

GASPREISE
Preissysteme 1997

GAS PRICES
Price systems 1997

PRIX DU GAZ
Systèmes de prix 1997



STATISTISCHES AMT DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN
STATISTICAL OFFICE OF THE EUROPEAN COMMUNITIES
OFFICE STATISTIQUE DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

L-2920 Luxembourg — Tél. (352) 43 01-1 — Télex COMEUR LU 3423
Rue de la Loi 200, B-1049 Bruxelles — Tél. (32-2) 299 11 11

Eurostat hat die Aufgabe, den Informationsbedarf der Kommission und aller am Aufbau des Binnenmarktes Beteiligten mit Hilfe des europäischen statistischen Systems zu decken.

Um der Öffentlichkeit die große Menge an verfügbaren Daten zugänglich zu machen und Benutzern die Orientierung zu erleichtern, werden zwei Arten von Publikationen angeboten: Statistische Dokumente und Veröffentlichungen.

Statistische Dokumente sind für den Fachmann konzipiert und enthalten das ausführliche Datenmaterial: Bezugsdaten, bei denen die Konzepte allgemein bekannt, standardisiert und wissenschaftlich fundiert sind. Diese Daten werden in einer sehr tiefen Gliederung dargeboten. Die Statistischen Dokumente wenden sich an Fachleute, die in der Lage sind, selbständig die benötigten Daten aus der Fülle des dargebotenen Materials auszuwählen. Diese Daten sind in gedruckter Form und/oder auf Diskette, Magnetband, CD-ROM verfügbar. Statistische Dokumente unterscheiden sich auch optisch von anderen Veröffentlichungen durch den mit einer stilisierten Graphik versehenen weißen Einband.

Veröffentlichungen wenden sich an eine ganz bestimmte Zielgruppe, wie zum Beispiel an den Bildungsbereich oder an Entscheidungsträger in Politik und Verwaltung. Sie enthalten ausgewählte und auf die Bedürfnisse einer Zielgruppe abgestellte und kommentierte Informationen. Eurostat übernimmt hier also eine Art Beraterrolle.

Für einen breiteren Benutzerkreis gibt Eurostat Jahrbücher und periodische Veröffentlichungen heraus. Diese enthalten statistische Ergebnisse für eine erste Analyse sowie Hinweise auf weiteres Datenmaterial für vertiefende Untersuchungen. Diese Veröffentlichungen werden in gedruckter Form und in Datenbanken angeboten, die in Menütechnik zugänglich sind.

Um Benutzern die Datensuche zu erleichtern, hat Eurostat Themenkreise, d. h. eine Untergliederung nach Sachgebieten, eingeführt. Daneben sind sowohl die Statistischen Dokumente als auch die Veröffentlichungen in bestimmte Reihen, wie zum Beispiel „Jahrbücher“, „Konjunktur“, „Methoden“, untergliedert, um den Zugriff auf die statistischen Informationen zu erleichtern.

Y. Franchet
Generaldirektor

It is Eurostat's responsibility to use the European statistical system to meet the requirements of the Commission and all parties involved in the development of the single market.

To ensure that the vast quantity of accessible data is made widely available, and to help each user make proper use of this information, Eurostat has set up two main categories of document: statistical documents and publications.

The statistical document is aimed at specialists and provides the most complete sets of data: reference data where the methodology is well-established, standardised, uniform and scientific. These data are presented in great detail. The statistical document is intended for experts who are capable of using their own means to seek out what they require. The information is provided on paper and/or on diskette, magnetic tape, CD-ROM. The white cover sheet bears a stylised motif which distinguishes the statistical document from other publications.

The publications proper tend to be compiled for a well-defined and targeted public, such as educational circles or political and administrative decision-makers. The information in these documents is selected, sorted and annotated to suit the target public. In this instance, therefore, Eurostat works in an advisory capacity.

Where the readership is wider and less well-defined, Eurostat provides the information required for an initial analysis, such as yearbooks and periodicals which contain data permitting more in-depth studies. These publications are available on paper or in videotext databases.

To help the user focus his research, Eurostat has created 'themes', i.e. subject classifications. The statistical documents and publications are listed by series: for example, yearbooks, short-term trends or methodology in order to facilitate access to the statistical data.

Y. Franchet
Director-General

Pour établir, évaluer ou apprécier les différentes politiques communautaires, la Commission européenne a besoin d'informations.

Eurostat a pour mission, à travers le système statistique européen, de répondre aux besoins de la Commission et de l'ensemble des personnes impliquées dans le développement du marché unique.

Pour mettre à la disposition de tous l'importante quantité de données accessibles et faire en sorte que chacun puisse s'orienter correctement dans cet ensemble, deux grandes catégories de documents ont été créées: les documents statistiques et les publications.

Le document statistique s'adresse aux spécialistes. Il fournit les données les plus complètes: données de référence où la méthodologie est bien connue, standardisée, normalisée et scientifique. Ces données sont présentées à un niveau très détaillé. Le document statistique est destiné aux experts capables de rechercher, par leurs propres moyens, les données requises. Les informations sont alors disponibles sur papier et/ou sur disquette, bande magnétique, CD-ROM. La couverture blanche ornée d'un graphisme stylisé démarque le document statistique des autres publications.

Les publications proprement dites peuvent, elles, être réalisées pour un public bien déterminé, ciblé, par exemple l'enseignement ou les décideurs politiques ou administratifs. Des informations sélectionnées, triées et commentées en fonction de ce public lui sont apportées. Eurostat joue, dès lors, le rôle de conseiller.

Dans le cas d'un public plus large, moins défini, Eurostat procure des éléments nécessaires à une première analyse, les annuaires et les périodiques, dans lesquels figurent les renseignements adéquats pour approfondir l'étude. Ces publications sont présentées sur papier ou dans des banques de données de type vidéotex.

Pour aider l'utilisateur à s'orienter dans ses recherches, Eurostat a créé les thèmes, c'est-à-dire une classification par sujet. Les documents statistiques et les publications sont répertoriés par série — par exemple, annuaire, conjoncture, méthodologie — afin de faciliter l'accès aux informations statistiques.

Y. Franchet
Directeur général

GASPREISE
Preissysteme 1997

GAS PRICES
Price systems 1997

PRIX DU GAZ
Systèmes de prix 1997

Themenkreis / Theme / Thème

Energie und Industrie / Energy and industry / Énergie et industrie

Reihe / Series / Série

Studien und Forschungsergebnisse / Studies and research / Études et recherche

4
D

Manuskript abgeschlossen im Juli 1998
Manuscript completed in July 1998
Manuscrit achevé en juillet 1998

Für alle Informationen über diese Veröffentlichung wenden Sie sich bitte an:
For all information concerning this publication, please contact:
Pour toute information concernant cette publication, veuillez vous adresser à:
Eurostat, tél. (352) 43 01-32040

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>).

Bibliographische 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, 1998

ISBN 92-828-4671-7

© Europäische Gemeinschaften, 1998

© European Communities, 1998

© Communautés européennes, 1998

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	33
	INTRODUCTION	61
II.	PREISSYSTEME IN DEN 15 MITGLIEDSSTAATEN DER EUROPÄISCHEN UNION	7
	PRICE SYSTEMS IN THE 15 MEMBER STATES OF THE EUROPEAN UNION	35
	SYSTEMES DE PRIX DES 15 ETATS MEMBRES DE L'UNION EUROPEENNE	63

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 1. Januar 1997 geltenden Preissysteme und ergänzt die Informationen der halbjährlichen "Statistik kurzgefasst" und der jährlichen "Gaspreise".

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

m³	Kubikmeter
kWh	Kilowattstunden
GWh	Gigawattstunde (10 ⁶ kWh)
h	Stunde
MJ	Megajoule
GJ	Gigajoule (10 ³ MJ)
n	Anzahl
Ho	oberer Heizwert
Hu	unterer Heizwert
BEF	Belgischer Franc
DKK	Dänische Krone
DEM	Deutsche Mark
GRD	Griechische Drachme
ESP	Spanische Peseta
FRF	Französischer Franc
IEP	Irishes Pfund
ITL	Italienische Lira
LUF	Luxemburgischer Franc
NLG - Cent	Niederländischer Gulden - Cent = 1/100 NLG
ATS	Österreichischer Schilling
PTE	Portugiesischer Escudo
FIM	Finnmark
SEK	Schwedische Krone
GBP	Pfund Sterling
NOK	Norwegische Krone


BELGIEN

1. Tarif

Es gibt zwei Arten von Preisregelungen für die Industrie, die je nach Verbrauch des Abnehmers Anwendung finden.

1.1 Nichthaushaltstarife

Die nicht für Haushalte bestimmten Preisregelungen gelten für Industrieabnehmer, die unter 33 500 GJ/Jahr verbrauchen, sowie Nicht-Haushaltskunden. Sie unterliegen dem gleichen Anpassungssystem, Iga und Igd, wie die Preisgefüge für Haushaltsverbräuche und gelten im ganzen Land.

Verbraucher typen 	Tarif	GJ/Jahr	Grundgebühr (BEF/Jahr)	Leistungstarif 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 ⁽¹⁾	1. Abschnitt von 10 550 GJ/Jahr 23,8678 Iga + 1,1382 Igd 2. Abschnitt (Saldo) 23,8678 Iga + 1,1382 Igd - 0,8

⁽¹⁾ je Megajoule tägliche maximale Abnahme

Iga entspricht der Entwicklung des vom öffentlichen Verteilernetz an Distrigaz zu entrichteten Kaufpreises für Erdgas, wobei der Anteil des an der Grenze zu zahlenden Erdgaspreises überwiegt;

Igd gibt teilweise die Entwicklung der Verteilungskosten wieder und besteht zu 31% aus der Lohnentwicklung und zu 25% aus den Materialkosten.

1.2 Industrietarif

Die festen und unterbrechbaren Lieferungen an die Industrieunternehmen, die mehr als 33500 GJ jährlich verbrauchen (I3; I4; I5), unterliegen dem nationalen Industrietarif :

- festen Lieferungen : keine Unterbrechung durch den Erdgaslieferanten möglich, außer in Fällen von höherer Gewalt;
- unterbrechbare Lieferungen : die Lieferungen können im Winter zwischen dem 15. November und dem 15. März auf Initiative der Erdgaslieferanten nach einer vereinbarten Vorankündigung unterbrochen werden die Unterbrechungen dürfen je Winter insgesamt höchstens 35 Tage betragen.

Dieser Tarif umfaßt :

- eine Grundgebühr (in BEF/Monat) von $(1-R_h) \times 4371 \times RDZ \times S_n \times K$
- einen Leistungstarif (in 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/St
 R_h = Faktor der Regelmäßigkeit pro Stunde, geschätzt nach dem Jahresverbrauch (Q_a) und die Summe der Verträge (S_n) : $R_h = Q_a / (8760 \times S_n)$
 C_{ne} = Koeffizient der Nicht-Unterbrechung zwischen 0 und 1 je nach Unterbrechung der Lieferungen.
 $C_{ne} = S_{nf} / S_n$
 P = Koeffizient für die Anpassung des Leistungstarifs je nach Verwendung des Erdgases.
 Nicht-spezifische Verwendungen : fest, 1; unterbrechbar, 0,9
 Spezifische Verwendungen : fest, 1,1; unterbrechbar, 1
 K = Faktor des Preisnachlasses je nach gemessener monatlicher Abnahmemenge, wird wie nachstehend berechnet :
 - Auf die 1, 2, 3, 4, 5 Tranche von 41 870 GJ : $K = 1; 0,99; 0,98; 0,97; 0,96$
 - Auf Abnahme über 209 350 GJ : $K = 0,95$
 G = Beschaffungskosten für Erdgas an den Grenzen in BEF/GJ, gültig für den Monat der Lieferung, der monatlich so berechnet wird, daß er den Durchschnittspreis der unterschiedlichen, von Distrigaz im Laufe des Liefermonats beschafften Ergasmengen wiedergibt. Diese Kosten werden von den Rechnungsprüfern des Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz überprüft.
 RDZ = Formel zur monatlichen Überprüfung, auf der Grundlage der Lohn- und Materialkosten.

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

Was die unterbrechbaren Lieferungen anbelangt, d.h. jene Lieferungen, die auf Initiative des Lieferers und/oder des Kunden jederzeit unterbrochen werden können, so wird der Erdgaspreis zwischen den Beteiligten vereinbart.

Die Monatsindizes der verschiedenen Preisregelungen stellen sich zuletzt wie folgt dar :

	lga	lgd	G	RDZ
01.1998	0,5831	1,3058	104,980	1,598992

2. Mit der Preisfestlegung beauftragte Einrichtungen

Alle Tarifbildungen fallen in die Zuständigkeit des "Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz". Dieser Ausschuß ist eine unabhängige gemeinnützige Einrichtung, die die Verwaltungen der Strom- und Gassektoren rationalisieren, koordinieren und vereinheitlichen soll. Dies erfolgt in erster Linie über Empfehlungen, insbesondere im Bereich der Preisfestlegung; diese Tarifempfehlungen, die sowohl für die privaten Haushalte als auch für die an das Verteilungsnetz angeschlossenen Industrien gelten, werden außerdem durch Erlasse des Föderalministers für Wirtschaft bestätigt, wodurch sie verpflichtenden Charakter erhalten.


DÄNEMARK

1. Tarife

Für industrielle Verbraucher bestehen zwei nationale Tarife, die von der Höhe des Verbrauchs abhängen. Industrielle Verbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von weniger als 300 000 m³ fallen unter den Standardtarif für Kleinabnehmer, während der Industrietarif auf Kunden mit einem Jahresverbrauch über 300 000 m³ angewendet wird.

1.1 Standardtarif für Verbraucher kleiner Mengen

Der Standardtarif gilt für alle Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 300 000 m³. Dabei handelt es sich um einen Blocktarif, der jeden Monat an den Preis des leichten Heizöls einschließlich Energie- und CO₂-Steuern angepaßt wird :

 Jahresverbrauch (in m ³)	Gaspreis-Blocktarife in Prozent des Preises von leichtem Heizöl einschließlich Energie- und CO ₂ - Steuern
0 – 20 000	100
20 001 – 75 000	98
75 001 – 150 000	93
150 001 – 300 000	90

Gaspreis einschließlich Verbrauchssteuer und CO₂-Steuer auf Erdgas.

Rabatt :


Es gibt einen Umweltrabatt, dessen Höhe dem niedrigeren CO₂-Ausstoß bei Erdgaseinsatz gegenüber dem leichten Heizöl entspricht.

Industrielle Verbraucher erhalten einen Industrierabatt, dessen Höhe sich nach der letzten Verwendung des Erdgases richtet. Bei letzter Verwendung des Erdgases zu Zwecken der Gebäudeheizung gibt es einen Industrierabatt von 35 % der Verbrauchssteuer auf leichtes Heizöl (läuft Ende 1997 aus).

Bei letzter Verwendung im Rahmen industrieller Verarbeitungsprozesse gibt es einen Industrierabatt in Höhe der Verbrauchs- und CO₂-Steuer für leichtes Heizöl, bei dem jedoch die Verbrauchs- und CO₂-Steuer auf Erdgas und der Umweltrabatt angerechnet werden. Die Verbrauchssteuer auf den einschlägigen Verbrauch ist voll, die CO₂-Steuer teilweise abzugsfähig.

1.2 Der industrielle Tarif

Der industrielle Tarif wird auf Abnehmer aus Handel und Gewerbe angewendet, deren Jahresverbrauch über 300 000 m³ liegt. Dabei handelt es sich um einen Blocktarif, der jeden Monat an den Preis vor Steuer des leichten und schweren Heizöls angepaßt wird :

 Jahresverbrauch (in m ³)	Gaspreis-Blocktarife in Prozent des Preises von leichtem Heizöl ohne Energie- und CO ₂ -Steuern	Gaspreis-Blocktarife in Prozent des Preises von schwerem Heizöl ohne Energie- und CO ₂ - Steuern
– 300 000	91,5	
300 001 – 800 000		110,5
800 001 –		104,7

Der Gaspreis erhöht sich um die Verbrauchs- und CO₂-Steuer auf Erdgas.

Für Verbrauch, dessen letzte Verwendung in der Gebäudeheizung besteht, wird eine zusätzliche Abgabe in Höhe von 65% der Verbrauchs- und CO₂-Steuer auf leichtes/schweres Heizöl erhoben, wobei jedoch die Verbrauchs- und CO₂-Steuer auf Erdgas angerechnet wird.

Die Verbrauchssteuer für industrielle Abnehmer mit letzter Verwendung in industriellen Verarbeitungsprozessen ist voll, die CO₂-Steuer teilweise abzugsfähig.

Rabatte

- Umweltrabatt : Rabatt auf den Teil des Verbrauchs, dessen letzte Verwendung in der Gebäudeheizung besteht. Er entspricht dem Wert des niedrigeren CO₂-Ausstoßes von Erdgas im Vergleich zu leichtem/schwerem Heizöl.
- Jahreszeitlicher Rabatt : Rabatt auf den in den Zeitraum April bis Oktober fallenden Teil des Verbrauchs;
- Wettbewerbsrabatt : Jeweils einzeln ausgehandelte Preise mit Höchstgrenze; Antwort auf den allgemeinen Wettbewerb durch schweres Heizöl;
- Unterbrechungsrabatt : Unterbrechbare Verträge können nur mit Kunden mit einem Jahresverbrauch über 800 000 m³ abgeschlossen werden. Der Rabatt umfaßt folgendes :
- Rabatt auf die jährlichen unterbrechbaren Mengen;
 - von der Benachrichtigungsfrist abhängiger Rabatt;
 - Ausgleich für je 24 Stunden Lieferunterbrechung.

2. Steuern

Vom 1. Januar 1996 an gliedert sich die Energiebesteuerung in Dänemark dreifach: Verbrauchssteuer, CO₂-Steuer und SO₂-Steuer. Die Höhe der Steuer wird wie folgt festgesetzt: ca. 41 DKK/GJ Verbrauchssteuer, 100 DKK/t CO₂-Steuer und 10 DKK/kg SO₂-Steuer. Die Höhe der Steuer wird derzeit sowohl in Abhängigkeit vom Brennstoff als auch der letzten Verwendung festgesetzt. Der Mehrwertsteuersatz beträgt 25%.

Die Energiebesteuerung besteht prinzipiell darin, daß die MwSt. und die Verbrauchssteuer sowie ein Teil (1997 : 40 %) der CO₂-Steuer für eingetragene industrielle und gewerbliche Abnehmer abzugsfähig sind. 1998 wird jedoch der Energieeinsatz in der Gebäudeheizung (Verbrauchs- und CO₂-Steuer) im industriellen und gewerblichen Bereich in gleicher Höhe wie im Wohnbereich erhoben. 1997 konnten eingetragene industrielle und gewerbliche Abnehmer 35% der Verbrauchssteuer auf die zur Gebäudeheizung eingesetzte Energie in Abzug bringen.

Seit dem 1. Januar 1996 betrug die CO₂-Steuer auf Erdgas 0,22 DKK/m³; auch Erdgas wurde mit Verbrauchssteuer belegt, wenn auch zum symbolischen Satz von 0,01 DKK/m³. Die Regierung ist immer noch mit Überlegungen befaßt, die Verbrauchssteuer für Erdgas kräftig anzuheben. Die SO₂-Steuer wird lediglich auf Brennstoff mit einem Schwefelgehalt von 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 15 Prozent (ab 01.04.1998 : 16%) 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 0,0036 DM/kWh entrichtet werden.

SPANIEN

1. Tarifsystem

1.1 Leistungspreis

1.1.1 Anwendungsbereich

Alle gewerblichen Gasentnahmen aus dem Rohrleitungsnetz von Abnehmern in Haushalten, im Handel und in der Industrie, außer Gaseinsatz zur Stromerzeugung.


1.1.2 Tarifstruktur

$$TF+TV=(Am+Fu)+TV$$

TF : Grundpreis, bestehend aus einem verbrauchsunabhängigen monatlichen Bezugspreis (Am) und einem Leistungsfaktor, der sich nach der bestellten Abnahmemenge (Fu) richtet.

TV : Variabler Bezugspreis oder Arbeitspreis. Monatliche Preisfestsetzung in Übereinstimmung mit dem BIA-Heizölpreis und dem Preis Nr. 1 für Heizöllieferungen aufgrund der weltweiten Notierungen in den drei Monaten vor dem Monat des Inkrafttretens des Preises. Die Durchschnittsnotierungen werden um bestimmte Aufschläge (Frachtkosten, technische Eigenschaften des Gases sowie Transport- und Verfahrenskosten) erhöht.

1.1.3 Berechnungsmodus

	Lieferleistung	Grundpreis	Arbeitspreis
Abnehmer in Haushalten			
D1	< 5 000 thermie/Jahr	4 386 ESP/Jahr	7,018 ESP/thermie
D2	5 000-50 000 thermie/Jahr	10 110 ESP/Jahr	5,870 ESP/thermie
D3	> 50 000 thermie/Jahr	107 076 ESP/Jahr	3,932 ESP/thermie
Abnehmer im Handel			
C1	< 40 000 thermie/Jahr	8 778 ESP/Jahr	7,018 ESP/thermie
C2	40 000-120 000 thermie/Jahr	54 624 ESP/Jahr	5,870 ESP/thermie
C3	> 120 000 thermie/Jahr	287 304 ESP/Jahr	3,932 ESP/thermie
Abnehmer in der Industrie	Bestellte Abnahmemenge	$A_m = 21700 \text{ ESP/Monat}$ $F_u = 80,4 \text{ ESP/m}^3$ bestellte Abnahmemenge pro Monat	2,0655 ESP/thermie (Stichtag: 1.1.98) Preisgleitklausel: $0,0562 \times \text{FBIA} + 0,0375 \text{FO}$ 1

1.2 Unterbrechbarer Tarif

1.2.1 Anwendungsbereich

Sämtliche Abnehmer, die Gas als Brennstoff in industriellen Verarbeitungsprozessen einsetzen, auf alternative Energieträger zurückgreifen können und die Voraussetzungen dafür bieten, die Entnahme zu unterbrechen. Mindestlieferleistung: 10 Mio. thermie/Jahr; die Unterbrechung muß mindestens 24 Stunden vorher gemeldet werden.

1.2.2 Tarifstruktur

Monatliche Festsetzung eines Arbeitspreises aufgrund der weltweiten Marktnotierungen verschiedener Heizölsorten während der drei Monate vor Inkrafttreten des Preises.

1.2.3 Berechnungsmodus

Preisgleitklausel: $0,0607 \times \text{FBIA} + 0,0404 \times \text{FO1}$.

Der unterbrechbare Tarif beträgt 2,2287 ESP/thermie ab 01.01.1998.

1.3 Tarif für Satellitenanlagen

1.3.1 Anwendungsbereich

Gewerbliche Lieferungen verflüssigten Erdgases aus Flüssiggas-Depots und -rückvergassungsanlagen.

1.3.2 Tarifstruktur

Festsetzung eines Höchstpreises in ESP/thermie.

1.3.3 Berechnungsmodus

Monatliche Preisrevision in Übereinstimmung mit dem aufgrund der weltweiten Notierungen in den letzten drei Monaten vor Inkrafttreten des Vertrags berechneten Propangaspreis. Die durchschnittlichen Rass Tanura Mediterraneo-Frachtnotierungen sowie ein Endabnehmerzuschlag werden dem Weltmarktpreis zugeschlagen. PS=3,4542 ESP/thermie (Stichtag : 01.01.1998).

1.4 Sonderlieferungen

Hierunter fallen Erdgasentnahmen zum Zwecke des Rohstoffeinsatzes und Kraftwerkslieferungen der ENAGAS S.A. Die jeweiligen Lieferpreise werden zwischen den Vertragspartnern vereinbart; Preisänderungen werden der Generaldirektion Energie von der Lieferfirma gemeldet.

2. Steuern

Sowohl die Abnahme der Haushalte als auch die gewerblichen Entnahmen werden mit einem Mehrwertsteuersatz von 16 % belegt.

3. Weitere Informationen

3.1 Regelwerke

Ministerialerlaß vom 27. Juni 1997 : Änderung der Erdgas-Tarifordnung für Haushalte und Handel (trat am 1. Juli 1997 in Kraft). Ministerialerlaß vom 14. Juli 1997 zur Änderung der Erdgas-Tarifordnung für gewerbliche Abnehmer (trat am 1. August 1997 in Kraft). Königlicher Erlaß vom 13. Januar 1998 zur Verbesserung der Erdgasversorgung, mit dem ein Regelsystem mit einer bestimmten Anzahl von Nebenkosten für die jeweils bestellten Dienstleistungen eingerichtet wird (nur für gewerbliche Abnehmer).

3.2 Infrastruktur

Hohe Beförderungsleistung der Pipeline Nordafrika-Europa (Eröffnung im Dezember 1996), über die bereits rd. 37 % der gesamten Erdgaseinfuhr abgewickelt wird. Erweiterung des Verteilernetzes durch Anbindung folgender Städte: Cartagena-Orihuela, Alicante-Valencia, Tuy-Valencia do Minho (Portugal). Ausbau des Verteilernetzes (Compania Gas Castilla y Leon S.A.) auf dem gesamten Hoheitsgebiet. Beginn der Erdgas-Lieferungen in den Provinzen Valladolid, Burgos und Palencia. Die Regionalregierung von Valencia unterzeichnete ein Abkommen für den Ausbau des bestehenden Erdgasnetzes. Zwischen der Region Andalusien und der Gas Natural S.D.G. wurde ein Abkommen über den Bau einer Erdgasleitung zwischen der Pipeline Nordafrika-Europa und Malaga geschlossen. Starke Expansion der Flüssiggas-Satellitenanlagen und zunehmender Einsatz von Erdgas als Kraftstoff im öffentlichen Verkehr. Die rühmlichsten Gesellschaften bei der Errichtung neuer Erdgasanlagen sind: Sevillana de Electricidad S.A., Gas Natural S.D.G und Iberdrola.

3.3 Verbrauch

Der Erdgasverbrauch ist in den letzten zehn Jahren gestiegen. 1997 erreichte die Erdgasentnahme insgesamt 122 864 Mio. thermie (Steigerung um 32 % gegenüber 1996). Vom Erdgasabsatz gingen 78 % an die Industrie (Steigerung um 21 %). Diese Verbrauchssteigerung ist u.a. auf eine gestiegene Nachfrage energieintensiver Industriezweige und eine höhere Zahl von Stromunterbrechern zurückzuführen. Die Entnahme der Haushalte und des Handels stieg aufgrund der milden Temperaturen im Februar und März nur um 2 %. Die größte Steigerungsrate wurde auf dem Sektor der Energieerzeugung festgestellt, wo eine Entnahme von 17 568 Mio. thermie (Steigerung um 790 % gegenüber 1996) registriert wurde, was vor allem auf den Einsatz von Erdgas als Kraftstoff in den Kraftwerken zurückzuführen ist.

3.4 Versorgungslage

Starker Rückgang der Inlandserzeugung gegenüber 1996 (auf nur noch 1580 Mio. thermie). Mit 61 % steht die Einfuhr aus Algerien an erster Stelle der Gesamteinfuhr.

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 und die Direktvermarktung an die Industrie durchführen : GDF, CFM (Compagnie Française de Méthane), GSO (Gaz du Sud-Ouest);
- ein Hauptversorgungsunternehmen "hors régies" : GDF.

2. Besteuerung

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

Seit 1. Juli 1995 wird für Gaslieferungsverträge und Arbeitspreise ein einheitlicher MwSt.-Satz zugrundegelegt. Dieser beträgt seit dem 1. August 1995 20,6 %.

Zusätzlich wurde ab 1. Januar 1988 eine Sondersteuer auf die Verwendung von Erdgas als industrieller Brennstoff (TICGN : Taxe Intérieure à la Consommation de Gaz Naturel) eingeführt. Seit dem 11. Januar 1997 beträgt der TICGN (Inländischer Verbrauchsteuersatz für Erdgas) 7,21FRF/1000 kWh spezif. Brennwert (PCS); eine zweite Steuer auf die Verwendung von Naturgas 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 0,40FRF/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 :

- einem jährlichen Grundpreis für den Gaslieferungsvertrag;
- einem oder mehreren für die abgenommene Erdgasmenge verrechneten 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 B0 bei einem Jahresverbrauch zwischen 1 000 und 6 000 kWh (hauptsächlich Kochen und Warmwasserbereitung);
- den Tarif B1 bei einem Jahresverbrauch zwischen 6 000 und 30 000 kWh für Heizzwecke im Privatbereich, eventuell kombiniert mit Warmwasserbereitung und Gasherd;
- den Tarif B2I bei einem Jahresverbrauch zwischen 30 000 und 150 000 - 350 000 kWh 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 für Zusatz-/Reserveversorgung zur Ergänzung oder als Ersatz für andere Energien (das Verhältnis jährliche Bezugsmenge/tägliche Abgabe darf höchstens 70 Tage ergeben).

Bei einem Verbrauch zwischen 150 000 - 350 000 kWh hängt es von den Verbrauchsmerkmalen des Kunden ab, ob der Tarif B2I 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 B0 auch einheitliche Arbeitspreise. Die Arbeitspreise der Tarife B1, B2I und B2S sind hingegen je nach den bei der Gasversorgung anfallenden Kosten gestaffelt (sechs Stufen).

4. Tarife für industrielle Großverbraucher

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

Der ebenfalls 1992 eingeführte TEP-Tarif richtet sich an Abnehmer innerhalb des öffentlichen Versorgungsnetzes, deren Verbrauchsprofil über das Jahr hinweg regelmäßig verläuft. Er umfaßt einen Grundpreis für den Gaslieferungsvertrag, eine fixe Pauschale für eine bestimmte Tagesabgabemenge und nach Jahreszeiten differenzierte kWh-Preise (wobei das Jahr in drei Jahreszeiten zerfällt: die eigentliche Wintersaison von Dezember bis Februar, die Zwischensaison von März bis Mai und von Oktober bis November sowie die Sommersaison von Juni bis September), mit Ermäßigungen nach Verbrauchsgrößenklassen, deren Schwellen auf 3; 24 und 48 Mio. kWh festgesetzt sind. Im Vergleich zum B2S-Tarif ist der TEP-Tarif ab einem Verbrauch von ca. 5 Mio. kWh vorteilhafter.

Für Kunden mit Zugang zum Transportnetz von GDF findet der STS-Tarif Anwendung. 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;

- Arbeitspreisen, die jahreszeitabhängig (Winter/Sommer) und verbrauchsabhängig sind; es gibt drei Verbrauchsstufen :
 - Stufe 1 bis zu einem Verbrauch von 24 Mio. kWh/Jahr;
 - Stufe 2 für einen Verbrauch von 24 Millionen bis 200 Millionen kWh pro Jahr;
 - Stufe 3 für einen Verbrauch über 200 Millionen kWh pro Jahr.
- Im Sommer sind die Preise niedriger als im Winter.

Der GSO-Tarif wiederum beinhaltet einen Grundpreis, zwei Grundbetragspreise, Arbeitspreise, die jahreszeitlich (Winter/Sommer) und verbrauchsabhängig sind. Es gibt keinen reduzierten jährlichen Fixbetrag. (Tarif S gilt für das CFM-Transportnetz, Tarif B2 für das GSO-Transportnetz).

Die Preiselemente des STS-Tarifs 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).

Die Verträge haben eine Laufzeit von drei Jahren.

5. Sonderverträge

Die Gasgesellschaften können mit Großverbrauchern (mehr als 10 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 den Preisen 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 1994-1996 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

In Italien erfolgt die Berechnung der Erdgaspreise für Lieferungen an industrielle Abnehmer gemäß den landesweit geltenden Vereinbarungen zwischen der SNAM und den wichtigsten Unternehmensverbänden (Confindustria und Confapi).

Höhe und Struktur der Preise sind nicht davon abhängig, ob die Industriekunden direkt oder indirekt über das Verteilungsnetz beliefert werden.

Die Preise gelten für 1 m³ Erdgas zu Normbedingungen (Temperatur : 15°C, absoluter Druck : 1,01325 bar) mit einem Brennwert H₀ von 38,100 kJ.

Die jetzt gültigen Vereinbarungen wurden am 11. November 1997 unterzeichnet. Sie traten im Januar 1997 in Kraft (ab Juni 1997 gelten jedoch neue Vertragsbedingungen) und laufen im April 2000 aus.

1. Dauerlieferungen

1.1 Anschlußbeitrag

Als Anschlußbeitrag werden allmonatlich ITL 500 000 erhoben.

1.2 Grundpreis (TF)

Der Grundpreis wird monatlich nach folgender Formel berechnet :

$$TF = Ca \times I$$

Dabei ist :

Ca = Leistungspreis für die bestellte tägliche Leistung in ITL je Monat und Kubikmeter;

I = bestellte Tagesleistung in m³/Tag.

1.3 Arbeitspreis (TP)

Der Bruttowert des Arbeitspreises wird gemäß folgender Formel berechnet :

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

Dabei ist :

V_i = Erdgasvolumen innerhalb der jeweiligen Abnahmeklasse;


B_i = Grundpreis der jeweiligen Abnahmeklasse in ITL pro m³. Er wird nach folgender Formel berechnet :

$$B_i = 0,845 \times (IP_i + K) \quad (\text{ITL/m}^3)$$

K = 52

IP_i = g_iGasoil + b_iLSFO + a_iHSFO

Die Koeffizienten g_i b_i sowie a_i und S_i laufen wie folgt :

 Abnahmeklasse Mio. (m ³)/Monat	g _i	b _i	a _i
0,0 bis 0,1	0,68	0,26	0,06
0,1 bis 0,3	0,48	0,46	0,06
0,3 bis 0,5	0,40	0,54	0,06
0,5 bis 0,7	0,38	0,38	0,24
0,7 bis 1,0	0,34	0,32	0,34
1,0 bis 2,0	0,30	0,32	0,38
2,0 bis 3,0	0,26	0,30	0,44
3,0 bis 4,0	0,24	0,30	0,46
> 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 in "Platt's Oilgram Price Report" ermittelt. Der neue Wert von B_i errechnet sich jeden Monat als Durchschnitt der zwölf Monate vor dem Liefermonat.

Der Arbeitspreis verringert sich um eine Komponente "H", die sich im Zeitraum Juli 1997 - September 1999 auf 7 ITL m³ beläuft. Ab Oktober 1999 beträgt der Abschlag "H" monatlich 1 ITL/m³. Der Preisnachlaß reduziert sich bis April 2000 auf Null.

Saisonale Preisnachlässe auf den Arbeitspreis :

- 6 % Nachlaß für die Abnahme von April bis einschließlich September (Berechnung jeden Monat);
- zusätzlicher Nachlaß in Abhängigkeit vom Anteil der Abnahmemenge in den Monaten von Juli bis einschließlich September (Berechnung am Jahresende).

Dient Erdgas auch zur Stromerzeugung, so wird ein zusätzlicher Preisnachlaß von einer ITL je erzeugte Kilowattstunde gewährt.

Für Abnehmer, die Strom für den eigenen Bedarf erzeugen, beträgt der Preisnachlaß für 1997 3 ITL/kWh für 1998 2 ITL/kWh und für 1999 1 ITL/kWh. Dieser Preisnachlaß entfällt ab dem 1. Januar 2000.

Pünktlich zahlenden Kunden wird auf den während eines Jahres bezahlten Gesamtbetrag 1,5% Skonto gewährt.

Pünktlich zahlenden Kunden werden zusätzlich folgende Preisnachlässe gewährt:

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

2. Unterbrechbare Lieferungen

Die Verträge über eine unterbrechbare Lieferung sehen in der Regel die Unterbrechung der Lieferung für vier Wochen (28 Tage) vor. Die Lieferunterbrechung kann aber auch um weitere 4, 8 oder 12 Wochen verlängert werden.

Derartige Verträge können nur Abnehmer mit Zweistoffanlagen und einer Mindestabnahme von 1 Mio. m³/Jahr sowie einem Tagesbedarf über 5 000 m³/Tag abschließen.

Der Preis für unterbrechbare Lieferungen wird nach folgender Formel berechnet :

$$P = [0,875 \times (\text{LSFO}_{\text{cif}} + M) \times (1 + \text{P.R.}/1200) \times S_m \times K_{\text{stag}} - Y]$$

Dabei ist :

P = Gaspreis je m³

LSFO_{cif} = LSFO-Notierung des Liefermonats für CIF MED BASIS ITALY laut "Platt's Oilgram Report"

M = Zusätzliche Gebühr. Sie ist abhängig von der Dauer der möglichen Unterbrechung und dem Standort des Betriebs des Abnehmers :

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

S_m = Koeffizient der Abnahmeklasse, der gemäß folgender Tabelle berechnet wird :

Abnahmeklasse m ³ /Monat	Klassenkoeffizient S_m
bis 1 Million	1,00
1 bis 2 Millionen	0,98
2 bis 3 Millionen	0,96
mehr als 3 Millionen	0,94

K_{stag} = Koeffizient für einen saisonalen Preisnachlaß; er beträgt für die Abnahme zwischen April und September 0,975 und für die übrigen Monate 1,00.

$P.R.$ = Leitzinssatz für den jeweiligen Monat.

Y = Preisnachlaß auf den Arbeitspreis in Höhe von 3,5 ITL/m³ während des Zeitraums Juli 1997 - September 1999. Ab Oktober 1999 wird Y monatlich um 0,5 ITL/m³ reduziert und bis April 2000 auf Null zurückgeführt.

Dient Erdgas auch zur Stromerzeugung, wird 1997 ein zusätzlicher Preisnachlaß von 3 ITL/kWh, 1998 von 2 ITL/kWh und 1999 von 1 ITL/kWh gewährt. Der Preisnachlaß wird bis zum Jahre 2000 auf Null zurückgeführt.

Die geltenden Verträge sehen für Kunden mit mehr als einem Betrieb wie bei der ständigen Lieferung Preisnachlässe vor.

Am Ende jedes Kalenderjahres werden pünktlich zahlenden Kunden 1,25% Skonto auf den Gesamtbetrag des Jahres gewährt.

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 m³ 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 Leistungstranche 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 m³ 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 m³ 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

Die anschließend unter A, B, C, D und E genannten Preise treten gemäß den Bestimmungen der Vereinbarung ab 1. Januar 1996 in Kraft und gelten bis auf Widerruf.

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

(1) Eco-Steuer: 01.01.1996: 3,2 Cent/m³
 01.01.1997: 6,4 Cent/m³
 01.01.1998: 9,2 Cent/m³

G – das zwei Monate vor dem Halbjahr, für das der Gaspreis gelten soll, über sechs Monate ermittelte arithmetische Mittel der höchsten und niedrigsten monatlichen Notierungen für Gasöl laut "Platt' Oilgram Price Report" in US-dollar pro tonne, Abschnitt "Barges FOB Rotterdam", umgerechnet in niederländische Gulden pro Tonne. Zu diesem Durchschnittswert sind die Heizölverbrauchssteuersätze, der Aufschlag für Treibstofflagerung (COVA-Aufschlag) sowie für Vertrieb und Transport hinzuzurechnen (jeweils in Gulden pro Tonne).

P – das unmittelbar vor dem Vierteljahr, für das der Gaspreis gelten soll, über sechs Monate ermittelte arithmetische Mittel der höchsten und niedrigsten monatlichen Notierungen für Gasöl mit einem Schwefelgehalt von 1,0 Gewichts-% laut "Platt's Oilgram Price Report", Abschnitt "Barges FOB Rotterdam" in US-Dollar, umgerechnet in niederländische Gulden pro Tonne. Zu diesem Durchschnittswert sind die Heizölverbrauchssteuersätze, die Aufschläge für die Kraft- bzw. Brennstofflagerung (COVA-Aufschlag) sowie für Vertrieb und Transport hinzuzurechnen (jeweils in Gulden pro Tonne).

Für Verbraucher mit einer Abnahme von mindestens 10 Mio. m³/Jahr gilt landesweit ein einheitlicher Tarif. Das Tarifsysteem bietet für Verbraucher mit einer jährlichen Abnahme von weniger als 10 Mio. m³/Jahr Spielraum für geringfügige örtliche Unterschiede (je nach Gasversorgungsunternehmen). Die Preise sind an die Gasölpreise (Faktor G) und an die Heizölpreise (Faktor P) gebunden. Mindest- oder Höchstpreise gibt es nicht. Die Tarifänderungen für Kleinverbraucher (Zone A) infolge einer Preisänderung für Gasöl dürfen höchstens 0,03 NLG/m³ betragen. Verbrauchern, die bereit sind, ihre Zahlungen per Dauerauftrag oder Lastschrift zu leisten, wird in der Regel eine geringfügige Minderung des Rechnungsbetrages gewährt. Die Verbraucher in den Provinzen Groningen, Friesland und Drenthe (sowie in einigen Fällen in der Provinz Overijssel) erhalten einen geringfügigen Rabatt.

Zu beachten ist die Funktionsweise des Tarifzonensystems : Alle Verbraucher beginnen mit dem Preis der Zone A, jedoch können in Abhängigkeit von der jährlichen Abnahme auch andere Preiszonen Anwendung finden. So bezahlt beispielsweise ein Verbraucher mit einer jährlichen Abnahme von 2 Mio. m³/Jahr für die ersten 170 m³ den Preis der Zone A, für die nächsten 830 000 m³ den Preis der Zone B und für die verbleibende Abnahmemenge den Preis der Zone B2.

Neben einem Mehrwertsteuersatz von 17,5% (Gartenbaubetriebe 6 %) wird auch eine Umweltabgabe (WBM) erhoben : Sie beträgt für die ersten 10 Mio. m³ 0,02155 NLG/m³ und für die darüber hinausgehende Menge 0,01410 NLG/m³. Diese Steuersätze sind für alle Verbraucher dieselben.

ÖSTERREICH

Es wird grundsätzlich darauf verwiesen, daß sämtliche Angaben - mit Ausnahme der Ausführungen über die Besteuerung - naturgemäß nur für das Versorgungsgebiet von WIENGAS gelten.

1. Gaspreise

Es wird zwischen Tarifkunden und Großkunden unterschieden.

1.1 Tarifkunden

Seit 1.12.1997 gilt ein neues Tarifsystem, das in einen Mindestarbeitspreis, eine Tarifstufe 1 und eine Tarifstufe 2 untergliedert ist. Der Mindestarbeitspreis wird auf der Basis von 0,25 m³ Gasverbrauch pro Verrechnungstag vorgeschrieben. Bei Überschreitungen dieser Mindestmenge wird bis zu einem Jahresverbrauch von 730 m³ (= 2 m³ pro Verrechnungstag) die Tarifstufe 1 verrechnet (deren Kubikmeterpreis auch für den Mindestarbeitspreis maßgeblich ist). Die einen Jahresverbrauch von 730 m³ übersteigende Gasmenge wird zum billigeren Tarif nach der Stufe 2 verrechnet.

1.2 Großkunden

Diesen wird eine Bereitstellungsgebühr, ein Winterarbeitspreis für die Monate Oktober bis März und ein niedrigerer Sommerarbeitspreis für die Monate April bis September verrechnet. 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 : 75 % zu 25 %.

2. Besteuerung

Auf Erdgas wird eine Erdgasabgabe und eine Umsatzsteuer eingehoben.

2.1 Erdgasabgabe

Diese ist als Endverbrauchersteuer konzipiert und beträgt 0,60 ATS/m³ 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 den im Jahr 1995 erfolgten Umstrukturierungen des Gassektors und der Gründung der GDP-Gruppe bleibt die Gesellschaft GDL-Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa SA das einzige Stadtgasverteilungsunternehmen in Lissabon und den angrenzenden Gemeinden.

2. Tarifregelung

Der Preis für den Kubikmeter Stadtgas sowie der monatliche Grundtarif werden von GDL und der Generaldirektion Handel und Wettbewerb im Einvernehmen mit der Generaldirektion Energie festgesetzt.

3. Besteuerung

Der Kubikmeter Stadtgas sowie der monatliche Grundtarif werden mit einem Mehrwertsteuersatz von 5 % belegt.

4. Parameter und tarifliche bzw. vertragliche Formeln

Die Abnehmer der GDL zahlen eine monatliche Pauschale, deren Höhe sich nach der Art des installierten Zählers richtet.

Die meisten Abnehmer der GDL (ca. 99 %) verfügen über einen Zähler G4 oder G6 (659,40 PTE + MWSt.)

Optionen : (Unterbrechbarkeit, Saisonrabatt, Nachlässe) zur Zeit nicht möglich.

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)
$0 < P \leq 20$ MW	12 500
$20 < P \leq 50$ MW	17 500
$50 < P \leq 100$ MW	27 500
$100 < P \leq 250$ MW	45 000
$250 < P$	65 000
Tarif: Vertriebspreise	(FIM/Monat, Übergabestelle)
$0 < P \leq 30$ MW	3 800

Für den vertraglich festgelegten Leistungspreis lauten die Basiswerte:

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

Für den Energiepreis lauten die Basiswerte:

 Tarif	Energiepreis (FIM/MWh)
Leistungspreise Vertriebspreise	51,80 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 1998 auf 7,9 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 m³, 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 1000m³)

 Energiesteuer	CO ₂ -Steuer	SEK insgesamt
-	197	197

MwSt.-Satz : 25 %

- Sonstige Verbraucher (SEK je 1000 m³)

 Energiesteuer	CO ₂ -Steuer	SEK insgesamt
212	785	997

MwSt.-Satz : 25 %

VEREINIGTES KÖNIGREICH

1. Gaswirtschaft

1.1 Aufbau des Markts

Das Gas für den britischen Markt (England, Wales und Schottland) kommt aus Offshore-Anlagen. Der Großteil der Lieferungen wird im britischen Sektor gefördert, aber eine gewisse Gasmenge wird auch aus dem norwegischen Sektor importiert. Eine Pipeline nach Nordirland und in den Südwesten Schottlands wurde 1996 fertiggestellt; die Arbeiten am Abschnitt Bacton-Seebrügge, der gegen Ende 1998 einsatzfähig sein soll, laufen noch.

In Großbritannien wurde bis zum vergangenen Jahr alles Erdgas an Kunden, die bis zu 73200 kWh verbrauchten (überwiegend Haushalte) von British Gas plc geliefert. British Gas wurde 1986 privatisiert.

Ein 1995 verabschiedetes Gesetz (Gas Act 1995) bildete ab April 1996 den Rahmen für die allmähliche Einführung des Wettbewerbs auf dem Markt für Kunden, die weniger als 73 200 kWh verbrauchen; 500 000 Kunden aus dem Südwesten Englands bildeten die erste Pilotgruppe. Im ersten Vierteljahr 1997 wurde der Wettbewerb in einer zweiten Phase auf weitere 1,6 Millionen Gasverbraucher in Dorset, der früheren Grafschaft Avon, in Sussex und in Kent ausgeweitet.

Spätestens Ende 1998 wird der gesamte Markt für den Wettbewerb geöffnet sein. British Gas hatte das Monopol für den Verkauf von Gas an Kunden, die weniger als 732 000 kWh jährlich verbrauchen bis zum 6. August 1992, als die Schwelle auf 73 200 kWh jährlich gesenkt wurde.

Bis zu Beginn der 90er Jahre war British Gas quasi der einzige Gaslieferant für außertarifliche Kunden in Großbritannien. Im Anschluß an die Veröffentlichung des Berichts der Monopol and Merger Commission MMC (britische Kartellbehörde) 1988 wurden gesetzliche Maßnahmen getroffen, um den Wettbewerb zu fördern. Das erste Unternehmen, das mit British Gas auf dem außertariflichen Markt konkurrierte, beliefert seine Kunden seit März 1990. Seither sind weitere Unternehmen auf diesen Markt gestoßen; heute findet man etwa 85 von OFGAS als Lieferanten konzessionierte und mit British Gas konkurrierende Unternehmen, von denen etwa 70 auf dem Markt für Gewerbe und Handel und 15 auf demjenigen für die Haushalte tätig sind.

Die neuen Versorgungsunternehmen verwenden fast alle das von British Gas Transco betriebene Pipelinesystem für die Belieferung ihrer Kunden. Die Nutzungsbedingungen für alle Pipelines wurden früher zwischen dem Versorgungsunternehmen und British Gas ausgehandelt. Nun liegt eine Leitlinie für die Beförderung von Gas vor. Der "Network Code" beschreibt die Rechte und Pflichten aller Beteiligten an der Gasbeförderung. Er bildet die Grundlage aller Verträge zwischen BG Transco und seinen Kunden und soll gewährleisten, daß BG Transco keinen Schipper benachteiligt oder bevorzugt. Nach der Entfusionierung von British Gas ist Transco nun Teil von GB plc und British Gas Trading, ein Unternehmen das Gas liefert und befördert, ist Teil von Centrica plc.

1.2 Liberalisierung

1991 hat das Office of Fair Trading OFT (Behörde für lauterer Handel) die Entwicklung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt kritisch überprüft. Die Behörde erließ eine Reihe von Empfehlungen zur Stärkung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt. Daraufhin senkte British Gas seinen Anteil am Vertragsmarkt (damals etwa 732 000 kWh jährlich) bis 1995 auf 40 %. In Folge der Senkung der gesetzlichen Monopolschwelle auf 73 200 kWh jährlich im Jahre 1992 empfahl die MMC in ihrem Bericht von 1993, angesichts der Dominanz von British Gas auf dem Markt zwischen 73 200 und 732 000 kWh den angestrebten Marktanteil auf 55 % zu erhöhen. Da der Großteil der derzeitigen Offshore-Gasproduktion vertraglich an British Gas gebunden war, verpflichtete sich British Gas, einen Teil dieser Gasmengen 1995/96 an Konkurrenten abzutreten; die Mengen und Bedingungen wurden von der OFT festgesetzt.

British Gas verpflichtete sich auch, bis zum 1. Januar 1994 schrittweise eine getrennte Einheit für die Beförderung und Lagerung einzurichten. Der Generaldirektor für die Gasversorgung sah sich nicht in der Lage, geeignete Maßnahmen für die Umsetzung dieser Verpflichtung zu vereinbaren und übergab die Angelegenheit an die MMC. Der Präsident des Board of Trade ordnete auch zwei getrennte Zuständigkeitsbereiche an, einen für den Gasversorgungsmarkt für Tarifkunden und außertarifliche Kunden und einen für die Gasbeförderungs- oder -lagerleistungen durch ein öffentliches Gasversorgungsunternehmen. Der Generaldirektor für die Gasversorgung befaßte später die MMC mit dem Tarifmarkt für Gas.

Am Ende der Untersuchung am 31. Juli 1993 lagen zwei formal separate, aber eng verbundene Berichte vor. In diesen Berichten wurden eine Reihe von wichtigen zusammenhängenden Themen behandelt. Ein Schlüsselbereich, über den die Regierung beriet, war die Struktur des gesetzlichen Monopols von British Gas bei der Gasversorgung der privaten Verbraucher. Der Präsident des Board of Trade gab seine Entscheidung zum Bericht der MMC am 21. Dezember 1993 bekannt. Die beiden wichtigsten Entscheidungen lauteten:

- British Gas muß die Geschäftssparten Handel und Beförderung vollständig trennen, muß aber den Handel nicht einstellen;
- das Tarifmonopol von British Gas endet im April 1996 und im Laufe der zwei Jahre bis April 1998 wird der freie Wettbewerb schrittweise eingeführt.

1.3 Gesetzliche Bestimmungen des Industriezweiges

Mit dem Gesetz von 1986 wurde die rechtliche Grundlage für die Versorgung mit Gas durch Pipelines geschaffen. Eines der wichtigsten Merkmale ist die Schaffung des Office of Gas Supply OFGAS (Behörde für die Gasversorgung). OFGAS ist eine unabhängige Aufsichtsbehörde unter der Leitung eines Generaldirektors (Director General of Gas Supply), der vom Minister für Handel und Industrie ernannt wird. OFGAS soll British Gas als öffentlichen Gasversorger überwachen und, soweit erforderlich, dafür sorgen, daß sich an die Genehmigung von British Gas gehalten wird.

1995 wurde ein Gesetz (Gas Act 1995) erlassen, mit dem das Gesetz von 1986 abgeändert wurde. Die allgemeinen Aufgaben des Ministers und des Generaldirektors für Gasversorgung wurden gegenüber 1986 kaum geändert. Es kamen aber zusätzliche Aufgaben hinzu in Hinblick auf Sicherheit und auf die Auswirkungen der mit der Gasförderung durch Pipelines verbundenen Tätigkeiten auf die Umwelt.

Dieses Gesetz soll in erster Linie einen Rahmen für die Einführung des Wettbewerbs auf dem Markt für Haushalte (für Kunden unter 73 200 kWh jährlich) bilden. Die wichtigsten Punkte sind :

- Es werden Konzessionen für drei getrennte Körperschaften vergeben; dabei wird unterschieden zwischen öffentlichen Gastransporteurs, die ein Transportsystem besitzen und betreiben, Gasschiffern, die sich um den Gastransport in einem Transportsystem kümmern und Gaslieferanten, die die Kunden mit Gas beliefern. Jedoch kann dieselbe juristische Person nicht gleichzeitig eine Konzession als öffentlicher Gastransporteur und Gaslieferant oder Gasschiffer besitzen;

- British Gas (heute BG plc) wird weiterhin sein nationales Pipelinesystem betreiben, das als eigenständiges Unternehmen unter der Bezeichnung Transco geführt wird und weiterhin gesetzlichen Bestimmungen unterliegt;
- Beabsichtigt ist die schrittweise Einführung des Wettbewerbs ab April 1996, der 1998 auf das ganze Land ausgeweitet sein soll;
- Alle Lieferanten müssen Beratung für eine effiziente Energienutzung und Sonderleistungen für ältere und behinderte Kunden bieten, um bestimmten sozialen Verpflichtungen in Hinsicht auf Schulden und Gassperrungen nachzukommen.

Laut dem Gesetz von 1995 war British Gas auch verpflichtet, die Tätigkeiten der Muttergesellschaft und einer Tochter, British Gas Trading (BGT) zu trennen, die British Gas Supply sowie die Gasfelder North und South Morecambe umfaßt. British Gas ist über die formale Trennung seiner Geschäftssparten Handel und Transport hinausgegangen; mit der Entfusionierung vom 17. Februar 1997 wurde ein neues börsennotiertes Unternehmen, Centrica, gegründet. Centrica umfaßt die Sparten Verkauf, Handel, Dienstleistungen und Einzelhandel sowie die Gasfelder Morecambe. British Gas unter der neuen Bezeichnung BG plc umfaßt die Transco-Sparten Beförderung und Lagerung sowie die BG-Tätigkeiten Erkundung, Produktion, nachgelagerter Bereich, Forschung und Technik und Immobilien.

2. Gaspreise

2.1 Tarifkunden

Das Gesetz von 1995 ersetzt die gesetzliche Grundlage für die Versorgung, die unter dem Gesetz von 1986 (und früheren Rechtsvorschriften) bestand, durch eine vertragliche Grundlage.

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 zwei wichtigsten Tarifarten sind der Kreditarrif, der für die Mehrzahl der Haushalte gilt, und der Vorauszahlungstarif, bei dem die Haushalte mit Hilfe des Zählers den Gasverbrauch im voraus zahlen. Beide Tarife beinhalten eine Grundgebühr und einen Betrag für jede verbrauchte Einheit. Der je verbrauchter Einheit zu zahlende Betrag richtet sich nach der Höhe des Verbrauchs; 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 nominal 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. Im Rahmen der British Gas erteilten Genehmigung muß British Gas Preislisten veröffentlichen und die einschlägigen Preise anwenden. Im September 1994 erlaubte der Generaldirektor für Gasversorgung British Gas jedoch von dieser Auflage abzuweichen bei der Belieferung von Industriekunden auf dem Markt über 73 200 kWh, auf dem nun freier Wettbewerb herrscht; für den verbleibenden Vertragsmarkt galt diese Regelung ab Juni 1995. Andere Unternehmen schließen mit ihren Kunden Einzelverträge ab. Im Juli 1996 gab OFGAS bekannt, daß die Auflage für British Gas Trading, auf dem Markt für Großabnehmer Preise gemäß der Preislisten zu fordern, ab November 1996 entfalle.

2.3 Steuerung der Gaspreise

Seit 1987 sind die von British Gas im Tarifsektor erhobenen Preise und deren Entwicklung durch eine Formel an die Inflationsrate geknüpft, die mit Hilfe des Einzelhandelspreisindex (RPI) gemessen wird. Die im außertariflichen Sektor erhobenen Preise werden vom Wettbewerb bestimmt und vom Generaldirektor für lauterer Handel überwacht. Der Generaldirektor für Gasversorgung ist für die Überwachung und

Anwendung der Formel zuständig. Nach Überprüfung der bisherigen Formel durch OFGAS trat am 1. April 1992 eine neue Formel in Kraft. Nach dieser Formel 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, RPI - X, bezieht sich auf die gasunabhängigen Kosten, d. h. auf alle bei British Gas anfallenden Kosten mit Ausnahme der Bezugskosten für Gas. British Gas wird zugestanden, Steigerungen bei diesen Kosten bis zur Höhe der Inflationsrate minus einem auf 5 % festgelegten Wirtschaftlichkeitsfaktor (X) auf die Preise umzulegen.

Das zweite Element, GCI - Z, ist ein Maximalpreis, demzufolge British Gas seine Gaskosten nur abhängig von der Entwicklung eines speziellen Gaspreisindex minus einem Wirtschaftlichkeitsfaktor 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 Kalkulation 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 den Bedarf, neues Kapital heranzuziehen, was durch die Einführung des freien Wettbewerbs erschwert wurde, und das Interesse der Verbraucher, die Preise niedrig zu halten, ins Gleichgewicht zu bringen.

Die Formel war bis zum 31. März 1997 festgelegt und OFGAS veröffentlichte im Mai 1996 erste Vorschläge für die Überarbeitung der Preiskontrolle bei der Gasversorgung. Die Tarifformel wird zur Zeit nur auf die Lieferung für Kunden, die 73 200 kWh oder weniger jährlich verbrauchen, angewendet.

Die für British Gas Trading vom April 1997 bis März 2000 gültige Preiskontrolle wurde mit OFGAS vereinbart.

Die Beförderungs- und Lagertätigkeiten von British Gas (Transco) unterlagen im Zeitraum Oktober 1994 bis März 1997 einer getrennten Preiskontrolle. OFGAS gab die endgültigen Vorschläge für die Überprüfung der Preise von Transco im August 1996 bekannt, die für den Zeitraum April 1997 bis März 2002 gelten. BG plc lehnte den Vorschlag von OFGAS ab, so daß die Angelegenheit der MMC unterbreitet wurde, die sich im Mai 1997 dazu äußern sollte.

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 on 1 January 1997, and is a complement to the informations published in the semestrial "Statistics in focus" and in the annual "Gas prices".

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

m³	Cubic metre
kWh	Kilowatthour
GWh	Gigawatthour (10 ⁶ kWh)
h	Hour
MJ	Megajoule
GJ	Gigajoule (10 ³ MJ)
n	Number
GCV	Gross calorific value
NCV	Net calorific value
BEF	Belgian franc
DKK	Danish crown
DEM	German mark
GRD	Greek Drachma
ESP	Spanish Peseta
FRF	French franc
IEP	Irish pound
ITL	Italian lira
LUF	Luxembourg franc
NLG - Cent	Dutch florin - Cent = 1/100 NLG
ATS	Austrian Schilling
PTE	Portuguese Escudo
FIM	Finnish markka
SEK	Swedish crown
GBP	Pound sterling
NOK	Norwegian crown


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 33500 GJ/year and other non-domestic customers. They are linked to the same indexing system, lga and lgd, as domestic uses and apply in the whole country.

Standard consumers 	Tariff	GJ/year	Fixed rental (BEF)	Commodity rate cent./MJ
l1	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
l2	ND3	> 3 517	50 732 lgd + 4.377 lgd/MJ ⁽¹⁾	First 10 550 GJ/year 23.8678 lga + 1.1382 lgd Excess over 10 550 GJ/year 23.8678 lga + 1.1382 lgd - 0.8

(1) by megajoule of maximum daily offtake

lga 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.

lgd 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 (l3 l4 l5). 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

- R_h = hourly regularity factor assessed in accordance with annual consumption (Q_a) and the sum of subscriptions (S_n); $R_h = Q_a / (8760 \times S_n)$
- C_{ne} = coefficient of non-erasure between 0 and 1 depending on the degree of erasure of supplies
 $C_{ne} = S_{nf} / S_n$
- 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:

	lga	lgd	G	RDZ
01.1998	0.5831	1.3058	104.980	1.598992

2. Bodies responsible for setting gas prices

The setting of gas prices 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 m³ are included in the standard tariff for small consumers, whereas the industrial tariff applies to consumers with a yearly consumption exceeding 300 000 m³.

1.1 The standard tariff for small consumers

The standard tariff applies to all consumers with a yearly consumption below 300 000 m³. The tariff is a blocktariff regulated every month by the price of heating gasoil inclusive of excise tax and CO₂-tax:

 Yearly consumption (in m ³)	Block rate gas price in percent of the price of heating gasoil inclusive excise and CO ₂ -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 CO₂-tax on natural gas.

Rebates:


There is an environmental rebate which corresponds to the value of a lower emission of CO₂ 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 space heating there is an industrial rebate corresponding to 35% of the excise tax on heating gasoil ending at the end of 1997.

For natural gas which end-use is industrial processes there is an industrial rebate which corresponds to the excise and CO₂-taxation on heating gasoil, but adjusted for the excise and CO₂-taxation on natural gas and the environmental rebate. On this consumption the excise tax is recoverable and the CO₂-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 m³. The tariff is a blocktariff regulated every month by the price of heating gasoil and residual fuel oil exclusive taxes:

 Yearly consumption (in m ³)	Block rate gas price in percent of the price of heating gasoil exclusive taxes	Block rate gas price in percent of the price of residual fuel oil exclusive taxes
– 300 000	91.5	
300 001 – 800 000		110.5
800 001 –		104.7

The excise and CO₂-tax on natural gas are added to the gas price.

For the consumption which end-use is space heating there is an extra charge in 1997 which corresponds to 65% of the excise tax and CO₂-taxation on heating gasoil/residual fuel oil, but adjusted for the excise and CO₂-taxation on natural gas.

For the consumption of the industrial consumers which end-use is industrial processes the excise tax is recoverable and the CO₂-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 CO₂ 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 m³. 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, CO₂-tax and SO₂-tax. The general level for each of these elements is a rate of approx. 41 DKK/GJ for the excise tax, 100 DKK/ton CO₂ and 10 DKK/kg SO₂. 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 (40% in 1997) the CO₂-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 CO₂-tax). In 1997 registered industrial and commercial users can recover 35% of the excise tax on energy used for space heating.

Since 1 January 1996 CO₂-taxation on natural gas has been 0.22 DKK/m³ and excise taxation has also been levied on natural gas, albeit with a largely symbolic rate of 0.01 DKK/m³. The government is still contemplating a significant increase of the excise tax on natural gas. The SO₂-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 the Federal Republic of Germany are a reflection of competition in the marketplace where gas is seeking the same outlets as other sources of energy, such as gas oil, coal, electricity or district heating systems. The prices users pay for natural gas are negotiated between the supplier and the consumer, each evaluating the contract that is being offered in the light of a set of appropriate criteria.

These criteria include on one hand the prices at which competing sources of energy are being offered and their efficiencies and, on the other hand, the capital, operating and maintenance costs incurred by the consumer for the conversion of the energy source into useful energy. The user's choice of sources of energy is determined not only by these quantifiable cost criteria but also by such qualitative considerations as security of supplies, protection of the environment and convenience for the user.

2. Determination of the market price

In the household and small business sector, the huge numbers of users make it impossible to negotiate gas prices on a strictly individual basis. In their case, standard prices are fixed for supplies to the various user groups in each local supply area. These prices reflect the competitive position of natural gas in the supply area for which they are determined, and apply only to the users in that area. So there are no gas prices for the whole of Germany. Gas prices vary, in practice, from city to city.

Under this system, customers receiving their gas supplies at prices which are applicable to a specific group of users can be sure of being supplied at competitive prices. The prices charged to newly-won users are the same as those charged to longstanding users: so the latter pay the same price as the cost-conscious newcomers who have opted for natural gas because they regard it as cost-effective.

In the industrial sector, the prices at which large users receive gas are freely negotiated on a case-by-case basis. As the price of gas is determined by the prices of competing energy sources, it is obviously impossible to fix a uniform level of gas prices for the whole country, because every user is in a different competitive situation. There are also considerable differences in the competitive price relationship between natural gas and such energy sources as heavy and light fuel, oil, coal, LPG and electricity in the different regions and for the different end-uses, and market-oriented industrial gas prices vary accordingly.

3. The price of gas comprises a standing charge and a commodity charge

These two components of the price of gas represent payment for two different products offered to the user by the supplier.

The standing charge is the charge for the acquisition, by the customer, of the standing right to use gas delivery facilities and services, i.e. ducts, pressure valves, storage facilities and gas meters. It can be compared with the storage and investment costs (storage facilities, interest) the individual customer would have to pay for fuel oil, whatever the level of his energy consumption. The resulting price depression thus reflects the balance of competition obtaining in the fuel oil sector.

The function of the standing charge as payment for the right to use gas delivery facilities is particularly clear in the case of industrial customers signing contracts for interruptible supplies. Under these contracts, the right to use supply facilities is subject to a time restriction. In these cases, the user needs to have dual combustion equipment and appropriate fuel oil tankage. In return, depending on the duration of the agreed interruption of supplies, the service charge is either reduced or suspended.

4. Competitiveness of natural gas prices in relation to light and heavy fuel prices for industrial customers

The competitive position of the gas supply companies in the different user categories in the industrial sector can be described as relatively uniform. In categories I₁ (116 000 kWh) to I₃ (11.63 million kWh), the main competitor is light fuel oil. In the case of category I₄ (116.3 million kWh) both heavy and light fuel oil are competing sources of energy. At the highest level of consumption, I₅ (1.163 billion kWh) the main competitor is heavy fuel oil.

5. Price adjustment clauses

The gas prices negotiated with industrial consumers depend on the market situation when the supply contracts are signed. As the market prices of the competing sources of energy are continually changing, it is necessary to ensure that the relationship between gas prices and those of competing sources of energy is maintained throughout the period covered by the contract. Hence the need for the negotiation of indexation formulae for pegging the price of gas (as agreed upon in the contracts concluded with industrial users) to the changing levels of market prices.

Such adjustment can be achieved by price indexation clauses providing for regular adjustment of gas prices to take account of changes in the market situation, as is the case in Germany, in particular in the industrial sector (in the form of the so-called "Heizölklausele"). This clause pegs the price of natural gas to the price of fuel oil. The price leadership of fuel oil is largely attributable to its ubiquity in the market. In practice, however, the level of gas prices also has a reverse effect on the level of fuel oil prices. This

phenomenon reflects the existence of intense competition in the fuel market and the interaction of the crisis of alternative energy sources.

Natural gas prices are automatically adjusted at regular intervals, in accordance with the terms of the supply contracts. Quarterly adjustment on 1 January, 1 April, 1 July and 1 October is frequent. On each adjustment date, the price of gas is modified to reflect average fuel oil prices for a prior reference period. Some supply contracts provide for monthly adjustments on the basis of current fuel oil prices.

The use of this automatic adjustment clause gives the gas companies and their customer companies a guarantee of the continuous adjustment of natural gas prices to the market situation. The fuel oil prices resulting from the application of these adjustment clauses are published each month by the German Statistical Office and constitute what is generally recognised as an objective and neutral source of information.

6. Interruptible supplies

Industrial users and power stations receive a part of their gas supplies on an interruptible basis. These users normally operate large boiler plants. Under such a contract, the gas company is entitled to interrupt gas supplies fully or in part, if and when certain agreed criteria are met. During the interruption, the user employ another source of energy, which is usually heavy fuel oil. They, therefore, need dual combustion plant and appropriate fuel oil storage facilities.

The gas company's right to interrupt supplies may be exercised throughout the year, or during a limited period of the year, or below an agreed average daily temperature. For similar gas quantities and similar market conditions, the price of interruptible supplies of gas is presently between 5% and 10% below the price of firm gas, so as to cover the extra capital charges and operating costs incurred by users dualling their equipment.

7. Competition between gas suppliers

The German gas market is a competitive market. Every gas company is free to import and export natural gas, to supply gas to users and to construct and operate the necessary pipelines, plant and installations. Hence, for example, the existence of intra-branch competition between the operators in the domain of district gas supplies. An increasing number of domestic and foreign operators are also trying to compete at various levels in the German gas market. The market behaviour of the German gas companies therefore reflects not only their competition with alternative sources of energy but also their competition with each other.

8. Taxation

Natural gas supplies to end-users are subject to a value added tax of 15% (16% as from 01.04.1998). Companies paying VAT on gas supplies and related services can recover it as prepaid tax.

Natural gas supply is subject to a purchase tax of 15%. When it is used for heating, an additional natural gas tax is levied at a rate of 0.0036 DM/kWh.

SPAIN

1. Tariff system

1.1 General Fixed Tariff

1.1.1 Application

All uses of natural gas supplied by pipeline for industrial purposes, with the exception of supplies as a raw material and for the generation of electricity. Applicable to domestic, commercial, and industrial uses.


1.1.2 Structure

$$TF+TV= (Am+Fu)+TV$$

TF: Fixed tariff composed of a monthly subscription (Am) which is constant and independent of the volume consumed, and a Utilisation factor (Fu) which depends on the quantity used.

TV: Variable tariff or Energy tariff calculated monthly in relation to the cost of BIA fuel oil and No. 1 reference fuel oil, on the basis of world rates during the three months prior to implementation. Additional costs covering charges, the technological advantage of gas, transport and handling are added to this average tariff.

1.1.3 Calculation

	Level of consumption	Fixed tariff	Energy tariff
Domestic Uses			
D1	< 5 000 therms/year	4 386 ESP/year	7.018 ESP/therm
D2	5 000-50 000 therms/year	10 110 ESP/year	5.870 ESP/therm
D3	> 50 000 therms/year	107 076 ESP/year	3.932 ESP/therm
Commercial Uses			
C1	< 40 000 therms/year	8 778 ESP/year	7.018 ESP/therm
C2	40 000-120 000 therms/year	54 624 ESP/year	5.870 ESP/therm
C3	> 120 000 therms/year	287 304 ESP/year	3.932 ESP/therm
Industrial Uses	Quantity Consumed	Am= 21 700 ESP/month Fu= 80.4 ESP/m ³ consumed /month	2.0655 ESP/therm (1/1/98) Revision Formula: 0.0562x F_{BIA} +0.0375 F_{O} 1

1.2 Interruptible Tariff

1.2.1 Application

All users of gas in industrial activities or processes, the special nature of which permits the interruption of the aforementioned service, and who maintain an alternative power source. The minimum consumption is 10 million therms per year, and the minimum notice of interruption is 24 hours.

1.2.2 Structure

Tariff consists solely of an energy tariff, which is revisable monthly in relation to the world rates for different fuels on the market during the three months prior to implementation.

1.2.3 Calculation

The revision formula is: $0.0607 \times \text{FBIA} + 0.0404 \times \text{F01}$.

The interruptible tariff at 01.01.1998 is 2.2287 ESP/therm.

1.3 Satellite Plant Tariff

1.3.1 Application

Supplies of liquefied natural gas (LNG) for industrial uses from depots and LNG regasification plants.

1.3.2 Structure

A maximum price is exclusively applied in ESP/therm.

1.3.3 Calculation

The level of this price is revised monthly in relation to the cost of commercial propane calculated on the basis of world prices during the three months prior to implementation. Rass Tanura Mediterraneo average rates and a sum for capillary transport are added to the international price. PS=3.4542 ESP/therm (1/1/98).

1.4 Special supplies

This category includes the use of natural gas as a raw material and supplies delivered by ENAGAS S.A. to power stations. The prices for this type of supply are to be agreed between the parties, and the Directorate-General for Energy is to be informed by the supplier every time that the rate changes.

2. Taxes

Natural gas for domestic or industrial use is subject to VAT at 16%.

3. Additional information

3.1 Regulations

Ministerial Order of 27 June 1997 updated the tariff system for natural gas for domestic and commercial use, which came into force on 1st July. Ministerial Order of 14 July 1997 updated the tariff system for natural gas for industrial use, which came into force on 1st August. Royal Decree of 13th January 1998 permitting greater access to the natural gas network, established a regulated system with a fixed level of charges for each service. Industrial users alone have access to this system.

3.2 Infrastructure

The Magreb-Europe pipeline was successfully inaugurated in December 1996 and it has carried about 37% of total natural gas imports. There has been a spread in the transport network connecting various cities: Cartagena-Orihuela, Alicante-Valencia, Tuy-Valencia do Miño (Portugal). The Compañía Gas Castilla y León S.A. distribution network grew throughout the country. Natural gas supplies to the provinces of Valladolid, Burgos and Palencia began. The Valencian Regional Government has signed an agreement in order to extend the present natural gas network. An agreement has also been signed between the Andalusian Regional Government and Gas Natural S.D.G. to construct a gas pipeline to connect Malaga with the Magreb-Europe pipeline. There has been a massive growth in LNG (liquefied natural gas) satellite plants and an increased use of natural gas as fuel for public transport. The companies most active in constructing new natural gas plants have been: Sevillana de Electricidad S.A., Gas Natural S.D.G. and Iberdrola.

3.3 Consumption

There has been an upward trend during the last ten years. In 1997, total consumption of natural gas reached 122 864 million therms, an increase of 32% over 1996. Industrial market absorbed 78% of sales which represented a growth of 21%. The rise in consumption was due to an increase in the demand for intensive energy in industrial sectors and growing numbers of interruptible consumers. The domestic and commercial market grew by only 2% due to high temperatures in February and March. The biggest increase was recorded in the power generation sector, which consumed 17568 million therms representing a 790% increase over 1996. This was primarily due to the use of natural gas as fuel in power plants.

3.4 Supplies

Domestic production plummeted in relation to 1996, with only 1 580 million therms produced. Algeria continues to be the main supplier of imported gas, accounting for some 61% of imports.

FRANCE

1. General situation in the gas industry

The gas industry in France consists of:

- one company which imports natural gas: GDF (Gaz de France);
- one production company (SEAP: Société Elf Aquitaine Production);
- three companies providing transport services and direct sales to industry: GDF, CFM (Compagnie Française de Méthane), GSO (Gaz du Sud-Ouest);
- one (non-contract) distribution company: GDF.

2. Taxation

Sales of gas are subject to VAT, which is recoverable by liable customers in the industrial and services sectors.

Since 1 July 1995, the rate of VAT has been the same for supply agreements as for kWh tariffs. It has stood at 20.6% since 1 August 1995.

A special tax on the use of natural gas as an industrial fuel (TICGN: domestic tax on the consumption of natural gas) was also introduced on 1 January 1988. The TICGN has been levied at a rate of FRF 7.21/1 000 kWh GCV since 11 January 1997. A second tax on natural gas consumption was introduced on 11 January 1993 to finance the IFP (Institut Français du Pétrole). The calculation basis and terms of application of the IFP tax are identical to those of the TICGN. Its rate is FRF 0.40 /1 000 kWh GCV. Exemptions apply to gas used to heat living accommodation or as a raw material. The TICGN is applied when annual consumption exceeds 5 GWh/year, with an allowance of 400 000 kWh/month.

3. Tariffs for domestic and services-sector customers and for light industry

Tariffs for these customers comprise:

- an annual standing charge;
- a rate or rates per kWh consumed.

There are six tariffs, which vary according to the customer's annual consumption and, in some cases, the time of year:

- the basic tariff, for annual consumption below 1 000 kWh (corresponding in most cases to cooking);
- tariff BO, for annual consumption between 1 000 and 6 000 kWh (corresponding in most cases to cooking and hot water supply);
- tariff B1, for annual consumption between 6 000 and 30 000 kWh (corresponding to individual heating, with or without hot water supply and cooking);
- tariff B2I, for annual consumption between 30 000 and 150 000 to 350 000 kWh (corresponding to collective provision of heating, with or without hot water production in medium-sized heating plants);
- tariff B2S, for annual consumption in excess 150 000 - 350 000 kWh. Tariff B2S is seasonally adjusted, with winter consumption (November to March) charged at a higher rate than summer consumption (April to October);
- the supplementary tariff applying to back-up or stand-by supplies for other energy sources (corresponding to an annual quantities/daily offtake ratio of less than 70 days).

For customers whose consumption lies within the 150 000 to 350 000 kWh band, the choice of tariff B2I or B2S depends on the seasonal pattern of consumption, and each case has to be calculated separately.

Standing charges are used right across the GDF public distribution network, as are the energy rates of the basic and BO tariffs. The energy rates for tariffs B1, B2I and B2S are subdivided into six levels depending on the cost of delivering the gas to the public distribution network.

4. Tariffs for large industrial customers

The TEL, which was introduced in 1992, is applied to very large heating plants. The threshold at which it becomes less expensive for consumers than B2S is between 5 and 8 million kWh. Like B2S, it comprises a standing charge and kWh tariffs differentiated according to the season (winter, from November to March, and summer, from April to October). It also comprises reduced rates for amounts consumed over and above the consumption thresholds for winter and summer (4 and 2 million kWh respectively).

The TEP, also introduced in 1992, is intended for customers whose consumption pattern is regular throughout the year. It includes a standing charge, a fixed daily charge and prices per kWh which vary according to a three-way seasonal breakdown (winter: from December to February; spring/autumn: from March to May and from October to November; and summer: from June to September). Band-related reductions are applied once certain consumption thresholds (3.24 and 48 million kWh) have been reached. The threshold at which the TEP becomes less expensive to the consumer than B2S is about 5 million kWh.

The STS tariff is applied to customers connected to the GDF transport network and is made up of four components:

- an annual standing charge identical at all points of the network;
- an annual charge based on the daily winter demand which the customer has requested; payment of this standing charge "entitles" the customer to this daily offtake throughout the year;
- a fixed annual charge based on any additional daily demand which the customer has requested for the seven summer months only;
- kWh tariffs differentiated according to the season (winter/summer) and divided up into three consumption thresholds:
 - threshold 1: up to 24 million kWh/year;
 - threshold 2: from 24 million to 200 million kWh/year
 - threshold 3: more than 200 million kWh/year.
- The charges in summer are lower than those in winter.

GSO tariffs are made up of a standing charge, two offtake bands, kWh tariffs which differ according to the season (winter/summer), and one consumption band. There is no reduced annual standing charge. (Tariff S on the CFM transport network and tariff B2 on the GSO transport network).

The components of the STS tariff are identical for the major interconnected transmission routes linking the country's sources of gas. The components (excluding standing charges) for the minor routes are obtained by adding the charges specific to each one to this tariff (system of tolls).

Contracts are normally concluded for a three-year period.

5. Special contracts

The gas companies may ask their large customers (those using more than 10 GWh/year) to purchase from them the option of interrupting supplies. Under such an arrangement, customers undertake to cease their consumption of gas at the supplier's request. Gas companies may use this option when there is a supply crisis or at times of peak demand, customer notice permitting. There is no limit to the length of time during which supplies may be interrupted.

Customers participating in such an arrangement must be able to switch over readily to an alternative source of energy and must therefore maintain back-up equipment in working order. They must also undertake to consume at least 80% of the annual quantities stipulated in the contract.

Gas companies reward customers who agree to the interruptibility option either via flat-rate reductions or via guaranteed prices in relation to petroleum fuels.

6. Price regulation

Tariffs are a matter of public record: if there is any change to existing rates, a new price list must be registered.

The tariffs for the public distribution network are regulated and the average rate of change is set by order of the Ministry of Finance.

Changes in prices for large industrial customers are partially unregulated: transport companies register price lists with the Ministry of Finance, which has the right to dispute them.

In conjunction with the regulatory arrangements, GDF and the State have concluded a contract of agreed objectives for the period 1997-1999. Under this contract GDF undertakes to make productivity gains and to pass on some of the benefits to domestic customers, while the State undertakes to allow GDF to charge the prices necessary to reduce its debt.

Gas companies' prices vary in line with supply costs and inflation. The cost of raw materials assumes greater importance with large industrial customers than it does with domestic customers, who are more costly in terms of investment and management overheads.

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

In Italy, natural gas prices for sales to industrial customers 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 metre 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 agreements now in force have been signed on November 11th, 1997; their validity started in January 1997 (but with new conditions applied starting from July 1997) and will last until April 2000.

1. Firm supplies

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 metre;

I = daily requirement expressed in cubic metres per day.

1.3 Commodity charge (TP)

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

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

Where:

V_i = volume of natural gas that falls within competence of each offtake bracket;

B_i = base value of each offtake bracket, expressed in Lira per cubic metre and calculated according to the following formula:

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

K = 52

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

The coefficients g_i , b_i and a_i are the following:

Offtake brackets M(M ³)/month	g_i	b_i	a_i
0.0 to 0.1	0.68	0.26	0.06
0.1 to 0.3	0.48	0.46	0.06
0.3 to 0.5	0.40	0.54	0.06
0.5 to 0.7	0.38	0.38	0.24
0.7 to 1.0	0.34	0.32	0.34
1.0 to 2.0	0.30	0.32	0.38
2.0 to 3.0	0.26	0.30	0.44
3.0 to 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 is reduced by a component 'H' amounting to 7 ITL/m³ in the period July 1997 - September 1999; starting from October 1999 the value of 'H' will be reduced by 1 ITL/m³ per month and will become zero in April 2000.

Seasonal discounts on the commodity charge are:

- 6% discount for the offtakes from April to September inclusive (calculated each month);
- additional discount that vary according to the proportion of offtakes in the months from July to September inclusive (calculated at the end of the year).

If natural gas is used also for power generation, an additional discount amounting to 1 ITL per each kilowatt hours produced is granted.

For customers generating power for own use, the discount is set equal to 3 ITL per each kilowatt hours in 1997; 2 ITL per each kilowatt hours in 1998; 1 ITL per each kilowatt hours in 1999. This discount will be cancelled starting from January 1st, 2000.

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 M(m³)/year and daily demand higher than 5 000 m³/day. The interruptible price is calculated according to the following formula:

$$P = [0.875 \times (\text{LSFO}_{\text{cif}} + M) \times (1 + \text{P.R.}/100) \times S_m \times \text{Kstag} - Y]$$

where:

P = gas price per cubic metre

LSFO_{cif} = 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_m = offtake bracket average coefficient, calculated in accordance with the following table:

Offtake brackets m ³ /month	Bracket coefficients S _m
until 1 million	1.00
from 1 to 2 millions	0.98
from 2 to 3 millions	0.96
more than 3 millions	0.94

Kstag = coefficient connected to a seasonal discount; its value is 0.975 for offtakes between April and September and 1.00 in the other months

P.R. = value of the bank prime rate applied each month.

Y = discount on the commodity charge amounting to 3.5 ITL/m³ in the period July 1997 - September 1999, starting from October 1999 the value of "Y" will be reduced by 0.5 ITL/m³ per month and will become zero in April 2000.

If natural gas is used also for power generation, an additional discount is granted, its value will be 3 ITL/kWh in 1997, 2 ITL/kWh in 1998, 1 ITL/kWh in 1999 and will become zero in 2000.

As agreed for firm supplies, 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 on payments, they are granted a 1.25% discount on the whole amount of the year.

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

Pursuant to the provisions of the Agreement, the prices stated against A, B, C, D, and E below shall be applicable successively in any year with effect from 1 January 1996.

 Zone	Yearly offtake in m ³	Price formula	Period of validity
A ⁽¹⁾	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

⁽¹⁾ Ecotax: 01.01.1996: 3.2 Cent/m³
01.01.1997: 6.4 Cent/m³
01.01.1998: 9.2 Cent/m³

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).

A standard national tariff applies to consumers that have an annual offtake of at least 10 mln m³/year. The tariff system leaves room for small local differences (according to distribution companies) for consumers that have an annual offtake of less than 10 mln m³/year. Prices are indexed to gas oil prices (factor G) and fuel oil prices (factor P). There are no floor or ceiling prices. Changes in tariffs for small consumers (Zone A) that are caused by a change in gas oil prices shall not exceed 0.03 NLG/m³. In general, consumers are granted a small reduction in their gas bill if they agree to pay through automatic bank transfer. For consumers in the provinces of Groningen, Friesland and Drenthe (and in some cases part of the province of Overijssel) a small discount is applicable.

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 m³ pays a zone A price for the first 170 000 m³, a zone B1 price for the following 830 000 m³ and a zone B2 price for the remaining offtake.

A VAT rate applies of 17.5% (for horticulturists 6%) and also an environmental charge (WBM): 0.02155 NLG/m³ for the first 10 mln m³ and 0.01410 NLG/m³ for remaining offtake. These tax rates are applicable to all consumers.

AUSTRIA

It should be noted that the following information, apart from the information on taxation, applies only to the areas supplied by WIENGAS

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 m³ per accounting day. Supplies in excess of this minimum, up to an annual rate of consumption of 730 m³ (= 2 m³ per accounting day) are priced at tariff level 1 (and the same price per m³ is used as a benchmark for the minimum supply price). Supplies in excess of 730 m³/year are priced at the lower tariff (level 2).

1.2 Large consumers

Industrial consumers pay a winter supply price in October-March and a summer supply price in April-September. The inclusion of a best price clause in the contracts concluded with these consumers ensures that the standard price is the maximum price payable by those who are charged a higher average price than the tariff price because their annual offtake is too low.

The ratio of gas supplies to tariff- and large consumers is: 75% to 25%.

2. Natural gas is subject to a natural gas tax and a turnover tax

2.1 Natural gas tax

The natural gas tax is paid by end-users at the rate of 0.60 ATS/m³ 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 ("Energieabgabenvergütungsgesetz"), 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 "Energieabgabenvergütungsgesetz").

2.2 Turnover tax

The rate of turnover tax is 20%. Under the turnover tax 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, GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa S.A.- is now the sole company producing and distributing piped town gas in Lisbon and neighbouring municipalities.

2. Price regulation

The price per cubic metre of town gas and the monthly service charge are fixed by GDL 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

GDL customers pay a monthly standing charge which varies according to the type of meter installed.

The vast majority of GDL customers (about 99%) have meter types G4 or G6 (ESC 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 %	l 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)
$0 < P \leq 20$ MW	12 500
$20 < P \leq 50$ MW	17 500
$50 < P \leq 100$ MW	27 500
$100 < P \leq 250$ MW	45 000
$250 < P$	65 000
Tariff: distribution rates	(FIM/month, delivery point)
$0 < P \leq 30$ 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 1998 is 7.9 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 m³, 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 m³)

 Energy tax	CO ₂ -tax	Total SEK
-	197	197

VAT rate: 25%

- Other consumers (SEK per 1000 m³)

 Energy tax	CO ₂ -tax	Total SEK
212	785	997

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 work continues on the Bacton to Zeebrugge Interconnector, which is due to be operational in late 1998.

In Great Britain until last year all natural gas supplied to customers consuming 73,200 kWh (2,500 therms) of gas or less, which covers customers - mainly in the domestic sector was supplied by British Gas plc. British Gas was privatised in 1986.

The Gas Act 1995 provided the regulatory framework for the phased introduction of competition into the market for consumers using less than 73,200 kWh from April 1996; starting with a pilot area, of 500,000 customers, in the South West of England. During the first quarter of 1997, the second phase of competition extended competition to a further 1.6 million gas consumers in Dorset, the former County of Avon, Sussex and Kent.

The whole market will be opened to competition by the end of 1998 at the latest. British Gas had monopoly rights to sell gas to those customers using less than 732,000 kWh a year until 6 August 1992 when the threshold was reduced to 73,200 kWh a year.

Until early 1990 British Gas was effectively the only supplier of gas to non-tariff customers in Great Britain. Following the publication of the Monopolies and Mergers Commission report in 1988 regulatory action has sought to strengthen competition. The first company to compete with British Gas in the non-tariff market began to supply customers in March 1990. Since then more companies have entered this market and there are now around 850 companies (of which, around 70 serve the industrial and commercial market; 15 serve the domestic market), licensed by OFGAS as suppliers, competing with British Gas.

The new supply companies nearly all use the pipeline system owned by British Gas Transco to supply gas to its customers. Terms for the use of all the pipelines have, in the past, been negotiated between the supplier and British Gas on an individual basis. A new regime for the transportation of gas has now been introduced. The "Network Code" defines the rights and responsibilities of participants in the gas transportation industry. It is the basis of all contracts between BG Transco and its customers and it is designed to ensure that BG Transco does not discriminate in favour or against any shipper. Following the demerger of British Gas, Transco is now part of BG plc, which British Gas Trading, which is both a shipper and a supplier of gas, is part of Centrica plc.

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; quantities and terms to be agreed with the OFT.

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's 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). OFGAS is 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's Authorisation.

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;
- It is intended that competition will be 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 two main types of tariff, the credit tariff, which applies to the majority of domestic sector sales, and the domestic prepayment tariff where customers pay in advance via a meter. Both tariffs incorporate a standing charge and charges for each unit consumed. 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 on many British Gas customers) contract. 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 is 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.

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 August 1996 which will run from April 1997 to March 2002. BG plc rejected the OFGAS proposals, and the matter has therefore been referred to the Monopolies and Mergers Commission, who are due to report by may 1997.

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 au 1er janvier 1997, et complète les informations publiées dans les "Statistiques en bref" semestrielles et les "Prix du gaz" annuels.

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

m³	Mètre cube
kWh	Kilowattheure
GWh	Gigawattheure (10 ⁶ kWh)
h	Heure
MJ	Megajoule
GJ	Gigajoule (10 ³ MJ)
n	Nombre
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
BEF	Franc belge
DKK	Couronne danoise
DEM	Mark allemand
GRD	Drachme grecque
ESP	Peseta espagnole
FRF	Franc français
IEP	Livre irlandaise
ITL	Lire italienne
LUF	Franc luxembourgeois
NLG - Cent	Florin néerlandais - Cent = 1/100 NLG
ATS	Schilling autrichien
PTE	Escudo portugais
FIM	Mark finlandais
SEK	Couronne suédoise
GBP	Livre sterling
NOK	Couronne Norvégienne


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 33500 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 ⁽¹⁾	1ère tranche de 10 550 G/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 33500 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_h = facteur de régularité horaire évalué d'après la consommation annuelle (Q_a) et la somme des souscriptions (S_n); $R_h = Q_a / (8760 \times S_n)$
 C_{ne} = 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 1ère, 2ème, 3ème, 4ème, 5ème 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
01.1998	0,5831	1,3058	104,980	1,598992

2. Organismes chargés de la fixation des prix

L'ensemble de la tarification 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. Tarifs

Deux types de tarifs nationaux s'appliquent à la vente de gaz aux consommateurs industriels en fonction du consommateur : le tarif destiné aux clients industriels dont la consommation annuelle est inférieure à 300 000 m³ et le tarif industriel pour les clients dont la consommation annuelle est supérieure à 300 000 m³.

1.1 Le tarif standard destiné aux petits consommateurs

Le tarif type est applicable à tous les clients dont la consommation annuelle est inférieure à 300 000 m³. Le tarif est un tarif dégressif indexé sur le prix du gasoil de chauffage, taxes sur l'énergie et sur le CO₂ comprises, et ajusté chaque mois :

 Consommation annuelle (en m ³)	Prix du gaz en % du prix du gasoil de chauffage, taxes sur l'énergie et sur le CO ₂ 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 CO₂ sur le gaz naturel.

Rabais :


Il existe un rabais "environnement" qui correspond à la valeur d'une émission de CO₂ du gaz naturel qui est plus faible que celle du gasoil de chauffage.

Les consommateurs industriels bénéficient d'un rabais industriel qui diffère en fonction de l'utilisation finale du gaz naturel. En ce qui concerne le gaz naturel utilisé pour le chauffage des locaux, il existe un rabais industriel correspondant à 35 % de la taxe sur la consommation de gasoil de chauffage qui a été supprimée à la fin de 1997.

En ce qui concerne le gaz naturel utilisé dans le secteur industriel, il existe un rabais qui correspond à l'impôt sur la consommation et à la taxe CO₂ sur le gasoil de chauffage mais qui est corrigé de l'impôt sur la consommation, de la taxe CO₂ sur le gaz naturel et du rabais "environnement". Dans ce cas, l'impôt sur la consommation est totalement récupérable et la taxe sur le CO₂ ne l'est que 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 m³. Le tarif est un tarif dégressif indexé chaque mois sur le prix du gasoil de chauffage et du fuel-oil résiduel, taxes exclues :

 Consommation annuelle (en m ³)	Prix du gaz en % du prix du gasoil de chauffage, taxes exclues	Prix du gaz en % du prix du fuel-oil résiduel, taxes exclues
– 300 000	91,5	
300 001 – 800 000		110,5
800 001 –		104,7

L'impôt sur la consommation et la taxe CO₂ sur le gaz naturel sont ajoutés au prix du gaz.

En ce qui concerne la consommation de gaz utilisé pour le chauffage des locaux, il existait en 1997 une taxe supplémentaire qui correspondait à 65 % de l'impôt sur la consommation et de la taxe CO₂ sur le gasoil de chauffage/le fuel-oil résiduel mais corrigée de l'impôt sur la consommation et de la taxe CO₂ sur le gaz naturel.

En ce qui concerne la consommation de gaz des clients industriels utilisé pour le traitement industriel, l'impôt sur la consommation est totalement récupérable alors que la taxe sur le CO₂ ne l'est que partiellement.

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 CO₂ du gaz naturel qui est plus faible que celle du gasoil 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 m³. 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 : impôt sur la consommation, taxe sur le CO₂ et taxe sur le SO₂. Le niveau général de chacun de ces éléments est un taux d'environ 41 DKK/GJ pour l'impôt sur la consommation, de 100 DKK/tonne pour le CO₂ et de 10 DKK/kg pour le SO₂. Toutefois, les actuels taux d'imposition 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'impôt sur la consommation ainsi qu'une partie (40 % en 1997) de la taxe sur le CO₂. 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 (par exemple l'impôt sur la consommation et la taxe sur le CO₂). En 1997, les utilisateurs industriels et commerciaux enregistrés pouvaient récupérer 35 % de l'impôt sur la consommation d'énergie utilisée pour le chauffage des locaux.

Depuis le 1er janvier 1996, la taxe CO₂ sur le gaz naturel est fixée à 0,22 DKK/m³ et un impôt sur la consommation de gaz naturel est également perçu mais au taux très symbolique de 0,01 DKK/m³. Le gouvernement envisage toujours une augmentation importante de l'impôt sur la consommation de gaz naturel. La taxe sur le SO₂ 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. Pour être compétitif, 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 locales pour différents groupes d'utilisateurs. Ces prix sont fonction de la position concurrentielle particulière du gaz naturel dans chaque zone d'approvisionnement locale 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, également, les prix du gaz varient.

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 prix de base 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 prix de base 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 prix de base, 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 prix de base 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 quantités I1 (116 000 kWh) à I3 (11,63 millions de kWh), le fuel domestique est le principal concurrent. Pour la quantité I4 (116,3 millions de kWh), le fuel domestique et le fuel lourd sont les sources d'énergie concurrentes. Pour la plus grande quantité d'achat, 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. Un élément, et non des moindres, de l'influence du prix du fuel est sa présence sur chaque 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 intensifs 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 1er janvier, le 1er avril, le 1er juillet et le 1er 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'informations objective, neutre et reconnue comme telle.

6. Possibilité d'interruption des prestations

Dans le secteur de l'industrie comme dans celui des centrales électriques, les fournitures de gaz s'effectuent en partie 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 au client 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 au 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 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 tente 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 15 % (16 % à compter du 1er avril 1998) 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 0,0036 DM/kWh doit, en général, être acquittée.

ESPAGNE

1. Système de tarifs

1.1 Tarif général à caractère constant

1.1.1 Application

Toute consommation de gaz naturel distribué par conduite à des fins industrielles, à l'exception des fournitures en tant que matières premières ou destinées à la production d'électricité. Applicable à tous les usages domestiques, commerciaux et industriels.


1.1.2 Structure

$$TF+TV = (Am+Fu)+TV$$

TF : tarif fixe composé d'un abonnement mensuel (Am) constant et indépendant du volume consommé et d'un facteur d'utilisation (Fu) dépendant du volume contracté.

TV : tarif variable ou tarif énergie. Il se calcule mensuellement conformément au coût du fioul BIA et du fioul de référence numéro 1, sur la base des cours internationaux durant les trois mois précédant le mois d'entrée en vigueur. A ce cours moyen s'ajoutent des montants correspondant au fret, aux avantages technologiques du gaz et aux coûts de transport et de traitement.

1.1.3 Calcul

	Niveau de consommation	Tarif fixe	Tarif énergie
Usages domestiques			
D1	< 5 000 thermies/an	4 386 ESP/an	7,018 ESP/thermie
D2	5 000-50 000 thermies/an	10 110 ESP/an	5,870 ESP/thermie
D3	> 50 000 thermies/an	107 076 ESP/an	3,932 ESP/thermie
Usages commerciaux			
C1	< 40 000 thermies/an	8 778 ESP/an	7,018 ESP/thermie
C2	40000- 120.000 thermies/an	54 624 ESP/an	5,870 ESP/thermie
C3	> 120 000 thermies/an	287 304 ESP/an	3,932 ESP/thermie
Usages industriels	Volume contracté	Am= 21.700 ESP/mois Fu= 80,4 ESP/m ³ volume mensuel contracté	2,0655 ESP/thermie (au 1/1/98) Formule de révision: 0,0562xFBIA+0,0375FO 1

1.2 Tarif à caractère interruptible

1.2.1 Application

Pour tous les usagers utilisant le gaz comme combustible dans des activités ou processus industriels dont la nature spécifique permet l'interruption du service, l'utilisateur gardant une source d'énergie de remplacement opérationnelle. La consommation minimale est de 10 millions de thermies par an et le délai nécessaire de préavis de l'interruption est de 24 heures.

1.2.2 Structure

Ce tarif se compose uniquement d'un tarif énergie, révisable mensuellement sur la base des cours internationaux des différents carburants sur les marchés durant les trois mois précédant l'utilisation.

1.2.3 Calcul

La formule de révision est : $0,0607 \times FBIA + 0,0404 \times FO1$.

Le tarif interruptible est 2,2287 ESP/thermie au 01.01.1998

1.3 Tarif usines satellites

1.3.1 Application

Fournitures de gaz naturel liquide pour usages industriels à partir d'usines de stockage et de regazéification de GNL.

1.3.2 Structure

seul un prix maximum exprimé en ESP/thermie est appliqué.

1.3.3 Calcul

ce prix est révisé mensuellement sur la base du coût du propane commercial calculé à partir des cours internationaux durant les trois mois précédant celui d'entrée en vigueur. Au prix international est ajoutée la moyenne des cours du fret Rass Tanura Mediterraneo et un montant correspondant au transport capillaire. PS = 3,4542 ESP/thermie. (1/1/98).

1.4 Fournitures spéciales

Cette catégorie comprend les consommations en tant que matières premières ainsi que les fournitures d'ENAGAS S.A. aux centrales thermiques. Les prix de ce type de fournitures sont négociés entre les parties et communiqués par l'entreprise fournisseur à la direction générale de l'énergie en cas de modification.

2. Taxes

Les ventes de gaz naturel à usage domestique ou industriel sont assujetties à un taux de TVA de 16 %.

3. Informations complémentaires

3.1 Législation

Arrêté ministériel du 27 juin 1997 prévoyant la mise à jour du système de tarifs applicables au gaz naturel à usages domestique ou commercial, système entré en vigueur le 1er juillet. Arrêté ministériel du 14 juillet 1997 prévoyant la mise à jour du système de tarifs applicables au gaz naturel à usage industriel, système entré en vigueur le 1er août. Décret royal du 13 janvier 1998 prévoyant un accès élargi au réseau de gaz naturel, mettant en place un système réglementé assorti d'un montant fixe de taxes pour chaque service contracté. Seuls les usagers industriels peuvent accéder à ce système.

3.2 Infrastructures

Succès du gazoduc Maghreb-Europe (inauguré en décembre 1996), qui a acheminé environ 37 % du total des importations de gaz naturel. Expansion du réseau de transport connectant plusieurs villes : Carthagène-Orihuela, Alicante-Valence, Tuy-Valencia do Miño (Portugal). Expansion sur l'ensemble du territoire national du réseau de distribution (Compania Gas Castilla y León S.A.). Début de la livraison de gaz naturel dans les provinces de Valladolid, Burgos et Palencia; le gouvernement régional de Valence a conclu un accord visant à l'élargissement du réseau de gaz naturel existant. Un accord a également été conclu entre le gouvernement régional d'Andalousie et Gas Natural S.D.G. concernant la construction d'une conduite de gaz reliant Malaga au gazoduc Maghreb-Europe. Forte expansion des usines satellites de GNL (gaz naturel liquide) et hausse de la consommation de gaz naturel en tant que carburant dans les transports publics. Les entreprises les plus actives dans la construction de nouvelles usines de gaz naturel sont Sevillana de Electricidad S.A., Gas Natural S.D.G. et Iberdrola.

3.3 Consommation

La consommation a eu tendance à augmenter au cours des dix dernières années. En 1997, la consommation totale de gaz naturel a atteint 122 864 millions de thermies, ce qui représente un accroissement de 32 % par rapport à 1996. 78 % des ventes ont été réalisées dans le secteur industriel (+21 %). Cette hausse s'explique en partie par la demande accrue des secteurs industriels grands consommateurs d'énergie et par la multiplication des fournitures à caractère interruptible. Le marché du gaz à usages domestique et commercial n'a augmenté que de 2 % en raison des températures élevées enregistrées en février et en mars. La hausse la plus forte a eu lieu dans le secteur productif avec une consommation de 17 568 millions de thermies, soit une augmentation de 790 % par rapport à 1996. Cette montée en flèche s'explique avant tout par l'utilisation du gaz naturel comme combustible dans les centrales d'énergie.

3.4 Fournitures

La production domestique accuse une forte baisse par rapport à 1996, avec seulement 1 580 millions de thermies. En ce qui concerne les importations, l'Algérie reste le principal fournisseur, représentant à elle seule environ 61 % des importations.

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 et de vente directe à l'industrie : GDF, CFM (Compagnie Française du Méthane), GSO (Gaz du Sud-Ouest);
- d'une entreprise de distribution (hors régies) : GDF.

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 1er janvier 1995, le taux de TVA est le même sur les abonnements et sur les prix proportionnels, il est de 20,6 % depuis le 1er août 1995.

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 1er janvier 1988. Depuis le 11 janvier 1997, son taux est de 7,21 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 1 000 kWh qui correspondent le plus souvent à des usages cuisine;
- le tarif B0 pour des consommations annuelles comprises entre 1 000 et 6 000 kWh/an (le plus souvent usage cuisine et eau chaude);
- le tarif B1 entre 6 000 et 30 000 kWh pour des usages chauffage individuel, cumulés ou non avec l'eau chaude et la cuisine;
- le tarif B2I 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 appoint secours pour les fournitures d'appoint ou de secours à d'autres énergies (rapport quantités annuelles/débit journalier inférieur à 70 jours).

Dans la zone 150 000 - 350 000 kWh le tarif le plus avantageux pour un client entre B2I 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 B. En revanche, les prix proportionnels des tarifs B1, B2I 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 TEL, 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 TEP, également créé en 1992, est destiné aux clients des Distributions Publiques dont le profil de consommation est régulier au cours de l'année. Il comporte un abonnement, une prime fixe de débit journalier, et des prix par kWh différenciés selon les saisons (l'année étant découpée en trois saisons : le plein hiver de décembre à février; l'intersaison de mars à mai et d'octobre à novembre; et le plein été de juin à septembre), avec des réductions de tranche, les seuils de tranches étant fixés à 3, 24 et 48 millions de kWh. Le seuil d'intérêt du TEP par rapport au B2S se situe vers 5 millions de kWh.

Le tarif STS 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 :
 - 1ère tranche jusqu'à 24 millions de kWh;
 - 2ème tranche de 24 millions à 200 millions de kWh/an;
 - 3ème tranche au-delà de 200 millions de kWh/an.
- les prix d'été sont inférieurs à ceux d'hiver.

Le tarif de GSO 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. (Tarif S sur le réseau de transport CFM et tarif B2 sur le réseau de transport GSO).

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).

Les contrats sont signés pour une durée de 3 ans.

5. Contrats particuliers

Les sociétés gazières peuvent proposer aux clients gros consommateurs (plus de 10 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, GDF et l'Etat ont signé un contrat d'objectifs pour la période 1997-1999. Par ce contrat, GDF s'engage à faire des gains de productivité et à en rétrocéder une partie aux clients domestiques. L'Etat 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

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 actuellement en vigueur ont été signés le 11 novembre 1997; ils sont valables depuis janvier 1997 (mais de nouvelles conditions sont appliquées depuis juillet 1997) et le resteront jusqu'en avril 2000.

1. Fournitures continues

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 :

$$TF = Ca \times I$$

dans laquelle :

Ca = montant d'engagement, exprimé en ITL par mois pour la capacité souscrite journallement;

I = besoins journaliers exprimés en mètres cubes/jour.

1.3 Terme proportionnel (TP)

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

$$\sum_1^9 (V_i \times B_i)$$

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 :

$$B_i = 0,845 \times (IP_i + K) \quad (\text{ITL/m}^3)$$

K = 52

IP_i = g_i Gasoil + b_i LSFO + a_i HSFO

Les coefficients g_i, b_i et a_i sont les suivants :

 fourchettes d'enlèvement M(m ³)/mois	g _i	b _i	a _i
0,0 à 0,1	0,68	0,26	0,06
0,1 à 0,3	0,48	0,46	0,06
0,3 à 0,5	0,40	0,54	0,06
0,5 à 0,7	0,38	0,38	0,24
0,7 à 1,0	0,34	0,32	0,34
1,0 à 2,0	0,30	0,32	0,38
2,0 à 3,0	0,26	0,30	0,44
3,0 à 4,0	0,24	0,30	0,46
plus de 4,0	0,20	0,28	0,52

Chaque paramètre pour le calcul de Bi est déterminé comme la moyenne entre les cours CAF MED BASIS ITALIE et FAB BARGES ROTTERDAM publiés dans le "Platt's Oilgram Report". Une moyenne des 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 est diminuée d'une composante "H" qui représente 7 ITL/m³ au cours de la période juillet 1997 - septembre 1999; à partir d'octobre 1999, la valeur de "H" sera réduite d'1 ITL/m³ par mois pour arriver à la valeur zéro en avril 2000.

Rabais saisonniers applicables au terme proportionnel :

- 6 % de rabais pour les enlèvements d'avril à septembre inclus (calculé chaque mois);
- 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).

Si le gaz naturel est également utilisé pour la production d'électricité, il est accordé un rabais supplémentaire d'une ITL par kilowatt/heure produit.

Pour les clients produisant leur propre électricité, la remise était fixée à 3 ITL par kilowatt/heure en 1997, à 2 ITL par kilowatt/heure en 1998 et le sera à 1 ITL par kilowatt/heure en 1999. Ce rabais sera supprimé à partir du 1er janvier 2000.

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 M(m³)/y et dont la demande journalière dépasse 5 000 m³.

Le tarif interruptible est fixé d'après la formule suivante :


$$P = [0,875 \times (\text{LSFO}_{\text{caf}} + M) \times (1 + \text{P.R./1 200}) \times S_m \times K_{\text{stag}} - Y]$$

dans laquelle :


P = prix du gaz par mètre cube;

LSFO_{caf} = cours CAF MED BASIS ITALIE 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	de 103,5 à 91,5
8 semaines	de 94,7 à 82,7
12 semaines	de 85,9 à 73,9
16 semaines	de 77,1 à 65,1

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

 fourchettes d'enlèvement m ³ /mois	coefficients de fourchette S_m
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

K_{stag} = 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.

P.R. = valeur du taux de base bancaire appliqué chaque mois.

Y = remise sur le terme proportionnel égale à 3,5 ITL/m³ au cours de la période juillet 1997-septembre 1999; à partir d'octobre 1999, la valeur de Y sera réduite de 0,5 ITL/m³ par mois pour arriver à zéro en avril 2000.

Si le gaz naturel est également utilisé pour la production d'électricité, il est accordé un rabais supplémentaire qui était égal à 3 ITL/kWh en 1997, à 2 ITL/kWh en 1998, qui sera de 1 ITL/kWh en 1999 pour atteindre zéro en 2000.

Comme convenu pour les fournitures continues, les accords en vigueur prévoient des réductions en faveur des clients possédant plus d'une usine.

À 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.

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 m³ 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 m³ 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

Suivant les dispositions de l'accord, les prix figurant aux points A, B, C, D, et E ci-dessous seront applicables respectivement chaque année avec effet au 1er janvier 1996.

 Zone	Enlèvement annuel en m ³	Formule des prix	Période de validité
A(1)	0 - 170 000	$(G:500) \times 37,2 + 1,7$	six mois
B	170 000 - 3 millions	$(P:500) \times 38,2 + 7,35$	trimestre
C	3 millions - 10 millions	$(P:500) \times 38,2 + 3,6$	trimestre
D	10 millions - 50 millions	$(P:500) \times 38,2 + 1,8$	trimestre
E	> 50 millions	$(P:500) \times 38,2 + 1,75$	trimestre

(1) Eco-taxe : 01.01.1996 : 3,2 Cent/m³
 01.01.1997 : 6,4 Cent/m³
 01.01.1998 : 9,2 Cent/m³

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 surprimés 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 publiée 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 surprimés de négoce et de transport (le tout en florins par tonne).

Un tarif commun national est appliqué aux consommateurs qui enlèvent au moins 10 millions de m³/an. Le système tarifaire laisse aux consommateurs dont l'enlèvement annuel est inférieur à 10 millions de m³/an une marge pour les écarts minimes existant au niveau local (selon les compagnies de distribution). Les prix sont indexés sur les prix du gasoil (facteur G) et les prix du fuel (facteur P). Il n'existe pas de prix plancher ni de prix plafond. Les variations des tarifs pour les petits consommateurs (zone A) découlant d'une modification du prix du gasoil ne doivent pas excéder 0,03 NLG/m³. En règle générale, les consommateurs bénéficient d'une réduction sur leur facture de gaz s'ils effectuent leur paiement par virement bancaire automatique. Un petit rabais est consenti aux consommateurs des provinces de Groningue, Frise et Drenthe (et dans certains cas, dans la province de Overijssel).

A 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 m³/an paie un prix de zone A pour les 170 000 premiers m³, un prix de zone B1 pour les 830 000 m³ suivants et un prix de zone B2 pour le reste.

Outre un taux de TVA de 17,5 % (6 % pour les horticulteurs), une taxe d'environnement (WBM) est prélevée : elle s'élève à 0,02155 NLG/m³ pour les dix premiers millions de m³ et à 0,01410 NLG/m³ pour les enlèvements restants. Ces taxes s'appliquent à tous les consommateurs.

AUTRICHE

Fondamentalement, il est précisé que l'ensemble des indications - à l'exception des explications relatives à la fiscalité - ne valent naturellement que pour la zone d'approvisionnement de WIENGAS.

1. Prix du gaz

Il existe une distinction entre clients tarifaires et clients importants

1.1 Clients tarifaires

Depuis le 1^{er} décembre 1997, il existe un nouveau système tarifaire, qui se subdivise en un prix minimal du kilowatt/heure, un niveau tarifaire 1 et un niveau tarifaire 2. Le prix minimal du kilowatt/heure s'applique sur la base d'une consommation de 0,25 m³ de gaz par journée de tarification. En cas de dépassement de cette quantité minimale, jusqu'à une consommation annuelle de 730 m³ (soit 2 m³ 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 m³ se voit appliquer un tarif inférieur (niveau 2).

1.2 Clients importants

Une taxe de mise à disposition, 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 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 : 75 % contre 25 %.

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/m³. 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 GDL-Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, SA constitue la seule entreprise distributrice de gaz de ville à Lisbonne et sa banlieue.

2. Régulation des prix

Le prix du m³ de gaz de ville et de l'abonnement mensuel est fixé entre GDL et la Direction Générale du Commerce et Concurrence en accord avec la Direction Générale de l'Energie.

3. Fiscalité

5 % de TVA sur le prix du m³ et sur celui de l'abonnement mensuel.

4. Paramètres et formules tarifaires ou contractuelles

Les abonnés de GDL paient un abonnement mensuel dont le montant varie en fonction de la catégorie du compteur installé.

La plupart des usagers de GDL (environ 99 %) possèdent des compteurs de type G4 ou G6 (659,40 PTE+ TVA).

Option (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 %
$p \leq P \leq 20$ 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)
$0 < P \leq 20$ MW	12 500
$20 < P \leq 50$ MW	17 500
$50 < P \leq 100$ MW	27 500
$100 < P \leq 250$ MW	45 000
$250 < P$	65 000
Tarif : prix de distribution	(FIM/mois, point de livraison)
$0 < P \leq 30$ 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 1998 s'élève à 7,9 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 m³ 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 assujéttis aux taxes suivantes :

- Industrie et serres (SEK par 1 000 m³)

 Taxe sur l'énergie	Taxe sur le CO ₂	Total SEK
-	197	197

Taux de TVA : 25 %

- Autres consommateurs (SEK par 1 000 m³)

 Taxe sur l'énergie	Taxe sur le CO ₂	Total SEK
212	785	997

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, qui doit être mis en service fin 1998, est encore en chantier.

En Grande-Bretagne, jusqu'à l'année dernière, la totalité des livraisons de gaz naturel destinées aux clients consommant au maximum 73 200 kWh (2 500 therms) - c'est-à-dire le secteur domestique principalement - étaient assurées par British Gas plc. British Gas a été privatisé en 1986.

Le "Gas Act 1995" a défini le cadre réglementaire permettant l'instauration progressive de la concurrence, à partir d'avril 1996, sur le marché des consommateurs de moins de 73 200 kWh, en commençant par une région pilote de 500 000 clients dans le sud-ouest de l'Angleterre. Lors de la deuxième phase, menée au premier trimestre de 1997, la concurrence a été étendue à 1,6 million de consommateurs supplémentaires dans le Dorset, l'ancien comté de l'Avon, le Sussex et le Kent.

L'ensemble du marché sera ouvert à la concurrence pour fin 1998 au plus tard. British Gas possédait un monopole de droit pour la vente de gaz aux clients consommant moins de 732 000 kWh par an jusqu'au 6 août 1992, date à laquelle ce plafond a été réduit à 73 200 kWh par an.

Jusqu'à début 1990, British Gas était en pratique, en Grande-Bretagne, le seul fournisseur de gaz des consommateurs non tarifaires. A la suite de la publication, en 1988, du rapport de la "Monopolies and Mergers Commission" (MMC), des mesures réglementaires ont été prises en vue de renforcer la concurrence. Le premier concurrent de British Gas sur le marché non tarifaire a commencé à approvisionner ses clients en mars 1990. Depuis lors, d'autres entreprises sont arrivées sur ce marché : on en dénombre à présent quelque 85 (dont environ 70 servent le marché industriel et commercial et 15 le marché domestique), titulaires d'une licence de fournisseur octroyée par l'"Office of Gas Supply" (OFGAS) et faisant concurrence à British Gas.

La quasi-totalité des nouveaux fournisseurs utilise le réseau de gazoducs que possède British Gas Transco pour approvisionner ses clients. Les conditions d'utilisation de tous les gazoducs ont été

négociées dans le passé, individuellement, entre chaque fournisseur et British Gas. Un nouveau régime de transport du gaz vient d'être instauré. Le "Network Code" définit les droits et responsabilités des opérateurs du secteur du transport du gaz. Fondement de tous les contrats passés entre BG Transco et ses clients, il vise à éviter toute discrimination favorable ou défavorable de la part de BG Transco à l'égard d'un expéditeur. À la suite de la scission de British Gas, Transco fait maintenant partie de BG plc tandis que British Gas Trading, à la fois expéditeur et fournisseur de gaz, est intégré dans Centrica plc.

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, British Gas s'est engagé à réduire à 40 %, pour 1995, sa part du marché des contrats (dont le seuil se situait à l'époque à 25 000 therms par an). A la suite de la réduction du plafond du monopole de droit à 2 500 therms par an en 1992, la MMC 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 therms. Pour contribuer à la réalisation de cet objectif, British Gas, qui avait déjà passé contrat pour acheter une grande partie de la production offshore de gaz naturel de l'époque, s'est engagé à en céder un certain volume à ses concurrents dans les années 1995 et 1996, les quantités et conditions étant à convenir avec l'OFT.

British Gas a également promis de mettre progressivement en place, pour la date butoir du 1^{er} janvier 1994, une entité distincte qui se chargerait des transports et du stockage. Le "Director General of Gas Supply" (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 à examiner par le gouvernement concernaient la structure du monopole de droit de British Gas pour l'approvisionnement du secteur domestique. Le président a annoncé ses décisions sur le rapport de la MMC le 21 décembre 1993. Les deux décisions principales étaient les suivantes :

- British Gas devrait dissocier complètement la gestion de ses activités commerciales et de ses activités de transport, mais ne serait pas tenu 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 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). Organisme indépendant investi d'un pouvoir réglementaire, l'OFGAS est dirigé par le "Director General of Gas Supply" (DGGS), 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.

Le "Gas Act 1995" modifie le "Gas Act 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 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 and South Morecambe. En fait, British Gas est allé 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 rassemble 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-développement technologique et les activités immobilières de BG.

2. Tarification du gaz

2.1 Consommateurs tarifaires

Le "Gas Act 1995" a remplacé la base d'approvisionnement réglementaire applicable en vertu du "Gas Act 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 therms) par an, sont approvisionnés au titre des tarifs publiés. Il existe deux types de tarifs : le tarif à crédit qui s'applique à la majorité des placements au secteur domestique, et le tarif domestique à prépaiement dans lequel les consommateurs paient à l'avance par l'intermédiaire d'un compteur. Les deux tarifs comportent une prime fixe et des taxes pour chaque unité consommée. La taxe payable par unité varie selon le niveau de consommation et est à caractère dégressif. L'une des conséquences du "Gas Act" est le remplacement de l'expression "tariff gas" (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 opérer 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 ("Authorization"), British Gas est tenu 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 gaziers

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 est régi par la législation sur la concurrence, placée sous la surveillance du "Director General of Fair Trading". Le DGGS est chargé de suivre la formule et d'en contrôler l'application. A la suite d'une révision de la formule précédente par l'OFGAS, une formule révisée est entrée en vigueur le 1er avril 1992. British Gas est autorisé à augmenter ses prix jusqu'au seuil permis par cette formule, qui se présente de la manière 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 autorisé 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 lors 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 1er 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" (MCC). La MCC 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 qui s'appliquera à British Gas Trading d'avril 1997 à mars 2000 a fait l'objet d'un accord avec l'OFGAS.

Un contrôle tarifaire séparé est également exercé sur les activités de transport et de stockage menées par British Gas (Transco) entre octobre 1994 et mars 1997. L'OFGAS a annoncé, en août 1996, ses propositions définitives concernant le contrôle des prix de Transco pendant la période allant d'avril 1997 à mars 2002. BG plc ayant rejeté les propositions de l'OFGAS, la question a été portée devant la MMC, qui doit présenter son rapport pour mai 1997.

Europäische Kommission
European Commission
Commission européenne

GASPREISE — Preissysteme 1997
GAS PRICES — Price systems 1997
PRIX DU GAZ — Systèmes de prix 1997

Luxembourg: Office des publications officielles des Communautés européennes

1998 — 88 p. — 21 x 29,7 cm

Themenkreis 4: Energie und Industrie (blau)
Reihe D: Studien und Forschungsergebnisse

Theme 4: Energy and industry (blue)
Series D: Studies and research

Thème 4: Énergie et industrie (bleu)
Série D: Études et recherche

ISBN 92-828-4671-7

Preis in Luxemburg (ohne MwSt.) • Price (excluding VAT) in Luxembourg •
Prix au Luxembourg (TVA exclue):
ECU 13

Eurostat sammelt und veröffentlicht zahlreiche Informationen über Energiepreise in den Mitgliedstaaten. Das Ziel dieser Veröffentlichung ist eine möglichst erschöpfende Zusammenfassung der jüngsten Preissysteme-Informationen in der Europäischen Union gemäß der Richtlinie über die Transparenz der vom 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 summarise, every two years, as succinctly as possible the information on the price systems in force in the European Union, according to the directive on the transparency of gas and electricity 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 les États 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 et d'électricité. Les données concernant les prix figurent dans des publications spécialisées, les «Statistiques en bref» semestrielles et les «Prix du gaz» annuels.

BELGIQUE/BELGIË
Jean De Lannoy
 Avenue du Roi 202/Koningslaan 202
 B-1190 Bruxelles/Brussel
 Tél. (32-2) 538 43 08
 Fax (32-2) 538 08 41
 E-mail: jean.de.lannoy@infoboard.be
 URL: http://www.jean-de-lannoy.be

La librairie européenne/De Europese Boekhandel
 Rue de la Loi 244/Wetstraat 244
 B-1040 Bruxelles/Brussel
 Tél. (32-2) 295 26 39
 Fax (32-2) 735 08 60
 E-mail: mail@libeurop.be
 URL: http://www.libeurop.be

Moniteur belge/Belgisch Staatsblad
 Rue de Louvain 40-42/Leuvenseweg 40-42
 B-1000 Bruxelles/Brussel
 Tél. (32-2) 552 22 11
 Fax (32-2) 511 01 84

DANMARK
J. H. Schultz Information A/S
 Herstedvang 10-12
 DK-2620 Albertslund
 Tlf. (45) 43 63 23 00
 Fax (45) 43 63 19 69
 E-mail: schultz@schultz.dk
 URL: http://www.schultz.dk

DEUTSCHLAND
Bundesanzeiger Verlag GmbH
 Vertriebsabteilung
 Amsterdamer Straße 192
 D-50735 Köln
 Tel. (49-221) 97 66 80
 Fax (49-221) 97 66 82 78
 E-Mail: vertrieb@bundesanzeiger.de
 URL: http://www.bundesanzeiger.de

ΕΛΛΑΔΑ/GREECE
G. C. Eleftheroudakis SA
 International Bookstore
 Panepistimiou 17
 GR-10564 Athina
 Tel. (30-1) 331 41 80/112/3/4/5
 Fax (30-1) 323 98 21
 E-mail: elebooks@netor.gr

ESPAÑA
Boletín Oficial del Estado
 Trafalgar, 27
 E-28071 Madrid
 Tel. (34) 915 38 21 11 (Libros)/
 913 84 17 15 (Suscripciones)
 Fax (34) 915 38 21 21 (Libros)/
 913 84 17 14 (Suscripciones)
 E-mail: clientes@com.boe.es
 URL: http://www.boe.es

Mundi Prensa Libros, SA
 Castelló, 37
 E-28001 Madrid
 Tel. (34) 914 36 37 00
 Fax (34) 915 75 39 98
 E-mail: libreria@mundiprensa.es
 URL: http://www.mundiprensa.com

FRANCE
Journal officiel
 Service des publications des CE
 26, rue Desaix
 F-75727 Paris Cedex 15
 Tél. (33) 140 58 77 31
 Fax (33) 140 58 77 00

IRELAND
Government Supplies Agency
 Publications Section
 4-5 Harcourt Road
 Dublin 2
 Tel. (353-1) 661 31 11
 Fax (353-1) 475 27 60

ITALIA
Licosa SpA
 Via Duca di Calabria, 1/1
 Casella postale 552
 I-50125 Firenze
 Tel. (39-55) 64 54 15
 Fax (39-55) 64 12 57
 E-mail: licosa@fbcc.it
 URL: http://www.fbcc.it/licosa

LUXEMBOURG
Messageries du livre S.A.R.L.
 5, rue Raiffeisen
 L-2411 Luxembourg
 Tél. (352) 40 10 20
 Fax (352) 49 06 61
 E-mail: mdl@pt.lu
 URL: http://www.mdl.lu

Abonnements:
Messageries Paul Kraus
 11, rue Christophe Plantin
 L-2339 Luxembourg
 Tél. (352) 49 98 88-8
 Fax (352) 49 98 88-444
 E-mail: mpk@pt.lu
 URL: http://www.mpk.lu

NEDERLAND
SDU Servicecentrum Uitgevers
 Christoffel Plantijnstraat 2
 Postbus 20014
 2500 EA Den Haag
 Tel. (31-70) 378 98 80
 Fax (31-70) 378 97 83
 E-mail: sdu@sdu.nl
 URL: http://www.sdu.nl

ÖSTERREICH
Manz'sche Verlags- und Universitätsbuchhandlung GmbH
 Kohlmarkt 16
 A-1014 Wien
 Tel. (43-1) 53 16 11 00
 Fax (43-1) 53 16 11 67
 E-Mail: bestellen@manz.co.at
 URL: http://www.austria.EU.net:81/manz

PORTUGAL
Distribuidora de Livros Bertrand Ld.ª
 Grupo Bertrand, SA
 Rua das Terras dos Vales, 4-A
 Apartado 60037
 P-2700 Amadora
 Tel. (351-2) 495 90 50
 Fax (351-2) 496 02 55

Imprensa Nacional-Casa da Moeda, EP
 Rua Marquês Sá da Bandeira, 16-A
 P-1050 Lisboa Codex
 Tel. (351-1) 353 03 99
 Fax (351-1) 353 02 94
 E-mail: del.incm@mail.telepac.pt
 URL: http://www.incm.pt

SUOMI/FINLAND
Akateeminen Kirjakauppa/Akademiska Bokhandeln
 Keskuskatu 1/Centralgatan 1
 PL/PB 128
 FIN-00101 Helsinki/Helsingfors
 P./fn (358-9) 121 44 18
 F./fax (358-9) 121 44 35
 Sähköposti: akatilaus@stookmann.fi
 URL: http://www.akateeminen.com

SVERIGE
BTJ AB
 Traktörvägen 11
 S-221 82 Lund
 Tfn. (46-46) 18 00 00
 Fax (46-46) 30 79 47
 E-post: btjeu-pub@btj.se
 URL: http://www.btj.se

UNITED KINGDOM
The Stationery Office Ltd
 International Sales Agency
 51 Nine Elms Lane
 London SW8 5DR
 Tel. (44-171) 873 90 90
 Fax (44-171) 873 84 63
 E-mail: ipaenquiries@theso.co.uk
 URL: http://www.the-stationery-office.co.uk

ISLAND
Bokabud Larusar Blöndal
 Skólavörðustígur, 2
 IS-101 Reykjavík
 Tel. (354) 551 56 50
 Fax (354) 552 55 60

NORGE
Swets Norge AS
 Østenjoveien 18
 Boks 6512 Etterstad
 N-0606 Oslo
 Tel. (47-22) 97 45 00
 Fax (47-22) 97 45 45

SCHWEIZ/SUISSE/SVIZZERA
Euro Info Center Schweiz
 c/o OSEC
 Stampfenbachstraße 85
 PF 492
 CH-8035 Zürich
 Tel. (41-1) 365 53 15
 Fax (41-1) 365 54 11
 E-mail: eics@osec.ch
 URL: http://www.osec.ch/eics

BÄLGARIJA
Europress Euromedia Ltd
 59, blvd Vitoshka
 BG-1000 Sofia
 Tel. (359-2) 980 37 66
 Fax (359-2) 980 42 30
 E-mail: Milena@mbox.ct.bg

ČESKÁ REPUBLIKA
ÚSIS
 NIS-prodejna
 Havelkova 22
 CZ-130 00 Praha 3
 Tel. (420-2) 24 23 14 86
 Fax (420-2) 24 23 11 14
 E-mail: nkposp@dec.nis.cz
 URL: http://www.nis.cz

CYPRUS
Cyprus Chamber of Commerce and Industry
 PO Box 1455
 CY-1509 Nicosia
 Tel. (357-2) 66 95 00
 Fax (357-2) 66 10 44
 E-mail: info@ccci.org.cy

EESTI
Eesti Kaubandus-Tööstuskoda (Estonian Chamber of Commerce and Industry)
 Toom-Kooli 17
 EE-0001 Tallinn
 Tel. (372) 646 02 44
 Fax (372) 646 02 45
 E-mail: einfo@koda.ee
 URL: http://www.koda.ee

MAGYARORSZÁG
Euro Info Service
 Európa Ház
 Margitsziget
 PO Box 475
 H-1396 Budapest 62
 Tel. (36-1) 350 80 25
 Fax (36-1) 350 90 32
 E-mail: euroinfo@mail.mataw.hu
 URL: http://www.euroinfo.hu/index.htm

MALTA
Miller Distributors Ltd
 Malta International Airport
 PO Box 25
 Luqa LQA 05
 Tel. (356) 66 44 88
 Fax (356) 67 67 99
 E-mail: gwirth@usa.net

POLSKA
Ars Polona
 Krakowskie Przedmiescie 7
 Skr. pocztowa 1001
 PL-00-950 Warszawa
 Tel. (48-22) 826 12 01
 Fax (48-22) 826 62 40
 E-mail: ars_pol@bevy.hsn.com.pl

ROMÂNIA
Euromedia
 Str. G-ral Berthelot Nr 41
 RO-70749 Bucuresti
 Tel. (40-1) 315 44 03
 Fax (40-1) 315 44 03

SLOVAKIA
Centrum VTI SR
 Nám. Slobody, 19
 SK-81223 Bratislava
 Tel. (421-7) 531 83 64
 Fax (421-7) 531 83 64
 E-mail: europ@tbbl.sltk.stuba.sk
 URL: http://www.sltk.stuba.sk

SLOVENIA
Gospodarski Veštnik
 Dunajska cesta 5
 SLO-1000 Ljubljana
 Tel. (386) 611 33 03 54
 Fax (386) 611 33 91 28
 E-mail: repansekj@gvestnik.si
 URL: http://www.gvestnik.si

TÜRKIYE
Dünya Infotel AS
 100, Yil Mahallesi 34440
 TR-80050 Bagcilar-Istanbul
 Tel. (90-212) 629 46 89
 Fax (90-212) 629 46 27

AUSTRALIA
Hunter Publications
 PO Box 404
 3067 Abbotsford, Victoria
 Tel. (61-3) 94 17 53 61
 Fax (61-3) 94 19 71 54
 E-mail: jpdavies@ozemail.com.au

CANADA
Renouf Publishing Co. Ltd
 5369 Chemin Canotek Road Unit 1
 K1J 9J3 Ottawa, Ontario
 Tel. (1-613) 745 26 65
 Fax (1-613) 745 76 60
 E-mail: order.dept@renoufbooks.com
 URL: http://www.renoufbooks.com

EGYPT
The Middle East Observer
 41 Sherif Street
 Cairo
 Tel. (20-2) 393 97 32
 Fax (20-2) 393 97 32

HRVATSKA
Mediatrade Ltd
 Pavla Hatza 1
 HR-10000 Zagreb
 Tel. (385-1) 43 03 92
 Fax (385-1) 43 03 92

INDIA
EBIC India
 3rd Floor, Y. B. Chavan Centre
 Gen. J. Bhosale Marg.
 400 021 Mumbai
 Tel. (91-22) 282 60 64
 Fax (91-22) 285 45 64
 E-mail: ebic@giashom01.vsnl.net.in
 URL: http://www.ebicindia.com

ISRAËL
ROY International
 PO Box 13056
 61130 Tel Aviv
 Tel. (972-3) 546 14 23
 Fax (972-3) 546 14 42
 E-mail: royil@netvision.net.il

Sub-agent for the Palestinian Authority:
Index Information Services
 PO Box 19502
 Jerusalem
 Tel. (972-2) 627 16 34
 Fax (972-2) 627 12 19

JAPAN
PSI-Japan
 Asahi Sanbancho Plaza #206
 7-1 Sanbancho, Chiyoda-ku
 Tokyo 102
 Tel. (81-3) 32 34 69 21
 Fax (81-3) 32 34 69 15
 E-mail: books@psi-japan.co.jp
 URL: http://www.psi-japan.com

MALAYSIA
EBIC Malaysia
 Level 7, Wisma Hong Leong
 18 Jalan Perak
 50450 Kuala Lumpur
 Tel. (60-3) 262 62 98
 Fax (60-3) 262 61 98
 E-mail: ebic-kl@mol.net.my

PHILIPPINES
EBIC Philippines
 19th Floor, PS Bank Tower
 Sen. Gil J. Puyat Ave. cor. Tindalo St.
 Makati City
 Metro Manila
 Tel. (63-2) 759 66 80
 Fax (63-2) 759 66 90
 E-mail: eccpcom@globe.com.ph
 URL: http://www.eccp.com

RUSSIA
CEEC
 60-letiya Oktyabrya Av. 9
 117312 Moscow
 Tel. (70-95) 135 52 27
 Fax (70-95) 135 52 27

SOUTH AFRICA
Safto
 Safto House
 NO 5 Esterhuysen Street
 PO Box 782 706
 2146 Sandton
 Tel. (27-11) 883 37 37
 Fax (27-11) 883 65 69
 E-mail: emailstar@ide.co.za
 URL: http://www.safto.co.za

SOUTH KOREA
Information Centre for Europe (ICE)
 204 Woo Sol Parktel
 395-185 Seogyo Dong, Mapo Ku
 121-210 Seoul
 Tel. (82-2) 322 53 03
 Fax (82-2) 322 53 14
 E-mail: euroinfo@shinbiro.com

THAILAND
EBIC Thailand
 29 Vanissa Building, 8th Floor
 Soi Chidlom
 Ploenchit
 10330 Bangkok
 Tel. (66-2) 655 06 27
 Fax (66-2) 655 06 28
 E-mail: ebicbkk@ksc15.th.com
 URL: http://www.ebicbkk.org

UNITED STATES OF AMERICA
Bernan Associates
 4611-F Assembly Drive
 Lanham MD20706
 Tel. (1-800) 274 44 47 (toll free telephone)
 Fax (1-800) 865 34 50 (toll free fax)
 E-mail: query@bernan.com
 URL: http://www.bernan.com

ANDERE LÄNDER/OTHER COUNTRIES/AUTRES PAYS

Bitte wenden Sie sich an ein Büro Ihrer Wahl / Please contact the sales office of your choice / Veuillez vous adresser au bureau de vente de votre choix



Preis in Luxemburg (ohne MwSt.) • Price (excluding VAT) in Luxembourg • Prix au Luxembourg (TVA exclue):

ECU 13



AMT FÜR AMTLICHE VERÖFFENTLICHUNGEN
DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

OFFICE FOR OFFICIAL PUBLICATIONS:
OF THE EUROPEAN COMMUNITIES

OFFICE DES PUBLICATIONS OFFICIELLES
DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

L-2985 Luxembourg

ISBN 92-828-4671-7



9 789282 846711 >

