

# Gaspreise — Preissysteme 1999

---

# Gas prices — Price systems 1999

---

# Prix du gaz — Systèmes de prix 1999

---



EUROPÄISCHE KOMMISSION  
EUROPEAN COMMISSION  
COMMISSION EUROPÉENNE



THEMENKREIS 8 — THEME 8 — THÈME 8  
Umwelt und Energie  
Environment and energy  
Environnement et énergie



Zahlreiche weitere Informationen zur Europäischen Union sind verfügbar über Internet, Server Europa (<http://europa.eu.int>).

A great deal of additional information on the European Union is available on the Internet.

It can be accessed through the Europa server (<http://europa.eu.int>).

De nombreuses autres informations sur l'Union européenne sont disponibles sur Internet via le serveur Europa (<http://europa.eu.int>).

Bibliografische Daten befinden sich am Ende der Veröffentlichung.

Cataloguing data can be found at the end of this publication.

Une fiche bibliographique figure à la fin de l'ouvrage.

Luxembourg: Office des publications officielles des Communautés européennes, 2000

ISBN 92-828-9953-5

© Europäische Gemeinschaften, 2000

© European Communities, 2000

© Communautés européennes, 2000

*Printed in Luxembourg*

GEDRUCKT AUF CHLORFREI GEBLEICHTEM PAPIER

PRINTED ON WHITE CHLORINE-FREE PAPER

IMPRIMÉ SUR PAPIER BLANCHI SANS CHLORE

## INHALT / CONTENTS / SOMMAIRE

I.	EINLEITUNG	5
	INTRODUCTION	35
	INTRODUCTION	63
II.	PREISSYSTEME IN DEN MITGLIEDSSTAATEN DER EUROPÄISCHEN UNION	7
	PRICE SYSTEMS IN THE MEMBER STATES OF THE EUROPEAN UNION	37
	SYSTEMES DE PRIX DES ETATS MEMBRES DE L'UNION EUROPEENNE	65

## EINLEITUNG

Seit dem 1. Juli 1991 führt die Richtlinie 90/377/EWG vom 29. Juni 1990 ein gemeinschaftliches Verfahren zur Gewährleistung der Transparenz der vom industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas- und Strompreise ein.

Gemäß Artikel 1 Punkt 2 enthält diese Mitteilung eine Zusammenfassung der am Januar 1999 geltenden Preissysteme und ergänzt die Informationen der halbjährlichen "Statistik kurzgefasst" und der jährlichen "Gaspreise".

Aber, gemäß Artikel 9, im Falle von Erdgas ist die Richtlinie in einem Mitgliedstaat erst fünf Jahre nach Einführung dieser Energieart auf dem betreffenden Markt anzuwenden. Aus diesem Grunde, ist die Beschreibung des Preissystems in Griechenland in dieser Veröffentlichung nicht beinhaltet.

Die der Studie zugrundeliegende Erhebung wurde vom Statistischen Amt der Europäischen Gemeinschaften durchgeführt, wobei die Mitarbeit der Behörden, Institute und Versorgungsunternehmen, die mit dem Gaspreissektor zu tun haben, wesentlich zum Erfolg der Studie beitragen hat. Ihnen gilt unser besonderer Dank.

## ZEICHEN UND ABKÜRZUNGEN

<b>m<sup>3</sup></b>	Kubikmeter
<b>kWh</b>	Kilowattstunden
<b>GWh</b>	Gigawattstunde (10 <sup>6</sup> kWh)
<b>h</b>	Stunde
<b>MJ</b>	Megajoule
<b>GJ</b>	Gigajoule (10 <sup>3</sup> MJ)
<b>n</b>	Anzahl
<b>Ho</b>	oberer Heizwert
<b>Hu</b>	unterer Heizwert
<b>Tn</b>	tonne
<b>BEF</b>	Belgischer Franc
<b>DKK</b>	Dänische Krone
<b>DEM - Pf</b>	Deutsche Mark - Pf = 1/100 DEM
<b>ESP</b>	Spanische Peseta
<b>FRF</b>	Französischer Franc
<b>IEP</b>	Irishes Pfund
<b>ITL</b>	Italienische Lira
<b>LUF</b>	Luxemburgischer Franc
<b>NLG</b>	Niederländischer Gulden
<b>ATS</b>	Österreichischer Schilling
<b>PTE</b>	Portugiesischer Escudo
<b>FIM</b>	Finnmark
<b>SEK</b>	Schwedische Krone
<b>GBP</b>	Pfund Sterling


# BELGIEN

## 1. Tarife

Für die Industrie gibt es zwei Arten von Tarifen, die je nach Verbrauch des Kunden angewandt werden.

### 1.1 Nichthaushaltstarife

Die nicht für Haushalte bestimmten Tarife gelten für industrielle Kunden, die weniger als 33 500 GJ/Jahr verbrauchen, sowie für Nichthaushaltskunden. Sie unterliegen dem gleichen Anpassungssystem - Iga und Igd - wie die für Haushalte.

Verbrauchertyp 	Tarif	GJ/Jahr	Grundgebühr (BEF)	Leistungspreis Cent./MJ
I1	ND1	35-527	5 737 Igd	23.8678 Iga + 7.2409 Igd
	ND2	527-3 517	14 722 Igd	23.8678 Iga + 5.5359 Igd
I2	ND3	> 3 517	50 732 Igd + 4.377 Igd/MJ <sup>(1)</sup>	1. Abschnitt von 10 550 GJ/Jahr 23.8678 Iga + 1.1382 Igd 2. Abschnitt (Rest) 23.8678 Iga + 1.1382 Igd - 0.8

(1) je Megajoule tägliche maximale Abnahme

Iga spiegelt die Entwicklung des vom öffentlichen Versorger an Distrigaz gezahlten Kaufpreises für Gas wider, wobei der Preis frei Grenze für Erdgas überwiegt.

Igd spiegelt zum Teil die Entwicklung der Verteilungskosten wider, wobei das Arbeitsentgelt 31 % und das Material 25 % ausmacht.

### 1.2 Industrietarif

Die festen und unterbrechbaren Lieferungen an Unternehmen, die mehr als 33 500 GJ jährlich verbrauchen (I3, I4, I5), unterliegen dem nationalen Industrietarif:

- feste Lieferung: der Erdgaslieferant kann die Lieferung nur in Fällen höherer Gewalt unterbrechen;
- unterbrechbare Lieferung: der Erdgaslieferant kann die Lieferung im Winter zwischen dem 15. November und dem 15. März nach einer vereinbarten Vorankündigung unterbrechen; diese Unterbrechungen dürfen insgesamt höchstens 35 Tage betragen.

Dieser Tarif umfaßt:

- eine Grundgebühr (BEF/Monat) von  $(1-R_h) \times 4371 \times RDZ \times S_n \times K$ ;
- einen Leistungspreis (BEF/GJ) von  $1,02 \times (G - 61,35) + (76,26 + 6 \times RDZ \times C_{ne}) \times P \times K$ .

Die in diesen Formeln verwendeten Parameter sind wie folgt definiert:

$S_n$  = Summe der "festen" Verträge  $S_{nf}$  und der "unterbrechbaren" Verträge  $S_{ne}$  GJ/h.

$R_h$  = Faktor der Regelmäßigkeit pro Stunde, berechnet nach dem Jahresverbrauch ( $Q_a$ ) und der Summe der Verträge ( $S_n$ ):  $R_h = Q_a / (8760 \times S_n)$ .

$C_{ne}$  = Koeffizient der Nichtunterbrechung, zwischen 0 und 1, je nach Grad der Unterbrechung der Lieferungen:  $C_{ne} = S_{nf} / S_n$ .


- P = Koeffizient für die Anpassung des Leistungspreises, je nach Verwendung des Gases:  
 unspezifische Verwendungen: 1 = fest, 0,9 = unterbrechbar;  
 spezifische Verwendungen: 1,1 = fest, 1 = unterbrechbar.
- K = Faktor des Preisnachlasses, je nach gemessener monatlicher Abnahmemenge:  
 - für den 1., 2., 3., 4. und 5. Abschnitt von 41 870 GJ : K = 1; 0,99; 0,98; 0,97; 0,96.  
 - bei Abnahme von mehr als 209 350 GJ : K = 0,95.
- G = Kaufpreis für Gas frei Grenze in BEF/GJ, gültig für den Monat der Lieferung und monatlich so berechnet, daß er den Durchschnittspreis der von Distrigaz während des Liefermonats beschafften Gasmengen widerspiegelt. Dieser Preis wird von Buchprüfern des "Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz" überwacht.

RDZ = Formel zur monatlichen Überprüfung auf der Grundlage der Arbeits- und Materialkosten.

Ferner ist eine Anschlußgebühr vorgesehen, die sich nach der Entfernung zwischen Kundenstandort und Netz richtet.

Was die Lieferungen anbelangt, die jederzeit auf Betreiben des Lieferanten und/oder des Kunden unterbrochen werden können, wird der Gaspreis zwischen den beiden Parteien vereinbart.

Die letzten Werte dieser monatlichen Indizes lauten wie folgt:

	Iga	Igd	G	RDZ
01.2000	0.6308	1.3248	110.201	1.593747

## 2. Mit der Preisfestsetzung beauftragte Einrichtungen

Die Tarifbildung für Abnehmer, die keine zugelassenen Kunden sind, unterliegt der Zuständigkeit des "Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz". Dabei handelt es sich um eine unabhängige gemeinnützige Einrichtung, die die Verwaltung des Elektrizitäts- und des Gassektors rationalisieren, koordinieren und vereinheitlichen soll. Dies geschieht in erster Linie durch Empfehlungen, insbesondere im Tarifbereich. Diese Tarifempfehlungen, die sowohl für Haushalte als auch industrielle Kunden gelten, die an das Verteilernetz angeschlossen sind, werden zudem durch Erlasse des Förderministers für Wirtschaft bestätigt und sind somit bindend.


# DÄNEMARK

## 1. Tarife

Für industrielle Kunden gibt es zwei nationale Standardtarife, die vom Verbrauch abhängen. Auf gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 300 000 m<sup>3</sup> wird der Standardtarif für Kleinverbraucher angewandt, während der Industrietarif für Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 300 000 m<sup>3</sup> gilt.

### 1.1 Standardtarif für Kleinverbraucher

Dieser Standardtarif gilt für alle Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 300 000 m<sup>3</sup>. Es handelt sich dabei um einen Blocktarif, der jeden Monat an den Preis für leichtes Heizöl einschließlich Verbrauch- und CO<sub>2</sub>-Steuer angepaßt wird:

 Jahresverbrauch (m <sup>3</sup> )	Blocktarif-Gaspreis in Prozent des Preises für leichtes Heizöl einschl. Verbrauch- und CO <sub>2</sub> -Steuer
0 - 20 000	100
20 001 - 75 000	98
75 001 - 150 000	93
150 001 - 300 000	90

Im Gaspreis sind Verbrauch- und CO<sub>2</sub>-Steuer auf Erdgas eingeschlossen.


Rabatte:

Es gibt einen Umweltrabatt, dessen Höhe dem Wert des niedrigeren CO<sub>2</sub>-Ausstoßes beim Einsatz von Erdgas gegenüber leichtem Heizöl entspricht. Industriellen Kunden wird ein Industrierabatt gewährt, der sich nach dem Endverbrauch von Erdgas richtet.

Bei Verwendung von Erdgas in industriellen Verfahren wird ein Industrierabatt in Höhe der Verbrauch- und CO<sub>2</sub>-Steuer auf leichtes Heizöl gewährt, auf den jedoch die Verbrauch- und CO<sub>2</sub>-Steuer auf Erdgas sowie der Umweltrabatt angerechnet werden. Bei diesem Verbrauch sind die Verbrauchsteuer und ein Teil der CO<sub>2</sub>-Steuer abzugsfähig.

**1.2 Industrietarif**

Der Industrietarif gilt für gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 300 000 m<sup>3</sup>. Es handelt sich dabei um einen Blocktarif, der jeden Monat an den Preis für leichtes und schweres Heizöl einschließlich Steuern angepaßt wird:

 Jahresverbrauch (in m <sup>3</sup> )	Blocktarif-Gaspreis in Prozent des Preises für leichtes Heizöl einschließlich Verbrauch- und CO <sub>2</sub> -Steuer	Blocktarif-Gaspreis in Prozent des Preises für schweres Heizöl einschließlich Verbrauch- und CO <sub>2</sub> -Steuer
– 300 000	91,5	110,5
300 001 – 800 000		104,7
800 001 –		

Der Gaspreis erhöht sich um die Verbrauch- und CO<sub>2</sub>-Steuer auf Erdgas.

Bei Verwendung von Erdgas in industriellen Verfahren sind die Verbrauchsteuer und ein Teil der CO<sub>2</sub>-Steuer abzugsfähig.

Rabatte:

- Umweltrabatt : Rabatt auf den Verbrauchsanteil für Raumheizung. Er entspricht dem Wert des niedrigeren CO<sub>2</sub>-Ausstoßes von Erdgas gegenüber leichten/schwerem Heizöl.
- Saisonrabatt : Rabatt auf den Verbrauchsanteil für den Zeitraum von April bis Oktober.
- Wettbewerbsrabatt : Individuell ausgehandelter Rabatt mit Obergrenze als Hilfe im Wettbewerb gegen schweres Heizöl.
- Unterbrechungsrabatt : Unterbrechbare Verträge können nur mit Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 800 000 m<sup>3</sup> geschlossen werden. Der Rabatt hat folgende Elemente:
  - Rabatt auf die jährlichen unterbrechbaren Mengen,
  - von der Benachrichtigungsfrist abhängiger Rabatt,
  - Ausgleich für je 24 Stunden Lieferunterbrechung.



## 2. Besteuerung

Seit dem 1. Januar 1996 umfaßt die Energiebesteuerung in Dänemark drei Elemente: Verbrauchsteuer, CO<sub>2</sub>-Steuer und SO<sub>2</sub>-Steuer. Im allgemeinen gelten dafür folgende Sätze: ca. 41 DKK/GJ Verbrauchsteuer, 100 DKK/t CO<sub>2</sub> und 10 DKK/kg SO<sub>2</sub>. Die Höhe der Steuer wird derzeit sowohl in Abhängigkeit vom Brennstoff als auch der letzten Verwendung festgesetzt. Der Mehrwertsteuersatz beträgt 25 %.

Für registrierte gewerbliche Verbraucher sind MwSt, Verbrauchsteuer und ein Teil der CO<sub>2</sub>-Steuer im allgemeinen abzugsfähig. Bis 1998 wurde die im gewerblichen Sektor für Raumheizung verwendete Energie jedoch mit dem gleichen Satz besteuert wie im Haushaltssektor (Verbrauch- und CO<sub>2</sub>-Steuer).

Seit dem 1. Januar 1996 beträgt die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Erdgas 0,22 DKK/m<sup>3</sup> und die Verbrauchsteuer 1,60 DKK/m<sup>3</sup>. Die SO<sub>2</sub>-Steuer wird nur auf Brennstoffe mit einem Schwefelgehalt von mehr als 0,05 % erhoben.

# BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

## 1. Wettbewerbsorientierte Gaspreisbildung

Ausgangspunkt für die in der Bundesrepublik Deutschland praktizierte Marktpreisbildung beim Erdgas ist die Wettbewerbssituation auf dem Wärmemarkt. Erdgas steht hier in vielfältigen Konkurrenzbeziehungen mit anderen Energieträgern wie z.B. Heizöl, Kohle, Strom oder Fernwärme. Der Erdgaspreis als wettbewerbsfähiger Preis wird zwischen Anbieter und Nachfrager auf der Basis einer beiderseitigen Bewertung der für die Beurteilung der Wettbewerbsstellung relevanten Kriterien ausgehandelt.

Die für die Bestimmung des wettbewerbsfähigen Gaspreises relevanten Kriterien sind zum einen die Preise der Konkurrenz-Brennstoffe unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Wirkungsgrade, die für den jeweiligen Einsatzfall im Wettbewerb mit Erdgas in Frage kommen, und zum anderen die Kosten, die bei den Verbrauchern bei der Umwandlung des Energieträgers in Nutzenergie anfallen, wie Kapital-, Bedienungs-, Wartungs- und sonstige Kosten. Neben diesen kostenmäßig quantifizierbaren Einflußgrößen sind bei der Entscheidung für einen Energieträger zusätzlich auch qualitative Kriterien von Bedeutung wie z. B. Versorgungssicherheit, umweltschonende Verwendbarkeit des Energieträgers sowie Komfortansprüche des Verbrauchers.

## 2. Ermittlung der Wettbewerbspreise

Im Bereich der privaten und gewerblichen Kleinverbraucher ist bei der Vielzahl der Kunden aus Praktikabilitätsgründen eine im strengen Sinne individuelle Preisbildung nicht möglich. Hier werden in den einzelnen örtlichen Versorgungsgebieten einheitliche Preise für verschiedene Abnehmergruppen gebildet. Diese Preise orientieren sich an der speziellen Wettbewerbssituation des Erdgases in dem jeweiligen örtlichen Versorgungsgebiet und gelten nur für Abnehmer in diesem Gebiet. Es gibt also keine bundeseinheitlichen Preise. In der Praxis differieren die Preise von Stadt zu Stadt.

Dabei können die Kunden, die ihr Gas zu Preisen erhalten, die für eine jeweils größere Kundengruppe und nicht für den einzelnen Abnehmer gelten, sicher sein, zu wettbewerbsgerechten Preisen beliefert zu werden: Zu den Preisen, zu denen neue Kunden gewonnen werden, wird das Gas auch an diejenigen Kunden geliefert, die sich bereits zu einem früheren Zeitpunkt für Erdgas entschieden haben. Damit zahlt der "Altkunde" den gleichen vom Wettbewerb bestimmten Preis wie der "Neukunde", der sich aufgrund aktueller Wirtschaftlichkeitsüberlegungen für Erdgas entschieden hat.

Im industriellen Bereich werden die Gaspreise für größere Kunden individuell ermittelt und zwischen den Vertragspartnern ausgehandelt. Es ist offensichtlich, daß es bei strikter Anwendung der Gaspreisbildung in Anlegung an den Preis für Wettbewerbsenergie nicht zu einer einheitlichen Preishöhe für Erdgas in der

Bundesrepublik Deutschland kommen kann. Dieses ist die Folge unterschiedlicher Konkurrenzsituationen bei jedem einzelnen Kunden. Auch weisen die Konkurrenzenergien zum Erdgas wie schweres Heizöl, leichtes Heizöl, Kohle, LPG und Elektrizität beträchtliche Preisunterschiede je nach Region und Verwendungszweck aus, so daß folgerichtig im Industriesektor die wettbewerbsfähigen Gaspreise ebenfalls differieren.

### **3. Der Gaspreis setzt sich aus Grundpreis und Arbeitspreis zusammen**

Beide Preisbestandteile stellen Entgelte für unterschiedliche Leistungen (Güter) dar, die das Gasversorgungsunternehmen anbietet und vom Kunden in Anspruch genommen werden.

Der Grundpreis ist das Entgelt für das dem Kunden eingeräumte Recht, die Versorgungsanlagen und -leistungen (Leitungen, Druckregelanlagen, Speicher, Zähler, Leistungsvorhaltung) ohne zeitliche Einschränkung in Anspruch zu nehmen. Der Grundpreis ist zu vergleichen mit den Kosten der Vorratshaltung (Tank, Tankraum, Zinsen) beim Heizöl, die unabhängig vom Energieverbrauch anfallen. Die aus dem Grundpreis resultierende Preisdegression ist daher wettbewerbskonform mit den Verhältnissen beim Heizöl.

Die Funktion des Grundpreises als Entgelt für die Nutzung der Versorgungsanlagen wird besonders deutlich bei Industriekunden, die einen Vertrag mit unterbrechbaren Gaslieferungen abgeschlossen haben. Bei diesen Verträgen wird das Recht zur Nutzung der Versorgungseinrichtungen zeitlich befristet. Der Kunde muß für diesen Fall über eine bivalente Feuerungseinrichtung verfügen und einen Heizölvorrat halten. Als Gegenleistung zahlt er keinen oder je nach Dauer der vereinbarten Lieferunterbrechung einen geringen Grundpreis (Leistungspreis).

### **4. Wettbewerbssituation zu schwerem und leichtem Heizöl bei industriellen Abnehmern**

Bei den Gasversorgungsunternehmen zeigt die Wettbewerbssituation in den einzelnen betrachteten Abnahmekategorien im industriellen Bereich ein relativ einheitliches Bild. Bei den Mengen I1 (116 000 kWh) bis I3 (11,63 Mio kWh) ist leichtes Heizöl der Hauptwettbewerber. Bei der Menge I4 (116,3 Mio kWh) sind leichtes und schweres Heizöl die Konkurrenzenergieträger. Bei der größten Abnahmemenge I5 (1,163 Mrd kWh) steht das Gas im wesentlichen im Wettbewerb zu schwerem Heizöl.

### **5. Preisanpassungsklauseln**

Der im industriellen Bereich ausgehandelte Erdgaspreis bezieht sich jeweils auf die Wettbewerbssituation zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses. Da sich das Wettbewerbspreisniveau, d. h. die Marktpreise der Konkurrenzenergien, ständig ändert, ist zu gewährleisten, daß die auf dem Wärmemarkt bei Vertragsabschluß bestehende Relation zwischen Erdgaspreis und dem Wettbewerbspreisniveau über die Gesamtdauer der Verträge aufrechterhalten bleibt. Es ist daher erforderlich, eine Regelung zu finden, die den bei der Verhandlung vereinbarten Erdgaspreis an das sich ändernde Wettbewerbspreisniveau anpaßt.

Die Möglichkeit hierzu bieten die am Wettbewerb orientierten Preisänderungsklauseln, wie sie in Deutschland entsprechend der gegebenen Wettbewerbssituation und besonders auch im Industriebereich in Form der sog. Heizölklausel angewandt werden. Die Heizölklausel beinhaltet, daß die Entwicklung des Erdgaspreises sich an der Entwicklung des Heizölpreises ausrichtet. Hinter der Preisführerschaft des Heizöls steht nicht zuletzt seine an jedem Marktort gegebene Präsenz. Gleichzeitig wird aber auch das Preisniveau des Heizöls in einem Rückkopplungseffekt durch den Gaspreis mitbestimmt. Denn es bestehen auf dem Wärmemarkt intensive Wettbewerbsbeziehungen sowie preisliche Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Energieträgern, die zu einer gegenseitigen Beeinflussung der Marktpreise führen.

Die Anpassung der Erdgaspreise erfolgt entsprechend der vertraglichen Vereinbarungen automatisch in vorher bestimmten Zeitabständen. Heute wird in vielen Fällen eine vierteljährliche Anpassung festgelegt: Die Erdgaspreise ändern sich jeweils am 1. eines jeden Quartals, d.h. 1. Januar, 1. April, 1. Juli und

1. Oktober. Dabei sind die durchschnittlichen Heizölpreise eines vorangegangenen Referenzzeitraums ausschlaggebend. Es existieren auch Verträge, die monatliche Preisanpassungen auf Basis der jeweiligen aktuellen Heizölpreise beinhalten.

Diese Form der automatisch wirkenden und wettbewerbsabhängigen Preisänderungsklausel gewährleistet sowohl dem Versorgungsunternehmen als auch dem Erdgaskunden eine kontinuierliche Anpassung der Erdgaspreise an die Marktsituation. Die den Preisanpassungen zugrunde gelegten Heizölpreise werden den monatlich veröffentlichten Statistiken des Statistischen Bundesamtes entnommen, die eine anerkannt objektive und neutrale Informationsquelle darstellen.

## 6. Unterbrechbare Lieferungen

Im Industrie- wie auch im Kraftwerksbereich erfolgen die Gaslieferungen z.T. auch in Form unterbrechbarer Lieferungen. Die Gasversorgungsunternehmen schließen einen Vertrag mit dem Kunden über unterbrechbare Lieferungen ab. In der Regel sind hierfür in Frage kommende Kunden Großkesselbetreiber. Das Gasversorgungsunternehmen erhält das Recht, die Gaslieferungen an den Kunden unter bestimmten Kriterien voll oder teilweise zu unterbrechen. Für die Zeit der Unterbrechung setzt der Kunde eine andere Energie ein, in der Regel Heizöl. Dies setzt eine geeignete bivalente Feuerung sowie eine entsprechende Bevorratung voraus.

Das Recht der Unterbrechung kann zum Beispiel ganzjährig, temperaturabhängig unterhalb einer bestimmten Tagesmitteltemperatur oder für eine definierte Zeitspanne gelten.

Die Preise für unterbrechbare Lieferungen liegen bei vergleichbarem Verbrauchsvolumen und vergleichbarer Wettbewerbssituation derzeit um 5 % bis 10 % unter den Preisen für nicht unterbrechbare Lieferungen, da bei den Kunden Investitionen und Betriebskosten für bivalente Feuerungen anfallen.

## 7. Gas-zu-Gas-Wettbewerb

Die Gaswirtschaft in Deutschland ist marktwirtschaftlich ausgerichtet. Jedes Unternehmen hat die Möglichkeit, Erdgas zu importieren und zu exportieren, Versorgungsaufgaben zu übernehmen und die dafür notwendigen Leitungen, Anlagen und Einrichtungen zu bauen und zu betreiben. Konsequenz ist, daß auf der Stufe der Ferngasgesellschaften ein brancheninterner Wettbewerb besteht. Eine wachsende Anzahl inländischer und ausländischer Unternehmen strebt an, sich auf den unterschiedlichen Stufen der deutschen Gaswirtschaft zu engagieren. Damit wird das Marktverhalten der Gasversorgungsunternehmen zusätzlich zu dem durch die Konkurrenz mit den anderen Energien bestimmten Substitutionswettbewerb durch den Gas-zu-Gas-Wettbewerb beeinflusst.

## 8. Besteuerung

Bei der Lieferung des Erdgases an Endverbraucher wird eine allgemeine Mehrwertsteuer in Höhe von 16 Prozent (bis 31.3.1998: 15 %) erhoben. Unternehmen können die ihnen im Rahmen ihrer unternehmerischen Tätigkeit in Rechnung gestellte Mehrwertsteuer für Lieferungen und sonstige Leistungen als Vorsteuer abziehen.

Beim Erdgaseinsatz zu Wärmezwecken muß allgemein eine Erdgassteuer (Verbrauchsteuer) in Höhe von 0,68 Pf/kWh (bis 31.03.1999: 0,36 Pf/kWh) entrichtet werden.

Steuerermäßigungen gelten für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (Steuerermäßigung bei einem Jahresnutzungsgrad der KWK-Anlage von mindestens 70 % : 0,68 Pf/kWh, Steuerermäßigung bei einem Jahresnutzungsgrad der KWK-Anlage zwischen 60 % und 70 % : 0,32 Pf/kWh) sowie für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft (Steuerermäßigung : 0,256 Pf/kWh).

## SPANIEN

### 1. Tarife für die Gewerbliche Nutzung

Im Gesetz Nr. 34 vom 7. Oktober 1998 (veröffentlicht im BOE vom 8. Oktober 1998), das den Bereich der Kohlenwasserstoffe regelt, wird das Prinzip der staatlich festgesetzten Höchstpreise für Erdgas, industriell erzeugtes Gas und Flüssiggas auf dem gesamten Hoheitsgebiet festgeschrieben.

Aufgrund der einheitlichen Zusatzbestimmung zum Königlichen Gesetzeserlass Nr. 6 vom 16. April 1999 über Sofortmaßnahmen zur Liberalisierung und Förderung des Wettbewerbs erging der Ministerialerlass vom 29. April 1999, in dem die nicht von internationalen Notierungen abhängigen Parameter reduziert wurden.

#### 1.1 Grundpreis

Im Ministerialerlass vom 29. April 1999 werden die  $L_1$  = durchschnittliche Fixkosten für Lagerung und Umschlag von Heizöl auf 3 208 ESP/Tm festgelegt (im vorhergehenden ME: 3 616 ESP/Tm). Die  $L_1$  werden um 11,3 % zurückgenommen, wodurch sich der Ausnutzungsfaktor von 79 auf 70,1  $[\text{ESP}/(\text{m}^3/\text{Tag})]/\text{m}^3$  reduziert.

Im ME wurden auch  $L_0$  und  $L_2$  gesenkt:

$L_0$  = Parameter der technologischen Vorzüge von Erdgas gegenüber Heizöl = 2 310 ESP/Tm (im vorhergehenden ME: 2 417 ESP/Tm). Rückgang um 4,30 %.

$L_2$  = staatlich festgesetzter Höchstpreis für die Kapillarbeförderung von Heizöl = 2 720 ESP/Tm (im vorhergehenden ME: 2 808 ESP/Tm). Rückgang um 3,1 %.

Nach Massgabe der o.g. Schritte sowie der laut ME vom 12. Februar 1999 über die Genehmigung unserer Preise und Tarife für Haushalts-Erdgas und gewerblich genutztes Erdgas geänderten Rohstoffpreise wurden auch die Transferpreise aktualisiert.

Die letztjährige Beschreibung des Systems unter Einschluss der Energieendformel behält ihre Gültigkeit. Die Umsetzung dieses ME führte für den typischen Grundpreis-Abnehmer zu einem 3%igen Abschlag.

Aufgrund der veränderten internationalen Heizölnotierungen ab Juni 1999 wurden die Erdgastarife für gewerbliche Abnehmer stark angehoben. Daraufhin erging der ME vom 30.09.1999, in dem der Berechnungszeitraum für Bezugskraftstoff von 3 auf 5 Monate heraufgesetzt wurde, was auch eine Veränderung der Transferpreise bewirkte.

ME vom 30. September 1999

Letztmalige Änderung der Preise und Tarife, die zwar keine langfristigen, wohl aber kurzfristige Auswirkungen hat. Der - über einen Zeitraum von rund 10 Monaten berechnete - Preisabschlag beträgt in etwa 1,8 %.

#### 1.2 Unterbrechertarif

Für die ME gilt dasselbe wie für den Grundtarif. Im ME vom 29. April 1999 wurde eine Rücknahme um 1,2 % verfügt und mit dem ME vom 30. September 1999 der Berechnungszeitraum von 3 auf 5 Monate angehoben.

### 1.3 Tarif für Satellitenanlagen

Laut ME vom 29. April 1999 wurde das im vorherigen ME vom 21. Juli 1998 als Bezugskraftstoff eingesetzte Propangas durch die in den beiden vorhergehenden Tarifen zugrunde gelegten Heizöle abgelöst, wobei die Tarife um knapp 30 % reduziert wurden.

Der ME vom 30. September 1999, in dem der Berechnungszeitraum von 3 auf 5 Monate angehoben wurde, kam in der Folge zur Anwendung.

## 2. Tarife Für Haushalts-Erdgas und Gewerblich Genutztes Erdgas

Die Änderung der Rohstoffkosten bedingte 1998 dreimal eine Änderung des Preises für Haushalts-Erdgas und gewerblich genutztes Erdgas. Die Rohstoffpreise folgen dabei einer von den internationalen Rohölnotierungen und diversen Derivaten abhängigen Indexformel.

Der am 16. Februar in Kraft getretene ME vom 12. Februar 1999 sieht eine 2,7 %ige Rücknahme der Tarife vor, so daß der Durchschnittspreis pro Thermie (vor Steuern) für Abnehmer von 2 500 te/Jahr (Tarif D1) von 8,474 ESP/te auf 8,242 ESP/te zurückging. Beim Tarif D2 war der Preisabschlag ähnlich, und für Haushaltsabnehmer von 10 000 te/Jahr sank der Durchschnittspreis pro Thermie von 6,651 ESP/te auf 6,469 ESP/te (ohne MwSt.).

Aufgrund des Königlichen Gesetzeserlasses Nr. 6 vom 16. April 1999 bzw. dessen einheitlicher Zusatzbestimmung erging der ME vom 10. Mai 1999, in dem die K1 (Preise pro Einheit für Lagerung und Primärtransport der für Naturgaslieferungen zuständigen Unternehmen) um 2,07 %, die K2 (Kosten der Vertriebsunternehmen pro Einheit für die Verteilung bis hin zum Endverbraucher) um 2,41 % und die Nebenkosten für die Verteilung von industriell erzeugtem Gas anderen Ursprungs als Erdgas um 25 % abgesenkt wurden. Die Rücknahme des (dem Durchschnittstarif entsprechenden) Bezugspreises betrug 2,18 %. Somit belief sich der kumulierte Preisrückgang seit Januar auf 4,9 %.

Laut dem am 14. Mai 1999 in Kraft getretenen ME vom 10. Mai 1999 wurde der Preis nochmals gesenkt, und zwar um 2,18 %. Dadurch ermässigte sich der durchschnittliche Abnahmepreis für eine Bezugsmenge von 2 500 te/Jahr im Tarif D1 auf 8,060 ESP/te. Für eine Abnahme von 10 000 te/Jahr im Tarif D2 reduzierte sich der Preis auf 6,328 ESP/te (vor Steuern).

Mit der am 16. November 1999 in Kraft getretenen Entschliessung vom 19. November 1999 wurden die erheblich gestiegenen Notierungen für Rohöl und Derivate ab Juli 1999 auf die Haushaltstarife umgeschlagen, die durchschnittlich um 8,7 % stiegen. Gegenüber Januar 1999 betrug der Preisanstieg 3,4 %.

All dies führte dazu, dass der Tarif für den o. g. typischen Abnehmer im Tarif D1 auf 8,760 ESP/te anzog. Für den typischen Abnehmer im Tarif 2 wurde der Preis nunmehr auf 6,877 ESP/te festgesetzt.

## FRANKREICH

### 1. Allgemeine Lage der Gaswirtschaft

Der französischen Gaswirtschaft gehören folgende Unternehmen an :

ein Unternehmen, das Erdgas einführt: GDF (Gaz de France);

- ein Erzeugerunternehmen: SEAP (Société ELF Aquitaine Production);
- drei Unternehmen, die den Transport, die Vermarktung zur Verteilung und die Direktvermarktung an die Industrie durchführen: GDF, CFM (Compagnie Française du Méthane), GSO (Gaz du Sud-Ouest) ;

ein nationales Verteilerunternehmen: GDF;

- 17 lokale Verteilerunternehmen ("sociétés d'économie mixte et régies").

## 2. Besteuerung

Die Gasverkäufe unterliegen der Mehrwertsteuer. Mehrwertsteuerpflichtige Abnehmer aus der Industrie und dem Dienstleistungsbereich können die Rückerstattung der MwSt. beantragen.

Seit dem 1. Januar 1999 liegt der MwSt.-Satz für Gaslieferungsverträge bei 5,5% und unterscheidet sich somit von dem MwSt.-Satz für Arbeitspreise, bei 20,6%.

Zusätzlich wurde ab dem 1. Januar 1988 eine Sondersteuer auf die Verwendung von Erdgas als industriellem Brennstoff eingeführt (TICGN: Taxe Intérieure à la Consommation de Gaz Naturel). Seit dem 11. Januar 1999 beträgt der TICGN (Inländischer Verbrauchssteuersatz für Erdgas) 7,37 FRF/1000 kWh spezif. Brennwert (PCS). Eine zweite Steuer auf die Verwendung von Erdgas wurde am 11.1.1993 eingeführt, um das IFP (Institut Français du Pétrole/Französisches Erdölinstitut) zu finanzieren. Die Grundlage und Durchführungsbestimmungen der IFP-Steuer sind identisch mit denen der TICGN. Der Steuersatz beträgt 0,40 FRF/1000 kWh spezif. Brennwert (PCS). Gas, das zur Beheizung von Wohnräumen oder als Rohstoff verwendet wird, ist von dieser Steuer ausgenommen. Die Sondersteuer TICGN wird bei einem Jahresverbrauch über 5 GWh/Jahr erhoben, wobei eine Steuerfreigrenze von 400 000 kWh/Monat gilt.

## 3. Tarife für Haushaltskunden, gewerbliche Verbraucher und industrielle Kleinverbraucher

Die Tarife für diesen Kundenkreis setzen sich zusammen aus:

- einer jährlichen Grundgebühr für den Gaslieferungsvertrag;
- einem oder mehreren für die abgenommene Erdgasmenge berechneten Arbeitspreis(en).

Es gibt sechs verschiedene Tarife, die sich nach dem Jahresverbrauch des Kunden und teilweise nach der Jahreszeit des Verbrauchs richten:

- den Grundtarif bei einem Jahresverbrauch unter 1 000 kWh (hauptsächlich Kochen);
- den Tarif BO bei einem Jahresverbrauch zwischen 1000 und 6000 kWh (hauptsächlich Kochen und Warmwasserbereitung);
- den Tarif B1 bei einem Jahresverbrauch zwischen 6000 und 30 000 kWh für Heizzwecke im Privatbereich, eventuell kombiniert mit Warmwasserbereitung und Gasherd;
- den Tarif B21 bei einem Jahresverbrauch zwischen 30 000 und 150 000-350 000 kWh/Jahr für Heizzwecke, eventuell in Kombination mit Warmwasserbereitung in mittelgroßen Heizungsanlagen;
- den Tarif B2S bei einem Jahresverbrauch über 150 000-350 000 kWh/. Dieser Tarif ist jahreszeitabhängig: Im Winter (November-März) ist der Preis höher als im Sommer (April-Oktober);
- den Tarif B2M zur Ergänzung oder als Ersatz für andere Energien (das Verhältnis jährliche Bezugsmenge/tägliche Abgabe muß unter 60 Tagen liegen).

Bei einem Verbrauch zwischen 150 000-350 000 kWh hängt es von den saisonalen Verbrauchsmerkmalen des Kunden ab, ob der Tarif B21 oder B2S günstiger ist; dies muß jeweils im Einzelfall geprüft werden.

GDF erhebt für die gesamte öffentliche Gasversorgung einheitliche Grundpreise und bei dem Grundtarif sowie dem Tarif BO auch einheitliche Arbeitspreise. Die Arbeitspreise der Tarife B1, B21 und B2S sind hingegen je nach den bei der Gasversorgung anfallenden Kosten gestaffelt (sechs Stufen).

#### 4. Tarife für industrielle Großverbraucher

Der Tarif TEL der GDF wurde 1992 speziell für sehr große Heizzentralen eingeführt. Dieser Tarif ist im Vergleich zum Tarif B2S ab einem Jahresverbrauch von 5 bis 8 Mio. kWh günstiger. Wie der Tarif B2S umfaßt er einen Grundpreis für den Gaslieferungsvertrag und jeweils nach Winter (November bis März) und Sommer (April bis Oktober) differenzierte Arbeitspreise. Daneben sieht er über die Winter- und Sommerverbrauchsschwellen (4 bzw. 2 Mio. kWh) hinaus Preisermäßigungen vor.

Der Tarif S2S der GDF, der am 1. November 1998 eingeführt wurde, richtet sich an Abnehmer innerhalb des öffentlichen Versorgungsnetzes und ist an alle Abnahmeprofile angepaßt: Beheizung, Prozesse, Kraft-Wärme-Kopplung. Er umfaßt:

- eine Grundgebühr für den Gaslieferungsvertrag;
- eine fixe Pauschale für die in kWh/Tag bestellte Tagesabgabemenge im Winter;
- eine ermäßigte fixe Sommerpauschale für etwaige Zusatzabgaben, die der Abnehmer während der sieben betreffenden Monate (April bis Oktober) bestellt;
- jahreszeitlich differenzierte Arbeitspreise, die drei Verbrauchsstufen umfassen: von 0 bis 3 GWh/Jahr, von 3 bis 200 GWh/Jahr, über 200 GWh/Jahr.

Im Vergleich zum Tarif B2S ist der Tarif S2S ab einem Verbrauch von circa 5 Mio. kWh/Jahr vorteilhafter.

Der Tarif STS von GDF wird für Abnehmer mit Zugang zum Transportnetz von GDF angewendet. Er besteht aus vier Elementen:

- einem jährlichen Grundpreis, der für das gesamte Versorgungsnetz gleich hoch ist;
- einem jährlichen Grundbetrag für die vom Kunden im Winter bestellte Tagesleistung; durch die Zahlung dieses Grundbetrags hat der Kunde während des ganzen Jahres Anspruch auf diese Tagesleistung;
- einem jährlichen Fixbetrag für die Tagesleistung, die der Kunde nur in den sieben Sommermonaten eventuell zusätzlich bestellt;
- Arbeitspreise, die jahreszeitabhängig (Winter/Sommer) und verbrauchsabhängig sind; es gibt drei Verbrauchsstufen:
  - Stufe 1 von 0 bis 24 GWh/Jahr;
  - Stufe 2 von 24 bis 200 GWh/Jahr;
  - Stufe 3 über 200 GWh/Jahr.
- Im Sommer sind die Preise niedriger als im Winter.

Die Preiselemente des Tarifs STS sind für die großen Leitungen, die die verschiedenen Gasversorgungsquellen miteinander verbinden, gleich. Für die Zubringerleitungen werden die Preiselemente mit Ausnahme des Grundpreises dadurch ermittelt, daß man den Tarif um die Gebühren anhebt, die für die jeweilige Zubringerleitung gelten (Benutzungsentgelte).

Der Tarif R "Regelmäßigkeit" von GSO besteht aus den fünf folgenden Elementen:

- einem jährlichen Grundbetrag pro Lieferstelle;

- einem jährlichen Fixbetrag aufgrund der vom ABNEHMER bestellten maximalen Tagesleistung, zu deren Bereitstellung sich GSO während des ganzen Jahres verpflichtet;
- einem ermäßigten jährlichen Fixbetrag für die Tagesleistung, die im Sommer (April bis einschließlich Oktober) eventuell zusätzlich bestellt wird;
- einem Betrag für die tatsächlich gelieferten Kilowattstunden. Saisonabhängige Arbeitspreise (Winterpreise, ermäßigte Sommerpreise) mit drei Verbrauchsstufen:
  - Stufe 1: von 0 bis 24 GWh/Jahr,
  - Stufe 2: von 24 bis 75 GWh/Jahr,
  - Stufe 3: über 75 GWh/Jahr,
- einem gestaffelten Preisnachlaß: Je nach Höhe der jährlichen Staffelung des ABNEHMERS. Die Staffelung ist ein aufschlußreicher Indikator für die Regelmäßigkeit des Verbrauchs. Sie wird angegeben als Zahl der Tage pro Jahr und definiert als das Verhältnis zwischen dem Jahresverbrauch und der maximal bestellten Tagesleistung. Dieser Preisnachlaß wird für jede Staffelung > 100 Tage pro Jahr gewährt.

Der Tarif S für das Transportnetz von CFM beinhaltet einen Grundpreis, zwei Leistungsstufen, sowie jahreszeitlich (Winter/Sommer) differenzierte Arbeitspreise und eine Verbrauchsstufe. Es gibt keinen reduzierten jährlichen Fixbetrag.

Die Verträge haben eine Laufzeit von 3 Jahren.

## 5. Sonderverträge

Die Gasgesellschaften können mit Großverbrauchern (mehr als 20 GWh/Jahr) Regelungen treffen, die eine Unterbrechung der Versorgung vorsehen. Die Verbraucher verpflichten sich in dem Fall, ihren Gasverbrauch auf Ersuchen der Gasversorgungsunternehmen einzustellen. Die Gesellschaften können von dieser Regelung insbesondere im Falle einer Versorgungskrise und während Starklastzeiten Gebrauch machen, falls die festgelegte Frist dies gestattet. Die Dauer der Unterbrechung der Versorgung ist nicht festgelegt.

Kunden, die einen solchen Unterbrechungsvertrag unterzeichnet haben, müssen demnach jederzeit in der Lage sein, auf andere Energiequellen auszuweichen und zu diesem Zweck über funktionsfähige Ersatzanlagen verfügen. Ferner sind sie verpflichtet, mindestens 80% der vereinbarten Jahresmenge abzunehmen.

Die Gasgesellschaften kommen Kunden, die beim Lastmanagement mit ihnen zusammenarbeiten, entweder mit einem pauschal berechneten Bonus oder durch Zusicherung eines Garantiepreises unabhängig von einer Preissteigerung bei Erdölprodukten entgegen.

## 6. Preisregelung

Die Tarife werden öffentlich bekanntgegeben, und bei jeder Preisbewegung wird eine Tariftabelle vorgelegt.

Die Tarife für die öffentliche Versorgung sind reglementiert: die durchschnittliche Preiserhöhung unterliegt einer Verordnung des Finanzministeriums.

Bei der Preisentwicklung für industrielle Großverbraucher besteht eine gewisse Handlungsfreiheit: Die Gastransportunternehmen legen dem Finanzministerium Preistabellen vor, das dagegen Einwände geltend machen kann.

Parallel dazu haben GDF und der Staat einen Vertrag mit den Zielen für den Zeitraum 1997-1999 (verlängert bis zum Jahr 2000) unterzeichnet. Durch diesen Vertrag verpflichtet sich GDF, seine



Produktivität zu erhöhen und die daraus resultierenden Kosteneinsparungen teilweise an die Haushaltskunden weiterzugeben. Ferner verpflichtet sich der Staat, GDF die tariflichen Möglichkeiten zu gewähren, die zur Entschuldung des Unternehmens erforderlich sind.

Die von den Gasgesellschaften erhobenen Preise steigen analog zu den Gasbezugskosten und der Inflation. Dem Materialkostenanteil kommt bei industriellen Großverbrauchern eine größere Bedeutung zu als bei Haushaltskunden, die höhere Investitions- und Verwaltungskosten verursachen.

## IRLAND

### 1. Standardtarif für Industrie und Gewerbe

Dieser Tarif besteht aus vier Preiszonen :

0	-	36 000 kWh/Jahr
36 001	-	90 000 kWh/Jahr
90 001	-	180 000 kWh/Jahr
>		180 000 kWh/Jahr

und einem Grundpreis.

### 2. Leistungspreistarif Nr. 1

Dieser Tarif ist im allgemeinen für Verbraucher mit einer jährlichen Abnahme zwischen 450 000 und 2 400 000 kWh geeignet. Er besteht aus einem jährlichen Grundpreis und einem eingliedrigem Einfachtarif für den gesamten Gasverbrauch.

### 3. Leistungspreistarif Nr. 2

Dieser Tarif ist im allgemeinen für Verbraucher mit einer jährlichen Abnahme über 2 400 000 kWh geeignet. Er besteht aus einem jährlichen Grundpreis und einem eingliedrigem Einfachtarif für den gesamten Gasverbrauch.

Welcher Tarif für den einzelnen Abnehmer am geeignetsten ist, hängt von der Höhe des Gasverbrauchs und der über das Jahr hinweg vorliegenden Verbrauchsstruktur ab.

Auf alle Preise wird ein MwSt.-Satz in Höhe von 12,5 % erhoben, wobei industrielle und gewerbliche Verbraucher eine MwSt.-Rückerstattung geltend machen können.

## ITALIEN

### 1. Dauerlieferungen

In Italien werden die Erdgaspreise für Lieferungen an industrielle Kunden gemäß den nationalen Vereinbarungen zwischen SNAM und den wichtigsten Industrieverbänden (Confindustria und Confapi) berechnet.

Höhe und Struktur der Preise sind unabhängig vom Verteilernetz (primär oder sekundär), an das industrielle Kunden angeschlossen sind.

Die Preise gelten für die Lieferung von 1 m<sup>3</sup> Erdgas unter Standardbedingungen (Temperatur: 15°C, absoluter Druck: 1,01325 Bar) mit einem Brennwert von 38 100 kJ.

Die ab dem 1. Mai 2000 geltende Vereinbarung wurde am 18. April unterzeichnet. In der neuen Vereinbarung wurde die am 1. Oktober 1999 begonnene wertmäßige Verringerung der Komponenten "H" (Dauerlieferungen) und "Y" (unterbrechbare Lieferungen) rückwirkend aufgehoben.

Aufgrund der Umsetzung der europäischen Gasrichtlinie in italienisches Recht, ist eine Überarbeitung vorgesehen.

### 1.1 Anschlußgebühr

Die monatliche Anschlußgebühr beträgt 500 000 ITL.

### 1.2 Grundpreis (TF)

Der monatliche Grundpreis wird nach folgender Formel berechnet:

$$TF = Ca \times I.$$

Erläuterung:

Ca = Leistungspreis für die täglich bereitgestellte Leistung, ausgedrückt in ITL pro Monat und Kubikmeter.

I = täglicher Bedarf, ausgedrückt in Kubikmeter pro Tag.

### 1.3 Arbeitspreis (TP)

Der Bruttoarbeitspreis wird nach folgender Formel berechnet:

$$\sum_{i=1}^9 (V_i \times B_i)$$

Erläuterung:

V<sub>i</sub> = Erdgasvolumen innerhalb der jeweiligen Abnahmeklasse.

B<sub>i</sub> = Grundpreis der jeweiligen Abnahmeklasse in ITL je Kubikmeter, berechnet nach folgender Formel:

$$B_i = 0.845 \times (IP_i + K) \quad (\text{ITL/m}^3)$$

K = 52

IP<sub>i</sub> = g<sub>i</sub> x Gasöl + b<sub>i</sub> x LSFO + a<sub>i</sub> x HSFO.

Die Koeffizienten g<sub>i</sub>, b<sub>i</sub> und a<sub>i</sub> haben folgende Werte:

Abnahmeklasse Mio. (m <sup>3</sup> )/Monat	gi	bi	ai
0,0 - 0,1	0,68	0,26	0,06
0,1 - 0,3	0,48	0,46	0,06
0,3 - 0,5	0,40	0,54	0,06
0,5 - 0,7	0,38	0,38	0,24
0,7 - 1,0	0,34	0,32	0,34
1,0 - 2,0	0,30	0,32	0,38
2,0 - 3,0	0,26	0,30	0,44
3,0 - 4,0	0,24	0,30	0,46
über 4,0	0,20	0,28	0,52

Die Parameter für die Berechnung von  $B_i$  werden jeweils als Durchschnitt der Notierungen für CIF MED BASIS ITALY und FOB ROTTERDAM BARGES im "Platt's Oilgram Report" ermittelt. Der neue Wert von  $B_i$  errechnet sich jeden Monat als Durchschnitt der zwölf Monate vor dem Liefermonat.

Der Arbeitspreis der einzelnen Abnahmeklassen verringert sich wie folgt um die Komponente "H":

Abnahmeklasse Mio. m <sup>3</sup> /Monat	Nachlaß [ITL/m <sup>3</sup> ]
0,0 - 0,5	-15
0,5 - 1,0	-16
1,0 - 2,0	-17
2,0 - 3,0	-18
3,0 - 4,0	-19
über 4,0	-20

Saisonale Nachlässe auf den Arbeitspreis:

- 6% bei Abnahme von April bis September (monatlich errechnet und nicht auf Komponente "H" angewandt);
- zusätzlicher Nachlaß in Abhängigkeit vom Anteil der Abnahmemenge von Juli bis September (am Jahresende errechnet).

Pünktlich zahlenden Kunden wird auf den während des Jahres gezahlten Gesamtbetrag ein Rabatt von 1,5 % gewährt.

Weitere Nachlässe werden gewährt, sofern die Kunden pünktlich zahlen:

- Ermäßigungen für Abnahmen in verschiedenen Betrieben desselben Unternehmens;
- Rabatt bei regelmäßiger Abnahme gleicher Mengen.

## 2. Unterbrechbare Lieferungen

Unterbrechbare Verträge sehen gewöhnlich eine Unterbrechung der Lieferung von vier Wochen (28 Tage) vor. Die Unterbrechung kann um weitere 4, 8, oder 12 Wochen erweitert werden.


Diese Verträge können nur von Kunden mit Zweistoffanlagen unterzeichnet werden, die jährlich mindestens 1 Mio. m<sup>3</sup> abnehmen und deren Tagesbedarf über 5 000 m<sup>3</sup> liegt. Der Preis für unterbrechbare Lieferungen wird nach folgender Formel berechnet:

$$P = \left[ 0.875 \cdot (LSFO_{cif} + M) \cdot \left( 1 + \frac{PrimeRate}{1200} \right) \cdot S_m \cdot K_{stag} - Y \right] \quad (\text{ITL/m}^3).$$


P = Gaspreis je Kubikmeter.

LSFO<sub>cif</sub> = LSFO-Notierung des Liefermonats für CIF MED BASIS ITALY laut "Platts Oilgram Report".

M = zusätzliche Gebühr in Abhängigkeit von der Dauer der möglichen Unterbrechung und dem Standort des Betriebs des Kunden.

 Dauer der möglichen Unterbrechung	M
4 Wochen	103,5 - 91,5
8 Wochen	94,7 - 82,7
12 Wochen	85,9 - 73,9
16 Wochen	77,1 - 65,1

S<sub>m</sub> = Durchschnittskoeffizient der Abnahmeklasse, wie folgt berechnet:

 Abnahmeklasse Mio. m <sup>3</sup> /Monat	Klassenkoeffizient S <sub>m</sub>
0,0 - 1,0	1,00
1,0 - 2,0	0,98
2,0 - 3,0	0,96
über 3,0	0,94

K<sub>stag</sub> = Koeffizient des saisonalen Nachlasses: 0,975 für die Abnahme von April bis September, 1,00 für die übrigen Monate.

Prime Rate = monatlich gültige Prime Rate der Bank.

Y = Nachlaß auf den Arbeitspreis, wie folgt berechnet:

 Abnahmeklasse Mio. m <sup>3</sup> /Monat	Y [l/m <sup>3</sup> ]
0,0 - 3,0	-3,5
über 3,0	-7,5

Die geltenden Verträge sehen Nachlässe für Kunden mit mehr als einem Betrieb vor.

Am Ende jedes Kalenderjahres wird pünktlich zahlenden Kunden ein Rabatt von 1,25 % auf den Gesamtrechnungsbetrag des Jahres gewährt.

## 2. Haushaltstarife

Derzeit werden die endgültigen Tarife, die die städtischen Verteilerunternehmen den Endverbrauchern berechnen, auf der Grundlage eines konventionellen Verfahrens mit der öffentlichen Verwaltung festgelegt, wobei die Kosten der einzelnen Verteilerunternehmen berücksichtigt werden und gewährleistet wird, daß die Einnahmen die Kosten decken.

Neben den Gaspreisen werden in diesem Verfahren auch einige Parameter und die aus den beiden folgenden Komponenten bestehenden Verteilungskosten in standardisierter Form festgelegt:

Die erste bezieht sich auf die Betriebskosten:

- Der Wert dieser Komponente wird anhand einer Höchstpreisformel (RPI-X) aktualisiert, die die Inflationsrate und eine festgelegte Produktivitätskennzahl berücksichtigt. Er wird ausgedrückt in Lire je verkauften Kubikmeter.

Die zweite bezieht sich auf die Investitionen:

- Sie ist eine Funktion der in den letzten vier Jahren getätigten Investitionen und wird in jährlichen Lire je Abnehmer definiert, umgewandelt in Lire je Kubikmeter, dividiert durch den jährlichen Durchschnittsverbrauch je Abnehmer.

Demzufolge wird das italienische Staatsgebiet allgemein in Preiszonen unterteilt, für die unterschiedliche Tarife gelten, je nach bestimmten Betriebsbedingungen und dem Entwicklungsgrad.

Darüber hinaus richten sich die Tarife auch nach der Gasverwendung:

- Kochen und Warmwasserbereitung,
- Einzelheizung,
- Zentralheizung und andere Verwendungen,
- gewerbliche Kleinkunden mit einem Jahresverbrauch von 100 000 bis 200 000 cm<sup>3</sup>/Jahr.

Diese Tarife werden aus dem Grundpreis und dem Arbeitspreis gebildet.

Die öffentliche Verwaltung legt auf nationaler Ebene die Werte des Grundpreises für jeden Tarif sowie die Tarife für Kochen, Warmwasserbereitung und gewerbliche Kleinkunden fest.

Die Werte der übrigen Tarife werden auf lokaler Ebene von den städtischen Verteilerunternehmen nach einem bestimmten Verfahren festgelegt, dessen korrekte Einhaltung von lokalen Stellen der öffentlichen Verwaltung überwacht wird.

Die unterschiedlichen Preise für die von SNAM getätigten Erdgaskäufe, die gemäß dem von der öffentlichen Verwaltung erarbeiteten Aktualisierungsmechanismus festgelegt werden, werden von den städtischen Verteilerunternehmen alle zwei Monate an die Endverbraucher weitergegeben.

Im November 1995 verabschiedete das italienische Parlament das Gesetz Nr. 481 über die Einsetzung einer neuen Regulierungsbehörde, der unter anderem die ordnungspolitische Überwachung der Verteilung von Erdgas an den Einzelhandelsmarkt obliegt. Man geht davon aus, daß diese Behörde bis zum Ende dieses Jahres neue Preisfestsetzungskriterien aufstellen wird.

## LUXEMBURG

### 1. Derzeit gültiges Preissystem

Gemäß der seit 1. Januar 1993 gültigen Verordnung werden die Tarife vierteljährlich an den vorausgeschätzten Erdgaspreis des betreffenden Quartals angepaßt. Dies gilt nicht für die Schwachlastzeittarife - THP - und - SPOT -, die monatlich angepaßt werden.

Die Tarife setzen sich aus drei verschiedenen Komponenten zusammen, nämlich dem Preis pro m<sup>3</sup> verbrauchtem Gas, der Zählermiete und einer fixen, von der installierten Leistung abhängigen Gebühr.

Die Nutzleistung der Anlagen, die bei der Berechnung der Tranchen zugrunde gelegt wird, wird in Kilowatt (kW) ausgedrückt, wobei der Wert einer Leistungsbranche 5 kW beträgt. Anlagen mit einer

installierten Gesamtleistung von 1 000 kW oder mehr sind mit Kombi-Brennern für Erdgas/Heizöl sowie einer Vorrichtung auszustatten, die eine Fernumschaltung ermöglicht.

## 2. Auf den Verkauf von Erdgas anwendbare Tarife

Der allgemeine Tarif (TG) ist auf jede Gasrechnung anwendbar, egal ob es sich um Energie handelt, die für Haushaltszwecke, zum Abdecken des Energiebedarfs von Handels-, Industrie- und Handwerksbetrieben oder für sonstige Tätigkeiten eingesetzt wird. Er wird automatisch in Rechnung gestellt, falls sich der Abnehmer nicht für einen anderen Tarif entscheidet.

Der Tarif setzt sich wie folgt zusammen :

- aus einer Festgebühr von 70,-- LUF;
- dem Preis je m<sup>3</sup> verbrauchtem Gas;
- der Zählermiete.

Für Familien mit drei unterhaltsberechtigten Kindern wird auf den Gesamtpreis für Verbrauch und Festgebühr eine Ermäßigung von 30 % gewährt. Diese Ermäßigung beträgt bei 4 unterhaltsberechtigten Kindern 40 % und bei 5 unterhaltsberechtigten Kindern 50 %.

Der Heizungstarif (TC) ist ein einheitlicher Zählertarif, nach dem das in Heizanlagen verbrauchte Gas in Rechnung gestellt wird; beträgt die gesamte Nutzleistung einer solcher Anlage weniger als 150 kW, gilt Tarif TC1, bei mehr als 150 kW Tarif TC2.

Der Industrietarif (TI) gilt für den Gasverbrauch von Industrie, Handwerk und Gewerbe. Für den Tarif TI1 hat die Gesamtnutzleistung der Anlagen unter 150 kW und für TI2 über 150 kW zu liegen.

Der Tarif für Kraftwärmekopplung (TCG) wird auf kombinierte Heiz- und Stromkraftwerke angewendet und wird jeweils für ein Jahr vertraglich festgelegt.

Die vertraglich vereinbarten Schwachlastzeittarife THP und SPOT (ohne Kündigungsfrist jeweils zum Monatsende kündbar) für die Gasabnahme außerhalb der Spitzenzeiten sind für Anlagen mit Kombi-Brennern bestimmt.

Die betreffenden Anlagen sind mit einer Fernschaltung auszurüsten, die das Umschalten von Erdgas auf Heizöl zum THP-Tarif bzw. von Erdgas auf Heizöl zum SPOT-Tarif vom Gaswerk aus gestatten.

Die Tarife setzen sich zusammen aus einem Monatsabonnement in Höhe von 1/120 der tatsächlichen Kosten ab Lieferposten sowie einem Preis pro m<sup>3</sup> Erdgas, der monatlich vom Bürgermeister- und Schöffenrat festgelegt wird.

## 3. Monatliche Zählermiete

Membranzähler : 25 bis 970 LUF

Turbinen- oder Kreiskolbenzähler : 700 bis 3 000 LUF

## 4. Besteuerung

Der Verkauf von Gas unterliegt der Mehrwertsteuer (TVA); der derzeit gültige MWSt.-Satz von 6 % wird auf den Gasverbrauch, die Festgebühren sowie auf die Zählermieten erhoben.

## NIEDERLANDE

### 1. Einleitung


Der Gaswert beruht auf den Kosten, die den Verbrauchern bei Verwendung eines anderen Brennstoffs entstehen würden. In den meisten Fällen ist der Gaspreis mit dem Preis für Ölprodukte verbunden: für industrielle Verbraucher schweres Heizöl und für Haushalte Haushaltsheizöl oder Gasöl. In beiden Fällen sind die als Basis verwendeten Brennstoffe die billigste Alternative zu Gas. Wenn Gasöl und Heizöl in den Niederlanden auch im Laufe der Zeit an Bedeutung verloren haben, liefern diese Brennstoffe dennoch weiterhin gültige Vergleichswerte.

Der Preis für Erdgas wird daher auf der Grundlage des Preises für Ölprodukte gebildet, der auf dem Weltmarkt in Dollar ausgedrückt wird. Der Preis, den der Verbraucher letztlich für jeden Kubikmeter zahlt, ist somit auch vom Dollarkurs abhängig. Je nach dem Verbrauch werden für verschiedene Kundengruppen unterschiedliche Preise berechnet, wobei hauptsächlich der durchschnittliche Ölpreis der letzten beiden Quartale berücksichtigt wird. Der Preis für Großverbraucher wird auf vierteljährlicher Basis festgesetzt, während der für Kleinverbraucher alle sechs Monate überprüft wird.

### 2. Preisformeln

Der von Kleinverbrauchern (< 170 000 m<sup>3</sup> pro Jahr) zu zahlende Preis wird in den Niederlanden von den lokalen Versorgungsunternehmen festgesetzt. Das gleiche gilt für Gaskunden am unteren Ende des Großverbrauchermarkts, d. h. mit einem Jahresverbrauch von weniger als 3 Mio. m<sup>3</sup>. Die Brennstoffsteuer ist im Preis eingeschlossen. Kunden, die mehr als 3 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr abnehmen, erhalten die Rechnung direkt von Gasunie. Treibhausbetreiber unterliegen einem besonderen Vertrag, den der Landwirtschaftsverband mit Gasunie und EnergieNed (Verband der niederländischen Energieversorgungsunternehmen) ausgehandelt hat. Bei einem niedrigen Ölpreis wird für das Treibhausgewerbe ein Gaspreis festgesetzt, der geringfügig über dem Großverbrauchertarif liegt, und bei einem hohen Ölpreis geringfügig darunter. Im allgemeinen erhalten die Kunden einen kleinen Nachlaß, falls sie ihre Gasrechnung per Dauerauftrag oder Lastschrift begleichen. Kunden im Norden der Niederlande (Provinzen Groningen, Friesland und Drenthe und in einigen Fällen Teil der Provinz Overijssel) erhalten einen "nördlichen" Nachlaß (von etwas weniger als ein Cent pro Kubikmeter).

Es werden folgende Preisformeln angewandt:

 Zone	Jährliche Abnahme in m <sup>3</sup>	Preisformel	Gültigkeitszeitraum
A	0 - 170 000	$(G:500) \times 37,2 + 1,7$	sechs Monate
B	170 000 - 3 Mio.	$(P:500) \times 38,2 + 7,35$	Vierteljahr
C	3 Mio. - 10 Mio.	$(P:500) \times 38,2 + 3,6$	Vierteljahr
D	10 Mio. - 50 Mio.	$(P:500) \times 38,2 + 1,8$	Vierteljahr
E	> 50 Mio.	$(P:500) \times 38,2 + 1,75$	Vierteljahr

G = arithmetisches Mittel aus den höchsten und den niedrigsten monatlichen Notierungen für Gasöl laut "Platt's Oilgram Price Report - Barges FOB Rotterdam" in US-Dollar pro Tonne, umgerechnet in Gulden pro Tonne, zwei Monate vor dem Halbjahr, für das der Gaspreis gelten soll, errechnet für einen Zeitraum von sechs Monaten; hinzugerechnet werden Gasölverbrauchsteuer, Lagerungszuschlag (COVA-Zuschlag) sowie Zuschläge für Vertrieb und Transport (jeweils in Gulden pro Tonne);

P = arithmetisches Mittel aus den höchsten und den niedrigsten monatlichen Notierungen für Heizöl mit einem Schwefelgehalt von 1,0 Gewichtsprozent laut "Platt's Oilgram Price Report - Barges FOB Rotterdam" in US-Dollar pro Tonne, umgerechnet in Gulden pro Tonne, unmittelbar vor dem Quartal, für das der Gaspreis gelten soll, errechnet für einen Zeitraum von sechs Monaten; hinzugerechnet werden

Heizölverbrauchsteuer, Lagerungszuschlag (COVA-Zuschlag) sowie Zuschläge für Vertrieb und Transport (jeweils in Gulden pro Tonne).

Tarifzonensystem: Für alle Verbraucher gilt zunächst der Preis der Zone A, in Abhängigkeit von der jährlichen Abnahme können jedoch auch die übrigen Preiszonen angewandt werden. So zahlt beispielsweise ein Verbraucher mit einer jährlichen Abnahme von 2 Mio. m<sup>3</sup> für die ersten 170 000 m<sup>3</sup> den Preis der Zone A, für die nächsten 830 000 m<sup>3</sup> den Preis der Zone B1 und für den Rest den Preis der Zone B2.

### 3. CSS (Commodity Service System)

Das CSS ist das von der NV Nederlandse Gasunie angewandte Tarifsysteem für Gasverkäufe an niederländische Kunden mit einem Jahresbedarf von mehr als 10 Mio. m<sup>3</sup>. Der Beginn der Entwicklung dieses neuen Tarifsystems ist gekennzeichnet durch die Liberalisierung des Gasmarkts in Westeuropa. Beim CSS ist der Gaspreis unterteilt in einen Arbeitspreis pro m<sup>3</sup> und Tarife für die Benutzung der Gasinfrastruktur. Die Infrastrukturtarife umfassen Transporttarif und Flexibilitätstarif. Alle Tarife sind transparent und gelten sowohl für Kunden, die Gas von Gasunie beziehen als auch für Kunden, die lediglich die Gasunie-Infrastruktur benutzen. Der Arbeitspreis und die Dienstleistungstarife werden vom niederländischen Wirtschaftsminister genehmigt.

Die Entwicklung des CSS beruht auf folgenden Grundsätzen und Grenzbedingungen:

- Marktwert: Der Gaspreis beruht auf dem Marktwert von Gas im Wettbewerb mit Ölprodukten. Die Dienstleistungsgebühren innerhalb des CCS beruhen auf dem Marktwert der jeweiligen Dienstleistungen, wobei Gasunie mengenbedingte Kosteneinsparungen an die Verbraucher weitergibt.
- Stundenbasis: Zahlreiche internationale Gasverträge sowie die niederländischen Kauf- und Transitverträge beruhen gewöhnlich auf Kapazitäten in m<sup>3</sup> pro Stunde. Darin wird wiedergespiegelt, daß der Gasbedarf auf Stundenbasis einen bedeutenden kostentreibenden Faktor für Investitionen in die Gasunie-Infrastruktur darstellt. Das CSS führt diese Stundenkomponente sowie die Tarife für Dienstleistungen in bezug auf Gas von Dritten in den Hausgas-Absatzmarkt ein. Dies kommt den Kunden zugute, die keine weitere Kapazität benötigen (weil das von Dritten gelieferte Gas für sie ausreicht), da sie Kunden, die diese Flexibilität während des Tages nicht benötigen, nicht über einen Tageskapazitätstarif subventionieren.
- Transparenz: Die Preise für Gas und die einzelnen Dienstleistungen werden unter klaren, öffentlich verfügbaren Bedingungen festgesetzt.
- Gleichbehandlung: Gleiche Dienstleistungen werden zu gleichen Preisen berechnet, unabhängig vom Gaslieferanten (Gasunie oder Drittlieferant).

Das CSS unterscheidet zwischen den Preiselementen für Gas bei der benötigten Kapazität und dem Volumen. Kapazität ist der maximale Gasbedarf in m<sup>3</sup> pro Stunde eines Kunden und Volumen die ihm gelieferte Gasmenge in m<sup>3</sup>. Gasunie paßt die Preise für den effektiven Wärmewert des gelieferten Erdgases an; die gleichen Anpassungen werden im neuen System in bezug auf die Kapazitätspreise vorgenommen. Alle Preise werden pro m<sup>3</sup> mit einem Wärmewert von 35,17 MJ/m<sup>3</sup> berechnet. Es wird ein Volumen von 1 m<sup>3</sup> bei Standardbedingungen zugrunde gelegt.

Das von Gasunie verkaufte Volumen wird zum Rohstoffpreis berechnet, und die vom Kunden benötigte Kapazität zum Kapazitätstarif. Der Kunde kann diesen Kapazitätstarif anhand seiner Abnahmestruktur optimieren, z. B. durch Inanspruchnahme von Dienstleistungen wie Zusatzkapazität und Stundenflexibilität, die durch die Dauer des Kapazitätsbedarfs begrenzt wird.

Um einen reibungslosen Übergang vom alten Gaspreissystem zum CSS unter kundenorientierten Gesichtspunkten zu gewährleisten, wird Gasunie allen Kunden, die infolge des neuen Systems Preiserhöhungen hinnehmen müssen, eine Übergangsregelung bereitstellen. Das wichtigste Merkmal dieser Übergangsregelung besteht darin, daß der durchschnittliche Gaspreis im ersten Jahr der Einführung



des CSS dem Preis nach dem alten System entspricht, zuzüglich 1/3 der Preiserhöhung aufgrund des Übergangs zum neuen System. Im zweiten Jahr gilt der alte Preis zuzüglich 2/3 des Unterschieds. Allgemein werden im ersten Jahr der Einführung keine Pönalien für Kapazitätsüberschreitungen berechnet.

Die Tarife für die Erbringung von Dienstleistungen durch Gasunie werden zum Teil jährlich an den Verbraucherpreisindex angepaßt.


Alle genannten Tarife gelten für Fünfjahresverträge. In Verträgen mit kürzerer Laufzeit wird ein Zuschlag zu den Tarifen hinzugerechnet. Dieser Zuschlag wird nicht für Transport, Stundenflexibilität und Qualitätsanpassung erhoben.

Im Falle einer Kapazitätsüberschreitung, d. h. wenn der Bedarf die vertraglich vereinbarte Kapazität um mehr als 2 % übersteigt, berechnet Gasunie ein Pönale in Höhe des doppelten Preises der Zusatzkapazität. Bei Überschreitung der Transportkapazität wird ein Pönale in Höhe des doppelten Transporttarifs mal maximale stündliche Überschreitung berechnet. Strukturelle Kapazitätsüberschreitungen führen entweder zur Änderung der vertraglich festgelegten Kapazität oder zum Einbau von Durchflußbegrenzern. Zudem hat Gasunie das Recht, vom Kunden, der die Kapazität überschreitet, Kostenerstattung und Schadenersatz zu verlangen.

#### 4. Steuern

Neben der Mehrwertsteuer in Höhe von 17,5 % (für Gartenbaubetriebe 6 %) wird eine Umweltabgabe (WBM) erhoben, die für die ersten 10 Mio. m<sup>3</sup> 0,022 NLG/m<sup>3</sup> und für die darüber hinausgehende Abnahmemenge 0,0144 NLG/m<sup>3</sup> beträgt. Diese Steuersätze gelten für alle Verbraucher.

Darüber hinaus gibt es eine "Ökosteuer" mit folgenden Sätzen:

	0 – 800 m <sup>3</sup>	801 – 5 000 m <sup>3</sup>	5 001 – 170 000 m <sup>3</sup>	170 001– 1 000 000 m <sup>3</sup>	>1 000 000 m <sup>3</sup>
01.01.1999	0	0,1598 NLG/m <sup>3</sup>	0,1044 NLG/m <sup>3</sup>	0,0071 NLG/m <sup>3</sup>	0

## ÖSTERREICH

WIENGAS GmbH als auch ein repräsentativer Mittelwert der vier großen Versorgungsgebiete von WIENGAS GmbH (Wien), EVN AG (Niederösterreich), Steirische Ferngas AG (Steiermark) und Oberösterreichische Ferngas AG (Oberösterreich) gemeldet.

### 1. Gaspreise

Es wird zwischen Tarifkunden und Großkunden unterschieden.

#### 1.1 Tarifkunden

Seit 1.12.1997 gilt ein neues Tarifsysteem, das in einen Mindestarbeitspreis, eine Tarifstufe 1 und eine Tarifstufe 2 untergliedert ist. Der Mindestarbeitspreis wird auf der Basis von 0,25 m<sup>3</sup> Gasverbrauch pro Verrechnungstag vorgeschrieben. Bei überschreitungen dieser Mindestmenge wird bis zu einem Jahresverbrauch von 730 m<sup>3</sup> (= 2 m<sup>3</sup> pro Verrechnungstag) die Tarifstufe 1 verrechnet (deren Kubikmeterpreis auch für den Mindestarbeitspreis maßgeblich ist). Die einen Jahresverbrauch von 730 m<sup>3</sup> übersteigende Gasmenge wird zum billigeren Tarif nach der Stufe 2 verrechnet.

## 1.2 Großkunden

Betreffend die Meldungen für das Versorgungsgebiet der WIENGAS GmbH gilt, dass Großkunden eine Bereitstellungsgebühr, ein Winterarbeitspreis für die Monate Oktober bis März und ein niedriger Sommerarbeitspreis verrechnet werden. Ergibt sich für einen Großkunden infolge zu geringer Abnahme für ein Kalenderjahr ein über dem Tarif liegender Durchschnittspreis, ist durch eine Bestpreisklausel sichergestellt, dass maximal dieser Tarif verrechnet wird. Verteilung der Gasabgabe an Tarif- und Großkunden im Versorgungsgebiet der WIENGAS GmbH: 75 % zu 25 %.

Um einen repräsentativeren Überblick über die Preissituation bei Großkunden zu erhalten, werden zusätzlich zu den Preisen für das Versorgungsgebiet der WIENGAS GmbH Angaben über einen Durchschnitt der vier größten Versorgungsgebiete in Österreich mit dem höchsten Industrieanteil (Wien, Niederösterreich, Steiermark, Oberösterreich) gemeldet.

## 2. Besteuerung

Auf Erdgas wird eine Erdgasabgabe und eine Umsatzsteuer eingehoben.

### 2.1 Erdgasabgabe

Diese ist als Endverbrauchersteuer konzipiert und beträgt 0,60 ATS/m<sup>3</sup> NZ. Befreiungen bestehen für den Einsatz von Erdgas zu nichtenergetischen Zwecken (z.B. als Rohstoff in der chemischen Industrie) und soweit es zur Erzeugung elektrischer Energie verwendet wird (weil der erzeugte Strom mit einer Elektrizitätsabgabe belastet ist). Außerdem besteht nach dem Energieabgabenvergütungsgesetz ein Anspruch auf Refundierung der Erdgasabgabe. Nach diesem Gesetz werden Unternehmen, deren Schwerpunkt nachweislich in der Herstellung von körperlichen Wirtschaftsgütern besteht, die Energieabgaben (auf Erdgas und Elektrizität) insoweit vergütet, als sie insgesamt 0,35 % des Nettoproduktionswertes (definiert im § 1 Energieabgabenvergütungsgesetz) übersteigen, abzüglich eines Selbstbehaltes von 5 000 ATS.

### 2.2 Umsatzsteuer

Es wird eine 20 % Umsatzsteuer eingehoben. Unternehmer im Sinne des Umsatzsteuergesetzes können die in der Gasrechnung gesondert ausgewiesene Umsatzsteuer als Vorsteuer abziehen.

Im Bundesland Wien wird außerdem eine im Gaspreis eingerechnete Gebrauchsabgabe von 6 % eingehoben.

## PORTUGAL

### 1. Allgemeine Beschreibung

Nach der Neuordnung des Gassektors und der Gründung der GDP-Gruppe 1995 wird Stadtgas in Lissabon ausschließlich von Lisboagás (100%-iges Tochterunternehmen von GDP) verteilt. Das Stadtgassystem wird derzeit für die Einführung von Erdgas angepaßt; die Arbeiten sollen bis 2001 abgeschlossen werden.

### 2. Tarifbildung

Der Preis je Kubikmeter Stadtgas und die monatliche Grundgebühr werden von Lisboagás und der Generaldirektion Handel und Wettbewerb im Einvernehmen mit der Generaldirektion Energie festgesetzt.

### 3. Besteuerung

Auf den Preis je Kubikmeter und die monatliche Grundgebühr wird ein MwSt-Satz von 5 % angewandt.

### 4. Tarifliche und vertragliche Regelungen

Die Kunden von Lisboagás zahlen eine monatliche Grundgebühr, die sich nach der Art des installierten Zählers richtet.

Etwa 99 % der Kunden besitzen Zähler G4 oder G6 (PTE 659,40 + MwSt).

Optionen (Unterbrechbarkeit, saisonale Tarife, Nachlässe) sind derzeit nicht verfügbar.

## FINNLAND

### 1. Preisstruktur

Seit 1992 findet ein allgemeines öffentliches Erdgaspreissystem in Finnland Anwendung, d. h. ein Tarif, der auf alle neuen Verträge und alle Verträge, die verlängert werden, angewandt wird. Bei Verträgen, die vor 1992 abgeschlossen wurden, deren Laufzeit jedoch noch nicht vorbei ist, wird dieser neue Tarif spätestens ab dem Tag der Vertragsverlängerung angewandt.

Die betreffenden Verträge werden im allgemeinen auf längere Sicht abgeschlossen (mehr als 10 Jahre), und der Tarif unterliegt alle 3 Jahre einer Überprüfung. Das Prinzip, auf dem der Tarif beruht, und die Preise selber können von der Öffentlichkeit eingesehen werden; sie beruhen auf den Entstehungskosten. Es werden zwei Tarifoptionen angeboten: ein Leistungspreis und ein Vertriebspreis. Beide Tarife stehen zur Wahl, vorausgesetzt bei der Wahl des Vertriebspreis liegt die maximale Leistung nicht über 30 MW.


Der Gaspreis umfaßt drei Komponenten, nämlich eine Grundgebühr (FIM/Monat), einen vertraglich festgelegten Leistungspreis (FIM/MW je Monat) und einen Energiepreis (FIM/MWh).

Die Grundgebühr ist abhängig von der Übergabestelle und von der MW-Leistung, die dem Verbraucher an der Übergabestelle zugewiesen wird. Dieser Preis ist an den Großhandelspreisindex geknüpft.

Der vertragliche Leistungspreis wird auf der Grundlage der vertraglichen Leistung (MW), die vom Verbraucher für das Jahr reserviert ist, berechnet. Die Einhaltung der vertraglichen Leistung wird mittels der Messung der durchschnittlichen Leistung während eines Zeitraums von 6 Stunden überwacht. Sie ist ebenso an den Großhandelspreisindex geknüpft.

Der Energiepreis beruht auf dem Energiegehalt des gelieferten Gases. Beim Energiepreis wird ein jahreszeitlicher Rabatt von 7 - 10 % des Energiepreises gewährt.

Der gemäß der Vertriebspreis-Tarifoption berechnete Gaspreis ist vollkommen abhängig vom Preis des Heizöls (FORot). Bei der Leistungspreis-Tarifoption ist der Preisindex abhängig von der MW-Leistung, die dem Kunden zugewiesen wurde. Das Berechnungsmodell ist in der nachstehenden Tabelle dargestellt.


 Dem Kunden zugewiesene Leistung (P)	h XX %	FORot YY %	I ZZ %
$p \leq 20$ MW	-	100	-
$20 < p \leq 50$ MW	-	70	30
$50 < p \leq 100$ MW	10	50	40
$100 < p$	25	25	50

Diese Indizes beschreiben das Wettbewerbsumfeld, in dem das Erdgas mit anderen Brennstoffen konkurriert.


Der Verbraucher kann die vertragliche Jahresleistung überschreiten, in welchem Falle er dafür eine getrennte Rechnung erhält (FIM/MWh); die genaue Höhe dieser Rechnung wird täglich in 6 stündigen Messungen bestimmt.

Eine Vereinbarung, nach der Gas auf unterbrechbarer Basis geliefert wird, ist für Verbraucher großer Mengen, möglich. Diese Möglichkeit wird jedoch nur selten in Anspruch genommen.

Der jüngste Tarif M98 ist mit 1. Januar 1998 in Kraft getreten; die Basiswerte der Grundgebühr entsprechen im Tarif den folgenden Werten:

 Leistung P (dem Kunden zugewiesen)	Grundgebühr
Tarif: Leistungspreise	(FIM/Monat, Übergabestelle)
0 < P ≤ 20 MW	12 500
20 < P ≤ 50 MW	17 500
50 < P ≤ 100 MW	27 500
100 < P ≤ 250 MW	45 000
250 < P	65 000
Tarif: Vertriebspreise	(FIM/Monat, Übergabestelle)
0 < P ≤ 30 MW	3 800

Für den vertraglich festgelegten Leistungspreis lauten die Basiswerte:

 Tarif	Vertraglich festgelegter Leistungspreis (FIM/MW, Monat)
Leistungspreise	7 750
Vertriebspreise	1 250

Für den Energiepreis lauten die Basiswerte:

 Tarif	Energiepreis (FIM/MWh)
Leistungspreise	51,80
Vertriebspreise	63,50

## 2. Steuern

Außer der MwSt. in Höhe von 22 % unterliegt Erdgas einer Energiesteuer, deren Höhe vom Kohlenwasserstoff- und Energiegehalt des jeweiligen Brennstoffs abhängt. Ab dem Jahre 1997 wird auch eine Abgabe für die Sicherstellung der Versorgung für Erdgas bezahlt. Die gesamte Energiesteuer auf Erdgas beläuft sich 1999 auf 9,70 FIM/MWh (GCV). Erdgas ist von der Energiesteuer befreit, wenn es zur Stromherstellung, als Grundstoff oder direkt in einem industriellen Verfahren eingesetzt wird.

## SCHWEDEN

Im Vergleich zum durchschnittlichen Verbrauch in Europa ist der schwedische Markt für Erdgas klein. Der Verkauf von Erdgas belief sich 1992 auf insgesamt 852 Mio m<sup>3</sup>, der sich wie folgt verteilte:


Privatpersonen	:	8 %
Handel	:	8 %
Gewerbe	:	42 %
Kraftwerke	:	0 %
Fernheizung, WKK, sonstiges	:	44 %

Vattenfall Naturgas AB führt Gas aus Dänemark nach Schweden ein; dieses Unternehmen ist auch eines der beiden Versorgungsunternehmen in Schweden. Das andere ist Sydgas AB.

Die Verbraucher in Schweden lassen sich in zwei Kategorien einteilen, die privaten Verbraucher und die nichtprivaten Verbraucher. Die privaten Verbraucher zahlen einen Tarif, während die nichtprivaten Verbraucher einen individuell ausgehandelten Preis zahlen. In beiden Fällen werden die Preise, die der Kunde für die alternativen Brennstoffe zahlen würde, berücksichtigt.


Die Verbraucher von Erdgas zahlen die folgenden Steuern :

- Industrie und Gewächshäuser (SEK je 1000 m<sup>3</sup>)

 Energiesteuer	CO <sub>2</sub> -steuer	SEK insgesamt
-	392	392

MwSt.-Satz : 25 %

- Sonstige Verbraucher (SEK je 1000 m<sup>3</sup>)

 Energiesteuer	CO <sub>2</sub> -steuer	SEK insgesamt
239	785	1024

MwSt.-Satz : 25 %

## VEREINIGTES KÖNIGREICH

### 1. Gaswirtschaft

#### 1.1 Struktur des Marktes

Das Gas für den britischen Markt (England, Wales und Schottland) kommt aus Offshore-Anlagen. Der Großteil der Lieferungen wird im britischen Sektor der Nordsee gefördert, eine gewisse Gasmenge wird aber auch aus dem norwegischen Sektor importiert. Eine Pipeline nach Nordirland und in den Südwesten Schottlands wurde 1996 fertiggestellt; der „Interconnector“ Bacton-Zeebrugge ist seit 1998 in Betrieb.

Den nachgeordneten Gasmarkt in Großbritannien bestreiten die öffentlichen Durchleiter, die die Pipelines betreiben (an der Spitze Transco, ein Nachfolgeunternehmen der vormaligen British Gas plc), die Großhändler, die das Gas von den Offshore-Produzenten kaufen, und die Lieferanten, die das Gas von

den Großhändlern beziehen und ihrerseits die Endverbraucher beliefern. Alle diese Marktakteure müssen im Besitz einer Lizenz der Regulierungsbehörde (Office of Gas and Electricity Markets) sein. Dabei erhält ein Durchleiter keine Großhändler- oder Lieferantenlizenz, um einen diskriminierungsfreien Zugang zum Pipeline-System für alle zu sichern.

Auf dem Markt sind acht Durchleiter sowie ca. 90 Groß- und Einzelhändler tätig (etwa 60 davon im Sektor Industrie und Gewerbe und 28 im Sektor Private Haushalte).

Seit 1998 ist der Markt vollständig für den Wettbewerb geöffnet, d.h. jeder Verbraucher kann sich seinen Lieferanten selbst wählen. Bis heute haben mehr als fünf Millionen Verbraucher von ihrem Recht auf Wechsel des Lieferanten Gebrauch gemacht.

## 1.2 Liberalisierung

Das Office of Fair Trading (OFT - Behörde für lauterer Handel) hat die Entwicklung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt 1991 kritisch überprüft. Die Behörde erließ eine Reihe von Empfehlungen zur Stärkung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt. Daraufhin verpflichtete sich British Gas, seinen Anteil am Vertragsmarkt (damals über 732.000 kWh jährlich) bis 1995 auf 40 % zu verringern. Nach der Herabsetzung der gesetzlichen Monopolschwelle auf 73.200 kWh jährlich im Jahre 1992 empfahl die „Monopolies and Mergers Commission“ (MMC – britische Kartellbehörde) in ihrem Bericht von 1993, angesichts der Dominanz von British Gas auf dem Marktsektor zwischen 73.200 und 732.000 kWh den Marktanteil auf 55 % zu erhöhen. Da der Großteil der laufenden Offshore-Gasproduktion vertraglich an British Gas gebunden war, verpflichtete sich das Unternehmen, in den Jahren bis 1995/96 einen Teil dieser Gasmengen an Wettbewerber abzutreten.

British Gas verpflichtete sich auch, bis zum 1. Januar 1994 schrittweise eine getrennte Einheit für die Durchleitung und die Speicherung einzurichten. Dem Director of Gas Supply gelang es jedoch nicht, eine Verständigung über geeignete Maßnahmen zur Umsetzung dieser Verpflichtung zu erreichen. Er verwies die Angelegenheit deshalb an die MMC. Auch der Präsident des Board of Trade hatte die Schaffung zweier getrennter Teilunternehmen angeordnet, eines für den Gasversorgungsmarkt für Tarifkunden und außertarifliche Kunden und eines für die Gasdurchleitung oder -speicherung durch einen öffentlichen Gasversorger. Der Director General of Gas Supply beauftragte daraufhin die MMC mit dem Tarifmarkt für Gas.

Am Ende der Untersuchung am 31. Juli 1993 lagen zwei formal getrennte, aber eng miteinander verbundene Berichte vor. In diesen Berichten wurden eine Reihe wichtiger, miteinander zusammenhängender Themen behandelt. Ein Schlüsselthema, das der Regierung zur Beratung vorgelegt wurde, war die Struktur des gesetzlichen Monopols von British Gas bei der Gasversorgung der privaten Verbraucher. Der Präsident gab seine Entscheidung zum MMC-Bericht am 21. Dezember 1993 bekannt. Die beiden wichtigsten Entscheidungen lauteten:

- British Gas muß seine Geschäftsbereiche Handel und Durchleitung vollständig trennen, braucht aber den Handel nicht einzustellen;
- Das Tarifmonopol von British Gas endet im April 1996; im Laufe der zwei Jahre bis April 1998 wird der freie Wettbewerb schrittweise eingeführt.

## 1.3 Regulierung in der Branche

Mit dem Gas Act von 1986 wurde die rechtliche Grundlage für die Versorgung mit Gas durch Pipelines geschaffen. Eine der wichtigsten Änderungen war die Errichtung des Office of Gas Supply OFGAS (Regulierungsbehörde für den Gasmarkt), das sich 1999 mit Offer (der Regulierungsbehörde für den Strommarkt) zum Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) zusammenschloß. OFGAS war eine unabhängige Aufsichtsbehörde unter der Leitung eines Generaldirektors (Director General of Gas Supply), der vom Minister für Handel und Industrie ernannt wurde. OFGAS sollte British Gas als öffentlichen Gasversorger kontrollieren und - soweit erforderlich - dafür sorgen, daß dieser sich an die Vorgaben in seiner Lizenz hält. Inzwischen ist diese Aufgabe auf den Director General of Gas and Electricity Markets übergegangen.

Die Regierung beabsichtigt, die derzeitige Struktur eines einzelnen Regulierers durch eine Regulierungsbehörde – die Gas and Electricity Markets Authority (GEMA) – zu ersetzen. Der derzeitige Regulierer wird der Direktor der Behörde, in der auch nicht zu den Führungskräften gehörende Personen vertreten sind. Die Aufgaben und Zuständigkeiten, die heute bei dem einzelnen Regulierer liegen, werden auf die GEMA übertragen: Das Ziel ist eine weitestmögliche Entpersonalisierung des Regulierungsprozesses.

Der Gas Act von 1986 wurde 1995 von einem neuen Gesetz (Gas Act 1995) ersetzt. Die allgemeinen Aufgaben des Ministers und des Director General of Gas Supply wurden gegenüber 1986 nur unwesentlich geändert. Es kamen aber zusätzliche Aufgaben aus dem Bereich der Sicherheit und bezüglich der Umweltwirkung der mit der Gasdurchleitung durch Pipelines verbundenen Tätigkeiten hinzu.

Das neue Gesetz soll in erster Linie einen Rahmen für die Einführung des Wettbewerbs auf dem Markt der privaten Haushalte (Abnehmer von weniger als 73.200 kWh jährlich) bilden. Die wichtigsten Punkte sind:

- Es werden Lizenzen für drei getrennte Einheiten vergeben; dabei wird unterschieden zwischen öffentlichen Gasdurchleitern, die ein Transportsystem besitzen und betreiben, Großhändlern, die ihren Bedarf über ein Transportsystem beziehen, und Gaslieferanten, die die Endkunden mit Gas beliefern. Ein und dieselbe rechtliche Einheit kann nicht gleichzeitig im Besitz einer Lizenz als öffentlicher Durchleiter, als Gaslieferant oder Großhändler sein.
- British Gas (heute BG plc) wird sein nationales Pipelinennetz weiter betreiben, das als eigenständiges Unternehmen unter der Bezeichnung Transco geführt wird und weiterhin der Regulierung unterliegt.
- Beabsichtigt ist die schrittweise Öffnung des Marktes gegenüber dem Wettbewerbs ab April 1996, der bis 1998 auf das ganze Land ausgeweitet werden soll.
- Alle Lieferanten müssen eine spezielle Beratung für ältere und behinderte Kunden bieten, eine bestimmte soziale Verpflichtung gegenüber diesem Personenkreis bei Abschaltungen nach Zahlungsrückständen übernehmen und die Kunden in der effizienten Nutzung von Energie beraten.

Nach dem Gesetz von 1995 war British Gas auch zu einer Trennung der Tätigkeiten der Muttergesellschaft und einer Tochter – der British Gas Trading (BGT) - verpflichtet, die British Gas Supply sowie die Gasfelder North und South Morecambe umfaßt. British Gas ist über die formale Trennung seiner Geschäftsbereiche Handel und Durchleitung hinausgegangen; mit der Entfusionierung vom 17. Februar 1997 wurde ein neues börsennotiertes Unternehmen – Centrica - gegründet. Centrica umfaßt die Bereiche Verkauf, Handel, Serviceleistungen und Einzelhandel sowie die Gasfelder von Morecambe. British Gas unter der neuen Bezeichnung BG plc umfaßt die Transco-Bereiche Transport und Speicherung sowie die BG-Bereiche Erkundung, Produktion, internationaler „downstream“, Forschung und Technik sowie Immobilien.

## **2. Gaspreise**

### **2.1 Tarifkunden**

Der Gas Act von 1995 hat die gesetzliche Grundlage für die Versorgung, die unter dem Gesetz von 1986 (und der vorhergehenden Rechtsvorschriften) bestand, durch eine vertragliche Grundlage ersetzt.

Haushalte und kleinere Kunden aus Gewerbe und Handel, d.h. Abnehmer, die bis zu 73.200 kWh jährlich verbrauchen, werden zu den veröffentlichten Tarifen versorgt. Die drei wichtigsten Tarifarten sind der Kredit tariff, der für die Mehrzahl der Haushalte gilt und bei dem der Kunde Vierteljahresabrechnungen über bereits bezogene Lieferungen erhält, der der Direktabbuchungstarif, bei dem die Zahlungen monatlich direkt vom Bankkonto des Kunden erfolgen, und der Vorauszahlungstarif, bei dem die Haushalte über einen Zähler im voraus zahlen. Alle drei Tarife enthalten einen Grundpreis und einen Preis für den Verbrauch nach Einheiten, obwohl mehrere Anbieter - darunter die British Gas Trading - jetzt auch schon Tarife ohne Grundpreis anbieten. Der Preis pro verbrauchter Einheit ist von der Höhe des Verbrauchs abhängig; er sinkt mit wachsendem Verbrauch. Eine Folge des Gesetzes von 1995 ist es, daß der Begriff Tarifgas durch den Begriff Vertrag ersetzt wird, da alle Verbraucher nun tatsächlich oder fiktiv einen

Vertrag (im Falle vieler Kunden von British Gas) abgeschlossen haben. Der Begriff wird zur Unterscheidung von zwei Märkten herangezogen.

## 2.2 Außertarifliche Kunden

Kunden mit einem Verbrauch von über 73.200 kWh Gas jährlich können entweder von British Gas oder einem anderen Lieferanten versorgt werden. Entsprechend den Vorgaben in seiner Lizenz muß British Gas Preislisten veröffentlichen und sich an die dort angegebenen Preise halten. Im September 1994 erlaubte der Director General of Gas Supply dem Unternehmen British Gas jedoch, bei der Belieferung von Firmenkunden aus dem Markt über 73.200 kWh, auf dem inzwischen die Bedingungen eines freien Wettbewerbs herrschen, abzuweichen; für den verbleibenden Vertragsmarkt galt diese Regelung ab Juni 1995. Andere Unternehmen handeln mit ihren Kunden Einzelvereinbarungen ab. Im Juli 1996 gab OFGAS bekannt, daß es die Auflage für British Gas Trading, auf dem Markt für Vertrags-Großabnehmer Preise gemäß der Preislisten zu fordern, aufheben werde. Dies ist dann im November 1996 geschehen.

## 2.3 Regulierung der Gaspreise

Seit 1987 sind die von British Gas bei Tarifkunden erhobenen Preise und deren Entwicklung durch eine Formel an die Inflationsrate geknüpft, die sich aus dem Einzelhandelspreisindex (RPI) ergibt. Der Markt im außertariflichen Sektor und die neuen Lieferanten auf dem jetzt dem freien Wettbewerb ausgesetzten Haushaltskundenmarkt unterliegen dem normalen Wettbewerbsrecht und werden vom Director General of Fair Trading kontrolliert. Der Director General of Gas Supply ist für die Kontrolle und Durchsetzung der Anwendung der Formel zuständig. Nach Überprüfung der bisherigen Formel durch OFGAS trat am 1. April 1992 eine neue Formel in Kraft. Danach kann British Gas seine Preise bis auf das von der Formel erlaubte Niveau anheben. Diese Formel lautet:

$$\text{RPI} - X + \text{GCI} - Z + E + K.$$

Der erste Teil der Formel,  $\text{RPI} - X$ , bezieht sich auf die „non-gas“-Kosten, d. h. auf alle bei British Gas anfallenden Kosten mit Ausnahme der Beschaffungskosten für Gas. British Gas wird zugestanden, Steigerungen bei diesen Kosten bis zur Höhe der Inflationsrate minus einem auf 5 % festgesetzten Effizienzfaktor (X) auf die Preise umzulegen.

Das zweite Element,  $\text{GCI} - Z$ , ist ein Maximalpreis, bis zu dem British Gas seine Gaskosten abhängig von der Entwicklung eines speziellen Gaspreisindex minus einem Effizienzfaktor Z, der auf etwas über 1 % festgelegt wurde, erhöhen kann.

Das dritte Element – E - deckt bestimmte Ausgaben im Zusammenhang mit einem wirtschaftlichen Energiegebrauch ab, und das vierte Element - K, ein Korrekturfaktor - ermöglicht es, Ungenauigkeiten bei der Berechnung in einem bestimmten Jahr in den nachfolgenden Jahren auszugleichen.

Der Faktor X der Tarifformel wurde am 1. April 1994 im Anschluß an die Veröffentlichung eines Diskussionspapiers von OFGAS von 5 % auf 4 % gesenkt. Dies entsprach auch dem Ergebnis einer Befragung durch die MMC. Die Kommission empfahl eine Überprüfung der Tarifformel, um so die Notwendigkeit, neues Kapital heranzuziehen - was durch die Einführung des freien Wettbewerbs erschwert wurde – und das Interesse der Verbraucher an niedrigen Preisen gleichzeitig zu berücksichtigen.

Die Formel war bis zum 31. März 1997 festgelegt, und OFGAS veröffentlichte im Mai 1996 erste Vorschläge für die Überprüfung der Preisbeschränkungen in der Gasversorgung. Die Tarifformel wird zur Zeit nur auf Lieferungen für Kunden, die 73.200 kWh oder weniger jährlich verbrauchen, angewendet.

Die für British Gas Trading (BGT) vom April 1997 bis März 2000 geltende Preisbeschränkung war mit OFGAS abgestimmt worden.

Mit Wirkung vom 1. April 2000 wurden die Preisbeschränkungen für die privaten Kunden von BGT, bei denen die Rechnungsbeträge direkt abgebucht werden, aufgehoben, da davon ausgegangen wird, daß der Wettbewerb um diese Kunden inzwischen ausreichend entwickelt ist. Im Februar 2000 wurden



Preisbeschränkungen für die privaten Kunden von BGT, die ihren Verbrauch im nachhinein (Kredit tariff) oder vorab (Vorauszahlungstarif) bezahlen, für April 2000 bis März 2001 angekündigt.

Die Transport- und Speicherungsleistungen von British Gas (Transco) unterlagen während des Zeitraumes von Oktober 1994 bis März 1997 einer gesonderten Preisbeschränkung. OFGAS gab seine endgültigen Vorschläge für die Überprüfung der Preise bei Transco 1997 bekannt, nachdem die ursprünglichen Vorschläge für den Zeitraum von April 1997 bis März 2002 an die „Monopolies and Mergers Commission“ überwiesen worden waren.

## INTRODUCTION

Since 1 July 1991, the Council Directive 90/377/EEC laid down a Community procedure to improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users.

In accordance with Article 1.2, this publication sets out a summary of the price systems in force in January 1999, and is a complement to the information published in the biannual "Statistics in focus" and in the annual "Gas prices".

However, according to Article 9, in the case of natural gas, the Directive will not be implemented in a Member State until five years after the introduction of that form of energy on the market in question. For this reason, the description of the price system in Greece is not included in this publication.

The survey on which the study is based was conducted by the Statistical Office of the European Communities and would not have been possible without the cooperation of the Administrations, Institutes, companies and associations responsible for the gas sector, to whom we express our sincere thanks.

## SYMBOLS AND ABBREVIATIONS

<b>m<sup>3</sup></b>	Cubic metre
<b>kWh</b>	Kilowatthour
<b>GWh</b>	Gigawatthour (10 <sup>6</sup> kWh)
<b>h</b>	Hour
<b>MJ</b>	Megajoule
<b>GJ</b>	Gigajoule (10 <sup>3</sup> MJ)
<b>n</b>	Number
<b>GCV</b>	Gross calorific value
<b>NCV</b>	Net calorific value
<b>Tn</b>	Tonne
<b>BEF</b>	Belgian franc
<b>DKK</b>	Danish crown
<b>DEM - Pf</b>	German mark - Pf = 1/100 DEM
<b>ESP</b>	Spanish Peseta
<b>FRF</b>	French franc
<b>IEP</b>	Irish pound
<b>ITL</b>	Italian lira
<b>LUF</b>	Luxembourg franc
<b>NLG</b>	Dutch florin
<b>ATS</b>	Austrian Schilling
<b>PTE</b>	Portuguese Escudo
<b>FIM</b>	Finnish markka
<b>SEK</b>	Swedish crown
<b>GBP</b>	Pound sterling


## BELGIUM

### 1. Tariffs

#### 1.1 Non domestic tariffs

There are two types of tariffs for industrial uses which depend on the consumption of the customer.

Non-domestic tariffs are designed for those industries which use less than 33 500 GJ/year and other non-domestic customers. They are linked to the same indexing system, Iga and Igd, as domestic uses and apply to the whole country.

Standard Consumer 	Tariff	GJ/year	Fixed rental (BEF)	Commodity rate cent./MJ
I1	ND1	35-527	5 737 Igd	23.8678 Iga + 7.2409 Igd
	ND2	527-3 517	14 722 Igd	23.8678 Iga + 5.5359 Igd
I2	ND3	> 3 517	50 732 Igd + 4.377 Igd/MJ <sup>(1)</sup>	First 10 550 GJ/year 23.8678 Iga + 1.1382 Igd Excess over 10 550 GJ/year 23.8678 Iga + 1.1382 Igd - 0.8

(1) by megajoule of maximum daily offtake

Iga reflects the development of the cost of purchasing gas from Distrigaz by the public authorities; the ex-border price of natural gas is the predominant factor.

Igd partially reflects the development of distribution costs; 31% represent wages and salaries and 25% represent materials.

#### 1.2 The industrial tariff

The industrial tariff covers fixed and erasable supplies to industries consuming more than 33 500 GJ per year (I3, I4, I5). It is a national tariff:

- fixed supplies cannot be interrupted by the supplier of natural gas except in the event of force majeure;
- erasable supplies may be interrupted in winter between 15 November and 15 March on the initiative of the natural gas supplier after due notice has been given. The period of notice is agreed in advance. The total number of erasure days per winter period may not exceed 35.

This tariff comprises:

- a fixed charge of (BEF/month)  $(1-R_h) \times 4371 \times RDZ \times S_n \times K$
- a commodity rate of (BEF/GJ)  $1.02 \times (G - 61.35) + (76,26 + 6 \times RDZ \times C_{ne}) \times P \times K$

The parameters used in these formulae are defined as follows:


$S_n$  = sum of the "fixed"  $S_{nf}$  and "erasable"  $S_{ne}$  subscriptions in GJ/h

- Rh = hourly regularity factor assessed in accordance with annual consumption (Qa) and the sum of subscriptions (Sn);  $Rh = Qa / (8760 \times Sn)$
- Cne = coefficient of non-erasure between 0 and 1 depending on the degree of erasure of supplies:  $Cne = Snf/Sn$
- P = adaptation coefficient for the commodity charge depending on the use which is made of the gas.  
 Non-specific applications : fixed 1; erasable 0.9  
 Specific applications : fixed 1.1; erasable 1
- K = price reducing factor as a function of the monthly offtake and calculated as follows:  
 - on the first, second, third, fourth and fifth block of 41 870 GJ: K=1; 0.99; 0.98; 0.97; 0.96;  
 - on the offtake beyond 209 350 GJ: K=0.95
- G = purchase price of the gas at the border in BEF/GJ, valid for the supply month and calculated monthly so as to represent the average price of the various types of gas bought by Distrigaz during the supply month. This cost is monitored by the industrial auditors of the "Comité de Contrôle de l'électricité et du gaz".
- RDZ = monthly revision formula based on wage and materials costs.

There is a rental charge for installation which depends on the geographical situation of the customer with respect to the network.

As regards interruptible supplies, i.e. those which can be interrupted at any time on the initiative of the supplier and/or the customer, the gas price is agreed jointly between the two parties.

The last monthly indices values were:

	Iga	Igd	G	RDZ
01.2000	0.6308	1.3248	110.201	1.593747

## 2. Bodies responsible for setting gas prices

The setting of gas prices applicable to persons other than eligible consumers is entirely the responsibility of the "Comité de Contrôle de l'Électricité et du Gaz" (Advisory Commission on Electricity and Gas). This is an independent public body whose mission is to encourage the rationalisation, coordination and harmonisation of practices in the electricity and gas industries. It acts principally by means of recommendations, in particular in tariff matters. Those tariff recommendations, which apply to both industrial and domestic customers of the distribution grid, are confirmed by decrees by the Federal Minister of the Economy, thus conferring on them the force of law.


# DENMARK

## 1. Tariffs

There are two standard national tariffs applied for industrial users, depending on the consumption of the customer. Industrial consumers with a yearly consumption below 300 000 m<sup>3</sup> are included in the standard tariff for small consumers, whereas the industrial tariff applies to consumers with a yearly consumption exceeding 300 000 m<sup>3</sup>.

## 1.1 The standard tariff for small consumers

The standard tariff applies to all consumers with a yearly consumption below 300 000 m<sup>3</sup>. The tariff is a blocktariff regulated every month by the price of heating gasoil inclusive of excise tax and CO<sub>2</sub>-tax:

 Yearly consumption (in m <sup>3</sup> )	Block rate gas price in percent of the price of heating gasoil inclusive excise and CO <sub>2</sub> -taxes
0 - 20 000	100
20 001 - 75 000	98
75 001 - 150 000	93
150 001 - 300 000	90

The gas price includes the excise and CO<sub>2</sub>-tax on natural gas.


### Rebates:

There is an environmental rebate which corresponds to the value of a lower emission of CO<sub>2</sub> from natural gas compared with heating gasoil. Industrial customers receive an industrial rebate which differs according to the end-use of natural gas.

For natural gas which end-use is industrial processes there is an industrial rebate which corresponds to the excise and CO<sub>2</sub>-taxation on heating gasoil, but adjusted for the excise and CO<sub>2</sub>-taxation on natural gas and the environmental rebate. On this consumption the excise tax is recoverable and the CO<sub>2</sub>-tax is partly recoverable.

## 1.2 The industrial tariff

The industrial tariff applies to commercial and industrial customers with a yearly consumption exceeding 300 000 m<sup>3</sup>. The tariff is a blocktariff regulated every month by the price of heating gasoil and residual fuel oil inclusive taxes:

 Yearly consumption (in m <sup>3</sup> )	Block rate gas price in percent of the price of heating gasoil inclusive excise and CO <sub>2</sub> -taxes	Block rate gas price in percent of the price of residual fuel oil inclusive excise and CO <sub>2</sub> -taxes
– 300 000	91,5	110,5
300 001 – 800 000		104,7
800 001 –		

The excise and CO<sub>2</sub>-tax on natural gas are added to the gas price.

For the consumption of the industrial consumers which end-use is industrial processes the excise tax is recoverable and the CO<sub>2</sub>-tax is partly recoverable.

### Rebates:

**Environmental rebate:** Rebate on the part of consumption which end-use is space heating. It corresponds to the value of a lower emission of CO<sub>2</sub> from natural gas compared with heating gasoil/residual fuel oil;

**Seasonal rebate:** Rebate on the parts of consumption which falls within the period from April to October,

**Competition rebate:** Negotiated individually with an upper limit. The purpose is to meet general competition from residual fuel oil;

Interruption rebates: Interruptible contracts can be negotiated only with customers having a yearly consumption of more than 800 000 m<sup>3</sup>. The rebate has the following elements:

- a rebate on yearly interruptible quantities;
- a rebate varying with notifying period;
- a compensation per 24 hours of interruption in supplies.

## 2. Taxation

From 1 January 1996 energy taxation in Denmark consists of three elements: excise tax, CO<sub>2</sub>-tax and SO<sub>2</sub>-tax. The general level for each of these elements is a rate of approx. 41 DKK/GJ for the excise tax, 100 DKK/ton CO<sub>2</sub> and 10 DKK/kg SO<sub>2</sub>. Present rates of taxation, however, differ somewhat both according to fuel and end-use. The VAT is 25%.

The general principle for energy taxation is that registered industrial and commercial users can recover the VAT and the excise tax as well as part of the CO<sub>2</sub>-tax. But energy used for space heating in the industrial and commercial sector are to be taxed with rates equal to those applied to the residential sector by 1998 (i.e. both excise tax and CO<sub>2</sub>-tax).

Since 1 January 1996 CO<sub>2</sub>-taxation on natural gas has been 0.22 DKK/m<sup>3</sup> and excise taxation has also been levied on natural gas, with a rate of 1.60 DKK/m<sup>3</sup>. The SO<sub>2</sub>-tax is only levied on all fuels with a content of more than 0.05% of sulphur.

# GERMANY

## 1. Competitive Gas Pricing

Gas prices in Germany take their orientation from competition on the heat energy market, where gas competes for the same outlets as other sources of energy such as heavy fuel oil, gas oil, coal, electricity and district heat. The prices users pay for gas are negotiated between the supplier and the consumer on the basis of a common evaluation of the criteria relevant to an assessment of the competitive position.

These criteria include the prices at which competing sources of energy are offered, taking into account their different efficiencies, as well as the costs incurred by the consumer for conversion into useful energy; these costs include capital charges, operating expenses, maintenance expenses and other costs. In addition to these quantifiable cost parameters, a consumer's choice of energy also depends on qualitative criteria such as the security of supply, the environmentally sound use of energy and convenience of use.

## 2. Determining Competitive Prices

In the residential and commercial sector, individual gas pricing is not practicable because of the large number of consumers. Uniform tariffs for the different customer groups are determined for each service area. These tariffs take their orientation from the specific competitive situation for gas in a given service area and only apply for users in this area. Nationwide tariffs do not exist in Germany; in practice, tariffs differ from service area to service area.

Based on this principle, customers taking gas at prices which apply for a large group of consumers rather than for individual users can be sure that the gas is delivered to them at competitive prices: the prices at which gas will be supplied to new customers are the same as the prices which apply for users already receiving gas under operational contracts. Existing customers therefore receive gas at the same competitive price as new customers who have chosen gas as the most economically efficient alternative.

In the industrial sector, the prices at which major users receive gas are negotiated by the contract partners on a case-by-case basis. As these negotiations are guided by the principle of market orientation, gas prices

paid by industrial users in Germany obviously cannot be determined by standard rates, given that interfuel competition differs for each individual industrial customer. Furthermore, the prices at which competing energies such as heavy fuel oil, gas oil, coal, LPG and electricity are offered vary considerably in different regions and for different applications. As a result, competitive gas prices in the industrial sector therefore also vary.

### **3. The Gas Price Comprises a Standing Charge and a Commodity Charge**

The standing charge and the commodity charge are price elements representing amounts payable by the consumer for costs incurred and services offered by the gas company and used by the consumer.

The standing charge represents the amount payable by the consumer for specific rights to supply facilities and services (pipelines, pressure regulating plant, storage facilities, meters, allocation of gas): the consumer acquires these rights for an unlimited period of time. The standing charge is comparable to the storage costs (tank, tank storage area, interest) incurred for fuel oil irrespective of whether or not any energy is consumed. The price depression derived from the standing charge therefore reflects the competitive situation of gas vis-à-vis fuel oil.

The function of the standing charge as an amount payable for the right to use supply facilities is particularly well illustrated by the case of industrial consumers with interruptible supply contracts. Under these contracts, the right to use supply facilities is restricted in terms of time. In these cases, the customer must operate dual-fuel plant and must store fuel oil. In return, the customer either pays no standing charge or agrees a reduced standing charge determined by the term of the interruptible agreement (demand charge).

### **4. Competition With Heavy Fuel Oil and Gas Oil in the Industrial Market**

Gas companies throughout Germany face similar competitive environments for the different industrial consumer categories. In the case of the I<sub>1</sub> (116,000 kWh) through I<sub>3</sub> (11.63 million kWh) categories, gas oil is the main competitor. In the case of I<sub>4</sub> (116.3 million kWh) consumers, gas competes with both gas oil and heavy fuel oil. For the largest industrial users (I<sub>5</sub>, 1.163 billion kWh), heavy fuel oil is the most important competitor.

### **5. Price Adjustment Clauses**

In the industrial sector, the gas prices agreed during contract negotiations only reflect the competitive situation at the time the contract was concluded. However, since the competitive price level, i.e. the market prices of competing energies, changes continuously, it is necessary to ensure that the correlation between the gas price and the competing price level which existed on the heat energy market at the time the contract was concluded applies throughout the term of the contract. A mechanism is required to adjust the negotiated gas price to the fluctuating competitive price level.

Price indexation formulae reflecting the competitive situation are widely used by the German gas industry. In the industrial sector, fuel oil price indexation formulae pegging the price of gas to the price of heavy fuel oil and gas oil are common. Oil product prices are used as marker prices because they are sold in every market place. At the same time, however, the gas price also exerts an influence on oil product prices; intense interfuel competition on the heat energy market as well as price-related interplay between the various energies results in market price interaction.

Gas prices are automatically adjusted at intervals agreed in the gas contracts. Quarterly adjustments are common: gas prices are adjusted on the first day of each quarter, i.e. 1 January, 1 April, 1 July and 1 October. On each adjustment date the price of gas is adjusted to reflect average heavy fuel oil prices and gas oil prices during an earlier reference period. Some contracts contain price adjustment clauses featuring monthly adjustment on the basis of valid heavy fuel oil and gas oil prices.



This automatic adjustment of the price of gas to changes in the prices of competing energies warrants both for the gas seller and the gas buyer that the gas price always reflect the market situation. In Germany, the oil prices used in the price adjustment formulae are the prices published each month by the Federal Statistics Office which is accepted as an objective and unbiased data source.

## 6. Interruptible Supplies

Apart from firm gas supplies, interruptible supplies are also offered to industrial users and to power stations. Interruptible supplies are agreed in a contract negotiated between the gas supplier and the customer. Users opting for these supplies normally operate large boiler plants. Under such interruptible contracts, the gas supplier is entitled to interrupt supplies fully or in part, if and when specific agreed criteria are met. The consumer switches to another fuel, usually heavy fuel oil, for the duration of the interruption. The user therefore needs dual-fuel equipment as well as appropriate fuel oil storage facilities.

The supplier's right to interrupt deliveries may be exercised throughout the year, below an agreed average daily temperature or for a limited period of the year.

For similar volumes and similar market conditions, interruptible gas supplies are presently sold at prices between 5% and 10% below the price of firm gas, chiefly to account for the extra capital charges and operating expenses incurred by the user for dual-fuel equipment.

## 7. Gas-to-Gas Competition

The gas industry in Germany operates on free market principles. Each gas company can import and export gas, assume supply responsibilities and build and operate the necessary pipelines, plant and equipment. As a result, gas-to-gas competition has developed at the transmission level. A growing number of national and international companies is seeking to participate at the various levels of the German gas industry. Consequently, the market behaviour of gas supply companies is influenced by gas-to-gas competition in addition to interfuel competition generated by the market presence of other energies.

## 8. Taxation

Gas supplied to final users is subject to 16% VAT as of 1<sup>st</sup> April 1998 (before: 15%). Under the prior-turnover-tax method, companies can deduct VAT levied on supplies and services rendered as part of their business activities.

A general natural gas surcharge (consumer tax) of 0,68 Pf/kWh as of 1<sup>st</sup> April 1999 (before: 0,36 Pf/kWh) is levied on gas used for heating.

Tax concessions are available for the combined generation of heat and power (tax concession for CHP plants with an annual utilization rate of 70% or more: 0,68 Pf/kWh, tax concession for CHP plants with an annual utilization rate between 60% and 70%: 0, 32 Pf/kWh) and for manufacturing industry, agriculture and forestry (0,256 Pf/kWh).

# SPAIN

## 1. Industrial tariffs

Law No. 34/1998 of 7 October 1998 of the Hydrocarbons Sector (published in the BOE (Official Bulletin) of 8 October) maintains the principle of maximum prices for natural gas throughout the national territory, manufactured gases and liquefied petroleum gases via pipelines.

As a result of the terms stipulated by the Single Supplementary Provision of Royal Decree-Law 6/1999 of 16 April 1999 on Urgent Measures for Liberalisation and Greater Competition, the Ministerial Order (MO) of 29 April 1999 was issued which revised downwards the parameters not linked to international quotations.

### 1.1 General Fixed Tariff

The MO of 29 April 1999 establishes an L1 = average fixed costs for storing and handling fuel oil of 3208 ESP/Tn (that of the previous MO was 3616 ESP/Tn). Decline in L1 of 11.3% causing a fall in the utilisation factor from 79 to 70.1 [ESP/(m<sup>3</sup>/day)]/m<sup>3</sup>.

The MO also reduced L0 and L2:

L0 = Parameter for the technological advantage of natural gas over fuel oil = 2310 ESP/Tn (that of the previous MO was 2417 ESP/Tn). A decline of 4.40%.

L2 = Maximum cost of capillary transport of fuel oil = 2720 ESP/Tn (that of the previous MO was 2808 ESP/Tn). A decline of 3.1%.

As a result of the above and the change in the cost of the raw material established by the MO of 12 February 1999, which approved new prices and tariffs for domestic and commercial natural gas, the transfer prices were also updated.

What was said the previous year applies for describing the system including the formula for the energy tariff. The application of this MO led to a decline for the standard consumer of the fixed tariff of 3%. Due to the escalation in world rates for fuel oil which began in June 1999, the tariffs for industrial natural gas rose very sharply, resulting in the issue of the MO of 30/09/99, which changed the period for calculating reference fuels from 3 to 5 months. As a result, transfer prices changed as well.

The MO of 30 September 1999. This last change, which in the long term has no influence, does have a short-term effect in that a decline of some 1.8% over a period of approximately 10 months can be estimated.

### 1.2 Interruptible Tariff

As far as the MOs are concerned, the same applies as was mentioned about the general fixed tariff. The MO of 29 April 1999 led to a decline of 1.2%. The MO of 30 September 1999 extended the calculation period from 3 to 5 months.

### 1.3 Satellite Plant Tariff

The MO of 29 April 1999 changed the reference fuel applicable under the previous MO of 21 July 1998 which took propane, specifying the same fuel oils as were taken in the previous two tariffs. The decline in the tariff was less than 30%.

Subsequently, the MO of 30 September 1999 was applied which extended the calculation period from 3 to 5 months.

## 2. Tariffs for natural gas for domestic and commercial uses

The price for natural gas for domestic and commercial uses underwent three changes in the year 1999 as a result of changes in the cost of the raw material, which is governed by a formula indexed on the basis of the world rate for crude and various derivatives.

Thus, the Order of 12 February 1999, which came into force on 16 February, caused a decline of 2.7%, which resulted in the consumer of 2500 therm/year (tariff D1) benefiting from a decline in the average price per therm (not including tax) from 8.474 ESP/therm to 8.242 ESP/therm. In tariff D2 the reduction was

similar and for a domestic consumer of 10 000 therm/year the average price per therm fell from 6.651 ESP/therm to 6.469 ESP/therm (not including VAT).

As a result of the Single Supplementary Provision of Royal Decree-Law 6/1999 of 16 April, the MO of 10 May 1999 was issued which revised K1 (the unit cost of supply and primary transport of companies responsible for supplying natural gas), reducing it by 2.07%, K2 (the unit cost of distribution to the final user of distributing companies), reducing it by 2.41% and the extra costs for distributing manufactured gas of an origin other than natural gas by 25%. The fall in the reference price (equivalent to the average tariff) was 2.18%, resulting in a total discount from January of 4.9%.

By the Order of 10 May 1999, which came into force on 14 May, a new price discount was made, this time of 2.18%, which meant that the average price for the consumer of 2500 therm/year in tariff D1 changed to 8.060 ESP/therm, and for the consumer of 10 000 therm/year in tariff D2, to 6.328 ESP/therm (prices not including tax).

The substantial increases in the rates for crude and derivatives occurring from July 1999 were reflected in the domestic tariff via the Decision of 11 November 1999, which came into force on 16 November and led to an average increase of 8.7%, or an increase of 3.4% over the tariff applicable in January 1999.

As a result of the above, the standard consumer of tariff D1 mentioned above subsequently had to pay 8.760 ESP/therm and in the case of the standard consumer of tariff D2 the price changed to 6.877 ESP/therm.

## FRANCE

### 1. Description of gas industry

In France the gas industry is composed of:

- one company which imports natural gas - GDF (Gaz de France);
- one production company - SEAP (Société ELF Aquitaine Production);
- three companies which provide transport, sales to distributors and direct sales to industry - GDF, CFM (Compagnie Française du Méthane), GSO (Gaz du Sud-Ouest);
- one national distribution company - GDF;
- 17 local distribution companies (semi-public and state-owned companies).

### 2. Tax

Gas sales are subject to value-added tax. Industrial and service-sector customers can claim back the VAT.

Since 1 January 1999, the VAT rate on the standing charge has been 5.5% which is different from the rate on the gas charge: this is 20.6%.

In addition a specific tax on the use of natural gas as an industrial fuel (TICGN - Taxe Intérieure à la Consommation de Gaz Naturel) was introduced on 1 January 1988. Since 11 January 1999 the rate has been FRF 7.37/1000 kWh GCV. A second tax on the consumption of natural gas was introduced on 11 January 1993 in order to finance the IFP (Institut Français du Pétrole). The basis on which the IFP tax is assessed and the conditions for applying it are the same as for the TICGN. The rate is FRF 0.40/1000 kWh GCV. Consumption of gas for heating residential premises or as a raw material is exempt. The TICGN applies if annual consumption exceeds 5 GWh/year with an allowance of 400 000 kWh/month.

### 3. Tariffs for domestic customers, the service sector and small industry

Tariffs for these customers consist of:

- an annual standing charge;
- one or more prices per kWh consumed.

Customers can choose from six tariffs depending on their annual consumption and in some cases on their seasonal consumption.

- the basic tariff for annual consumption less than 1 000 kWh which usually means customers who use gas only for cooking;
- the B0 tariff for annual consumption between 1 000 and 6 000 kWh/year (usually cooking and hot water);
- the B1 tariff for annual consumption between 6 000 and 30 000 kWh/year for individual heating, which may or may not include cooking and hot water;
- the B21 tariff for annual consumption between 30 000 and 150 000-350 000 kWh/year for heating which may or may not include the production of hot water in medium-sized steam plants;
- the B2S tariff for annual consumption higher than 150 000 – 350 000 kWh/year. The B2S tariff is seasonal: winter consumption (November – March) is charged at a higher price than summer consumption (April – October).
- the B2M standby tariff for supplementary supplies or gas used to boost other energy sources (ratio between annual quantities/daily throughput less than 60 days).

In the range 150 000-350 000 kWh, whether the B21 or the B2S tariff is cheaper for a particular customer depends on their seasonal consumption. The calculation has to be made on a case-by-case basis.

Standing charges are applied to the whole of GDF's public gas supply, as are the gas charges of the basic and B0 tariffs. In contrast, the gas charges of the B1, B21 and B2S tariffs are grouped into six levels according to costs of delivering gas for public distribution.

### 4. Tariffs for large industrial customers

GDF's TEL tariff, introduced in 1992, is aimed at very large heating plants. Its interest threshold (the point at which it becomes cheaper than the B2S tariff) lies between 5 and 8 million kWh. Like the B2S, it includes a standing charge, plus a gas charge which differs between winter (November to March) and summer (April to October). Reduced rates are charged for consumption above the winter and summer thresholds of 4 and 2 million kWh respectively.

GDF's S2S tariff, introduced on 1 November 1998, is aimed at utility customers and is adapted to all consumption profiles: heating, process heating or combined heat and power systems. It consists of:

- a standing charge;
- a fixed premium for daily throughput (kWh/day) in winter;
- a reduced fixed summer premium for any supplementary throughput which the customer might request during the seven months of summer (April to October);
- gas charges, which differ according to the season and consist of three consumption bands: 0-3 GWh/year, 3-200 GWh/year, and >200 GWh/year.

The interest threshold of the S2S tariff in relation to the B2S tariff is approximately 5 million kWh/year.

The GDF STS tariff is applied to customers in the GDF transport network. It comprises four elements:

- an annual standing charge which is the same at any point in the network;
- an annual premium for the winter daily throughput requested by the customer: paying this premium guarantees the customer this daily supply throughout the year;
- an fixed annual premium for any supplementary throughput requested during the seven months of the summer period only;
- gas charges which differ according to the season (winter/summer) and three consumption bands:
  - Band 1: 0-24 GWh per year;
  - Band 2: 24-200 GWh per year;
  - Band 3: > 200 GWh per year;
- summer prices are lower than winter prices.

The elements of the STS tariff are the same on the main pipelines which link the different gas supply sources. On network spurs the tariff elements other than the standing charge are increased by charges specific to each spur (toll method).

GSO's R or "Regularity" tariff consists of the following five elements:

- an annual standing charge per delivery point;
- a fixed annual premium based on a maximum daily throughput specified by the customer, which GSO undertakes to supply throughout the year;
- a reduced fixed annual premium for any consumption in addition to the daily specified throughput in summer (April to October inclusive);
- a premium proportional to the number of kWh effectively delivered. Seasonal gas charges (winter prices, reduced summer prices), with three consumption bands:
  - Band 1: 0-24 GWh per year
  - Band 2: 24-75 GWh per year
  - Band 3: > 75 GWh per year.
- a load-matching discount based on the customer's annual modulation rate.

The modulation rate is a good indicator of consumption regularity. It is expressed in terms of the number of days per year and is defined by the ratio "annual consumption/maximum daily throughput". The load-matching discount is granted for any modulation rate greater than 100 days per year.

The S tariff on CFM's transport network consists of a standing charge, two throughput brackets, gas charges which differ according to the season (winter/summer) and a consumption band. There is no reduced fixed annual premium.

Contracts are signed for a period of three years.

## 5. Special contracts

Gas companies may offer customers which are large consumers (more than 20 GWh/year) an interruptible supply contract whereby the customer undertakes to interrupt its gas consumption at the request of the supplier. Gas companies can give such customers advance notice of shut-off if there is a supply emergency or at times of peak demand. The period of interruption is not fixed.

Interruptible-supply customers must be in a position to use an alternative energy source at any time. They must therefore keep backup equipment in working order. They must also undertake to consume at least 80% of the annual quantities they have specified.

Gas companies compensate customers for this service either by fixed reductions or by a price guarantee on petroleum products.

## 6. Price regulation

Tariffs are made public and a new price schedule is published whenever there is a change in tariffs.

Public supply tariffs are regulated: the average rate of change is fixed by decree by the Ministry of Finance.

Price changes for large industrial customers are semi-regulated: the transporter submits price schedules to the Ministry of Finance, which has the right to reject them.

Alongside the regulatory aspects, GDF and the State signed a contract of agreed objectives for the period 1997-1999 which was extended to 2000. Under this contract, GDF undertakes to improve productivity and give a share back to domestic customers. The State also undertakes to allow GDF a pricing policy which will help it pay off its debts.

Gas prices change with supply costs and inflation. Material costs are proportionately greater for larger industrial consumers than for domestic customers, who cost more in terms of investment and administration.

## IRELAND

### 1. Standard Industrial/Commercial tariff

This tariff consists of four reducing rate blocks

0 -	36 000 kWh / year
36 001 -	90 000 kWh / year
90 001 -	180 000 kWh / year
>	180 000 kWh / year

and a Standing Charge.

### 2. Demand & Commodity Tariff N° 1

This tariff is generally suitable for customers using between 450 000 and 2 400 000 kWh a year. It consists of an annual Standing Charge, with a single flat rate for all gas used.

### 3. Demand & Commodity Tariff N° 2

This tariff is generally suitable for customers using more than 2 400 000 kWh a year. It consists of an annual Standing Charge, with a single flat rate for all gas used.

The most appropriate tariff for each customer depends on the level of gas usage and also on the pattern of consumption over the year.

VAT is charged at the rate of 12.5% on all prices: this is reclaimed by industrial / commercial customers.

## ITALY

### 1. Firm supplies

In Italy, natural gas prices for sales to industrial consumers are calculated in accordance with the national agreements established between SNAM and the most representative industrial firm association (Confindustria and Confapi).

Price levels and structures are not related to the kind of distribution network (primary or secondary) to which industrial customers are connected.

Prices refer to a cubic meter of natural gas at standard conditions (at the temperature of 15 degrees Celsius and at the absolute pressure of 1,01325 bar), having a GCV of 38,100 kJ.

The agreement now in force, starting from May 1th, 2000 was signed on April 18th, 2000. In the new agreement the reductions of the values of the components "H" (firm supplies) and "Y" (interruptible supplies) starting from October 1th, 1999 have been retroactively canceled.

It is foreseen a revision in consequence of the transposition into the italian legislation of the European Gas Directive.

#### 1.1 Connection charge

The connection charge is a monthly charge amounting to ITL 500,000.

#### 1.2 Standing charge (TF)

Standing charge is calculated monthly according to the following formula:

$$TF = Ca \times I$$

Where:

Ca = demand charge for capacity made available each day - denominated in lira per month per cubic meter;

I = daily requirement expressed in cubic meters per day.

#### 1.3 Commodity charge (TP)

The gross amount of the commodity charge is calculated according to the following formula:

$$\sum_{i=1}^9 (V_i \times B_i)$$

Where:

V<sub>i</sub> = volume of natural gas that falls within competence of each offtake bracket;

B<sub>i</sub> = base values of each offtake bracket, expressed in Lira per cubic meter and calculated according to the following formula:

$$B_i = 0.845 \times (I P_i + K) \quad (\text{ITL/m}^3)$$

$$K = 52$$

$$IP_i = g_i \times \text{Gasoil} + b_i \times \text{LSFO} + a_i \times \text{HSFO}$$

The coefficients  $g_i$ ,  $b_i$  and  $a_i$  are the following:

Offtake brackets Mm <sup>3</sup> /month	$g_i$	$b_i$	$a_i$
0,0 - 0,1	0,68	0,26	0,06
0,1 - 0,3	0,48	0,46	0,06
0,3 - 0,5	0,40	0,54	0,06
0,5 - 0,7	0,38	0,38	0,24
0,7 - 1,0	0,34	0,32	0,34
1,0 - 2,0	0,30	0,32	0,38
2,0 - 3,0	0,26	0,30	0,44
3,0 - 4,0	0,24	0,30	0,46
Over 4,0	0,20	0,28	0,52

Each parameter for the calculation of  $B_i$  is determined as the average between the CIF MED BASIS ITALY and the FOB ROTTERDAM BARGES quotations published by "Platt's Oilgram Report". An average of the 12 months preceding the month of supply is considered to calculate each month the new value of  $B_i$ .

The value of the commodity charge of every offtake bracket is reduced by a component "H", according to the following table:

Offtake brackets Mm <sup>3</sup> /month	Discount [ITL/m <sup>3</sup> ]
0,0 - 0,5	-15
0,5 - 1,0	-16
1,0 - 2,0	-17
2,0 - 3,0	-18
3,0 - 4,0	-19
over 4,0	-20

Seasonal discounts on the commodity-charge are:

- 6% discount for the offtakes from April to September inclusive (calculated each month and not applied to the component "H");
- additional discount that varies according to the proportion of offtakes in the months from July to September inclusive (calculated at the end of the year).

If customers are regular in payments, they are granted a 1.5% discount on the whole amount for which they have paid throughout the year.

Other reductions are established, under the condition that customers are regular in payments:

- reductions for offtakes made in different plants owned by a single firm;
- discount related to the regularity of offtake.

## 2. Interruptible supplies

The interruptible contract has normally a period of interruptibility of 4 weeks (28 days). Such period can be extended to further 4, 8, 12 weeks.




This kind of contract can be signed only by customers with dual fuel plants, minimum offtake of 1 Mm<sup>3</sup>/year and daily demand higher than 5,000 m<sup>3</sup>/day. The interruptible price is calculated according to the following formula:

$$P = \left[ 0.875 \cdot (\text{LSFO}_{\text{cif}} + M) \cdot \left( 1 + \frac{\text{PrimeRate}}{1200} \right) \cdot S_m \cdot K_{\text{stag}} - Y \right] \quad (\text{ITL/m}^3)$$


P = gas price per cubic meter

LSFO<sub>cif</sub> = CIF MED BASIS ITALY quotation of LSFO in the month of supply published by Platts Oilgram Report

M = additional charge related to the length of the period of interruptibility and to the geographical location of the consumer's premise.

 Period of interruptibility	M
4 weeks	From 103,5 to 91,5
8 weeks	From 94,7 to 82,7
12 weeks	From 85,9 to 73,9
16 weeks	From 77,1 to 65,1

S<sub>m</sub> = offtake bracket average coefficient, calculated in accordance with the following table:

 Offtake brackets Mm <sup>3</sup> /month	Brackets coefficients S <sub>m</sub>
0,0 to 1,0	1,00
1,0 to 2,0	0,98
2,0 to 3,0	0,96
Over 3,0	0,94

K<sub>stag</sub> = coefficient connected to a seasonal discount; its value is 0.975 for offtakes between April and September and 1.00 in the other months

Prime Rate = value of the bank prime rate applied each month.

Y = discount on the commodity charge calculated in accordance with the following table:

 Offtake brackets Mm <sup>3</sup> /month	Y [ITL/m <sup>3</sup> ]
0,0 to 3,0	-3,5
Over 3,0	-7,5

Reductions to customers owning more than a factory are provided in the agreements in force.

At the end of each calendar year, if customers have been regular in payments, they are granted a 1.25% discount on the whole amount of the year.

### 3. Tariffs to domestic consumers

At present, the final tariff charged by urban distribution companies to end users is determined on the basis of a conventional procedure, settled by the Public Administration, which takes into account the costs of each distribution company and ensure that there is equality between revenues and costs.

Besides the cost of gas, the procedure determines, in a standard way referring to some parameters, the distribution cost, consisting of two components:

- the first one is related to operating costs: the value of this component is updated using a price-cap formula (RPI-X), that takes into account the level of inflation and a pre-fixed level of productivity. It is expressed in ITL per cubic metre sold.
- the second one relates to investments; it is function of the average investments of the last four years and is defined in annual ITL per user, converted in ITL per cubic metre dividing the value by the average annual consumption per user.

Thereupon, generally speaking, Italian territory is divided into price-districts having each one different tariffs according to several operating conditions and degree of development.

The tariffs are furthermore diversified in accordance with gas utilisation, that is:

- cooking and hot water production;
- individual heating;
- central heating and other uses;
- small industrial customers with annual consumption between 100.000 and 200.000 cm<sup>3</sup>/year.

These tariffs are made up of a standing charge and a commodity charge.

The Public Administration fixes, on a national scale, the values of the standing charge of each tariff as well as the tariffs to be charged for cooking and hot water production and to small industries.

The values of the other tariffs are locally determined by the urban distribution companies following the fixed procedure, whose correct fulfilment is verified by local commissions of the Public Administration.

The price variations of the natural gas purchased from Snam, determined according to an updating mechanism formulated by the Public Administration, are transferred by urban distribution companies to final users every two months.

In November 1995, the Italian Parliament approved law 481 providing for the establishment of a new regulatory body (the "Authority") charged with, among the other things, regulatory supervision of the distribution of natural gas to the retail market. It is expected that the Authority will establish new price determination criteria by the end of 1999.

## LUXEMBOURG

### 1. Current pricing system

Under the regulation in force since 1 January 1993, the selling prices for natural gas are adjusted quarterly in line with the forecast purchase price of natural gas, with the exception of the off-peak (THP and SPOT) tariffs, for which prices are adjusted monthly.

The tariffs comprise three different elements, i.e. a price per cubic metre, a rental charge for the gas meter and a fixed charge calculated on the basis of installed capacity.

The useful output of installations used to calculate available capacity is expressed in kW, with one unit of available capacity equal to 5 kW. Installations whose total installed capacity is 1 000 kW or more must be equipped with natural gas/gas oil combination burners and a remote-control system for switching between burners.

## 2. Tariffs applicable to sales of natural gas

The general tariff (TG) is applied to all invoicing of gas, irrespective of whether the gas is consumed for domestic or for commercial, industrial or other purposes. It is applied automatically unless the customer opts for a different tariff. It consists of:

- a fixed monthly charge of LUF 70;
- a charge per cubic metre of gas consumed;
- a rental charge for the meter.

Households with three children are eligible for a 30% reduction on total consumption and the fixed charge. With four children this reduction rises to 40% and with five children to 50%.

The heating tariff (TC) is an all-in tariff applied to gas consumed by heating installations. Tariff TC1 is applied if the heat output is less than 150 kW, and tariff TC2 if it is more than 150 kW.

The industrial tariff (TI) is applied in respect of gas used for industrial, craft and commercial purposes. Tariff TI1 is applied if the heat output is less than 150 kW, and tariff TI2 if it is more than 150 kW.

The cogeneration tariff (TCG) is applied to installations producing electricity and heat for heating purposes. Application of this tariff is based on an annual contract.

Off-peak tariffs, THP and SPOT, are applied subject to contracts (which may be terminated without advance notice at the end of each month) for the supply of gas in off-peak periods (hours and days), and are intended for installations equipped with combination burners.

Such installations must be equipped with a remote-control system which allows switching, from the gasworks, between gas and gas oil in the case of THP, and between gas and fuel oil in the case of SPOT.

The tariffs comprise a monthly standing charge equal to 1/120 of the actual cost of the supply station and a price per cubic metre of gas, as laid down each month by the *Collège des Bourgmestres et Echevins* (municipal authorities).

## 3. Monthly charge for the rental of meters

Diaphragm meters: LUF 25 to LUF 970;

Fan wheel meters or rotary piston meters: LUF 700 to LUF 3 000.

## 4. Taxation

Sales of gas are subject to VAT, which currently stands at 6%. VAT is payable on sales, fixed charges and meter rentals.

# NETHERLANDS

## 1. Introduction

The value of gas is based on the costs which consumers would incur if they were to use a different fuel. The gas price is in most cases linked to the price of oil products. For industrial users, this means heavy fuel oil; for domestic consumers, domestic heating oil or gas oil. In both cases, the fuels used as the reference


are the cheapest alternatives to gas. Although the importance of gas oil and fuel oil has declined in the Netherlands over the years, these fuels nevertheless continue to provide valid benchmarks.

Natural gas is thus priced on the basis of oil products, the price of which on the world market is expressed in dollars. This means that the value of the dollar is also a factor in the price ultimately paid by the consumer for each cubic metre. Different prices are calculated for different categories of customer, depending on volume. The price calculation formula for each category mainly takes into account the average oil price over the preceding two quarters. The price for large users is determined on a quarterly basis while that for small consumers is reviewed every six months.

## 2. Price formulas

The actual price paid by small consumers, the cutoff point being a volume of 170,000 m<sup>3</sup> per annum, is determined by the local energy utilities in the Netherlands. The same applies to gas customers at the lower end of the large-user market, with annual consumptions of less than 3 million m<sup>3</sup>. Fuel tax is included in the price. Gas users taking more than 3 million m<sup>3</sup> per annum are billed directly by Gasunie. Greenhouse growers in the Netherlands have a special contract which the Industry Board for Agriculture has negotiated with Gasunie and EnergieNed (the association of energy utilities in the Netherlands). When the oil price is low, the gas price to the greenhouse industry is fixed slightly higher than the large-user tariff, and slightly below when the oil price is high. In general, consumers are granted a small reduction in their gas bill if they agree to pay through automatic bank transfer. Customers in the north of the Netherlands (provinces of Groningen, Friesland and Drenthe and in some cases part of the province of Overijssel) receive a 'northern' discount (slightly less than a guilder cent per cubic metre).

The following price formulas apply:

 Zone	Yearly offtake in m <sup>3</sup>	Price formula	Period of validity
A	0 - 170 000	(G:500) x 37.2 + 1.7	six months
B	170 000 - 3 millions	(P:500) x 38.2 + 7.35	quarter
C	3 millions - 10 millions	(P:500) x 38.2 + 3.6	quarter
D	10 millions - 50 millions	(P:500) x 38.2 + 1.8	quarter
E	> 50 millions	(P:500) x 38.2 + 1.75	quarter

G - The arithmetic mean over six months, two months prior to the half-year for which the gas prices shall apply, of the high and low monthly quotations for gas oil published in Platt's Oilgram Price Report in US dollars per tonne under "Barges FOB Rotterdam", translated into Dutch guilders per ton. To this mean shall be added the rates for excise duty on gas oil, fuel storage surcharge for gas oil (COVA surcharge) and trade and transport surcharges (all in guilders per ton).

P - the arithmetic mean over six months, directly prior to the quarter for which the gas price shall apply, of the high and low monthly quotations for fuel oil with a sulphur content of 1% by weight, published in Platt's Oilgram Price Report in US dollars per ton under "Barges FOB Rotterdam", translated into Dutch guilders per ton. To this mean shall be added the rates for excise duty on fuel oil, the fuel storage surcharge for fuel oil (COVA surcharge) and trade and transport surcharges (all in guilders per ton).

It should be noted that the zone system functions as follows: all consumers start with a zone A price but depending on the annual offtake the other price zones may apply. For example, a consumer with an annual offtake of 2 mln m<sup>3</sup> pays a zone A price for the first 170 000 m<sup>3</sup>, a zone B1 price for the following 830 000 m<sup>3</sup> and a zone B2 price for the remaining offtake.

### 3. CCS (Commodity Service System)

The Commodity Service System (CSS) is the tariff system used by the NV Nederlandse Gasunie for the gas sales to Dutch customers with an annual gas-demand above 10 million m<sup>3</sup>. The start of the development of this new tariff-system is marked by the liberalisation of the gas-market in Western Europe. In this CSS the gas-price is split in a commodity price per m<sup>3</sup> and tariffs for the use of the gas-infrastructure. The infrastructure tariffs are separated between tariffs for transportation and flexibility. All tariffs are transparent and are applied to both customers that buy gas from Gasunie as well as to customers who only make use of the Gasunie infrastructure. Both the commodity price and the tariffs for services are approved by the Dutch Minister of Economic Affairs.

The development of the Commodity Service System is based on the following principles and boundary conditions:

- Market-value. The resulting gas-price is based on the market-value of gas in competition with oil-products. The service charges within the CSS are based on the market-value of these services, in which Gasunie passes on the economies of scale to the customer.
- Hourly basis. Numerous international gas-contracts and the Dutch purchase contracts and transit contracts are usually based on capacities in m<sup>3</sup> per hour. This is a reflection of the way in which the demand for gas on an hourly basis is an important cost-driver for the investments in the Gasunie infrastructure. The CSS introduces this hourly component in the domestic gas sales market, as well as in the tariffs for services for third-party gas. This benefits customers that do not need additional capacity (because they are in balance with the gas supplied by third parties), as they don't subsidise via a daily capacity-tariff customers who do need this flexibility within the day.
- Transparency. The individual services and commodity are priced according to clear, public available price conditions.
- Non-discrimination. Equal services are charged with the same prices, independent of whom is the gas-supplier (Gasunie or a third party).

The CSS makes a distinction in the price-elements for the gas in the capacity required and the volume. Capacity is the maximum gas-demand of a customer in m<sup>3</sup> per hour and the volume is the amount of gas in m<sup>3</sup> supplied to a customer. Gasunie adjusts the prices for the actual calorific value of the supplied natural gas, the same adjustments will be made in the new system with regard to the prices of capacity. All prices are expressed in terms of a m<sup>3</sup> with a calorific value of 35,17 MJ per m<sup>3</sup>. The m<sup>3</sup> is the amount of natural gas that has a volume of 1 m<sup>3</sup> at normal standard conditions.

The volume sold by Gasunie is priced at the commodity-price. The capacity required by the customer is priced at a capacity-tariff. The customer is able to optimise this capacity-tariff based on his off-take pattern, for example by contracting service like incidental capacity and hourly flexibility, the use of which is restricted by the duration of the capacity-requirement.

To enable a smooth transition from the old gas-price system to the CSS and from a customer-oriented focus, Gasunie will have a transition scheme for all its customers that will be faced with a price-increase as a result of the CSS. The most important element of this transition scheme is that in the first year of introduction of the CSS the average gas-price for that customer will be equal to the price according to the old system plus 1/3 of price-increase caused by the transition to the new system. In the second year the gas-price will be maximised by the old price plus 2/3 of the difference. Generally speaking, in the first year of introduction no penalties will be charged for capacity overshoots.

The tariffs of delivery of services by Gasunie are partly adapted to the consumer price index each year.


All tariffs quoted are valid for contracts with a 5-year term. In contracts with a shorter term a surcharge will be added to the tariffs. This surcharge is not valid in case of transport, hourly flexibility and quality conversion.

In case of a capacity overshoot, ie. the demand during a particular hour is higher than the contractual capacity plus an operational margin (2%), Gasunie will charge a penalty-fee that is based on twice the amount charged of incidental capacity. An overshoot of the transportation capacity will result in a penalty-fee of 2 times the transportation-tariff times the maximum hourly overshoot. Structural capacity-overshoots will lead to either renomination of the contractual capacity or for the customer to accept that Gasunie will install a flow-limiter. Also has Gasunie the right to claim any costs or damages occurred on the customer that causes the capacity overshoot.

#### 4. Taxes

A VAT rate applies of 17.5% (for horticulturists 6%) and also an environmental charge (WBM): 0.022 NLG/m<sup>3</sup> for the first 10 mln m<sup>3</sup> and 0.0144 NLG/m<sup>3</sup> for remaining offtake. These tax rates are applicable to all consumers.

In addition, there is an « ecotax » at the following rates:

	0 – 800 m <sup>3</sup>	801 – 5 000 m <sup>3</sup>	5 001 – 170 000 m <sup>3</sup>	170 001– 1 000 000 m <sup>3</sup>	>1 000 000 m <sup>3</sup>
01.01.1999	0	0,1598 NLG/m <sup>3</sup>	0,1044 NLG/m <sup>3</sup>	0,0071 NLG/m <sup>3</sup>	0

## AUSTRIA

The data for tariff customers relate to the area supplied by WIENGAS GmbH. The stated prices for large consumers are those for the area supplied by WIENGAS GmbH and an average value for the four main areas supplied by WIENGAS GmbH (Vienna), EVN AG (Lower Austria), Steirische Ferngas AG (Styria) and Oberösterreichische Ferngas AG (Upper Austria).

### 1. Gas prices

The gas pricing system differentiates between tariff customers and large customers

#### 1.1 Tariff customers

A new tariff system, introduced on 1.12.1997, comprises a minimum supply price, a tariff level 1 and a tariff level 2. The minimum supply price is based on a consumption rate of 0.25 m<sup>3</sup> per accounting day. Supplies in excess of this minimum, up to an annual rate of consumption of 730 m<sup>3</sup> (= 2 m<sup>3</sup> per accounting day) are priced at tariff level 1 (and the same price per m<sup>3</sup> is used as a benchmark for the minimum supply price). Supplies in excess of 730 m<sup>3</sup>/year are priced at the lower tariff (level 2).

#### 1.2 Large consumers

Large consumers of gas supplied by WIENGAS GmbH pay a subscription charge, a winter supply price during the period from October to March and a reduced summer supply price. A "best price" clause ensures that large consumers whose average bills for a calendar year exceed the tariff price because their offtake is low are charged no more than the tariff price. The ratio of gas supplied to tariff customers/large consumers in the area supplied by WIENGAS GmbH is 75%/25%.

In the interest of a balanced overview of the prices charged to large consumers, the data are based on the prices applying to customers of WIENGAS GmbH and on average values for the four main supply areas in Austria with the largest industrial components (Vienna, Lower Austria, Styria and Upper Austria)

## **2. Taxation**

Natural gas is subject to a natural gas tax and to the VAT.

### **2.1 Natural gas tax**

The natural gas tax is paid by end-users at the rate of 0.60 ATS/m<sup>3</sup> NZ. This tax is not levied on gas used for non-energy purposes (e.g. as an input in the chemical industry) or for the generation of electricity (because it is levied on the latter). It is furthermore refundable under the energy tax recovery regulations law, providing for the recovery (with a 5 000 ATS retention) of the taxes on both gas and electricity by customers able to prove that their main activity is in the field of industrial production, if it amounts to more than 0.35% of the net value of production (as defined in § 1 of the energy tax recovery regulations law).

### **2.2 VAT**

The rate of the VAT is 20%. Under the VAT law, businesses can deduct this tax from their gas bills (if it is billed as a separate item), as previously charged tax.

In the Vienna region, the price of gas also includes a consumption tax of 6%.

# **PORTUGAL**

## **1. General description**

Following the reorganisation of the gas sector and the setting up of the GDP Group in 1995, Lisboagás (100% owned by GDP) is the sole company distributing piped town gas in Lisbon. The town gas system is currently being adapted for the introduction of natural gas. The objective is to complete this process by 2001.

## **2. Price regulation**

The price per cubic metre of town gas and the monthly service charge are fixed by Lisboagás and the Directorate-General for Distributive Trade and Competition, in agreement with the Directorate-General for Energy.

## **3. Taxation**

VAT at 5% is applied to the price per cubic metre and the monthly standing charge.

## **4. Tariff and contractual formulas**

Lisboagás customers pay a monthly standing charge which varies according to the type of meter installed. The vast majority of Lisboagás customers (about 99%) have meter types G4 or G6 (PTE 659.40 + VAT). Options (interruptibility, seasonal rates, reductions) are not currently available.

## FINLAND

### 1. Pricing structure

Since 1992, a general and public natural gas sales pricing system has been applied in Finland, i.e. a tariff, which is applied to all new contracts and those under renewal. The tariffs are applied to contracts concluded before 1992 and which are still valid at the latest when the contract is renewed.

The contracts are normally valid for a long period (over 10 years) and the tariff is checked every three years. Both the principles on which the tariff is based and the prices are open to public inspection and are based on correspondence to costs incurred and the matching principle. Two tariff options are available: power rates and distribution rates. Either tariff may be selected provided, however, that the maximum supply power in the distribution rate is 30 MW.


The sales gas price is made up of three components from which the charge is composed: a fixed charge (FIM/month), a contracted capacity charge (FIM/MW per month) and an energy charge (FIM/MWh).

The fixed charge is specified according to the supply point and is graded according to a MW capacity allocated to the customer at the supply point. This price is tied to the wholesale price index.

The contracted capacity charge is determined on the basis of the contracted capacity (MW) reserved by the customer for the year. Contracted capacity is monitored by measuring the average power during a six-hour period. It is also tied to the wholesale price index.

The energy charge is a payment which is determined according to the energy content of the gas supplied. Within the energy rates, a seasonal discount of 7-10% is allowed on the energy charge.

In distribution, tariff price is totally dependent on the price for heavy fuel oil (FORot). In power tariff, price indexation depends on the capacity allocated to the customer. The table below shows the model structure.

 Capacity allocated to the customer	H XX %	FORot YY %	I ZZ %
$p \leq 20$ MW	-	100	-
$20 < p \leq 50$ MW	-	70	30
$50 < p \leq 100$ MW	10	50	40
$100 < p$	25	25	50

These indices describe the competitive situation in which natural gas is against other fuels in the market.

The customer may exceed the annual contracted capacity, in which case the customer is charged a separate payment (FIM/MWh). The exact amount of that payment is determined daily in six-hour periods for the capacity exceeded.

An agreement whereby gas is supplied on an interruptible basis is possible with major customers. This alternative is seldom used, however.

The latest tariff M98 came in force 1 January 1998. The basic values of the fixed charge in tariff are:



Capacity P allocated to the customer	The fixed charge
Tariff: power rates	(FIM/month, delivery point)
0 < P ≤ 20 MW	12 500
20 < P ≤ 50 MW	17 500
50 < P ≤ 100 MW	27 500
100 < P ≤ 250 MW	45 000
250 < P	65 000
Tariff: distribution rates	(FIM/month, delivery point)
0 < P ≤ 30 MW	3 800

The basic values of the contracted capacity charge are:

Tariff	The contracted capacity charge (FIM/MW, month)
Power rates	7 750
Distribution rates	1 250

The basic values of the energy charge are:

Tariff	The energy charge (FIM/MWh)
Power rates	51.80
Delivery rates	63.50

## 2. Taxation

In addition to the VAT rate of 22%, natural gas is also subject to an energy tax, the amount of which depends on the carbon and energy content of the fuel in question. Since 1997 also a security of supply fee is paid for natural gas. The total energy tax payable on natural gas in 1999 is 9.70 FIM/MWh (GCV). Natural gas is exempt from the energy tax when it is used for power production, as a raw material or directly in an industrial process.

## SWEDEN

The Swedish market for natural gas is small if compared to continental European standard. The total sale of natural gas in Sweden in 1992 was 852 million m<sup>3</sup>, distributed by sector as follows:


Residential:	8%
Commercial:	8%
Industry:	42%
Power plants:	0%
District heating, CHP, other:	44%

The gas in Sweden is imported from Denmark by Vattenfall Naturgas AB, who also is one of two distributor in Sweden. The other one is Sydgas AB.

The customers on the Swedish gas market can be divided into two categories, residential users and non-residential users. A residential customer pays by a tariff, while the non-residential customer gets an individually negotiated price. The prices in both cases take into account the price of the alternative fuel of the customer.


Natural gas users pay the following taxes:

- Industry and greenhouses (SEK per 1000 m<sup>3</sup>)

 Energy tax	CO2-tax	Total SEK
-	392	392

VAT rate: 25%

- Other consumers (SEK per 1000 m<sup>3</sup>)

 Energy tax	CO2-tax	Total SEK
239	785	1024

VAT rate: 25%

## UNITED KINGDOM

### 1. Gas industry

#### 1.1 Structure of the market

Gas supplies for the market in Great Britain (England, Wales and Scotland) come from offshore production. The vast majority of such supplies are obtained from the United Kingdom sector, but some gas is imported from the Norwegian sector. A pipeline linking Northern Ireland and the south-west of Scotland was finished in 1996, and the Bacton to Zeebrugge Interconnector was commissioned in late 1998.

The GB downstream gas market consists of Public Gas Transporters (PGTs) who operate the pipelines (by far the largest of these is Transco part of the former British Gas plc), shippers (wholesalers) who buy gas from off-shore producers and then sell it to suppliers who sell it to final customers. All players in the market must be licensed by the Regulator, the Office of Gas and Electricity Markets, and a PGT is forbidden from holding a shipper or supplier licence in order to ensure access for all to the pipeline on a non discriminatory basis.

There are 8 PGTs operating in the market and around 90 shippers and suppliers (around 60 of these are active in the industrial and commercial market and 28 in the domestic market).

There is now 100% market opening with all customers being able to choose supplier since 1998. To date over 5 million customers have exercised their right to change supplier.

## 1.2 Liberalisation

In 1991 the Office of Fair Trading (OFT) undertook a thorough review of the development of competition in the gas market. It made a number of recommendations designed to increase gas competition. As a result British Gas undertook to reduce its share of the contract market (then above 25,000 therms per annum) to 40% by 1995. Following the reduction of the statutory monopoly threshold to 2,500 therms per annum in 1992, the MMC in its 1993 report, recommended that the market share target be increased to 55%, in view of British Gas' domination of the market between 2,500 and 25,000 therms. To help achieve this given that much of current offshore gas production was signed up to British Gas, the company committed itself to release volumes of contracted gas to competitors in the years to 1995/96

British Gas also undertook to establish, on a phased basis, a separate unit for transportation and storage, the arrangements to be completed by 1st January 1994. The Director General of Gas Supply was unable to agree suitable arrangements for implementing this undertaking and referred the matter to the MMC. The President of the Board of Trade had also ordered two separate references; one of the market for the supply of gas to tariff and non-tariff customers, the other on the supply of gas conveyance or storage services by a public gas supplier. The Director General of Gas Supply subsequently referred the gas tariff market to the MMC.

The inquiry resulted in two formally separate but closely linked reports which were completed on 31 July 1993. The reports raised a number of important and inter-related issues. Two key issues for the Government to consider were the structure of British Gas' statutory monopoly in supplying gas to domestic consumers. The President announced his decision on the MMC Report on 21 December 1993. The two main decisions were:

- British Gas should separate fully the operation of its trading and transportation businesses, but will not be required to divest trading;
- British Gas's tariff monopoly will end in April 1996 and competition will be phased in over the two years to April 1998.

## 1.3 Regulation of the industry

The Gas Act 1986 established a regulatory regime for the supply of gas through pipes. One of its principal features was the setting up of the Office of Gas Supply (OFGAS) which was merged with Offer (the office of electricity regulation) in 1999 to form the Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). OFGAS was an independent regulatory body headed by the Director General of Gas Supply who is appointed by the Secretary of State for Trade and Industry. Her main function was to monitor the activities of British Gas as a public gas supplier and, where necessary, to enforce compliance with British Gas' Authorisation. This role has now been taken over by the Director General of Gas and Electricity Markets.

The Government intends to replace the current structure of an individual regulator with a regulatory board the Gas and Electricity Markets Authority (GEMA). The current Regulator will be the chief executive of the board which will also include non-executive members. The duties and responsibilities which are currently assigned to the individual regulator will be assumed by GEMA. The aim is to depersonalise regulation as far as possible.

The Gas Act 1995 amends the Gas Act 1986. The general duties of the Secretary of State and DGGS are substantially similar to those in the 1986 Act. However, additional duties are provided for in respect of safety, and to take account of the effect on the environment of activities connected with gas conveyance through pipes.

The primary purpose of the Act is to provide a framework for the introduction of competition into the domestic market (those who use less than 73,200 kWh a year). The key elements are that:

- There will be licensing of three separate entities - licences distinguish between public gas transporters which own and operate a transportation system; gas shippers which arrange to have

gas transported across a transportation system; and gas suppliers which supply gas to customers. However, the same legal entity cannot be licensed as a public gas transporter and a gas supplier or shipper;

- British Gas (now BG plc) will continue to operate its national network of pipes, which will be run as a stand alone business called Transco and continue to be regulated;
- Competition was introduced in a phased manner from April 1996 with competition extended nationally in 1998;
- All suppliers will be required to provide special services to older and disabled customers, to meet certain social obligations relating to debt and disconnection, and to provide energy efficiency advice.

The Gas Act 1995 also required British Gas to separate its activities between parent and a subsidiary company, British Gas Trading (BGT), which comprises British Gas Supply and North and South Morecambe gas fields. British Gas has, in fact, gone beyond the formal separation of its trading and transportation businesses, and a demerger took place on 17 February 1997, creating a new publicly listed company, Centrica. Centrica brings together the gas sales, trading, services, and retail businesses, together with the Morecambe gas fields. British Gas, renamed BG plc, comprises the gas transportation and storage businesses of Transco, along with BG's exploration, production, international downstream, research and technology, and property activities.

## **2. Pricing of gas**

### **2.1 Tariff customers**

The Gas Act 1995 replaced the statutory basis of supply which applied under the Gas Act 1986 (and previous legislation) with a contractual basis of supply.

Domestic and smaller industrial and commercial customers, i.e. those consuming up to 73 200 kWh (2,500 therms) a year are supplied under published tariffs. There are three main types of tariff, the credit tariff where customers receive quarterly bills in arrears, which applies to the majority of domestic sector sales, the direct debit tariff (where payments are usually made on a monthly basis, direct from the customer's bank account) and the domestic prepayment tariff where customers pay in advance via a meter. All tariffs incorporate a standing charge and charges for each unit consumed, although several companies, including British Gas Trading are now offering tariffs without standing charges. The rate payable per unit varies according to the level of consumption reducing as consumption increases. One consequence of the Gas Act is that the phrase tariff gas shall be replaced by contract, as all customers are now on actual or notional (in the case of many British Gas customers) contracts. The phrase is used here to distinguish two markets.

### **2.2 Non-tariff customers**

Customers taking more than 73,200 kWh of gas per year can be supplied either by British Gas or by another supplier. British Gas is required by its Authorisation to publish Schedules and price according to those Schedules. However, in September 1994 the Director General of Gas Supply consented to British Gas not following this requirement in relation to firm supplies in the over 73,200 kWh market, where there is now a competitive market, and in the rest of the contract market from June 1995; other suppliers negotiate individual contracts with customers. OFGAS announced in July 1996 that it is to permanently remove the requirement on British Gas Trading to price according to published schedules in the large firm contract market, and the requirement was removed in November 1996.

### **2.3 Regulation of gas prices**

Since 1987 prices charged by British Gas to the tariff sector have been restricted according to a formula linked to the rate of inflation as measured by the Retail Prices Index (RPI). The non-tariff market and the

new suppliers in the newly competitive domestic customer market are governed by normal competition law which is overseen by the Director General of Fair Trading. The Director General of Gas Supply has the responsibility of monitoring and enforcing the formula. Following a review of the previous formula by OFGAS a revised formula came into effect on 1st April 1992. Under this British Gas can increase its prices up to the level allowed by the formula, which has the structure:

$$\text{RPI} - X + \text{GCI} - Z + E + K.$$

The first part of the formula, RPI - X applies to "non-gas costs", that is, all British Gas' costs except the purchase cost of gas. British Gas is allowed to reflect increases in these costs in its prices up to the rate of inflation minus an efficiency factor (X) set at 5%.

The second element GCI - Z is a price cap which means that British Gas can increase its gas costs in accordance with the movement in a special gas price index minus an efficiency factor, Z, set at just over 1%.

The third element E covers certain energy efficiency expenditure and the fourth element K, the correction factor, allows under-shoot or over-shoot in any particular year to be corrected in later years.

The X factor in the tariff formula was reduced from 5% to 4% on 1 April 1994 following the publication of a consultation document by OFGAS. This was in line with the recommendation from the "Monopolies and Mergers Commission" (MMC) Inquiry. The MMC recommended the tariff formula should be revised to balance the need to attract capital which has been affected by the introduction in competition and the interests of consumers in maintaining low prices.

The present tariff formula expired on 31 March 1997 and OFGAS published its initial proposals for the gas supply price control reviewed in May 1996. The tariff formula currently applies only to supply to users of 73,200 kWh or below.

The price control to apply to British Gas Trading from April 1997 to March 2000 has been agreed with OFGAS.

As of 1 April 2000 prices controls were lifted for BGT domestic customers on direct debit tariffs as it was felt that competition for those customers is now sufficiently developed. In February 2000 price controls for BGT domestic customers on standard credit or pre-payment meter terms were announced for April 2000 to March 2001

There is also a separate price control over British Gas' transportation and storage activities (Transco) covering the period October 1994 to March 1997. OFGAS announced its final proposals for the Transco price review in 1997 following the referral of their original proposals which will run from April 1997 to March 2002 to the Monopolies and Mergers Commission.

## INTRODUCTION

Depuis le 1er juillet 1991, la Directive 90/377/CEE du 29 juin 1990 instaure une procédure communautaire assurant la transparence de prix au consommateur final industriel du gaz et d'électricité.

Conformément à l'article 1.2 de cette Directive, cette publication présente un résumé des systèmes de prix en vigueur en janvier 1999, et complète les informations publiées dans les "Statistiques en bref" semestrielles et les "Prix du gaz" annuels.

Cependant, conformément à l'article 9, en ce qui concerne le gaz naturel, la directive n'est mise en application dans un Etat membre que 5 ans après l'introduction de cette énergie sur le marché national. Pour cette raison la description du système de prix en Grèce n'est pas inclus dans cette publication.

L'enquête qui est à la base de cette étude a été dirigée par l'Office Statistique des Communautés Européennes et n'aurait pas été possible sans la collaboration des Administrations, Instituts, compagnies et associations qui relèvent du secteur du gaz auxquels nous exprimons nos sincères remerciements.

## SIGNES ET ABREVIATIONS

<b>m<sup>3</sup></b>	Mètre cube
<b>kWh</b>	Kilowattheure
<b>GWh</b>	Gigawattheure (10 <sup>6</sup> kWh)
<b>h</b>	Heure
<b>MJ</b>	Megajoule
<b>GJ</b>	Gigajoule (10 <sup>3</sup> MJ)
<b>n</b>	Nombre
<b>PCS</b>	Pouvoir calorifique supérieur
<b>PCI</b>	Pouvoir calorifique inférieur
<b>Tn</b>	Tonne
<b>BEF</b>	Franc belge
<b>DKK</b>	Couronne danoise
<b>DEM - Pf</b>	Mark allemand - Pf = 1/100 DEM
<b>ESP</b>	Peseta espagnole
<b>FRF</b>	Franc français
<b>IEP</b>	Livre irlandaise
<b>ITL</b>	Lire italienne
<b>LUF</b>	Franc luxembourgeois
<b>NLG - Cent</b>	Florin néerlandais - Cent = 1/100 NLG
<b>ATS</b>	Schilling autrichien
<b>PTE</b>	Escudo portugais
<b>FIM</b>	Mark finlandais
<b>SEK</b>	Couronne suédoise
<b>GBP</b>	Livre sterling


## BELGIQUE

### 1. Tarification

Il existe deux types de tarifs pour les usages industriels, qui sont appliqués selon la consommation de l'abonné.

#### 1.1 Tarifs non domestiques

Les tarifs non-domestiques sont destinés aux industriels qui utilisent moins de 33 500 GJ/an, ainsi qu'à la clientèle non domestique. Ils sont liés au même système d'indexation, lga et lgd, que pour les usages domestiques.

Consommateurs type 	Tarif	GJ/an	Redevance fixe (BEF)	Terme proportionnel cent./MJ
I1	ND1	35-527	5 737 lgd	23.8678 lga + 7.2409 lgd
	ND2	527-3 517	14 722 lgd	23.8678 lga + 5.5359 lgd
I2	ND3	> 3 517	50 732 lgd + 4.377 lgd/MJ <sup>(1)</sup>	1ère tranche de 10 550 GJ/an 23.8678 lga + 1.1382 lgd 2ème tranche (solde) 23.8678 lga + 1.1382 lgd - 0.8

(1) par mégajoule de débit maximal journalier

lga reflète l'évolution du coût d'achat du gaz par la distribution publique à Distrigaz, et dans lequel le prix frontière du gaz naturel est prépondérant.

lgd reflète partiellement l'évolution des coûts de distribution. Il reprend pour 31 % l'évolution de salaires, et pour 25 % celle des matériaux.

#### 1.2 Tarif industrie

Les fournitures fermes et effaçables aux industries qui consomment plus de 33 500 GJ par an (I3; I4; I5) sont soumises au tarif national industrie :

- fournitures fermes : pas d'interruption possible par le fournisseur de gaz naturel, sauf cas de force majeure;
- fournitures effaçables : fournitures qui peuvent être interrompues en hiver entre le 15 novembre et le 15 mars à l'initiative du fournisseur de gaz naturel moyennant un préavis à convenir; le nombre total de journées d'effacement par période hivernale ne peut excéder 35.

Ce tarif comporte :

- un terme fixe (BEF/mois) de  $(1-R_h) \times 4371 \times RDZ \times S_n \times K$
- un terme proportionnel (BEF/GJ) de  $1,02 \times (G - 61,35) + (76,26 + 6 \times RDZ \times C_{ne}) \times P \times K$

Les paramètres repris dans ces formules se définissent comme suit :

$S_n$  = somme des souscriptions "fermes"  $S_{nf}$  et "effaçables"  $S_{ne}$  GJ/h




- R<sub>h</sub> = facteur de régularité horaire évalué d'après la consommation annuelle (Q<sub>a</sub>) et la somme des souscriptions (S<sub>n</sub>);  $R_h = Q_a / (8760 \times S_n)$
- C<sub>ne</sub> = coefficient de non-effacement compris entre 0 et 1 selon le degré d'effacement des fournitures.  
 $C_{ne} = S_{nf} / S_n$
- P = coefficient d'adaptation du terme proportionnel du prix selon l'usage qui est fait du gaz.  
 Applications non-spécifiques : ferme 1; effaçable 0,9  
 Applications spécifiques : ferme 1,1; effaçable 1
- K = facteur de réduction de prix fonction de la quantité mensuelle prélevée et calculé comme suit :  
 - Sur la 1<sup>ère</sup>, 2<sup>ème</sup>, 3<sup>ème</sup>, 4<sup>ème</sup>, 5<sup>ème</sup> tranche de 41 870 GJ : K = 1; 0,99; 0,98; 0,97; 0,96.  
 - Sur les prélèvements au-delà de 209 350 GJ : K = 0,95
- G = coût d'acquisition du gaz aux frontières en BEF/GJ, valable pour le mois de la fourniture et calculé mensuellement de manière à représenter le prix moyen des divers gaz achetés par Distrigaz au cours du mois de fourniture. Ce coût est contrôlé par les réviseurs d'entreprises du Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz.
- RDZ = formule de révision mensuelle, basée sur les coûts salariaux et de matières.

Une redevance de raccordement est prévue; elle dépend de la localisation du client par rapport au réseau.

En ce qui concerne les fournitures interruptibles, c'est-à-dire celles pouvant être interrompues à tout moment à l'initiative du fournisseur et/ou du client, le prix du gaz est convenu de commun accord entre les deux parties.

Les dernières valeurs de ces indices mensuels ont été :

	lga	lgd	G	RDZ
01.2000	0.6308	1.3248	110.201	1.593747

## 2. Organismes chargés de la fixation des prix

La tarification applicable aux personnes n'ayant pas la qualité de client éligible est de la compétence du "Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz". Ce Comité est un établissement d'utilité publique autonome, dont la mission consiste à stimuler la rationalisation, la coordination et l'uniformisation de la gestion des secteurs de l'électricité et du gaz. Il s'agit principalement par voie de recommandations, notamment dans le domaine tarifaire; ces recommandations tarifaires, applicables tant à la clientèle domestique qu'à la clientèle industrielle raccordées au réseau de distribution, sont confirmées, en outre, par des arrêtés ministériels pris par le Ministre fédéral de l'Economie, leur conférant ainsi force obligatoire.

# DANEMARK

## 1. Tarification

Deux types de tarifs nationaux s'appliquent à la vente de gaz aux consommateurs industriels en fonction de leur consommation: les clients industriels dont la consommation annuelle est inférieure à 300 000 m<sup>3</sup> sont inclus dans le tarif type destiné aux petits consommateurs et un tarif industriel s'applique aux clients dont la consommation annuelle est supérieure à 300 000 m<sup>3</sup>.

## 1.1 Le tarif type destiné aux petits consommateurs

Le tarif type est applicable à tous les clients dont la consommation annuelle est inférieure à 300 000 m<sup>3</sup>. Il s'agit d'un tarif par tranches indexé chaque mois sur le prix du gasoil de chauffage, accise et taxe CO<sub>2</sub> comprises :

Consommation annuelle (en m <sup>3</sup> )	Prix par tranche du gaz en % du prix du gasoil de chauffage, accise et taxe CO <sub>2</sub> comprises
0 - 20 000	100
20 001 - 75 000	98
75 001 - 150 000	93
150 001 - 300 000	90

Le prix du gaz inclut l'accise et la taxe CO<sub>2</sub> sur le gaz naturel.


### Rabais:

Il existe un rabais "environnement" qui correspond à la valeur d'une émission de CO<sub>2</sub> du gaz naturel qui est plus faible que celle du gasoil de chauffage. Le rabais industriel applicable aux consommateurs industriels diffère en fonction de l'utilisation finale du gaz naturel.

En ce qui concerne le gaz naturel utilisé dans des processus industriels, il existe un rabais industriel qui correspond à l'accise et à la taxe CO<sub>2</sub> sur le gasoil de chauffage, corrigé de l'accise, de la taxe CO<sub>2</sub> sur le gaz naturel et du rabais «environnement». Dans ce cas, l'accise est totalement récupérable et la taxe sur le CO<sub>2</sub> l'est partiellement.

## 1.2 Le tarif industriel

Le tarif industriel est applicable aux clients des secteurs de l'industrie et du commerce dont la consommation annuelle est supérieure à 300 000 m<sup>3</sup>. Il s'agit d'un tarif par tranches indexé chaque mois sur le prix du gasoil de chauffage et du fuel-oil résiduel, taxes comprises :

 Consommation annuelle (en m <sup>3</sup> )	Prix par tranche du gaz en % du prix du gasoil de chauffage, accise et taxe sur le CO <sub>2</sub> comprises	Prix par tranche du gaz en % du prix du fuel-oil résiduel, accise et taxe sur le CO <sub>2</sub> comprises
– 300 000	91,5	110,5
300 001 – 800 000		104,7
800 001 –		

L'accise et la taxe CO<sub>2</sub> sur le gaz naturel sont ajoutées au prix du gaz.

Les clients industriels qui utilisent le gaz dans les processus industriels peuvent récupérer l'accise et une partie de la taxe sur le CO<sub>2</sub>.

### Rabais:

Rabais «environnement» : Rabais sur la partie de la consommation de gaz utilisée pour le chauffage de locaux. Il correspond à la valeur d'une émission de CO<sub>2</sub> du gaz naturel qui est plus faible que celle du gas-oil de chauffage/fuel-oil résiduel.

Rabais saisonnier : Rabais accordé sur les parties de la consommation comprises dans la période d'avril à octobre.

Rabais de compétitivité : Négocié individuellement avec une limite supérieure. L'objectif est de rendre le gaz compétitif par rapport au fuel-oil résiduel.

Rabais d'interruption : Des contrats interruptibles ne peuvent être négociés qu'avec des clients dont la consommation annuelle est supérieure à 800 000 m<sup>3</sup>. Le rabais comprend les éléments suivants :

- un rabais accordé sur des quantités annuellement interruptibles;
- un rabais variant avec la période de commande;
- une compensation par 24 heures d'interruption dans les livraisons.

## 2. Taxation

Depuis le 1er janvier 1996, la taxe sur l'énergie au Danemark se compose de trois éléments : accise, taxe sur le CO<sub>2</sub> et taxe sur le SO<sub>2</sub>. Le niveau général de chacun de ces éléments est un taux d'environ 41 DKK/GJ pour l'accise, de 100 DKK/tonne pour le CO<sub>2</sub> et de 10 DKK/kg pour le SO<sub>2</sub>. Toutefois, les taux d'imposition actuels diffèrent quelque peu en fonction du combustible et de l'utilisation finale. La TVA est de 25 %.

Le principe général de la taxe sur l'énergie est que les utilisateurs industriels et commerciaux enregistrés peuvent récupérer la TVA et l'accise, ainsi qu'une partie de la taxe sur le CO<sub>2</sub>. Mais l'énergie utilisée pour le chauffage des locaux dans le secteur industriel et commercial doit être taxée à des taux équivalents à ceux appliqués au secteur résidentiel en 1998 (à savoir accise et taxe CO<sub>2</sub>).

Depuis le 1er janvier 1996, la taxe CO<sub>2</sub> sur le gaz naturel est fixée à 0,22 DKK/m<sup>3</sup> et une accise est également perçue sur le gaz naturel, au taux de 1,60 DKK/m<sup>3</sup>. La taxe sur le SO<sub>2</sub> n'est perçue que sur l'ensemble des combustibles dont la teneur en soufre est supérieure à 0,05 %.

# REPUBLIQUE FEDERALE D'ALLEMAGNE

## 1. Formation des prix en fonction de la concurrence

La formation du prix du gaz naturel, en république fédérale d'Allemagne, se fonde sur la situation de la concurrence sur le marché thermique. Par bien des aspects, le gaz naturel est en concurrence avec d'autres sources d'énergie comme, par exemple, le mazout, le charbon, l'électricité et le chauffage urbain. Le prix du gaz naturel est négocié entre acheteurs et fournisseurs sur la base d'une évaluation, de la part des deux parties, des critères pertinents pour l'appréciation de la position concurrentielle du gaz naturel.

Les critères pertinents pour l'établissement d'un prix du gaz compétitif sont, d'une part, les prix des combustibles concurrents (compte tenu de leur rendement respectif) susceptibles, le cas échéant, d'entrer en concurrence avec le gaz naturel et, d'autre part, les coûts supportés par les consommateurs pour transformer la source d'énergie en énergie utile, tels que les coûts financiers, les coûts de fonctionnement, les coûts d'entretien et autres. Outre ces critères quantifiables du point de vue des coûts, des critères qualitatifs revêtent également une importance certaine lors du choix d'une source d'énergie. Ces critères qualitatifs sont, par exemple, la sécurité de l'approvisionnement, une utilisation de la source d'énergie respectant l'environnement ainsi que le droit au confort du consommateur.

## 2. Fixation des prix compétitifs

En ce qui concerne les consommateurs privés et les petits consommateurs industriels, et au vu de la multiplicité des clients, il est impossible, pour des raisons pratiques, de fixer un prix individuel au sens strict du terme. Des prix uniformes sont définis dans les diverses zones d'approvisionnement local pour différents groupes d'utilisateurs. Ces prix sont fonction de la position concurrentielle particulière du gaz naturel dans chaque zone d'approvisionnement local et ne s'appliquent qu'aux utilisateurs de la zone en question. Le prix n'est donc pas unifié au niveau fédéral. Dans la pratique, les prix varient d'une ville à l'autre.

Dans ce contexte, les clients qui paient le gaz à des prix s'appliquant à un groupe de clients et non individuellement à chacun d'entre eux, peuvent être assurés d'être approvisionnés à des prix compétitifs. En fait, les clients qui avaient déjà opté pour le gaz naturel auparavant paient désormais le prix auquel il est possible d'attirer de nouveaux clients. C'est ainsi que le "vieux client" paie le même prix, défini par la concurrence, que le "nouveau client" qui a opté pour le gaz naturel sur la base des considérations économiques actuelles.

Dans le secteur industriel, les prix du gaz sont définis au cas par cas pour les clients importants et négociés entre les parties au contrat. Il est clair que, si l'on décide d'aligner strictement le prix du gaz naturel sur le prix des énergies concurrentes, il sera impossible de fixer un prix uniforme du gaz naturel pour l'ensemble de la république fédérale d'Allemagne. Cela s'explique par la différence des situations de la concurrence pour chacun des clients. Les énergies concurrentes du gaz naturel, telles que le fuel lourd, le fuel domestique, le charbon, le GPL et l'électricité, présentent elles aussi de nettes différences de prix selon la région et l'utilisation, si bien que dans le secteur industriel, les prix du gaz varient également.

### **3. Le prix du gaz se compose d'un terme fixe et d'un terme proportionnel**

Les deux composantes du prix correspondent à la rémunération des différentes prestations (marchandises) offertes par la société gazière et réclamées par le client.

Le terme fixe correspond au paiement du droit octroyé au client d'utiliser les installations et de bénéficier des prestations d'approvisionnement (conduites, régulateurs de pression, réservoirs, compteurs, garantie de fourniture) sans limite de temps. Le terme fixe est comparable aux coûts de la tenue des stocks (réservoir, espace occupé par les réservoirs, intérêts) dans le cas du fuel, lesquels sont indépendants de la consommation d'énergie. Le caractère dégressif des prix résultant du prix de base correspond donc, du point de vue de la concurrence, à la situation du fuel.

La fonction du terme fixe, qui correspond à l'utilisation des installations d'approvisionnement, apparaît clairement surtout dans le cas des clients industriels qui ont conclu un contrat prévoyant des interruptions dans la livraison du gaz. Ces contrats permettent d'interrompre pour un certain temps le droit d'utilisation des installations d'approvisionnement. En pareil cas, le client doit disposer d'une installation de chauffage à deux combustibles et conserver un stock de fuel. En contrepartie, il ne paie rien, voire un terme fixe réduit en fonction de la durée de l'interruption convenue de la livraison (prix de prestation).

### **4. Situation de la concurrence par rapport au fuel lourd et domestique dans le cas de clients industriels**

Les sociétés gazières connaissent une situation de concurrence relativement uniforme dans les diverses catégories de consommateurs industriels. Pour les consommateurs I1 (116 000 kWh) à I3 (11,63 millions de kWh), le fuel domestique est le principal concurrent. Pour les consommateurs I4 (116,3 millions de kWh), le fuel domestique et le fuel lourd sont les sources d'énergie concurrentes. Pour le plus grand consommateur, I5 (1,163 milliard de kWh), le gaz est essentiellement en concurrence avec le fuel lourd.

### **5. Clauses d'adaptation des prix**

Les prix du gaz naturel négociés dans le secteur de l'industrie se réfèrent toujours à la situation de la concurrence au moment de la conclusion du contrat. Le niveau des prix compétitifs, c'est-à-dire les prix du marché des énergies concurrentes, fluctuant sans cesse, il faut garantir que la relation existant, sur le marché thermique au moment de la conclusion du contrat, entre le prix du gaz naturel et le niveau des prix de la concurrence reste identique pendant toute la durée du contrat. Par conséquent, il est indispensable de mettre au point une règle permettant d'adapter le prix du gaz naturel, convenu lors de la négociation, aux modifications du niveau des prix de la concurrence.

Pour ce faire, des clauses de modification des prix en fonction de la concurrence sont appliquées en Allemagne conformément à la situation donnée de la concurrence et, particulièrement, dans le secteur de l'industrie sous la forme d'une « clause fuel ». La « clause fuel » prévoit que l'évolution du prix du gaz naturel suive l'évolution du prix du fuel parce qu'il est vendu sur le marché. Simultanément toutefois, le niveau du prix du fuel est aussi déterminé, par contrecoup, par le prix du gaz. En effet, le marché thermique se caractérise par des rapports intenses de concurrence et par des effets réciproques sur les prix entre les diverses sources d'énergie, qui se traduisent par une influence réciproque sur les prix du marché.

L'adaptation des prix du gaz naturel s'effectue, conformément aux accords contractuels, automatiquement et à intervalles prédéterminés. Actuellement, dans bien des cas, une adaptation trimestrielle est adoptée: les prix du gaz naturel changent le premier jour de chaque trimestre, c'est-à-dire le 1<sup>er</sup> janvier, le 1<sup>er</sup> avril, le 1<sup>er</sup> juillet et le 1<sup>er</sup> octobre. Dans ce contexte, les prix moyens du fuel d'une période de référence antérieure sont déterminants. Certains contrats prévoient des adaptations mensuelles des prix en fonction des prix du fuel du moment.

Cette forme de clause de modification des prix automatique et tributaire de la concurrence garantit, tant à l'entreprise qui fournit le gaz naturel qu'à son client, une adaptation continue des prix du gaz naturel à la situation du marché. Les prix du fuel qui sont à la base des adaptations de prix sont empruntés aux statistiques publiées chaque mois par l'Office fédéral de la statistique qui est une source d'information objective, neutre et reconnue comme telle.

## **6. Possibilités d'interruption des prestations**

Dans le secteur de l'industrie comme dans celui des centrales électriques, les fournitures de gaz sont offertes également sous la forme de livraisons interruptibles. Les sociétés gazières signent avec leurs clients un contrat dit interruptible. En général, les clients concernés sont des exploitants de grandes chaudières. La société gazière a le droit d'interrompre totalement ou partiellement les livraisons de gaz aux clients en fonction de certains critères. Pendant l'interruption, le client utilise une autre énergie, en général le fuel, ce qui présuppose l'existence d'installations de chauffage à deux combustibles ainsi que la constitution de stocks.

Le droit d'interruption peut, par exemple, s'appliquer pendant une année entière, dépendre de la température (interruption quand la température moyenne quotidienne descend en-dessous d'un certain seuil) ou être fixé pour une période déterminée.

Les prix des fournitures interruptibles sont actuellement, pour des quantités et des situations concurrentielles comparables, de 5 à 10 % inférieurs aux prix des fournitures non interruptibles, les clients devant supporter les investissements et les frais d'exploitation des installations à deux combustibles.

## **7. Concurrence interne au secteur du gaz**

Le secteur du gaz en Allemagne est soumis à l'économie de marché. Chaque entreprise gazière a la possibilité d'importer et d'exporter du gaz naturel, d'assurer l'approvisionnement et de construire et d'utiliser les conduites, les installations et les infrastructures nécessaires à cette fin. En conséquence, il existe une concurrence intérieure au secteur entre les sociétés qui fournissent du gaz. Un nombre croissant d'entreprises nationales et étrangères tentent de s'installer aux divers stades de l'industrie du gaz en Allemagne. C'est ainsi que le comportement des sociétés gazières sur le marché est influencé non seulement par la concurrence avec les autres sources d'énergie, mais aussi par une concurrence intérieure au secteur.

## **8. Fiscalité**

Lors de la livraison du gaz naturel à l'utilisateur final, une taxe générale sur la valeur ajoutée de 16 % depuis le 01.04.1998 (avant : 15 %) est perçue. Les entreprises peuvent déduire, à titre d'impôt perçu en

amont, la taxe sur la valeur ajoutée qui leur est facturée dans le cadre de leur activité d'entreprise pour les livraisons ou autres prestations.

Dans le cas de l'utilisation de gaz naturel à des fins de chauffage, une taxe sur le gaz naturel (impôt à la consommation) de 0,68 Pf/kWh depuis le 01.04.1999 (avant : 0,36 Pf/kWh) doit, en général, être acquittée.

Des avantages fiscaux sont accordés aux centrales de cogénération (abattement pour un niveau d'utilisation annuelle de la centrale de cogénération d'au moins 70 %: 0,68 Pf/kWh; abattement pour un niveau d'utilisation annuelle de la centrale de cogénération de 60 à 70 %: 0,32 Pf/kWh) ainsi qu'aux entreprises du secteur de la production et de celui de l'agriculture et de la sylviculture (abattement: 0,256 Pf/kWh).

## ESPAGNE

### 1. Tarifs industriels

Le principe des prix maximums pour le gaz naturel sur tout le territoire national ainsi que pour les gaz à usage industriel et les gaz de pétrole liquéfiés transportés par conduites est ancré dans la loi 34 du 7 octobre 1998, relative au secteur des hydrocarbures (publiée dans le journal officiel de l'état du 8 octobre).

À la suite de la disposition complémentaire unique du décret-loi royal n°6 du 16 avril 1999 relative aux mesures urgentes de libéralisation et de renforcement de la concurrence, l'arrêté ministériel (AM) du 29 avril 1999 a été pris et a révisé à la baisse les paramètres non liés aux cours internationaux.

#### 1.1 Tarif général à caractère constant

Dans l'arrêté ministériel du 29 avril 1999, L1 = coûts fixes moyens d'entreposage et de traitement du fuel-oil est fixé à 3 208 ESP/tonne (le tarif de l'arrêté ministériel précédent était de 3 616 ESP/tonne). L1 baisse de 11,3%, ce qui entraîne une diminution du facteur d'utilisation, qui passe de 79 à 70,1 [ESP/(m<sup>3</sup>/jour)]/m<sup>3</sup>. L'AM prévoit également une réduction de L0 et L2:

L0 = paramètre de l'avantage technologique du gaz naturel sur le fuel-oil = 2 310 ESP/tonne (contre 2 417 ESP/tonne dans l'AM précédent), soit une baisse de 4,40 %.

L2 = coût maximum du transport capillaire de pétrole brut = 2 720 ESP/tonne (contre 2 808 ESP/tonne dans l'AM précédent), soit une baisse de 3,1 %.

En conséquence de ce qui précède et de la modification des prix des matières premières introduite par l'arrêté ministériel du 12 février 1999 qui approuvait de nouveaux prix et tarifs pour le gaz naturel à usages domestiques et commerciaux, il a également été décidé d'actualiser les prix de transfert.

Tout ce qui a été dit pour l'année passée reste valable pour décrire le système, y compris la formule du tarif énergie.

L'application de cet am supposait une baisse du tarif fixe de l'ordre de 3 % pour le consommateur type. Compte tenu de la hausse des cours internationaux du fuel-oil, qui a démarré en juin 1999, les tarifs du gaz naturel à usage industriel sont montés en flèche. C'est pourquoi, l'arrêté ministériel du 30/09/99 a fait passer la période de calcul des combustibles de référence de 3 à 5 mois. Les prix de transfert ont été modifiés en conséquence.

Arrêté ministériel du 30 septembre 1999

Cette dernière modification, qui n'a certes pas d'influence à long terme, a un effet à court terme puisqu'une baisse d'environ 1,8 % peut être estimée sur une dizaine de mois.

## 1.2. Tarif à caractère interruptible

S'agissant des am, tout ce qui a été indiqué pour le tarif général à caractère constant s'applique ici. L'AM du 29 avril 1999 a entraîné une baisse de 1,2 %. L'AM du 30 septembre 1999 a allongé la période de calcul de 3 à 5 mois.

## 1.3 Tarif usines satellites

L'am du 29 avril 1999 a abandonné le combustible de référence en vigueur dans l'am précédent du 21 juillet 1998, à savoir le propane, pour prendre comme base les mêmes fuel-oils que pour les deux tarifs antérieurs. La baisse des tarifs a été inférieure à 30 %.

Par la suite, c'est l'AM du 30 septembre 1999 qui a été appliqué; il allongeait la période de calcul de 3 à 5 mois.

## 2. Tarifs du gaz naturel à usages domestiques et commerciaux

Le prix du gaz naturel à usages domestiques et commerciaux a subi trois modifications au cours de 1999 à la suite des variations des prix des matières premières qui sont régis par une formule indexée sur les cours internationaux du pétrole brut et de divers dérivés.

Conformément à l'AM du 12 février 1999, qui est entré en vigueur le 16 février, une baisse de 2,7 % est intervenue; elle s'est traduite pour le consommateur de 2 500 thermies/an (tarif D1) par une diminution du prix moyen de la thermie (hors taxes), qui est passé de 8 474 ESP/thermie à 8 242 ESP/thermie. Dans le tarif D2, la baisse enregistrée a été similaire et pour un consommateur de gaz domestique de 10 000 thermies/an, le prix moyen de la thermie est passé de 6 651 ESP/thermie à 6 469 ESP/thermie (hors TVA).

En conséquence de ce qui a été dit précédemment sur le décret-loi royal n°6 du 16 avril 1999 et dans sa disposition complémentaire unique, l'arrêté ministériel du 10 mai 1999 a fait baisser k1 (coût unitaire de l'approvisionnement et du transport primaire des entreprises chargées de l'approvisionnement du gaz naturel) de 2,07 %, k2 (coût unitaire de distribution jusqu'à l'utilisateur final des entreprises de distribution), de 2,41 % ainsi que les frais supplémentaires de distribution du gaz à usage industriel d'origine différente de celle du gaz naturel de 25 %. La diminution du prix de référence (équivalent au tarif moyen) s'est élevée à 2,18 %, ce qui revient à une baisse cumulée de 4,9 % depuis janvier.

En vertu de l'am du 10 mai 1999, qui est entré en vigueur le 14 mai, une nouvelle baisse de prix est intervenue, cette fois de 2,18 %; le prix moyen pour le consommateur de 2 500 thermies/an du tarif D1 est ainsi passé à 8 060 ESP/thermie et pour le consommateur de 10 000 thermies/an du tarif D2, la baisse est allée jusqu'à 6 328 ESP/thermie (hors taxes).

Les fortes hausses des cours du pétrole brut et des dérivés qui se sont produites à partir de juillet 1999 se sont répercutées sur le tarif du gaz domestique en vertu de la résolution du 11 novembre 1999, entrée en vigueur le 16 novembre, qui a entraîné une hausse moyenne de 8,7 %, soit une augmentation de 3,4 % par rapport au tarif en vigueur en janvier 1999.

En conséquence, le consommateur type du tarif D1 précité a dû payer 8 760 ESP/thermie et celui du tarif D2 6 877 ESP/thermie.

## FRANCE

### 1. Situation générale de l'industrie du gaz

L'industrie du gaz en France est constituée :

- d'une entreprise d'importation de gaz naturel : GDF (Gaz de France) ;
- d'une entreprise de production SEAP (Société ELF Aquitaine Production) ;
- de 3 entreprises assurant des prestations de transport, de vente à la distribution et de vente directe à l'industrie : GDF, CFM (Compagnie Française du Méthane), GSO (Gaz du Sud-Ouest) ;
- d'une entreprise nationale de distribution: GDF.
- de 17 entreprises locales de distribution (sociétés d'économie mixte et régies).

### 2. Fiscalité

Les ventes de gaz sont soumises à la taxe sur la valeur ajoutée. Les clients industriels et tertiaires assujettis peuvent récupérer la TVA.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 1999, le taux de TVA sur les abonnements, à 5,5 % est différent de celui sur les prix proportionnels, à 20,6 %.

De plus une taxe spécifique sur l'usage du gaz naturel comme combustible industriel (TICGN : Taxe Intérieure à la Consommation de Gaz Naturel) a été instituée au 1<sup>er</sup> janvier 1988. Depuis le 11 janvier 1999, son taux est de 7,37 FRF/1000 kWh PCS. Une seconde taxe, sur la consommation de gaz naturel a été instaurée au 11 janvier 1993 pour financer l'IFP (Institut Français du Pétrole) l'assiette et les conditions d'application de la taxe IFP sont identiques à celles de la TICGN. Son taux est de 0,40 FRF/1000 kWh PCS. Les consommations de gaz à usage de chauffage des locaux d'habitation ou de matière première sont exemptées. La TICGN s'exerce dès que la consommation annuelle dépasse 5 GWh/an avec un abattement de 400 000 kWh/mois.

### 3. Les tarifs pour la clientèle domestique et tertiaire et pour la petite industrie

Les tarifs pour cette clientèle sont constitués :

- d'un abonnement annuel ;
- d'un prix ou plusieurs prix, au kWh consommé.

Six tarifs sont disponibles selon la consommation annuelle aux clients et dans certains cas selon la saisonnalité de ses consommations :

- le tarif de base pour les consommations annuelles inférieures à 1000 kWh qui correspondent le plus souvent à des usages cuisine ;
- le tarif BO pour des consommations annuelles comprises entre 1000 et 6000 kWh/an (le plus souvent usage cuisine et eau chaude) ;
- le tarif B1 entre 6000 et 30 000 kWh pour des usages chauffage individuel, cumulés ou non avec l'eau chaude et la cuisine ;
- le tarif B21 entre 30 000 et 150 000-350 000 kWh/an pour des usages chauffage cumulés ou non avec la production d'eau chaude dans les chaufferies moyennes ;
- le tarif B2S pour les consommations supérieures à 150 000-350 000 kWh/an. Le B2S est saisonnalisé : les consommations d'hiver (novembre à mars) sont facturées à un prix supérieur à celui des consommations d'été (avril à octobre) ;



- le tarif B2M pour les fournitures d'appoint ou de secours à d'autres énergies (rapport quantités annuelles/débit journalier inférieur à 60 jours).

Dans la zone 150 000-350 000 kWh le tarif le plus avantageux pour un client entre B21 et B2S dépend de la répartition des consommations selon les saisons. Le calcul doit être fait au cas par cas.

Les abonnements sont utilisés sur l'ensemble des Distributions Publiques de GDF, de même que les prix proportionnels des tarifs Base et BO. En revanche, les prix proportionnels des tarifs B1, B21 et B2S sont regroupés en 6 niveaux en fonction des coûts de livraison du gaz à la distribution publique.

#### **4. Les tarifs pour la clientèle industrielle importante**

Le tarif TEL de GDF, créé en 1992, est destiné aux très grosses chaufferies. Son seuil d'intérêt par rapport au B2S se situe entre 5 et 8 millions de kWh. Comme le B2S, il comporte un abonnement, et des prix proportionnels différenciés entre l'hiver (de novembre à mars) et l'été (d'avril à octobre). Il comporte en outre des réductions au-delà des seuils de consommation d'hiver et d'été respectivement 4 et 2 millions de kWh.

Le tarif S2S de GDF, mis en place au 1<sup>er</sup> novembre 1998, est destiné aux clients des Distributions Publiques et est adapté à tous les profils d'enlèvements : chauffage, process ou cogénération. Il comporte :

- un abonnement ;
- une prime fixe s'appliquant au débit journalier d'hiver, souscrit en kWh/jour ;
- une prime fixe réduite d'été, s'appliquant aux éventuels suppléments de débit dont le client demande la mise à disposition pendant les sept mois concernés (avril à octobre) ;
- des prix proportionnels, différenciés selon la saison et comportant trois tranches de consommation : de 0 à 3 GWh/an, de 3 à 200 GWh/an, et au-delà de 200 GWh/an.

Le seuil d'intérêt du S2S par rapport au B2S se situe vers 5 millions de kWh/an.

Le tarif STS de GDF est appliqué aux clients raccordés au réseau de transport de GDF. Il se compose de 4 éléments :

- un abonnement annuel identique en tout point du réseau ;
- une prime annuelle de débit journalier d'hiver, dont le client demande la mise à disposition : le paiement de cette prime fixe « donne droit » à ce débit journalier pendant toute l'année ;
- une prime fixe annuelle qui s'applique à l'éventuel supplément de débit journalier dont le client demande la mise à disposition pendant les seuls sept mois d'été ;
- des prix proportionnels différenciés selon la saison (hiver / été) et trois tranches de consommation ;
  - Tranche 1 de 0 à 24 GWh par an ;
  - Tranche 2 de 24 à 200 GWh par an ;
  - Tranche 3 au delà de 200 GWh par an.
- les prix d'été sont inférieurs à ceux d'hiver.

Les éléments du tarif STS sont identiques sur les grandes artères qui relient les différentes sources d'approvisionnement en gaz. Sur les antennes les éléments tarifaires hormis l'abonnement sont obtenus en majorant ce tarif des charges spécifiques à chacune des antennes (méthode des péages).

Le tarif R ou « Régularité » de GSO se compose des 5 éléments suivants :

- un abonnement annuel par poste de livraison
- une prime fixe annuelle sur la base d'un débit journalier maximum souscrit par le client que GSO s'engage à mettre à disposition toute l'année.
- une prime fixe annuelle réduite pour tout supplément de souscription journalière en été (mois d'avril à octobre inclus).
- une prime proportionnelle au nombre de kWh effectivement livrés. Prix proportionnels saisonnalisés (prix d'hiver, prix d'été réduits), avec trois tranches de consommation :
  - Tranche 1 : de 0 à 24 GWh par an
  - Tranche 2 : de 24 à 75 GWh par an
  - Tranche 3 : au delà de 75 GWh par an.
- une ristourne de modulation : fonction du niveau de modulation annuelle du client.

La modulation est un bon indicateur de la régularité de consommation. Elle s'exprime en nombre de jours par an et est définie par le ratio « consommation annuelle / débit journalier maximum ». Cette ristourne est accordée pour toute modulation > 100 jours par an.

Le tarif S sur le réseau de transport de CFM se compose d'un abonnement, de deux tranches de débit, des prix proportionnels différenciés selon la saison (hiver / été) et d'une tranche de consommation. Il n'y a pas de prime fixe annuelle réduite.

Les contrats sont signés pour une durée de 3 ans.

## 5. Contrats particuliers

Les sociétés gazières peuvent proposer aux clients gros consommateurs (plus de 20 GWh/an) de leur acheter un service d'effacement. Ces clients s'engagent alors à cesser leur consommation de gaz à la demande du fournisseur. Le préavis d'effacement des clients peut être utilisé par les entreprises gazières notamment en cas de crise d'approvisionnement et en cas de pointe débit lorsque le préavis du client l'autorise. La durée d'interruptibilité est indéterminée.

Les clients interruptibles doivent donc être capables à tout moment d'utiliser une source d'énergie de substitution. Ils doivent donc maintenir en état de marche des équipements de secours. Ils doivent également s'engager à consommer au moins 80 % des quantités annuelles souscrites.

Les sociétés gazières rémunèrent le service d'effacement des clients soit par des réductions forfaitaires soit par une garantie de prix par rapport aux produits pétroliers.

## 6. La réglementation des prix

Les tarifs sont publics et chaque mouvement tarifaire donne lieu à un dépôt de barème.

Les tarifs de Distribution Publique sont réglementés : le taux moyen d'évolution est fixé par arrêté pris par le Ministère des Finances.

L'évolution des prix à la clientèle industrielle importante est soumise à une semi-liberté : le transporteur dépose des barèmes de prix auprès du Ministère des Finances qui dispose d'un droit d'opposition.

Parallèlement aux aspects réglementaires, DGF et l'État ont signé un contrat d'objectifs pour la période 1997-1999 prolongé jusqu'en 2000. Par ce contrat, GDF s'engage à faire des gains de productivité et à en rétrocéder une partie aux clients domestiques. L'État s'engage également à donner les moyens tarifaires à GDF de se désendetter.

Les prix de l'entreprise gazière évoluent avec les coûts d'approvisionnement et d'inflation. La part liée au coût matière est plus importante pour les consommations industrielles importantes que pour les clients domestiques qui sont plus coûteux en investissement et en frais de gestion.

## IRLANDE

### 1. Tarif standard Industriel / Commercial

Ce tarif consiste en quatre tranches à taux décroissants :

0	-	36 000 kWh / an
36 001	-	90 000 kWh / an
90 001	-	180 000 kWh / an
>		180 000 kWh / an

et en une prime fixe.

### 2. Tarif n°1 lié à la demande

Ce tarif convient généralement aux consommateurs utilisant entre 450 000 et 2 400 000 kWh par an. Il consiste en un terme fixe, avec un taux unique, quelque soit la quantité de gaz consommé.

### 3. Tarif n°2 lié à la demande

Ce tarif convient généralement aux consommateurs utilisant plus de 2 400 000 kWh par an. Il consiste en un terme fixe, avec un taux unique, quelque soit la quantité de gaz consommé.

Le tarif le plus adéquat pour chaque consommateur dépend du niveau d'utilisation du gaz et du schéma de consommation au cours de l'année.

La TVA est facturée sur tous les prix au taux de 12,5 % : celle-ci est récupérable par les consommateurs industriels/commerciaux.

## ITALIE

### 1. Fournitures continues

En Italie, les prix du gaz naturel vendu aux clients industriels sont calculés conformément aux accords nationaux passés entre la SNAM et les associations industrielles les plus représentatives (Confindustria et Confapi).

Les barèmes et les structures ne sont pas fonction du type de réseau de distribution (primaire ou secondaire) auquel sont raccordés les clients industriels.

Les prix se réfèrent à un mètre cube de gaz naturel aux conditions normales (température de 15 degrés Celsius, pression absolue de 1,01325 bar), PCS de 38,100 kJ.

Les accords sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2000 après avoir été signés le 18 avril 2000. Dans ces nouveaux accords, la réduction des valeurs des composantes "H" (fournitures continues) et "Y" (fournitures interruptibles) à partir du 1<sup>er</sup> octobre 1999 a été annulée rétroactivement.

Une révision est prévue en raison de la transposition dans la législation italienne de la directive européenne sur le gaz.

### 1.1 Termes d'abonnement

L'abonnement est de 500 000 ITL par mois.

### 1.2 Prime fixe (TF)

La prime fixe est établie chaque mois selon la formule suivante :

$$TF = Ca \times L$$

dans laquelle :

- Ca = montant d'engagement, exprimé en ITL par mois, pour la capacité souscrite journalièrement;  
L = besoins journaliers exprimés en mètres cube/jour.

### 1.3 Terme proportionnel (TP)

Le montant brut du terme proportionnel est exprimé d'après la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^9 (V_i \times B_i)$$

dans laquelle :

$V_i$  = volume de gaz naturel correspondant à chaque fourchette de prélèvement;


$B_i$  = valeur de base de chaque fourchette de prélèvement, exprimée en ITL par mètre cube et calculée selon la formule suivante :

$$B_i = 0.845 \times (I P_i + K) \quad (\text{ITL/m}^3)$$

K = 52

$I P_i$  =  $g_i \times \text{Gasoil} + b_i \times \text{LSFO} + a_i \times \text{HSFO}$

Les coefficients  $g_i$ ,  $b_i$  et  $a_i$  sont les suivants :

 Fourchettes d'enlèvement Mm <sup>3</sup> /mois	$g_i$	$B_i$	$a_i$
0,0 - 0,1	0,68	0,26	0,06
0,1 - 0,3	0,48	0,46	0,06
0,3 - 0,5	0,40	0,54	0,06
0,5 - 0,7	0,38	0,38	0,24
0,7 - 1,0	0,34	0,32	0,34
1,0 - 2,0	0,30	0,32	0,38
2,0 - 3,0	0,26	0,30	0,44
3,0 - 4,0	0,24	0,30	0,46
Plus de 4,0	0,20	0,28	0,52

Chaque paramètre pour le calcul de  $B_i$  est déterminé comme la moyenne entre les cours CAF MED BASIS ITALY et FAB BARGES ROTTERDAM publiés dans le "Platt's Oilgram Report". Une moyenne de 12 mois

précédant le mois de la fourniture est prise en considération pour calculer chaque mois la nouvelle valeur de Bi.

La valeur du terme proportionnel de chaque fourchette d'enlèvement est diminuée d'une composante "H" selon le tableau suivant :

Fourchettes d'enlèvement Mm <sup>3</sup> /mois	Rabais [ITL/m <sup>3</sup> ]
0,0 - 0,5	-15
0,5 - 1,0	-16
1,0 - 2,0	-17
2,0 - 3,0	-18
3,0 - 4,0	-19
Plus de 4,0	-20

Rabais saisonniers applicables au terme proportionnel :

- 6 % de rabais pour les enlèvements d'avril à septembre inclus (rabais calculé chaque mois et non appliqué à la composante "H");
- ristourne supplémentaire variant en fonction de la proportion d'enlèvements effectués au cours des mois de juillet à septembre inclus (calculée à la fin de l'année).

Les usagers respectant régulièrement leurs engagements financiers bénéficient d'une remise de 1,5 % sur le montant total payé pendant toute l'année.

D'autres réductions sont octroyées aux mêmes conditions :

- réductions dans les cas des enlèvements effectués dans différents sites possédés par une seule entreprise;
- prime à la régularité des enlèvements.

## 2. Fournitures interruptibles

Le contrat interruptible a normalement une période effaçable de 4 semaines (28 jours). Cette période est reconductible pour 4, 8 ou 12 semaines.


Ce type de contrat ne peut être signé que par une clientèle possédant des installations de cogénération, dont les enlèvements annuels minimaux sont de 1 Mm<sup>3</sup>/année et dont la demande journalière dépasse 5 000 m<sup>3</sup>. Le tarif interruptible est fixé d'après la formule suivante :

$$P = \left[ 0.875 \cdot (LSFO_{caf} + M) \cdot \left( 1 + \frac{Tauxdebase}{1200} \right) \cdot S_m \cdot K_{stag} - Y \right] \quad (\text{ITL/m}^3)$$


P = prix du gaz par mètre cube

LSFO<sub>caf</sub> = cours CAF MED BASIS ITALY de LSFO au cours du mois de fourniture publié par le « Platts Oilgram Report »

M = prix supplémentaire lié à la longueur de la période d'effacement et à la situation géographique des locaux du consommateur.

 Période d'effacement	M
4 semaines	du 103,5 au 91,5
8 semaines	du 94,7 au 82,7
12 semaines	du 85,9 au 73,9
16 semaines	du 77,1 au 65,1


Sm = coefficient moyen de fourchette d'enlèvement calculé conformément au tableau suivant :

 Fourchettes d'enlèvement Mm <sup>3</sup> /mois	Coefficients de fourchette Sm
moins de 1 million	1,00
de 1 à 2 millions	0,98
de 2 à 3 millions	0,96
plus de 3 millions	0,94

Kstag = coefficient associé à une ristourne saisonnière; sa valeur est de 0,975 pour les enlèvements d'avril à septembre et de 1,00 pour les autres mois.

Taux de base = valeur du taux de base bancaire appliqué chaque mois.

Y = remise sur le terme proportionnel calculée conformément au tableau suivant :

 Fourchettes d'enlèvement Mm <sup>3</sup> /mois	Y [ITL/m <sup>3</sup> ]
moins de 3 millions	-3,5
plus de 3 millions	-7,5

Les accords en vigueur prévoient des réductions en faveur des clients possédant plus d'une usine.

A la fin de chaque année civile, les usagers ayant régulièrement honoré leurs paiements bénéficient d'un rabais de 1,25 % sur le montant global de l'année.

### 3. Tarifs pour les consommateurs domestiques

Actuellement, le tarif final facturé par les sociétés de distribution urbaine au consommateur final est déterminé d'après une procédure conventionnelle fixée par les pouvoirs publics, qui tient compte des coûts de chaque société de distribution et garantit l'égalité entre bénéfices et coûts.

En dehors du coût du gaz, la procédure évalue, de manière uniforme pour certains paramètres, les coûts de distribution qui comportent deux éléments :

- les coûts d'exploitation : la valeur de cette composante est mise à jour à l'aide d'une formule de plafond tarifaire (IPD-X) qui tient compte du niveau de l'inflation et d'un niveau préfixé de productivité. Cette valeur est exprimée en ITL par m<sup>3</sup> vendu;
- les investissements : cet élément est fonction des investissements moyens des quatre dernières années et est fixé en ITL annuelles par consommateur, converti en ITL par m<sup>3</sup> en divisant la valeur par la consommation annuelle moyenne de chaque utilisateur.

D'une façon générale, le territoire italien est divisé en districts de prix ayant chacun leur tarif qui est fonction de diverses conditions d'exploitation et de niveau de développement.

Par ailleurs, les tarifs sont diversifiés selon l'utilisation du gaz :

- cuisine et eau chaude;
- chauffage individuel;
- chauffage central et autres utilisations;
- petits consommateurs industriels dont la consommation varie entre 100 000 et 200 000 cm<sup>3</sup>/an.

Ces tarifs comprennent une prime fixe et un terme proportionnel.

Les pouvoirs publics fixent, au niveau national, les valeurs de la prime fixe de chaque tarif ainsi que les tarifs facturés aux petites industries et pour la cuisine et la production d'eau chaude.

La valeur des autres tarifs est déterminée au niveau local par les sociétés de distribution urbaine en vertu de la procédure fixée dont l'application correcte est vérifiée par les commissions locales des pouvoirs publics.

Les variations de prix du gaz naturel acheté par la Snam, évaluées d'après un mécanisme de mise à jour mis au point par les pouvoirs publics, sont transmises tous les deux mois par les sociétés de distribution urbaine aux consommateurs finals.

En novembre 1995, le Parlement italien a voté la loi 481 prévoyant la création d'un nouvel organisme de régulation (« l'Autorité ») chargé, entre autres, du contrôle réglementaire de la distribution de gaz naturel au marché de détail. On espère que l'Autorité établira de nouveaux critères de détermination des prix pour la fin de cette année.

## LUXEMBOURG

### 1. Système de prix en vigueur

Suivant le règlement taxe en vigueur depuis le 1er janvier 1993 les prix de vente du gaz naturel sont adaptés trimestriellement au prix prévisionnel du gaz naturel, exception faite des tarifs hors pointe - THP - et - SPOT - où les prix sont adaptés mensuellement.

Les tarifs se composent de trois éléments différents, à savoir un prix par mètre cube, une taxe pour la location du compteur et d'une prime fixe calculée sur base de la puissance installée.

La puissance utile des installations prise en compte pour le calcul des tranches est exprimée en kW et la valeur d'une tranche de puissance est égale à 5 kW. Les installations dont la puissance totale installée est égale ou supérieure à 1 000 kW doivent être équipées de brûleurs mixtes gaz naturel/gasoil et d'un dispositif permettant la commutation des brûleurs par télécommande.

### 2. Tarifs applicables à la vente de gaz naturel

Le tarif général - TG - est appliqué à toute facturation de gaz, que cette énergie soit consommée pour des besoins domestiques ou pour les besoins d'un commerce, d'une industrie, d'un métier ou d'une autre activité. Il est appliqué automatiquement si l'abonné n'opte pas pour un autre tarif.

Le tarif se compose :

- d'une prime fixe de 70 LUF;
- d'un prix par m<sup>3</sup> de gaz consommé;
- de la taxe de compteur.

Il est accordé sur le prix total de la consommation et de la prime fixe, une réduction de 30 % au bénéfice des ménages qui ont 3 enfants à leur charge. Cette réduction est de 40 % pour ceux qui ont 4 enfants à leur charge et de 50 % pour ceux qui ont 5 enfants à leur charge.

Le tarif chauffage est un tarif à compteur unique qui est appliqué à la facturation du gaz utilisé pour l'alimentation d'installations de chauffage dont le débit calorifique est inférieur à 150 kW pour le tarif TC1 et supérieur à 150 kW pour le tarif TC2.

Le tarif industriel (TI) est appliqué à la consommation de gaz destiné à des fins industrielles, artisanales ou commerciales. Le débit calorifique totale des appareils doit être inférieur à 150 kW pour le tarif TI1 et supérieur 150 kW pour le tarif TI2.

Le tarif cogénération (TCG) est appliqué à des installations produisant de l'électricité et de la chaleur utilisée à des fins de chauffage. Ce tarif est appliqué moyennant contrat, valable pour une année entière.

Les tarifs hors pointe - THP - et - SPOT - sont appliqués moyennant contrats, susceptibles de dénonciation sans délai à la fin de chaque mois, à la consommation de gaz fourni en dehors des heures et jours de pointe et destiné à des installations équipées de brûleurs mixtes.

Les installations en question doivent être équipées d'un dispositif de télécommande permettant la commutation gaz/gasoil (THP) et gaz/fuel extra lourd (SPOT) et vice-versa depuis l'usine à gaz.

Les tarifs se composent d'un abonnement mensuel s'élevant à 1/120ième du coût effectif du poste de livraison, ainsi que d'un prix par m<sup>3</sup> de gaz arrêté chaque mois par le collège des Bourgmestres et Echevins.

### **3. Droits mensuels pour la location de compteurs**

Compteurs à membranes : 25 à 970 LUF;

Compteurs à turbines ou à pistons rotatifs : 700 à 3 000 LUF.

### **4. Fiscalité en vigueur**

Les ventes de gaz sont soumises à la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) et le taux en vigueur est de 6 %. Elle est perçue sur les ventes, les primes fixes ainsi que sur la location des compteurs.

## **PAYS-BAS**

### **1. Introduction**

La valeur du gaz est calculée d'après les coûts encourus par les consommateurs en cas d'utilisation d'un combustible différent. Très souvent, le prix du gaz est lié à celui des produits pétroliers : le fuel lourd pour les utilisateurs industriels, le fuel domestique ou le gasoil pour les consommateurs domestiques. Dans les deux cas, les combustibles utilisés comme référence sont les alternatives au gaz les moins chères. Même si l'importance du gasoil et du fuel a baissé aux Pays-Bas au cours des années, ces combustibles continuent néanmoins à être des références valables.

Le prix du gaz naturel est fixé sur la base des produits pétroliers dont le prix est exprimé en dollars sur le marché mondial. Cela signifie que le prix payé en fin de compte par le consommateur pour chaque m<sup>3</sup> dépend également du cours du dollar. Selon le volume, différents prix sont calculés pour diverses catégories de clients. La formule de chaque catégorie, utilisée pour calculer le prix, tient essentiellement




compte du prix moyen du pétrole au cours des deux trimestres précédents. Le prix facturé aux gros utilisateurs est fixé par trimestre tandis que pour les petits consommateurs, il est revu tous les six mois.

## 2. Formules utilisées pour le calcul des prix

Le prix réel payé par les petits consommateurs - la limite étant un volume de 170 000 m<sup>3</sup> par an - est fixé par les sociétés locales de distribution d'énergie aux Pays-Bas. Il en va de même pour les clients se situant à la limite inférieure du marché des grands utilisateurs, et dont la consommation annuelle n'atteint pas 3 millions de m<sup>3</sup>. La taxe sur les combustibles est incluse dans le prix. Gasunie envoie directement la facture aux utilisateurs consommant plus de 3 millions de m<sup>3</sup> par an. Aux Pays-Bas, les horticulteurs possédant des serres bénéficient d'un contrat spécial que la Fédération agricole a négocié avec Gazunie et EnergieNed (l'association des sociétés de distribution d'énergie aux Pays-Bas). Si le prix du pétrole est faible, celui du gaz utilisé pour les serres est fixé à un niveau légèrement supérieur au tarif des grands utilisateurs. Ce prix est légèrement inférieur lorsque celui du pétrole est élevé. En règle générale, les consommateurs bénéficient d'une réduction sur leur facture de gaz s'ils acceptent d'effectuer leur paiement par virement bancaire automatique. Un rabais du «Nord» (un peu moins d'un cent par m<sup>3</sup>) est consenti aux consommateurs habitant le nord des Pays-Bas (provinces de Groningen, Frise et Drenthe et, dans certains cas, dans la province d'Overijssel).

Les formules sont les suivantes :

 Zone	Enlèvement annuel en m <sup>3</sup>	Formule des prix	Période de validité
A	De 0 à 170 000	(G:500) x 37.2 + 1.7	six mois
B	De 170 000 à 3 millions	(P:500) x 38.2 + 7.35	trimestre
C	De 3 millions à 10 millions	(P:500) x 38.2 + 3.6	trimestre
D	De 10 millions à 50 millions	(P:500) x 38.2 + 1.8	trimestre
E	> à 50 millions	(P:500) x 38.2 + 1.75	trimestre

«G» est la moyenne arithmétique calculée sur six mois - deux mois avant le semestre pendant lequel le prix du gaz est applicable - des maxima et minima mensuels de cotation du gasoil publiés dans le «Platt's Oilgram Price Report» en dollars américains par tonne, sous "Barges FAB Rotterdam", convertie en florins néerlandais par tonne. On ajoute à cette moyenne le droit de régie sur le gasoil, la surprime de stockage du combustible (surprime COVA) et les surprimes de négoce et de transport (le tout en florins par tonne).

«P» est la moyenne arithmétique - calculée sur les six mois précédant le trimestre pendant lequel le prix du gaz est applicable - des maxima et minima mensuels de cotation du fuel ayant une teneur en soufre de 1 % par unité de poids, publiés dans le «Platt's Oilgram Price Report» en dollars américains par tonne, sous "Barges FAB Rotterdam", convertie en florins néerlandais par tonne. On ajoute à cette moyenne le droit de régie sur le fuel, la surprime de stockage du combustible (surprime COVA) et les surprimes de négoce et de transport (le tout en florins par tonne).

Il convient de noter le fonctionnement du système de zone: tous les consommateurs commencent par payer un prix de zone A, mais les autres zones sont applicables en fonction de l'enlèvement annuel. Par exemple, un consommateur dont l'enlèvement annuel s'élève à 2 millions de m<sup>3</sup>/an paie un prix de zone A pour les 170 000 premiers m<sup>3</sup>, un prix de zone B1 pour les 830 000 m<sup>3</sup> suivants et un prix de zone B2 pour le reste.

## 3. CSS (Système de Tarification Produit/Services)

Le CSS est le système de tarification utilisé par la NV Nederlandse Gasunie pour les ventes de gaz aux consommateurs néerlandais qui enlèvent au moins 10 millions de m<sup>3</sup> par an. Le début de l'évolution de ce nouveau système de tarification est marqué par la libéralisation du marché du gaz en Europe occidentale. Dans le cadre de ce CSS, le prix du gaz comprend un prix par m<sup>3</sup> et des tarifs pour l'utilisation de l'infrastructure: c'est-à-dire le transport et la flexibilité. Tous les tarifs sont transparents et sont valables à la fois pour les clients qui achètent le gaz auprès de la Gasunie ainsi que pour ceux utilisant uniquement

l'infrastructure de la Gasunie. Le prix du produit et la tarification des services sont approuvés par le ministère néerlandais des Affaires Economiques.

L'évolution du CSS se fonde sur les principes suivants :

- Prix du marché. Le prix du gaz est basé sur sa valeur sur le marché et dépend du prix des produits pétroliers. Les taxes frappant les services dans le cadre du CSS sont fixées d'après la valeur de ces services sur le marché, Gasunie répercutant les économies d'échelle sur le consommateur.
- Base horaire. De nombreux contrats internationaux ainsi que les contrats d'achats et de transit néerlandais se basent habituellement sur les capacités en m<sup>3</sup> par heure. Cela traduit combien la demande de gaz sur une base horaire est un important facteur de coût pour les investissements en infrastructures de la Gasunie. Le CSS introduit cette composante horaire sur le marché des ventes de gaz domestique ainsi que dans la tarification des services pour gaz de tiers. Cela profite aux clients n'ayant pas besoin d'une capacité supplémentaire (le gaz qui leur est fourni par des tiers étant suffisant), car ils ne subventionnent pas, par l'intermédiaire d'un tarif de capacité journalière, les clients pour lesquels cette flexibilité au cours de la journée n'est pas nécessaire.
- Transparence. Les services individuels et le produit sont facturés sur la base de conditions clairement établies et portées à la connaissance du public.
- Non-discrimination. Les mêmes services sont facturés aux mêmes prix quel que soit le fournisseur (Gasunie ou tiers).

Le CSS fait une distinction entre les composantes du prix du gaz à propos de la capacité commandée et du volume: la capacité est la demande maximum par un client de gaz en m<sup>3</sup> par heure et le volume correspond à la quantité de gaz en m<sup>3</sup> fournie au client. Gasunie corrige les prix en fonction du pouvoir calorifique réel du gaz naturel fourni; les mêmes corrections sont effectuées, dans le cadre du nouveau système, pour les prix de capacité. Tous les prix sont calculés par m<sup>3</sup> ayant un pouvoir calorifique de 35,17 MJ/m<sup>3</sup>. On se base sur un volume de 1 m<sup>3</sup> dans des conditions standard.

Le volume vendu par Gasunie est facturé au prix du produit, et la capacité commandée par le client, à un prix fixe unitaire. Le client a la possibilité d'optimiser ce prix fixe unitaire, basé sur son contrat d'enlèvement, en utilisant par exemple des services tels que la capacité occasionnelle et la flexibilité sur une base horaire, dont l'utilisation est limitée à la durée de la capacité commandée.

Afin d'assurer une transition sans heurts entre l'ancien système de prix du gaz et le CSS, et dans le cadre d'une politique axée sur le client, Gasunie appliquera un régime transitoire à tous ses clients confrontés à une augmentation des prix du fait de l'application du CSS. L'aspect le plus important de ce régime transitoire est qu'au cours de la première année de l'introduction du CSS, le prix moyen du gaz sera égal au prix facturé dans le cadre de l'ancien système majoré d'un tiers dû à l'adoption du nouveau système. Pendant la deuxième année, le prix du gaz sera égal à l'ancien prix majoré des deux tiers de la différence. D'une manière générale, aucune amende ne sera infligée en cas de dépassement des capacités au cours de la première année.

Chaque année, la tarification des services de Gasunie sont partiellement adaptés à l'indice des prix à la consommation.

Tous les tarifs cités sont valables pour des contrats de 5 ans. Pour les contrats plus courts, une prime est ajoutée aux tarifs. Celle-ci ne s'applique pas au transport, à la flexibilité sur une base horaire et à l'adaptation de la qualité.


En cas de dépassement de capacité, c'est-à-dire si la demande, au cours d'une heure particulière, est supérieure à la capacité contractuelle et à une marge opérationnelle de 2 %, Gasunie infligera une amende correspondant à deux fois le montant facturé pour la capacité occasionnelle. Un dépassement de la capacité de transport sera sanctionné par une amende égale à deux fois le tarif de transport multiplié par le dépassement horaire maximum. Les dépassements de capacité structurelle entraîneront soit une modification de la capacité contractuelle soit l'installation d'un limiteur de débit. Gasunie a également le

droit de réclamer au client des dommages et intérêts ou le remboursement des frais en cas de dépassement de la capacité.

#### 4. Taxes

Outre un taux de TVA de 17,5% (6 % pour les horticulteurs), une taxe d'environnement (WBM) est prélevée: elle s'élève à 0,022 NLG/m<sup>3</sup> pour les dix premiers millions de m<sup>3</sup> et à 0,0144 NLG/m<sup>3</sup> pour les enlèvements restants. Ces taxes s'appliquent à tous les consommateurs.

De plus, il existe une « ecotaxe » dont les taux sont les suivants :

	0 – 800 m <sup>3</sup>	801 – 5 000 m <sup>3</sup>	5 001 – 170 000 m <sup>3</sup>	170 001– 1 000 000 m <sup>3</sup>	>1 000 000 m <sup>3</sup>
01.01.1999	0	0,1598 NLG/m <sup>3</sup>	0,1044 NLG/m <sup>3</sup>	0,0071 NLG/m <sup>3</sup>	0

## AUTRICHE

Les données pour les clients tarifaires concernent la zone d'approvisionnement de WIENGAS GmbH. Pour les clients importants, sont indiqués les prix de la zone d'approvisionnement de WIENGAS GmbH ainsi qu'une valeur moyenne représentative des quatre grandes zones d'approvisionnement de WIENGAS GmbH (Vienne), EVN AG (Basse-Autriche), Steirische Ferngas AG (Styrie) et Oberösterreichische Ferngas AG (Basse-Autriche).

### 1. Prix du gaz

Il existe une distinction entre clients tarifaires et clients importants

#### 1.1 Clients tarifaires

Depuis le 1<sup>er</sup> décembre 1997, il existe un nouveau système tarifaire, qui se subdivise en un prix minimal d'approvisionnement, un niveau tarifaire 1 et un niveau tarifaire 2. Le prix minimal d'approvisionnement s'applique sur la base d'une consommation de 0,25 m<sup>3</sup> de gaz par journée de tarification. En cas de dépassement de cette quantité minimale, jusqu'à une consommation annuelle de 730 m<sup>3</sup> (soit 2 m<sup>3</sup> par journée de tarification), le niveau tarifaire 1 s'applique (dont le prix au mètre cube définit aussi le prix minimal du kilowatt/heure). La quantité de gaz dépassant une consommation annuelle de 730 m<sup>3</sup> se voit appliquer un tarif inférieur (niveau 2).

#### 1.2 Clients importants

Pour la zone d'approvisionnement de la WIENGAS GmbH, sont communiquées une taxe de mise à disposition, à un prix d'hiver pour les mois d'octobre à mars et un prix d'été moins élevé pour les mois d'avril à septembre qui s'appliquent aux clients importants. Si, pour un client important, un prix moyen supérieur au tarif résulte d'une consommation moins élevée pendant une année civile, une clause de meilleur prix assure que c'est ce tarif qui sera appliqué. Ventilation de la fourniture de gaz aux clients tarifaires et aux clients importants dans la zone d'approvisionnement de la WIENGAS GmbH : 75 % contre 25 %.

Pour obtenir un aperçu représentatif de la situation des prix pour les clients importants, des données concernant une moyenne des quatre plus grandes zones d'approvisionnement d'Autriche avec la plus forte participation industrielle (Vienne, Basse-Autriche, Styrie, Basse-Autriche) sont communiquées en plus des prix pour la zone d'approvisionnement de la WIENGAS GmbH.

## 2. Fiscalité

Une taxe sur le gaz naturel et une taxe sur la valeur ajoutée sont perçues sur le gaz naturel

### 2.1 Taxe sur le gaz naturel

La taxe sur le gaz naturel s'applique à l'utilisateur final et s'élève à 0,6 ATS/m<sup>3</sup>. Des exonérations sont prévues pour l'utilisation de gaz naturel à des fins non énergétiques (par exemple, comme matière première dans l'industrie chimique) et dans le cas où il est utilisé pour la production d'énergie électrique (parce que l'électricité produite est frappée d'une taxe sur l'électricité). En outre, au titre de la loi relative à la compensation des taxes sur l'énergie, il est possible de réclamer une restitution de la taxe sur le gaz naturel. En vertu de cette loi, les entreprises qui peuvent démontrer que leur activité consiste principalement à fabriquer des biens économiques matériels, se voient rembourser leurs taxes sur l'énergie (gaz naturel et électricité) dans la mesure où elles dépassent, au total, 0,35 % de la valeur nette de la production (définie à l'article 1er de la loi relative à la compensation des taxes sur l'énergie), déduction faite d'une franchise de 5 000 ATS.

### 2.2 Taxe sur la valeur ajoutée

Une taxe sur la valeur ajoutée de 20 % est perçue. Au sens de la loi relative à la taxe sur la valeur ajoutée, les chefs d'entreprise peuvent déduire, à titre d'impôt perçu en amont, la taxe sur la valeur ajoutée indiquée séparément sur la facture de gaz.

Dans le *Land* fédéral de Vienne, une taxe à la consommation de 6 % calculée dans le prix du gaz est perçue en sus.

## PORTUGAL

### 1. Description générale

Après la restructuration du secteur du gaz et de la constitution du Groupe GDP en 1995, l'entreprise Lisboagás (100 % de GDP) constitue la seule entreprise distributrice de gaz de ville à Lisbonne. Le système de gaz de ville est en train d'être reconverti pour le gaz naturel. L'objectif est de compléter la reconversion en 2001.

### 2. Régulation des prix

Le prix du m<sup>3</sup> de gaz de ville et de l'abonnement mensuel est fixé entre Lisboagás et la Direction Générale du Commerce et Concurrence en accord avec la Direction Générale de l'Énergie.

### 3. Fiscalité

5 % de TVA sur le prix du m<sup>3</sup> et sur celui de l'abonnement mensuel.

### 4. Paramètres et formules tarifaires ou contractuelles

Les abonnés de Lisboagás paient un abonnement mensuel dont le montant varie en fonction de la catégorie du compteur installé. La plupart des usagers de Lisboagás (environ 99 %) possèdent des compteurs de type G4 ou G6 (659.40 PTE + TVA).

Options (interruptibilité, rabais saisonniers, réductions) : aucune option actuellement.

## FINLANDE

### 1. Structure de prix

Depuis 1992, un système public et général de fixation des prix de vente du gaz naturel est en vigueur en Finlande. Il s'agit d'un tarif applicable à tous les nouveaux contrats et à ceux en cours de renouvellement. Les tarifs s'appliquent aux contrats conclus avant 1992 et toujours en vigueur au moment du renouvellement du contrat.

La durée de validité des contrats est généralement assez longue (supérieure à 10 ans) et les prix sont révisés tous les trois ans. Les principes sur lesquels repose la tarification et les prix peuvent faire l'objet d'une inspection publique et tiennent compte des coûts et de la concurrence. Deux options tarifaires sont disponibles : prix de l'énergie et prix de distribution. Il est possible d'opter pour l'un ou l'autre des tarifs, à condition toutefois que le courant maximum fourni au prix de distribution soit de 30 MW.


Le prix de vente du gaz comporte trois éléments à partir desquels sont calculées les primes : une prime fixe (FIM/mois), une prime de capacité négociée (FIM/MW par mois) et une prime d'énergie (FIM/MWh).

La prime fixe est spécifiée suivant le point de livraison et la capacité MW allouée au client au point de livraison. Ce prix est lié à l'indice des prix de gros.

La prime de capacité négociée se base sur la capacité négociée (MW) réservée par le consommateur pour l'année. La capacité négociée est contrôlée en mesurant l'énergie moyenne consommée au cours d'une période de 6 heures. Cette prime est elle aussi liée à l'indice des prix de gros.

La prime d'énergie est un paiement déterminé selon le contenu en énergie du gaz livré. Dans les prix de l'énergie, un rabais saisonnier de 7-10 % est accordée sur la prime d'énergie.

Le tarif de la distribution dépend entièrement du prix du fuel lourd (FORot). De son côté, l'indexation des tarifs de l'énergie varie en fonction de la capacité allouée au client. Le tableau ci-dessous indique la structure du modèle.


 Puissance allouée au client	H XX %	FORot YY %	I ZZ %
$p \leq 20$ MW	-	100	-
$20 < p \leq 50$ MW	-	70	30
$50 < p \leq 100$ MW	10	50	40
$100 < p$	25	25	50

Ces indices montrent bien que le gaz naturel est en concurrence avec d'autres combustibles disponibles sur le marché.


Le consommateur peut dépasser la capacité annuelle négociée. Dans ce cas, il doit effectuer un paiement séparé (FIM/MWh). Le montant exact de ce paiement est déterminé tous les jours, par périodes de six heures, en fonction du dépassement de capacité.

Un accord spécifiant que le gaz est livré sur une base interruptible peut être conclu avec les grands consommateurs. Cependant, cette possibilité est rarement utilisée.


La dernière tarification M98 est entrée en vigueur le 1er janvier 1998. Les valeurs de base de la prime fixe sont les suivantes :

 Puissance P allouée au client	Prime fixe
Tarif : prix de l'énergie	(FIM/mois, point de livraison)
0 < P ≤ 20 MW	12 500
20 < P ≤ 50 MW	17 500
50 < P ≤ 100 MW	27 500
100 < P ≤ 250 MW	45 000
250 < P	65 000
Tarif : prix de distribution	(FIM/mois, point de livraison)
0 < P ≤ 30 MW	3 800

Les valeurs de base de la prime de capacité souscrite sont les suivantes :

 Tarif	Prime de capacité négociée (FIM/MW, mois)
Prix de l'énergie	7 750
Prix de la distribution	1 250

Les valeurs de base de la prime d'énergie sont les suivantes :

 Tarif	Prime d'énergie (FIM/MWh)
Prix de l'énergie	51,80
Prix de la livraison	63,50

## 2. Fiscalité

Outre le taux de TVA de 22 %, le gaz naturel est assujéti à une taxe sur l'énergie, dont le montant dépend de la teneur en carbone et en énergie du combustible en question. Depuis 1997, une taxe pour l'approvisionnement du gaz naturel est versée. La taxe totale sur l'énergie payable sur le gaz naturel en 1999 s'élève à 9,70 FIM/MWh (GCV). Le gaz naturel est exempté de la taxe sur l'énergie lorsqu'il est utilisé pour produire de l'électricité, comme matière première, ou directement dans un processus industriel.

## SUEDE

Le marché suédois du gaz naturel est petit comparé à la norme européenne continentale. Les ventes totales de gaz naturel en Suède en 1992 se sont élevées à 852 millions m<sup>3</sup> et se répartissent par secteur comme suit :

Résidentiel	:	8 %
Commercial	:	8 %


Industriel	:	42 %
Centrales électriques	:	0 %
Chauffage urbain, CHP, divers	:	44 %

En Suède, le gaz est importé du Danemark par Vattenfall Naturgas AB qui est également l'un des deux distributeurs en Suède. L'autre distributeur est Sydgas AB.

Les consommateurs de gaz sur le marché suédois se répartissent en deux catégories, les consommateurs résidentiels et les non résidentiels. Un consommateur résidentiel paie selon un tarif, tandis que le consommateur non résidentiel, obtient un prix négocié individuellement. Dans les deux cas, les prix tiennent compte du prix du carburant de substitution applicable au consommateur.


Les consommateurs de gaz naturel sont assujettis aux taxes suivantes :

- Industrie et serres (SEK par 1000 m<sup>3</sup>)

 Taxe sur l'énergie	Taxe sur le CO <sub>2</sub>	Total SEK
-	392	392

Taux de TVA : 25 %

- Autres consommateurs (SEK par 1000 m<sup>3</sup>)

 Taxe sur l'énergie	Taxe sur le CO <sub>2</sub>	Total SEK
239	785	1024

Taux de TVA : 25 %

## ROYAUME-UNI

### 1. Industrie gazière

#### 1.1 Structure du marché

Le gaz destiné au marché britannique (Angleterre, Pays de Galles et Écosse) est produit en mer. Il provient en grande partie du secteur britannique, mais un certain volume est également importé du secteur norvégien. Un gazoduc reliant l'Irlande du Nord et le sud-ouest de l'Écosse a été achevé en 1996 tandis que le raccordement entre Bacton et Zeebrugge a été mis en service fin 1998.

Le marché en aval de gaz britannique se compose des Transporteurs publics de gaz (TPG) qui exploitent les gazoducs (parmi les TPG, le plus important est la Transco qui faisait partie de l'ancienne British Gas plc), des expéditeurs (grossistes) qui achètent le gaz auprès des producteurs en mer et qui le revendent aux fournisseurs qui, eux-mêmes, le vendent aux consommateurs finals. Tous les acteurs du marché doivent être titulaires d'une licence délivrée par l'organisme investi d'un pouvoir réglementaire, l'Office des marchés du gaz et de l'électricité (OFGAS) et il est interdit à un TPG de posséder une licence d'expéditeur ou de fournisseur afin d'assurer l'accès de tous au gazoduc sur une base non discriminatoire.

Sur le marché, il existe 8 TPG et 90 expéditeurs et fournisseurs environ (près de 60 d'entre eux travaillent sur le marché industriel et commercial et 28 sur le marché domestique).

Le marché est désormais totalement ouvert et tous les clients peuvent choisir leur fournisseur depuis 1998. À l'heure actuelle, plus de 5 millions de clients ont exercé ce droit et changé de fournisseur.

## 1.2 Libéralisation

En 1991, l'« Office of Fair Trading » (OFT) a réalisé une étude approfondie de l'évolution de la concurrence sur le marché du gaz. Il a formulé un certain nombre de recommandations visant à intensifier cette concurrence. En conséquence, la British Gas s'est engagée à réduire à 40 %, pour 1995, sa part du marché des contrats (dont le seuil se situait à l'époque à 25 000 thermes par an). À la suite de la réduction du plafond du monopole de droit à 2 500 thermes par an en 1992, la MMC (Monopolies and Mergers Commission) a recommandé, dans son rapport de 1993, que l'objectif de part de marché soit porté à 55 % compte tenu de la domination de British Gas sur le marché de la consommation de 2 500 à 25 000 thermes. Pour contribuer à la réalisation de cet objectif, British Gas, qui avait déjà passé un contrat pour acheter une grande partie de la production offshore de gaz naturel de l'époque, s'est engagée à en céder un certain volume à ses concurrents dans les années 1995/96.

British Gas a également promis de mettre progressivement en place, pour la date-butoir du 1<sup>er</sup> janvier 1994, une entité distincte qui se chargerait des transports et du stockage. Le directeur général des Fournitures de gaz (DGGS) ne pouvant convenir de modalités appropriées pour la mise en œuvre de l'opération, a saisi la MMC du dossier. Le président du Board of Trade avait également exigé deux références distinctes: l'une du marché pour la fourniture de gaz aux consommateurs tarifaires et non tarifaires, l'autre concernant la fourniture de services de transport ou de stockage du gaz par un fournisseur d'État. Par la suite, le DGGS a demandé à la MMC de mener une enquête sur le marché tarifaire.

Cette enquête a débouché sur deux rapports formellement distincts mais étroitement liés, achevés le 31 juillet 1993. Ces rapports ont soulevé un certain nombre de questions importantes et connexes. Deux questions essentielles que le gouvernement devait examiner concernaient la structure du monopole de droit de la British Gas pour l'approvisionnement du secteur domestique. Le président a annoncé ses décisions sur le rapport de la MMC le 21 décembre 1993 dont les deux principales étaient les suivantes:

- British Gas devait dissocier complètement la gestion de ses activités commerciales et de ses activités de transport, mais ne serait pas tenue de renoncer aux premières;
- le monopole tarifaire de British Gas prendrait fin en avril 1996, la concurrence devant être instaurée par étapes sur une période de deux ans s'achevant en avril 1998.

## 1.3 Réglementation du secteur

Le « Gas Act » de 1986 a mis en place un régime réglementaire concernant l'approvisionnement par gazoduc. L'un de ses principaux éléments portait sur la création de l'Office of Gas Supply (OFGAS) qui a fusionné, en 1999, avec l'Offer (l'Office de réglementation de l'électricité) pour former l'« Office of Gas and Electricity Markets » (OFGEM). Organisme indépendant investi d'un pouvoir réglementaire, l'OFGAS est dirigé par le directeur général des Fournitures de gaz (DGGS) qui est nommé par le ministre du Commerce et de l'industrie. Sa fonction principale consistait à contrôler les activités de British Gas en tant que fournisseur d'État et, en cas de besoin, à faire respecter le mandat de l'entreprise. Ce rôle est désormais assuré par le directeur général des Marchés du gaz et de l'électricité.

Le gouvernement envisage de remplacer l'actuelle structure d'organisme indépendant investi d'un pouvoir réglementaire par un conseil de réglementation, la Gas and Electricity Markets Authority (GEMA). Le régulateur sera le directeur général du conseil qui comprendra également des administrateurs. Les charges et responsabilités habituellement dévolues au régulateur indépendant seront assumées par la GEMA. L'objectif est de dépersonnaliser autant que possible la réglementation.

Le « Gas Act » de 1995 modifie le « Gas Act » de 1986. Les attributions générales du ministre et du DGGS sont, en substance, analogues à celles fixées par la loi de 1986. Toutefois, le nouveau texte prévoit des responsabilités supplémentaires touchant à la sécurité et visant à tenir compte de l'effet des activités de transport par gazoduc sur l'environnement.



La loi a pour objectif premier de définir un cadre pour l'ouverture à la concurrence du marché domestique (clients consommant moins de 73 200 kWh par an). Ses éléments essentiels sont les suivants:

- des licences différentes sont octroyées à trois types d'organismes distincts: les transporteurs publics, qui possèdent et exploitent un réseau de transport; les expéditeurs, qui organisent le transport du gaz par l'intermédiaire d'un réseau de transport; les fournisseurs, qui approvisionnent les clients. Toutefois, la même entité juridique ne peut être à la fois titulaire d'une licence de transporteur public et de fournisseur ou d'expéditeur de gaz;
- British Gas (appelée à présent BG plc) continuera à exploiter son réseau national de gazoducs sous la forme d'une entreprise autonome, appelée Transco, qui restera réglementée;
- il est prévu d'instaurer progressivement une concurrence à partir d'avril 1996, concurrence qui devra s'étendre à l'ensemble du pays en 1998;
- tous les fournisseurs seront tenus d'offrir des services spéciaux aux clients âgés et handicapés, de respecter certaines obligations sociales en matière de créances et d'interruption de l'approvisionnement, et de prodiguer des conseils pour une utilisation efficace de l'énergie.

Le « Gas Act » de 1995 imposait également à British Gas de répartir ses activités entre la société-mère et une filiale, British Gas Trading (BGT), qui comprend British Gas Supply et les gisements de gaz de North et de South Morecambe. En fait, British Gas est allée plus loin que la séparation formelle de ses activités commerciales et de transport: le 17 février 1997, l'entreprise a opéré une scission débouchant sur la création d'une nouvelle entreprise cotée en bourse, Centrica. Centrica regroupe les activités de vente, de négoce, de services et de détail, ainsi que les champs de gaz de Morecambe. British Gas, rebaptisée BG plc, englobe les activités de transport et de stockage de Transco ainsi que l'exploration, la production, les activités d'aval au niveau international, la recherche et la technologie ainsi que des activités immobilières.

## **2. Tarification du gaz**

### **2.1 Consommateurs tarifaires**

Le « Gas Act » de 1995 a remplacé la base d'approvisionnement réglementaire applicable en vertu du « Gas Act » de 1986 (et de la législation antérieure) par une base d'approvisionnement contractuelle.

Les consommateurs domestiques ainsi que les petits consommateurs industriels et commerciaux, dont la consommation va jusqu'à 73 200 kWh (2 500 thermes) par an, sont approvisionnés aux conditions des tarifs publiés. Il existe trois principaux types de tarifs: le tarif à crédit, qui s'applique à la majorité des ventes au secteur domestique (les clients reçoivent leurs factures par trimestre à terme échu), le débit direct (les paiements s'effectuent généralement chaque mois et le montant est prélevé directement sur le compte bancaire du client) et le tarif domestique à prépaiement pour lequel les consommateurs paient à l'avance par l'intermédiaire d'un compteur. Tous les tarifs comportent une prime fixe et des taxes pour chaque unité consommée (désormais plusieurs sociétés, notamment la British Gas Trading, proposent des tarifs sans prime fixe). La taxe payable par unité varie selon le niveau de consommation et a un caractère dégressif. L'une des conséquences du « Gas Act » est le remplacement de l'expression « tarif gaz » (gaz tarifé) par « contract » (contrat), tous les clients ayant désormais un contrat réel ou, dans le cas de nombreux clients de British Gas, virtuel. L'expression est utilisée ici pour faire une distinction entre deux marchés.

### **2.2 Consommateurs non tarifaires**

La clientèle enlevant plus de 73 200 kWh de gaz par an peut être approvisionnée soit par British Gas, soit par un autre fournisseur. En vertu de son mandat (« autorisation »), British Gas est tenue de publier des barèmes et de fixer ses prix conformément à ces barèmes. Cependant, en septembre 1994, le DGGS a exempté British Gas de cette contrainte pour les livraisons fermes destinées au marché des consommateurs de plus de 73 200 kWh (à présent ouvert à la concurrence) ainsi que, à partir de juin 1995, au reste du marché contractuel; les autres fournisseurs négocient des contrats individuels avec leurs clients. En juillet 1996, l'OFGAS a annoncé son intention de supprimer définitivement l'obligation

imposée à British Gas Trading de fixer ses prix en fonction des barèmes publiés sur le vaste marché des contrats fermes; cette obligation a été levée en novembre 1996.

### 2.3 Réglementation des prix du gaz

Depuis 1987, les prix facturés par British Gas au secteur tarifaire sont encadrés par une formule liée au taux d'inflation mesuré par l'indice des prix de détail (RPI). Le marché non tarifaire ainsi que les nouveaux fournisseurs du marché désormais concurrentiel du secteur domestique sont régis par la législation sur la concurrence qui est placée sous la surveillance du « Director General of Fair Trading ». Le DGGS est chargé de suivre la formule et d'en contrôler l'application. À la suite d'une révision de la formule précédente par l'OFGAS, une formule révisée est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 1992. British Gas est autorisée à augmenter ses prix jusqu'au seuil permis par cette formule qui est la suivante :

$$\text{RPI} - X + \text{GCI} - Z + E + K.$$

La première partie de la formule, RPI - X, s'applique aux « coûts non gaziers », c'est-à-dire à l'intégralité des coûts de British Gas, exception faite du prix d'achat du gaz. British Gas est autorisée à répercuter les hausses de ces coûts sur ses prix à concurrence du taux d'inflation minoré d'un facteur d'efficacité (X) fixé à 5 %.

Le deuxième élément, GCI - Z, est un prix plafond qui signifie que British Gas peut augmenter ses prix conformément à l'évolution d'un indice particulier des prix du gaz minoré d'un facteur d'efficacité (Z) juste supérieur à 1 %.

Le troisième élément, E, couvre certaines dépenses liées à l'efficacité énergétique; quant au quatrième élément, K, il s'agit d'un facteur de correction permettant d'effacer, au cours des années ultérieures, les pertes ou dépassements de recettes enregistrés au cours d'une année donnée.

Le facteur X de la formule a été réduit de 5 à 4 % le 1<sup>er</sup> avril 1994 à la suite de la publication d'un document de consultation par l'OFGAS. Cette mesure était conforme à la recommandation découlant de l'enquête de la "Monopolies and Mergers Commission" (MMC). La MMC a recommandé une révision de la formule pour concilier la nécessité d'attirer les capitaux après la libéralisation du marché et les intérêts des consommateurs en maintenant des prix bas.

La dernière formule tarifaire en vigueur a expiré le 31 mars 1997; l'OFGAS avait publié, en mai 1996, ses premières propositions concernant le contrôle des prix du gaz. À l'heure actuelle, la formule tarifaire s'applique uniquement à l'approvisionnement des clients dont la consommation est inférieure ou égale à 73 200 kWh.

Le contrôle tarifaire s'appliquant à British Gas Trading d'avril 1997 à mars 2000 a fait l'objet d'un accord avec l'OFGAS.

Pour le secteur domestique de la BGT, les contrôles de prix ont été supprimés à partir du 1<sup>er</sup> avril 2000 pour les tarifs avec prélèvement direct car on a estimé que, pour ce type de client, la concurrence était désormais suffisamment développée. En février 2000, des contrôles de prix pour les clients domestiques de la BGT bénéficiant d'un crédit standard ou d'un tarif à prépaiement ont été annoncés pour la période avril 2000-mars 2001.

Un contrôle tarifaire séparé était également exercé sur les activités de transport et de stockage de la British Gas (Transco) entre octobre 1994 et mars 1997. L'OFGAS a annoncé ses propositions définitives concernant le contrôle des prix de Transco en 1997 après soumission de ses propositions originales (applicables d'avril 1997 à mars 2002) à la MMC.

Europäische Gemeinschaften - Kommission  
European Communities - Commission  
Communautés Européennes - Commission

**Gaspreise - Preissysteme 1999**  
**Gas prices - Price systems 1999**  
**Prix du gaz - Systèmes de prix 1999**

Luxembourg : Office des Publications Officielles des Communautés Européennes  
2000 - 92 p. - 21,0 x 29,7 cm

Themenkreis 8 : Umwelt und Energie / Reihe D : Studien und Forschungsergebnisse  
Theme 8 : Environment and energy / Series D : Studies and research  
Thème 8 : Environnement et énergie / Série D : Etudes et recherche

DE, EN, FR

ISBN

Cat./Kat.:

Preis in Luxemburg (ohne MwSt.) / Price (excluding VAT) in Luxembourg / Prix au Luxembourg, TVA exclue

EUROSTAT sammelt und veröffentlicht zahlreiche Informationen über Energiepreise in den Mitgliedstaaten. Das Ziel dieser Veröffentlichung ist eine möglichst erschöpfende Zusammenfassung der jüngsten Preissystemeinformationen in der Europäischen Union gemäß der Richtlinie über die Transparenz der von industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas und Strompreise. Aktuellere Preise kann man in den spezialisierten Veröffentlichungen finden, insbesondere der halbjährlich erscheinenden "Statistik kurzgefasst" und in der jährlichen Publikation "Gaspreise".

EUROSTAT collects and publishes a wide range of information on energy prices in the Member States. The aim of this publication is to summarize, every two years, as succinctly as possible the information about the price systems in force in the European Union, according to the Directive on the transparency of gas prices charged to the end-user. Data on prices can be found in specific publications such as the semestrial "Statistics in focus" and the annual "Gas prices" publication.

EUROSTAT recueille et publie de nombreuses informations sur les prix de l'énergie dans le Etats membres. Le but de cette publication est de rassembler tous les deux ans de la manière la plus synthétique possible des informations récentes sur les systèmes de prix en vigueur dans l'Union Européenne, conformément à la Directive sur la transparence des prix au consommateur final de gaz. Les données concernant les prix figurent dans des publications spécialisées, les "Statistiques en bref" semestrielles et dans les "Prix du gaz" annuels.