0.7	0.7 – 1.9
Verteilung lokal		0.2 – 0.8	0.5 – 1.1	1.6 – 2.3
<b>Endverkaufspreis</b>		<b>1.6 - 2.6</b>	<b>2.2 - 3.2</b>	<b>4.3 - 6.2</b>

Quelle: Abschätzungen **e c o n c e p t** in Abstimmung mit den Vertretern der Gaswirtschaft in der Begleitgruppe.

*Tabelle 3: Die Kostenstruktur der Erdgaspreise für unterschiedliche Verbraucherguppen (Preisniveau 1999, exkl. MWSt<sup>11</sup>)*

<i>Leistungsbereitstellungskomponente</i>	Die Leistungsbereitstellungskomponente im Erdgaspreis beträgt bei nicht abschaltbaren Bezügern je nach Nutzungsdauer zwischen 0.4 und 1.0 Rp./kWh, für abschaltbare Bezüger bei rund 0.2 – 0.3 Rp./kWh. Entscheidend für die höheren Kosten der Kleinverbraucher ist die durchschnittliche Dauer der Maximalbelastung. Sie wird von den abschaltbaren Grossverbrauchern rund vier mal länger ausgeschöpft.
<i>Transport</i>	Der Transport des Erdgases zu den Endverteilern beträgt rund 0.2 – 1.9 Rp./kWh und wird entsprechend der Benutzungsstruktur auf die Bezüger umgerechnet. Die Kosten differieren für die einzelnen Regionen.

<sup>11</sup> Die Preise für Erdgas lagen 1999 aufgrund des tiefen Erdölpreises sehr tief. Seither hat sich der Arbeitspreis für Erdgas deutlich erhöht.

Die Kostendifferenz der lokalen Verteilung zwischen Grossverbrauchern (0.2 – 0.8 Rp./kWh) und Kleinverbrauchern (ca. 1.6 – 2.3 Rp./kWh) von 1.4 – 2.1 Rp./kWh erklärt sich vor allem durch die unterschiedliche Benutzungsstruktur und die unterschiedliche Beanspruchung des Verteilnetzes der beiden Verbraucherkategorien.

*Lokale Verteilung*

## 4.2 Internationaler Preisvergleich

Im folgenden stellen wir die durchschnittlichen Beschaffungs- und Verteilkosten sowie die Endverbraucherpreise unterschiedlicher Kundensegmente in ausgewählten europäischen Ländern dar.

**Die Erdgaspreise<sup>12</sup> der Schweiz (1999) im internationalen Vergleich (1996) (in Rp./kWh)**

	Schweiz	Deutschland	Frankreich	Italien	Belgien
(1) Erdgaspreis an der Grenze <i>D</i> zum Preisniveau Schweiz	1.4	1.11 -21%	1.10 -21%	1.10 -21%	1.26 -10%
(2) Durchschnittl. Endverkaufspreis <i>D</i> zum Preisniveau Schweiz	3.48	2.41 -31%	2.60 -25%	2.46 -29%	2.27 -35%
Transport & Verteilung ( <i>Diff. (2)-(1)</i> ) <i>D</i> zum Preisniveau Schweiz	2.08	1.30 -38%	1.50 -28%	1.36 -35%	1.01 -51%
Grosskunden abschaltbar <i>D</i> zum Preisniveau Schweiz	1.6 – 2.6	1.29 -(19 – 50)%	1.39 -(13 – 47)%	1.63 +2 – (-37)%	1.28 -(20 – 51)%
Grosskunden nicht abs. <i>D</i> zum Preisniveau Schweiz	2.2 – 3.2	2.4 -(0 – 25)%	1.77 -(26 – 45)%	2.16 -(10 – 33)%	1.81 -(25 – 43)%
Haushaltstarif <i>D</i> zum Preisniveau Schweiz	4.3 – 6.2	3.79 -(12 – 39)%	3.93 -(9 – 37)%	3.81 -(11 – 39)%	3.74 -(13 – 40)%

Quelle: Erdgaspreise für die Schweiz: entsprechen Kapitel 4.1. Preise für Deutschland, Frankreich, Italien und Belgien gemäss [Stern 1996].

Bemerkung: Das Preisniveau von 1996 unterscheidet sich nur unwesentlich von demjenigen 1999. Wir setzen die schweizerischen Grossverbraucher den in der Quelle [Stern 1996] als „Mittlere Verbraucher“ bezeichneten Kategorie gleich, da es in der Schweiz keine Grossverbraucher von europäischem Format gibt.

*Tabelle 4: Die Erdgaspreise im internationalen Vergleich.*

<sup>12</sup> Preise ohne Abgaben, MWSt, direkte Steuern

Die durchschnittlichen Erdgaspreise in den dargestellten Ländern sind sowohl bei der Beschaffung (Erdgaspreis an der Grenze) wie auch beim Endverkaufspreis deutlich günstiger als in der Schweiz. Daraus kann aber nicht geschlossen werden, dass Anbieter aus den entsprechenden Ländern in der Lage sind zu gleichen Konditionen in die Schweiz zu liefern. Die vorliegenden Zahlen müssen mit einer gebührenden Vorsicht interpretiert werden. Nachfolgende Punkte sind zu beachten:

*Transport- und  
Verteilkosten CH  
höher*

Erstens sind die Transport- und Verteilkosten in der Schweiz deutlich höher als in den betrachteten Ländern (-30% bis -50%). Diese Unterschiede beruhen im wesentlichen auf dem höheren spezifischen Energieabsatz, einer günstigeren Benutzungsstruktur der Verbraucher (höherer Anteil Industrie), tieferen Kosten für Bau und Betrieb der Anlagen sowie allenfalls einem früheren Erstellungszeitpunkt der Versorgungsinfrastrukturen (Abschreibungen, Inflation) der Gasversorgungen im Ausland gegenüber derjenigen in der Schweiz.

*Leistungsbereitstellung  
und  
Verwendungszweck*

Zweitens führt der höhere Anteil der Industrie sowie die Elektrizitätserzeugung zu einer günstigeren Benutzungsstruktur und damit zu kleineren durchschnittlichen spezifischen Kosten der Leistungsbereitstellung. Die Elektrizitätserzeugung kann aufgrund der Anlegbarkeit der Preise an eine andere Konkurrenzenergie (Kohle) mit günstigeren Erdgaspreisen rechnen als die Industrie.

*Erdgasbeschaffung*

Die Unterschiede bei der Erdgasbeschaffung (Erdgaspreise frei Grenze) können nicht nur mit der unterschiedlichen Benutzungsstruktur oder mit kürzeren Transportwegen erklärt werden. Wir gehen davon aus, dass ein Teil der Unterschiede aufgrund von Mengenrabatten zustande kommt. Die Schweiz ist im Vergleich zu den aufgeführten Ländern ein „Kleinverbraucher“.

*Abschaltbare  
Kunden*

Bei den einzelnen Kundensegmenten liegen die grössten Unterschiede bei den abschaltbaren Kunden. Interessant ist, dass die Unterschiede zwischen den abschaltbaren und den nicht abschaltbaren Preisen in der EU tendenziell höher sind als in der Schweiz. Es ist in diesem Kundensegment deshalb mit einem erhöhten internationalen Preisdruck für die Schweiz zu rechnen.

*Nicht abschaltbare  
Kunden*

Die Preise für nicht abschaltbare Kunden sind in den betrachteten Ländern teilweise erheblich günstiger als in der Schweiz (bis zu



-45%). Es kann aufgrund der höheren Transport- und Verteilungskosten der Schweiz sowie der ungünstigen Benutzungsstruktur in der Schweiz jedoch nicht generell von deutlich günstigeren Preisen gesprochen werden.

Bei den Haushaltstarifen sind die internationalen Preise 10-40% günstiger. Unter Berücksichtigung der deutlich höheren Transport- und Verteilungskosten in der Schweiz (geringere Energiebezugsdichte) dürften internationale Anbieter über keinen preislichen Vorteil verfügen. Es ist in diesem Kundensegment nicht mit einem starken internationalen Wettbewerb zu rechnen.

*Haushalte*

### **4.3 Wettbewerbsdruck auf die einzelnen Bereiche**

Die Tätigkeitsbereiche der Gasindustrie (Transport, Verteilung, Handel etc.) sind mehr oder weniger dem Markt ausgesetzt. Die genannten Versorgungsinfrastrukturen und damit die Tätigkeiten Transport und Verteilung werden auch zukünftig einem natürlichen Monopol unterliegen. Inwiefern überhaupt Wettbewerb entstehen kann, hängt auch wesentlich vom Schutz der ToP-Verträge ab.

#### **Wettbewerbspotential aufgrund der geschützten ToP-Verträge**

Das Gasmarktgesetz (GMG) sieht vor, dass die Durchleitung aufgrund von Verträgen mit unbedingter Zahlungsverpflichtung verweigert werden kann, falls ernsthafte finanzielle Schwierigkeiten abzusehen sind. Es stellt sich deshalb die Frage, inwiefern überhaupt Wettbewerb entstehen kann, ohne dass die schweizerischen Netzbetreiber einen Schutz beantragen müssen. Im Jahr 1999 wurden 31'600 GWh Erdgas eingeführt, die maximale Beschaffungsmenge aus den ToP-Verträgen beträgt gemäss Angaben in Tabelle 1 rund 39'400 GWh. Die Beschaffungsverträge sind offensichtlich recht gut ausgelastet. Auch ohne detaillierte Kenntnisse der in den Beschaffungsverträgen vereinbarten Mindestmengen gehen wir aufgrund der hohen Auslastung der Bezugsverträge davon aus, dass der vorgesehene Schutz der ToP-Verträge den Wettbewerb in der Schweiz nicht erheblich einschränkt.

Die Vertreter der Gaswirtschaft in der Begleitgruppe sind der Meinung, dass je schneller der Markt geöffnet wird, desto eher Probleme mit den ToP-Verträgen entstehen könnten, weil ein allfälliger Minderbedarf nicht im Zuge der Erneuerung der Bezugsverträge zeitgleich berücksichtigt werden könnte. Neben den Mengen bestehen auch unbedingte Zahlungsverpflichtungen bei der Leistung. Diese könnten sich als kritischer als die Verpflichtungen bei den Mengen erweisen.

### **Erdgasproduktion und internationaler Transport**

Die Erdgasproduktion (bestehend aus der Förderung und der Aufbereitung) findet nicht in der Schweiz statt. Somit entzieht sich dieser Bereich der direkten Beeinflussbarkeit durch die schweizerische Gesetzgebung. Im europäischen Raum ist die Situation so, dass die Erdgasfelder dem Staat gehören und sowohl die Erdgasförderung als auch der internationale Erdgastransport durch wenige Marktteilnehmer oligopolistisch organisiert sind. Die wichtigsten Lieferanten der schweizerischen Erdgasimporteure berücksichtigen bei der Preisfixierung die den Wärmemarkt bestimmende Wiesbadener Notierung der Heizölpreise.

*Wettbewerbsmöglich  
keit im  
internationalen  
Transport*

Wettbewerb bei der Produktion wird durch die Gasmarktrichtlinie nicht ausgeschlossen. Er könnte entstehen, falls durch den Bau neuer Transportleitungen ein Wettbewerb um eine möglichst hohe Auslastung der Leitungen entsteht. Solange der Markt jedoch im bisherigen Tempo weiterwächst ist ein solcher Wettbewerb wenig wahrscheinlich.

### **Erdgasbeschaffung franko Schweizer Grenze**

Die Erdgasbeschaffung ist eine langfristig ausgerichtete und in der Schweiz hauptsächlich durch die Swissgas wahrgenommene Aufgabe. Die Swissgas bündelt die Nachfrage nach Erdgas der einzelnen Erdgasunternehmungen und ermöglicht ihnen damit bessere Bezugskonditionen zu erhalten. Die Bündelung der Nachfrage verursacht nur geringe Kosten und es fallen keine bedeutenden Margen an. Die Gaswirtschaft bezeichnet die

Beschaffungskonditionen in Anbetracht des Marktvolumens als vorteilhaft.

Denkbar ist, wenn auch mit geringer Wahrscheinlichkeit, dass es zu stärkerem Wettbewerb bei der Beschaffung durch neu in den Lieferantenmarkt eintretende Erdgashändler, kommt. Es besteht auch die Möglichkeit, dass die Erdgasbezüge zukünftig vermehrt auf unterschiedliche Vertragsarten abgestützt werden, d.h. dass neben den ToP-Verträgen noch weitere Vertragsarten angewendet werden, beispielsweise die Beschaffung über den Spotmarkt oder preisliche Absicherungsinstrumente.

*Möglichkeiten von Wettbewerb in der Erdgasbeschaffung*

Es kann davon ausgegangen werden, dass der Swissgas in ihrer Beschaffungsfunktion vorderhand keine relevante Konkurrenz erwächst, da sie aufgrund der Besitzerstruktur die Nachfrage auch zukünftig bündeln kann. Das Auslaufen der ToP-Verträge kann jedoch zu Veränderungen führen, insbesondere wenn diese nicht verlängert würden.

*Situation der Swissgas*

## **Erdgastransport**

Die Erdgastransporteure befördern das Erdgas zu den Endverteilern. Aufgrund der hohen Investitionen für die Errichtung der Infrastruktur ist der Erdgastransport ein natürliches Monopol, weshalb die Erdgastransporteure in ihren Transportregionen Monopolbetriebe sind.

*Erdgastransport als natürliches Monopol*

Auch im liberalisierten Erdgasmarkt wird dieser Bereich ein Monopol bleiben, denn die doppelte Erstellung von Infrastruktur lohnt sich in der Regel nicht. Die Durchleitung muss, wie dies bereits im Rohrleitungsgesetz vorgesehen ist, gewährt werden, sofern die Kapazität vorhanden ist. Die Entschädigung für die Durchleitung orientiert sich an den Kosten, die in einem effizient betriebenen Leitungsnetz anfallen, zuzüglich einer Marge. Die Auslastung der Transportnetze wird aufgrund des erwarteten Marktwachstums zunehmen und damit die fixen Kosten auf eine grössere Leistung verteilen.<sup>13</sup>

*Kostensenkungspotential des Erdgastransportes*

---

13 Mit steigender Auslastung reduziert sich gleichzeitig das verfügbare Speichervolumen in den Leitungen. Allenfalls müssen zusätzliche lokale Speicheranlagen (Röhrenspeicher), mit entsprechenden Kostenfolgen, bereitgestellt werden.

### **Erdgasendverteilung (Netzbetrieb und Handel)**

#### *Elemente der Erdgasendverteilung*

Die Erdgasendverteiler beziehen das Erdgas von ihren Vorlieferanten und verteilen dieses weiter an die Endbezüger. Sie nehmen neben dem Netzbetrieb auch das Handelsgeschäft wahr. In Zukunft sind gemäss GMG diese Aufgaben buchhalterisch voneinander zu trennen.

#### *Sinkende spezifische Kosten in bereits erschlossenen Gebieten*

Das prognostizierte Marktwachstum wird für das Verteilnetz eine höhere Auslastung bringen. Da bereits in vielen Gebieten Erdgasverteilanlagen existieren, werden die notwendigen Investitionen für einen Neuanschluss sinken. Aufgrund der in den meisten Gebieten bestehenden Kapazitätsreserven in der Verteilung muss im lokalen Netz nur punktuell mit Investitionen zur Kapazitätserhöhung gerechnet werden. Die spezifischen Kosten der Verteilung sollten in der Regel sinken. Ausnahmen sind beispielsweise Unternehmungen, die noch erhebliche Teile ihres Netzes aus der Stadtgaszeit sanieren müssen.

#### *Begrenzte Attraktivität des Schweizer Erdgasmarktes, Konzentration auf Grossverbraucher*

Für internationale Erdgasunternehmungen ist der Eintritt in den Schweizer Endverbrauchermarkt nicht sehr attraktiv, fehlen doch sowohl Kraftwerke, die Erdgas in Elektrizität umwandeln, als auch eine grosse Grundstoffverarbeitung. Trotz dieser beschränkten Marktattraktivität ist davon auszugehen, dass sich einige grosse Energiekonzerne, Erdgasunternehmungen oder Energiehändler zu einem Eintritt entschliessen, bietet sich doch die Möglichkeit den Grossbezügern Erdgas und Elektrizität kombiniert anzubieten. Der Eintritt von noch nicht im schweizerischen Markt etablierten Unternehmungen wird bei den Verteilern ebenso Wettbewerbsdruck entstehen lassen, wie ein allfälliges aggressives Auftreten eines inländischen Erdgasverteilers, welcher die Marktführerschaft anstrebt.

#### *Angleichung der Preise*

Die Marktöffnung in der Schweiz führt zu einer Reduktion der heute bestehenden Differenzen der Preise im Handelsbereich der Endverteiler (Erdgaspreis und Leistungsbereitstellung). Die Preise werden sich tendenziell angleichen. Die Preisdifferenzen bei der Erdgasverteilung bleiben jedoch im wesentlichen bestehen.

Betrachtet man die einzelnen Kundensegmente gehen wir aufgrund des internationalen Preisvergleichs davon aus, dass sich der internationale Wettbewerb auf die Grosskunden – insbesondere diejenigen mit unterbrechbaren Lieferungen - beschränken wird.

*Abschaltbare Kunden möglicherweise besonders stark dem Wettbewerb ausgesetzt*

## 4.4 Perspektiven der Beschaffung von Erdgas

### Einbindung von Grossbritannien in das Europäische Gasnetz

Die Preise für Erdgas lagen zeitweise in Grossbritannien bedingt durch die Marktöffnung rund 30-50% unter den kontinentalen Preisen [Spiewak 1998][Austvik 1997]. Durch die Fertigstellung des Interconnector, einer Transportleitung von Bacton (England) nach Zeebrugge (Belgien), werden die britischen Fördergebiete in den kontinentalen Markt eingebunden. Mit der Einbindung werden sich die Preise in England wahrscheinlich dem Niveau in Kontinentaleuropa angleichen.

### Bestehende und zukünftige Preisbindungen

Die Erdgaspreise sind heute aufgrund der Konkurrenz zum Heizöl sowohl im Prozessenergiemarkt wie auch beim Heizenergiemarkt an die Weltmarktpreise des Heizöls gebunden. Diese Preisbindung ist auch in den Erdgasbeschaffungsverträgen enthalten.

Es ist wahrscheinlich, dass Preisbindungen auch im liberalisierten Markt weiterbestehen werden. Die Preisbindungen könnten dann wegfallen, wenn einzelne Produzentenstaaten, beispielsweise Russland und Algerien, dringend auf erhebliche zusätzliche Einnahmen aus der Erdgasproduktion angewiesen sind und ihren Marktanteil in Europa mittels einer Tiefpreispolitik deutlich erhöhen möchten. Die Grenzkosten der Gasproduktion sind, solange keine zusätzlichen Produktions-, Förder- und Transportkapazitäten geschaffen werden müssen, sehr tief. In einem allfälligen verschärften Verdrängungswettbewerb sind deshalb sehr tiefe Gaspreise möglich.

*Beibehalten der Preisbindung von Erdgas*

Ein Tiefpreisszenario initiiert durch die Produzenten schätzen wir als wenig wahrscheinlich ein. Wir gehen davon aus, dass sich die Preise

*Tiefpreisszenario wenig wahrscheinlich*

weiterhin an den Konkurrenzpreisen (Anlehungsprinzip) orientieren werden und eine vermehrte Differenzierung nach folgenden Anwendungsgebieten resultieren wird:

- Erdgas für Elektrizitätsproduktion: Solange das Stromangebot die Nachfrage in Europa übersteigt, d.h. voraussichtlich für maximal die nächsten 10 Jahre, werden sich die Preise an den Grenzkosten der teuersten bestehenden Produktionsart orientieren. Wird aufgrund der steigenden Nachfrage ein Ausbau der Stromproduktionskapazitäten nötig, werden die Grenzkosten der billigsten Neuanlagen relevant. In beiden Fällen handelt es sich um Kohlekraftwerke. Die Preise für „Erdgas frei Kraftwerk“ dürften sich an den Kohlepreisen orientieren.
- Erdgas für Prozesswärme: Der günstigste konkurrenzierende Energieträger ist das Schweröl, ein Koppelprodukt der Öltraffinerie. Nach Möglichkeiten kommen jedoch redundante Systeme Öl / Erdgas mit Abschaltoptionen beim Erdgas zum Zug. Schweröl hat in der Schweiz nur noch eine untergeordnete Bedeutung und wurde meist durch Heizöl EL ersetzt.
- Erdgas für Raumwärme: Die Preise werden sich weiterhin an den Preisen für Heizöl EL orientieren.

*Bleibende  
systematische  
Preisunterschiede*

Inwiefern sich die unterschiedlichen Gaspreise für Kraftwerke sowie Prozesswärme/Raumwärme im geöffneten Markt halten können ist offen. Aufgrund des bestehenden Oligopols und dem Ziel der Produzenten möglichst hohe Preise zu lösen, dürften die systematischen Preisunterschiede bestehen bleiben.

*Zukünftiger  
Stellenwert der ToP-  
Verträge*

Die systematischen Preisunterschiede hängen auch von der zukünftigen Ausgestaltung der ToP-Verträge ab. Für die Schweiz sind 2/3 der bestehenden Vertragsmengen bis 2010 gesichert, die Preise sind an die Heizölpreise gekoppelt. Gemäss Aussagen der Swissgas kann in Europa beobachtet werden, dass heute die ToP-Verträge nach Möglichkeit verlängert werden. Ob diese Bestrebungen im Jahr 2010 auch für die schweizerischen Beschaffungsverträge, nach einigen Jahren Erfahrungen im liberalisierten europäischen Markt, immer noch gelten, ist offen.

## Langfristige Perspektiven aufgrund der Vorkommen

Eine starke Zunahme des Bedarfes kann nicht mehr in gleichem Masse durch europäische Eigenproduktion gedeckt werden. EUROGAS erwartet eine Zunahme der Importquote von heute 29% auf 51% im Jahre 2020. Diese Importe werden zum Grossteil durch Russland gedeckt werden, langfristig auch aus dem kaspischen Becken und Turkmenistan. Die längeren Transportwege aus Russland führen gemäss den Überlegungen zur Preisentwicklung bei den Kraftwerken zu 0.1 – 0.2 Rp./kWh höheren Transportkosten im Vergleich mit Erdgas aus Holland oder Norwegen. Der Anstieg wird vor allem im Zeitraum 2010 – 2020 stattfinden.

## 4.5 Fazit und Preisszenarien

### 4.5.1 Fazit

Aufgrund der oben genannten verschiedenen Wettbewerbskräfte muss bei der Betrachtung der Auswirkungen der Liberalisierung des Erdgasmarktes zwischen einem Wettbewerbsteil und einem regulierten Teil des Erdgasmarktes unterschieden werden. Der Bereich des Wettbewerbs setzt sich aus dem Arbeitspreis und den Kosten der Leistungsbereitstellung sowie dem Vertrieb zusammen. Der regulierte Bereich besteht aus den beiden natürlichen Monopolen des Transportes und der Verteilung. Auf der Basis der tiefen Beschaffungspreise von 1999 ist das Verhältnis der beiden Bereiche wie folgt:

*Bereiche mit  
Wettbewerb und  
Regulierungen*

---

### Kostenstrukturen im Wettbewerbsbereich und im Monopolbereich zu 1999er Preisen in Rp./kWh

	Ø	Abschaltbare Grossverbraucher	Nicht abschaltbare Grossverbraucher	Kleinverbraucher (HH, DL, LW)
Erdgas („Wettbewerb“)	1.4	1.2 – 1.3	1.4	2.0
Transport und Verteilung (reguliertes Monopol)		0.4 – 1.3	0.8 – 1.8	2.3 – 4.2

---

*Tabelle 5: Kostenstrukturen im Wettbewerbsbereich und im Monopolbereich zu Preisen von 1999 für die betrachteten Kundensegmente.*

*Beibehalten der Ölpreisanbindung für Erdgas*

Der Erdgaspreis weist durch seine Anbindung an die Wiesbadener Heizölnotierung starke Schwankungen auf, die auch in Zukunft nicht verschwinden werden. Hohe Preise werden vermehrt das Potential zu Arbitragegeschäften geben und der Wettbewerb wird grössere absolute kurzfristige Auswirkungen auf die Preise haben.

Bei Transport und Verteilung können durch Marktwachstum die Kosten auf mehr Bezüger und auf eine höhere bezogene Leistung verteilt werden. Aufgrund der buchhalterischen Trennung der Bereiche werden die Kostensenkungen offengelegt. Die Weitergabe der Kostensenkungen hängt von der Ausgestaltung der Regulierung ab.

Der Wettbewerb wird sich vorwiegend auf die Grosskunden und dabei insbesondere auf des Segment der Kunden mit abschaltbaren Lieferungen konzentrieren. Hier bestehen die grössten Unterschiede zum europäischen Markt und die gleichzeitig die grössten Interessen ausländischer Grosshändler.

#### **4.5.2 Zugrundegelegte Preisszenarien**

Wir rechnen mit folgender Entwicklung der Preise, eingegrenzt durch zwei mögliche Preisszenarien. Diese Szenarien liefern die Basis zur Abschätzung der Auswirkungen der Marktöffnung. Man beachte, dass die Szenarien sowohl die Auswirkungen der Marktöffnung selbst als auch unabhängig von der Marktöffnung auftretende Veränderungen beinhalten. Darunter gehört beispielsweise das Preisniveau (abhängig von der Konkurrenzenergie Heizöl) sowie die zukünftig steigenden Erdgaspreise aufgrund der längeren Transportwege (vermehrt russisches Erdgas in Europa).

In beiden Szenarien wird davon ausgegangen, dass Gas-zu-Gas-Wettbewerb stattfindet. Die Szenarien unterscheiden sich im wesentlichen in der Höhe des Arbeitspreises franko Schweizer Grenze und in der Ausgestaltung der Regulierung. Die Details sind im Anhang ersichtlich.



## Szenario 1

Im 1. Szenario gehen wir davon aus, dass der Arbeitspreis sich auf einem hohen Niveau befindet ( $\approx 2.5$  Rp./kWh) und der Monopolbereich kostenorientiert reguliert wird. Die detaillierten Annahmen finden sich im Anhang.

*Hoher Erdgaspreis  
und kostenorientierte  
Regulierung*

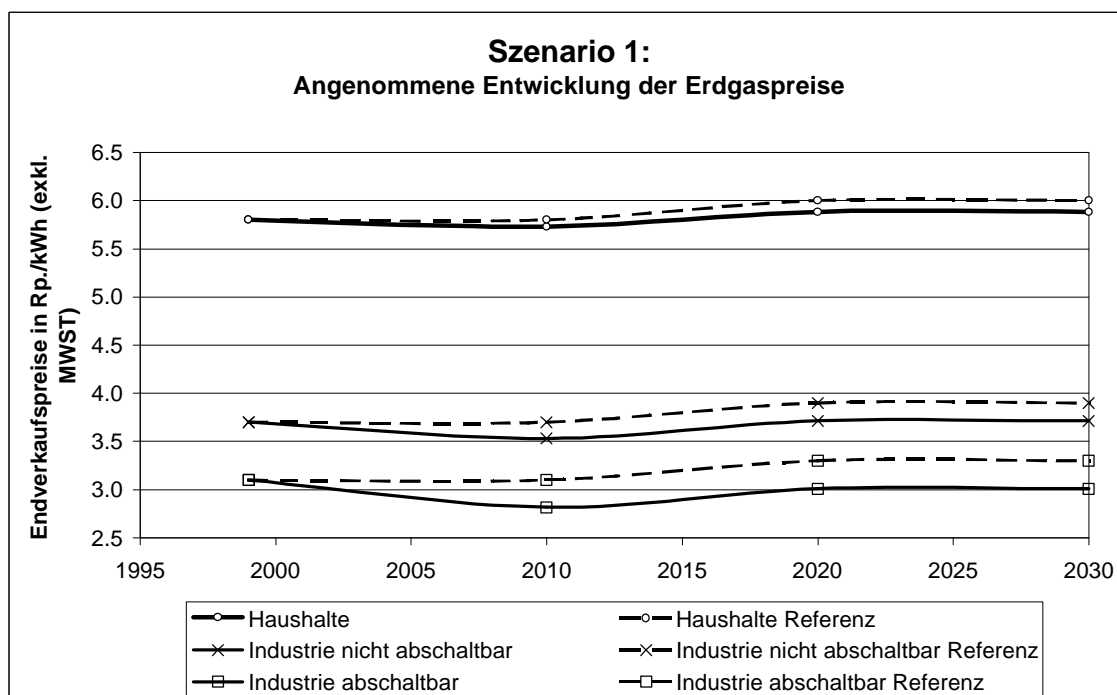
Die kostenorientierte Regulierung des Transport- und Verteilbereiches führt dazu, dass die durch den erwarteten steigenden Erdgasabsatz resultierende bessere Auslastung der Infrastrukturen nicht zu sinkenden Transport- und Verteilpreisen führt. Die entstehenden Effizienzgewinne werden entweder für den weiteren Ausbau des Netzes oder für die Ausschüttung von Gewinnen verwendet.

Bei einem hohen Arbeitspreis des Erdgases sind die durch die Liberalisierung des Erdgasmarktes ausgelösten preislichen Veränderungen bezogen auf den Gesamtpreis gering. Auf hohem preislichem Niveau und vor allem bei steigenden Preisen sind kurzfristig auch deutlich grössere Preisnachlässe für einzelne Grosskunden möglich. Diese lassen sich aber nicht über längere Zeit aufrechterhalten.

<b>Veränderung der Preise im Szenario 1</b>				
	fiktiver Preis in Rp./kWh	Relative Veränderung		
	1999	2010	2020	2030
Haushalte und Kleinverbraucher	5.8 – 7.7	0%	+0%	-5%
Nicht abschaltbare Grossbezüger	3.7 – 4.7	-5%	-5%	-5%
Abschaltbare Grossbezüger	3.1 – 4.1	-10%	-10%	-10%

*Tabelle 6: Abschätzung der durch die Marktöffnung ausgelösten Preissenkungen für die Verbraucherkategorien<sup>14</sup>.*

<sup>14</sup> Die zugrundegelegten Tabellen finden sich im Anhang.



Figur 1: Vergleich der Entwicklung der Erdgaspreise der Kundensegmente bis 2030 im Szenario 1 zu einem Referenzszenario ohne Marktöffnung.

Die Preissenkungen resultieren in den ersten Jahren aus der Senkung der Verteil- und Transportkosten, welche durch die Zunahme des Erdgasverbrauches ausgelöst werden. Zwischen 2010 und 2020 ist durch den steigenden Verbrauch an Erdgas und den damit verbundenen Importen aus Förderländern mit längerem Transportweg (z.B. Russland) wieder mit steigenden Preisen zu rechnen.

## Szenario 2

Das Szenario 2 betrachtet die Preisänderungen im Markt, bei einem tiefen Erdgaspreis (Arbeitspreis Ø 1.0 Rp./kWh) und einer stärker effizienzorientierten Regulierung.

*Tiefer Erdgaspreis  
und  
effizienzorientierte  
Regulierung*

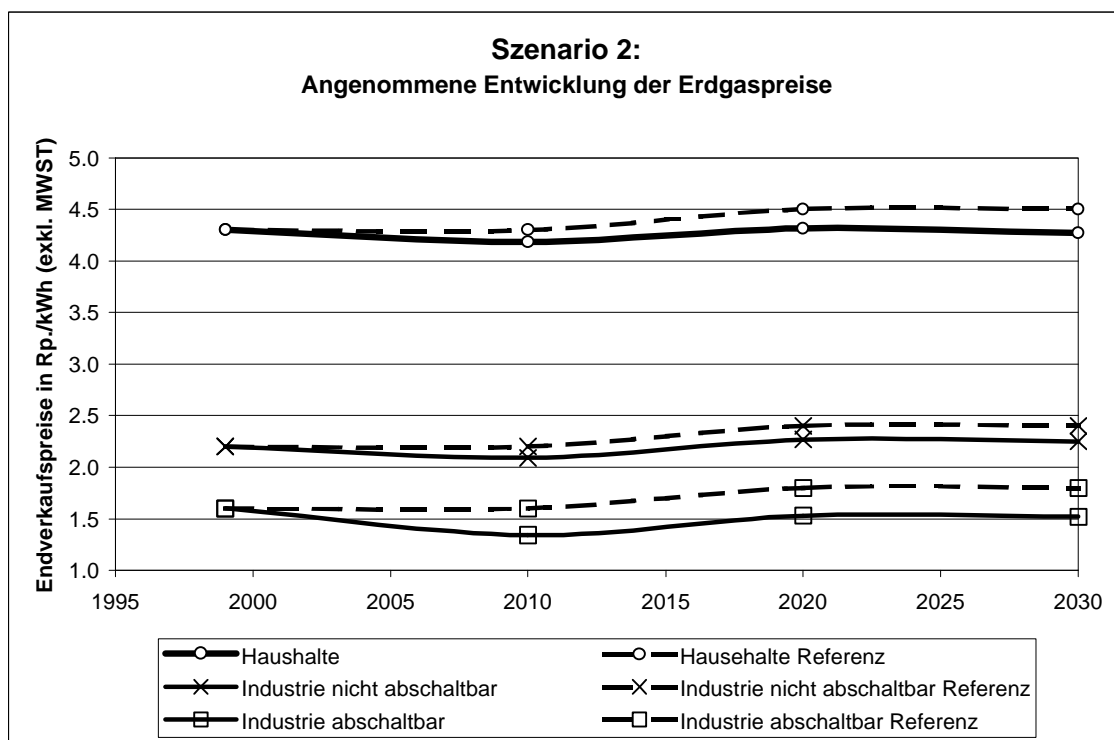
Die durch die steigenden Absatzmengen resultierenden sinkenden spezifischen Durchleitungskosten müssen durch eine die stärker

effizienzorientierte Regulierung an die KundInnen weitergegeben werden. Die Preise für Transport und Verteilung sinken.

### Veränderung der Preise im Szenario 2

	Preis in	Relative Veränderung		
	Rp./kWh	2010	2020	2030
Haushalte und Kleinverbraucher	4.3 – 6.2	-5%	-5%	-10%
Nicht abschaltbare Grossbezüger	2.2 – 3.2	-5%	-5%	-10%
Abschaltbare Grossbezüger	1.6 – 2.6	-15%	-15%	-20%

Tabelle 7: Abschätzung der durch die Marktöffnung ausgelösten Preissenkungen für die Verbraucherkategorien<sup>15</sup>.



Figur 2: Vergleich der Entwicklung der Erdgaspreise der Kundensegmente bis 2030 im Szenario 2 zu einem Referenzszenario ohne Marktöffnung.

<sup>15</sup> Die zugrundegelegten Tabellen finden sich im Anhang.

## 5 Auswirkungen der Marktöffnung

### 5.1 Akteure und Struktur der Gaswirtschaft

#### 5.1.1 Allgemein

##### Verursachergerechtere Überwälzung der Kosten

Je nach Ausgestaltung der Regulierung kann das Unbundling zu einer verursachergerechteren Überwälzung der Kosten für Transport, Verteilung und Spitzenlastmanagement führen. Heute werden die Kosten der Swissgas für den Transport des Erdgases nach einem festen Schlüssel auf die Regionalgesellschaften verteilt, unabhängig von der Distanz und unabhängig von der Bezugscharakteristik. Diese Verrechnung der Kosten widerspiegelt nicht die Kostenstruktur und die Knappheit der Ressourcen. Eine verursachergerechtere Überwälzung der Kosten führt zu einer verbesserten Allokation der eingesetzten Mittel bzw. verbesserten Nutzung vorhandener Infrastrukturen und ist deshalb erwünscht.

*Auswirkung  
Unbundling*

Die nötigen Investitionen für den Auf- und Ausbau der Infrastruktur sind, mit Ausnahme der erforderlichen Mess- und Druckreduziereinrichtungen, distanzabhängig. Eine distanzabhängige Verrechnung des Transportes würde diese Kostenstruktur im Wesentlichen widerspiegeln. Es ist jedoch zu beachten, dass die regionalen Netze nach Möglichkeit vermascht werden und die Transportdistanz dadurch nicht eindeutig von vornherein feststeht. Beim Gas ist zusätzlich die Nutzung des Transportnetzes für die tageszeitliche Speicherung, die für die Regionalgesellschaften unabhängig von der Distanz und damit des potentiellen Speichervolumens genutzt wird, zu beachten. Es drängt sich deshalb nicht eine rein distanzabhängige Verrechnung auf.

*Distanzabhängigkeit*

Die maximale Leistung, die ein Kunde transportieren will, bestimmt die erforderlichen Kapazitäten des Transportnetzes und ist schlussendlich kapazitäts- und kostenbestimmend. Die zeitliche Charakteristik des Verbrauchs beeinflusst die Nutzung des Transportnetzes als Speicher ebenfalls. Schwachlastperioden

*Zeitliche  
Charakteristik des  
Bezugs*

innerhalb eines Tages sind nötig, um das Speichervolumen der Leitungen überhaupt nutzen zu können.

*Anreize für  
verbessertes  
Lastmanagement*

Das Lastmanagement wird bei knapper werdenden Kapazitäten für die Transport- und Verteilunternehmen an Bedeutung gewinnen. Die Investitionen in die Energienutzungstechnologien der EndverbraucherInnen weisen lange Nutzungszeiten auf. Die Konditionen für abschaltbare und nicht abschaltbare Lieferungen sollten deshalb frühzeitig und langfristig ausgerichtete Preissignale setzen. Die Unterschiede sind heute noch wenig ausgeprägt.

*Regulierung*

Voraussetzung für mehr Verursachergerechtigkeit ist eine Regulierung, die Kostenanreize für eine möglichst lastgerechte Verrechnung der anfallenden Kosten garantiert. Dies kann beispielsweise durch eine zeitliche Differenzierung der Benutzung berücksichtigt werden. In erster Linie könnten davon die abschaltbaren Bezüger profitieren.

## 5.1.2 Transport und Speicherung

### Unbundling schafft Anreize zum Zusammenschluss der Transportgesellschaften

*Unternehmen  
rückwärts integriert*

Durch das Unbundling und die Auswirkungen der Regulierung<sup>16</sup> steigen die Anreize, gleichartige Geschäfte im Transportbereich zusammenzuschliessen. Bereits heute sind sämtliche Unternehmen mit Transportaufgaben (Swissgas und Regionalgesellschaften) mehrheitlich in der Hand der lokalen Gasversorgungsunternehmen. Ein Zusammenschluss schafft Synergien und kann Effizienzgewinne auslösen. Allerdings wäre für die Regulierung ein allfälliges Benchmarking zwischen den Regionalgesellschaften nicht mehr möglich.

---

16 Die Vergütung der Durchleitung soll gemäss Gesetzesentwurf nicht nur nach dem Kostenprinzip erfolgen sondern auch Effizienzkriterien berücksichtigen (GMG: Die Durchleitungsentschädigung „richtet sich nach den Kosten eines effizient betriebenen Netzes“).

### **Unbundling erschwert eine diskriminierungsfreie tageszeitliche Speicherung**

Unklar ist die Handhabung der tageszeitlichen Speicherung im Transportnetz des liberalisierten Gasmarktes. Die tageszeitliche Speicherung hilft Belastungsspitzen in der Beschaffung zu vermeiden und ist somit für die Handelsunternehmen kostenrelevant. Wie die Anreize für die Transportunternehmen zur diskriminierungsfreien Speicherbewirtschaftung auch für Dritte aufrechterhalten werden, ist noch nicht festgelegt.

*Tageszeitliche  
Speicherung ist  
kostenrelevant*

### **Tageszeitliche Speichermöglichkeiten nehmen ab**

Die tageszeitlichen Speichermöglichkeiten nehmen mit zunehmendem Gasdurchsatz bzw. abnehmenden freien Transportkapazitäten ab. Zur Gewährleistung des Tagesausgleichs müssen möglicherweise zusätzliche lokale Speicheranlagen, mit entsprechenden Kostenfolgen, gebaut werden. Die steigende Auslastung der Netze wird durch die Marktöffnung jedoch nur geringfügig beeinflusst.

*Abnehmende  
Speicherpotentiale  
bei zunehmender  
Auslastung*

### **Keine nichtamortisierbaren Investitionen zu erwarten**

Da sich die zukünftigen Durchleitungsvergütungen an den Kosten orientieren, sind keine nichtamortisierbaren Investitionen in den Transport- und Verteilungsinfrastrukturen zu erwarten.

Die Vertreter der Gaswirtschaft in der Begleitgruppe machen darauf aufmerksam, dass für die Marktöffnung die betrieblichen Voraussetzungen zur Durchführung der Transporte geschaffen werden müssen, was zeitaufwendig und mit erheblichen Investitionen verbunden ist.

## **5.1.3 Verteilung**

### **Auswirkungen durch effizienzorientierte oder kostenorientierte Regulierung**

Die möglichen Auswirkungen im Bereich der Verteilung hängen im Wesentlichen von der Ausgestaltung der Regulierung ab. Die

*Ausgestaltung der  
Regulierung wichtig*

durchschnittlichen spezifischen Kosten sollten durch die Mengeneffekte und die degressive Kostenstruktur der Verteilung bei dem zu erwartenden zunehmenden Gasdurchsatz sinken. Die Frage stellt sich, wie diese Effizienzgewinne gehandhabt werden. Das GMG schlägt analog dem EMG vor, dass sich die Durchleitungsvergütung nach den Kosten eines effizient betriebenen Netzes richtet. Die Ausgestaltung der Regulierung kann sich also eher an den Kosten und/oder der Effizienz orientieren. Die Konsequenzen der beiden möglichen Regulierungsstrategien sind folgende:

*Anreize zur Kapitalbindung*

Eine **kostenorientierte Regulierung**, beispielsweise durch die Vorgabe einer zulässigen Kapitalverzinsung, schafft Anreize um zusätzliches Kapital zu binden. Die Regulierung führt zu einer weiteren Ausdehnung des Versorgungsgebietes. Im Masse der Kostensenkungen durch zunehmenden Gasdurchsatz können vermehrt dünnbesiedelte Gebiete erschlossen werden, die sich isoliert betrachtet betriebswirtschaftlich nicht lohnen. Die Verteilungskosten würden so gesamthaft auf dem heutigen Niveau verharren, die Allokation der zusätzlichen Mittel erfolgte nicht optimal.

*Anreize für Effizienzsteigerungen*

Eine **effizienzorientierte Regulierung**, beispielsweise durch die Vorgabe eines Absenkpades für die zulässigen spezifischen Durchleitungskosten oder Vorgaben für eine teilweise Senkung der Durchleitungskosten bei steigenden Absatzmengen, schafft zusätzliche Anreize für Effizienzsteigerungen und für die Erhöhung der Anschlussdichte. Die KundInnen profitieren von sinkenden Durchleitungskosten. Die Anreize für weitere Gebietserschliessungen fehlen.

*Wie erwünscht ist ein weiterer räumlicher Ausbau der Versorgung?*

Die Gebiete mit einer hohen Energiebezugsdichte sind heute bereits mehrheitlich mit Erdgas erschlossen. Einige in letzter Zeit realisierte Ausbauprojekte sind für sich betrachtet betriebswirtschaftlich nicht selbsttragend und nur eingebettet in einem grösseren Verbund oder mit Beiträgen der öffentlichen Hand finanzierbar. Bei der Ausgestaltung der Regulierung des Transports und vor allem der Verteilung stellt sich die Frage, inwiefern der weitere räumliche Ausbau des Erdgasnetzes energiepolitisch erwünscht ist oder ob die Anreize vorteilhafter in Richtung einer erhöhten Anschlussdichte gesetzt werden. Es ist deshalb zu prüfen, ob neue lokale Verteilungen mit Hilfe von à fonds perdu Beiträgen oder mit jahrelangen Betriebsdefiziten zulasten der öffentlichen Hand realisiert werden sollen.



Nach Meinung der Vertreter der Gaswirtschaft sollte Erdgas nicht an der Ausbreitung behindert werden, solange Neuerschliessungen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorgenommen werden. Die Erhöhung des Erdgasanteils am Endenergieverbrauch sei nicht nur aus Umschweltschutzgründen sinnvoll, sondern auch energiepolitisch im Sinne der weiteren Diversifizierung der Energieträger erwünscht. Ein weiterer Ausbau der Versorgung gestatte auch eine gute Auslastung der vorgelagerten Infrastruktur. Die Verdichtung habe aus wirtschaftlichen Gründen Priorität.

*Ansicht der Vertreter  
der Gaswirtschaft*

#### **5.1.4 Beschaffung und Handel**

##### **Keine nichtamortisierbare Investitionen zu erwarten aus ToP-Verträgen**

Wenn wegen Direkteinkäufen marktberechtigter Kunden auf dem internationalen Markt die Mindestabnahmemengen nicht eingehalten werden, können nicht gedeckte Kosten aus den Beschaffungsverträgen für die Swissgas und damit für die Regionalgesellschaften entstehen. Gemäss Kapitel 4.3 sollten die Mindestabnahmemengen aus den ToP-Verträgen eingehalten werden können.

##### **Stellenwert von Beschaffungsgemeinschaften und Konsequenzen für den inländischen Gas-zu-Gas Wettbewerb**

Der Stellenwert von Beschaffungsgemeinschaften zur Erzielung günstiger Beschaffungskonditionen aufgrund der grösseren Mengen kann gestärkt werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich aufgrund des im europäischen Vergleich bescheidenen schweizerischen Gasabsatzes, analog wie heute, nur eine grössere Beschaffungsgesellschaft etablieren wird. Das Instrumentarium der Beschaffung kann sich in Zusammenarbeit mit Handelsgesellschaften erweitern, d.h. neben den heutigen ToP – Verträgen dürften vermehrt auch andere Beschaffungsformen, beispielsweise cross-commodity Instrumente, Eingang finden. Die Beschaffungsgemeinschaften führen zu gleichen Beschaffungskonditionen der einzelnen GVU und wirken dämpfend auf den Gas-zu-Gas Wettbewerb zwischen inländischen GVU.

*Beschaffungsgemeinschaften führen zu günstigeren Konditionen*

### **Eintritt von internationalen Gashändlern in den Schweizer Markt**

*ToP-Verträge  
behindern  
Wettbewerb*

Als zusätzliche Akteure kommen in den nächsten 10 Jahren (Laufzeit von 2/3 der bestehenden Beschaffungsverträge) nur internationale Gashändler in Frage, die heute noch in keinen Beschaffungsvertrag mit der Swissgas eingebunden sind. Eine Abwerbung der Grosskunden würde die Liefermenge an die Swissgas reduzieren. Sollte es sich um relevante Gasmengen handeln, ist es möglich, dass die Swissgas oder einzelne Regionalgesellschaften aufgrund absehbarer finanzieller Schwierigkeiten eine Durchleitungsverweigerung beantragen werden.

*Wenige potentielle  
Grossfirmen*

Als zusätzliche Gaslieferanten kommen aus heutiger Sicht nur einige wenige potentielle internationale Grossfirmen in Frage, die sich vorwiegend auf die Grosskunden (Industrie, Dienstleistungen) konzentrieren werden. Diese Händler müssen über einen Gasumsatz in der Grössenordnung der Swissgas verfügen, um über ähnliche Beschaffungskonditionen zu verfügen.

### **Sinkende Margen im Handel führen zu einem potentiellen Arrondierungsdruck**

*Vertrieb unter  
potentiellem  
Arrondierungsdruck*

Die Konkurrenz bei den Grosskunden führt zu sinkenden Margen aus dem Handels- bzw. Vertriebsgeschäft. Davon sind in stärkerem Mass kleinere Gasversorgungen betroffen, sofern diese ihre Erträge vornehmlich mit einzelnen Grossbezügern erwirtschaften. Die in einem liberalisierten Markt notwendigen deutlich zunehmenden Aufwendungen für das Marketing können von kleinen Unternehmen alleine nicht mehr getragen werden. Bei kleineren GVU dürfte ein wirtschaftlicher Druck für Kooperationen und Zusammenschlüsse resultieren.

Anlass für Zusammenschlüsse von kommunalen Gasversorgern können auch durch den bedeutend höheren Druck auf die kommunale Elektrizitätsversorgung mitverursacht werden. Zusammenschlüsse stehen also nicht im alleinigen Zusammenhang mit der Gasmarktöffnung. Mit steigendem unternehmerischem Risiko dürfte die Bereitschaft zum Engagement der öffentlichen Hand im freien Wärmemarkt mit einem zusätzlichen Gas-zu-Gas Wettbewerb abnehmen. Die Vertreter der Gaswirtschaft in der Begleitgruppe betonen in diesem Zusammenhang auch die Notwendigkeit, dass die

kommunalen Unternehmen in einem liberalisierten Markt über die erforderliche Flexibilität und Unabhängigkeit verfügen sollten.

### **Verursachergerechtere Überwälzung der Kosten**

Der internationale Wettbewerb führt zu einer verursachergerechteren Belastung der Kosten für die Leistungsbereitstellung. Die Bezugscharakteristik schlägt sich in der Ausgestaltung der Preise nieder. Dies betrifft in erster Linie Grossbezüger mit abschaltbarem Bezug oder mit einer Bezugscharakteristik, die sich von den Spitzenbelastungen der Infrastruktur unterscheidet. Dieser Effekt kann durch eine entsprechende Regulierung der Durchleitung verstärkt werden.

*Ausgestaltung  
Regulierung wichtig*

## **5.2 Elektrizitätserzeugung**

Die Auswirkungen der Marktöffnung auf die Elektrizitätserzeugung wird im Bericht „Stromeinfuhr oder Gasverstromung im Inland“ [Prognos 2001] behandelt. Basierend auf der angenommenen Entwicklung der Erdgas- und Elektrizitätspreise zeigen die Berechnungen, dass allenfalls Kraftwerke mit Wärmeauskopplung in der Grössenordnung von 50 MW sowie reine GuD-Gaskraftwerke in der Grössenordnung von 100 MW<sub>el</sub> und 400 MW<sub>el</sub> ab einem Investitionszeitpunkt von ca. 2008 betriebswirtschaftlich Sinn machen können.

*Inhalt*

Die Nutzung von Erdgas in kleineren WKK-Anlagen wird durch die preislichen Auswirkungen der Marktöffnung gemäss den hier betrachteten Szenarien nicht wesentlich beeinflusst. Bis im Jahr 2010 dürften die Elektrizitätspreise tief bleiben. Die bis zu diesem Zeitpunkt durch die Marktöffnung erwarteten Preisänderungen beim Erdgas verbessern die wirtschaftliche Position der WKK-Anlagen unwesentlich.

*Kaum Beeinflussung  
von WKK - Anlagen*

Unabhängig von der Marktöffnung kann erwartet werden, dass bis zu diesem Zeitpunkt die erdgasbetriebenen Brennstoffzellen eine ausgereifte und wirtschaftlich interessante gleichzeitige Wärme- und Elektrizitätsproduktion in kleineren und mittleren Anlagen ermöglichen.

*Brennstoffzellen  
unabhängig von  
Marktöffnung*

## 5.3 Energieeinsatz und Umwelt

Nachfolgend werden die Auswirkungen der Marktöffnung auf den Energieeinsatz und die Umwelt aufgrund der in Kapitel 4.5.2 dargelegten Szenarien beschrieben. Die relativen Veränderungen beziehen sich dabei immer auf ein Referenzszenario, welchem die Entwicklung ohne Marktöffnung zu Grunde liegt.

### 5.3.1 Das *e c o n c e p t*-Simulationsmodell

*Grundprinzipien des Modells*

Mit dem verwendeten Simulationsmodell kann der Einfluss der Veränderung von Rahmenbedingungen (verschiedene Szenarien bzgl. Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung, Preisveränderungen etc.) auf die Energienachfrage festgestellt werden. Das Modell wurde für einen Prognosehorizont von 10 bis 20 Jahren entwickelt und berücksichtigt nur bereits heute absehbare technische Entwicklungen. Bei längeren Zeiträumen ist mit einem höheren Interpretationsaufwand zu rechnen. Das Modell verbindet infrastrukturelle und technische Zusammenhänge mit der ökonomischen Nachfragetheorie.

*Das Wärmemodell*

Beim hier verwendeten Simulationsmodell wird eine gegenüber der Schweizerischen Gesamtenergiestatistik veränderte Abgrenzung der Sektoren vorgenommen. Es wird zwischen Haushalten, Industrie/Gewerbe und Dienstleistungen/Landwirtschaft unterschieden, wobei wir hier die Sektoren Haushalte und Dienstleistungen/Landwirtschaft zu Kleinverbrauchern zusammenfassen und der Sektor Industrie/Gewerbe den Grossverbrauchern (Industrie) entspricht. Ein wichtiger Aspekt ist das Entscheidungsverhalten der Investoren beim Ersatz der Heizung. Das Modell berücksichtigt die Veränderungen der Energiepreise, das Vorhandensein von Erdgas und die bei den Wärmepumpen zu erwartenden deutlichen Wirkungsgradsteigerungen.

### 5.3.2 Referenzentwicklung ohne Marktöffnung

Der Erdgasabsatz wird inskünftig deutlich zunehmen [Prognos 2000]:

**Erdgasabsatz ohne Marktöffnung in PJ/a**

	2000	2010	2020	2030
Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft	55.4	64.5	68.1	69.4
Industrie	45.8	47.6	47.7	49.9

Quelle: [Prognos 2000]

*Tabelle 8: Prognose des Erdgasabsatzes bis zum Jahre 2030 ohne Marktöffnung.*

Aufgrund unserer Modellrechnungen nimmt der Anteil des Erdgas am Gesamtwärmeverbrauch auch ohne Marktöffnung auf Kosten der übrigen Energieträger zu:

*Der Anteil des Erdgas am Gesamtenergieverbrauch nimmt inskünftig zu*

**Anteil von Erdgas am Endenergieverbrauch für Wärmezwecke ohne Marktöffnung**

	% - Anteil Erdgas	Energiesplit von Erdgas			
		2000	2010	2020	2030
<b>Ohne Marktöffnung</b>					
Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft	15%	19%	21%	23%	
Industrie	20%	25%	28%	31%	

Quelle: Modellrechnungen **e c o n c e p t**

*Tabelle 9: Anteil von Erdgas am Endenergieverbrauch für Wärmezwecke ohne Marktöffnung.*

**5.3.3 Gesamtenergieverbrauch für Wärmezwecke**

Durch die Marktöffnung kann für einzelne Bezugsgruppen mit sinkenden Endverbraucherpreisen für Erdgas gerechnet werden (siehe Kap. 4.5.2, Preisszenarien). Sinkende Endverbrauchererdgaspreise vermindern die Anreize für einen rationellen Energieeinsatz, was zu einer Zunahme des Energieverbrauchs führen kann. Die Modellrechnungen **e c o n c e p t** zeigen, dass diese Mehrverbräuche sehr gering sind und zudem im

*Sinkende Erdgaspreise vermindern die Anreize für einen rationellen Energieverbrauch*

Unschärfbereich des Modells liegen (Grössenordnung < 1%). Dafür sind folgende Gründe verantwortlich:

- Bei den Haushalten wird der Anreiz für Energieeffizienz mehr durch das allgemeine Preisniveau bestimmt. Es gibt wenig Gründe, warum Erdgasbezüger bei Preisveränderungen in der absehbaren Grössenordnung sich weniger effizienzorientiert als Haushalte mit Ölfeuerungen zeigen.
- Bei den Grossbezügern aus der Industrie sind die Energiekosten für den Gesamtbetrieb gewinnrelevant. Auf tiefem Preisniveau und effizienzorientierter Regulierung (Szenario 2) sind die Preissenkungen höher. Das **e c o n c e p t**-Modell weist hier einen gewissen Mehrverbrauch aus. Der Mehrverbrauch korreliert hier mit dem Ausmass der prognostizierten Preissenkungen.

#### **5.3.4 Energiesplit im Wärmebereich**

Durch die sinkenden Erdgaspreise verursacht durch die Marktöffnung wird sich der Energiesplit noch mehr zugunsten von Erdgas verschieben. Der höhere Anteil des Erdgas geht auf Kosten des Heizöls, welches durch das Erdgas substituiert wird.

---

**Veränderung des Anteils von Erdgas am Endenergieverbrauch für  
Wärmezwecke aufgrund der Marktöffnung**

	% - Anteil Erdgas	Veränderungen des Energiesplits von Erdgas aufgrund Marktöffnung		
		2010	2020	2030
<b>Szenario 1</b>				
Haushalte		+0.0%	+0.0%	+0.2%
Industrie nicht abschaltbar		+0.4%	+0.6%	+0.7%
Industrie abschaltbar		+1.0%	+1.4%	+1.5%
<b>Szenario 2</b>				
Haushalte		+0.3%	+0.3%	+0.6%
Industrie nicht abschaltbar		+0.4%	+0.6%	+1.3%
Industrie abschaltbar		+1.4%	+1.8%	+2.6%

Quelle: Modellrechnungen **e c o n c e p t**

*Tabelle 10: Relative Veränderungen des Energiesplits von Erdgas  
aufgrund der Marktöffnung.*

Tabelle 11 zeigt die durch die Marktöffnung bedingte Zunahme des Erdgasverbrauchs in absoluten Werten. Für die Berechnungen des Sektors Industrie, wird der Mittelwert zwischen Industrie abschaltbar und nicht abschaltbar genommen.

<b>Zunahme des Energieverbrauchs in PJ/a von Erdgas aufgrund der Marktöffnung</b>			
	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
<b>Szenario 1</b>			
Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft	0.0	0.0	0.9
Industrie	1.2	1.6	1.6
<b>Szenario 2</b>			
Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft	0.8	1.2	2.0
Industrie	1.4	1.7	2.6

Quelle: Modellrechnungen **e c o n c e p t**

*Tabelle 11: Absolute Zunahme des Energieverbrauchs von Erdgas in PJ/a aufgrund der durch die Marktöffnung bedingte Veränderung der Endverbraucherpreise.*

Bei den Haushalten entspricht die durch die Marktöffnung bedingte Zunahme des Energieverbrauchs von Erdgas von bis zu 2 PJ/a (Szenario 2) rund 3.5% des heutigen Endenergieverbrauchs von Erdgas. Bei der Industrie entspräche die maximal prognostizierte Zunahme von 2.6 PJ/a nur rund 1.4% des heutigen Endenergieverbrauchs.

### 5.3.5 Umwelt

Die oben dargestellte Zunahme von Erdgas an der Energieversorgung geht grösstenteils auf Kosten des Heizöls EL. Wie sich dies auf die Emissionen auswirkt, ist Gegenstand dieses Kapitels.

#### **Berücksichtigte Emissionen:**

**Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>):** Der Emissionsfaktor ist von der Brennstoffzusammensetzung abhängig und basiert auf der Annahme einer vollständigen Oxidation.

**Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>):** Der Emissionsfaktor ist abhängig vom Schwefelgehalt des Brennstoffes und von der



Wirksamkeit allfälliger  
Entschwefelungsverfahren.

Stickoxide (NO<sub>x</sub>): Neben dem Stickstoffgehalt des Brennstoffes haben die Wärmeleistung und die Bauweise der Anlagen einen wesentlichen Einfluss auf die Emission von Stickoxiden.

Für die Berechnungen werden folgende Emissionsfaktoren verwendet:

---

#### Durchschnittliche Emissionsfaktoren von Erdgas und Heizöl EL

		Erdgas	Heizöl EL
CO <sub>2</sub>	kg/TJ	55000	73700
SO <sub>2</sub>	kg/TJ	0.5	70
NO <sub>x</sub>	kg/TJ	20	25

Quelle: Ökoinventare für Energiesysteme [Institut für Energietechnik 1994]

*Tabelle 12: Durchschnittliche Emissionsfaktoren von Erdgas und Heizöl EL.*

Die Emissionsfaktoren von Erdgas und Heizöl sind von der Qualität sowie dem Verbrennungsprozess (Temperatur, Vollständigkeit der Verbrennung) abhängig. Für die Berechnungen werden mittlere Emissionsfaktoren verwendet.

Erdgas ist nach seiner Aufbereitung ein hochwertiger Brennstoff, der nur noch Spuren von Schwefel und Reststoffen aufweist. Die Emissionen stammen daher im wesentlichen aus verbrennungstechnischen Vorgängen, wobei die feuerungstechnische Auslegung der Anlagen einen entscheidenden Einfluss hat. Die Kombination Brenner-Kessel und die Bauweise der Brennkammer beeinflussen u.a. die NO<sub>x</sub>-Bildung.

*Die feuertechnische Auslegung der Anlagen hat einen entscheidenden Einfluss auf das Emissionsverhalten von Erdgas*

Durch die Substitution von Heizöl EL durch Erdgas ergeben sich folgende Emissionseinsparungen:

---

**Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft**
**Absolute Emissionsveränderungen aufgrund der durch die Marktöffnung verstärkten Substitution von Heizöl EL durch Erdgas**

	Tonnen pro Jahr			
	PJ/a	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
<b>Szenario 1</b>				
Jährl. Einsparung 2000-2010	0	0	0	0
Jährl. Einsparung 2010-2020	0	0	0	0
Jährl. Einsparung 2020-2030	0.9	-17'000	-60	-5
<b>Szenario 2</b>				
Jährl. Einsparung 2000-2010	0.8	-15'000	-50	-4
Jährl. Einsparung 2010-2020	1.2	-22'000	-80	-6
Jährl. Einsparung 2020-2030	2.0	-37'000	-130	-10

Quellen: [Prognos 2000], [Institut für Energietechnik 1994], eigene Berechnungen.

*Tabelle 13: Jährliche Emissionsveränderungen aufgrund der durch die Marktöffnung verstärkten Substitution von Heizöl EL durch Erdgas bei Kleinverbrauchern.*

---

**Industrie**
**Absolute Emissionsveränderungen aufgrund der durch die Marktöffnung verstärkten Substitution von Heizöl EL durch Erdgas**

	Tonnen pro Jahr			
	PJ/a	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
<b>Szenario 1</b>				
Jährl. Einsparung 2000-2010	1.2	-22'000	-80	-6
Jährl. Einsparung 2010-2020	1.6	-30'000	-105	-8
Jährl. Einsparung 2020-2030	1.5	-28'000	-100	-8
<b>Szenario 2</b>				
Jährl. Einsparung 2000-2010	1.4	-26'000	-90	-7
Jährl. Einsparung 2010-2020	1.7	-32'000	-110	-9
Jährl. Einsparung 2020-2030	2.6	-49'000	-170	-13

Quellen: [Prognos 2000], [Institut für Energietechnik 1994], eigene Berechnungen.

*Tabelle 14: Jährliche Emissionsveränderungen aufgrund der durch die Marktöffnung verstärkten Substitution von Heizöl EL durch Erdgas bei der Industrie.*

1997 wurden in der Schweiz total rund 43.4 Mio. t CO<sub>2</sub>, 0.12 Mio. t NO<sub>x</sub> und 26700 t SO<sub>2</sub> emittiert. Die jährlichen Einsparungen aufgrund der durch die Marktöffnung verstärkten Substitution von Heizöl EL durch Erdgas entsprechen also bis zu 0.2% der gesamten CO<sub>2</sub>-, 0.02% der NO<sub>x</sub>- und 0.6% der SO<sub>2</sub>-Emissionen.

## 5.4 KonsumentInnen

Die Auswirkungen für die KonsumentInnen sind vorwiegend preislicher Natur. Mit einer Umwälzung von Kosten auf die vorerst gebundenen Kleinverbraucher muss aufgrund der bestehenden Konkurrenzverhältnisse zum Heizöl nicht gerechnet werden. Bei einer deutlichen Anhebung der Preise wären die betreffenden KundInnen spätestens beim nächsten Heizkesslersatz für die nächsten 15-20 Jahre als ErdgaskundInnen unwiederbringlich verloren.

*Keine Umwälzung  
auf Kleinkunden  
möglich*

Klein- und GrosskonsumentInnen profitieren entsprechend den zugrundegelegten Preisszenarien durch das Unbundling von sinkenden Kosten bei Transport und Verteilung. GrosskundInnen dürften zusätzlich vom Gas-zu-Gas Wettbewerb profitieren.

*Unbundling führt zu  
sinkenden  
Durchleitungskosten*

Die Preisnachlässe durch die Marktöffnung für die KleinkundInnen und GrossverbraucherInnen liegen in der folgenden Grössenordnung

*Preisnachlässe*

<b>Preisnachlässe in Mio. Fr. / a durch die Marktöffnung für einzelne Kundensegmente</b>				
	Endverbraucher aus	Grössenordnung des Preisnachlasses in Mio. Fr./a		
	aber	2010	2020	2030
	2000			
Szenario I	1600 <sup>3)</sup>			
KleinkonsumentInnen <sup>1)</sup>		10-30	10-30	15-35
Grossbezüger aus Industrie und Dienstleistung <sup>2)</sup>		10-30	15-35	15-40
Szenario II	ca. 1100 <sup>4)</sup>			
KleinkonsumentInnen		20-55	50-90	60-100
Grossbezüger aus Industrie und Dienstleistung		15-30	25-45	30-50

1) Alle Haushalte + 50% der Dienstleistungen

2) Alle Industrie + 50% der Dienstleistungen

3) Hypothetischer Wert, falls Arbeitspreis ca. 2.5 Rp./kWh beträgt

4) Wert von 1999 bei einem Arbeitspreis ca. 1.0 Rp./kWh.

*Tabelle 15: Grössenordnung der durch die Marktöffnung ausgelösten Preissenkungen für die einzelnen Kundensegmente für die beiden skizzierten Szenarien.*

Die KleinkonsumentInnen profitieren beim Szenario I (hoher Gaspreis, kostenorientierte Regulierung der Verteilung) aufgrund der sinkenden Verteilungskosten in ähnlicher Grössenordnung wie die Grossbezüger. Im Szenario II (tiefer Gaspreis, stärker effizienzorientierte Regulierung der Verteilung) überwiegen die Kosteneffekte bei der Verteilung gegenüber denjenigen des Gas-zu-Gas Wettbewerbes.

## 5.5 Versorgungssicherheit

*Unterschiedliche Art von Versorgungssicherheit*

Bei der Versorgungssicherheit unterscheiden wir die Sicherheit in der Beschaffung (Lieferung bis Schweizer Grenze) und die technische

Sicherheit bei Transport und Verteilung (Unterbruchsfreiheit) in der Schweiz.

### **Schutz der zukünftigen ToP-Verträge bewirkt gleichbleibende Versorgungssicherheit bei der Erdgasbeschaffung**

Die heutige Versorgungssicherheit bis zur Schweiz beruht auf den langfristigen Bezugsverträgen mit unterschiedlichen Lieferanten in Form von Verträgen mit unbedingter Zahlungsverpflichtung<sup>17</sup>. Die Ausgestaltung der zukünftigen Beschaffung, als langfristige ToP-Verträge oder als kurzfristigere Handelsbeziehungen, beeinflusst die Versorgungssicherheit wesentlich.

*Versorgungssicherheit aufgrund ToP-Verträgen*

Der Gesetzgeber steht vor einem eigentlichen Zielkonflikt, da ToP-Verträge die Versorgungssicherheit erhöhen und gleichzeitig einen starken Gas-zu-Gas Wettbewerb behindern oder partiell verunmöglichen können.

*Zielkonflikt*

Die Gaswirtschaft erachtet für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit auch die Diversifikation der Bezugsquellen und der Zufuhrwege als wichtig. Diese Massnahmen haben ihren Preis und sind aus Sicht der Gaswirtschaft unerlässlich, da die Schweiz über keine eigene Erdgasförderung und keine saisonale Speicherung verfügt. Ob der Gas-zu-Gas Wettbewerb die Diversifikation der Bezugsquellen durch den Eintritt ausländischer Erdgashändler eher erhöht oder vermindert ist schwierig abzuschätzen.

*Bedeutung der Diversifikation der Bezugsquellen*

Der vorliegende Entwurf des GMG sieht einen Schutz zukünftiger ToP-Verträge vor. Damit wird die Versorgung voraussichtlich ausreichend sichergestellt.

*Zukünftiger Schutz ToP-Verträge*

### **Effizienzorientierung der Regulierung sowie Struktur der Transportgesellschaften beeinflussen die technische Versorgungssicherheit in der Schweiz**

Die Versorgungssicherheit aufgrund der technischen Verfügbarkeit der Transport- und Verteilinfrastrukturen ist in weiten Teilen der

*Ringschlüsse in der Versorgung*

---

17 ToP-Verträge beinhalten eine minimale Bezugsmenge bzw. unbedingte Zahlungsverpflichtung sowie als Gegenleistung eine maximale Stundenleistung und garantierte jährliche Liefermenge.

Schweiz durch Ringschlüsse der Leitungen gewährleistet. Gewisse Gebiete werden nur über Stickleitungen versorgt, beispielsweise die Zentralschweiz, das Bündner Rheintal, der Neuenburger Jura und die Region von Thun. Zur Schliessung dieser Ringlücken wären weitere, teilweise erhebliche Investitionen, nötig. Diese Investitionen dürften die Transportkosten für die betroffenen Regionen deutlich erhöhen. Bei einem Zusammenschluss der Transportunternehmen bzw. Transportaktivitäten in einer Gesellschaft fällt der spezifische Investitionsaufwand für eine grössere Gesellschaft weniger ins Gewicht.

*Erhöhung  
Versorgungssicherheit*

Bei einer mehr kostenorientierten Regulierung des Monopolbereichs stünden die durch die zukünftig zunehmende Auslastung der Transport- bzw. Verteilinfrastrukturen anfallenden Mittel für den weiteren Ausbau und damit verbunden zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in den betroffenen Gebieten zur Verfügung.

*Allenfalls  
abnehmende  
Versorgungssicherheit*

Eine stark effizienzorientierte Regulierung führt zu sinkenden spezifischen Transport- und Verteilkosten auf Kosten einer gleichbleibenden oder allenfalls sogar abnehmenden Versorgungssicherheit.

## 5.6 Volkswirtschaft

*Wenig relevante  
Auswirkungen*

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen in beiden angenommenen Szenarien sind wenig relevant. Es resultieren verminderte Energiekosten für die KonsumentInnen (gemäss Tabelle 15), eine Reduktion der Arbeitsplätze sowie eine Verringerung der externen Kosten durch den veränderten Energiesplit.

### Verminderte Energiekosten und Arbeitsplätze

*Arbeitsplatzabbau  
wird langsam vor  
sich gehen*

Arbeitsplätze dürften in erster Linie durch nötige Kostenminimierungen bei den traditionellen Aufgaben im Handels- bzw. Vertriebsbereich sowie, je nach Ausgestaltung der Regulierung, bei der Verteilung abgebaut werden. Es sind gleichzeitig verstärkte Anstrengungen im Marketing der Handels- und Vertriebsgesellschaften zu erwarten, was zur Schaffung zusätzlicher

Stellen in diesem Bereich führen kann. Aufgrund der bisher bereits bestehenden Wettbewerbssituation im Wärmemarkt und dem damit verbundenen Kostendruck wird kein bedeutender Abbau von Arbeitsplätzen erwartet. Die Situation in der Schweiz ist nicht zu vergleichen mit derjenigen in England, wo bei British Gas ein Arbeitsplatzabbau von 91'000 auf 36'000 in den letzten 15 Jahren stattfand. Durch den Einbezug der Produktion in den Wettbewerb entstand in England ein bedeutender Kostendruck mit Preissenkungen zwischen 30% und 50%. Wir rechnen in der Schweiz mit bedeutend kleineren Preissenkungen die – im Szenario 2 mit tiefem Preisniveau und effizienzorientierter Regulierung – vor allem durch Skaleneffekte in der Verteilung resultieren. Gegen einen erheblichen und starken Stellenabbau spricht auch die grosse Zahl von Gemeindebetrieben mit meist trägen Verwaltungsstrukturen. Zudem sind die Gasversorgungen vielfach bereits überkommunal organisiert. Firmenzusammenschlüsse verbunden mit Arbeitsplatzabbau werden nur langsam vor sich gehen.

Ein weiterer Grund für das eher gemächliche Tempo bei Allianzen und Fusionen im Vertriebsbereich liegt bei der Kundenstruktur. 40% des Absatzes fallen im Haushaltsbereich an. Aufgrund der schweizerischen Eigentümerstruktur ist ein grosser Teil MieterInnen, die keinen Einfluss auf die Wahl des Gaslieferanten haben. Da die VermieterInnen die Kosten des Erdgases als Heizkosten 1:1 weiterverrechnen können, bestehen für diese wenig Anreize, den Gaslieferanten zu wechseln.

*Gründe für  
gemächliches  
Tempo*

Die ausgewiesenen Einsparungen von rund 30 bis 100 Mio. Fr. (Szenario 2) stammen grösstenteils aus den Effizienzsteigerungen bei der Verteilung aufgrund von Skaleneffekten und nicht aus Rationalisierungsmassnahmen beim Personal. Aufgrund der schrittweisen Marktöffnung erhalten die Unternehmen genügend Zeit um auch über natürliche Fluktuationen den Personalbestand den neuen Gegebenheiten anzupassen.

*Zeit für  
Anpassungen*

Die aus den Skaleneffekten resultierenden tieferen Gaspreise fallen bei den EndkonsumentInnen an. Die freiwerdenden Mittel dürften in den privaten Konsum fliessen und schaffen zusätzliche Arbeitsplätze.

Besondere negative regionalwirtschaftliche Effekte sind nicht zu erwarten. Die Gasversorgungsunternehmen konzentrieren sich auf dicht überbaute Gebiete und zugehörige Agglomerationen.

*Keine besonderen  
regionalwirtschaftlichen  
Effekte*

### Externe Kosten

Die externen Kosten werden über kalkulatorische Energiepreiszuschläge gemäss der Methode des Amtes für Bundesbauten [Amt für Bundesbauten 1994] berechnet. Die Energiepreiszuschläge betragen für Heizöl EL 6 Rp./kWh und für Erdgas 4 Rp./kWh.

Die Veränderung des Energiesplits führt somit zu folgender Verminderung der externen Kosten:

<b>Veränderung der externen Kosten durch die Substitution von Heizöl EL durch Erdgas in Millionen SFr. pro Jahr</b>			
	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
<b>Szenario 1</b>			
Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft	0	0	-5.0
Industrie	-6.7	-8.9	-8.3
<b>Szenario 2</b>			
Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft	-4.4	-6.7	-11.1
Industrie	-7.8	-9.4	-14.4

Quelle: Modellrechnungen **e c o n c e p t**

Die gesamten externen Kosten für Wärme betragen gemäss [**e c o n c e p t** / Prognos / INFRAS 1996] rund 2.4 – 3.4 Mrd. Fr./a

*Tabelle 16: Verminderung der externen Kosten durch die Substitution von Heizöl EL durch Erdgas in Mio. SFr. pro Jahr.*

## 5.7 Zusammenfassendes Fazit

Die Auswirkungen der Marktöffnung auf die Schweiz sind relativ bescheiden. Weder ist mit grossen Preisnachlässen noch mit nichtamortisierbaren Investitionen auf Seiten der Gaswirtschaft zu rechnen. Dies hat mehrere Gründe:



- Erdgas war immer einer Konkurrenz im Wärmemarkt und damit einem Preisdruck ausgesetzt. Die Strukturen blieben deshalb schlank und Monopolrenten konnten nicht erzeugt werden.
- Auf der Produktionsseite bleibt das Oligopol bestehen. Die Voraussetzungen für Wettbewerb bei der Produktion sind nicht gegeben.
- Ein internationaler Gas-zu-Gas Wettbewerb wird sich auf die grösseren Kunden konzentrieren, wobei diejenigen mit einem abschaltbaren Bezug besonders vom Wettbewerb profitieren könnten. Die lokalen Gasversorgungsunternehmen werden aufgrund ihrer institutionellen Verflechtungen mit den Vorlieferanten und den durch die Bündelung der Nachfrage durch die Swissgas resultierenden Vorteile den Gaslieferanten kaum wechseln. Aufgrund der identischen Bezugskonditionen der schweizerischen Endverteiler wird sich kein ausgeprägter Gas-zu-Gas Wettbewerb für die Kleinbezüger entwickeln können.
- Solange der Gaspreis wie in den letzten Jahren auf einem tiefen Niveau bleibt, sind die Kosten für den Transport und die Verteilung für den Endverkaufspreis bestimmend. Dieser Bereich ist jedoch nicht dem Wettbewerb ausgesetzt.

Viele Auswirkungen der Marktöffnung werden weniger durch den Wettbewerb beim Gas als viel mehr durch die Regulierung des Monopolbereiches von Transport und Verteilung sowie anderer wettbewerbsrelevanter Faktoren bestimmt. Hier gibt es eine Reihe von in der Verordnung zum Gasmarktgesetz zu klärenden Fragen, die die Auswirkungen namhaft beeinflussen. Namentlich von

- der Ausgestaltung der Regulierung bei der Vergütung der Durchleitung bei Transport und Verteilung,
- der finanziellen Berücksichtigung der tageszeitlichen Speicherung im Rahmen des Unbundlings sowie
- der Handhabung der zukünftigen Bezugsverträge mit unbedingten Zahlungsverpflichtungen.

Die Gasmarktöffnung führt nur zu geringen volkswirtschaftlichen Vorteilen. Der Wettbewerb im Gasbereich (Gas-zu-Gas Wettbewerb) wird auf einige Grossverbraucher beschränkt bleiben. Hingegen ist zu erwarten, dass je nach Ausgestaltung der Regulierung, das Unbundling bei Transport und Verteilung aufgrund des zu

erwartenden steigenden Gasabsatzes zu sinkenden spezifischen Durchleitungskosten führen kann, von welchen kleine und grosse Konsumenten profitieren werden.

## 6 Mögliche Kompensationsmassnahmen sowie Ausgestaltung von effizienz- und wettbewerbsbegünstigender Faktoren

Die Analyse der Auswirkungen der Marktöffnung zeigt, dass sich keine nicht bereits im Entwurf zum Gesetz vorgeschlagenen kompensierenden Massnahmen aufdrängen. Das heisst, dass weder für einzelne Kundengruppen bzw. –segmente, die Umwelt, die Versorgungssicherheit oder die Volkswirtschaft relevante Nachteile oder Gefahren entstehen. Demgegenüber sind die ausgewiesenen Vorteile nicht in jedem Fall realisierbar, da sie in starkem Masse von der Ausgestaltung der Regulierung abhängen. Wir möchten deshalb einige für die Ausgestaltung der Verordnung relevante Punkte beleuchten. Teilweise können dabei eigentliche Zielkonflikte auftreten.

*Es drängen sich keine Kompensationsmassnahmen auf*

### Mögliche Interessengegensätze zwischen Transporteuren/Verteiler und Handelsgeschäft

Durch die kapitalmässige Bindung von Transporteuren und Endverteilern handeln die Transporteure im Gesamtinteresse der Gaswirtschaft. Damit möglichst konkurrenzfähige Endverkaufspreise resultieren, weisen die Transporteure lediglich Gewinne aus, die einer Eigenkapitalverzinsung zwischen 0% und 5% entsprechen<sup>18</sup>.

*Transporteure handeln heute im Gesamtinteresse der Gaswirtschaft*

Bei der Festlegung der Verfahren zum Ermitteln der zulässigen Vergütung für die Durchleitung (Transport und Verteilung) ist darauf zu achten, dass die Besitzer der Infrastrukturen nicht versuchen, in Anbetracht der zukünftig voraussichtlich sinkenden spezifischen Durchleitungskosten, ihre Kosten und Erträge durch das Festlegen der Zinssätze übermässig zu erhöhen. (Art. 8 GMG: „Die Vergütung der Durchleitung von Gas richtet sich nach den Kosten eines effizient betriebenen Netzes unter Einschluss eines angemessenen

*Zukünftig höhere Transportpreise möglich*

<sup>18</sup> Dividende: Transitgas 3%, Swissgas 5%, GVM 4%, EGO 0%, GAZNAT 4%, EGZ 5%.

Betriebsgewinnes“). Es ist also durchaus möglich, dass durch das Unbundling die Kosten für Transport und Verteilung aufgrund veränderter Eigenkapitalverzinsung und „angemessener Betriebsgewinne“ steigen. Diese Tendenz ist heute bereits bei den Elektrizitätsverteilern erkennbar, welche relativ hohe Zinssätze durchzusetzen versuchen. Die Problematik kann sich akzentuieren, sollten die Besitzverhältnisse derart ändern, dass der Transport, die Verteilung und das Handelsgeschäft von unabhängigen Firmen getätigt wird.

Die Vertreter der Gaswirtschaft in der Begleitgruppe weisen auf das Erfordernis einer angemessenen Kapitalverzinsung hin, damit das Interesse erhalten bleibe die Gasnetze zu bauen und zu unterhalten. Die Bonität der Netzbetreiber sollte nach Meinung der Gaswirtschaft durch die Regulierung nicht beeinträchtigt werden, um einen Anstieg der Kapitalkosten zu vermeiden.

### **Regulierung von Transport und Verteilung**

*Effizienz- oder  
kostenorientierte  
Regulierung*

Gemäss Entwurf GMG kann die Regulierung eher effizienz- oder kostenorientiert gestaltet werden. (Art. 8 GMG)

Bei einer mehr kostenorientierten Vergütung der Durchleitung bestehen Anreize für zusätzliche Kapitalbindungen. Die Abnahme der spezifischen Kosten aufgrund steigendem Absatz wird durch den räumlichen Ausbau kompensiert. Es findet ein überproportionales räumliches Wachstum ohne sinkende Durchleitungskosten statt.

Bei einer vermehrt effizienzorientierten Vergütung erfolgen Anreize für eine auch lufthygienisch erwünschte Erhöhung der Anschlussdichte, verstärkt durch sinkende spezifische Durchleitungskosten. Es resultieren tiefere Preise auf Kosten von Anreizen für weitere Erschliessungen, die sich allenfalls positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken können.

Die Vertreter der Gaswirtschaft in der Begleitgruppe weisen darauf hin, dass die hohe Betriebs- und Versorgungssicherheit auch bei einem geöffneten Gasmarkt gewährleistet sein muss. Aus energie- und umweltpolitischen Gründen sollte auch in Zukunft ein Anreiz bestehen, den Anteil des Erdgases am Energieverbrauch weiter zu erhöhen.

### **Handhabung von zukünftigen ToP-Verträgen**

Die ToP-Verträge können den Wettbewerb in erheblichem Masse behindern, verbessern aber gleichzeitig die langfristige Versorgungssicherheit. Es besteht ein eigentlicher Zielkonflikt.

*Versorgungssicherheit*

### **Berücksichtigung der tageszeitlichen Speicherung im Transportsystem bei der Regulierung der Durchleitung**

Durch die tageszeitliche Speicherung im Transportnetz können die Leistungsspitzen innerhalb eines Tages deutlich reduziert werden. Eine diskriminierungsfreie Zuordnung des Speichervolumens für Dritte ist notwendig. Die Zuordnung der durch die tageszeitliche Speicherung verursachten finanziellen Einsparungen auf die KundInnen dürfte erhebliche Schwierigkeiten mit sich bringen. Die Probleme akzentuieren sich, wenn es sich um eine unabhängige Transportgesellschaft handelt. Die Regulierung sollte so ausgestaltet werden, dass die Transportgesellschaft einen Anreiz erhält, die Speichermöglichkeiten des Netzes optimal zu nutzen.

*Doppelfunktion des Transportnetzes*

### **Transparenz der Durchleitungskosten**

Gemäss Art. 10 Abs. 2 Entwurf GMG sind die Berechnungsgrundsätze für die Vergütung der Gasnetze von den BetreiberInnen zu veröffentlichen. Für einen transparenten Markt ist es wichtig, dass nicht nur die Berechnungsgrundsätze sondern auch die spezifischen Kosten ersichtlich sind. Die nötige Transparenz könnte auch sichergestellt werden, indem die Aufwendungen für Transport/Verteilung im Inland sowie Gaslieferung (Arbeit und Leistung) bei der Rechnungsstellung separat ausgewiesen werden.

*Transparenz der Durchleitungskosten ist Voraussetzung für den Wettbewerb*

### **Tarifkategorie für unterbrechbare Durchleitung vorsehen**

Heute bestehen speziell günstige Konditionen für KundInnen, die eine Unterbrechung der Lieferung in Kauf nehmen. Sobald zukünftig die Kapazitäten auf einem Netz knapp werden, ist es aus Sicht des Transporteurs/Verteilers sinnvoll, auch die Durchleitung unterbrechen zu können. Es ist für die Zukunft deshalb vorzusehen, dass eine spezielle Durchleitungsvergütung für unterbrechbare Durchleitung geschaffen werden kann.

*Neben unterbrechbarer Lieferung auch unterbrechbaren Transport vorsehen*

## Literatur

- Amt für Bundesbauten 1994: Externe Kosten und kalkulatorische Energiepreiszuschläge für den Strom- und Wärmebereich, Amt für Bundesbauten, Bundesamt für Konjunkturfragen, PACER, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1994.
- Austvik 1997 Gas pricing in a liberalized European market; will the rent be taxed away? Ole Gunnar Austvik in Energy Policy, Vol. 25 pp 997-1012, 1997
- BFE 1997 Öffnung des Gasmarktes, ausgearbeitet durch die „Arbeitsgruppe Cattin II“, BEW Schriftenreihe Nr. 60, Bern 1997
- Brattle 2000 Methodology for Establishing National and Cross-Border Systems of Pricing of Access to the Gas System in Europe, The Brattle Group prepared for the European Commission, London 2000
- e c o n c e p t** 1997 Auswirkungen der Elektrizitätsmarktöffnung auf die Schweiz, **e c o n c e p t** i.A. Bundesamt für Energie, Bern 1997
- e c o n c e p t** / Prognos / INFRAS 1996 Die vergessenen Milliarden, Externe Kosten im Energie- und Verkehrsbereich, Verlag Paul Haupt, Bern 1996
- Energieperspektiven 1996 Energieperspektiven der Szenarien I – III, 1990 bis 2030, Synthesebericht, Bundesamt für Energie, Bern 1996
- EU 2001 Vollendung des Energiebinnenmarktes, Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen, Kommission der europäischen Gemeinschaften, Brüssel 2001
- Institut für Energietechnik 1994: Ökoinventare für Energiesysteme, Institut für Energietechnik ETH, Zürich 1994.
- Prognos 1996 Energiereport II, Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa – Perspektiven bis zum Jahr 2020, Prognos i.A. Bundesministerium für Wirtschaft, Schäffer Pöschel Verlag, Stuttgart 1996.
- Prognos 1999 Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt; Prognos und

- Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln i. A. des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
- Richtlinie 98/30/EG Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt.
- Ruhrgas Austria 2000 <http://www.ruhrgas-austria.at/plattform/index.htm>
- Spichiger 2000 Die Verwirklichung eines wettbewerborientierten Erdgasbinnenmarktes in der Europäischen Union, Diplomarbeit im Rahmen des berufsbegleitenden Nachdiplomstudiums im Europäischen und Internationalen Wirtschaftsrecht an der Universität St. Gallen, P. Spichiger, unveröffentlicht, Zürich 2000
- Spiewak 1998 Liberalization of European National Gas Market: A Ball in the Courts of the EU Member States, Institute for Prospective Technological Studies, IPTS report 28, I. Spiewak et. al. Sevilla 1998
- Statistik 2000 Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1999, Bundesamt für Energie, Bern 2000
- Stern 1997 The British Gas market 10 years after privatisation: a model or a warning for the rest of Europe? Jonathan P. Stern in Energy Policy, Vol. 25 pp 387-392, 1997
- Stern 1998 Competition and Liberalization in European Gas Markets, A Diversity of Models, Jonathan P. Stern, The Royal Institute of International Affairs, London 1998
- STWL 1999 Städtische Werke Luzern: Geschäftsbericht 1999, Luzern.
- Swissgas 1995 Geschäftsbericht der Swissgas AG für das Jahr 1995
- Swissgas 1999 Geschäftsbericht der Swissgas AG für das Jahr 1999
- Transitgas 1999 Geschäftsbericht 1999 der Transitgas AG, Zürich 2000





# Anhang

## A-1 Preisszenarien

### A-1.1 Allgemeine Annahmen

- Der Verbrauch von Erdgas entwickelt sich gemäss im Jahr 2000 publizierten Zahlen [Energieperspektiven 1996] für die Jahre 2010, 2020 und 2030 wie in nachfolgender Tabelle dargestellt. Die Verbrauchszunahme kann mittels der vorhandenen Infrastruktur transportiert und verteilt werden. Es sind allenfalls punktuelle grössere Neuinvestitionen notwendig.

#### Langfristige Entwicklung des Erdgasverbrauches (in PJ)<sup>19</sup>

	1999	2010	2020	2030
Privathaushalte, Dienstleistungen	55.4	64.5 +16%	68.1 +23%	69.4 +25%
Industrie	45.8	47.6 +4%	47.7 +4%	49.9 +9%
Gesamtverbrauch	101.2	112.1 +11%	115.8 +14%	119.4 +18%
Mögliche Veränderung der spezifischen Kosten für Transport und Verteilung <sup>1)</sup>	0%	-10%	-13%	-15%

- 1) Bei gleichbleibenden Kosten, d.h. ohne zusätzliche Ausbauten oder Investitionen und ohne allfällige kostensenkende Massnahmen.

*Tabelle 17: Entwicklung des Erdgasverbrauches für verschiedene Kundensegmente und daraus resultierende mögliche Veränderung der spezifischen Kosten für Transport und Verteilung.*

- Im Wärmemarkt bleibt die führende Rolle des Heizöls bestehen. Die Anbindung des Arbeitspreis für Erdgas an den Erdölpreis wird beibehalten.
- In beiden Szenarien sind die Erdgasunternehmungen einem Gas-zu-Gas Wettbewerb ausgesetzt.
- Zwischen 2010 und 2020 erhöht sich der Erdgaspreis franko Schweizer Grenze um 0.2 Rp./kWh, da der Anteil an Erdgas aus entfernteren Destinationen, hauptsächlich Russland, zunimmt.

<sup>19</sup> Aus [Prognos 2000], Energetische und klimatische Auswirkungen der Förderabgabe und der Abgabe gemäss Grundnorm, Anhang 5-1.

- Die Szenarien werden mit einem Zustand ohne Marktöffnung verglichen. Es wird angenommen, dass sich im Vergleichsszenario innerhalb der Szenarien die Preise nur aufgrund der längeren Transportwege verändern.

## **A-1.2 Szenario 1**

Das Szenario 1 ist gekennzeichnet durch ein hohes Preisniveau und eine kostenorientierte Regulierung der Durchleitung.

Die Veränderung der Preise setzt sich aus den gewichteten Veränderungen der Bereiche Gas (Arbeit und Leistungsbereitstellung) sowie Transport und Verteilung im Inland zusammen. Es wird unterschieden zwischen Veränderungen des Erdgaspreises aufgrund der Marktöffnung (im Bereich relative Veränderungen aufgrund der Marktöffnung) und Veränderungen aufgrund exogener Faktoren (Absolute Veränderungen).

## Szenario 1:

### Hohes Preisniveau, kostenorientierte Regulierung (Arbeitspreis 2.5 Rp./kWh)

#### Relative Veränderungen aufgrund der Marktöffnung

Transport und Verteilung	Ausgangslage Rp./kWh		2010		2020		2030	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Haushalte	2.3	4.2	-3%	-5%	-5%	-5%	-5%	-8%
Industrie nicht abschaltbar	0.8	1.8	-3%	-5%	-5%	-5%	-5%	-8%
Industrie abschaltbar	0.4	1.3	-3%	-5%	-5%	-5%	-5%	-8%

Gas (Arbeit + Leistung)	Ausgangslage Rp./kWh		2010		2020		2030	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Haushalte	3.5	3.5	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Industrie nicht abschaltbar	2.9	2.9	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%
Industrie abschaltbar	2.7	2.8	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%

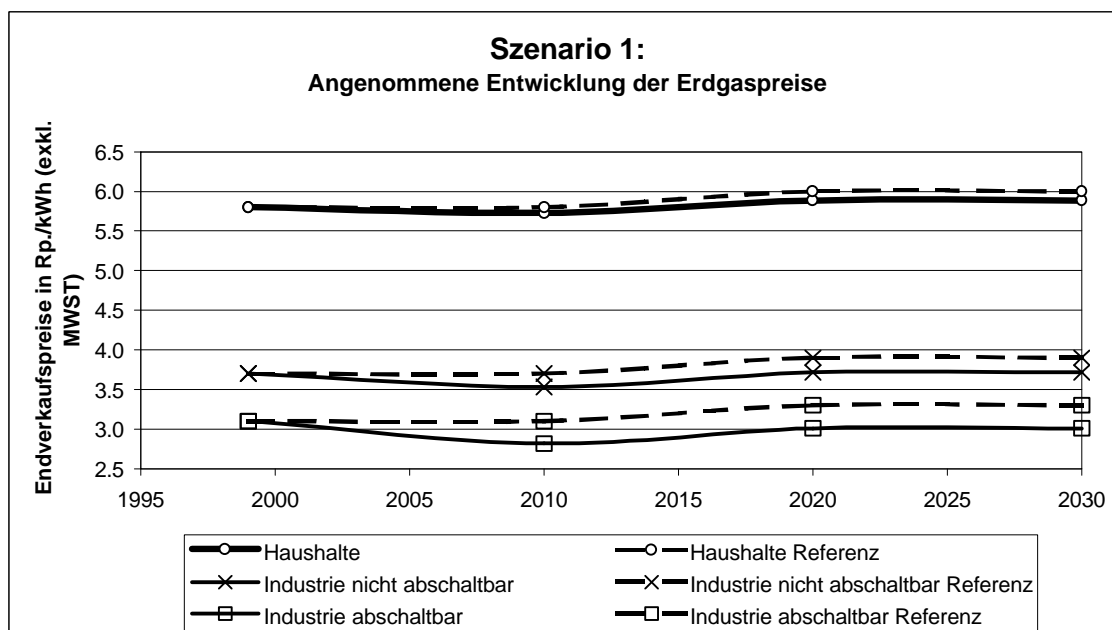
Summe der Veränderungen	Ausgangslage Rp./kWh		2010		2020		2030	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Haushalte	5.8	7.7	99%	97%	98%	97%	98%	96%
Industrie nicht abschaltbar	3.7	4.7	95%	95%	95%	95%	95%	94%
Industrie abschaltbar	3.1	4.1	91%	92%	91%	92%	91%	91%

#### Absolute Veränderung (inkl. generelle preisliche Entwicklung aufgrund längerer Transportwege)

Absolute Werte	Ausgangslage Rp./kWh		2010		2020		2030	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Haushalte	5.8	7.7	5.7	7.5	5.9	7.7	5.9	7.6
Industrie nicht abschaltbar	3.7	4.7	3.5	4.5	3.7	4.7	3.7	4.6
Industrie abschaltbar	3.1	4.1	2.8	3.8	3.0	4.0	3.0	3.9

Relative Werte	Ausgangslage		2010		2020		2030	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Haushalte	100%	100%	99%	97%	101%	100%	101%	98%
Industrie nicht abschaltbar	100%	100%	95%	95%	100%	99%	100%	98%
Industrie abschaltbar	100%	100%	91%	92%	97%	96%	97%	96%

Generelle Zunahme der intern. Gaspreise in Rp./kWh      0    0      0.2    0.2      0.2    0.2



Von den durch den steigenden Absatz sinkenden spezifischen Kosten bei Transport und Verteilung werden aufgrund der kostenorientierten Regulierung rund 40% der Einsparungen in Form sinkender Durchleitungskosten an die KonsumentInnen weitergegeben. Die Reduktion ist für alle Kundensegmente prozentual gleich hoch.

Die Preiserhöhung aufgrund der längeren Transportwege des Erdgases kompensiert die Preissenkungen der Marktöffnung grösstenteils wieder, so dass die Erdgaspreise ab 2020 etwa noch auf dem selben Niveau sind wie 1999.

### **A-1.3 Szenario 2**

Das Szenario 2 ist durch ein tiefes Preisniveau beim Erdgas und eine effizienzorientierte Regulierung der Durchleitung gekennzeichnet.

Die Veränderung der Preise setzt sich aus den gewichteten Veränderungen der beiden Bereiche Gas (Arbeit und Leistung) sowie Transport und Verteilung zusammen. Es wird unterschieden zwischen Veränderungen des Erdgaspreises aufgrund der Marktöffnung (im Bereich relative Veränderungen aufgrund der Marktöffnung) und Veränderungen aufgrund exogener Faktoren (Absolute Veränderungen).

Von den durch den steigenden Absatz sinken spezifischen Kosten bei Transport und Verteilung werden aufgrund der effizienzorientierten Regulierung 80% der Einsparungen in Form sinkender Durchleitungskosten an die KonsumentInnen weitergegeben. Die Reduktion ist für alle Kundensegmente prozentual gleich hoch.

## Szenario 2:

### Tiefes Preisniveau, effizienzorientierte Regulierung (Arbeitspreis 1.0 Rp./kWh)

#### Relative Veränderungen aufgrund der Marktöffnung

Transport und Verteilung	Ausgangslage Rp./kWh		2010		2020		2030	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Haushalte	2.3	4.2	-5%	-10%	-8%	-13%	-10%	-15%
Industrie nicht abschaltbar	0.8	1.8	-5%	-10%	-8%	-13%	-10%	-15%
Industrie abschaltbar	0.4	1.3	-5%	-10%	-8%	-13%	-10%	-15%

Gas (Arbeit + Leistung)	Ausgangslage Rp./kWh		2010		2020		2030	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Haushalte	2.0	2.0	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Industrie nicht abschaltbar	1.4	1.4	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%
Industrie abschaltbar	1.2	1.3	-20%	-20%	-20%	-20%	-20%	-20%

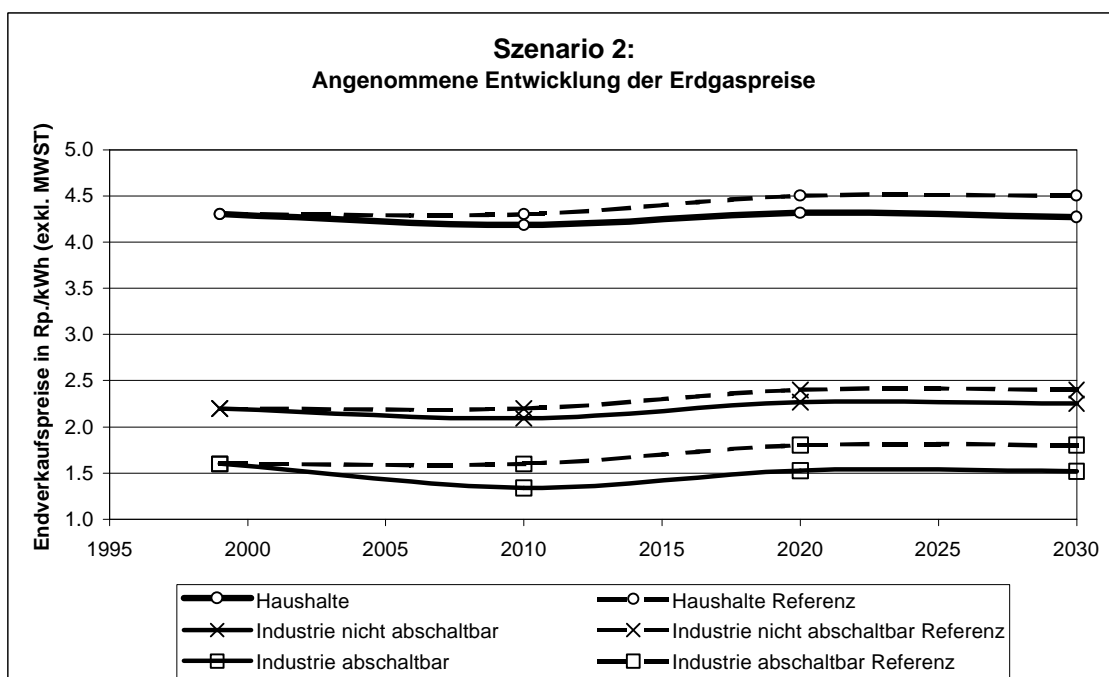
Summe der Veränderungen	Ausgangslage Rp./kWh		2010		2020		2030	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Haushalte	4.3	6.2	97%	93%	96%	91%	95%	90%
Industrie nicht abschaltbar	2.2	3.2	95%	92%	94%	91%	93%	89%
Industrie abschaltbar	1.6	2.6	84%	85%	83%	84%	83%	83%

#### Absolute Veränderung (inkl. generelle preisliche Entwicklung aufgrund längerer Transportwege)

Absolute Werte	Ausgangslage Rp./kWh		2010		2020		2030	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Haushalte	4.3	6.2	4.2	5.8	4.3	5.9	4.3	5.8
Industrie nicht abschaltbar	2.2	3.2	2.1	3.0	2.3	3.1	2.3	3.1
Industrie abschaltbar	1.6	2.6	1.3	2.2	1.5	2.4	1.5	2.3

Relative Werte	Ausgangslage		2010		2020		2030	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Haushalte	100%	100%	97%	93%	100%	94%	99%	93%
Industrie nicht abschaltbar	100%	100%	95%	92%	103%	97%	102%	96%
Industrie abschaltbar	100%	100%	84%	85%	96%	91%	95%	90%

Generelle Zunahme der intern. Gaspreise in Rp./kWh      0      0      0.2      0.2      0.2      0.2



---