

Elektrizitätspreise — Preissysteme 2001

Electricity prices — Price systems 2001

Prix de l'électricité — Systèmes de prix 2001



EUROPÄISCHE KOMMISSION
EUROPEAN COMMISSION
COMMISSION EUROPÉENNE



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



Zahlreiche weitere Informationen zur Europäischen Union sind verfügbar über Internet, Server Europa (<http://europa.eu.int>).
A great deal of additional information on the European Union is available on the Internet.
It can be accessed through the Europa server (<http://europa.eu.int>).
De nombreuses autres informations sur l'Union européenne sont disponibles sur l'internet via le serveur Europa (<http://europa.eu.int>).

Bibliografische Daten befinden sich am Ende der Veröffentlichung.
Cataloguing data can be found at the end of this publication.
Une fiche bibliographique figure à la fin de l'ouvrage.

Luxembourg: Office des publications officielles des Communautés européennes, 2002

ISBN 92-894-4335-9
ISSN 1609-414X

© Europäische Gemeinschaften, 2002
© European Communities, 2002
© Communautés européennes, 2002

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	39
	INTRODUCTION	71
II.	PREISSYSTEME IN DEN MITGLIEDSSTAATEN DER EUROPÄISCHEN UNION	7
	PRICE SYSTEMS IN THE MEMBER STATES OF THE EUROPEAN UNION	41
	SYSTEMES DE PRIX DES ETATS MEMBRES DE L'UNION EUROPEENNE	73

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 2001 geltenden Preissysteme und ergänzt die Informationen der halbjährlichen "Statistik Kurzgefasst" und der jährlichen "Elektrizitätspreise".

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

ZEICHEN UND ABKÜRZUNGEN

V	Volt
kV	Kilovolt (= 1 000 V)
A	Ampère
kVA	Kilovoltampère
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Gwh	Gigawattstunde (10 ⁶ kWh)
MW	Megawatt (10 ³ Kilowatt)
EUR	Euro (€)
Cent	Euro Cent (1/100 EUR)
DKK - øre	Dänische Krone - øre = 1/100 DKK
DEM - Pf	Deutsche Mark - Pf = 1/100 DEM
ATS	Österreichischer Schilling
SEK	Schwedische Krone
GBP	Pfund Sterling
MwSt	Mehrwertsteuer

BELGIEN

1. Allgemeine Rahmenbedingungen

Die Festlegung der Höchstpreise für Strom fällt gemäß dem Gesetz vom 29. April 1999 über die Organisation des Strommarktes sowie dem Gesetz vom 22. Januar 1945 über die Wirtschaftsreglementierung und die Preise in die Zuständigkeit des Bundesministers für Wirtschaft. Die Intervention des Ministers in diesem Bereich betrifft die Endkunden, die nicht zu den auf Empfehlung des *Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz* zugelassenen Kunden zählen, und gegebenenfalls die auf Empfehlung der *Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz* zugelassenen Endkunden.

Im Jahr 2001 wurden alle Endkunden mit einem Verbrauch von mehr als 20 GWh pro Jahr und Standort, einschließlich Eigenerzeuger, als zugelassene Kunden betrachtet.

Im Jahr 2002 gelten folgende Schwellenwerte für die Zulässigkeit von Endkunden: in Flandern werden Endkunden mit einem jährlichen Verbrauch von mehr als 1 GWh als zugelassene Kunden betrachtet; in Wallonien und in der Hauptstadtregion Brüssel liegt die Zulässigkeitschwelle weiterhin bei 20 GWh pro Jahr und wird 2003 auf 10 GWh herabgesetzt werden.

2. Gestaltung der Strompreise

2.1. Industriekunden

Die im Folgenden beschriebenen Tarife wurden in Empfehlungen des *Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz* behandelt. Mit Ausnahme des Tarifs C wurden sie im Ministererlass vom 12. Dezember 2001 bestätigt (veröffentlicht im belgischen Staatsblatt "Moniteur belge" vom 15. Dezember 2001).

Es gibt 4 Hochspannungstarife: A, B, C und einen Saisontarif mit Zeitzonen.

- Der Tarif C gilt für Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 4 000 kW, die mit einer Netzspannung von bis zu 15 kV an die Niederspannungsseite eines großen Umspannwerks angeschlossen sind und sich um ihren Teilnehmeranschluss kümmern. Es gibt drei Nutzungsvarianten, nämlich die kurz-, mittel- und langfristige Nutzung, die alle saisonabhängig sind. Eine saisonunabhängige Grundvariante gibt es für den Tarif der langfristigen Nutzung.
- Der Tarif B gilt für Entnahmen mit Leistungen unter 4 000 kW, sofern die Anwendung des Tarifs A auf Jahresbasis nicht günstiger ist. Eine Mindestleistung von 1 000 kW wird für die Bereitstellung der Leistung in Rechnung gestellt.
- Der Tarif A gilt für Kunden mit Entnahmen von unter 1 000 kW. Für Lieferungen über diesem Wert wird automatisch der für den jeweiligen Zeitraum des Kalenderjahres günstigere Tarif A oder B verrechnet.
- Der Saisontarif mit Zeitzonen deckt den Anwendungsbereich der Tarife A und B ab. Er kann wahlweise angewandt werden und gilt ebenfalls für Zeiträume von 12 aufeinander folgenden Monaten. Er wendet sich an Kunden, die in der Lage sind, ihre Stromentnahmen an die unterschiedlichen Preissignale dieses Tarifs anzupassen.

Für Hochspannungskunden gilt pro Übergabestelle eine feste monatliche Gebühr, um die Kosten für Zählung, Ablesung und Fakturierung zu decken.

Der Tarif A ist nicht saisonabhängig: Er wird in 2 Varianten in Abhängigkeit von den maßgeblichen Entnahmen (Beleuchtung oder Kraftstrom) angeboten. Dieser Tarif enthält eine Komponente für die höchste entnommene 15-Minutenleistung, einen Strompreis für Spitzenlastzeiten und einen für Schwachlastzeiten. Außerdem ist ein Mechanismus zur Festlegung der Preisobergrenze bei schwacher Nutzung vorgesehen.

Der Saisontarif mit Zeitzonen sowie die Tarife B und C für mittel- und langfristige Nutzung sind saisonabhängig. Sie enthalten eine (saisonunabhängige) Komponente je nach der in den letzten 12 Monaten bereitgestellten Leistung, eine Komponente in Verbindung mit der entnommenen Höchstleistung sowie einen saisonabhängigen Strompreis für Hoch- und Niedertarifzeiten.

Der Saisontarif mit Zeitzonen und der Tarif C für kurzfristige Nutzung umfassen außerdem Spitzenzeiten in den Wintermonaten, die 4 Stunden pro Tag während der Starklastzeiten dauern.

Die Hochtarifzeit umfasst einen Zeitraum von 15 Stunden pro Tag von Montag bis Freitag mit Ausnahme der gesetzlich festgelegten staatlichen Feiertage. Die restliche Zeit stellt die Niedertarifzeit dar.

Für alle Hochspannungstarife erfolgt die Messung der Höchstleistung (kW) auf viertelstündlicher Basis.

Bei den Tarifen A, B und C wird die Blindenergie auf der Basis der verbrauchten Blindenergie verrechnet, die 50 % (bei A und B) bzw. 33 % (bei C) der gesamten verbrauchten Wirkenergie überschreitet.

Für Eigenerzeuger gelten für Zusatz- oder Notstrom die saisonabhängigen Varianten der Tarife, die für gewöhnliche Kunden gelten.

2.2. Haushaltskunden

Die im Folgenden angeführten Niederspannungstarife gelten für Privatkunden, aber auch für Geschäftskunden, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Diese vom *Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz* empfohlenen Tarife sind im bereits erwähnten Ministererlass vom 12. Dezember 2001 enthalten.

Der Normaltarif umfasst eine Jahresgebühr und einen einzigen Preis pro kWh.

Der Zweifachtarif besteht aus einer Jahresgebühr (die höher ist als beim Normaltarif), einem Preis pro kWh am Tag, der gleich ist wie beim Normaltarif, und einem günstigeren Preis pro kWh in der Nacht.

Bei Kunden, die eine Leistung von über 10 kVA in Anspruch nehmen, wird eine zusätzliche jährliche Gebühr eingehoben.

Der Normal- oder Zweifachtarif für 30 kVA gilt für Kunden, die eine Mindestleistung von 30 kVA in Anspruch nehmen, sofern der Normaltarif nicht günstiger ist. Neben der Jahresgebühr wird bei einer Mindestleistung von 30 kVA eine zusätzliche Gebühr eingehoben. Der Preis pro kWh am Tag ist niedriger als beim Normaltarif, der Nachttarif entspricht dem des Zweifachtarifs.

Der reine Nachttarif gilt für Anlagen, die ständig über einen getrennten Stromkreis angeschlossen sind, der durch Fernbedienung 9 Stunden pro Nacht unter Spannung steht. Er setzt sich aus einer Jahresgebühr und einem Preis pro kWh zusammen, der niedriger ist als der Nachtpreis pro kWh des Zweifachtarifs.

Bestimmte, eigens festgelegte Kundenkategorien (Bezieher des Existenzminimums, einer Behindertenbeihilfe,...) können spezifische Sozialtarife beim Normal- oder Zweifachtarif in Anspruch nehmen. Dies bedeutet, dass sie von der Jahresgebühr des Normaltarifs befreit sind und jährlich 500 kWh gratis entnehmen können.

3. Stromsteuer

Der Verkauf von Strom unterliegt der Mehrwertsteuer (MwSt) in Höhe von 21 %.

Eine am 22. Juli 1993 per Gesetz eingeführte Energieabgabe in Höhe von 0,13634 Cent pro kWh wird für Niederstromlieferungen eingehoben. Sie gilt jedoch nicht für Kunden, die spezifische Sozialtarife in Anspruch nehmen.

Um die Betriebskosten der *Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz* zu decken, wird ein Zuschlag in Rechnung gestellt, der im Jahr 2001 0,0125 Cent pro kWh betrug.

DÄNEMARK

1. Allgemeine rahmenbedingungen

In dänemark gibt es keinen nationaler standardtarif. Etwa 140 verteilunternehmen verwenden zusätzlich zu sonderverträgen jeweils ihre eigenen, veröffentlichten tarife.

Ein neues, umfassendes elektrizitätsgesetz, durch das der strommarkt im lauf von 3 jahren stufenweise geöffnet wird, trat am 1. januar 2000 in kraft. Seit januar 2001 ist der markt für kunden mit einem jährlichen verbrauch von über 1 gwh offen. Ab januar 2003 wird die marktöffnung für alle kunden gelten.

Seit dem 1. januar 2000 werden die tarife stufenweise an die neuen bestimmungen und den wettbewerbsmarkt angepasst. Die preise für endverbraucher sollen nach getrennten kostenfaktoren festgesetzt werden :

- Energiepreis
- Preis für den netzzugang
- Entgelte für gemeinwirtschaftliche verpflichtungen (einschließlich erneuerbarer energie und anderer vorrangiger energieformen)

Der preis für den netzzugang wird nach einem „briefmarkentarif“ pro kwh festgesetzt. Die entgelte für gemeinwirtschaftliche verpflichtungen pro kwh sind für alle kunden in west- bzw. Ostdänemark gleich.

2. Gestaltung der strompreise

Die meisten kunden (einschließlich der industrikunden) in dänemark werden nach veröffentlichten tarifen mit strom versorgt. Aufgrund des wettbewerbsmarktes beruht die verrechnung für eine immer größere anzahl von kunden auf sonderverträgen. Allerdings beziehen sich diese verträge lediglich auf das entgelt für energie und nicht auf dasjenige für den netzzugang und gemeinwirtschaftliche verpflichtungen. Statistiken über diese verträge sind noch nicht verfügbar.

Alle tarife werden veröffentlicht. Die vereinigung dänischer energieunternehmen erhebt und veröffentlicht die tarife jedes jahr im märz/april. Die meisten tarifänderungen treten nach wie vor am 1. januar eines jeden jahres in kraft.

2.1. Industrikunden

Größeren kunden werden von den meisten versorgungsunternehmen zeitzonentarife gewährt. Im allgemeinen sind die dänischen endverbrauchertarife nicht vom endverbrauchssektor abhängig, sondern vom kv-niveau des netzanschlusses und bis zu einem gewissen grad auch vom ausmaß des verbrauchs.

Die tarife für größere kunden setzen sich üblicherweise aus dem grundpreis sowie einem energieentgelt zusammen. Das energieentgelt besteht entweder aus einem einheitlichen preis oder einem zeitzonentarif mit meistens drei zeitzonen.

2.2. Haushaltskunden

Obwohl es gewisse tarifunterschiede zwischen den elektrizitätsunternehmen in dänemark gibt, setzt sich die übliche form des haushaltstarifs aus einer im vorhinein zu zahlenden festen jahresgebühr und einem einheitlichen kWh-preis zusammen. Es bestehen keine sondervereinbarungen für haushalte mit geringem verbrauch.

3. Stromsteuer

Die elektrizitätsbesteuerung umfasst drei hauptelemente :

Energiesteuer

Der Steuersatz betrug per 1. Januar 2001 für die meisten nichtgewerblichen Kunden 55,1 øre pro kWh. Dies umfasst eine „verteilungsabgabe“ von 4 øre pro kWh sowie einen Beitrag zu Energiesparmaßnahmen von 0,6 øre pro kWh. Allerdings wird für Haushaltskunden mit elektrischer Heizung, die mehr als 4 000 kWh jährlich verbrauchen, die darüber hinausgehende Menge mit 48,6 øre pro kWh besteuert. Für Mehrwertsteuerzwecke registrierte Kunden erhalten bis auf 1 øre „verteilungsabgabe“ pro kWh einen Großteil der Energiesteuer zurück. Allerdings gibt es keine Rückerstattung für den zur Raumheizung verwendeten Strom.

CO₂-Steuer

Der Steuersatz beträgt 10 øre pro kWh für alle Kunden. Die meisten für Mehrwertsteuerzwecke registrierten Unternehmen können sich sofort 10 % ihrer Steuerzahlung rückerstatten lassen. Je nach Energieintensität und Prozessart haben einige Kunden Anspruch auf weitere Rückvergütungen.

MWSt

Der Mehrwertsteuersatz beträgt 25 % für alle Kunden. Allerdings wird diese Steuer den für Mehrwertsteuerzwecke registrierten Unternehmen zur Gänze rückerstattet.

Die frühere SO₂-Steuer von 1,3 øre pro kWh wird seit 1.1.2000 auf die für die Stromerzeugung genutzten Brennstoffe eingehoben.

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

1. Allgemeine Rahmenbedingungen

- Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998
- Verbändevereinbarung über die Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie vom 13. Dezember 1999
- Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) vom 18. Dezember 1989
- Weitere Gesetze und Verordnungen :
 - Verordnung über die Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVB EItV) vom 21. Juli 1979
 - Verordnung über die Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgaben-Verordnung – KAV) vom 9. Januar 1992
 - Erste Verordnung zur Änderung der Konzessionsabgaben-Verordnung vom 22. Juli 1999
 - Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energie-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000
 - Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWK) vom 12. Mai 2000

2. Gestaltung der Strompreise

2.1 Industriekunden

Für die Preise und Versorgungsbedingungen dieser Kunden gilt der Grundsatz der Vertragsfreiheit. Die Rechtsbeziehungen zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Sondervertragskunden regeln sich nach individuellen Stromlieferungsverträgen, die die Vertragspartner miteinander vereinbaren.

Soweit diese Verträge Abnahmeverhältnisse bis zu einem bestimmten Leistungsbedarf betreffen, der noch mit Mittelspannung (etwa bis 20 kV) zur Verfügung gestellt werden kann, haben sich hierfür Standardverträge herausgebildet, die sich zum Teil auf das kundenspezifische Abnahmeverhalten abstimmen lassen. Solche Verträge bestehen in der Regel aus drei Preisbestandteilen und zwar :

- dem Leistungspreis für die in Anspruch genommene Höchstleistung im Jahr,
- dem Arbeitspreis für jede abgenommene Kilowattstunde (in der Regel in einen Preis für Stark- und Schwachlastzeit unterteilt),
- dem Meß-, bzw. Verrechnungspreis für die Vorhaltung des Meßsatzes sowie Zählerablesung und Inkasso.

Die Stromlieferungsverträge unterliegen zusätzlich den Vorschriften des Gesetzes über Allgemeine Geschäftsbedingungen (AGB-Gesetz) vom 9. Dezember 1976.

Bei der Gestaltung dieser Verträge sind alle denkbaren Varianten möglich. So spielen z. B. die Spannungsebene des Netzes, aus dem der Strom entnommen wird, die zu erwartende Leistung und Abnahmemenge, die zeitliche Lage der Leistungsspitze, der Entnahmezeitpunkt und die durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen gesteuerte Unterbrechbarkeit bei der Gestaltung solcher Verträge eine Rolle. Auch können Verträge mit unterschiedlichen Preisen je nach Sommer- und Winterzeit abgeschlossen werden. Oft werden auch Zuschläge bzw. Erstattungen für Blindarbeit vereinbart.

2.2 Haushaltskunden

Hier gibt es in Deutschland die spezielle Form des Allgemeinen Tarifs für niederspannungsseitige Versorgung, der auf der Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt) beruht. Danach sind folgende Tarife anzubieten: Pflichttarif (zweigliedriger Tarif mit Preiselementen nach Arbeit und Leistung; einheitlicher Arbeitspreis in den Verbrauchsbereichen mit und ohne Leistungsmessung sowie in den verschiedenen Bedarfsarten. Zur Ermittlung des Leistungsentgeltes wird die in Anspruch genommene Leistung entweder gemessen oder errechnet. Der Pflichttarif enthält eine Durchschnittspreisbegrenzung, über die nicht hinausgegangen werden darf. Außerdem ist eine Schwachlastregelung anzubieten, die nur zusätzlich zum Pflichttarif gewählt werden kann. Diese Tarifform ist nicht auf bestimmte Verbrauchseinrichtungen beschränkt und häufig wird dabei ein Zuschlag auf den Stromverbrauch außerhalb der Schwachlastzeit (meist in der Nacht) berechnet. Seit der Liberalisierung des deutschen Strommarktes gibt es auch für den Tarifbereich sogenannte Sonderabkommen mit individuell vereinbarten Vertragslaufzeiten und Kündigungsfristen.

Neben den vorgenannten Regelungen gibt es auch im Niederspannungsbereich Regelungen für bestimmte Verbrauchseinrichtungen, wie z. B. Wärmepumpen und Elektro-Speicherheizgeräte (teilweise auch für Groß-Heißwasserspeicher), deren Arbeitspreise unter denen der tariflichen Schwachlastregelung liegen.

3. Stromsteuer

Auf die Stromlieferungen wird in der Bundesrepublik Deutschland der normale Umsatzsteuer- (Mehrwertsteuer-) Satz angewandt. Dieser betrug im Jahr 2001 16 %. Bei gewerblichen, industriellen und sonstigen vorsteuerabzugsberechtigten Kunden kann die Mehrwertsteuer bei Ermittlung der eigenen Steuerschuld von dieser abgezogen werden. Seit 1. April 1999 wird im Zuge der ökologischen Steuerreform eine Stromsteuer erhoben, die ebenfalls der Umsatzsteuer unterliegt. Der normale Steuersatz betrug im ersten Jahr 2,0 Pf/kWh (0.01 EUR/kWh) und erhöht sich bis zum Jahr 2003 um

jeweils 0,5 Pf/kWh auf 4,0 Pf/kWh (0.02 EUR/kWh). Steuerermäßigungen von 50 % gelten für Fahrstrom der Bahnen des öffentlichen Nah- und Fernverkehrs sowie für Nachtspeicherheizungen, die vor dem 1. April 1999 in Betrieb genommen wurden. Betriebe des produzierenden Gewerbes und der Landwirtschaft werden mit nur 20 % des vollen Steuersatzes belastet.

GRIECHENLAND

1. Allgemeine Rahmenbedingungen

Der Minister für Entwicklung muss auf Empfehlung der Regulierungsbehörde für Elektrizität (RAE) alle Tarife außer denjenigen, die die Lieferanten zugelassenen Kunden anbieten, genehmigen. Ferner gibt es spezielle Übergangsbestimmungen, durch die die Tarife eingeschränkt werden, die die PPC zugelassenen Kunden in Rechnung stellt, so lange dieses Unternehmen noch der beherrschende Anbieter ist.

Im Jahr 1999 übernahm Griechenland mit dem Liberalisierungsgesetz die Bestimmungen der Elektrizitätsrichtlinie in das nationale Recht.

- Gemäß dem Liberalisierungsgesetz 2773/1999 und dem Präsidialerlass 333/2000 wurde die PPC mit Wirksamkeit ab 1. Januar 2001 in eine Aktiengesellschaft nach griechischem Recht umgewandelt.
- Der griechische Elektrizitätsmarkt wurde am 19. Februar 2001 rechtlich für den Wettbewerb geöffnet. In einem Ministerialerlass wurde festgelegt, dass der Markt für alle Elektrizitätsverbraucher mit Hoch- oder Mittelspannung („zugelassene Kunden“), auf die 34 % des Elektrizitätsmarkts in Bezug auf den Stromverbrauch entfällt, dem freien Wettbewerb unterliegt.

Darüber hinaus enthielt das Liberalisierungsgesetz folgende Änderungen in den Bereichen Erzeugung, Ein- und Ausfuhr, Kauf und Verkauf von Elektrizität :

- Einrichtung der RAE am 1. Juli 2000 als unabhängige Behörde für die Regelung des Energiemarktes. Die RAE hat in erster Linie eine beratende und überwachende Funktion, während die Entscheidungsbefugnis beim Minister für Entwicklung liegt.
- Gründung des Hellenischen Übertragungsnetzbetreibers HTSO am 3. Mai 2001 als unabhängige Stelle für den Betrieb sowie die Gewährleistung der Wartung und Entwicklung des Verbundnetzes und seiner Verbindungen zu anderen Netzen.
- Einführung des Wettbewerbs im Bereich der Elektrizitätserzeugung durch Erteilung von Genehmigungen für die Stromerzeugung im Verbundnetz und durch ein Ausschreibungsverfahren für Genehmigungen zur Errichtung von Erzeugungskapazitäten auf den autonomen Inseln. Nach Konsultation mit der RAE hatte der Minister für Entwicklung am 1. Februar 2002 mehrere Lizenzen für neue Stromerzeugungskapazitäten sowie Lieferanten von mehr als 6 500 MW erteilt.

2. Gestaltung der Strompreise

Das Tarifsysteem ist im ganzen Land für alle Verbraucher einheitlich.

2.1 Industriekunden

Folgende Faktoren bestimmen die Gebühren :

- Versorgungsspannung (niedrig 220/380 V, mittel 20 kV, hoch 150 kV);
- Verbrauch;
- Höhe der maximalen Vertragsleistung (kW);
- Entnahmezeit für die Vertragsleistung.

Die Niederspannungstarife für Industriekunden sind :

- zweigliedrig mit einer feststehenden Gebühr pro Quartal und einem unveränderlichen Energiepreis (Tarif Γ21/B),
- dreigliedrig mit einer feststehenden Gebühr pro Monat, einer Kapazitätsgebühr und einem unveränderlichen Energiepreis (Tarif Γ22/B) oder
- ein Zweifachtarif mit einer feststehenden Gebühr pro Quartal und zwei von der Tageszeit abhängigen kWh-Preisen (Tarif Γ23/B).

Für Mittelspannungskunden aus der Industrie gibt es zwei Gruppen monatlicher Tarife :

Die erste Gruppe umfasst zwei Tarife, für die jeder Mittelspannungskunde aus der Industrie in Frage kommt :

- Der erste Tarif (B1/B) wird Mittelspannungskunden aus der Industrie mit einem hohen Lastfaktor angeboten. Es handelt sich um einen zweigliedrigen Tarif mit einer Kapazitätsgebühr und einem zweistufigen Energiepreis in Abhängigkeit vom maximalen monatlichen Strombedarf.
- Der zweite Tarif (B2/B) wird Mittelspannungskunden aus der Industrie mit einem niedrigen Lastfaktor angeboten. Es handelt sich um einen zweigliedrigen Tarif mit einer Kapazitätsgebühr und einem unveränderlichen Energiepreis.

In der zweiten Gruppe gibt es zwei Tarife für Mittelspannungskunden aus der Industrie mit einer Vertragsleistung von über 3 000 kW.

- Der erste Tarif (B15B) wird Kunden mit einem hohen Lastfaktor und der zweite (B25B) Kunden mit einem niedrigen Lastfaktor angeboten. Beide Tarife sind zweigliedrig mit einer Kapazitätsgebühr in Abhängigkeit von der Vertragsleistung und einem Energiepreis für Starklastzeiten, Tag und Nacht.

Für sehr große Lasten, die direkt an das 150kV-Netz (Hochspannung) angeschlossen sind, gilt ein anderer monatlicher Tarif mit Kapazitäts- und Energiegebühren, die nach der Entnahmezeit, d. h. Stark-, Schwach-(Nacht) und Mittellast, differenziert werden.

2.2 Haushaltskunden

Folgende Faktoren bestimmen die Gebühren :

- Anzahl der Phasen (1 oder 3 Phasen);
- Verbrauch;
- Entnahmezeit.

Es gibt zwei Tarife :

- den Tarif G1 mit einer feststehenden Gebühr pro Quartal und einem kWh-Preis für den gesamten Verbrauch während eines Zeitraums von 24 Stunden. Der Tarif ist so gestaffelt, dass der Energiepreis mit zunehmendem Verbrauch ansteigt, wodurch sich für Haushalte mit niedrigem Verbrauch ein geringerer Durchschnittspreis ergibt.
- den Zweifachtarif G1N. Der Tarif bei Tag entspricht dem oben genannten, während in der Nacht von 23.00 bis 7.00 Uhr ein eigener, ermäßigter Energiepreis vorgesehen ist. Die PPC wendet dieselben Preise auch in Abhängigkeit von der Jahreszeit an. Vom 1. Mai bis zum 31. Oktober gelten die ermäßigten Preise von 23.00 bis 7.00 Uhr, aber während der restlichen Monate können dieselben niedrigeren Preise auch von 2.00 bis 8.00 Uhr und von 15.30 bis 17.30 Uhr angewandt werden. Der Tarif ist nicht auf spezifische Stromkreise beschränkt, wird aber vorwiegend für die Speicherheizung verwendet.

Die feststehenden Gebühren decken die Mess- und Verrechnungskosten ab.

Ferner gibt es in Griechenland einen „Sozialtarif“ für kinderreiche Familien (Tarif GT). Dieser Tarif gilt für Familien mit mindestens vier Kindern und wird nur auf einen „Verbrauch bei Tag“ von bis zu 3 000 kWh pro Quartal angewandt. Falls der Verbrauch die Schwelle von 3 000 kWh überschreitet, wird dem Kunden der reguläre Haushaltstarif für den gesamten Energieverbrauch des betreffenden Zeitraums in Rechnung gestellt.

3. Stromsteuer

Es fällt nur die Mehrwertsteuer in Höhe von 8 % an.

SPANIEN

1. Allgemeine rahmenbedingungen

Seit 1. Januar 1998 wird die Stromversorgung nach dem Gesetz über den Elektrizitätssektor stufenweise liberalisiert, so dass es zugelassenen Verbrauchern frei steht, Verträge durch direkten Zugang zum Markt oder nach verschiedenen Vertragsformen abzuschließen, die parallel zur Entwicklung des Marktes entstehen werden.

Diese Liberalisierung der Stromversorgung wird ermöglicht durch

- den freien Zugang zu Transport- und Verteilungsnetzen für zugelassene Verbraucher durch ein System geregelter Durchleitungsgebühren in Form von Zugangstarifen;
- die Schaffung der Funktion eines gewerblichen Versorgers. Das Gesetz definiert gewerbliche Versorger als juristische Personen mit Zugang zu Transport- oder Verteilungsnetzen, die Elektrizität an zugelassene Verbraucher verkaufen.

Um eine Anpassung an dieses Modell zu ermöglichen, sollen für diese Verbraucher volle Tarife aufrecht erhalten werden, für die sie sich entscheiden können, falls sie den Status eines zugelassenen Betreibers nicht in Anspruch nehmen wollen und so auf die Möglichkeit eines frei abgeschlossenen Vertrags zur Deckung ihres Strombedarfs verzichten.

Nach dem Gesetz wird der Status eines „zugelassenen Verbrauchers“ durch den jährlichen Verbrauch je Übergabestelle oder Anlage bestimmt. Die Liberalisierung begann 1998 für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 15 GWh sowie für Schienenverkehrsunternehmen einschließlich Stadtbahnen. Ziel ist es, dass alle Verbraucher in mehreren Etappen den Status von zugelassenen Verbrauchern erhalten, wie die folgende Tabelle zeigt :

Zeitplan für die Liberalisierung des Verbrauchs	
1.1.1998	Verbraucher von > 15 GWh pro Jahr Schienenverkehrsunternehmen einschließlich Stadtbahnen
1.1.1999	Verbraucher von > 5 GWh pro Jahr
1.4.1999	Verbraucher von > 3 GWh pro Jahr
1.7.1999	Verbraucher von > 2 GWh pro Jahr
1.10.1999	Verbraucher von > 1 GWh pro Jahr
1.7.2000	Verbraucher von > 1 GWh pro Jahr oder mit 1 kV Netzspannung
1.1.2003	Alle Verbraucher

Daher sind im Jahr 2001 und bis Januar 2003 „zugelassene Verbraucher“ Kunden mit einem Jahresverbrauch über 1 GWh oder mit 1 kV Netzspannung sowie Schienenverkehrsunternehmen einschließlich Stadtbahnen.

2. Gestaltung der Strompreise

Seit 1. Januar 1998 gelten die Stromtarife für nicht zugelassene Verbraucher sowie für zugelassene Kunden, die ihre Rechte als solche nicht wahrnehmen.

Stromtarife sind definiert als Höchsttarife mit einem einzigen Preis, die für alle Endverbraucher auf dem gesamten Staatsgebiet gelten. Die Preise werden in jedem Haushaltsjahr aktualisiert. Nach Berechnung des Durchschnittstarifs wird dieser auf die verschiedenen Tarife umgelegt.

Das System der verschiedenen Tarife und ihrer Anwendungsbedingungen wurde 1983 eingerichtet und bis 1987, als das gesamte System umgesetzt wurde, angepasst. Spätere kleinere Änderungen erlaubten die Verbesserung und Flexibilisierung des Systems.

Das allgemeine Tarifsystem beruht auf bestimmten allgemeinen Tarifen je nach Netzspannung und Nutzung des vertraglich vereinbarten Stroms (dies kann für alle Arten von Verbrauchern gelten) sowie einigen Sondertarifen für öffentliche Beleuchtung, Bewässerung, Zugmaschinen und Verteiler (dies gilt lediglich für bestehende kleine Verteiler), Tarifen für Großkunden und den Haushaltstarifen 1.0 und 2.0. Die ersten vier hängen von der Stromnutzung oder den Versorgungsbedingungen ab. Bei den beiden letzteren wird die Form des Verbrauchs berücksichtigt.

Die endgültige Gebühr für den Stromverbrauch weist je nach Strombedarf und Energieverbrauch zwei Elemente auf. Dieser Grundpreis wird nach den bestehenden vier Tarifgruppen, einem Zeitfaktor, Stromfaktor, der Jahreszeit und Versorgungsunterbrechungen mit Aufschlägen oder Rabatten angewandt. Stromrechnungen enthalten außerdem alle Gebühren für die Miete von Stromzählern und Steuern.

Außerdem gibt es vier weitere Tarifelemente :

- Das Zeitelement wird je nach Verbrauchsform und durchschnittlicher Stromnutzung in Form eines Rabatts oder Aufschlags in Euro berücksichtigt. Es gibt fünf unterschiedliche Zeitabschnitte, und die Verbraucher können denjenigen wählen, der ihren Bedürfnissen am besten entspricht.
- Das Blindleistungselement soll durch Annäherung des Leistungsfaktors ($\cos \varphi$) an die Leistungseinheit den Blindleistungsverbrauch möglichst gering halten. Es beruht je nach dem Leistungsfaktor auf bestimmten prozentuellen Aufschlägen und Rabatten und wird auf den gesamten Grundpreis angewandt. Das Spektrum reicht von einem 4 %igen Rabatt für $\cos \varphi = 1$ bis zu einem 47%igen Aufschlag für $\cos \varphi = 0,5$. Diese Option steht Kunden mit den Tarifen 1.0 und 2.0 nicht offen.
- Das saisonale Element berücksichtigt die unterschiedlichen Stromkosten in den einzelnen Jahreszeiten und soll die Systemlastkurve ausgleichen. Es bietet einen 10 %igen Rabatt auf den Stromverbrauchstarif in der Schwachlastzeit (Mai, Juni, August und September) und einen 10 %igen Aufschlag in der Starklastzeit (Januar, Februar, November und Dezember).
- Durch das Unterbrechungselement werden die allgemeinen Bedingungen der Stromlieferverträge von Großkunden insofern in allgemeine Hochspannungstarife (vertraglich vereinbarte Leistung zu Spitzen- und Niedriglastzeiten ≥ 5 MW) umgewandelt, als sich die Kunden als Gegenleistung für bestimmte Rabatte verpflichten, in Zeitabschnitten, in denen der Versorger dies wünscht, ihren Bedarf zu senken und eine vorher vereinbarte Leistung (P_{max}) nicht zu überschreiten.

3. Stromsteuer

Seit 1. Januar 1998 wird eine neue Sondersteuer auf Elektrizität eingehoben, die die im Tarif enthaltene Abgabe zur Unterstützung der Kohleförderung ersetzt. Die Bemessungsgrundlage dieser neuen Steuer ist

der mit einem Faktor 1,05113 multiplizierte Strompreis. Der Steuersatz beträgt 4,864 %. Diese im gesamten Staatsgebiet eingehobene Steuer ist außerdem mehrwertsteuerpflichtig.

Ein Mehrwertsteuersatz von 16 % wird in Rechnung gestellt.

FRANKREICH

1. Allgemeine Rahmenbedingungen

Nur die Verkaufspreise für nicht zugelassene Kunden sind geregelt.

Kunden mit einem Verbrauch von mindestens 16 GWh pro Jahr werden als zugelassene Kunden angesehen und haben daher Zugang zu den Preisangeboten des liberalisierten Marktes. Im Jahr 2003 soll diese Schwelle in Frankreich auf 9 GWh pro Jahr herabgesetzt werden.

Mit der Öffnung des Strommarktes in Frankreich arbeitete die EDF individuell zugeschnittene Angebote aus, um die Erwartungen ihrer Kunden optimal zu erfüllen. So bietet die EDF zum Beispiel Kostenvoranschläge auf der Basis ihrer stündlichen Lastkurven oder aufgeschlüsselt nach ihren eigenen Aktivitäten, aber auch einfache, auf die Nachfrage der Kunden angepasste Angebote. Die neben der EDF bestehenden Versorgungsunternehmen haben eigene Preisangebote.

Den nicht zugelassenen Kunden werden die geltenden Tarife verrechnet. Die zugelassenen Kunden haben die Möglichkeit, ihren Tarif beizubehalten, sofern sie keine neuen Preisangebote vorziehen.

2. Gestaltung der strompreise

2.1 Gemeinsame Grundsätze der verschiedenen Tarife

Preiskomponenten der Tarife

Die Stromtarife haben eine zweigliedrige Struktur mit einer festen Gebühr nach dem Umfang der bezogenen Leistung einerseits und verschiedenen Arbeitspreisen nach Jahres- und Tageszeit andererseits. Ein Jahr hat durchschnittlich 8 760 Stunden.

Die Tarifgestaltung beeinflussende Faktoren

In den Tarifen wird die Option der Versorgungsunterbrechung oder -anpassung angeboten. Es gibt mehrere Möglichkeiten, die Leistungsabnahme in den verschiedenen Tarifzeiträumen anzupassen. In diesen Fällen entspricht die in Rechnung gestellte Leistung der reduzierten Leistungsabnahme, die ausgehend von der in Spitzenzeiten bestellten Leistung und der in anderen Tarifzeiträumen möglicherweise zusätzlich bestellten Leistungsmengen, multipliziert mit einem Verringerungskoeffizienten, ermittelt wird. Mit den Versorgungsunterbrechungen in einem oder mehreren Tarifzeiträumen können die Kunden somit ihre Kosten senken.

Bei den im Rahmen der Richtlinie 90/377/EWG festgehaltenen Referenzverbrauchsmengen wird allerdings keine Möglichkeit der Anpassung der bezogenen Leistung berücksichtigt. Um diese Referenzverbrauchsmengen zu berechnen, wird auch nur die Grundvariante der Tarife verwendet. Die Kunden können sich jedoch für die Möglichkeit der Unterbrechung an Spitzentagen (Effacement Jour de Pointe, EJP) entscheiden.

2.2 Nicht zugelassene Gewerbe- und Industriekunden

Gelber Tarif

Der Gelbe Tarif ist im Allgemeinen für Kunden bestimmt, die Leistungen zwischen 36 und 250 kVA beziehen. Er wird mit zwei Auswahlmöglichkeiten angeboten : zu fixen Zeitpunkten (Grundvariante) oder in Echtzeit (EJP) mit jeweils vier Tarifzeiträumen und vier Preisen pro KWh.

Die Bereitstellung der Leistung erfolgt in Blindleistung (kVA). Dabei wird der Leistungsfaktor der Anlage berücksichtigt. Aus diesem Grund gibt es keine getrennte Verrechnung der Blindenergie. Dennoch liegt es im Interesse des jeweiligen Kunden, seinen Leistungsfaktor in vernünftigen Grenzen zu halten, um eine zu große Abnahme von Blindleistung, auf der die Berechnung der festen Gebühr beruht, zu vermeiden.

Grüner Tarif

Der Grüne Tarif ist im Allgemeinen für Kunden bestimmt, die eine Leistung von mindestens 215 kW beziehen. Zugelassene Kunden haben jedoch die Möglichkeit, unter verschiedenen Preisangeboten zu wählen. Der Grüne Tarif wird zu fixen Zeitpunkten (Grundvariante) oder in Echtzeit (EJP, anpassbar) angeboten.

Die Größe eines „grünen“ Kunden ist für die Einordnung in die jeweilige Unterkategorie entscheidend: von 250 bis 10 000 kW gilt der Grüne Tarif A5 oder A8, von 10 bis 40 MW der Grüne Tarif B und über 40 MW der Grüne Tarif C.

Die jeweilige Tarifvariante (kurze, mittlere, lange oder sehr lange Nutzungsdauer) hängt von der Nutzungsdauer der bereitgestellten Leistung ab.

Die Bereitstellung der Leistung erfolgt in Wirkleistung (kW) während aller, in Zeitzonen unterteilten Tarifzeiträume.

Die Blindenergie wird kostenlos bereitgestellt :

- bis zu 40 % der verbrauchten Wirkenergie ($\text{tg } \Phi = 0,4$) während der Starklastzeiten im Dezember, Januar und Februar und während der Zeiten mit starkem Verbrauch im November, Dezember, Januar, Februar und März.
- ohne Beschränkung während der Schwachlastzeiten im November, Dezember, Januar, Februar und März und während des gesamten Zeitraums der Monate April, Mai, Juni, Juli, August, September und Oktober.

In den Zeiträumen, die Beschränkungen unterliegen, wird der Verbrauch an Blindenergie über $\text{tg } \Phi = 0,4$ monatlich nach den geltenden Tariftabellen verrechnet.

2.3 Haushaltskunden

Blauer Tarif

Der Blaue Tarif richtet sich grundsätzlich an alle Kunden, die eine Leistung von höchstens 36 kVA beziehen.

Bei diesem Tarif gibt es mehrere Wahlmöglichkeiten mit einem, zwei oder sechs Tarifzeiträumen: entweder zu fixen Zeitpunkten (Grundvariante, Schwachlastzeiten) oder zu in „Echtzeit“ festgelegten Zeiten mit einer kurzfristigen Vorankündigung (zeitabhängige „Option Tempo“).

Spezifische Sozialtarife

Der Kleinabnehmertarif (tarif „petites fournitures“) ist auf Kunden mit einem niedrigen Verbrauch zugeschnitten. Die Unterstützung von Kunden in Schwierigkeiten wird im Rahmen einer Vereinbarung zwischen EDF und den sozialen Diensten der Gebietskörperschaften gewährleistet. Ein besonderer Tarif

für die Grundversorgung der in Armut Lebenden (tarif „Bien de première nécessité“) wird derzeit vorbereitet.

3. Stromsteuer

Für Strom sind die Mehrwertsteuer und — bei einem Verbrauch unter 250 kVA — lokale Steuern zu entrichten.

Die MwSt-Sätze betragen 5,5 % für den Anschluss (oder die Grundgebühr), 19,6 % für den Preis der bezogenen Energie und 19,6 % für die lokalen Steuern.

Den lokalen Steuern (auf Gemeinde- und Département-Ebene) für Strom unterliegen Lieferungen bis 36 kVA und Lieferungen zwischen 36 kVA und 250 kVA, für die eine andere Bemessungsgrundlage verwendet wird. Bei Lieferungen über 250 kVA fallen keine lokalen Steuern an.

- Für die Gemeindesteuer gilt ein Steuersatz von 0 % bis 8 % auf 80 % (oder 30 %) des Rechnungsbetrags ohne Steuern.
- Für die Département-Steuer gilt ein Steuersatz von 0 % bis 4 % auf 80 % (oder 30 %) des Rechnungsbetrags ohne Steuern.
- In Paris gibt es nur eine einzige Steuer in Höhe von 13,2 % auf 80 % (oder 30 %) des Rechnungsbetrags ohne Steuern.

Die folgenden durchschnittlichen Steuersätze geben den (durchschnittlichen landesweiten) Prozentsatz der lokalen Steuern auf 100 % des Rechnungsbetrags ohne Steuern an.

- Leistung \leq 36 kVA oder 30 kW : Der durchschnittliche Satz der lokalen Steuern beträgt 8,5 % des Gesamtbetrags ohne Steuern.
- Leistung : $>$ 36 kVA oder 30 kW und \leq 250 kVA oder 215 kW : Der durchschnittliche Satz der lokalen Steuern beträgt 3,2 % des Gesamtbetrags ohne Steuern.

IRELAND

1. Allgemeine Rahmenbedingungen

Am 1. Dezember 1998 wurde der Gesetzesvorschlag für den Electricity Regulation Act veröffentlicht, in dem die Einführung des Wettbewerbs in den Bereichen Stromerzeugung und -versorgung in Irland festgelegt wurde. Im Juli 1999 trat dieses Gesetz in Kraft, und die Commission for Electricity Regulation (CER) wurde eingerichtet. Die CER ist eine unabhängige Stelle, die für die Erteilung von Lizenzen und die Regelung der Stromerzeugung und -versorgung, für die Genehmigung des Baus neuer Kraftwerke und für die Überwachung des Zugangs Dritter zu den Übertragungs- und Verteilungsnetzen von ESB (Electricity Supply Board) zuständig ist.

Der erste Schritt der Marktöffnung erfolgte am 19. Februar 2000. Seit diesem Zeitpunkt gelten Kunden, deren Stromverbrauch an einem einzigen Standort in einem beliebigen Zeitraum von 12 Monaten laut Schätzungen und Berechnungen oder der Wahrscheinlichkeit nach über 4 GWh liegen wird, als zugelassene Kunden, d. h. sie können ihren Stromversorger frei wählen.

Die Übertragungsaktivitäten wurden aus der ESB ausgegliedert, um eine neue, unabhängige staatliche Gesellschaft zu gründen, die als eigenständiger Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt wurde.

2. Gestaltung der Strompreise

2.1 Industriekunden

Kleine Industrie- und Gewerbetunden

Der Standardtarif besteht aus einem Grundpreis und zwei kWh-Preisen, wobei für den Teil des Verbrauchs, der innerhalb eines zweimonatlichen Zeitraums 8 000 kWh übersteigt, ein niedrigerer Preis in Rechnung gestellt wird. Es gibt einen optionalen Zweifachtarif, bei dem sowohl der Grund- als auch der kWh-Preis am Tag höher sind, bei dem aber der Verbrauch bei Nacht erheblich weniger kostet. Beide Tarife enthalten einen Aufschlag für einen niedrigen Leistungsfaktor.

Mittlere und große Industrie- und Gewerbetunden

Diese Kunden nutzen im Normalfall Leistungspreistarife, die eine zweimonatliche Gebühr auf die maximale Leistung, eine Kapazitätsgebühr, einen Grundpreis, kWh-Preise für den Verbrauch bei Tag und bei Nacht sowie einen Aufschlag für einen niedrigen Leistungsfaktor umfassen.

Die Gebühren für die maximale Leistung werden nicht im Vorhinein vorgeschrieben. Hingegen beruht die Kapazitätsgebühr auf der vertraglich festgelegten maximalen Einfuhrkapazität (MIC), die zwischen dem Kunden und ESB Networks vereinbart wurde. Wurde keine MIC vertraglich festgelegt, dann wird als anrechenbarer kVA-Wert für die Kapazitätsgebühr die höchste maximale Leistung seit Mai 1996 verwendet und durch Division durch 0,95 in kVA umgerechnet. Wenn die maximale Leistung die MIC eines Kunden übersteigt, dann wird für die Differenz im betreffenden Abrechnungszeitraum ein Aufschlag in Rechnung gestellt, der der zweifachen Kapazitätsgebühr entspricht.

Die Leistungsgebühren des Niederspannungstarifs sind in allen Monaten gleich, während sie bei den Mittel- und Hochspannungstarifen im Winter (November-Februar) höher sind als in der restlichen Zeit. Normalerweise sind sie auf die Leistung im Zeitraum 8.00-21.00 Uhr GMT von Montag bis einschließlich Freitag beschränkt. Für Kunden, die die ESB verständigen, dass sie eine Verringerung ihres Bedarfs während der Spitzenzeiten im Winter beabsichtigen, gibt es allerdings eine Option, bei der die Kunden nur für die Leistung während der Spitzenzeit bezahlen. Die Spitzenzeiten werden den Kunden alljährlich im Herbst mitgeteilt und dauern derzeit von 17.00 bis 19.00 Uhr von Montag bis Freitag.

Die Leistung wird in kW mit einer Leistungsermittlungszeit von 15 Minuten gemessen. Die Verrechnungsleistung ist die tatsächliche zweimonatliche maximale Leistung oder 50 % der höchsten maximalen Verrechnungsleistung in einer der letzten fünf zweimonatlichen Rechnungen. Bei Kunden, die der ESB mitteilen, dass sie die Leistung während der Spitzenzeiten im Winter verringern wollen, gilt die 50 %-Klausel nicht für die Abrechnungszeiträume November/Dezember und Januar/Februar.

Ferner zahlen alle Kunden mit Leistungstarif einen zweimonatlichen Grundpreis, der für die Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungsversorgung variiert.

Bei allen Leistungstarifen gibt es eigene kWh-Preise für den Verbrauch bei Tag und Nacht. Die Nacht dauert 9 Stunden (23.00-8.00 Uhr GMT). Darüber hinaus werden bei den 38 kV- und 110 kV-Tarifen im Winter höhere kWh-Preise in Rechnung gestellt als im Sommer. Die kWh-Preise für den Verbrauch bei Tag sind gestaffelt. Nach den ersten 350 kWh/kW der maximalen Verrechnungsleistung in jedem zweimonatlichen Abrechnungszeitraum gilt ein ermäßigter Tagespreis.

Ein Aufschlag für einen niedrigen Leistungsfaktor (ausgedrückt in Cent/kVARh) wird angewandt, wenn der gemessene kVARh-Wert in einem zweimonatlichen Abrechnungszeitraum mehr als ein Drittel des gemessenen kWh-Werts beträgt.

Für unterbrechbare Lasten über 250 kWh wird ein Rabatt gewährt, der auch auf bestehende Verbraucher beschränkt ist.

Kunden, die am Programm „Powersave“ teilnehmen, erhalten eine Zahlung, wenn sie auf Ersuchen durch den unabhängigen Netzbetreiber Lasten verringern.

2.2 Haushaltskunden

Der Standardtarif umfasst einen Grund- und eine kWh-Preis. Es gibt einen optionalen Zweifachtarif, bei dem der Grundpreis höher ist, aber der Verbrauch bei Nacht erheblich weniger kostet. Beide Tarife enthalten einen Aufschlag für einen niedrigen Leistungsfaktor.

Es gibt keine speziellen Sozialtarife.

3. Stromsteuer

Für Elektrizität wird ein Mehrwertsteuersatz von 12,5 % in Rechnung gestellt.

ITALIEN

1. Allgemeine rahmenbedingungen

Der gesamte Stromsektor ist in Veränderung begriffen : Das Dekret zur Liberalisierung des Marktes wurde am 19. Februar 1999 angenommen und trat am 1. April 1999 in Kraft.

Nach der neuen Regelung sind Erzeugung, Einfuhr, Ausfuhr, Kauf und Verkauf von elektrischem Strom (unter Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung) frei. Übertragung und Kraftwerkseinsatzplanung sind dem Staat vorbehaltene Bereiche und werden mittels Konzession an den unabhängigen Systembetreiber übertragen. Die Verteilung erfolgt nach einer Konzessionsregelung (die Konzession wird vom Ministerium für Industrie erteilt). Betreiber, die mehrere Tätigkeiten wahrnehmen, müssen diese entflechten. Im Fall von ENEL sieht das Dekret die Aufteilung der Tätigkeiten auf mehrere bereits gegründete Unternehmen vor, die sich mit Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -verkauf auf dem freien Markt beschäftigen werden.

Die italienische Stromregelung wird von der durch das Gesetz Nr. 481 vom November 1995 geschaffenen „Behörde für Elektrizität und Gas“ umgesetzt.

Stromerzeugung

Nach der neuen Regelung ist die Stromerzeugung frei und kann unter bestimmten Bedingungen von jedem Betreiber durchgeführt werden. Ab 1. Januar 2003 darf kein Betreiber mehr als 50 % der im Land erzeugten oder aus dem Ausland eingeführten Gesamtstrommenge erzeugen oder einführen. Daher muss die ENEL-Gruppe ihren Marktanteil durch Verkauf eines erheblichen Teils ihrer Stromkapazität (15 000 MW der installierten Nettokapazität) senken. Zu ENEL gehörten früher drei Erzeugungsunternehmen, von denen das erste 2001 veräußert wurde, während die beiden anderen 2002 verkauft werden sollen. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wird gefördert werden.

Stromübertragung

Im August 1999 übergab ENEL die Kraftwerkseinsatzplanung und die Verwaltung des Verbundnetzes an den Übertragungsnetzbetreiber GRTN, dessen Aktien unentgeltlich an das Schatzministerium übertragen wurden. Daher ist GRTN ein staatliches Unternehmen, das im Rahmen einer Lizenz tätig ist.

Das dem Betreiber für Netzzugang und -nutzung zustehende Entgelt wird von der Energiebehörde nach nichtdiskriminierenden Kriterien festgelegt und ist vom Ort der Stromeinspeisung und -abgabe unabhängig.

Der Übertragungsnetzbetreiber hat zwei Unternehmen gegründet :

- Der Alleinabnehmer ist verantwortlich für die kontinuierliche, sichere und billige Versorgung des gebundenen Marktes. Auf der Grundlage jährlicher Verbrauchsprognosen schließt er Kaufverträge mit Erzeugern und Verkaufsverträge mit Verteilern ab, um für Kunden, die ihren Stromversorger nicht frei wählen können, einen einzigen Tarif sicherzustellen. Der Alleinabnehmer ist noch nicht aktiv.
- Der Marktbetreiber verwaltet den Poolmarkt und ist für die Auftragsvergabe und Erledigung von Geschäftsvorgängen verantwortlich; er wird Neutralität, Transparenz, Objektivität und Wettbewerb zwischen den Erzeugern sowie die gerechte Verwaltung einer angemessenen verfügbaren Leistungsreserve sicherstellen. Der Marktbetreiber fungiert als „Strombörse“, zu der alle Erzeuger oder zugelassenen Kunden Zugang haben. Außer bei Energie aus erneuerbaren Energieträgern und Kraft-Wärme-Kopplung, die bevorzugt behandelt werden, erfolgt der Kraftwerkseinsatz nach Kriterien des wirtschaftlichen Interesses.

Stromverteilung

Verteilerunternehmen sind verpflichtet, auf Wunsch jedermann an ihr Netz anzuschließen, ohne dabei die Versorgungskontinuität zu gefährden. Für jede Gemeinde wird nur eine Lizenz gewährt werden. Sind in einem Gebiet mehrere Verteiler tätig, können sie sich für eine Zusammenarbeit entscheiden und dem Ministerium für Industrie ein gemeinsames Angebot vorlegen.

Der Markt ist in zwei parallele Märkte aufgeteilt :

- Der „gebundene Markt“ umfasst die Kunden, deren jährlicher Stromverbrauch unter bestimmten Grenzen liegt (z. B. der gesamte Haushaltssektor) und die ausschließlich mit dem lokalen Verteiler Lieferverträge abschließen können. Gleiche Bedingungen und geltende Höchstpreise müssen im gesamten Land sichergestellt sein.
- Der „Markt für zugelassene Kunden“ setzt sich aus den Kunden zusammen, die mit jedem Stromerzeuger, -verteiler oder -großhändler in Italien oder im Ausland Kaufverträge abschließen können. Von 1. Januar 2000 bis 31. Dezember 2002 gelten diejenigen Kunden als zugelassen, die 1999 einschließlich ihrer Eigenproduktion mindestens 20 GWh an einer einzigen Übergabestelle verbraucht haben. Die Verbrauchsgrenze wird ab Januar 2002 auf 9 GWh gesenkt. Unternehmen mit einem Verbrauch über 1 GWh können Konsortien bilden, um die Zulassungsgrenzen zu erreichen.
Nach einem neuen Gesetz werden die oben erwähnten Grenzen weiter auf 0,1 GWh herabgesetzt werden, nachdem ENEL Erzeugungskapazität in Höhe von 15 000 MW abgegeben hat.

Zugelassene Kunden können mindestens 6 Monate im Vorhinein und nach Mitteilung an den lokalen Verteiler den „Alleinabnehmer“ ersuchen, für eine Übergangsfrist von zwei Jahren mit der Möglichkeit einer einmaligen Verlängerung in den gebundenen Markt aufgenommen zu werden, wobei für sie in diesem Zeitraum der Tarif für Kunden gilt, die ihren Stromversorger nicht frei wählen können.

Die neue Stromtarifregelung per 1. Januar 2001

Die neue Regelung weist folgende wesentlichen Merkmale auf :

- **Kostenwahrheit der Tarife:** Der von den Verbrauchern gezahlte Strompreis muss den durchschnittlichen Kosten entsprechen, die den Versorgungsunternehmen bei der Stromverteilung entstehen. Im Gegensatz zur früheren Tarifregelung verhindert die neue Regelung eine Diskriminierung und Quersubventionierung.
- **Übereinstimmung von Tarifen und Versorgungsqualität:** Die Behörde hat Parameter für die Versorgungsqualität für das gesamte Staatsgebiet festgelegt.
- **Ersatz des Verwaltungstarifs durch ein System von „Tarifoptionen“.** Während die Tarife früher von der Regierung festgesetzt wurden, ermöglichen es die „Tarifoptionen“ den

Versorgungsunternehmen nun, besondere Tariflösungen je nach den Anforderungen der Kunden anzubieten.

- Die Tarife für Haushaltskunden werden von der Energiebehörde festgelegt; Verteiler können Kunden mit besonderen Merkmalen, die von der Behörde genehmigt wurden, weitere, nichtdiskriminierende Tarife anbieten. Die Tarife für die anderen Anwendungsbereiche werden von den Verteilern nach den Kriterien und Parametern festgesetzt, die von der Behörde für jede Verbraucherklasse vorgegeben werden (für das ganze Land gleich). Dies ermöglicht es den Verteilern, allen Kunden mit den gleichen Versorgungsmerkmalen nichtdiskriminierende Tarife anzubieten.

Das neue System beruht auf Tarifaufgaben, die als der Höchstpreis (ohne Steuern) definiert sind, der von den Verteilern/Versorgern auf Kunden, die ihren Stromversorger nicht frei wählen können, angewandt wird. Diese Auflagen werden so festgelegt, dass die Deckung sowohl der Stromversorgungskosten (einschließlich eines angemessenen Ertrags) als auch der Netzkosten sichergestellt ist. Die Auflagen setzen sich zusammen aus :

- einer Obergrenze für die jährlichen Tarifeinnahmen, die Verteiler von allen Kunden einheben dürfen, die derselben Kategorie angehören (V1);
- einem Höchstbetrag für die mit einem einzelnen Kunden einer bestimmten Kategorie erzielten Tarifeinnahmen (V2).

Es steht jedem Verteiler frei, seinen Kunden in Übereinstimmung mit handelspolitischen Regeln, die die erforderliche Transparenz und Korrektheit gewährleisten, Tarifoptionen anzubieten. Die Tarife müssen von der Behörde genehmigt werden.

Die Behörde legte außerdem die Modalitäten der Tarifanpassung auf Grundlage der "Preisobergrenzenmethode" unter Berücksichtigung der folgenden Parameter fest :

- jährliche durchschnittliche Veränderung des Verbraucherpreisindex in den letzten 12 Monaten;
- angestrebte Veränderung der jährlichen Produktivitätsrate, die für einen Mindestzeitraum von drei Jahren im Vorhinein festgelegt wird;
- Abgeltung der Kosten aufgrund von Verbesserungen der Versorgungsqualität, aufgrund der Nachfragesteuerung und von außerordentlichen Ereignissen.

2. Gestaltung der Strompreise

2.1 Industriekunden

Im Jahr 2001 boten die Betreiber für jede Kundenkategorie wenigstens eine Basistarifoption und darüber hinaus auch Sondertarifoptionen an. Nach dem neuen Tarifsysteem

- bieten die Betreiber Basis- und Sondertarifoptionen an und definieren deren Struktur;
- setzen sie die Höhe der Basistarifoptionen nach den Auflagen V1 und V2 fest;
- setzen sie die Höhe der Sondertarifoptionen nach der Auflage V1 fest;
- unterbreiten sie die Tarifoptionen der Energiebehörde und belegen die Einhaltung der beiden Auflagen.

Am Jahresende wird überprüft, ob alle den einzelnen Kundenklassen angebotenen Tarifoptionen der Auflage V1 entsprechen (nachträglich). Wird die Grenze in einem Jahr überschritten, müssen die Versorgungsunternehmen den Verbrauchern in der Rechnung des folgenden Jahres einen Betrag in der Höhe der Mehreinnahmen (sowie eine zusätzliche Prämie) rückerstatten.

Die Einhaltung der Auflage V2 bei den Tarifen wird vom Verteiler vor der Angebotslegung untersucht (im Vorhinein).

Es gibt folgende, von der Behörde im Vorhinein genehmigte Optionen :

- Basisoptionen : Die Versorgungsunternehmen sind verpflichtet, den Verbrauchern diese Optionen anzubieten (mindestens eine Basisoption für jede Verbraucherklasse mit Ausnahme der Haushaltskunden). Diese Optionen müssen beide Auflagen einhalten;
- Sonderoptionen : Die Versorgungsunternehmen können diese Optionen als Alternative zu den Basisoptionen allen gewerblichen Kunden anbieten. Die Sonderoptionen müssen nur der Auflage V1 entsprechen;
- weitere Optionen : Diese Optionen können die Versorgungsunternehmen Haushaltskunden als Alternative zu dem von der Behörde festgelegten Tarif anbieten.

Die Preise setzen sich aus den folgenden Bestandteilen zusammen :

- "Grundpreis" (Gebühr für den Anschluss an das Stromnetz, ausgedrückt in Lire oder Euro/Verbraucher/Jahr): deckt die jährlichen Kosten des Versorgungsunternehmens für den Stromverkauf.
- "Leistungspreissumme" (gilt für die vertraglich vereinbarte Lastspitze des Verbrauchers, ausgedrückt in Lire oder Euro/kW/Jahr): deckt einen wesentlichen Teil der Kosten für den Stromtransport vom Kraftwerk zum Verbraucher.
- "Energiepreis" (gilt für den tatsächlichen Stromverbrauch, ausgedrückt in Lire oder Euro/kWh): deckt die Erzeugungskosten sowie einen Teil der Übertragungskosten und besteht aus den Bestandteilen :
 - Übertragung
 - Erzeugung (γ PG) mit einem Teil zur Deckung der festen Kosten und einem Teil zur Deckung der Brennstoffkosten, der sich alle zwei Monate ändern kann, wenn sich die internationalen Brennstoffpreise ändern.
 - einem Übergangselement (GR), ausgedrückt in Lire oder Euro/kWh und Lire oder Euro/Kunde/Jahr, das die Wirkung des neuen Tarifsystems auf die verschiedenen Kategorien von Kunden, die ihren Stromversorger nicht frei wählen können, abfedern soll (dieser im Jahr 2000 eingeführte Aufschlag wurde 2001 um 50 % gesenkt und wird 2002 gestrichen werden).

Die Tarife zur Berechnung der an Eurostat gemeldeten Strompreise für die von der EU definierten Verbrauchertypen in der Industrie, die ihren Stromversorger nicht frei wählen können, entsprechen den folgenden, von ENEL angebotenen und von der Behörde genehmigten Basisoptionen :

- Basisoption B2 : nichtzugelassene Niederspannungsverbraucher über 16,5 kW (Verbrauchertyp Ia). Die Basisoption B2 wird allen Verbrauchern mit einer Lastspitze über 16,5 kW angeboten.
- Basisoption M1 – nichtzugelassene Mittelspannungsverbraucher bis 500 kW (Verbrauchertypen Ib bis Ie). Die Basisoption M1 wird allen Verbrauchern mit einer Lastspitze bis 500 kW angeboten.
- Basisoption M2 : Zeitzonentarife für nichtzugelassene Mittelspannungsverbraucher über 500 kW (Verbrauchertypen If und Ig). Die Basisoption M2 wird allen Verbrauchern mit einer Lastspitze über 500 kW angeboten.
- Basisoption A1 : eingliedriger Tarif für nichtzugelassene Hochspannungsverbraucher (Verbrauchertypen Ih und Ii und Markierungspreise: 25 000 – 50 000 – 75 000 kW mit 7 000 Nutzungsstunden/Jahr). Diese Basisoption ist sinnvoll, wenn die Stundennutzung der bestellten Leistung in Schwachlastzeiten bis zu 60 % beträgt.

Die Tarife/Preise werden vor allem durch folgende Faktoren beeinflusst :

- Netzspannung :
Ia (30 kW – 1 000 h/Jahr): 0,38 kV

lb (50 kW – 1 000 h/Jahr)	}	<= 50 kV
lc (100 kW – 1 600 h/Jahr)		
ld (500 kW – 2 500 h/Jahr)		
le (500 kW – 4 000 h/Jahr)		
lf (2 500 kW – 4 000 h/Jahr)		
lg (4 000 kW – 6 000 h/Jahr)	}	> 50 kV
lh (10 000 kW – 5 000 h/Jahr)		
li (10 000 kW – 7 000 h/Jahr)		

- Höhe des Verbrauchs : Die Höhe des Verbrauchs wirkt sich auf die auf jeden Verbrauchertyp angewandte Tarifart aus. Grund-, Leistungs- und Energiepreis werden nach der Höhe des Verbrauchs wie folgt differenziert :
 - *nichtzugelassene Niederspannungsverbraucher* : Wenn der Verbrauch bis zu 16,5 kW beträgt, kommt Basisoption B1 zur Anwendung; wenn der Verbrauch allerdings über 16,5 kW liegt, gilt die Basisoption B2;
 - *nichtzugelassene Mittelspannungsverbraucher* : Wenn der Verbrauch bis zu 500 kW beträgt, kommt Basisoption M1 zur Anwendung; wenn der Verbrauch allerdings über 500 kW liegt, gilt die Basisoption M2
 - *nichtzugelassene Hochspannungsverbraucher* : Basisoption A1, eingliedriger Tarif.
- Unterbrechungsbestimmungen : Die neue Tarifregelung sieht keine derartigen Bestimmungen für nichtzugelassene Verbraucher vor.
- Spitzen-/Nichtspitzenzeiten : Die Preise werden nicht nur nach Spitzen- und Nichtspitzenzeiten, sondern auch nach Verbrauchszeiten im Tages- und Jahresverlauf differenziert.
 - *Jahreszeiten* sind: Winter, bestehend aus den Zeiträumen Januar-März und Oktober-Dezember (6 Monate), und Sommer, bestehend aus den Zeiträumen April-Juli und September (5 Monate) sowie August (1 Monat).
 - *Stundenzeiträume sind* :
 - F1 (Spitzenstunden) von 9 bis 11 Uhr und von 17 bis 19 Uhr von Montag bis Freitag im Winter bei einem Verbrauch über 50 kV.
 - F2 (Starklaststunden) von 6.30 bis 9 Uhr, von 11 bis 17 Uhr und von 19 bis 21.30 Uhr von Montag bis Freitag im Winter sowie von 8.30 Uhr bis Mittag von Montag bis Freitag im Sommer (einschließlich August) bei einem Verbrauch über 50 kV.
 - F3 (Mittellaststunden) von 18.30 bis 20.30 Uhr von Montag bis Freitag im Sommer, ausschließlich August.
 - F4 (Schwachlaststunden) von Mitternacht bis 6.30 Uhr und von 21.30 Uhr bis Mitternacht von Montag bis Freitag und alle Stunden am Samstag und Sonntag sowie im August.

2.2 Haushaltskunden

Die Tarife werden von der Behörde festgesetzt. Am 1. Januar 2003 wird eine neue Regelung in Kraft treten, nach der der Tarif D1 für alle Haushaltskunden gelten wird. Da dies eine große Veränderung im Vergleich zu dem bis Dezember 1999 angewandten Tarif bedeutet, wird der Übergang zur neuen Regelung einstweilen durch den Tarif D2 für Haushaltskunden bis 3 kW sowie durch den Tarif D3 für die restlichen Haushaltskunden sichergestellt. Die Tarife D2 und D3 werden sich allmählich an den Tarif D1 annähern.

Die Tarife zur Berechnung der an Eurostat gemeldeten Strompreise für die von der EU definierten Typen von Haushaltskunden beziehen sich auf Verbraucher auf dem gebundenen Markt. Die Tarife werden durch die Behörde festgesetzt; weitere Optionen werden von ENEL angeboten.

Folgende Tarife wurden von der Behörde festgesetzt :

- D1 - Bindendes Tarifsysteem für alle Haushaltskunden. Der Tarif D1 wird ab dem 1. Januar 2003 angewandt werden und sieht einen Grundpreis (Euro/Kunde pro Jahr), einen Leistungspreis (Euro/kWh pro Jahr) und eine einzige kWh-Gebühr für alle verbrauchten Einheiten vor.
- D2 - Tarif für Haushaltskunden bis 3 kW während des Übergangszeitraums (gilt bis 31. Dezember 2002) (Verbrauchertypen Da und Db). Der Tarif besteht aus einem Grundpreis, einem Leistungspreis und dem Energiepreis; diese Elemente decken die Kosten für Stromverkauf und -transport in den Übertragungs- und Verteilernetzen. Außerdem gibt es noch das Element PV, das man durch Multiplikation des Parameters CT mit dem Koeffizienten f erhält. Der Parameter CT steht für die variablen Kosten pro Einheit des in Wärmekraftwerken erzeugten Stroms. Dieses Element wird alle zwei Monate aktualisiert, falls die Änderung der Preise je Einheit der im Referenzkorb enthaltenen Brennstoffe wenigstens 2 % beträgt.
- D3 - Tarif für die restlichen Haushaltskunden während des Übergangszeitraums (gilt bis 31. Dezember 2002) (Verbrauchertyp Dd). Dieser Tarif setzt sich aus einem Grundpreis, einem Leistungspreis, dem Energiepreis und dem Element PV zusammen.

Am 1. Januar 2001 führte ENEL zusätzlich zu den Tarifen D2 und D3 eine weitere Tarifoption für Haushaltskunden über 3 kW ein.

- UD4 : Haushaltskunde 4,5 kW (Verbrauchertyp Dc). Dieser Tarif setzt sich aus einem Grundpreis und einem Energiepreis, die gemeinsam die Kosten für Stromübertragung, -verteilung und -verkauf decken, sowie dem Element PV zusammen.

Zusätzlich zu den oben erwähnten Tarifelementen werden im Endpreis für Haushalts- und Industriekunden neben der Steuer die folgenden, von der Behörde aktualisierten „Netzgebühren“ berücksichtigt :

- A2 : ausgedrückt in Lire oder Euro/kWh und Lire/Kunde pro Jahr, zur Deckung der Kosten für die Stilllegung von Atomkraftwerken und die Entsorgung von Kernbrennstoffen;
- A3 : ausgedrückt in Lire oder Euro/kWh sowie in Lire oder Euro/Kunde pro Jahr, zur Deckung der Kosten für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern;
- A4 : ausgedrückt in Lire oder Euro/kWh, zur Deckung der Kosten für die Stromversorgung zu gesetzlich vorgeschriebenen vergünstigten Tarifen für bestimmte Kunden (vor allem die staatliche Eisenbahngesellschaft und das Unternehmen Terni);
- A5 : ausgedrückt in Lire oder Euro/kWh und in Lire oder Euro/Kunde pro Jahr, zur Finanzierung der Forschungs- und Entwicklungstätigkeit;
- A6 : dieses in Lire oder Euro/kWh ausgedrückte Element wurde von der Behörde am 1. Januar 2001 zur Deckung der „verlorenen Kosten“ eingeführt. Während des Übergangs zum offenen Strommarkt können so Kosten gedeckt werden, die Versorgungsunternehmen im Rahmen des früheren Monopols entstanden sind, aber in einem Wettbewerbssystem nicht wieder eingebracht werden könnten;
- UC2 : ausgedrückt in Lire oder Euro/kWh und in Lire oder Euro/Kunde pro Jahr, zur Deckung der Kosten für einen zeitlich begrenzten Bonus für die Erzeugung des an nicht zugelassene Kunden verkauften Stroms (wird nach 2001 gestrichen). Die Netzgebühren werden teilweise durch Beiträge von Erzeugern kompensiert, die Strom aus Wasserkraft und Erdwärme erzeugen.

3. Stromsteuer

Die Stromversorgung in Italien wird nach Nutzung und Verbrauchertyp besteuert.

Haushaltsnutzung

Staatliche Abgabe von 9,10 ITL/kWh (0,005 €/kWh) mit Ausnahme der beiden ersten Blöcke (150 kWh pro Monat) für die Versorgung von Haushaltskunden bis 3 kW.

Lokale Steuer von 36 ITL/kWh (0,02 €/kWh) mit Ausnahme der beiden ersten Blöcke (150 kWh pro Monat) ausschließlich für die Versorgung von Haushaltskunden bis 3 kW. Für Haushaltskunden bis 3 kW, die monatlich mehr verbrauchen als 150 kWh oder 220 kWh — je nachdem, ob der Bedarf 1,5 kW bzw. 3 kW beträgt — wird diese Vergünstigung progressiv in Abhängigkeit von der Anzahl der kWh über den oben genannten Grenzen verringert.

Lokale Steuer von 39,5 ITL/kWh (0,02 €/kWh) für den gesamten Stromverbrauch in Zweitwohnungen (z. B. Ferienhäusern).

Ein Mehrwertsteuersatz von 10 % wird auf den gesamten Rechnungsbetrag einschließlich Steuern angewandt.

Versorgung von gewerblichen Kunden

Eine staatliche Abgabe von 6,0 ITL/kWh (0,003 €/kWh) ist von Kunden mit einem monatlichen Verbrauch von bis zu 1 200 000 kWh zu zahlen. Elektrische Energie, die als Ausgangsstoff in industriellen elektrochemischen Verfahren eingesetzt wird, unterliegt nicht der Besteuerung.

Eine lokale Steuer von 18,0 ITL/kWh (0,009 €/kWh) gilt für einen Verbrauch von bis zu 200 000 kWh pro Monat. Jeder lokale Bezirk darf bis zu 22 ITL/kWh (0,01 €/kWh) einheben.

Ein Mehrwertsteuersatz (MWSt) von 10 % gilt für den Bergbau, das produzierende Gewerbe, das Druck- und Verlagsgewerbe und ähnliche Wirtschaftszweige, während die restlichen Verbraucher einen Mehrwertsteuersatz von 20 % bezahlen. Die Mehrwertsteuer wird auf den gesamten Betrag (einschließlich Steuern) angewandt und kann Nicht-Endverbrauchern rückerstattet werden.

LUXEMBURG

1. Allgemeine Rahmenbedingungen

Die derzeit gültigen Tarife für Stromlieferungen an nicht zugelassene Kunden — außer denjenigen, die mit 65 kV versorgt werden — wurden in dem zwischen Regierung und Cegedel am 10. Januar 2001 getroffenen Übereinkommen festgelegt.

Für zugelassene Kunden, die von einem anderen Versorger als Cegedel beliefert werden, beruhen die Netzzugangstarife auf den vom Institut Luxembourgeois de Régulation veröffentlichten und für gültig erklärten Tarifen.

Die Zulässigkeit der Kunden wird im Gesetz über die Organisation des Strommarktes vom 24. Juli 2000 definiert :

- 2000 : Endkunden > 100GWh, ohne Verteilerunternehmen
- 2001 : Endkunden > 20 GWh und Verteilerunternehmen > 800 GWh
- 2003 : Endkunden > 9 GWh und Verteilerunternehmen > 90 GWh
- 2005 : Endkunden > 1 GWh und Verteilerunternehmen > 1 GWh

Mit dem Gesetz vom 24. Juli 2000 wurde auch eine Regulierungsbehörde eingesetzt. Die Funktion der Regulierungsbehörde wird vom Institut Luxembourgeois de Régulation wahrgenommen.

2. Gestaltung der Strompreise

2.1 Industriekunden

Die Stromlieferungen an Großkunden, die mit 65 kV oder 220 kV versorgt werden, sind nicht in veröffentlichten Verträgen geregelt. Dies gilt auch für lokale Verteilerunternehmen für 65 kV-Strom. Die Tarife auf der Mittelspannungsebene setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen :

- Leistungspreis : Preis pro kW für die höchste Dreissig-Minuten-Leistung, die während des Monats entnommen wird
- Arbeitspreis : Preis pro am Tag entnommener kWh und Preis pro in der Nacht entnommener kWh
- Rabatte :
 - für jede Leistungsverringerung während der Starklastzeit wird ein Rabatt auf den Leistungspreis gewährt
 - je nach Nutzungsdauer kann ein Rabatt auf den Arbeitspreis gewährt werden
- Preis für die Miete einer Messeinrichtung : festes monatliches Entgelt

Über die Tarife auf der Mittelspannungsebene wird versucht, die Leistungsverringerung in den Starklastzeiten zu fördern.

Unter Starklastzeiten versteht man grundsätzlich die täglichen Zeiträume zwischen 8 Uhr und 12 Uhr und zwischen 17 Uhr und 21 Uhr vom 1. Januar bis zum 31. März sowie vom 1. Oktober bis zum 31. Dezember.

Darüber hinaus gibt es monatliche Preisunterschiede in Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Kennzahl E_M , die den Gestehungspreis von Mittelspannungsstrom widerspiegelt.

2.2 Haushaltskunden

Bei den Tarifen für Niederspannungsstrom unterscheidet man zwei Kategorien :

- Tarife für Haushalts- und landwirtschaftliche Kunden
- Tarife für Gewerbekunden und andere

In jeder Kategorie werden folgende Tarife angeboten :

- Einfahtarif: monatliche Gebühr pro Übergabestelle und Preis pro kWh
- Doppeltarif: monatliche Gebühr pro Übergabestelle, Preis pro kWh am Tag und Preis pro kWh in der Nacht
- Zweifachtarif: Preis pro kW für die höchste Dreissig-Minuten-Leistung, die im Laufe des Monats in Starklastzeiten entnommen wird, Preis pro kWh am Tag und Preis pro kWh in der Nacht

Für Miete und Instandhaltung der Messgeräte, für das Ablesen sowie für die Beistellung der Zählwerte zahlt der Kunde eine monatliche Gebühr.

Die Preise verändern sich von Monat zu Monat in Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Kennzahl E_B , die den Gestehungspreis von Niederspannungsstrom widerspiegelt.

Unter Starklastzeiten versteht man grundsätzlich die täglichen Zeiträume zwischen 10 Uhr und 12 Uhr und zwischen 17 Uhr und 21 Uhr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember.

In der Tarifstruktur von Cegedel ist kein spezifischer Sozialtarif vorgesehen.

3. Stromsteuer

Folgende Steuern und Abgaben werden zusätzlich zum Strompreis verrechnet :

- die „Stromsteuer“ ist von jedem Endkunden zu entrichten und hängt vom jährlichen Verbrauch ab;
- eine Abgabe an den „Ausgleichsfonds“ ist von jedem Endkunden im Mittel- und Niederspannungsbereich zu bezahlen und wird jährlich vom Institut Luxembourgeois de Régulation festgelegt. Über den „Ausgleichsfonds“ sollen die im Zusammenhang mit der Wahrnehmung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen entstehenden Kosten gerecht auf alle Netzbetreiber aufgeteilt werden.
- Die Mehrwertsteuer beträgt 6 %.

ÖSTERREICH

1. Allgemeine Rahmenbedingungen

Die Umsetzung der EU-Strombinnenmarkt-Richtlinie, die einen wettbewerbsorientierten Strommarkt vorsieht, erfolgt in Österreich durch das Elektrizitätswirtschafts-und-organisationsgesetz in der Fassung des Energieliberalisierungsgesetzes. Nachdem mit dem EIWOG eine grundlegende Neuordnung der Elektrizitätswirtschaft entstand, führt eine Abänderung dieses Gesetzes durch das ELWOG 2000 zu einer Voll liberalisierung ab den 01. Oktober 2001.

Sofern die Voraussetzungen für eine Voll-Liberalisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes bereits zu einem früheren Zeitpunkt vorliegen, kann der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit durch Verordnung diesen Zeitpunkt frühestens auf den 1. Juli 2001 vorverlegen.

In Angelegenheiten der Preisbestimmung ist gemäß den Bestimmungen des EIWOG der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) Preisbehörde. Der Bundesminister kann diese Zuständigkeit an die Landeshauptmänner delegieren. Die Preisfestsetzung für die Einlieferung von elektrischer Energie aus Anlagen, die auf Basis der erneuerbaren Energieträger feste oder flüssige heimische Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas, geothermische Energie, Wind- und Sonnenenergie betrieben werden, ist von dieser Kann Bestimmung ausgenommen. Der Bundesminister hat in jedem Fall durch Verordnung die Landeshauptmänner beauftragt, die Mindestpreise für die Einlieferung dieser elektrischen Energie zu bestimmen.

Die Preise für die Lieferung von elektrischer Energie und die damit zusammenhängenden Nebenleistungen sowie die für den Netzzugang geltenden Systemnutzungstarife können vom BMWA von Amts wegen oder auf Antrag bestimmt werden. Antragsberechtigt sind die betroffenen Unternehmen sowie die Wirtschaftskammer Österreich, die Bundesarbeitskammer und der Österreichische Gewerkschaftsbund.

Vor jeder Preisbestimmung ist ein vorgelagertes Ermittlungsverfahren durchzuführen, in dem die Parteien zu hören und die Mitglieder des Elektrizitätsbeirates eine Stellungnahme abgeben können. Nach Abschluß des Ermittlungsverfahrens erfolgt eine Begutachtung sämtlicher Unterlagen durch den Elektrizitätsbeirat.

2. Gestaltung der Strompreise

Zwischen EVU und Industriekunden werden die Rechtsbeziehungen nach individuellen Stromlieferungsverträgen (Sonderverträgen) vereinbart.

Während bei den Preisen von EVU zu EVU Unterschiede bestehen (1997 differierten die Preise zwischen den einzelnen Unternehmen um etwa plus / minus 20 % vom Durchschnittswert), ist die Struktur der Tarife für Lieferungen im Mittelspannungsbereich weitgehend einheitlich.

Für die Versorgung mit elektrischer Energie wird dem Kunden ein Entgelt verrechnet, das sich aus dem Leistungsentgelt, Wirkarbeitsentgelt, Blindarbeitsentgelt und Meßentgelt zusammensetzt.

- Leistungsentgelt : Als Maß für die vom Kunden in Anspruch genommene Leistung gilt die Verrechnungsleistung. Diese wird überwiegend aus dem arithmetischen Mittelwert der drei größten Monatshöchstleistungen eines Abrechnungsjahres errechnet. Die Leistungserfassung erfolgt dabei durch eine Meßeinrichtung, die aus der in jeweils 15 Minuten gelieferten Wirkarbeit einen 15-Minuten-Leistungswert bildet.
- Wirkarbeitsentgelt : es gibt unterschiedliche Preisansätze für gelieferte Wirkarbeit im Sommer- und Winterhalbjahr. Von einigen EVU werden die Preisansätze auch tageszeirlich differenziert.
- Blindarbeitsentgelt : Die Inanspruchnahme von Blindarbeit ist in der Regel bis zu 50 % der Menge der im gleichen Monat gelieferten Wirkarbeit unentgeltlich.
- Meßentgelt : Das Meßentgelt ist für die Beistellung und Instandhaltung der Meßeinrichtung.

3. Stromsteuer

Seit 01.06.1996 wird eine Steuer auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie eingehoben (Elektrizitätsabgabe). Als Steuerbemessungsgrundlage dient die gelieferte bzw. verbrauchte Menge elektrischer Energie in kWh. Mit Wirkung vom 01.06.2000 wurde die Höhe der Abgabe um 106,4 % von 10 g je kWh auf 20,64 g (0,015 Euro) je kWh erhöht. Diese geht in die Umsatzsteuerbemessungsgrundlage ein. Soweit die bezahlten Energieabgaben auf Elektrizität und Erdgas 0,35 % des Nettoproduktionswertes übersteigen, wird der Betrag unter Abzug eines Selbstbehaltes von höchstens 5.000 (363,36 Euro) – vom Finanzamt vergütet.

Weiters wird dem Kunden Umsatzsteuer in Höhe von 20 % des Rechnungsbetrages angelastet.

PORTUGAL

1. Allgemeine Rahmenbedingungen ¹

Die Gesetze zur Regelung des Nationalen Stromsystems (Sistema Eléctrico Nacional — SEN) wurden 1995 weitgehend umgestaltet und 1997 noch einmal geändert, um die Koexistenz sowie ein gewisses Maß an Wettbewerb zwischen dem gebundenen System, das das öffentliche Stromversorgungswesen regelt, und dem unbeschränkten System, das den Marktgesetzen folgt, zuzulassen.

Neben dem gebundenen und dem unbeschränkten System besteht noch eine dritte Gruppe, die besonderen Regelungen unterliegt und wiederum zwei Untergruppen aufweist: Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Anlagen, die mit erneuerbaren Energieträgern, heimischen Brennstoffen oder Wasserkraft betrieben werden (im letzteren Fall auf 10 MVA installierte Kapazität beschränkt).

Das gebundene System (SEP), in dessen Rahmen die öffentliche Stromversorgung erfolgt, umfasst die EDP-Gruppe (Electricidade de Portugal) sowie zwei private Erzeuger, deren installierte Leistung rund 20 % der EDP-Anlagen erreicht.

Das gebundene System zeichnet sich durch geplante Produktion, Ausschreibungen für den Bau und Betrieb neuer Kraftwerke und die ausdrückliche Regelung der natürlichen Monopolbereiche Transport und Verteilung aus. Die Produktionspreise werden nicht direkt geregelt, sondern durch Elektrizitätskaufverträge festgelegt.

¹ Diese Beschreibung erstreckt sich weder auf die Inselregionen Madeira und Azoren noch auf das unter portugiesischer Verwaltung stehende Gebiet von Macau.

Das unbeschränkte System (SENV) folgt den Marktgesetzen und ist nicht geregelt. Es erstreckt sich auf Erzeuger, Kunden und Verteiler. Erzeuger und zugelassene Kunden können sich an die SEP-Netze anschließen und zahlen für den Zugang zu diesen Netzen und für deren Nutzung. Allerdings können sie direkte Leitungen (unbeschränkte Verteilung) zwischen Erzeugern und zugelassenen Kunden einrichten, wobei diese Leitungen physisch nicht mit den SEP-Leitungen verbunden sein dürfen.

Seit 1997 besteht eine unabhängige Regulierungsbehörde für den Stromsektor (Entidade Reguladora do Sector Eléctrico — ERSE).

2. Gestaltung der Strompreise

Nach den seit 1999 geltenden Gesetzen ist es die Aufgabe der ERSE, jährlich die Stromtarife und -preise festzusetzen.

Die Tarife für den Stromverkauf an Endkunden bestehen aus zwei Teilen und unterscheiden zwischen vier Hauptgruppen: Niederspannung (BT), Mittelspannung (MT), Hochspannung (AT) und sehr hohe Spannung (MAT).

Bei der Niederspannungsversorgung, d. h. Vertragsleistungen unter 20,7 kVA, wird zusätzlich zu einem einfachen Grundtarif ein fakultativer Zweifachtarif angeboten. In diesen Gruppen ist die in Rechnung gestellte Leistung gleich der mit dem Kunden vereinbarten Vertragsleistung, die von 1,15 kVA bis 20,7 kVA reichen kann, wobei ausgehend von einer Vertragsleistung von 3,45 kVA Schritte von 3,45 kVA in Anwendung gebracht werden.

Die Tarife für BT > 20,7 kVA und für MT mit einer Vertragsleistung unter 2 MW weisen eine stunden- und saisonabhängige Struktur mit drei Stundenziträumen (Spitze, hoch und niedrig) auf, während sich die MT-Tarife mit einer Vertragsleistung über 2 MW sowie die AT- und MAT-Tarife durch eine stunden- und saisonabhängige Struktur mit vier Stundenziträumen (Spitze, hoch, normal niedrig und sehr niedrig) auszeichnen. Beide Tarifgruppen weisen zwei Saisonen auf (niederschlagsarm und -reich). Innerhalb dieser Tarife (außer MAT) können die Kunden zwischen kurzen, mittleren und langen Verbrauchszeiträumen wählen. Bei Vertragsleistungen über 41,4 kVA ist die in Rechnung gestellte Leistung ein gewichteter Durchschnitt der vertraglich vereinbarten und der tatsächlich genutzten Leistung (höhere monatliche Leistung integriert in einen 15-Minuten-Zeitraum).

Kunden mit der Wahlmöglichkeit, die Last in vom Verteiler definierten Zeiträumen auf wenigstens 4 MW zu senken, können sich für den unterbrechbaren Tarif entscheiden, der einen monatlichen Rabatt entsprechend der unterbrechbaren, vertraglich vereinbarten Leistung des Kunden mit sich bringt.

Blindleistung wird ausschließlich im Falle einer vertraglich vereinbarten Leistung über 4,1 kVA in Rechnung gestellt, wenn die Nutzung der Blindleistung außerhalb der Schwachlastzeiten 40 % der innerhalb desselben Zeitraums genutzten Wirkleistung übersteigt. Außerdem kann die Einspeisung von Blindleistung in das Netz in Schwachlastzeiten ebenfalls in Rechnung gestellt werden.

3. Stromsteuer

Die wichtigste Steuer auf Stromlieferungen ist die Mehrwertsteuer, die derzeit 5 % beträgt.

Entsprechend der Abgabe der Generaldirektion Energie für die Inspektion von elektrischen Geräten bezahlen die Kunden eine geringfügige monatliche Abgabe von EUR 0,07 für den Energieverbrauch im Haushalt und EUR 0,35 für den Energieverbrauch in allen anderen Bereichen.

FINNLAND

1. Allgemeine Rahmenbedingungen

Der finnische Strommarkt ist seit 1997 zu 100 % liberalisiert.

Die Elektrizitätsunternehmen legen die Tarife und sonstigen Bedingungen selbst fest. Netztarife und Einzelhandelstarife müssen veröffentlicht werden, sofern eine Versorgungspflicht besteht. Die Energiemarktbehörde (Regulierungsbehörde) kann intervenieren, um Anpassungen an die Rechtsvorschriften zum Elektrizitätsmarkt sicherzustellen.

Die Regulierungsbehörde macht den Unternehmen keine genauen Vorschriften bezüglich ihrer Arbeitsweise oder Einnahmenhöhe. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die Regulierungsbehörde über neue Tarife zu unterrichten. Die Regulierungsbehörde überwacht die Tarife nachträglich von Fall zu Fall (ex-post Regulierung). Sie prüft dabei, ob die Rentabilität der Unternehmen akzeptabel ist und die Tarife die Kosten widerspiegeln.

2. Gestaltung der Elektrizitätspreise

In Finnland gelten für Netzdienstleistungen und für elektrische Energie unterschiedliche Tarife.

Das Gesetz über den Elektrizitätsmarkt schreibt vor, dass die Tarife von Netzdienstleistungen (Anschluss an das Netz, Stromübertragung und -messung) veröffentlicht werden müssen und dass die Preisgestaltung von Netzdienstleistungen auf faire und nicht-diskriminierende Weise zu erfolgen hat. Die Preisgestaltung der Netzleistungen in Finnland muss auf dem sogenannten „Briefmarkensystem“ basieren. Diesem System zufolge hat ein an einer Stelle an das Netz angeschlossener Abnehmer nach Entrichtung der entsprechenden Gebühren an den betreffenden Netzbetreiber das Recht, von seiner Anschlussstelle aus auf das gesamte finnische Elektrizitätsnetz zuzugreifen. Dabei darf der Standort des Kunden innerhalb des Versorgungsbereichs des Netzbetreibers keinen Einfluss auf die Tarife für Netzdienstleistungen ausüben. Die Tarife für Netzdienstleistungen variieren zwar zwischen den verschiedenen Verteilernetzen, Kunden können jedoch keine Angebote einholen. Die Netztarife richten sich unter anderem nach der Menge der dem Kunden gelieferten elektrischen Energie, dem Leistungsbedarf und der Spannungsebene, mit der der Kunde an das Netz angeschlossen wurde. In den Tarifen für Netze mit einer niedrigeren Spannung ist auch ein Teil der Kosten für Netze mit einer höheren Spannung inbegriffen.

Da die Kunden die freie Auswahl unter den Einzelhändlern haben, können sie elektrische Energie unter Umständen auch zu ausgehandelten Tarifen beziehen. Für die Kunden, für die eine Versorgungspflicht besteht, müssen die Stromversorger über öffentliche Listenpreise verfügen.

In Finnland gibt es rund 100 Betreiber von Verteilernetzen und außerdem etwa 10 verschiedene regionale Netzbetreiber. Diese haben alle ihre eigenen Tarife. Nachstehend sind nur die Gemeinsamkeiten dieser Tarife aufgeführt.

2.1 Industriekunden

Netztarife für sehr große industrielle Verbraucher (an das landesweite Verbundnetz auf der 110-kV-Ebene oder darüber angeschlossen) setzen sich aus einer marktüblichen Gebühr und einer Netznutzungsgebühr zusammen. Beide Gebühren lauten auf Euro pro MWh. Die Marktgebühr beruht auf dem Stromverbrauch außerhalb der Anschlussstelle zwischen Kunde und landesweisem Netz. Die Netznutzungsgebühr richtet sich nach dem Stromvolumen, das durch den Anschluss des Kunden übertragen wird; dabei wird unterschieden zwischen Werktagen im Winter und anderen Zeiträumen. Als Werktage im Winter gelten Montag bis Samstag von 7.00 Uhr bis 22.00 Uhr in der Zeit vom 1. November bis zum 31. März.

Die Netztarife für industrielle Großverbraucher (an ein regionales Übertragungsnetz auf der 110-kV-Ebene angeschlossen) sind oft ähnlich wie die Übertragungstarife im landesweiten Verbundnetz. Die Preise enthalten sowohl die Kosten für regionale Netze als auch die Übertragungsgebühren für das landesweite Netz. Einige regionale Netzbetreiber verlangen auch feste und/oder Abnahmegebühren.

Netztarife für mittelgroße industrielle Verbraucher (an ein Verteilernetz auf 0,4-kV- oder 6-70-kV-Ebene angeschlossen) setzen sich gewöhnlich aus einer Grundgebühr, einer Abnahmegebühr und verschiedenen Arbeitspreisen (meistens zwei bis vier) zusammen. Die Arbeitspreise variieren je nach Tages- und Jahreszeit. Es kann auch eine Abnahmegebühr für Blindenergie geben.

Netztarife für die kleinsten industriellen Verbraucher (an ein Verteilernetz auf der 0,4-kV-Ebene angeschlossen) setzen sich gewöhnlich aus einer Grundgebühr und einem oder zwei Arbeitspreisen zusammen. In ländlichen Gebieten richten sich die Grundgebühren im Allgemeinen nach der Größe der Hauptsicherung des Verbrauchers. In größeren städtischen Gebieten ist die Grundgebühr für alle Kunden gleich.

Die Tarife für elektrische Energie für industrielle Verbraucher unterscheiden sich stark zwischen den Einzelhändlern. Die öffentlichen Listenpreise für industrielle Verbraucher enthalten üblicherweise eine Grundgebühr, eine Abnahmegebühr und mehrere Arbeitspreise. Manche Einzelhändler verfügen in ihren Tarifen für elektrische Energie nur über Arbeitspreise. Ausgehandelte Preise können entweder so gestaltet sein wie die öffentlichen Listenpreise oder sich nach den Spotpreisen des „Nord Pool“ (Stromaustausch) richten.

2.2 Haushaltskunden

Die Netztarife für die kleinsten Haushaltskunden (Wohnungen oder Häuser ohne elektrische Heizung) setzen sich meist aus einer Grundgebühr und einem Arbeitspreis zusammen. In ländlichen Gebieten richten sich die Grundgebühren im Allgemeinen nach der Größe der Hauptsicherung des Kunden. In größeren städtischen Gebieten sind die Grundgebühren für alle Kunden gleich.

Die Netztarife für andere Haushaltskunden (Häuser mit elektrischer Heizung) bestehen meist aus einer Grundgebühr und zwei Arbeitspreisen. In ländlichen Gebieten richten sich die Grundgebühren im Allgemeinen nach der Größe der Hauptsicherung des Kunden. In größeren, städtischen Gebieten sind die Grundgebühren für alle Kunden gleich. Die Arbeitspreise variieren je nach Tages- und Jahreszeit.

Die öffentlichen Listenpreise für elektrische Energie für Haushaltskunden sind gewöhnlich gleich aufgebaut wie die Netztarife. Manche der Einzelhändler verfügen in ihren Tarifen für elektrische Energie nur über Arbeitspreise. Die ausgehandelten Tarife für elektrische Energie für Haushaltskunden sind im Allgemeinen gleich aufgebaut wie die öffentlichen Listenpreise.

In Finnland bestehen keine besonderen Sozialtarife für Elektrizität.

3. Stromsteuer

Das finnische System zur Besteuerung von Elektrizität beruht auf dem Stromverbrauch. Das System weist zwei verschiedene Steuersätze für Strom auf. Industrielle Abnehmer und Gewächshäuser zahlen 0,42 Cent/kWh; für alle übrigen Verbraucher gilt der höhere Steuersatz von 0,69 Cent/kWh. Außerdem haben alle Kunden eine vorsorgliche Speichergebühr von 0,013 Cent/kWh zu entrichten.

Seit August 1986 wird in Finnland Mehrwertsteuer auf Strom erhoben. Derzeit liegt der Mehrwertsteuersatz bei 22 %; für industrielle Abnehmer ist die Mehrwertsteuer rückerstattungsfähig.

SCHWEDEN

1. Allgemeine Rahmenbedingungen

Der Elektrizitätsmarkt wurde zum 1. Januar 1996 reformiert, wobei es zur Einführung des Wettbewerbs für die Erzeugung von und den Handel mit Elektrizität kam. Unternehmen, die sich mit der Übertragung von Strom befassen (lokale bzw. regionale Monopole), müssen rechtlich von Unternehmen getrennt sein, die

auf dem Gebiet der Stromerzeugung, des Stromhandels oder des Stromverkaufs tätig sind. Auf dem neuen Markt wurden alle Verbraucher zugelassen, deren Stromverbrauch durch Stundenzähler gemessen wurde. Im November 1999 wurde die Anforderung, den Stromverbrauch durch Stundenzähler zu messen, abgeschafft. Seitdem können alle Verbraucher den Elektrizitätsversorger wechseln, ohne dass ihnen dadurch Kosten entstehen. Gleichzeitig wurden alle für den Arbeitspreis geltenden Regelungen und Kontrollen abgeschafft. Der Preis für die Übertragung von Strom, der von der schwedischen Energieagentur überwacht wird, sollte angemessen sein und den tatsächlichen Gegebenheiten entsprechen.

2. Gestaltung der Strompreise

2.1 Industriekunden

Der Handel mit Strom wird entweder vom „Nordic Electricity Exchange (Nord Pool)“ oder durch bilaterale Verträge zwischen dem Lieferanten und dem Verbraucher geregelt. In den Verträgen können die Preise in verschiedene Elemente untergliedert und von verschiedenen Faktoren beeinflusst werden.

Der Strompreis für die Industrie besteht mindestens aus zwei Elementen :

- dem Arbeitspreis,
- dem Preis für die Übertragung von Strom.

Beide Preiselemente können in einen festen Bestandteil und einen vom Stromverbrauch abhängigen variablen Bestandteil untergliedert werden.

2.2. Haushaltskunden

Abgesehen von den Steuern besteht der Strompreis für Haushaltskunden aus zwei Elementen :

- dem Arbeitspreis,
- dem Preis für die Übertragung von Strom.

Beide Elemente können in einen festen Bestandteil und einen vom Stromverbrauch abhängigen variablen Bestandteil untergliedert werden.

Der Markt für Kleinverbraucher wurde im November 1999 praktisch vollkommen liberalisiert, als die Verpflichtung zur Messung des Stromverbrauchs durch Stundenzähler aufgehoben wurde. Die Stromhändler können frei über die Festlegung ihrer Preise entscheiden. Da der Strommarkt ein offener Markt ist, unterscheiden sich die Tarife der einzelnen Händler. Einige Stromhändler gewähren Mitgliedern verschiedener Organisationen, Mitarbeitern von Unternehmen und Einwohnern bestimmter Gemeinden Preisnachlässe.

Das feste Preiselement und der Kilowattstundenpreis können von der Auslegung der Sicherung, der Verbrauchsstruktur und dem jährlichen Stromverbrauch abhängen.

Für einen durchschnittlichen Verbraucher mit einem elektrisch beheizten freistehenden Haus setzte sich der Strompreis aus 34 % für die elektrische Arbeit, 24 % für die Übertragung und 42 % Steuern zusammen (zum 1. Januar 2002). Gut ein Drittel des Preises kann man dadurch beeinflussen, dass man den Lieferanten auf dem Wettbewerbssegment des Strommarkts wechselt.

3. Stromsteuer

Industrielle Verbraucher zahlen auf den Stromverbrauch weder Steuern noch Mehrwertsteuer.

Haushaltskunden mussten im Jahr 2001 0,181 SEK/kWh Energiesteuer auf den Stromverbrauch entrichten. In einigen Regionen Nordschwedens wird ein Nachlass auf die Energiesteuer gewährt, so dass der Steuersatz dort nur 0,125 SEK/kWh beträgt. Auf Strom, die Übertragung von Strom und die Energiesteuer wird Mehrwertsteuer zu einem Satz von 25 % erhoben.

VEREINIGTES KÖNIGREICH

1. Allgemeine Rahmenbedingungen

Struktur des Marktes

Seit Mai 1999 unterliegt die gesamte Stromversorgung dem Wettbewerb. In England und Wales können regionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen und andere Anbieter nach Gewährung einer Lizenz Strom an Kunden liefern. Zu diesen Lizenzinhabern gehören regionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Kunden außerhalb ihrer eigenen Region beliefern. Jedes regionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist verpflichtet, in seinem genehmigten Gebiet alle, die dies wünschen, mit Strom zu versorgen. Eine Reihe von großen Elektrizitätserzeugern treten auch als Stromversorger auf dem Wettbewerbsmarkt auf. In den letzten Jahren wurde ein Trend zur vertikalen Integration verzeichnet, da einige Stromerzeuger Versorgungsunternehmen erwarben und einige Eigentümer von regionalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen Erzeugungskapazitäten kauften.

In Schottland gibt es zwei bedeutende Unternehmen: Scottish Power UK plc und Scottish and Southern Energy plc. Nach Genehmigung von Änderungen an den Lizenzbestimmungen und von Transferregelungen durch den Minister gemäß Anhang 7 des Gesetzes über Energieanlagen 2000 (*Utilities Act*) wurden diese Unternehmen am 1. Oktober 2001 in vier eigene Rechtspersonen aufgespalten, die getrennte Lizenzen für die Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Versorgung halten. Zur selben Zeit wurden in England und Wales alle regionalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen in getrennte Rechtspersonen mit Lizenzen für die Verteilung und Versorgung aufgegliedert. Wie die regionalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen in England und Wales sind die schottischen Gesellschaften im Wettbewerb mit anderen Anbietern zur Belieferung der Kunden in ihren eigenen Gebieten verpflichtet. Die gesamte Elektrizität, die von den Kernkraftwerken in Schottland erzeugt wird, wird im Rahmen langfristiger Verträge an Scottish Power und Scottish Hydro-Electric verkauft.

In Nordirland erzeugen drei private Unternehmen Strom. Für die Elektrizitätsübertragung, -verteilung und -versorgung ist Northern Ireland Electricity plc (NIE) verantwortlich. In nächster Zeit wird NIE der größte Elektrizitätsversorger bleiben, obwohl drei Unternehmen erfolgreich um eine Lizenz für die Belieferung von Kunden angesucht haben und andere diesem Beispiel folgen könnten.

Versorgung und Handel mit Elektrizität

Am 31. März 1990 wurde ein Großhandelsmarkt für Elektrizität in England und Wales gegründet, der unter der Bezeichnung „Electricity Pool“ bekannt war. Er wurde von seinen Mitgliedern kontrolliert, während der laufende Betrieb von der National Grid Company (NGC) gesichert wurde. In Bezug auf die Stromerzeugung für den Verkauf an den Pool standen die Pool-Mitglieder in Wettbewerb zueinander, wobei sie für jedes Kraftwerk einen Preis für alle 30-Minuten-Zeiträume des Folgetages anboten, zu dem sie bereit waren, Strom an den Pool zu verkaufen. Die NGC erstellte dann den Fahrplan für die Kraftwerke gemäß den angebotenen Preisen unter Berücksichtigung der prognostizierten Nachfrage und bestimmter anderer Faktoren wie der Grenzen der Übertragungskapazitäten.

Um 00.00 Uhr am 27. März 2001 wurde der Electricity Pool in England und Wales durch NETA (New Electricity Trading Arrangements) abgelöst. Die neuen Handelsmodalitäten weisen nun eine viel größere Ähnlichkeit zu denjenigen auf anderen Warenmärkten auf. Sie umfassen eine Reihe von bilateralen Märkten (d. h. im Gegensatz zum Pool echte zweiseitige Märkte), die so gestaltet sind, dass der Wettbewerb und die Liquidität gefördert sowie Marktverzerrungen beseitigt werden.

Die Hauptmerkmale von NETA sind :

- ein Terminmarkt, auf dem Erzeuger mit Versorgungsunternehmen und Großkunden Verträge über die physische Lieferung von Strom abschließen können. Derartige Verträge können in zeitlicher Nähe zum Liefertermin oder ein Jahr oder mehr im Vorhinein vereinbart werden;
- kurzfristiger elektronischer Handel auf der Strombörse, durch den die Teilnehmer knapp vor der Lieferzeit ihre Vertragslage angesichts aktueller Informationen (z. B. über das Wetter) anpassen können;

- ein Ausgleichsmarkt, der von 3½ Stunden vor der Lieferzeit bis hin zur Lieferzeit arbeitet. Dabei nimmt die National Grid Company (NGC) als Netzbetreiber Kauf- und Verkaufsangebote für Elektrizität an, um das Übertragungsnetz ausgleichen zu können (die NGC kann Verträge über Ausgleichsdienste auch im Vorhinein abschließen). Der bei weitem größte Teil des Handels wird jedoch auf den Terminmärkten und nicht im Rahmen des Ausgleichsmarktes abgewickelt, auf den im Durchschnitt nur rund 3 % der nationalen Energienachfrage entfällt;
- ein Abrechnungsprozess für die finanzielle Abwicklung der Geschäfte auf dem Ausgleichsmarkt und für die Bearbeitung von Fällen, in denen die erzeugte oder verbrauchte Strommenge von der angemeldeten Situation abweicht. Mit dem Ausgleichsmarkt/-system sorgt der Netzbetreiber zwischen „Torschluss“ und Lieferzeit für ein ausgeglichenes Netz in jedem 30-Minuten-Zeitraum. Marktteilnehmer mit Abweichungen müssen Ausgleichsentgelte bezahlen, die so gestaltet sind, dass sie die Kosten der von der NGC zu lösenden Ungleichgewichte widerspiegeln. Diese Entgelte sind als System Buy Price (SBP) und System Sell Price (SSP) bekannt.

Derzeit gelten diese neuen Modalitäten für den Elektrizitätshandel nicht in Schottland. OFGEM schlägt vor, in ganz Großbritannien „British Electricity Trading and Transmission Arrangements“ (BETTA) einzuführen. BETTA sieht für den Elektrizitätsgroßhandel in ganz Großbritannien einheitliche, marktbasierende Modalitäten vor, wobei gegebenenfalls die derzeit in England und Wales angewandten Verfahren genutzt werden sollen. OFGEM regt an, dass BETTA vor dem 1. April 2004 eingeführt wird.

Da es in Schottland keinen Großhandelsmarkt gibt, der dem Wettbewerb unterliegt, haben Scottish Power und Scottish and Southern Energy mit OFGEM Folgendes vereinbart :

- eine Preisobergrenze für den Elektrizitätsgroßhandel zwischen den marktbeherrschenden Erzeugern und den Versorgungsunternehmen;
- Entgelte auf den Mehrbezug und die Überschusslieferungen, die als Ausgleichsmengen für unabhängige Erzeuger und Versorgungsunternehmen anfallen.

Der Generaldirektor für die Elektrizitätsversorgung in Nordirland (DGESNI) trägt die Verantwortung für die Entwicklung des Wettbewerbs im Großhandel und ist bereits in einer fortgeschrittenen Phase der Überlegungen, wie dies am besten erreicht werden kann. Er führt derzeit intensive Konsultationen mit NIE, den Erzeugern und anderen Betroffenen über den Aufbau des Wettbewerbs bei der Versorgung von Großkunden durch. Der DGESNI schlägt vor, Studien in Auftrag zu geben, um Empfehlungen darüber zu erhalten, wie eine weitere Marktöffnung vorgenommen werden kann, ohne die am stärksten benachteiligten Haushalte in Nordirland weiter zu belasten.

Regelung des Sektors

Abgesehen von den Firmen, die unter Ausnahmeregelungen fallen, benötigen alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Großbritannien eine Lizenz vom Generaldirektor für die Elektrizitätsversorgung (DGES), der durch die Gas and Electricity Markets Authority (GEMA) ersetzt wurde, vom Minister für Handel und Industrie oder vom Minister für Schottland. Nach der Privatisierung wurde die Vergabe von Lizenzen in den meisten Fällen an den Generaldirektor übertragen. Dieser ist auch dafür verantwortlich, dass sichergestellt wird, dass die Lizenzinhaber die in ihren Lizenzen festgelegten Bedingungen einhalten.

Der Generaldirektor für die Elektrizitätsversorgung in Nordirland (DGESNI) ist für die laufende Regulierung des Sektors in Nordirland sowie für die Erteilung von Lizenzen für die Stromerzeugung, -verteilung und -versorgung zuständig.

Strompreisregelung

Sowohl in Großbritannien als auch in Nordirland muss sich der jeweilige Generaldirektor für die Elektrizitätsversorgung vergewissern, dass jede Änderung der Preise für Monopoldienstleistungen, die von einem Unternehmen vorgeschlagen werden, den Lizenzbedingungen entspricht.

Durch die Preisregelungsformeln, die in den Lizenzen enthalten sind, wird der maximal zulässige Ertrag des gegenständlichen Jahrs mit dem im Vorjahr zulässigen Wert und der prozentualen Veränderung des Verbraucherpreisindex (VPI) verknüpft. Diese Preiskontrolle gilt jetzt nur noch für die ehemaligen regionalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Bezug auf Lieferungen in ihrem eigenen öffentlichen Versorgungsgebiet.

In England und Wales gibt es keine Preiskontrolle für die Stromerzeugung, da diese dem Wettbewerb unterliegt und Änderungen der Erzeugungskosten somit zur Gänze an die Kunden weitergegeben werden dürfen.

Im April 2001 wurde die Preiskontrolle für die Abbuchungstarife für die Haushaltskunden von öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufgehoben. Im April 2002 fielen alle restlichen Preiskontrollen. Somit unterliegen die Preise, die die Versorgungsunternehmen Haushaltskunden im Vereinigten Königreich in Rechnung stellen, keiner Preisregelung mehr.

Die Entgelte für die Benutzung des Übertragungsnetzes der National Grid Company werden ebenfalls durch die Formel $VPI - X$ geregelt. Von April 1993 bis März 1997 wurde der Faktor X auf drei festgelegt. Die derzeitige Regelung gilt für vier Jahre ab April 1997. Der zulässige Ertrag der NGC fällt im ersten Jahr um 20 % und in den folgenden drei Jahren um jeweils 4 % in realen Werten. Laut Schätzungen des DGES werden die Haushaltskunden dadurch jährlich um rund 4 GBP weniger für Strom zahlen und die zulässigen Einnahmen der NGC in diesen vier Jahren um fast 1 Mrd. GBP sinken.

Im Jahr 1992 überarbeitete die National Grid Company ihr auf Zonen beruhendes Entgeltsystem so, dass es die von den Kunden durch die Nutzung des Netzes verursachten Kosten besser widerspiegelt. Im November 1995 forderte der Generaldirektor für die Elektrizitätsversorgung (DGES), dass die Gebühren für Übertragungsverluste den anfallenden Kosten besser entsprechen müssen. Allerdings stellte er klar, dass diese Gebühr auf die Stromerzeuger und die Kunden aufgeteilt werden sollte, damit ein eindeutiges Zeichen für die Auswahl von Standorten für neue Kraftwerke gesetzt wird. Im derzeitigen System werden die Gebühren ohne Berücksichtigung der Entfernung zwischen Erzeuger und Verbraucher einheitlich festgelegt.

In Schottland verfügen Scottish Hydro-Electric und Scottish Power aufgrund der vertikalen Integration über kombinierte Lizenzen für die Übertragung, Verteilung und öffentliche Versorgung. Ihre Einnahmen aus dem Geschäftsbereich Verteilung werden über die Formel $VPI - X$ kontrolliert, wobei X -1% bzw. -2% beträgt. Die Erlöse aus den Übertragungsaktivitäten werden auf ähnliche Weise geregelt, wobei X auf $1,5\%$ bzw. 1% festgelegt wurde.

Für den Geschäftsbereich Versorgung wurde eine feststehende Komponente plus einer Gebühr je Kunde und einer Vergütung je gelieferter Einheit vorgeschlagen, die alle mit der Formel $VPI - 2\%$ bestimmt werden sollten. Da Hydro-Electric Einwände gegen dieses Modell hatte, wurde die Angelegenheit zur Untersuchung an die Wettbewerbskommission verwiesen. Die Kommission empfahl bestimmte Änderungen an der kombinierten Lizenz von Hydro-Electric, die vom DGES bereits vorgenommen worden sind.

Die Tarife in Nordirland werden von NIE nach Konsultation mit dem DGESNI anhand der Formel $VPI - X$ festgelegt, die auf eine Obergrenze für den gesamten Ertrag aus dem Übertragungs- und Verteilungsgeschäft von NIE angewandt wird. In der Formel ist der gewichtete Durchschnitt von zwei Komponenten enthalten: einer feststehenden Komponente, die vom Absatzvolumen unabhängig ist, und einer variablen Komponente, bei der der Absatz berücksichtigt wird. Insgesamt sollen dadurch die Anreize für eine Steigerung der Energieeffizienz durch NIE verstärkt werden. Der Geschäftsbereich Versorgung von NIE wird ebenfalls durch die Formel $VPI - X$ geregelt.

Ferner sind die Möglichkeiten von NIE, die Erzeugungskosten an Kunden weiterzugeben, so gestaltet, dass Anreize für NIE bestehen, Elektrizität zu einem möglichst niedrigen Preis einzukaufen.

2. Gestaltung der Strompreise

2.1 Industriekunden

Derzeit können die Industrie- und Gewerbekunden in England, Wales und Schottland ihr Elektrizitätsversorgungsunternehmen frei wählen. Der Preis wird für jeden Kunden einzeln festgelegt und hängt für gewöhnlich vom maximalen Bedarf, vom Verbrauch und von den saisonalen und täglichen Verbrauchsmustern ab. Je nach Versorgungsunternehmen gibt es in manchen Fällen Optionen für größere Industriekunden, bei denen der Vertragspreis mit den Großhandelspreisen zusammenhängt. Die Kunden einiger Elektrizitätsversorgungsunternehmen können auch Bedingungen für das Energiemanagement aushandeln, bei denen der Preis als Gegenleistung für eine vereinbarte Verringerung der Last in Spitzenzeiten herabgesetzt wird.

Nordirische Kunden, die über 1 MW verbrauchen, sind verpflichtet, einen Versorgungsvertrag abzuschließen. Kunden mit einem niedrigeren Verbrauch bezahlen die Tarife, die von Northern Ireland Electricity veröffentlicht wurden, oder die mit einem anderen lizenzierten Versorgungsunternehmen vertraglich vereinbarten Preise.

2.2 Haushaltskunden

Ab September 1998 wurde der Wettbewerb innerhalb von acht Monaten für Haushaltskunden sowie kleinere Industrie- und Gewerbekunden, d. h. mit einem Jahresverbrauch von bis zu 100 000 kWh, eingeführt. Seit Mai 1999 können alle Kunden ihr Elektrizitätsversorgungsunternehmen aus einer Liste der Lieferanten wählen, denen die Regulierungsbehörde für die Elektrizitätswirtschaft, OFGEM, eine Lizenz erteilt hat. Zu dieser Zeit waren alle öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen als beherrschende Anbieter in ihren eigenen Regionen noch an die von OFGEM festgelegten Lieferpreiskontrollen gebunden. Neue Marktteilnehmer auf dem Elektrizitätsmarkt waren keinen Preiskontrollen unterworfen, so dass jedes Unternehmen die Preise für seine Kunden frei festlegen konnte. Es gibt drei Hauptgruppen von Zahlungsweisen: den Kreditarif, bei dem die Kunden den Verbrauch jedes Quartal im Nachhinein bezahlen, was für den Großteil der Haushaltskunden zutrifft, den Abbuchungstarif (bei dem die Zahlung für gewöhnlich monatlich im Lastschriftverfahren direkt vom Bankkonto des Kunden abgebucht wird) und den Vorauszahlungstarif für Haushaltskunden, bei dem die Zahlung im Vorhinein über einen Zähler erfolgt.

Zusätzlich zu diesen drei Zahlungsmethoden können Haushaltskunden auch unter verschiedenen Tarifen, die von den Verbrauchsmustern abhängen, wählen. Die zwei häufigsten Tarife sind:

Standardtarif :

Einige Unternehmen wenden weiterhin die herkömmliche Verrechnungsmethode an, bei der den Kunden neben dem Preis pro kWh für den Stromverbrauch eine Grundgebühr pro Tag in Rechnung gestellt wird. Allerdings haben viele Firmen dieses System aufgegeben und bieten nun zwei Preise pro Einheit ohne eigene Grundgebühr pro Tag an. Die Anbieter legen fest, ab welchem Volumen die zweite Preisstufe angewandt wird, d. h. der Kunde zahlt jedes Quartal einen Preis für den Verbrauch bis zu diesem Schwellenwert und den zweiten Preis für den darüberliegenden Verbrauch.

Tarif "Economy 7" / "White Meter" :

Ein "Economy 7"-/ "White Meter"-Tarif unterscheidet sich vom Standardtarif vor allem dadurch, dass er den Kunden in bestimmten Schwachlastzeiten einen günstigeren Strompreis bietet. Dadurch profitieren die Kunden, insbesondere wenn sie mit Elektrizität heizen, von niedrigeren Preisen während der Nacht. Dies erleichtert den Elektrizitätsgesellschaften auch den Lastausgleich.

3. Stromsteuer

Seit dem 1. April 2001 ist die Klimawandelabgabe (*Climate Change Levy*) für den gesamten gewerblichen Energieverbrauch zu bezahlen. Diese Abgabe gehört zu den Maßnahmen des britischen Programms zur Bekämpfung des Klimawandels, durch die die Energieeffizienz in der Wirtschaft insgesamt gesteigert werden soll, um die Treibhausgasemissionen zu verringern. Unternehmen in energieintensiven Sektoren wird ein Nachlass von 80 % auf die Abgabe gewährt, wenn sie sich in mit der Regierung ausgehandelten

Vereinbarungen zur Erreichung ehrgeiziger Energiesparziele verpflichtet haben. Durchschnittlich erhöht sich der Strompreis durch die Klimawandelabgabe pro Einheit um 7 %.

Der Mehrwertsteuersatz beträgt 17,5 % für gewerbliche Kunden und 5 % für Haushaltskunden. Vorbehaltlich der allgemeinen Steuerbestimmungen können Industrie- und Gewerbekunden die MWSt als Vorsteuer abziehen.

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 note sets out a summary of the prices systems in force on 2001, and is a complement to the informations published in the semestrial "Statistics in focus" and in the annual "Electricity 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 electricity sector, to whom we express our sincere thanks.

SYMBOLS AND ABBREVIATIONS

V	Volt
kV	Kilovolt (= 1 000 V)
A	Ampere
kVA	Kilovoltampere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatthour
GWh	Gigawatthour (10 ⁶ kWh)
MW	Megawatt (10 ³ kilowatt)
EUR	Euro €
cent	Euro cent (1/100 EUR)
DKK - øre	Danish crown - øre = 1/100 DKK
DEM - Pf	German mark - Pf = 1/100 DEM
ATS	Austrian Schilling
SEK	Swedish crown
GBP	Pound sterling
VAT	Value Added Tax

BELGIUM

1. General framework

The maximum prices for electricity are fixed by the Federal Minister for Economic Affairs in accordance with the Law of 29 April 1999 on the organisation of the market in electricity and the Law of 22 January 1945 on economic regulations and prices. In the case of end-users that do not have "eligible customer" status, Ministerial intervention takes place on the basis of a recommendation by the Electricity and Gas Monitoring Committee [*Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz*] and, if necessary in the case of eligible end-users, on the basis of a recommendation by the Electricity and Gas Regulatory Committee [*Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz*].

In 2001, "eligible end-users" were all those that consumed more than 20 GWh per year per site, including own production.

In 2002, the eligibility thresholds will be as follows: in Flanders - more than 1 GWh per year; in Wallonia and the Brussels-Capital Region - 20 GWh per year (falling to 10 GWh in 2003).

2. Pricing of electricity

2.1. Industrial consumers

The tariffs described below were the subject of recommendations by the Electricity and Gas Monitoring Committee. Except for tariff C, they have been upheld by a Ministerial Order of 12 December 2001 (*Moniteur belge* of 15 December 2001).

There are 4 high-tension tariffs: A, B, C and seasonal time-of-day.

- Tariff C is for customers that use more than 4 000 kW and are connected to a tension of not more than 15 kV at the secondary of a large transformer station that took charge of their connection. There are three versions - for short-term, medium-term and long-term use, all with different rates applicable according to the season of the year. There is a basic, constant-rate version of the long-term use tariff.
- Tariff B is for customers that use less than 4 000 kW, if the application of tariff A would not be more economical on an annual basis. A minimum of 1 000 kW is invoiced.
- Tariff A is for customers that use less than 1 000 kW; above that, the more economical of tariffs A or B is applied automatically for periods corresponding to a calendar year.
- The seasonal time-of-day tariff covers the field of application of tariffs A and B. It is an optional tariff, which also applies for periods of 12 consecutive months. It is aimed at customers that can adapt their consumption on the basis of the different prices this tariff involves.

A fixed monthly charge is made for each supply point for customers that opt for this tariff, in order to cover metering, statement and invoicing costs.

Tariff A does not differ according to the time of year: there are two versions that depend on the main function for which the electricity is used (lighting or motive power). This tariff includes a component based on maximum quarter-hourly demand and an energy rate for normal and off-peak periods. There is also a system of ceilings for low levels of consumption.

Seasonal time-of-day tariffs B et C - medium and long-term use - are adapted according to the time of year; they include a component (not adapted according to the time of year) based on the power made available for the last 12 months, a component based on maximum power used, and seasonal normal and off-peak rates.

Seasonal time-of-day tariff C - short-term use - also takes account of peak periods in the winter months, which last for four hours a day at the normal rate.

The normal rate is applied for 15 hours a day from Monday to Friday, except for public holidays. The off-peak rate makes up the balance.

In the case of high-tension tariffs, the maximum power (kW) is measured on the basis of quarter-hourly demand.

In the case of tariffs A, B et C, the reactive energy is invoiced on the basis of the reactive energy consumed that exceeds 50%, 50% and 33% respectively of the total active energy consumed.

The supplementary and standby tariffs applied to customers that produce their own electricity are the seasonal versions of the tariffs applied to normal customers.

2.2. Domestic consumers

The low-tension tariffs described above apply both to resident users and to commercial users connected to the low-tension distribution network. These tariffs were recommended by the Electricity and Gas Monitoring Committee and are set out in the above-mentioned Ministerial Order of 12 December 2001.

The standard tariff comprises an annual charge and a single price per kWh.

The tariff comprises an annual charge (higher than for the standard tariff), a day-time kWh price identical to the standard tariff, and a lower night-time kWh price.

Users requiring more than 10 kVA must pay a supplementary annual charge.

The standard or two-rate time-of-day 30 kVA tariff applies to users with a minimum of 30 kVA at their disposal if the standard tariff is not more economical. In addition to the annual charge, a supplementary charge with a minimum of 30 kVA invoiced is payable. The day-time rate for a kWh is lower than with the standard tariff and the night-time rate is identical to the two-rate tariff.

The exclusive night-time tariff applies to equipment permanently connected to a separate circuit than is activated by remote control for 9 hours per night; it comprises an annual charge and a lower price per kWh than the night-time rate with the two-rate tariff.

Some specific categories of customer (recipients of guaranteed minimum income benefit or disability allowance etc.) may benefit from specific standard or two-rate social tariffs, involving exemption from the annual charge with the standard tariff and a free 500 kWh per year.

3. Taxes on electricity

Sales of electricity are subject to 21% VAT.

An "energy contribution" [*cotisation sur l'énergie*] of 0.13634 cents per kWh, introduced under a law of 22 July 1993, is levied on low-tension supplies, except in the case of customers benefiting from specific social tariffs.

A surcharge, amounting to 0.0125 cents per kWh in 2001, is applied to cover the operating costs of the Electricity and Gas Regulatory Committee.

DENMARK

1. General framework

There is no standard national tariff in Denmark. Around 140 distribution utilities have each their own published tariffs in addition to individual contracts.

A new comprehensive electricity act opening the electricity market gradually over 3 years has come into force 1 January 2000. From January 2001 the market is open for consumers of more than 1 GWh of yearly consumption. From January 2003 the market will be open for all consumers.

Since 1 January 2000 tariffs are gradually being adapted to the new regulations and to competitive market. End-user prices are to be set according to separate cost elements:

- the energy price
- the price for using the grid
- payment for public service obligations (also including renewable energy and other energy with priority)

The price for using the grid is set according to a postage stamp tariff per kWh. Payment for public service obligations is the same per kWh for all customers in western and eastern Denmark respectively.

2. Pricing of electricity

Most customers in Denmark (including industrial customers) are supplied on published tariffs. As a consequence of the competitive market an increasing number of customers are billed according to individual contracts. These contracts however only concern the payment for energy and not the payment for using the grid and the payment for public service obligations. Statistics on these contracts are not available yet.

All tariffs are published. The Association of Danish Energy Companies collects and publishes the tariffs annually every March/April. Most tariff revisions still occur on 1 January each year.

2.1 Industrial consumers

Bigger consumers in most utilities are offered time of day tariffs. In general Danish end-use tariffs are not dependent on the end-use sector, but on the kV-level of connection to grid and to some extent on the size of consumption.

The tariffs for bigger customers normally comprise a standing charge, and an energy charge. The energy charge can have either a flat rate, or a time of day rate, typically having three periods.

2.2 Domestic households

There is some variation in tariffs between the electricity undertakings in Denmark. However, the normal form of domestic tariff is a fixed annual charge, payable in advance, and a single kWh rate. There are no special arrangements for low consumption households.

3. Taxes on electricity

Electricity taxation consists of three main elements:

Energy tax

The rate as at 1 January 2001 is 55.1 øre per kWh for most non-commercial customers. This includes a "distribution excise" of 4 øre per kWh and a payment earmarked for energy conservation measures of

0.6 øre per kWh. However, for those domestic customers with electric heating and using more than 4,000 kWh per year, the excess is taxed at a rate of 48,6 øre per kWh. For VAT-registered customers the most of the energy tax is reimbursed, but for 1 øre per kWh of “distribution excise”. However, there is no reimbursement for the share of electricity used for space heating.

Tax on CO₂

The tax rate is at 10 øre per kWh and is paid by all customers. Most VAT-registered companies can immediately obtain a 10% refund of the tax payment. Some customers – depending on electricity intensiveness and type of process - are eligible for further refunds.

VAT

VAT is set at 25% and is payable by all customers. However, this is completely recoverable for VAT registered companies.

The past SO₂-tax of 1.3 øre per kWh is since 1.1.2000 levied on the fuel for electricity generation.

FEDERAL REPUBLIC OF GERMANY

1. General framework

The German electricity market is fully liberalised since 1999. The legal texts regulating the electricity market are the following:

- The Energy Industry Act of 24 April 1998.
- Agreement between associations on the criteria for determining network tariffs for electrical energy of 13 December 1999.
- Federal Regulation on Electricity Tariffs (BTOEIt) of 18 December 1989.
- Other laws and regulations:
 - Regulation on the general conditions for the supply of electricity to contractual customers (AVB EItV) of 21 July 1979.
 - Regulation on concession fees for electricity and gas (Concession Fee Regulation - KAV) of 9 January 1992.
 - First regulation amending the Concession Fee Regulation of 22 July 1999
 - Law on the priority for renewable energies (Renewable Energy Law - EEG) of 29 March 2000.
 - Law on the protection of the generation of electrical current from combined heat and power (Combined Heat and Power Law - KWKG) of 12 May 2000.

2. Pricing of electricity

2.1. Industrial consumers

Prices and supply conditions for these customers are governed by the principle of contractual freedom. The legal relations between electricity supply utilities and special contract customers are based on individual electricity supply contracts concluded by the parties involved.

Insofar as these contracts cover purchase conditions up to a certain level of power demand which can still be met with medium voltage (up to ca. 20 kV), standard contracts have evolved which may be tailored in part to satisfy customer-specific requirements. These contracts are generally made up of the following three price components:

- the demand rate for the maximum annual demand,
- the energy rate for each kWh consumed (generally broken down into peak and off-peak prices),
- the standing charge to cover the cost of providing and reading meters and invoicing.

Electricity supply contracts are also subject to the provisions of the General Terms and Conditions Act (AGB-Gesetz) of 9 December 1976.

The drafting of these contracts can allow for every conceivable variation, with factors such as the voltage level of the network from which the electricity is taken, the expected demand and volume of consumption, the time of peak demand, the time when the electricity is received and the interruptibility of supply at the electricity supply utility's discretion all playing a role. Contracts can also be concluded which contain different prices for summer and winter. Supplements or refunds are also often agreed for the consumption of reactive energy.

2.2 Domestic consumers

In Germany there is a special form of the general tariff for low voltage supplies, which is based on the Federal Regulation on Electricity Tariffs (BTO Elt) and offers the following tariffs: compulsory tariff (two-part tariff with price components for consumption and demand; uniform energy rate in consumer sectors with and without power measurement and for the various types of demand. In order to determine the demand charge, the volume of power demanded is either measured or estimated. The compulsory tariff contains an average price limit which may not be exceeded. An off-peak rate is also offered, which can only be chosen in addition to the compulsory tariff. This form of tariff is not restricted to specific electrical equipment and a surcharge is often calculated for electricity consumption outside off-peak hours (generally at night). Since the liberalisation of the German electricity market, there are also so-called "special" price agreements with individually agreed contract periods and periods of notice.

In addition to these rates, there are also specific low voltage rates for certain types of electrical equipment such as heat pumps and electric storage heating appliances (partly also for large hot water boilers) whose energy rates are lower than the off-peak rates.

3. Taxes on electricity

The normal rate of VAT is applied to electricity supplies in Germany. In 2001, this rate was 16%. Industrial, commercial and other customers who are entitled to deduct input VAT can deduct VAT when calculating their own tax liability. Since 1 April 1999 an electricity tax has been levied as part of the environmental tax reform and this is also subject to VAT. Starting at a normal rate of 2.0 Pf/kWh (0.01 EUR/kWh) in the first year, this will rise by 0.5 Pf/kWh each year to reach 4.0 Pf/kWh (0.02 EUR/kWh) by 2003. 50% tax reductions are accorded for the traction current for the local and long-distance public rail network and for night storage heaters installed before 1.4.1999. Industrial and agricultural enterprises pay only 20% of the full rate.

GREECE

1. General framework

The Minister of Development acting on the RAE's recommendation, must approve all tariffs charged other than those charged by suppliers to Eligible Customers. There are also special interim provisions restricting the tariffs charged by PPC to Eligible Customers while PPC remains the dominant supplier.

In 1999, the Greece enacted the Liberalisation Law, which incorporated the provisions of the Electricity Directive into Greek national legislation.

- Under the Liberalisation Law 2773/1999 and pursuant to Presidential Decree 333/2000, PPC was transformed, effective 1st January 2001 under Greek law into a public limited company.
- The Greek electricity market legally opened to competition on 19th February 2001. A Ministerial decision established that the market comprising all high or medium-voltage electricity users ("Eligible Customers"), representing 34% of the electricity supply market in terms of power consumption is open for competition.

In addition, the Liberalisation Law provides for changes in the areas of generation, import, export, purchase and sale of electricity:

- The establishment of the RAE on 1st July 2000, an independent authority responsible for regulating the energy market. The RAE mainly has an advisory and supervisory role while decision-making power lies with the Minister of Development.
- The establishment of the Hellenic Transmission System Operator (HTSO) on 3rd May 2001, as an independent entity to operate and ensure the maintenance and development of the interconnected transmission system and its interconnections with other networks.
- The introduction of competition in power generation through the granting of authorisations to generate electricity in the interconnected system and through a tendering procedure for authorisations to provide generating capacity on the autonomous islands. As of 1st February 2002 the Minister of Development had granted several licenses for new power generating capacity as well as suppliers of more than 6,500 MW, following consultation with the RAE.

2. Pricing of electricity

The tariff system for all consumers is uniform throughout the country.

2.1 Industrial consumers

The factors affecting charges are:

- Supply voltage (low 220/380V, Medium 20 kV, High 150 kV)
- Usage
- Level of contracted maximum demand (kW)
- Utilisation time of the contracted demand.

Industrial low voltage tariffs are either:

- Two-part comprising a four-monthly fixed charge and a flat energy rate (tariff Γ21/B);
- Three-part, comprising a monthly fixed charge a capacity charge and a flat energy rate (tariff Γ22/B);
- Day/night tariff, including a four-monthly fixed charge, plus two time-of day kWh rates (tariff Γ23/B).

In medium voltage industrial consumers there are 2 groups of monthly tariffs:

The first group includes 2 tariffs eligible by any Medium Voltage industrial customer:

- The first tariff (B1/B) is provided for medium Voltage industrial customers with a high load factor. The respective tariff is a 2-part tariff, providing a capacity charge plus an energy 2-rate charge relative to the maximum monthly demand for electricity.
- The second tariff (B2/B) is provided for Medium Voltage industrial customers with a low load factor. The respective tariff is a 2-part tariff providing a capacity charge plus a flat rate energy charge.

The second group includes 2 tariffs eligible by Medium Voltage industrial customers with subscribed demand more than 3000 KW.

- The first tariff (B15B) is provided for customers with a high load factor and the second (B25B) for customers with a low load factor. Both are 2-part tariffs, charging capacity related to subscribed demand and consumption related to peak, day and night hours.

For very large loads connected directly to the 150 KV system (High voltage) a different monthly tariff is applied which is made up of capacity and energy charges which are differentiated according to the time period of electricity consumption, i.e. peak, off-peak (nightly) and intermediate.

2.2 Domestic consumers

The factors affecting charges are:

- Number of phases (1 or 3 phases)
- Usage
- Utilisation time

Two tariffs apply:

- A tariff ($\Gamma 1$) consisting of a four – monthly fixed charge and a KWh rate which applies to all consumption during the 24 hour period. The tariff has an inverted block structure, whereby energy rates increase with increasing consumption thus giving a lower average price to low consumption households;
- A day and night tariff ($\Gamma 1N$). The day tariff is the same as above while the night tariff provides a separate reduced energy rate, and gives cheaper electricity from 23:00-07:00. PPC also applies the same rates with a seasonal variation. During the period 1 May to 31 October, the reduced rates apply during 23:00-07:00, but for the remainder of the year the same reduced rates may also apply from 02:00-08:00 and 15:30-17:30. The tariff is not limited to specific circuits, but is used mainly for storage heating.

The fixed charges cover metering and billing expenses.

In addition, in Greece there is a “social tariff” related with families that have many children (Tariff ΓT). The tariff is provided to families that have at least four children and only for “day time” consumption up to 3,000 kWh per four months period. In case the consumption exceeds the 3,000 kWh limit, the customer will be charged for the whole energy consumed during the specific period, according to the regular residential tariff.

3. Taxes on electricity

Taxes comprise only VAT at a rate of 8%.

SPAIN

1. General framework

As of 1 January 1998, pursuant to the Law on the Electricity Sector, power supply is gradually being liberalised so that qualified consumers are free to enter into contracts by direct access to the market or subject to various forms of contract which will be developed as the market develops.

This liberalisation of electricity supply is made possible by:

- free access to transport and distribution networks for qualified consumers via the system of regulated transit tolls in the form of access tariffs;
- creating the role of commercial supplier. The law defines commercial suppliers as legal persons with access to transport or distribution networks who sell electricity to qualified consumers.

To cater for adjustment to this model, it is intended to maintain full tariffs for these consumers which they may opt for if they decide not to claim qualified operator status and thus pass up on the option of freely entering into contracts for their power supply.

Pursuant to the Law, "eligible consumer" status is determined according to annual consumption by point of supply or plant. The timetable for liberalisation began in 1998 for consumers consuming more than 15 GWh/year and for rail transport operators, including metropolitan railways. The aim is for all consumers to achieve qualified status in various stages as summarised in the following table:

Timetable for liberalising consumption	
1.1.1998	Consumers of > 15 GWh per annum Rail operators, including metropolitan railways
1.1.1999	Consumers of > 5 GWh per annum
1.4.1999	Consumers of > 3 GWh per annum
1.7.1999	Consumers of > 2 GWh per annum
1.10.1999	Consumers of > 1 GWh per annum
1.7.2000	Consumers of > 1 GWh per annum or with supplied voltage of 1kV
1.1.2003	All consumers

Therefore, during 2001 and until January 2003, "eligible consumers" are those with an annual consumption bigger than 1 GWh or with supplied voltage of 1kV, and rail transport operators, including metropolitan railways.

2. Pricing of electricity

Since 1 January 1998, the supply tariffs for electric power have applied to consumers without eligible status and to those with eligible status who do not exercise their rights as such.

Electricity tariffs are defined as single-rate maximum tariffs which apply to all final consumers across the entire national territory. Prices are updated every financial year. Once the average tariff is calculated, it is distributed over the different tariffs.

The structure consisting of the different tariffs and the conditions on which these apply was established in 1983 and adapted until 1987, when the system was implemented in its entirety. Subsequent minor changes have permitted the system to be improved and made more flexible.

The general tariff system is structured around certain general tariffs depending on the voltage supplied and the use made of the contracted power (which may apply to any type of user) and some specific tariffs for public lighting, irrigation, traction and distribution (solely applicable to existing small distributors), large subscribers and domestic tariffs 1.0 and 2.0. The first four depend on the use of power or the conditions of supply. The latter two include the form of consumption.

The final charge for electricity consumption has two components, depending on the power demand and the energy consumption. This basic charge is subject to supplements or discounts corresponding to the existing four tariff rates, a time factor, power factor, seasonality and interruptibility. Electricity bills also include any charges for renting metering equipment and taxes. In addition we can find four additional tariff components:

- The time component takes the form of a discount or supplement in euro depending on the form of consumption and the average power use on the corresponding scale. There are five different time periods, and consumers are entitled to choose whichever best suits their needs.
- The reactive power component aims to minimise the consumption of reactive power by approximating the power factor ($\cos \varphi$) to the unit. It is based on certain percentage supplements and discounts depending on the power factor, and is applied to the entire basic charge. It ranges from a 4% discount for $\cos \varphi = 1$ to a 47% supplement for $\cos \varphi = 0.5$. This option is not available to subscribers covered by tariffs 1.0 and 2.0.
- The seasonality component takes account of different power costs at different times of the year, and aims to level out the system load curve. It provides for a 10% discount on the energy tariff for power consumption in the low season (May, June, August and September) and a 10% supplement during the high season (January, February, November and December).
- The interruptibility component changes the general conditions of contract for electricity for large subscribers in general A.T. tariffs (contracted power in peaks and troughs ≥ 5 MW) in that, in return for certain discounts, customers undertake to reduce their demand and not to exceed a pre-established power (P_{\max}) during the periods when the supplier requests this.

3. Taxes on electricity

As of 1 January 1998, a new special tax on electricity is levied, which replaces the charge included in the tariff for assistance to coal mining. The base for this new tax is the charge for electricity multiplied by a coefficient of 1.05113. The rate is 4.864%. This tax applies nationwide, and the amount thereof is also subject to VAT. VAT is charged at a rate of 16%.

FRANCE

1. General framework

Only selling prices to non-eligible customers are controlled.

Customers supplied with 16 GWh or more per year are classed as eligible and therefore have access to free market prices. The threshold for eligibility in France will be reduced to 9 GWh per year in 2003.

As the electricity market in France is opened up, EDF is making personalised price offers which are more closely tailored to the expectations of its customers. Estimates based on the customer's hourly load curve or structured according to the customer's own activity pattern are two examples. There are also simplified offers geared to customer demand. Suppliers other than EDF have their own price offers.

Non-eligible customers receive the tariffs in force. Eligible customers may retain their tariff if they prefer it to one of the new price offers.

2. Pricing of electricity

2.1 Principles common to the various tariffs

Components of tariff prices

Electricity tariffs have a two-component structure comprising a fixed charge based on the subscribed demand and various energy prices which vary according to seasonal or time-of-day tariff periods for an average year of 8 760 hours.

Factors affecting tariff prices

The tariffs suggest ways of cancelling or modulating subscribed demand. There are several ways of modulating subscribed demand within the tariff periods. In such cases the demand actually invoiced is charged at a lower rate, calculated on the basis of the subscribed demand in peak periods plus any subscribed demand supplements in the other tariff periods, to which a reduction coefficient is then applied. Customers can therefore reduce their bills by cancelling their specified demand during one or more periods.

However, the reference quantities specified in the Directive 90/377/EEC do not provide for modulations of subscribed demand, and only the basic tariff is used to calculate this reference consumption. Customers may subscribe to the peak day cancellation (*Effacement Jour de Pointe (EJP)*) option, for example.

2.2 Non-eligible industrial and commercial consumers

Yellow tariff

Generally speaking, the yellow tariff is intended for customers whose subscribed demand is between 36 and 250 kVA. The tariff comes with two options, fixed-date (basic) or EPJ (real-time), each with four tariff periods and four prices per kWh.

Subscribed demand is measured in terms of apparent power (kVA). Since it therefore takes account of installed capacity, there is no separate invoicing for reactive energy. It is, however, in the customer's own interests to keep his/her power factor within reasonable limits so as to avoid excessive subscribed demand for apparent power, the basis on which the standing charge is calculated.

Green tariff

In general the green tariff is intended for customers with a subscribed demand of 250 kW or above, although eligible customers may opt for special price offers. This tariff comes with fixed-date (basic) or real-time (EPJ, modifiable) options.

The profile of a "green tariff" customer determines the choice of sub-category: A5 or A8 for between 250 and 10 000 kW, Green B for between 10 and 40 MW and Green C for more than 40 MW.

The tariff applied depends on the duration of use of the subscribed demand (short, average, long or very long use).

Subscribed demand is measured in units of active power (kW) for each of the seasonal or time-of-day tariff periods.

Reactive energy is supplied free of charge:

- up to the equivalent of 40% of the active energy consumed ($\text{tg } \Phi = 0.4$) during peak hours in December, January and February and during high-load hours in November, December, January, February and March;
- without limit during off-peak hours in November, December, January, February and March and throughout all of April, May, June, July, August, September and October.

During periods in which restrictions apply, the reactive energy consumed in excess of $\text{tg } \Phi = 0.4$ is invoiced monthly on the basis of current price lists.

2.3 Domestic consumers

Blue tariff

The blue tariff is intended for customers with a subscribed rating of 36 kVA or less.

A number of options are available, comprising one, two or six tariff periods, which are either fixed-date (basic option, off-peak) or for dates determined in "real time" with short advance notice (tempo option).

Specific social tariffs

The "small supply" tariff is designed for low-consumption customers. Customers in difficulty are offered help in the form of an agreement between EDF and local-authority social services. A specific "basic necessities" tariff is under preparation.

3. Taxes on electricity

The taxes on electricity are VAT and, for supplies of less than 250 kVA, local taxes.

VAT is charged at 5.5% on the subscription (or fixed charge), 19.6% on the "energy" component net of taxes and 19.6% on the amount of local taxes.

Local (municipal and departmental) taxes on electricity apply to supplies of 36 kVA or less and, with a different assessment basis, to supplies of over 36 kVA to 250 kVA. Beyond 250 kVA there are no local taxes.

- The rate of municipal tax is between 0% and 8% on 80% (or 30%) of the invoice net of taxes.
- The rate of departmental tax is between 0% and 4% on 80% (or 30%) of the invoice net of taxes.
- For Paris there is a single tax of 13.2 % on 80% (or 30%) of the invoice net of taxes.

The average rates indicated above refer to the percentage (national average) of local taxes on 100% of the invoice net of taxes.

- Power \leq 36 kVA or 30 kW: The average rate of local taxes is 8.5% on the total amount net of taxes.
- Power: $>$ 36 kVA or 30 kW and \leq 250 kVA or 215 kW: The average rate of local taxes is 3.2% on the total amount net of taxes.

IRELAND

1. General framework

An electricity Regulation Bill was published on 1 December 1998, which laid down the introduction of competition in electricity generation and supply in Ireland. In July 1999, this Bill was enacted as the Electricity Regulation Act and the Commission for Electricity Regulation (CER) was established. The CER is an independent body responsible for the licensing and regulating the generation and supply of electricity, authorising construction of new generating plant and overseeing third party access to ESB's transmission and distribution systems.

The first step in the market opening took place on 19th February 2000. At this stage, customers whose consumption of electricity at any single premises in any twelve months period is estimated, calculated to be or likely to be greater than 4 GWh are considered like eligible consumers, i.e. entitled to purchase electricity from any licensed supplier.

ESB (Electricity Supply Board) transmission business has been separated in order to create a newly independent State owned company appointed as independent Transmission System Operator.

2. Pricing of electricity

2.1 Industrial consumers

Small commercial and industrial premises

The standard tariff consists of a standing charge and two kWh rates, with reduced price for consumption in excess of 8 000 kWh per two-month. There is an optional day/night tariff with both a higher standing charge and a higher day kWh rate, but with a substantial reduction for usage at night. Both tariffs contain a surcharge for low power factor.

Medium and large commercial and industrial premises

These customers are normally on maximum demand tariffs which comprise a two-monthly maximum demand charge, a capacity charge, a standing charge, day and night kWh rates and a surcharge for low power factor.

Maximum Demand (MD) charges are not subscribed in advance. However the capacity charge is based on the contracted Maximum Import Capacity (MIC), agreed between the customer and ESB Networks. Where there is no contracted MIC the reckonable kVA for Capacity Charge will be the highest MD since May 1996 converted to kVA by dividing by 0.95. If a customer's MD exceeds their MIC, there will be a surcharge of twice the capacity charge for the excess, for that billing period.

Demand charges in the low voltage tariff are the same throughout the year, but in the medium and high voltage tariffs they are higher in the winter (November-February) than in the rest of the year. Demand charges are normally restricted to demands set up in the period 08.00-21.00 GMT, Monday-Friday inclusive. However, an option is available to customers who notify ESB of their intention to reduce their demand during winter peak hours. In this option customers only pay for demands during peak hours, which are notified to customers during the autumn of each year, and which are at present 17.00-19.00, Monday-Friday.

Demand is measured in kW with an "integration" period of 15 minutes. The chargeable demand is the actual two-monthly maximum demand or 50% of the highest chargeable maximum demand in any of the five immediately preceding two-monthly bills. For customers who notify ESB of their intention to reduce demand during winter peak hours the 50% clause does not apply in the November/December or January/February billing periods.

A two-monthly Standing Charge is also billed to all Maximum Demand customers. This amount varies for Low Voltage, Medium Voltage and High Voltage supplies.

All the maximum demand tariffs have separate day and night kWh rates. The night is 9 hours (23.00-08.00 GMT). In addition the 38 kV and 110 kV tariffs have higher kWh rates in the winter than in the summer. Day kWh rates are in blocks. A reduced day rate applies after the first 350 kWh/kW of chargeable maximum demand in each two-monthly billing period.

A Low Power Factor Surcharge, in € cent/kVARh, will apply when the metered kVARh is more than one third of the metered kWh in any two monthly billing period.

A rebate is available for interruptible loads in excess of 250 kW - this is also restricted to existing users.

Customers who register for a «Powersave» scheme receive a payment for reductions in load when requested by the Independent System Operator.

2.2 Domestic consumers

The standard tariff consists of a standing charge and kWh rate. There is an optional day/night tariff with a higher standing charge, but with a substantial reduction for usage at night. Both tariffs contain a surcharge for low power factor.

There are no special Social Tariffs.

3. Taxes on electricity

Electricity is subject to VAT at a rate of 12.5%.

ITALY

1. General framework

The whole electricity sector is under changes: the Decree starting the liberalization Market was approved on February 19th, 1999 and was carried into effect on April 1st, 1999.

According to the new regulation, electricity generation, import, export, purchase and sale are free (in compliance with the public service obligation). The activities of transmission and dispatching are reserved to the State and given in concession to the Independent System Operator. The activity of distribution is performed under a concession regime (concession is issued by the Ministry of Industry). Operators carrying out several activities have to unbundle them. In the Enel case the decree forecasts the separation of the activities among various companies, already set up, which will deal with generation, transmission, distribution and sale to the free market.

The implementation of the Italian electricity regulation is carried out by the "Authority for electricity and gas", set up by law n. 481 of November 1995.

Generation

The new regulation states that generation is free and can be carried out by any operator under certain conditions. Starting on January 1st, 2003, each operator can't generate or import more than 50% of the total electricity produced in the Country or imported from abroad. Therefore, the Enel Group has to reduce its market share by selling a substantial part of its power capacity (15.000 MW of net installed capacity). Enel incorporated three gencos (generation companies): the first was sold in 2001 and the other two will be sold in 2002. Generation by renewable sources will be spurred.

Transmission

In August 1999 Enel handed over the activities of dispatching and managing the National Grid to the "Transmission System Operator (GRTN)" whose shares were transferred to the Ministry of Treasury, free of charge. Therefore the GRTN is a state-owned company, operating under licence.

The rate due to the System Operator for the access and use of the grid is fixed by the Energy Authority according to non discriminatory criteria and is independent of location of electricity input and output.

The Transmission System Operator has set up two companies:

- The Single Buyer is expected to be responsible for a continuous, safe and cheap supply to the captive market. On the base of yearly consumption forecasts, it stipulates purchase contracts with generators and sale contracts with distributors in order to assure a sole tariff to captive customers. The single Buyer isn't in operation yet.

- The Market Operator manages the pool market and is expected to be responsible for awarding bids and settling transactions; it will assure neutrality, transparency, objectivity and competition among generators and the fair management of an adequate power reserve availability. The Market Operator acts as "Power Exchange" to which every producer or eligible client can enter. Dispatching is carried out according to economic merit criteria except for renewable and cogeneration which will have priority.

Distribution

Distribution companies have the obligation of connecting to their grid anyone who asks for it without compromising continuity of service. Only one licence will be released for each municipality. If more distributors operate in the same area, they can agree to gather and submit their proposal to the Ministry of Industry.

The market is shared into two parallel markets:

- The "captive market" is formed by the customers whose electricity annual consumption is below certain limits (e.g.: the whole domestic sector) and who are entitled to stipulate supply contracts with the local distributor, exclusively. Equal conditions and maximum applicable prices have to be assured throughout the Country.
- The "eligible market" is formed by the customers who can stipulate purchase contracts with any electricity producer, distributor or wholesaler, in Italy or abroad. From January, 1st, 2000 to December, 31st, 2002, are considered eligible those who in 1999, included autoproduction, consumed at least 20 GWh in only one delivery point. The limit of consumption is lowered to 9 GWh from January 2002. Enterprises with a single consumption over 1 GWh can create consortia in order to reach eligibility limits.
According to a recent law, the above mentioned limits will be further lowered to 0,1 GWh after Enel disposal of 15.000 MW generating capacity.

Eligible customers, at least 6 months in advance, and after informing the local distributor, can ask the "Single Buyer" to be included in the captive market for a transition period of two years, renewable once, during which they are subject to the tariff applied to captive customers.

The new electricity tariff regulation at 1st January, 2001

The main features of the new regulation are:

- Correspondence of the tariffs to the costs: the electricity price paid by consumers must correspond with average costs borne by Utilities to distribute electricity. Unlike the previous tariff regulation, the new regulation avoid discrimination and cross-subsides.
- Correspondence of the tariffs to service's quality: the Authority fixed parameters of the quality of service on the whole national territory.
- Change of administrative tariff with a system of "tariff options". Before the tariffs were fixed by Government; now the "tariff options" give the Utilities the possibility to offer specific tariff solutions for consumers requirements.
- Tariffs for domestic consumers are set by the Energy Authority; distributors can offer further non discriminatory tariffs to clients with particular characteristics, approved by the Authority. Tariffs for the other uses are set by distributors according to the criteria and parameters (equal all over the Country) fixed by Authority for each class of consumers. This enables distributors to offer non-discriminatory tariffs to all their clients with the same supply characteristics.

The new system is based on tariff constraints intended as the maximum price (taxes excluded) applicable by distributors/suppliers to their captive customers. These constraints are fixed so as to assure the coverage of the electricity supply costs (included a fair return on investments), as well as the coverage of the system charges. The constraints consist of:

- A fixed ceiling to the yearly tariff receipts that distributors are allowed to collect from the whole customers belonging to the same category (V1);
- A maximum amount of tariff revenue from a single customer of a given category (V2).

Each distributor is free to offer tariff options to his clients according to a trade policy code able to assure the necessary transparency and correctness. Tariffs must be subject to the Authority's approval.

The Authority also established the modalities of the tariff adjustment on the base of the "price-cap" method with reference to the following parameters:

- yearly average variation of consumer price index, in the past 12 months;
- objective of variation of the productivity yearly rate prefixed over a minimum three-year period;
- Compensation of costs due to improvements of the service quality, costs to the management of demand and to exceptional events.

2. Pricing of electricity

2.1 Industrial consumers

In 2001 the operators offered at least one base-tariff option for each category of consumers; in addition special tariff options were offered. According to the new tariff system, the operators:

- offer the base and special tariff options defining their structure;
- fix the level of the base tariff options according to the V1 and V2 constraints;
- fix the level of the special tariff options according to the V1 constraint;
- submit tariff options to the Energy Authority and state the compliance with two constraints.

Verification that the whole tariff options offered to each class of customers is consistent with V1 constraint, is made at the end of the year (ex post). If limit is exceeded in any given year, the Utilities must give reimbursements equal to the excess revenues (plus an additional bonus) to consumers in the bill of the following year.

Verification of the tariff consistency with V2 constraint is made by distributor before starting his offer (ex ante).

The options, approved in advance by Authority, are the following:

- Base-options: the Utilities are obliged to offer these options to consumers (at least one base-options for each class of consumers except the domestic consumers). These options must respect both constraints;
- Special-options: the Utilities can offer these options and to all non-domestic consumers who choose them in alternative to the base-options. The special-options must respect only the V1 constraint;
- Further-options: these options can be offered by Utilities to domestic consumers and can be chosen alternatively to the tariff established by Authority.

Price is formed by the following components:

- "standing charge" (fee for linking to the electricity system expressed in Lire or Euro/consumer/year): covers the yearly costs incurred by Utilities for electricity sale.
- "demand charge" (applied to the highest demand requested by consumer for contract, expressed in Lire or Euro/kW/year): covers a substantial share of costs for transportation of electricity from plants to consumers.

- “energy price” (applied to electricity really consumed, expressed in Lire or Euro/kWh): covers costs of production and a share of transmission. It encompasses:
 - transmission component
 - generation component (γ PG), formed by a part covering fixed costs and a part covering fuel cost, which can change every two months if the international fuels prices change.
 - a transitory component (GR) expressed in Lire or Euro/kWh and Lire or Euro/client per year, designed to phase-in the effect of the new tariff system on the various categories of captive customers (this surcharge, introduced in 2000, has been reduced by 50% in 2001 and it will be eliminated in 2002).

Tariffs used to calculate the electricity prices for EU industrial standard consumer reported to Eurostat, belonging to captive consumers, are the base-options provided by ENEL and approved by Authority in the following indicated:

- B2 Base-option: Low Voltage captive consumers over 16,5 kW (Standard consumer Ia). This B2 base-option is offered to all consumers that have maximum demand over 16,5 kW.
- M1 – Base-option – MediumVoltage captive consumers up to 500 kW (Standard consumers: Ib to Ie). This M1 base-option is offered to all consumers that have maximum demand up to 500 kW.
- M2 – Base-option: Medium Voltage – Time-of-day-tariffs – captive consumers over 500 kW (Standard consumers: If and Ig). This M2 base-option is offered to all consumers that have maximum demand over 500 kW.
- A1 – Base-option – High Voltage – one-part tariff for captive consumers (Standard consumers: Ih and Ii and Marker prices: 25.000 – 50.000 -75.000 kW with 7.000 h/year of utilization). This base-option is profitable for supplies that have an hourly utilisation of the subscribed demand in low-load hours up to 60%.

The main Factors affecting tariffs/prices are:

- Supply voltage:

Ia (30 kW – 1.000 h/year) :	0,38 kV	
Ib (50 kW – 1.000 h/year)	}	<=50 kV
Ic (100 kW – 1.600 h/year)		
Id (500 kW – 2.500 h/year)		
Ie (500 kW – 4.000 h/year)		
If (2.500 kW – 4.000 h/year)		
Ig (4.000 kW – 6.000 h/year)		
Ih (10.000 kW – 5.000 h/year)	}	>50 kV
Ii (10.000 kW – 7.000 h/year)		

- Demand levels: the demand levels affect the type of tariff applied for each standard consumer. In fact standing charge, demand charge and electricity price are differentiated according to demand levels as follows:
 - *captive consumers in low voltage*: if the demand is up to 16,5 kW is applied the base-option B1, on the contrary, if the demand is over 16,5 kW is applied the base-option B2;
 - *captive consumers in medium voltage*: if the demand is up to 500 kW is applied the base-option M1, on the contrary, if the demand is over 500 kW is applied the base-option M2;
 - *captive consumers in high voltage*: one part tariff base-option A1

- Interruptibility clauses: the new tariff regulation do not provide these clauses for captive consumers.
- Peak/off-peak periods: besides the peak and the off-peak, prices are differentiated according to hourly and seasonal consumption periods.
 - *Seasonal periods* are: winter including January to March and October to December (6 months), summer including April to July and September (5 months) and August (1 month).
 - *Hourly periods* are:
 - F1 (peak hours) from 9 a.m. to 11 a.m. and from 5 to 7 p.m. from Monday to Friday in winter for supplies over 50 kV
 - F2 (high-load hours) from 6.30 to 9 a.m. and from 11 a.m. to 5 p.m. and from 7 to 9,30 p.m. from Monday to Friday in winter and from 8.30 a.m. to noon, from Monday to Friday in Summer (August included) for supplies over 50 kV
 - F3 (medium-load hours) from 6.30 to 8.30 p.m. from Monday to Friday in Summer, August excluded
 - F4 (low-load hours) from midnight to 6.30 a.m. and from 9.30 p.m. to midnight from Monday to Friday, and any hour on Saturday an Sunday and in August.

2.1 Domestic consumers

Tariffs are set by the Authority. A new regulation will come into force on January 1st, 2003, when the tariff "D1" will be applied to all domestic consumers. As it represents a great change in comparison to the tariff in force until December 1999, the transition towards the new rules will temporarily be assured by the tariff "D2", compulsory for domestic resident consumers up to 3 kW and "D3" addressed to the remaining domestic consumers. Tariffs D2 and D3 will gradually converge to tariff D1.

Tariffs used to calculate the electricity prices for EU household standard consumer reported to Eurostat refer to clients belonging to the captive market. Tariffs are established by Authority, further options are offered by Enel.

The tariffs established by Authority are:

- D1 - Mandatory tariff regime for any domestic consumer. Tariff D1 will be applied from January 1st, 2003 and it provides a standing charge (Euro/client per year), a demand charge (Euro/kW per year) and a single kWh rate for all units consumed.
- D2 - Tariff of the transition period for resident Consumers up to 3 kW (in force until December 31st, 2002) (Standard consumer: Da and Db). It is formed by a standing charge, a demand charge and the energy price; these components cover the costs for the electricity sale and transportation on transmission and distribution networks. In addition there is a component PV, derived by product of the parameter CT and the coefficient f. The parameter CT is the unit variable cost of the electricity produced by thermoelectric plants. This component is updated every two months on condition that the changes in the unit price of the fuels included in the reference basket are at least equal to 2%.
- D3 -Tariff of the transition period for other Domestic Consumers (in force until December 31st, 2002) (Standard consumer: Dd). It is formed by a standing charge, a demand charge, the energy price and the component PV

Since 1st January 2001, in addition to tariffs D2 and D3, a further tariff option has been introduced by ENEL for Domestic Consumers over 3 kW:

- UD4: Domestic 4,5 kW (Standard consumer: Dc). It is formed by a standing charge and an energy price, both covering the costs of transmission, distribution and sale of electricity, plus the component PV.

The final price of domestic and industrial consumers, in addition to the above mentioned tariff components, considers, besides taxation, the following "system charges" that are updated by Authority:

- A2: expressed in Lire or Euro/kWh and Lire/client per year, covers the costs of nuclear plant dismantling and decommissioning of nuclear fuels;
- A3: expressed in Lire or Euro/kWh and Lire or Euro/client per year, covers the costs to promote generation from renewable sources;
- A4: expressed in Lire or Euro/kWh, covers the costs of supplying electricity at statutorily imposed discounted tariffs to certain customers (primarily the State-owned railway company and Terni company);
- A5: expressed in Lire or Euro/kWh and Lire or Euro/client per year, finances research and development activity;
- A6: this component, expressed in Lire or Euro/kWh, has been introduced by Authority on 1st January 2001 to cover the "stranded costs". It allows to cover, in the transition to open electricity market, costs undertaken by electricity Utilities in previous monopoly regime that could not be recovered under a competitive regime;
- UC2: expressed in Lire or Euro/kWh and Lire or Euro/client per year, covers a temporary bonus for generation of electricity sold to non-eligible customers (to be eliminated after 2001) System charges are partially offset by contribution from producers which generate electricity from hydroelectric and geothermal sources.

3. Taxes on electricity

Electricity supplies in Italy are subject to taxation according to the utilization and category of consumers.

Domestic uses

State tax of 9,10 Lire/kWh (0.005 EUR/kWh) excluding the first two blocks (150 kWh a month) for supplies to resident consumers up to 3 kW;

Local tax of 36 Lire/kWh (0.02 EUR/kWh) excluding the first two blocks (150 kWh a month) only for supplies to resident consumers up to 3 kW. For resident consumers up to 3 kW who exceeded the consumption of 150 or 220 kWh a month whether the demand is up to 1.5 or 3 kW respectively, the benefit is progressively reduced by the number of the kWh exceeding the above mentioned limits.

Local tax of 39,5 Lire/kWh (0.02 EUR/kWh) to any consumption in the second houses (e.g. holiday houses, etc.).

Value Added Tax (VAT) equal to 10% is applied to the whole amount of the bill, taxes included.

Supplies to premises other than homes

State tax of 6,0 Lire/kWh (0.003 EUR/kWh) applied to customers with monthly consumption up to or equal to 1.200.000 kWh. The electricity energy used as raw material in the industrial electrochemical processes are not subject to taxation.

Local tax of 18,0 Lire/kWh (0.009 EUR/kWh) applied to the consumption up to 200.000 kWh per month. Any local District can raise up to 22 Lire/kWh (0.01 EUR/kWh).

Value Added Tax (VAT) equal to 10% is applied to the extractive manufacturing, polygraphic, editorial and similar industries while other consumers are charged a rate of 20%. The Value added Tax is calculated on the whole amount of supply (taxes included) and is recoverable by non-ultimate consumers.

LUXEMBOURG

1. General framework

The current tariffs for the sale of supplies to non-eligible customers other than those using 65 kV are set out in the agreement of 10 January 2001 between the Government and Cegedel.

For eligible customers served by a supplier other than Cegedel, payment for use of the network is based on tariffs which are published and validated by the *Institut Luxembourgeois de Régulation* (Luxembourg's regulatory body).

The eligibility of customers is determined by the law on the organisation of the electricity market of 24 July 2000:

- 2000 : end users > 100 GWh, excluding distributors
- 2001 : end users > 20 GWh and distributors > 800 GWh
- 2003 : end users > 9 GWh and distributors > 90 GWh
- 2005 : end users > 1 GWh and distributors > 1 GWh

The law of 24 July 2000 also introduces a regulatory authority. This function is carried out by the *Institut Luxembourgeois de Régulation*.

2. Pricing of electricity

2.1 Industrial consumers

Supplies to major consumers using 65 or 220 kV are not covered by published contracts. This also applies for local distributors of 65 kV.

The price components for medium-voltage supplies are as follows:

- demand charge: price per kW for the maximum semi-hourly demand recorded in the course of the month
- energy price: daytime price per kWh and night-time price per kWh
- discounts:
 - a discount on the demand charge is accorded for all reductions in power demand during peak hours
 - an energy discount is accorded depending on the duration of electricity use
- meter rental charge: monthly standing charges

For the medium-voltage sector, the tariffs encourage significant reduction in demand during peak hours.

In principle, peak hours run from 08.00 to 12.00 and from 17.00 to 21.00 each day from 1 January to 31 March and from 1 October to 31 December.

Otherwise, the prices vary monthly in accordance with an economic index E_M which reflects the cost price of medium-voltage electricity.

2.2 Domestic consumers

The low-voltage tariffs fall into two categories:

- tariffs for domestic and agricultural use
- tariffs for professional uses and other applications

For each category, the tariffs offered are as follows:

- single tariff: monthly subscription per supply point and price per kWh
- double tariff: monthly subscription per supply point, daytime price per kWh and night-time price per kWh
- day/night tariff : price per kW for the maximum semi-hourly demand recorded in the course of the month during peak hours, daytime price per kWh and night-time price per kWh

The customer pays a monthly charge for the rental, maintenance and reading of the meter and the provision of information on the values recorded.

The prices vary monthly in accordance with an economic index E_B which reflects the cost price of low-voltage electricity.

In principle, peak hours run from 10.00 to 12.00 and from 17.00 to 21.00 each day from 1 January to 31 December.

Cegedel's price structure makes no provision for special social tariffs.

3. Taxes on electricity

The following taxes and levies are added to the selling price for electricity:

- the "electricity tax" which has to be paid by all end users at a rate determined by the level of annual consumption;
- a levy paid to the "compensation fund" which is collected from all medium- and low-voltage end users at an amount per kWh set each year by the *Institut Luxembourgeois de Régulation*. The "compensation fund" seeks to ensure that the costs involved in carrying out public service obligations are fairly distributed amongst all network operators;
- 6% VAT.

AUSTRIA

1. General framework

In Austria, the EU directive on the internal market in electricity, which provides for the creation of a competitive electricity market, has been implemented through the Electricity Sector and Organisation Act (*Elektrizitätswirtschafts-und-organisationsgesetz*) (EIWOG), as amended by the Energy Liberalisation Act (*Energieliberalisierungsgesetz*). Following the fundamental reorganisation of the electricity sector brought about by the EIWOG, the revision of this Act by the EIWOG 2000 will lead to complete liberalisation as of 1 October 2001.

If the conditions for the complete liberalisation of the internal electricity market are already in place at an earlier date, the Federal Minister for Economic Affairs and Labour can, by way of a Regulation, bring this date forward to 1 July 2001 at the earliest.

Under the provisions of the EIWOG, the Federal Minister for Economic Affairs and Labour is responsible for matters relating to price setting. The Federal Minister may delegate this responsibility to the premiers of the Austrian *Länder*. However, responsibility may not be delegated in this way for the setting of prices for the supply of electricity from installations powered by the following renewable energy sources: solid or liquid domestic biomass, biogas, landfill gas and sewage gas, geothermal energy, wind energy and solar

energy. In each case, the Federal Minister has authorised the *Land* premiers, by way of an ordinance, to establish the minimum prices for the supply of electricity of this kind.

The Federal Minister for Economic Affairs and Labour may establish prices for the supply of electricity and related services and the tariffs for system access either *ex officio* or on application. Applications may be submitted by the companies concerned and by the Austrian Federal Economic Chamber, the Federal Chamber of Labour or the Austrian Trade Union Federation.

Before any price is set, investigative proceedings must be conducted during which the parties concerned must be heard and the members of the Advisory Committee on Electricity must have the opportunity to give an opinion. After the proceedings have been concluded, the Advisory Committee on Electricity examines all the relevant documents.

2. Pricing of electricity

The legal relationship between the electricity supply companies and industrial customers is determined by individual electricity supply agreements (separate contracts).

Although prices differ from one electricity supply company to another (in 1997 the prices charged by the various companies differed by approximately +/- 20% from the average price), medium-voltage tariffs are largely the same.

For each customer, a charge is calculated for the supply of electricity. This consists of the demand charge, the active energy charge, the reactive energy charge and the meter charge.

- Demand charge: The chargeable demand is the measurement of the consumer's subscribed demand. This is usually calculated as the arithmetic mean of the three highest monthly maximum demands in an accounting year. The demand is calculated using a meter which produces a 15 minute demand value for the active energy supplied every 15 minutes.
- Active energy charge: There are differences between the price estimates for the supply of active energy during the summer and winter semesters. Some electricity supply companies also vary their price estimates according to the time of day.
- Reactive energy charge: Consumption of reactive energy is generally free of charge for up to 50% of the active energy supplied in the same month.
- Meter charge: This covers the installation and maintenance of the meter.

3. Taxes on electricity

A tax has been levied on the supply and consumption of electricity since 1 June 1996 (electricity tax). The tax is calculated on the basis of the amount of electricity in kWh supplied or consumed. As of 1 June 2000, this tax went up by 106.4% from 0.1 ATS per kWh to 0.2064 ATS (€ 0.015). It is included in the calculation of sales tax. Where the customer has paid energy taxes on electricity and gas which are more than 0.35% of the net value of output, the amount is reimbursed by the tax office minus a contribution payable by the customer of up to ATS 5 000 (€ 363.36).

The customer is also charged sales tax at 20% of the amount invoiced.

PORTUGAL

1. General framework ²

The laws governing the National Electricity System (SEN) were substantially restructured in 1995, and subsequently revised in 1997 to permit the coexistence of, and some competition between, the Tied System, which governs the public electricity supply service and the Unrestricted System, which is governed by market laws.

Alongside the Tied and Unrestricted systems there is a third group which is governed by specific regulations and comprises two sub-groups: co-generation stations and stations which use renewable resources, national fuels or hydroinstallations (limited in the latter case to 10 MVA installed capacity).

The Tied System (SEP) under which the public electricity supply is provided, covers the EDP group and two private producers with installed power corresponding to approximately 20% of the installed power in EDP plants.

The Tied System is characterised by planned production, competitive tendering for the construction and operation of new stations and explicit regulation of the natural monopoly areas: transport and distribution. Production prices are not directly regulated, but are established via Power Purchase Contracts.

The Unrestricted System (SENV) operates subject to market rules, and is not regulated. It covers producers, customers and distributors. Producers and unrestricted customers may connect via the SEP networks and have to pay for access to and use of these networks. They may, however, establish direct lines (unrestricted distribution) between producers and unrestricted customers, and these lines may not be physically linked to the SEP lines.

Since 1997, there is an independent regulator in the electricity sector (ERSE).

2. Pricing of electricity

Pursuant to the legislation in force, as of 1999, it falls to the Electricity Sector Regulatory Body (ERSE) to set tariffs and prices for electricity every year.

The tariffs for sales of electricity to final customers are in two parts, and make a distinction between four main groups: low (BT), medium (MT), high (AT) and very high (MAT) voltage.

In low-voltage supply, for contracted power under 20.7 kVA, in addition to a simple basic tariff, an optional bi-hourly tariff is offered. In these groups, the invoiced power is equal to that contracted by the customer, which can range from 1.15 to 20.7 kVA, in steps of 3.45 kVA up from a contracted power of 3.45 kVA.

The tariffs for BT > 20.7 kVA and MT with contracted power under 2 MW have an hourly and seasonal structure, with three hourly periods (peak, high and low) while the tariffs for MT with contracted power over 2 MW, AT and MAT have an hourly and seasonal structure, with four hourly periods (peak, high, normal low and extra low). Both groups of tariffs have two seasonal periods (dry and wet). Within these tariffs (other than MAT), consumers have the option of short, medium or long use periods. For contracted power in excess of 41.4 kVA, the invoiced power is a weighted average of the contracted power and the power taken off (greater monthly power, integrated into a period of 15 minutes).

Customers with the option of reducing the load to at least 4 MW in periods defined by the distributor may opt for the interruptible tariff, which entails a monthly rebate according to the interruptible contracted power of the customer.

² This description does not cover the island regions of Madeira and the Azores or the territory of Macao under Portuguese administration.

Reactive energy is billed - solely for contracted power in excess of 4.1 kVA - if the consumption of reactive energy outside low periods exceeds 40% of the active energy consumption in the same period. Supplies of reactive energy to the network in low periods may also be billed.

3. Taxes on electricity

The main tax levied on electricity invoicing is VAT, currently at a rate of 5%.

Consumers pay a small monthly charge of EUR 0.07 for domestic use and of EUR 0.35 for non-domestic use, corresponding to the Directorate-General for Energy's charge for monitoring electrical equipment.

FINLAND

1. General framework

The electricity market in Finland is 100% liberalised since 1997.

The electricity companies set the tariffs and other conditions by themselves. Network tariffs and retail tariffs that are within obligation to supply have to be published. The Energy Market Authority (regulator) has the possibility to intervene and ensure adjustments to ensure compliance with the electricity market legislation.

The regulator does not give to the companies any strict rules concerning the methodology or revenue level. The network companies have an obligation to inform the regulator about the new tariffs. The regulator is monitoring the tariffs (is the rate of return at reasonable level and are the tariffs cost reflective) afterwards on a case-by-case basis (ex-post regulation).

2. Pricing of electricity

In Finland there are separate tariffs for network services and electrical energy.

According to the Electricity Market Act the tariffs of network services (connection to the network, transmission and measurement of electricity) must be made public, and the pricing principles of network services must be equitable and non-discriminating. The pricing of network services must in Finland be based on a so-called postal stamp tariff system. According to this system, a customer connected to the network at one point, after having paid the necessary fees to the network operator in question, has the right to use the entire Finnish electricity network from his connection point. The location of the customer within the distribution network operator's area of responsibility must not affect the tariffs of network services. The tariffs of network services differ from each other in different distribution networks, but customers cannot invite tenders. The network tariffs is determined, among other things, by the quantity of electrical energy supplied to the customer, the power demand, and the voltage level at which the customer has been connected to the network. Lower voltage level network tariffs include also a part of the costs of the upper voltage level network.

As the consumers are allowed to buy the electrical energy from any retailer, the consumers might have also negotiated tariffs for electrical energy. Electricity retailers should have public list prices for consumers that are within obligation to supply.

In Finland there are about 100 distribution network operators and there are also about 10 separate regional network operators. All of these have own tariffs. Below is mentioned only the common structures of these tariffs.

2.1 Industrial consumers

Network tariffs for very large-scale industrial consumers (connected to national grid at the 110 kV or above level) consist of a market place fee and a use of grid fee. Both fees are euro/MWh. The market place fee is based on the consumption of electric energy beyond the connection point between the customer and the national grid. The use of grid fee is based on the volume of electric energy transmitted through the customer's connection point, and it is specified separately for winter weekdays and other times. Winter weekdays are Mondays to Saturdays from 1 November to 31 March between 7.00 and 22.00 daily.

Network tariffs for large-scale industrial consumers (connected to regional transmission network at the 110 kV) are quite often similar to the transmission tariffs in the national grid. The prices include both the costs of regional network and the fees for transmission in the national grid. Some regional network operators have also fixed and/or demand charges.

Network tariffs for medium-scale industrial consumers (connected to distribution network at the 0,4 kV or 6-70 kV level) consist normally of a standing charge, a demand charge and several energy rates, typically two to four. The energy rates differ depending on the time of day or the time of year. There may also be a reactive demand charge.

Network tariffs for the smallest industrial consumers (connected to distribution network at the 0,4 kV level) typically consist of a standing charge and one or two energy rates. Standing charges depend typically on the size of the user's main fuse in rural areas. In larger urban areas standing charge is same for all customers.

Tariffs of electrical energy for industrial consumers vary a lot between the retailers. The public list prices for industrial consumers consist normally of a standing charge, a demand charge and several energy rates. Some of the retailers have only energy rates at their tariffs of electrical energy. Negotiated prices may have the same structure as the public list prices or these tariffs might for example be connected to the Nord Pool spot-prices (electricity exchange).

2.2 Domestic consumers

Network tariffs for the smallest domestic consumers (apartments or houses without electric heating) typically consist of a standing charge and an energy rate. Standing charges depend typically on the size of the user's main fuse in rural areas. In larger urban areas standing charge is same for all customers.

Network tariffs for other domestic consumers (houses with electric heating) typically consist of a standing charge and two energy rates. Standing charges depend typically on the size of the user's main fuse in rural areas. In larger urban areas standing charge is same for all customers. The energy rates differ depending on the time of day or the time of year.

The public list prices of the electrical energy for domestic consumers have normally the same structure as the network tariffs. Some of the retailers have only energy rates at their tariffs of electrical energy. Negotiated tariffs of electrical energy for domestic consumers have normally the same structure as the public list prices.

In Finland there are no special social tariffs for electricity.

3. Taxes on electricity

The electricity taxation system in Finland is based on the taxation on consumption of electricity. The system has two separate electricity tax levels. Industrial customers and greenhouses pay 0,42 cent/kWh while others pay a higher rate of 0,69 cent/kWh. There is also a Precautionary Stock Fee of 0,013 cent/kWh for all customers.

Value Added Tax on electricity has been in effect in Finland since August 1986. The current rate is 22% and is recoverable by industrial customers.

SWEDEN

1. General framework

The electricity market was reformed on the 1st of January 1996. Competition was introduced for production and trade of electricity. Companies that perform transmission of electricity (local or regional monopolies) must be legally separated from companies producing, trading and selling electricity. All consumers were eligible in the new market if the consumption of electricity was measured by the hour. In November 1999 the requirement to measure the electricity consumption by the hour was abolished. Since then all consumers have the possibility to change electricity supplier without incurring costs. All regulation and supervision of prices of electricity (the commodity) was removed at the same time. The price of transmission of electricity is supervised by the Swedish Energy Agency. The price for transmission should be reasonable and based on facts.

2. Pricing of electricity

2.1 Industrial consumers

The trade of electricity is settled either at the Nordic electricity exchange (Nord Pool) or through bilateral contracts between supplier and consumer. In contracts the price can be divided into different components and affected by different factors.

The price of electricity for the industry consists of at least two parts:

- The price of the commodity electricity (energy)
- The price of the transmission of electricity

Both parts can be divided into a fixed part and a variable part, which is related to the amount of electricity used.

2.2 Domestic consumers

Besides of taxes, the price of electricity for domestic consumers consists of two parts:

- The price of the commodity electricity (energy)
- The price of the transmission of electricity

Both parts can be divided into a fixed part and a variable part, which is related to the amount of electricity used.

The market for small consumers was in practice fully liberalised in November 1999 when the obligation to measure electricity consumption by the hour ceased. The traders of electricity are free to decide how to set their prices. As it is an open market tariffs differ between different traders. Some traders of electricity give rebates to members of different organisations, employees of companies and inhabitants of some municipalities.

The fixed price and the electricity price per kWh can depend on the size of meter fuse, consumption pattern and the amount of electricity use during one year.

For an average consumer with an electrically heated detached house, the composition of the electricity price was 34% energy, 24% transmission and 42% taxes (as of January 1, 2002). A little more than one third of the price is possible to influence by changing supplier on the competitive part of the electricity market.

3. Taxes on electricity

Industrial consumers pay neither tax nor value added on the consumption of electricity.

Domestic consumers paid, in 2001, 0.181 SEK/kWh energy tax on consumption of electricity. Some regions in the northern part of Sweden have a reduction in energy tax and paid only 0,125 SEK/kWh. VAT for electricity, transmission of electricity and energy tax is 25%.

UNITED KINGDOM

1. General framework

Structure of the market

Full competition in the supply of electricity came into effect in May 1999. In England and Wales, Regional electricity companies (RECs) and other suppliers may, after obtaining a licence, supply electricity to consumers. These licence holders include RECs supplying consumers outside their own region. Each REC is obliged, except in specified circumstances, to supply any premises within its authorised area requesting a supply. A number of the major generators also operate as suppliers in the competitive market. In recent years there has been a move towards vertical integration with some generators acquiring supply businesses and some REC owners acquiring generation businesses.

In Scotland there are two main companies: Scottish Power UK plc and Scottish and Southern Energy plc. On 1 October 2001, following licensing changes and transfer schemes approved by the Secretary of State under Schedule 7 of the Utilities Act 2000, the companies demerged into four separate licensed legal entities holding separate licences for generation, transmission, distribution and supply. At the same time in England and Wales each of the RECs split into separate licensed legal entities for distribution and supply. Like RECs in England and Wales, the Scottish companies retain the obligation to supply customers in their own areas in competition with other suppliers. The entire output of the nuclear power stations in Scotland are sold to Scottish Power and Hydro-Electric under long-term contracts.

Electricity in Northern Ireland is generated by three private companies. Transmission, distribution and supply of electricity are the responsibility of Northern Ireland Electricity plc (NIE). NIE will be the major supplier of electricity for the immediate future although three other companies have been successful in applying for a licence to supply customers and others may follow.

Supply and trading of electricity

A wholesale market for the bulk trading of electricity in England and Wales was established on 31st March 1990. This was known as the Pool which was controlled by its members and operated on a day to day basis by the National Grid Company (NGC). The members of the Pool competed in the generation of electricity for sale into the Pool by "bidding" the price, for each station, for each half hour period in the day ahead, at which they were prepared to sell electricity to the "pool". The NGC then scheduled power stations according to the prices bid, taking account of forecast demand and certain other constraints such as limits on transmission capacity.

The Electricity Pool in England and Wales was replaced by New Electricity Trading Arrangements (NETA) at 00.00hrs on 27 March 2001. The new trading arrangements are much more like those in other commodity markets. They comprise a series of bilateral markets (i.e. genuine two-side markets unlike the Pool) designed to encourage competition and liquidity and to remove distortions in the market.

The key features of NETA are:

- a forwards market where generators are able to contract with suppliers and large customers for the physical delivery of electricity. Such contracts can be struck close to the time of delivery or a year or more ahead;

- screen-based short-term power exchanges to enable participants to refine their contract positions close to real time in the light of current information (e.g. on the weather);
- a balancing mechanism operating from 3½ hours ahead of real time up to real time, in which the National Grid Company, as system operator (SO), accepts offers of and bids for electricity to enable it to balance the transmission system (NGC may also contract ahead for balancing services). However, the vast majority of trading takes place in the forward markets rather than in the Balancing Mechanism (BM)— on average only about 3% of national energy demand is accepted in the BM; and
- a settlement process to deal with the financial settlement of balancing mechanism trades and to deal with those participants whose generation or consumption of electricity is out of balance with their notified position. The Balancing Mechanism/ System is the means by which the SO balances the system between gate closure and real time for each half hour period. Participants which end up out of balance are subject to imbalance prices which are designed to reflect the costs of imbalances having to be resolved by NGC. These are known as the System Buy Price (SBP) and the System Sell Price (SSP).

At present the New Electricity Trading Arrangements (NETA) do not apply in Scotland. Ofgem propose to introduce Great Britain (GB) wide or British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA). BETTA will see the introduction of common market based arrangements for the wholesale trading of electricity across GB utilising, where appropriate the present arrangements in England & Wales. Ofgem proposes to introduce BETTA by 1 April 2004.

In the absence of a competitive Scottish wholesale market, Scottish Power and Scottish and Southern Energy have agreed with Ofgem:

- A price cap for wholesale electricity trades between the host generators and suppliers; and
- Top-up and spill prices to apply to imbalance volumes incurred by independent generators and suppliers.

The Director General of Electricity for Northern Ireland is charged with responsibility for the development of wholesale competition and is at an advanced stage in considering how best this might be achieved. He is currently consulting closely with NIE, the generators and other interested parties on the development of competition in supply to larger customers. The DGENI proposes commissioning research to advise on the way in which further market opening can be achieved without weakening still further the most vulnerable households in Northern Ireland.

Regulation of the industry

All companies supplying electricity in GB, apart from those qualifying for exemptions, are required to obtain licences from either the Director General of Electricity Supply, now the Gas and Electricity Markets Authority, the Secretary of State for Trade and Industry or the Secretary of State for Scotland. Since privatisation, the issue of licences has been delegated to the Director General in most cases. The Director General is also responsible for ensuring that licence holders abide by the conditions laid out in their licences.

The Director General of Electricity Supply for Northern Ireland (DGENI) has responsibility for regulating the industry in Northern Ireland on a day-to-day basis and is responsible for granting licences for the generation, transmission and supply of electricity.

Regulation of electricity prices

In both Great Britain and Northern Ireland the respective Director General of Electricity Supply has to satisfy himself that any changes in the price of monopoly services proposed by a company are consistent with its licence conditions.

These price control formulae contained within the licences link maximum allowed revenues in one year to those allowed in the previous year and the percentage change in the Retail Prices Index (RPI). These price controls now only apply to the former RECs when operating in their own public electricity supply area.

In England and Wales there is no price control on generation, as this is subject to competition and changes in generation costs may therefore be passed on to the customer in full.

In April 2001 price controls were lifted for Public Electricity Supplier domestic customers on direct debit tariffs. In April 2002 all remaining price controls were lifted. Thus the prices charged by suppliers to domestic customers in the UK are no longer subject to regulatory price control.

Charges for use of the National Grid Company's transmission system are again controlled by an RPI - X formula. From April 1993 to March 1997 X was set to three. The current control will operate for 4 years from April 1997. NGC's allowed revenues will fall by 20% in the first year and by 4% per annum in real terms in each of the subsequent 3 years. The DGES estimated that the new control would mean a reduction in the domestic customers' bills of around 4 GBP per year, and would reduce NGC's allowed revenue by nearly 1 billion GBP over the 4 year period.

The National Grid Company amended its zonal system of charges in 1992 so as to reflect more closely the costs imposed by customers in their use of the network. In November 1995 the Director General of Electricity Supply (DGES) called for charges for transmission losses to more closely reflect the costs involved. However, he made it clear that Generators, as well as customers, should share the charge for transmission losses with the aim of sending clear signals about future siting of power stations. Under present arrangements charges are made on a uniform basis with no regard to the distance between generation and end user.

In Scotland, where there is vertical integration, Hydro-Electric and ScottishPower hold composite licences covering transmission, distribution and public supply. Income from their distribution businesses, per kWh distributed, is controlled by an RPI - X formula, where X is -1% and -2% respectively. Revenue from transmission activities is similarly controlled, with X set to 1.5% and 1%.

For the supply business it has been proposed that there is a fixed component plus a charge per customer and an allowance per unit supplied, all of which are to be controlled by RPI - 2%. Hydro-Electric objected to these proposals and the matter was referred to the Mergers and Monopolies Commission Inquiry. The commission recommended certain modifications to Hydro-Electric's composite licence which have now been implemented by the DGES.

Tariffs in Northern Ireland are fixed by NIE after consultation with the DGESNI on an RPI - X formula, applying to a total revenue cap on the transmission and distribution business of NIE. The formula contains a weighted average of two components: a fixed component independent of the level of sales and a variable component which takes account of sales. The overall effect is to strengthen NIE's incentive to promote energy efficiency. The supply side of NIE's business is also regulated by an RPI - X formula.

The ability of NIE to pass through generation costs to customers is also regulated in a way which gives NIE an incentive to buy power as cheaply as possible.

2. Pricing of electricity

2.1 Industrial consumers

At present in England, Wales and Scotland, industrial and commercial customers can obtain their supply from a company of their choice. The price is determined for each individual customer and usually related to maximum demand, consumption and the seasonal and daily pattern of use. Depending on the supplier, options are sometimes available to larger industrial customers under which the contract price is related to the wholesale prices. Customers of some supply companies can also negotiate Load Management terms whereby the price is lowered in return for an agreement to reduce load at peak periods.

Customers in Northern Ireland with a demand of over 1 MW are obliged to enter into a contract for supply. Customers below this limit can be charged according to published tariffs by Northern Ireland Electricity or under contract from another licensed supplier.

2.2 Domestic consumers

Competition was introduced for domestic and smaller industrial and commercial customers, i.e. those consuming up to 100 000 kWh a year, over an eight month period from September 1998. By May 1999, all customers were able to choose their electricity supplier from a list of suppliers licenced by the industry regulator, Ofgem. At that time, all the Public Electricity Suppliers, as the dominant supplier within their own region, were still bound by supply price controls set by Ofgem. New entrant suppliers in the electricity market were not subject to price controls, the prices they charge to customers are a matter for individual companies to set. There are three main types of payment method, the credit tariff where customers receive quarterly bills in arrears, which applies to the majority of domestic sector sales, the direct debit tariff (where payments are usually made on a monthly basis, direct from the customer's bank account) and the domestic prepayment tariff where customers pay in advance via a meter.

In addition to the three payment methods, domestic electricity customers can also choose between different tariffs depending on their pattern of consumption. The two most common ones are :

Standard tariff :

Some companies still offer the traditional method of charging to customers, where a daily standing charge is charged separately from the unit charge for each kWh of electricity consumed. Many companies have now moved away from this system and now offer a two-rate unit charge without a separate daily standing charge. Effectively, a company will decide on the level at which the second unit rate will be applied. A customer will be charged one rate for the units used up to this level each quarter and will be charged the second unit price for all consumption over this level each quarter.

Economy 7/White Meter tariff :

The main difference between an Economy 7/White meter tariff and a standard tariff is that the Economy 7/White Meter tariff offers cheaper electricity to customers between certain off-peak hours. This allows customers, particularly those who use electricity for heating, to benefit from cheaper prices during the night. It also helps the electricity companies balance the load more easily.

3. Taxes on electricity

The Climate Change Levy came into effect from 1st April 2001 and applies to the non-domestic use of energy. The levy is one of a number of measures in the UK's Climate Change Programme to tackle climate change by encouraging energy efficiency across business as a whole which will lead to lower greenhouse gas emissions. Energy intensive industries receive an 80% levy discount where they have committed to challenging energy saving targets in negotiated agreements with the Government. On average the Climate Change Levy increases the price of a unit of electricity by 7 per cent.

VAT is paid at a rate of 17.5% for non-domestic users and 5% for domestic users. VAT is deductible for industrial and commercial users subject to the general tax system.

INTRODUCTION

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

Conformément à l'article 1.2 de cette Directive, cette publication présente un résumé des systèmes de prix en vigueur en 2001, et complète les informations publiées dans les "Statistiques en bref" semestrielles et les "Prix de l'électricité" 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 de l'électricité auxquels nous exprimons nos sincères remerciements.

SIGNES ET ABRÉVIATIONS

V	Volt
kV	Kilovolt (= 1 000 V)
A	Ampère
kVA	Kilovoltampère
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
GWh	Gigawattheure (10 ⁶ kWh)
MW	Mégawatt (10 ³ kilowatts)
EUR	Euro (€)
Cent	Euro cent (1/100 EUR)
DKK - øre	Couronne danoise - øre = 1/100 DKK
DEM - Pf	Mark allemand - Pf = 1/100 DEM
ATS	Schilling autrichien
SEK	Couronne suédoise
GBP	Livre sterling
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée

BELGIQUE

1. Cadre général

La fixation des prix maximaux de l'électricité relève de la compétence du ministre fédéral de l'économie sur la base de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 22 janvier 1945 sur la réglementation économique et les prix. L'intervention ministérielle s'effectue pour les clients finals n'ayant pas la qualité de client éligible sur recommandation du Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz et, le cas échéant, pour les clients finals éligibles, sur recommandation de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz.

En 2001, étaient considérés comme clients éligibles tous les clients finals consommant plus de 20 GWh par an par site, y compris l'autoproduction.

En 2002, les seuils d'éligibilité des clients finals se présenteront comme suit : en Région flamande, seront éligibles les clients finals consommant annuellement plus de 1 GWh; en Région wallonne et dans la Région de Bruxelles-Capitale, le seuil d'éligibilité demeurera fixé à 20 GWh par an et passera à 10 GWh en 2003.

2. Tarification de l'électricité

2.1. Consommateurs industriels

Les tarifs décrits ci-après ont fait l'objet de recommandations du Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz. A l'exception du tarif C, ces tarifs ont été confirmés par un arrêté ministériel du 12 décembre 2001 (Moniteur belge du 15 décembre 2001).

Il existe 4 tarifs haute tension : A, B, C et horo-saisonnier.

- Le tarif C s'applique aux clients dont la puissance dépasse 4.000 kW, raccordés à une tension inférieure ou égale à 15 kV au secondaire d'un grand poste de transformation et ayant pris en charge leur raccordement. Il existe trois versions : courte, moyenne, longue utilisation, toutes saisonnalisées. Une version de base, non saisonnalisée, existe pour le tarif longue utilisation.
- Le tarif B s'applique aux prélèvements dont la puissance est inférieure à 4.000 kW, pour autant que l'application du tarif A ne soit pas plus favorable sur une base annuelle. Une puissance minimale de 1.000 kW est facturée en terme de puissance mise à disposition.
- Le tarif A est appliqué à la clientèle prélevant une puissance inférieure à 1.000 kW; au-delà, le tarif le plus favorable du A ou du B est appliqué automatiquement par période correspondant à l'année civile.
- Le tarif horo-saisonnier couvre le domaine d'application des tarifs A et B. Il s'agit d'un tarif optionnel, également d'application par périodes de 12 mois consécutifs. Il s'adresse aux clients qui sont en mesure d'adapter leurs prélèvements aux signaux de prix différenciés que comporte ce tarif.

Une redevance fixe mensuelle par point de fourniture est appliquée aux clients HT pour couvrir les coûts de comptage, de relevé et de facturation.

Le tarif A n'est pas saisonnalisé : il existe en 2 versions en fonction des prélèvements prépondérants (éclairage ou force motrice). Ce tarif comprend un terme lié à la puissance maximale $\frac{1}{4}$ horaire prélevée, un prix d'énergie en heures pleines et en heures creuses. Un mécanisme de plafonnement du prix aux faibles utilisations existe également.

Les tarifs horo-saisonniers, B et C moyenne et longue utilisation sont saisonnalisés; ils comportent un terme (non saisonnalisé) fonction de la puissance mise à disposition durant les 12 derniers mois, un terme lié à la puissance maximale prélevée, ainsi qu'un prix d'énergie en heures pleines et en heures creuses fonction de la saison.

Le tarif horo-saisonnier et C courte utilisation comportent en outre des périodes de pointe durant les mois d'hiver; celles-ci durent 4 heures par jour au cours des heures pleines.

Les heures pleines couvrent une période de 15 heures par jour du lundi au vendredi, à l'exception des jours fériés légaux nationaux. Les heures creuses constituent le solde.

Pour tous les tarifs haute tension, la mesure de la puissance maximale (kW) s'effectue sur une base quart-horaire.

Pour les tarifs A, B et C, l'énergie réactive est facturée sur base de l'énergie réactive consommée dépassant respectivement 50 %, 50 % et 33 % de l'énergie active totale consommée.

Les tarifs de complément et de secours s'appliquant aux clients autoproducteurs sont les versions tarifaires saisonnalisées des tarifs s'appliquant aux clients ordinaires.

2.2. Consommateurs domestiques

Les tarifs basse tension mentionnés ci-dessous sont applicables aux clients résidentiels mais également aux clients professionnels raccordés au réseau de distribution basse tension. Recommandés par le Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz, ces tarifs sont repris dans l'arrêté ministériel précité du 12 décembre 2001.

Le tarif normal comprend une redevance annuelle et un seul prix pour le kWh.

Le tarif bihoraire comporte une redevance annuelle (plus importante que dans le cas du tarif normal), un prix du kWh de jour identique au tarif normal et un prix du kWh de nuit moins élevé.

Pour les clients disposant d'une puissance supérieure à 10 kVA une redevance complémentaire annuelle est exigée.

Le tarif 30 kVA normal ou bihoraire est appliqué aux clients ayant un minimum de 30 kVA mis à disposition et pour autant que le tarif normal ne soit pas plus favorable. Outre la redevance annuelle, une redevance complémentaire avec un minimum de 30 kVA facturés est exigée. Le prix du kWh de jour est inférieur à celui du tarif normal, le prix de nuit est identique à celui du tarif bihoraire.

Le tarif exclusif de nuit est applicable à des appareils raccordés de manière permanente sur un circuit séparé qui est mis sous tension, par télécommande, 9 heures par nuit; il comporte une redevance annuelle et un prix du kWh plus faible que celui du kWh de nuit du tarif bihoraire.

Certaines catégories de clients spécifiquement déterminées (bénéficiaires du minimum de moyens d'existence, d'une allocation aux handicapés, ...) peuvent disposer de tarifs sociaux spécifiques normal ou bihoraire, lesquels impliquent une exonération de la redevance annuelle du tarif normal et l'octroi de 500 kWh gratuits par an.

3. Taxes sur l'électricité

Les ventes d'électricité sont soumises à une taxe sur la valeur ajoutée (TVA) de 21%.

Une cotisation sur l'énergie, instaurée par une loi du 22 juillet 1993, qui s'élève à 0,13634 cent par kWh est prélevée sur les fournitures en basse tension, à l'exception des clients disposant des tarifs sociaux spécifiques.

Une surcharge, qui s'élevait en 2001 à 0,0125 cent par kWh, est appliquée pour couvrir les frais de fonctionnement de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz.

DANEMARK

1. Cadre général

Il n'existe pas de tarification nationale type au Danemark. Chacune des quelque 140 sociétés de distribution a ses propres tarifs publics, auxquels viennent s'ajouter des contrats individuels.

Une nouvelle loi globale sur l'électricité prévoyant l'ouverture progressive, sur trois ans, du marché de l'électricité est entrée en vigueur au 1er janvier 2000. Depuis janvier 2001, le marché est ouvert pour les consommateurs de plus de 1 GWh par an. A partir de janvier 2003, le marché sera ouvert pour tous les consommateurs.

Depuis le 1er janvier 2000, la tarification est progressivement adaptée aux nouvelles réglementations et à la concurrence. Les prix à l'utilisateur final sont fixés en fonction d'éléments de coût distincts :

- prix de l'énergie;
- redevance pour l'utilisation du réseau;
- paiement au titre d'obligations de service public (englobant également l'énergie renouvelable et d'autres énergies prioritaires).

La redevance pour l'utilisation du réseau est fixée au kWh en fonction d'un tarif timbre-poste. Le paiement au kWh au titre d'obligations de service public est identique pour l'ensemble des consommateurs à l'ouest et à l'est du Danemark.

2. Tarification de l'électricité

Au Danemark, les consommateurs (y compris les consommateurs industriels) sont, pour la plupart, approvisionnés sur la base de tarifs publiés. A la suite de l'ouverture des marchés à la concurrence, les factures d'un nombre croissant de consommateurs sont établies sur la base de contrats individuels. Ces contrats concernent toutefois uniquement le prix de l'énergie, et non la redevance pour l'utilisation du réseau, ni le paiement au titre d'obligations de service public. Il n'existe, à l'heure actuelle, aucune statistique sur ce type de contrats.

Tous les tarifs sont publiés. L'association des distributeurs danois d'électricité recueille et publie ces tarifs dans un rapport annuel en mars/avril. Les prix sont révisés, pour la plupart, au premier janvier de chaque année.

2.1 Consommateurs industriels

La plupart des distributeurs proposent des tarifs en fonction du moment de la journée aux plus gros consommateurs. En général, les tarifs appliqués à l'utilisateur final ne dépendent pas du secteur d'utilisation finale, mais du niveau de raccordement au réseau en kV et, dans une certaine mesure, de la consommation.

Le tarif auquel sont assujettis les gros consommateurs se compose, en règle générale, d'une prime fixe et d'une prime d'énergie. La prime d'énergie peut comporter un prix forfaitaire ou un tarif en fonction du moment de la journée, modulé normalement selon trois périodes.

2.2 Consommateurs domestiques

Au Danemark, les compagnies d'électricité ne pratiquent pas toutes la même tarification. Néanmoins, le tarif domestique normal consiste en une prime annuelle fixe, payable à l'avance, et en un prix unique au kWh. Il n'existe pas d'accords spéciaux pour les ménages consommant peu d'électricité.

3. Taxes sur l'électricité

Les taxes sur l'électricité se composent de trois éléments :

Taxe sur l'énergie

A compter du 1er janvier 2001, le taux est de 55,1 øre/kWh pour la plupart des utilisateurs non commerciaux. Il comprend un «impôt sur la distribution» s'élevant à 4 øre/kWh et une redevance de 0,6 øre/kWh au titre de mesures de conservation de l'énergie. Pour les ménages ayant le chauffage électrique et consommant plus de 4 000 kWh par an, l'excédent est toutefois taxé à 48,6 øre/kWh.

Pour les consommateurs immatriculés à la TVA, la majeure partie de la taxe sur l'énergie est remboursée, à l'exception de 1 øre/kWh dû à titre d'«impôt sur la distribution». Aucune récupération n'est toutefois possible pour la part de l'électricité utilisée aux fins de chauffage des locaux.

Taxe sur le CO₂

Le taux de taxation est fixé à 10 øre/kWh. Cette taxe est payée par tous les clients. La plupart des entreprises immatriculées à la TVA peuvent s'en faire rembourser immédiatement 10 %. Des remboursements supplémentaires sont possibles pour certains clients, en fonction de l'intensité de la consommation électrique et du type de processus.

TVA

Le taux de TVA est fixé à 25 %. La TVA est payée par tous les clients. Cependant, pour les entreprises immatriculées à la TVA, elle est intégralement récupérable.

Depuis le 1er janvier 2000, l'ancienne taxe sur le SO₂, de 1,3 øre/kWh, est prélevée sur le combustible nécessaire à la production d'électricité.

RÉPUBLIQUE FÉDÉRALE D'ALLEMAGNE

1. Cadre général

Le marché de l'électricité en Allemagne est complètement libéralisé depuis 1999. La législation applicable est la suivante :

- Loi relative à la réorganisation du secteur énergétique du 24 avril 1998.
- Accord industriel sur les critères de fixation des droits d'utilisation du réseau de transport de l'énergie électrique du 13 décembre 1999.
- Règlement tarifaire fédéral pour l'électricité (*BTOEIt*) du 18 décembre 1989.

Autres lois et décrets :

- Décret relatif aux conditions générales de fourniture d'électricité aux clients tarifaires (*AVB EItV*) du 21 juillet 1979
- Décret relatif aux redevances de concession pour l'électricité et le gaz (*KAV*) du 9 janvier 1992
- Premier décret portant modification du décret relatif aux redevances de concession du 22 juillet 1999
- Loi sur la priorité des énergies renouvelables (*EEG*) du 29 mars 2000

- Loi sur la protection de la production d'électricité par cogénération (*KWKG*) du 12 mai 2000

2. Tarification de l'électricité

2.1 Consommateurs industriels

Pour les prix et conditions de fourniture de ces clients, le principe de la liberté contractuelle est applicable. Les relations juridiques entre les sociétés de distribution d'électricité et les clients à contrat spécial sont régies par des contrats individuels de fourniture d'électricité, convenus entre les parties concernées.

Dans la mesure où ces contrats concernent des consommateurs ayant besoin d'une certaine puissance, qui puisse encore être mise à disposition avec une moyenne tension (jusqu'à 20 kV environ), des contrats types, partiellement adaptables au profil de consommation spécifique du client, se sont développés. De tels contrats comprennent généralement les trois éléments de prix suivants :

- la prime fixe pour la puissance maximale appelée au cours de l'année;
- le prix de l'énergie pour chaque kWh consommé (avec, en général, une distinction entre un prix en heures pleines et un prix en heures creuses);
- la redevance de comptage ou de facturation pour la mise à disposition et le relevé des appareils de comptage, ainsi que pour les frais recouvrement.

Les contrats de fourniture d'électricité sont, en outre, soumis aux dispositions de la loi sur les conditions générales de vente (*AGBG*) du 9 décembre 1976.

Lors de l'élaboration de ces contrats, toutes les variantes imaginables sont possibles, grâce à l'intervention de facteurs tels que le niveau de tension du réseau sur lequel le courant est prélevé, l'appel de puissance et le volume de consommation prévus, la localisation temporelle de la pointe d'appel de puissance, le moment des prélèvements et l'interruptibilité de la fourniture à l'appréciation de la société de distribution d'électricité. Des contrats prévoyant des prix différents pour l'été et pour l'hiver peuvent également être conclus. Par ailleurs, les parties contractantes conviennent souvent de majorations ou de remboursements pour la consommation d'énergie réactive.

2.2 Consommateurs domestiques

Cette catégorie de clients relève, en Allemagne, de la formule spéciale du tarif général des fournitures en basse tension, qui se fonde sur le règlement tarifaire fédéral pour l'électricité (*BTO Elt*), en vertu duquel les sociétés de distribution d'électricité doivent proposer un tarif obligatoire, à structure binôme, comportant des éléments de prix fonction de l'énergie et de la puissance. Dans le cadre de ce système, des prix de l'énergie uniques sont appliqués pour les plages de consommation avec et sans mesure de puissance, ainsi que pour les différents types de besoins. La prime de puissance est déterminée en mesurant ou en calculant la puissance appelée. Le tarif obligatoire contient un prix moyen limite, qui ne doit pas être dépassé. De surcroît, une option "heures creuses", qui ne peut être choisie qu'en combinaison avec le tarif obligatoire, doit être proposée. Cette formule tarifaire n'est pas limitée à certains équipements électriques et un supplément est souvent facturé pour la consommation de courant en dehors de la période creuse (la nuit, généralement). Depuis la libéralisation du marché allemand de l'électricité, il existe également pour le secteur tarifaire des arrangements dits "spéciaux", comprenant des durées de contrat et des délais de résiliation convenus au cas par cas.

Parallèlement aux modalités de tarification précitées, il existe aussi, dans le domaine de la basse tension, des tarifs spécifiques pour certains équipements électriques, tels que les pompes à chaleur et les appareils de chauffage électrique à accumulation (ainsi que les chauffe-eau à accumulation de grande capacité, en partie), dont les prix de l'énergie sont inférieurs à ceux de l'option tarifaire "heures creuses".

3. Taxes sur l'électricité

En République fédérale d'Allemagne, le taux normal de l'impôt sur le chiffre d'affaires (taxe sur la valeur ajoutée) s'applique aux fournitures d'électricité. En 2001, il s'élevait à 16 %. Les clients commerciaux, industriels et autres ayant droit à déduction de la taxe payée en amont peuvent déduire la taxe sur la valeur ajoutée lors de la détermination de leur propre dette fiscale. Depuis le 1er avril 1999, une taxe sur l'électricité, dont le montant est également soumis à l'impôt sur le chiffre d'affaires, est perçue dans le cadre de la réforme fiscale écologique. Le taux normal de cette taxe s'établissait à 2,0 Pf/kWh (0.01 EUR/kWh) au cours de la première année et augmente de 0,5 Pf/kWh chaque année, jusqu'à atteindre 4,0 Pf/kWh (0.02 EUR/kWh) en 2003. Des taux réduits de 50 % sont applicables pour le courant de traction des transports ferroviaires locaux et longue distance, de même que pour les appareils de chauffage à accumulation nocturne mis en service avant le 1er avril 1999. Les entreprises industrielles et les exploitations agricoles ne sont taxées qu'à hauteur de 20 % du taux plein.

GRÈCE

1. Cadre général

Le ministre du développement doit, sur recommandation de l'autorité de régulation de l'électricité, approuver tous les tarifs appliqués, à l'exception de ceux proposés par les fournisseurs aux clients éligibles. Il existe également des dispositions transitoires spéciales qui limitent les tarifs appliqués par la compagnie publique grecque d'électricité ("Dimosia Epihirisi Ilektrismou"/DEI) aux clients éligibles, tant que cette société restera le fournisseur en position dominante.

En 1999, la Grèce a adopté la loi sur la libéralisation, qui a transposé les dispositions de la directive relative à l'électricité dans le droit national grec.

- En vertu de la loi de libéralisation 2773/1999 et en application du décret présidentiel 333/2000, la compagnie DEI a été transformée, avec effet au 1er janvier 2001, en une société anonyme de droit grec.
- Sur le plan juridique, le marché grec de l'électricité a été ouvert à la concurrence le 19 février 2001. Un arrêté ministériel a établi que le marché constitué par l'ensemble des consommateurs d'électricité haute ou moyenne tension ("clients éligibles"), qui, en termes de consommation d'énergie électrique, représentent 34 % du marché de la fourniture d'électricité, était ouvert à la concurrence.

Par ailleurs, la loi de libéralisation prévoit des changements dans les domaines de la production, de l'importation, de l'exportation, de l'achat et de la vente d'électricité :

- Création, le 1er juillet 2000, d'une autorité indépendante chargée de réguler le marché de l'énergie. L'autorité de régulation de l'électricité exerce des fonctions de consultation et de surveillance, le pouvoir de décision appartenant au ministre du développement.
- Mise en place, le 3 mai 2001, du gestionnaire du réseau de transport grec, en tant qu'entité indépendante responsable de l'exploitation ainsi que de l'entretien et du développement du réseau de transport interconnecté et de ses interconnexions avec d'autres réseaux.
- Introduction de la concurrence dans le domaine de la production d'énergie grâce à la délivrance d'autorisations de produire de l'électricité dans le cadre du réseau interconnecté et à une procédure d'appel d'offres pour les autorisations d'installer des capacités de production dans les îles autonomes. Au 1er février 2002, le ministre du développement, après consultation de l'autorité de régulation, avait délivré plusieurs licences pour la construction de nouvelles capacités de production ainsi que pour la fourniture d'électricité par des entités possédant une capacité de production supérieure à 6 500 MW.

2. Tarification de l'électricité

Le système tarifaire est uniforme pour tous les consommateurs de l'ensemble du pays.

2.1 Consommateurs industriels

Les facteurs influençant les prix sont les suivants :

- la tension d'alimentation (BT 220/380 V, MT 20 kV, HT 150 kV);
- l'usage;
- le niveau de la puissance maximale souscrite (kW);
- le moment d'utilisation de la puissance souscrite.

Les tarifs industriels basse tension sont de trois types :

- tarif binôme, comprenant une prime fixe pour quatre mois et un prix de l'énergie unique (tarif Γ21/B);
- tarif trinôme, comprenant une prime fixe mensuelle, une prime de puissance et un prix de l'énergie unique (tarif Γ22/B);
- tarif jour/nuit, comprenant une prime fixe pour quatre mois, ainsi que deux prix du kWh modulés suivant l'heure de la journée (tarif Γ23/B).

Pour les consommateurs industriels moyenne tension, il existe deux groupes de tarifs mensuels :

Le premier groupe comprend deux tarifs dont peut bénéficier tout client industriel moyenne tension :

- le premier tarif (B1/B) est prévu pour les clients industriels moyenne tension à facteur d'utilisation élevé. Il s'agit d'un tarif binôme, comportant une prime de puissance et un prix de l'énergie double, fonction de la puissance mensuelle maximale appelée.
- le deuxième tarif (B2/B) est prévu pour les clients industriels moyenne tension à faible facteur d'utilisation. Il s'agit d'un tarif binôme, comportant une prime de puissance et un prix de l'énergie unique.

Le deuxième groupe comprend deux tarifs dont peuvent bénéficier les clients industriels moyenne tension disposant d'une puissance souscrite supérieure à 3 000 kW :

- le premier tarif (B15B) est prévu pour les clients à facteur d'utilisation élevé et le deuxième (B25B) pour les clients à faible facteur d'utilisation. Il s'agit, dans les deux cas, de tarifs binômes, comprenant un terme lié à la puissance souscrite et un terme lié à la consommation pendant les heures de pointe, de jour et de nuit.

Pour les clients à très forte utilisation raccordés directement au réseau de 150 kV (haute tension), un tarif mensuel différent, constitué d'une prime de puissance et d'un prix de l'énergie différenciés suivant la période de consommation de l'électricité, c'est-à-dire heures de pointe, heures creuses (la nuit) et heures intermédiaires, est appliqué.

2.2 Consommateurs domestiques

Les facteurs influençant les prix sont les suivants :

- le nombre de phases (courant mono- ou triphasé);
- l'usage;
- le moment d'utilisation.

Deux tarifs sont applicables :

- un tarif (G1) comportant une prime fixe pour quatre mois et un prix du kWh valable pour toute consommation durant la période de 24 heures. Ce tarif présente une structure par tranches

inversée, qui a pour effet de faire croître le prix de l'énergie avec la consommation, d'où un prix moyen plus bas pour les ménages à faible consommation.

- un tarif jour et nuit (G1N). Le tarif de jour est le même que celui mentionné ci-dessus, tandis que le tarif de nuit contient un prix de l'énergie distinct et réduit, permettant d'obtenir une électricité moins chère entre 23 h et 7 h. DEI propose également les mêmes prix avec une variation saisonnière. Entre le 1er mai et le 31 octobre, ces prix réduits s'appliquent de 23 h à 7 h, alors que, pendant le reste de l'année, ils peuvent aussi s'appliquer de 2 h à 8 h et de 15 h 30 à 17 h 30. Ce tarif n'est pas limité à des circuits électriques spécifiques, mais il est principalement utilisé pour le chauffage par accumulation.

Les primes fixes couvrent les frais de comptage et de facturation.

En outre, il existe, en Grèce, un "tarif social" destiné aux familles nombreuses (tarif GT). Celui-ci est prévu pour les familles comptant au moins quatre enfants et uniquement pour une consommation "de jour" inférieure ou égale à 3 000 kWh par période de quatre mois. En cas de dépassement de ce seuil, le client se verra facturer, au tarif résidentiel normal, la totalité de l'énergie consommée au cours de la période considérée.

2. Taxes sur l'électricité

Seule la TVA au taux de 8 % est due.

ESPAGNE

1. Cadre général

Depuis le 1er janvier 1998, conformément à la loi relative au secteur de l'électricité, la fourniture d'énergie électrique est libéralisée progressivement, afin de permettre aux consommateurs qualifiés la libre souscription de l'énergie, par accès direct au marché ou sous diverses formes contractuelles qui se développeront au fil de l'évolution du marché.

Cette libéralisation de la fourniture d'électricité est rendue possible par :

- le libre accès aux réseaux de transport et de distribution pour les consommateurs qualifiés par l'intermédiaire du système de péage de transit réglementé sous forme de tarifs d'accès;
- la création de la fonction de "fournisseur commercial". Conformément à la loi, les "fournisseurs commerciaux" sont des personnes morales qui, ayant accès aux réseaux de transport et de distribution, ont pour rôle de vendre de l'électricité aux consommateurs qualifiés.

Pour faciliter l'adaptation à ce modèle, il est prévu de maintenir des tarifs intégraux dont ces consommateurs pourront continuer à bénéficier, s'ils décident de ne pas faire valoir leur statut d'opérateur qualifié et donc de renoncer à la possibilité de souscrire librement des contrats pour leur approvisionnement en énergie électrique.

Aux termes de la loi susmentionnée, le statut de "consommateur éligible" est déterminé en fonction de la consommation annuelle par point de fourniture ou par installation. Le calendrier de libéralisation a commencé en 1998 pour les consommateurs consommant plus de 15 GWh/an et pour les opérateurs de transport par chemin de fer, y compris les métros, l'ensemble des consommateurs devant acquérir le statut de qualifiés en diverses étapes résumées dans le tableau suivant :

Calendrier de libéralisation de la consommation	
1.1.1998	Consommateurs de > 15 GWh/an Opérateurs de transport par chemin de fer, y compris les métros
1.1.1999	Consommateurs de > 5 GWh/an
1.4.1999	Consommateurs de > 3 GWh/an
1.7.1999	Consommateurs de > 2 GWh/an
1.10.1999	Consommateurs de > 1 GWh/an
1.7.2000	Consommateurs de > 1 GWh/an ou avec une tension de fourniture de 1kV
1.1.2003	Ensemble des consommateurs

En 2001 et jusqu'en janvier 2003, sont donc "éligibles" les consommateurs ayant une consommation annuelle supérieure à 1 GWh ou une tension de fourniture de 1 kV, ainsi que les opérateurs de transport par chemin de fer, y compris les métros.

2. Tarification de l'électricité

Depuis le 1er janvier 1998, les tarifs de fourniture d'énergie électrique s'appliquent aux consommateurs non éligibles et aux consommateurs éligibles qui ne font pas valoir leurs droits en tant que tels.

Les tarifs électriques sont des tarifs maximaux unifiés sur l'ensemble du territoire et s'appliquent à l'ensemble des consommateurs finals. Les prix sont actualisés à chaque exercice. Une fois calculé le tarif moyen, on procède à sa répartition entre les divers tarifs.

La structure du système, constituée par les divers tarifs et leurs conditions d'application, a été instaurée en 1983, puis adaptée jusqu'à la mise en œuvre intégrale du système en 1987. Par la suite, de petites modifications ont permis d'améliorer le système et de le rendre plus flexible.

Le système tarifaire général s'articule autour de tarifs généraux établis en fonction de la tension de fourniture et de l'utilisation de la puissance souscrite (applicables à tout type de consommateur) et de tarifs spéciaux pour l'éclairage public, l'irrigation, la traction, les distributeurs (applicables uniquement à de petits distributeurs existants), les grands abonnés et les tarifs ménagers 1.0 et 2.0; les quatre premiers sont conditionnés soit par l'utilisation de l'énergie, soit par les caractéristiques de la fourniture, et les deux derniers incluent dans leurs prix la forme de consommation.

La formation du prix final de l'énergie électrique consommée repose sur une facturation de base binôme, dépendant de la puissance souscrite et de l'énergie consommée. On ajoute algébriquement à cette facturation de base les majorations et remises correspondant aux quatre compléments tarifaires (discrimination horaire, consommation d'énergie réactive, saisonnalisation et interruptibilité) et l'on obtient ainsi le prix final de l'énergie. La facture d'électricité inclut également le montant de la location des équipements de mesure et les impôts.

Quatre compléments tarifaires peuvent s'appliquer :

- le complément pour discrimination horaire est calculé comme une remise ou majoration en euro en fonction de la forme de consommation et de la taxe fixe d'utilisation moyenne de l'échelon correspondant. Il existe cinq types de discrimination horaire et le consommateur a le droit de choisir celui qui est le mieux adapté à ses besoins.
- le complément pour consommation d'énergie réactive vise à minimiser la consommation d'énergie réactive en rapprochant le facteur de puissance ($\cos \varphi$) de l'unité. Il est fondé sur des majorations et remises en pourcentage dépendant du facteur de puissance et s'applique à la totalité de la facturation de base. Il varie entre une remise de 4 % pour $\cos \varphi = 1$ et une majoration de 47 % pour $\cos \varphi = 0,5$. Cette option n'est pas disponible pour les abonnés relevant des tarifs 1.0 et 2.0.

- le complément pour saisonnalisation prend en considération les différences de coûts de l'énergie - en fonction de la saison de l'année et a pour objectif de lisser la courbe de charge du réseau. Il prévoit une remise de 10 % sur le prix de l'énergie pour les consommations effectuées en basse saison (mai, juin, août et septembre) et une majoration de 10 % pendant la haute saison (janvier, février, novembre et décembre).
- le complément pour interruptibilité entraîne une modification des conditions générales de souscription de l'énergie électrique pour les grands abonnés aux tarifs généraux de haute tension (puissance souscrite en période de pointe et période creuse ≥ 5 MW); il consiste en ce que le client, en échange de certaines remises sur sa facture, s'engage à réduire sa demande et à ne pas dépasser une puissance préétablie (Pmaxi) pendant les périodes indiquées par son fournisseur.

2. Taxes sur l'électricité

Depuis le 1er janvier 1998, un nouvel impôt spécial est prélevé sur l'électricité, afin de remplacer le montant des aides aux mines de charbon. Son assiette est le prix de l'énergie électrique multiplié par un coefficient de 1,05113. Son taux est de 4,864 %. Cet impôt s'applique sur l'ensemble du territoire national et son montant est également assujéti à la TVA.

La TVA est facturée au taux de 16 %.

FRANCE

1. Cadre général

Seuls les prix de vente aux clients non-éligibles sont réglementés.

Les clients ayant une fourniture de 16 GWh par an et au-delà sont dits éligibles ; ils ont donc accès aux offres de prix du marché libéralisé. En 2003, le seuil d'éligibilité en France sera abaissé à 9 GWh par an.

Avec l'ouverture du marché de l'électricité en France, EDF construit des offres personnalisées destinées à répondre au mieux aux attentes de ses clients. EDF propose par exemple un devis basé sur leur courbe de charge horaire ou encore, structuré au rythme de leur propre activité. Il existe également des offres simplifiées adaptées à la demande des clients. Les fournisseurs autres qu'EDF ont également leurs propres offres de prix.

Les clients non-éligibles bénéficient des tarifs en vigueur. Les clients éligibles gardent la possibilité de conserver leur tarif s'ils ne préfèrent pas une des nouvelles offres de prix.

2. Tarification de l'électricité

2.1 Principes communs aux différents tarifs

Composantes des prix des tarifs

Les tarifs de l'électricité ont une structure binôme, avec d'une part une prime fixe en fonction de la puissance souscrite et d'autre part des prix de l'énergie différents selon les périodes tarifaires horo-saisonnières, pour une année moyenne de 8 760 heures.

Facteurs influençant les prix des tarifs

Des possibilités d'effacement et de modulation de puissance souscrite sont proposés dans les tarifs. Il existe en effet plusieurs possibilités de moduler la puissance souscrite dans les périodes tarifaires. Dans ces cas, la puissance facturée est la puissance réduite ; celle-ci est calculée à partir de la puissance

souscrite en période de pointe et des éventuels suppléments de puissance souscrite dans les autres périodes tarifaires, affectées d'un coefficient réducteur. Les effacements de puissance dans une ou plusieurs périodes permettent donc aux clients de réduire leurs factures.

Toutefois, les consommations de référence retenues dans le cadre de la Directive 90/377/CEE sont considérées sans modulation de puissance souscrite ; de même, seule l'option Base des tarifs est utilisée pour valoriser ces consommations de référence. Or les clients peuvent souscrire notamment l'option Effacement Jour de Pointe (EJP).

2.2 Consommateurs industriels et commerciaux non-éligibles

Tarif Jaune

D'une manière générale, le Tarif Jaune est destiné aux clients souscrivant une puissance comprise entre 36 et 250 kVA. Il est proposé en deux options à date fixe (Base) ou en temps réel (EJP), avec chacune quatre périodes tarifaires, quatre prix de kWh.

Les souscriptions de puissance s'effectuent en puissance apparente (kVA). Elles tiennent donc compte du facteur de puissance de l'installation ; de ce fait, il n'y a pas facturation séparée de l'énergie réactive. Néanmoins la clientèle concernée a intérêt à maintenir son facteur de puissance dans des limites raisonnables, afin d'éviter une souscription trop importante de puissance apparente sur laquelle repose le calcul de la prime fixe.

Tarif Vert

D'une manière générale, le Tarif Vert est destiné aux clients souscrivant une puissance égale ou supérieure à 215 kW ; toutefois les clients éligibles ont la possibilité d'opter pour les offres de prix. Le Tarif Vert est proposé selon des options à dates fixes (Base) ou en temps réel (EJP, Modulable).

La taille d'un client "Vert" détermine le choix de la sous-catégorie : de 250 à 10 000 kW, Tarif Vert A5 ou A8; de 10 à 40 MW, Tarif Vert B; et au-delà de 40 MW, Tarif Vert C.

La version tarifaire retenue (courtes utilisations, moyennes utilisations, longues utilisations ou très longues utilisations) dépend de la durée d'utilisation de la puissance souscrite.

Les souscriptions de puissance s'effectuent en puissance active (kW), pour chacune des périodes tarifaires horo-saisonnnières.

L'énergie réactive est fournie gratuitement :

- jusqu'à concurrence de 40 % de l'énergie active consommée ($\text{tg } \Phi = 0,4$) pendant les heures de pointe en décembre, janvier et février et pendant les heures pleines en novembre, décembre, janvier, février et mars;
- sans limitation pendant les heures creuses de novembre, décembre, janvier, février et mars et pendant la totalité des mois d'avril, mai, juin, juillet août, septembre et octobre.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive consommée au-delà de $\text{tg } \Phi = 0,4$ est facturée mensuellement selon les barèmes de prix en vigueur.

2.3 Consommateurs domestiques

Tarif Bleu

D'une manière générale, le Tarif Bleu est destiné à tous les clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Ce tarif offre plusieurs options avec une, deux ou six périodes tarifaires, qui sont soit à dates fixes (option Base, Heures Creuses) soit à dates déterminées en "temps réel" avec un préavis court (option tempo).

Tarifs sociaux spécifiques

Le tarif "Petites fournitures" est adapté aux clients ayant une consommation faible. L'aide aux clients en difficulté est assurée dans le cadre d'une convention entre EDF et les services sociaux des collectivités locales. Un tarif spécifique "Bien de première nécessité" est en préparation.

3. Taxes sur l'électricité

Les taxes sur l'électricité sont la TVA et, pour les fournitures inférieures à 250 kVA, les taxes locales.

Les taux de TVA sont de 5,5% sur l'abonnement (ou prime fixe), de 19,6% sur la part "énergie" hors taxes et de 19,6% sur le montant des taxes locales.

Les taxes locales (municipale et départementale) sur l'électricité s'appliquent sur les fournitures jusqu'à 36 kVA et, avec une assiette différente, sur les fournitures de plus de 36 kVA jusqu'à 250 kVA. Au-delà de 250 kVA, il n'y a pas de taxes locales.

- Pour la taxe municipale, le taux est compris entre 0 % et 8 % sur 80 % (ou 30 %) de la facture hors taxes.
- Pour la taxe départementale, le taux est compris entre 0 % et 4 % sur 80 % (ou 30 %) de la facture hors taxes.
- Pour Paris il y a une seule taxe de 13,2 % sur 80 % (ou 30 %) de la facture hors taxes.

Les taux moyens ci-dessous indiquent le pourcentage (moyenne nationale) de taxes locales sur 100 % de la facture hors taxes.

- Puissance \leq 36 kVA ou 30 kW : Le taux moyen de taxes locales est de 8,5 % sur le montant total hors taxes
- Puissance : $>$ 36 kVA ou 30 kW et \leq 250 kVA ou 215 kW : Le taux moyen de taxes locales est de 3,2 % sur le montant total hors taxes.

IRLANDE

1. Cadre général

Un projet de loi relatif à la régulation de l'électricité, définissant le cadre pour l'introduction de la concurrence dans la production et la fourniture d'électricité en Irlande, a été publié le 1er décembre 1998. En juillet 1999, la loi de régulation de l'électricité ("Electricity Regulation Act") a été adoptée et la Commission de régulation de l'électricité ("Commission for Electricity Regulation/CER") instituée. La CER est un organe indépendant, chargé de délivrer des licences et de fixer des règles pour la production et la fourniture d'électricité, d'accorder des autorisations pour la construction de nouvelles installations de production, ainsi que de surveiller l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution de la compagnie nationale d'électricité ESB ("Electricity Supply Board").

La première phase de l'ouverture du marché a été mise en œuvre le 19 février 2000. Au stade actuel, les clients ayant une consommation d'électricité par site et par période de douze mois estimée, calculée ou probable de plus 4 GWh sont considérés comme éligibles, c'est-à-dire autorisés à acheter de l'électricité auprès de tout fournisseur titulaire d'une licence.

Le transport d'électricité a été séparé des autres activités d'ESB, afin de constituer une nouvelle société publique indépendante, investie de la fonction de gestionnaire autonome du réseau de transport.

2. Tarification de l'électricité

2.1 Consommateurs industriels

Locaux commerciaux et industriels de petite taille

Le tarif type comprend une prime fixe et deux prix du kWh, avec un prix réduit pour une consommation supérieure à 8 000 kWh par bimestre. Il existe un tarif optionnel jour/nuit, comportant à la fois une prime fixe plus élevée et un prix du kWh de jour plus élevé, mais une réduction importante pour la consommation de nuit. Les deux tarifs prévoient une majoration en cas de faible facteur de puissance.

Locaux commerciaux et industriels de moyenne et grande taille

Ces clients bénéficient normalement de tarifs basés sur la puissance maximale appelée, qui comprennent une prime de puissance maximale bimestrielle, une prime de capacité, une prime fixe, des prix du kWh de jour et de nuit, ainsi qu'une majoration pour faible facteur de puissance.

Les primes de puissance maximale ne sont pas souscrites à l'avance. En revanche, la prime de capacité est établie sur la base de la "capacité d'importation maximale" souscrite, laquelle est convenue entre le client et la division "Réseaux" d'ESB. Lorsqu'aucune capacité d'importation maximale n'a été souscrite, le nombre de kVA à prendre en compte pour la prime de capacité correspondra à la puissance maximale appelée depuis mai 1996, convertie en kVA par division par 0,95. Si la puissance appelée maximale d'un client dépasse sa capacité d'importation maximale, une majoration égale au double de la prime de capacité sera appliquée à l'excédent de puissance pour la période de facturation considérée.

Les primes de puissance comprises dans le tarif basse tension sont les mêmes tout au long de l'année, alors que celles des tarifs moyenne et haute tension sont plus élevées en hiver (novembre - février) que pendant le reste de l'année. Les primes de puissance se limitent normalement aux puissances atteintes au cours de la période 08h00-21h00 GMT, du lundi au vendredi compris. Toutefois, les clients qui informent ESB de leur intention de réduire leur puissance au cours des heures de pointe d'hiver ont la possibilité de ne payer que pour la puissance appelée aux heures de pointe, celles-ci étant notifiées aux clients chaque automne. Elles sont actuellement fixées entre 17h00 et 19h00, du lundi au vendredi.

La puissance est mesurée en kW avec une période "d'intégration" de 15 minutes. La puissance facturable est la puissance maximale bimestrielle réelle ou 50 % de la puissance maximale facturable la plus élevée apparaissant sur l'une des cinq factures bimestrielles précédentes. Pour les clients qui font connaître à ESB leur intention de réduire leur puissance au cours des heures de pointe d'hiver, la clause de 50 % ne s'applique pas pendant les périodes de facturation de novembre/décembre ou de janvier/février.

Une prime fixe bimestrielle est également facturée à tous les clients bénéficiant de tarifs basés sur la puissance maximale appelée. Son montant varie pour les fournitures en basse, moyenne et haute tension.

Tous les tarifs de puissance maximale comportent des prix du kWh distincts selon que la consommation s'effectue de jour ou de nuit. La nuit a une durée de 9 heures (23h00-08h00 GMT). En outre, les tarifs 38 kV et 110 kV ont des prix du kWh plus élevés en hiver qu'en été. Les tarifs du kWh de jour sont à tranches. Un prix de jour réduit s'applique après les 350 premiers kWh/kW de la puissance maximale facturable pour chacune des périodes de facturation bimestrielle.

Une majoration pour faible facteur de puissance, exprimée en cent €/kVARh, est prévue dès lors que le nombre de kVARh mesuré au compteur est supérieur à un tiers du nombre de kWh mesuré au compteur pour une période de facturation bimestrielle donnée.

Un rabais – réservé aux usagers existants – est possible pour les puissances interruptibles supérieures à 250 kW.

Les clients qui s'inscrivent à un programme d'économie d'énergie "Powersave" reçoivent un paiement en cas de réductions de charge faisant suite à une demande du gestionnaire de réseau indépendant.

2.2 Consommateurs domestiques

Le tarif type comprend une prime fixe et un prix du kWh. Il existe un tarif optionnel jour/nuit, comportant une prime fixe plus élevée, mais une réduction importante pour la consommation de nuit. Les deux tarifs imposent une majoration en cas de faible facteur de puissance.

Aucun tarif social spécifique n'est applicable.

3. Taxes sur l'électricité

L'électricité est soumise à un taux de TVA de 12,5 %.

ITALIE

1. Cadre général

Le secteur électrique dans son ensemble est en pleine mutation : le décret amorçant la libéralisation du marché a été adopté le 19 février 1999 et est entré en vigueur le 1er avril de la même année.

Conformément à la nouvelle réglementation, la production, l'importation, l'exportation, l'achat et la vente d'électricité sont libres (dans le respect des obligations de service public). Les activités de transport et de conduite du réseau (appel des centrales) sont réservées à l'État et concédées au gestionnaire de réseau indépendant. L'activité de distribution fait l'objet de concessions (délivrées par le ministère de l'industrie). Les opérateurs exerçant plusieurs activités doivent les dissocier. Dans le cas d'ENEL, le décret prévoit la répartition des activités entre plusieurs sociétés, déjà constituées, qui prendront en charge la production, le transport, la distribution et la vente sur le marché libre.

La mise en œuvre de la réglementation italienne de l'électricité est assurée par l'Autorité de régulation de l'énergie électrique et du gaz, instituée par la loi n°481 de novembre 1995.

Production

D'après la nouvelle réglementation, la production d'électricité est libre et peut, sous certaines conditions, être réalisée par tout opérateur. A compter du 1er janvier 2003, aucun opérateur ne sera autorisé à produire ou à importer plus de 50 % de l'électricité totale produite dans le pays ou importée de l'étranger. Le groupe ENEL doit, par conséquent, réduire sa part de marché, en vendant une partie non négligeable de sa capacité de production (15 000 MW de capacité nette installée). Il comprenait, jusqu'alors, trois sociétés de production, dont la première a été vendue en 2001, des deux autres devant être mises en vente en 2002. La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables sera encouragée.

Transport

En août 1999, ENEL a cédé les activités de conduite (appel des centrales) et de gestion du réseau national au gestionnaire du réseau de transport national (GRTN), dont les actions ont été transférées gratuitement au ministère des finances. Le GRTN est donc une société publique, exerçant ses activités en vertu d'une concession.

Les redevances à verser au GRTN pour l'accès et l'utilisation du réseau sont fixées par l'autorité de régulation de l'énergie, selon des critères non discriminatoires et indépendamment des points d'injection ou de soutirage de l'électricité.

Le gestionnaire du réseau de transport a créé deux sociétés :

- l'«acheteur unique» est censé garantir un approvisionnement continu, sûr et économique au marché captif. Sur la base de prévisions de la consommation annuelle, il passe des contrats d'achat avec des producteurs et des contrats de vente avec des distributeurs, afin d'assurer un tarif unique à la clientèle captive. L'acheteur unique n'est pas encore opérationnel.
- le "gestionnaire du marché" gère le marché organisé selon un système de "pool" et est chargé de l'arbitrage entre les offres ainsi que du règlement des transactions; il veillera à la neutralité, la transparence, l'objectivité et la concurrence entre producteurs, de même qu'à la gestion équitable d'une réserve de capacité suffisante. Le gestionnaire du marché fait office de "bourse de l'électricité", à laquelle tout producteur ou client éligible a accès. L'appel des centrales s'effectue sur la base de critères de préséance économique, sauf pour les installations de production utilisant les sources d'énergie renouvelables ou la cogénération, qui sont prioritaires.

Distribution

Les sociétés de distribution ont l'obligation de raccorder à leur réseau toute personne qui en fait la demande, sans compromettre la continuité du service. Une seule concession sera accordée pour chaque municipalité. Si plusieurs distributeurs opèrent dans la même zone, ils peuvent décider de se regrouper et soumettre leur proposition au ministère de l'industrie.

Le marché se subdivise en deux marchés parallèles :

- le "marché captif" est constitué par les clients dont la consommation annuelle d'électricité est inférieure à certains seuils (l'ensemble du secteur domestique, par exemple) et qui sont autorisés à conclure des contrats de fourniture uniquement avec le distributeur local. Des conditions identiques et des prix maximums applicables doivent être garantis dans tout le pays.
- le "marché éligible" comprend les clients qui peuvent conclure des contrats d'achat avec n'importe quel producteur, distributeur ou grossiste d'électricité implanté en Italie ou à l'étranger. Du 1er janvier 2000 au 31 décembre 2002, sont considérés comme éligibles les clients qui, en 1999, autoproduction comprise, ont consommé au moins 20 GWh en un seul point de livraison. À partir de janvier 2002, le seuil de consommation est abaissé à 9 GWh. Les entreprises ayant chacune une consommation supérieure à 1 GWh peuvent former des consortiums afin d'atteindre les seuils d'éligibilité.
Conformément à une loi récemment adoptée, les seuils susmentionnés seront à nouveau abaissés (à 0,1 GWh) après la cession, par ENEL, de 15 000 MW de sa capacité de production.

Les clients éligibles peuvent, au moins six mois à l'avance et après en avoir informé le distributeur local, demander à l'«acheteur unique» leur admission dans le marché captif pendant une période transitoire de deux années, reconductible une seule fois, au cours de laquelle ils seront soumis au tarif appliqué aux clients captifs.

Nouvelle réglementation tarifaire de l'électricité au 1er janvier 2001

Les principales caractéristiques de la nouvelle réglementation sont les suivantes :

- adéquation entre les tarifs et les coûts: les prix de l'électricité payés par les consommateurs doivent correspondre aux coûts moyens supportés par les compagnies d'électricité du fait de leurs activités de distribution. Contrairement à la précédente réglementation tarifaire, les nouvelles règles évitent toute discrimination et subvention croisée.
- adéquation entre les tarifs et la qualité du service: l'Autorité a fixé des paramètres de qualité du service valables sur l'ensemble du territoire national.

- remplacement de la tarification administrative par un système d' "options tarifaires" : alors que, précédemment, les tarifs étaient fixés par les pouvoirs publics, les "options tarifaires" permettent désormais aux compagnies d'électricité d'offrir des solutions tarifaires spécifiques, adaptées aux besoins des consommateurs.
- les tarifs applicables aux consommateurs domestiques sont arrêtés par l'autorité de régulation de l'énergie; les distributeurs peuvent proposer d'autres tarifs non discriminatoires aux clients présentant certaines caractéristiques, approuvées par l'Autorité. Les tarifs pour les autres usages sont définis par les distributeurs, en fonction des critères et paramètres (identiques dans tout le pays) fixés par l'Autorité pour chaque catégorie de consommateurs. Les distributeurs peuvent ainsi offrir des tarifs non discriminatoires à tous leurs clients ayant les mêmes caractéristiques de fourniture.

Le nouveau système repose sur des contraintes tarifaires visant à déterminer le prix maximum (hors taxes) applicable par les distributeurs/fournisseurs à leurs clients captifs. Ces contraintes sont fixées de telle sorte à garantir la couverture à la fois des coûts de fourniture d'électricité (y compris une rémunération équitable des capitaux investis) et des charges du réseau. Elles consistent dans :

- un plafonnement des recettes tarifaires annuelles que les distributeurs sont autorisés à percevoir auprès de l'ensemble des clients faisant partie de la même catégorie (V1);
- un montant maximum pour les recettes tarifaires provenant de chaque client d'une catégorie donnée (V2).

Tout distributeur est libre de proposer un certain nombre d'options tarifaires à ses clients, à condition de se conformer à un code d'éthique commerciale de nature à assurer la transparence et la correction requises. Les tarifs doivent être approuvés par l'Autorité.

L'Autorité a également établi les modalités de l'ajustement des tarifs, qui est effectué selon la méthode dite du prix plafond, sur la base des paramètres de référence suivants :

- la variation annuelle moyenne de l'indice des prix à la consommation au cours des douze derniers mois;
- l'objectif de variation du taux annuel de productivité, fixé à l'avance pour une période d'au moins trois ans;
- la compensation des coûts résultant d'améliorations de la qualité du service, d'activités de gestion de la demande et d'événements exceptionnels.

2. Tarification de l'électricité

2.1 Consommateurs industriels

En 2001, les opérateurs proposaient au moins une option tarifaire de base pour chaque catégorie de consommateurs, ainsi que des options tarifaires spéciales. Selon le nouveau système tarifaire, les opérateurs :

- proposent des options tarifaires de base et spéciales, dont ils définissent la structure;
- fixent le niveau de prix des options tarifaires de base, en respectant les contraintes V1 et V2;
- fixent le niveau de prix des options tarifaires spéciales, en respectant la contrainte V1;
- soumettent les options tarifaires à l'autorité de régulation de l'énergie, en indiquant que les deux contraintes ont été respectées.

La vérification que la totalité des options tarifaires proposées à chaque catégorie de clients sont cohérentes avec la contrainte V1 est faite à la fin de l'année (ex post). En cas de dépassement du plafond lors d'une année donnée, les compagnies d'électricité doivent rembourser un montant égal aux recettes excédentaires (plus une prime supplémentaire) aux consommateurs via la facture de l'année suivante.

La vérification de la cohérence des tarifs avec la contrainte V2 est effectuée par le distributeur, avant le lancement de son offre (ex ante).

Les options disponibles, préalablement approuvées par l'Autorité, sont les suivantes :

- Options de base : les compagnies d'électricité ont l'obligation de proposer ces options aux consommateurs (au moins une option de base pour chaque catégorie de consommateurs, à l'exception des usagers domestiques). Ces options doivent respecter les deux contraintes.
- Options spéciales : les compagnies d'électricité peuvent proposer ces options à tous les consommateurs non domestiques, en remplacement des options de base. Les options spéciales doivent respecter uniquement la contrainte V1.
- Options supplémentaires : les compagnies d'électricité peuvent proposer ces options aux consommateurs domestiques, en remplacement du tarif établi par l'Autorité.

Les prix comprennent les composantes suivantes :

- "redevance fixe" (droit de raccordement au réseau électrique, exprimé en lires ou euros/consommateur/an) : couvre les coûts annuels encourus par les compagnies pour la vente de l'électricité;
- "prime de puissance" (appliquée à la puissance maximale que le consommateur demande à souscrire et exprimée en lires ou euros/kW/an) : couvre une grande partie des coûts du transport de l'électricité des centrales vers les consommateurs;
- "prix de l'énergie" (appliqué à l'électricité réellement consommée et exprimé en lires ou euros/kWh) : couvre les coûts de production ainsi qu'une partie des coûts de transport et englobe :
 - une composante "transport";
 - une composante "production" (γ PG), formée par un terme couvrant les coûts fixes et un terme couvrant le coût des combustibles, qui peut changer tous les deux mois, en cas de variation des prix des combustibles sur les marchés internationaux;
 - une composante transitoire (GR), exprimée en lires ou euros/kWh et en lires ou euros/client/an, visant à échelonner les effets du nouveau système tarifaire sur les diverses catégories de clients captifs (instaurée en 2000, cette majoration de prix a été réduite de 50 % en 2001 et sera supprimée en 2002).

Les prix de l'électricité communiqués à Eurostat pour les consommateurs industriels type de l'UE faisant partie de la catégorie des clients captifs ont été calculés à partir des options tarifaires de base suivantes, proposées par ENEL et approuvées par l'Autorité :

- Option de base B2 : consommateurs captifs basse tension au-delà de 16,5 kW (consommateur type Ia). Cette option de base est proposée à tous les consommateurs disposant d'une puissance maximale supérieure à 16,5 kW.
- Option de base M1 : consommateurs captifs moyenne tension jusqu'à 500 kW (consommateurs type Ib à Ie). Cette option de base est proposée à tous les consommateurs disposant d'une puissance maximale inférieure ou égale à 500 kW.

Option de base M2 : tarifs horaires pour consommateurs captifs moyenne tension au-delà de 500 kW (consommateurs type If et Ig). Cette option de base est proposée à tous les consommateurs disposant d'une puissance maximale supérieure à 500 kW.

- Option de base A1 : tarif monôme pour consommateurs captifs haute tension (consommateurs type Ih et Ii et prix-repère 25 000 – 50 000 – 75 000 kW, avec une durée d'utilisation de 7 000 h/an). Cette option de base est avantageuse pour les fournitures dont la proportion d'heures d'utilisation de la puissance souscrite en heures creuses atteint 60 %.

Les principaux facteurs ayant une incidence sur les tarifs/prix sont les suivants :

- Tension d'alimentation :

la (30 kW – 1 000 h/an)	0,38 kV	} <=50 kV
lb (50 kW – 1 000 h/an)		
lc (100 kW – 1 600 h/an)		
ld (500 kW – 2 500 h/an)		
le (500 kW – 4 000 h/an)		
lf (2 500 kW – 4 000 h/an)		
lg (4 000 kW – 6 000 h/an)		} >50 kV
lh (10 000 kW – 5 000 h/an)		
li (10 000 kW – 7 000 h/an)		

- Niveaux de puissance : les niveaux de puissance influent sur l'option tarifaire appliquée à chaque consommateur type. Dans les faits, la redevance fixe, la prime de puissance et le prix de l'électricité sont différenciés selon les niveaux de puissance comme suit :

- *consommateurs captifs en basse tension* : si la puissance est inférieure ou égale à 16,5 kW, l'option de base B1 est appliquée; en revanche, si la puissance est supérieure à 16,5 kW, l'option de base B2 est appliquée;
- *consommateurs captifs en moyenne tension* : si la puissance est inférieure ou égale à 500 kW, l'option de base M1 est appliquée; en revanche, si la puissance est supérieure à 500 kW, l'option de base M2 est appliquée;
- *consommateurs captifs en haute tension* : l'option de base A1, à tarif monôme, est appliquée.

- Clauses d'interruptibilité : la nouvelle réglementation tarifaire ne prévoit pas ce genre de clauses pour les consommateurs captifs.

- Périodes de pointe/hors pointe : les prix sont différenciés non seulement selon les périodes de pointe et hors pointe, mais également selon les périodes horaires et saisonnières de consommation.

- *Périodes saisonnières* : hiver, de janvier à mars et d'octobre à décembre (6 mois), et été, d'avril à juillet et septembre (5 mois), ainsi que août (1 mois).
- *Périodes horaires* :
 - F1 (heures de pointe) : de 9 h à 11 h et de 17 h à 19 h, du lundi au vendredi, en hiver, pour les fournitures de plus de 50 kV.
 - F2 (heures de forte charge) : de 6 h 30 à 9 h, de 11 h à 17 h et de 19 h à 21 h 30, du lundi au vendredi, en hiver, et de 8 h 30 à midi, du lundi au vendredi, en été (sauf en août), pour les fournitures de plus de 50 kV.
 - F3 (heures de moyenne charge) : de 6 h 30 à 8 h 30 et de midi à 21 h 30, du lundi au vendredi, en été (sauf en août);
 - F4 (heures creuses) : de minuit à 6 h 30 et de 21 h 30 à minuit, du lundi au vendredi, toute la journée du samedi et du dimanche, ainsi qu'en août.

2.2 Consommateurs domestiques

Les tarifs sont fixés par l'Autorité. Une nouvelle réglementation entrera en vigueur au 1er janvier 2003, date à laquelle le tarif D1 s'appliquera à l'ensemble des consommateurs domestiques. Comme il s'agit d'un changement important par rapport au tarif valable jusqu'en décembre 1999, une transition vers les nouvelles règles sera assurée par le tarif D2, obligatoire pour les consommateurs résidents domestiques jusqu'à 3 kW, et le tarif D3, destiné aux autres consommateurs domestiques. Les tarifs D2 et D3 convergeront progressivement vers le tarif D1.

Les prix de l'électricité communiqués à Eurostat pour les consommateurs domestiques type de l'UE ont été calculés à partir des tarifs applicables aux clients du marché captif. Les tarifs sont établis par l'Autorité, mais des options supplémentaires sont proposées par ENEL.

Les tarifs établis par l'Autorité sont les suivants :

- D1 - Régime tarifaire obligatoire pour tout consommateur domestique. Le tarif D1 sera appliqué à partir du 1er janvier 2003 et prévoit une redevance fixe (euros/client par an), une prime de puissance (euros/kW par an), ainsi qu'un prix du kWh unique pour toutes les unités consommées.
- D2 - Tarif de la période transitoire pour consommateurs résidents jusqu'à 3 kW (en vigueur jusqu'au 31 décembre 2002) (consommateurs type Da et Db). Il comprend une redevance fixe, une prime de puissance et le prix de l'énergie; ces composantes couvrent les coûts de la vente et de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux de transport et de distribution. S'y ajoute, en outre, une composante PV, qui s'obtient en multipliant le paramètre CT par le coefficient f. Le paramètre CT est le coût variable unitaire de l'électricité produite par les centrales thermiques. Cette composante est mise à jour tous les deux mois, à condition que les variations du prix unitaire des combustibles inclus dans le panier de référence soient au moins égales à 2 %.
- D3 - Tarif de la période transitoire pour autres consommateurs domestiques (en vigueur jusqu'au 31 décembre 2002) (consommateur type Dd). Il comporte une redevance fixe, une prime de puissance, le prix de l'énergie et la composante PV.

Depuis le 1er janvier 2001, une option tarifaire supplémentaire, introduite par ENEL pour les consommateurs domestiques au-delà de 3 kW, est disponible en plus des tarifs D2 et D3 :

- UD4 - Consommateurs domestiques 4,5 kW (consommateur type Dc). Cette option contient une redevance fixe et un prix de l'énergie, couvrant tous deux les coûts de transport, de distribution et de vente de l'électricité, plus la composante PV.

Outre les composantes tarifaires susmentionnées, le prix final payé par les consommateurs domestiques et industriels prend en compte, parallèlement aux taxes, les "charges de réseau" suivantes, mises à jour par l'Autorité :

- A2 : composante, exprimée en lires ou euros/kWh et en lires ou euros/client par an, couvrant les coûts du démantèlement des centrales nucléaires et de la gestion des combustibles nucléaires usés;
- A3 : composante, exprimée en lires ou euros/kWh et en lires ou euros/client par an, couvrant les coûts de la promotion de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables;
- A4 : composante, exprimée en lires ou euros/kWh, couvrant les coûts de la fourniture d'électricité, à des tarifs réduits imposés par les pouvoirs publics, à certains consommateurs (la compagnie nationale de chemin de fer et la société Terni, principalement);
- A5 : composante, exprimée en lires ou euros/kWh et en lires ou euros/client par an, servant à financer les activités de recherche et développement;
- A6 : composante, exprimée en lires ou euros/kWh, introduite par l'Autorité au 1er janvier 2001, afin de couvrir les "coûts échoués". Elle permet, lors de la transition vers le marché libre de l'électricité, de tenir compte des coûts que les compagnies d'électricité ont engagés sous l'ancien régime de monopole, mais qu'elles ne pourraient plus récupérer dans un système concurrentiel;
- UC2 : composante, exprimée en lires ou euros/kWh et en lires ou euros/client par an, servant à financer une prime temporaire pour la production d'électricité vendue aux clients non éligibles (suppression prévue après 2001).
Les charges de réseau sont partiellement compensées par les contributions des producteurs d'électricité hydraulique et géothermique.

3. Taxes sur l'électricité

En Italie, les fournitures d'électricité sont taxées en fonction de l'usage et de la catégorie de consommateur.

Usages domestiques

Taxe d'État de 9,10 ITL/kWh (0,005 EUR/kWh), à l'exclusion des deux premières tranches (150 kWh/mois), pour les fournitures aux consommateurs résidents jusqu'à 3 kW.

Taxe locale de 36 ITL/kWh (0,02 EUR/kWh), à l'exclusion des deux premières tranches (150 kWh/mois), pour les seules fournitures aux consommateurs résidents jusqu'à 3 kW. Lorsque la consommation mensuelle dépasse 150 kWh pour les utilisateurs résidents jusqu'à 1,5 kW ou 220 kWh pour ceux jusqu'à 3 kW, cet avantage est progressivement réduit par le nombre des kWh au-delà de ces limites.

Taxe locale de 39,5 ITL/kWh (0,02 EUR/kWh) pour toute consommation dans les résidences secondaires (p. ex. maisons de vacances, etc.).

Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) de 10 % appliquée au montant total de la facture (taxes comprises).

Fournitures aux locaux autres que les locaux d'habitation

Taxe d'État de 6,0 ITL/kWh (0,003 EUR/kWh) pour toute consommation inférieure ou égale à 1 200 000 kWh/mois. L'énergie électrique utilisée en tant que matière première dans les processus industriels électrochimiques n'est pas taxée.

Taxe locale de 18,0 ITL/kWh (0,009 EUR/kWh) pour toute consommation inférieure ou égale à 200 000 kWh/mois. Tout district local peut prélever jusqu'à 22 ITL/kWh (0,01 EUR/kWh).

Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) de 10 % pour les activités extractives et manufacturières, les industries graphiques, le secteur de l'édition et les branches similaires. Taux de TVA de 20 % pour les autres consommateurs. La TVA est calculée sur le montant total de la fourniture (taxes comprises) et peut être récupérée par les consommateurs intermédiaires.

LUXEMBOURG

1. Cadre général

Les tarifs actuels de vente, pour les fournitures aux clients non éligibles autres que ceux alimentés en 65 kV, sont fixés dans l'accord du 10 janvier 2001 entre le Gouvernement et Cegedel.

Pour les clients éligibles desservis par un autre fournisseur que Cegedel, la rémunération pour l'utilisation du réseau se base sur des tarifs publiés et validés par l'Institut Luxembourgeois de Régulation.

L'éligibilité des clients est définie par la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité du 24 juillet 2000 :

- 2000 : clients finals > 100 GWh, distributeurs exclus
- 2001 : clients finals > 20 GWh et distributeurs > 800 GWh
- 2003 : clients finals > 9 GWh et distributeurs > 90 GWh
- 2005 : clients finals > 1 GWh et distributeurs > 1 GWh

La loi du 24 juillet 2000 instaure aussi une autorité de régulation. La fonction de régulateur est assumée par l'Institut Luxembourgeois de Régulation.

2. Tarification de l'électricité

2.1 Consommateurs industriels

Les fournitures destinées aux gros consommateurs alimentés en 65 ou 220 kV ne font pas l'objet de contrats publiés. Ceci s'applique aussi aux distributeurs locaux 65 kV.

En ce qui concerne les fournitures en moyenne tension, les composantes sont les suivantes :

- prime de puissance : prix par kW pour la puissance semi-horaire maximale prélevée au cours du mois
- prix de l'énergie : prix par kWh jour et prix par kWh nuit
- rabais :
 - un rabais sur prime de puissance est accordé pour toute réduction de puissance pendant les heures de pointe
 - un rabais sur l'énergie est accordé en fonction de la durée d'utilisation
- prix de location d'un comptage : redevances fixes par mois

En moyenne tension, les tarifs prévoient un encouragement à l'effacement de puissance au cours des heures de pointe.

Les heures de pointe désignent en principe la période journalière comprise entre 8 heures et 12 heures et entre 17 heures et 21 heures du 1er janvier au 31 mars et du 1er octobre au 31 décembre.

En outre, les prix varient mensuellement en fonction d'un indice économique E_M qui reflète le prix de revient de l'électricité en moyenne tension.

2.2 Consommateurs domestiques

Les tarifs en basse tension sont classés en deux catégories :

- tarifs à usages ménagers et agricoles
- tarifs à usages professionnels et autres applications

Pour chaque catégorie, les tarifs mis à disposition sont les suivants :

- mono tarif : prime mensuelle par point de fourniture et prix par kWh
- double tarif : prime mensuelle par point de fourniture, prix par kWh jour et prix par kWh nuit
- tarif bi-horaire : prix par kW pour la puissance semi-horaire maximale prélevée au cours du mois pendant les heures de pointe, prix par kWh jour et prix par kWh nuit

Pour la location et l'entretien des appareils de mesure, la lecture et la mise à disposition des valeurs de comptage, le client paie une redevance mensuelle.

Les prix varient mensuellement en fonction d'un indice économique E_B qui reflète le prix de revient de l'électricité en basse tension.

Les heures de pointe désignent en principe la période journalière comprise entre 10 heures et 12 heures et entre 17 heures et 21 heures, du 1er janvier au 31 décembre.

La structure tarifaire de Cegedel ne prévoit pas de tarif social spécifique.

3. Taxes sur l'électricité

Les taxes et charges suivantes viennent en supplément du prix de vente de l'électricité :

- la «taxe électricité» qui est à payer par tout client final et dont le taux est fonction du niveau de consommation annuel;
- un prélèvement au profit du «fonds de compensation» qui est dû par chaque client final en moyenne et basse tension et dont le montant par kWh est fixé chaque année par l'Institut Luxembourgeois de Régulation. Le «fonds de compensation» est destiné à répartir équitablement entre tous les gestionnaires de réseau les charges en relation avec l'exécution d'obligations de service public;
- la TVA qui s'élève à 6%.

AUTRICHE

1. Cadre général

La transposition de la directive sur le marché intérieur de l'électricité, qui prévoit une ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, s'effectue, en Autriche, par le biais de la loi sur l'organisation et le marché de l'électricité (*Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz/EIWOG*), dans la version de la loi sur la libéralisation de l'énergie (*Energieliberalisierungsgesetz*). Après une réorganisation fondamentale du secteur de l'électricité introduite par l'EIWOG, une modification de cette loi par l'EIWOG 2000 conduira à une libéralisation intégrale à partir du 1er octobre 2001.

Si les conditions d'une libéralisation intégrale du marché intérieur de l'électricité sont déjà réunies avant, le ministre fédéral de l'économie et du travail peut, par voie de décret, avancer cette date au 1er juillet 2001, au plus tôt.

Conformément aux dispositions de l'EIWOG, le ministre fédéral de l'économie et du travail est l'autorité compétente en matière de fixation des prix. Il peut déléguer cette compétence aux chefs de gouvernement des Länder. La fixation des prix pour la livraison d'énergie électrique provenant d'installations utilisant des sources d'énergie renouvelables, telles que la biomasse indigène solide ou liquide, le biogaz, le gaz de décharges et de stations d'épuration, les sources d'énergie géothermiques, éoliennes et solaires, est exclue de cette disposition potestative. Pour la livraison de ce type d'énergie électrique, le ministre fédéral a systématiquement, par voie de décret, chargé les chefs de gouvernement des Länder de fixer les prix minimum.

Les prix de la livraison d'énergie électrique et des prestations connexes, ainsi que les barèmes d'accès au réseau peuvent être fixés, d'office ou à la demande, par le ministre fédéral de l'économie et du travail. Les entreprises concernées ainsi que la Chambre économique d'Autriche, la Chambre fédérale du travail ou la Confédération syndicale d'Autriche sont fondées à en faire la demande.

Avant chaque fixation de prix, une procédure d'enquête préliminaire est engagée, au cours de laquelle les parties sont entendues et les membres du Comité consultatif de l'électricité (*Elektrizitätsbeirat*) peuvent émettre un avis. Ce comité examine tous les documents au terme de la procédure d'enquête.

2. Tarification de l'électricité

Les relations juridiques entre les sociétés de distribution (EVU) et les clients industriels sont régies par des contrats individuels de fourniture d'électricité (contrats spéciaux) conclus entre les parties.

Alors que les prix diffèrent d'un distributeur à l'autre (en 1997, cet écart atteignait environ 20 % de la valeur moyenne), le barème pour la distribution de courant moyenne tension est largement uniforme.

Le prix facturé au client pour la livraison d'énergie électrique se compose du prix du kilowatt, du prix de l'énergie active et réactive et de la location du compteur.

- Prix du kilowatt : la puissance appelée par le client est mesurée par la puissance de facturation. Celle-ci est établie, le plus souvent, à partir de la moyenne arithmétique des trois puissances

maximales mensuelles les plus élevées d'une année de facturation. La puissance est mesurée par un compteur qui, à partir de l'énergie active fournie par période de quinze minutes, produit une valeur de puissance quart-horaire.

- Prix de l'énergie active : ce prix n'est pas le même en été et en hiver. Certaines EVU proposent également des tarifs différenciés selon la période de la journée.
- Prix de l'énergie réactive : l'utilisation d'énergie réactive est, en général, gratuite jusqu'à 50 % de la quantité d'énergie active fournie au cours du même mois.
- Location du compteur : la facturation correspond à l'installation et à l'entretien du compteur.

3. Taxes sur l'électricité

Une taxe sur la fourniture et la consommation d'énergie électrique (taxe sur l'électricité) est prélevée depuis le 1er juin 1996. La quantité d'énergie électrique livrée ou consommée, exprimée en kWh, sert de base au calcul de la taxe. Avec effet au 1er juin 2000, le montant de la taxe a augmenté de 106,4 %, passant de 0,10 schilling par kWh à 0,2064 schilling (0,015 euro) par kWh. Il est inclus dans l'assiette de la TVA. Si les taxes énergétiques versées sur l'électricité et le gaz naturel dépassent 0,35 % de la valeur de la production nette, le montant (après déduction d'une franchise de 5 000 schillings (363,36 euros), au maximum) est remboursé par le service des contributions.

Par ailleurs, une TVA correspondant à 20 % du montant de la facture est imputée au client.

PORTUGAL

1. Cadre général³

Le système électrique national (SEN) a été largement restructuré sur la base de la législation de 1995, modifiée en 1997, pour permettre la coexistence et une certaine concurrence entre le système sous régime public, responsable du service public de fourniture de l'électricité, et le système sous régime privé, régi par les lois du marché.

Outre les systèmes sous régimes public et privé, il existe un troisième groupe, réglementé par une législation spécifique, qui comporte deux sous-groupes, à savoir les centrales de cogénération et les centrales utilisant des ressources renouvelables, des combustibles nationaux ou des installations hydroélectriques (dans le dernier cas, la capacité installée est limitée à 10 MVA).

Le système sous régime public (SEP), responsable du service public de fourniture de l'électricité, comprend le groupe EDP et deux producteurs privés dont la puissance installée correspond à environ 20 % de la puissance installée des centrales de l'EDP.

Le système sous régime public se caractérise par la planification de la production, l'adjudication par appel d'offres de la construction et de l'exploitation de nouvelles centrales et la réglementation explicite des domaines de monopole naturel – transport et distribution. En ce qui concerne la production, il n'existe pas de réglementation directe relative aux prix, lesquels sont établis par l'intermédiaire de contrats d'achat d'énergie.

Le système sous régime privé (SENV) fonctionne sur la base du marché, puisqu'il n'est pas réglementé. Il est constitué par des producteurs, des clients et des distributeurs. Les producteurs et les clients sous régime privé peuvent s'interconnecter par l'intermédiaire des réseaux du SEP, en payant pour l'accès à ces réseaux et leur utilisation. Ils peuvent cependant établir des lignes directes (distribution sous régime privé) entre les producteurs et les clients sous régime privé, mais ces lignes ne peuvent être physiquement connectées aux lignes du SEP.

³ Les régions insulaires de Madère et des Açores et le territoire de Macao, sous administration portugaise, ne sont pas pris en considération dans la présente description.

Depuis 1997, un organisme indépendant de régulation du secteur de l'électricité (ERSE) est en place.

2. Tarification de l'électricité

Aux termes de la législation en vigueur depuis 1999, l'organisme régulateur du secteur de l'électricité (ERSE) est responsable de la fixation des tarifs et prix de l'énergie électrique, avec une périodicité annuelle.

Les tarifs de vente de l'électricité aux clients finals ont une structure binôme, comportant quatre groupes principaux : tarifs basse tension (BT), moyenne tension (MT), haute tension (HT) et très haute tension (THT).

En ce qui concerne la basse tension, il est proposé, en plus du tarif simple de base, un tarif bi-horaire optionnel pour des puissances contractées inférieures à 20,7 kVA. Dans ces groupes, la puissance facturée est égale à la puissance contractée par le client, qui peut varier entre 1,15 et 20,7 kVA, avec des classes de 3,45 kVA à partir d'une puissance contractée de 3,45 kVA.

Les tarifs de BT > 20,7 kVA et de MT avec une puissance contractée inférieure à 2 MW ont une structure horaire et saisonnière, comprenant trois périodes horaires (pointe, forte charge et faible charge), alors que les tarifs de MT avec une puissance contractée supérieure à 2 MW, de HT et de THT ont une structure horaire et saisonnière à quatre périodes horaires (pointe, forte charge, charge normalement faible et charge extra-faible). Chacun de ces deux groupes de tarifs a deux périodes saisonnières (sèche et humide). Dans le cadre de ces tarifs (à l'exception de la THT), les consommateurs disposent d'options de courte, moyenne ou longue utilisation. Pour les puissances contractées supérieures à 41,4 kVA, la puissance facturée est une moyenne pondérée de la puissance contractée et de la puissance prélevée (plus grande puissance mensuelle, intégrée sur une période de 15 minutes).

Les clients ayant la possibilité de réduire la charge à au moins 4 MW dans les périodes définies par le distributeur peuvent choisir le tarif interruptible, qui se traduit par un rabais mensuel fonction de la puissance interruptible contractée par le client.

L'énergie réactive est facturée – uniquement pour des puissances contractées supérieures à 4,1 kVA – si la consommation d'énergie réactive en dehors de la période de faible charge dépasse 40 % de la consommation d'énergie active pendant la même période. Les fournitures d'énergie réactive au réseau pendant les heures de faible charge peuvent également être facturées.

3. Taxes sur l'électricité

En matière fiscale, le principal impôt qui grève la facture d'électricité est la TVA, au taux en vigueur de 5 %.

Le consommateur paye une petite taxe mensuelle de 0,07 euro pour les usages domestiques et de 0,35 euro pour les usages non domestiques, correspondant à la taxe de contrôle des installations électriques de la direction générale de l'énergie.

FINLANDE

1. Cadre général

En Finlande, le marché de l'électricité est libéralisé à 100 % depuis 1997.

Les compagnies d'électricité fixent elles-mêmes les tarifs et autres conditions applicables. Les tarifs de réseau et les tarifs de vente au détail doivent être publiés dès lors qu'il existe une obligation de fourniture. L'Autorité du marché de l'énergie (régulateur) peut intervenir et faire procéder à des ajustements pour assurer la conformité avec la législation relative au marché de l'électricité.

Le régulateur ne donne pas d'instructions strictes aux compagnies concernant les méthodes de tarification et le niveau de recettes. Les gestionnaires de réseau sont tenus d'informer le régulateur au sujet des nouveaux tarifs. Le régulateur contrôle les tarifs (le retour sur investissement est-il raisonnable et les tarifs reflètent-ils les coûts?) a posteriori, au cas par cas (régulation ex-post).

2. Tarification de l'électricité

En Finlande, des tarifs distincts s'appliquent aux services de réseau et à l'énergie électrique.

Conformément à la loi sur le marché de l'électricité, les tarifs des services de réseau (raccordement au réseau, transport et comptage de l'électricité) doivent être rendus publics et les principes de tarification retenus doivent être équitables et non discriminatoires. En Finlande, les prix des services de réseau doivent être fixés selon un système tarifaire de type "timbre-poste". D'après ce dernier, tout client raccordé au réseau en un point donné, peut, après paiement des redevances requises au gestionnaire de réseau concerné, utiliser l'ensemble du réseau électrique finlandais depuis son point de raccordement. La situation géographique du client à l'intérieur de la zone placée sous la responsabilité du gestionnaire de réseau de distribution ne doit avoir aucune influence sur les tarifs des services de réseau. Ces tarifs varient d'un réseau de distribution à l'autre, mais les clients n'ont pas la possibilité de lancer des appels d'offres. Les tarifs de réseau sont fonction, entre autres, de la quantité d'énergie électrique fournie au client, de la demande de puissance et du niveau de tension du réseau auquel le client a été raccordé. Les tarifs des réseaux de niveaux de tension inférieurs comprennent également une partie des coûts des réseaux de niveaux de tension supérieurs.

Comme les consommateurs sont libres d'acheter l'électricité auprès de n'importe quel revendeur, ils peuvent bénéficier également de tarifs négociés pour l'énergie électrique. Les revendeurs d'électricité doivent disposer de prix publics pour les consommateurs vis-à-vis desquels ils ont une obligation de fourniture.

La Finlande compte une centaine de gestionnaires de réseaux de distribution ainsi qu'une dizaine de gestionnaires de réseaux régionaux distincts, ayant tous leurs propres tarifs. Seules les structures communes de ces tarifs sont abordées ci-après.

2.1 Consommateurs industriels

Les tarifs de réseau applicables aux très gros consommateurs industriels (raccordés au réseau national de niveau de tension égal ou supérieur à 110 kV) se composent d'une redevance conforme à la situation du marché et d'une redevance d'utilisation du réseau, exprimées toutes deux en euro/MWh. La première est basée sur la consommation d'énergie électrique au-delà du point de raccordement entre le client et le réseau national, tandis que la seconde se fonde sur le volume d'énergie électrique transporté à travers le point de raccordement du client et est calculée séparément pour les jours de semaine en hiver et les autres périodes. Sont considérés comme jours de semaine en hiver les jours de lundi à samedi du 1er novembre au 31 mars, entre 7 h 00 et 22 h 00.

Les tarifs de réseau applicables aux gros consommateurs industriels (raccordés à un réseau de transport régional de 110 kV) sont assez souvent similaires aux tarifs de transport du réseau national. Les prix incluent à la fois les coûts du réseau régional et les redevances pour le transport sur le réseau national. Certains gestionnaires de réseaux régionaux appliquent, en outre, des primes fixes et/ou de puissance.

Les tarifs de réseau applicables aux consommateurs industriels moyens (raccordés à un réseau de distribution de niveau de tension égal à 0,4 kV ou compris entre 6 et 70 kV) sont normalement constitués d'une prime fixe, d'une prime de puissance et de plusieurs prix de l'énergie (deux à quatre, en général). Les prix de l'énergie varient en fonction de l'heure de la journée ou de la période de l'année. Une prime de puissance réactive peut également être facturée.

Les tarifs de réseau applicables aux plus petits consommateurs industriels (raccordés à un réseau de distribution de 0,4 kV) comportent habituellement une prime fixe et un ou deux prix de l'énergie. Dans les zones rurales, les primes fixes dépendent généralement de la taille du coupe-circuit principal du consommateur. Dans les grandes zones urbaines, la prime fixe est la même pour tous les clients.

Les tarifs de l'énergie électrique applicables aux consommateurs industriels varient considérablement entre les différents revendeurs. Les prix publics pour les consommateurs industriels comprennent normalement une prime fixe, une prime de puissance et plusieurs prix de l'énergie. Certains revendeurs ne disposent, dans leurs tarifs de l'énergie électrique, que de prix de l'énergie. Les prix négociés peuvent avoir la même structure que les prix publics ou, par exemple, être liés aux prix du marché au comptant de "Nord Pool" (bourse de l'électricité).

2.2 Consommateurs domestiques

Les tarifs de réseau applicables aux plus petits consommateurs domestiques (appartements ou maisons sans chauffage électrique) se composent, le plus souvent, d'une prime fixe et d'un prix de l'énergie. Dans les zones rurales, les primes fixes dépendent généralement de la taille du coupe-circuit principal du consommateur. Dans les grandes zones urbaines, la prime fixe est la même pour tous les clients.

Les tarifs de réseau applicables aux autres consommateurs domestiques (maisons avec chauffage électrique) sont constitués, en règle générale, d'une prime fixe et de deux prix de l'énergie. Dans les zones rurales, les primes fixes dépendent généralement de la taille du coupe-circuit principal du consommateur. Dans les grandes zones urbaines, la prime fixe est la même pour tous les clients. Les prix de l'énergie varient en fonction de l'heure de la journée ou de la période de l'année.

Les prix publics de l'énergie électrique pour les consommateurs domestiques ont normalement la même structure que les tarifs de réseau. Certains revendeurs ne disposent, dans leurs tarifs de l'énergie électrique, que de prix de l'énergie. Les tarifs négociés de l'énergie électrique pour les consommateurs domestiques ont habituellement la même structure que les prix publics.

Aucun tarif social spécifique pour l'électricité n'est disponible en Finlande.

3. Taxes sur l'électricité

Le système finlandais de taxation de l'électricité est basé sur la consommation électrique. Il comporte deux niveaux d'imposition différents : les clients industriels et les serres paient une taxe de 0,42 cent/kWh, tandis que les autres consommateurs acquittent un taux plus élevé de 0,69 cent/kWh. En outre, une taxe pour constitution de stocks de précaution, de 0,013 cent/kWh, est applicable à tous les clients.

En Finlande, la taxe à la valeur ajoutée sur l'électricité est perçue depuis août 1986. Son taux actuel s'élève à 22 % et elle peut être récupérée par les clients industriels.

SUÈDE

1. Cadre général

Le marché de l'électricité a été restructuré le 1er janvier 1996. La concurrence a été introduite pour la production et le négoce d'électricité. Les sociétés assurant le transport de l'électricité (monopoles locaux ou régionaux) doivent être dissociées juridiquement de celles menant des activités de production, de négoce et de vente d'électricité. Tous les consommateurs ont été déclarés éligibles sur le nouveau marché, dès lors que leur consommation d'électricité était mesurée au moyen d'un compteur horaire. En novembre 1999, l'obligation de mesure horaire de la consommation d'électricité a été levée. Depuis lors, tous les consommateurs peuvent changer de fournisseur d'électricité sans encourir de coûts. Simultanément, tous les mécanismes de réglementation et de contrôle des prix de l'électricité (en tant que produit) ont été supprimés. Le prix du transport de l'électricité est contrôlé par l'Agence suédoise de l'énergie. Ce prix doit être raisonnable et s'appuyer sur des données objectives.

2. Tarification de l'électricité

2.1 Consommateurs industriels

Le négoce d'électricité est régi soit par la bourse nordique de l'électricité ("Nord Pool"), soit par des contrats bilatéraux entre le fournisseur et le consommateur. Les prix contractuels peuvent comprendre plusieurs éléments et être influencés par plusieurs facteurs.

Le prix de l'électricité pour l'industrie comporte au moins deux éléments :

- le prix du produit "électricité" (énergie);
- le prix du transport de l'électricité.

Chacun de ces deux éléments se décompose en un terme fixe et un terme variable, lié à la quantité d'électricité consommée.

2.2 Consommateurs domestiques

En plus des taxes, le prix de l'électricité pour les consommateurs domestiques comprend deux éléments:

- le prix du produit "électricité" (énergie);
- le prix du transport de l'électricité.

Chacun de ces deux éléments se décompose en un terme fixe et un terme variable, lié à la quantité d'électricité consommée.

Le marché des petits consommateurs a, dans la pratique, été entièrement libéralisé en novembre 1999, lorsque l'obligation de mesure horaire de la consommation d'électricité a été supprimée. Les négociants d'électricité sont libres d'arrêter les modalités de fixation de leurs prix. Comme il s'agit d'un marché ouvert à la concurrence, les tarifs varient entre les différents négociants. Certains négociants d'électricité accordent des rabais aux membres de diverses organisations, au personnel d'entreprises et aux habitants de certaines communes.

Le prix fixe et le prix de l'électricité au kWh peuvent dépendre de la taille du fusible du compteur, du profil de consommation et du volume de la consommation électrique annuelle.

Pour un consommateur moyen habitant un pavillon avec chauffage électrique, le prix de l'électricité se décomposait (au 1er janvier 2002) comme suit : 34 % pour l'énergie, 24 % pour le transport et 42 % pour les taxes. Un peu plus du tiers du prix peut être influencé par un changement de fournisseur à l'intérieur du secteur concurrentiel du marché de l'électricité.

3. Taxes sur l'électricité

Les consommateurs industriels ne paient ni taxe spécifique ni TVA sur la consommation d'électricité.

Les consommateurs domestiques ont payé, en 2001, une taxe de 0,181 SEK/kWh sur leur consommation d'énergie électrique. Certaines régions de la partie septentrionale de la Suède bénéficient d'une réduction de la taxe sur l'énergie et n'ont payé que 0,125 SEK/kWh. Le taux de TVA applicable à l'électricité, au transport de l'électricité et à la taxe sur l'énergie s'élève à 25 %.

ROYAUME-UNI

1. Cadre général

Structure du marché

La pleine concurrence dans la fourniture d'électricité est devenue effective en mai 1999. En Angleterre et au pays de Galles, les compagnies d'électricité régionales ("Regional electricity companies/REC") et d'autres fournisseurs peuvent, après obtention d'une licence, fournir de l'électricité aux consommateurs. Ces titulaires de licences comprennent des REC fournissant des consommateurs en dehors de leur propre région. Sauf dans des circonstances bien précises, chaque REC a l'obligation de fournir tous les locaux de sa zone autorisée qui demandent un raccordement. Plusieurs des principaux producteurs interviennent également en tant que fournisseurs sur le marché concurrentiel. Ces dernières années, une tendance à l'intégration verticale s'observe, certains producteurs se lançant dans des activités de fourniture et certains propriétaires de REC acquérant des activités de production.

En Écosse, il existe deux compagnies principales, à savoir "Scottish Power UK plc" et "Scottish and Southern Energy plc". Le 1er octobre 2001, suite à des modifications des conditions d'attribution des licences et à des mécanismes de transfert approuvés par le ministre conformément à l'annexe 7 de la loi de 2000 sur les services publics ("Utilities Act 2000"), les compagnies ont été scindées en quatre entités juridiques indépendantes, détenant des licences distinctes pour la production, le transport, la distribution et la fourniture. En même temps, chacune des REC d'Angleterre et du pays de Galles a été subdivisée en entités juridiques indépendantes, titulaires de licences pour la distribution et la fourniture. À l'instar des REC anglaises et galloises, les compagnies écossaises conservent l'obligation de fournir les clients à l'intérieur de leur propre région et peuvent être concurrencées par d'autres fournisseurs. En vertu de contrats à long terme, la totalité de la production des centrales nucléaires écossaises est vendue à "Scottish Power" et à "Hydro-Electric".

En Irlande du Nord, l'électricité est produite par trois compagnies privées. Le transport, la distribution et la fourniture d'électricité sont du ressort de la "Northern Ireland Electricity plc" (NIE). La NIE est appelée à devenir le principal distributeur d'électricité à court terme, bien que trois autres sociétés aient obtenu une réponse positive à leur demande de licence pour l'approvisionnement des consommateurs et que d'autres soient susceptibles de suivre.

Fourniture et échange d'électricité

Le 31 mars 1990, un marché de gros pour les échanges en grandes quantités d'électricité a été créé en Angleterre et au pays de Galles. Ce marché, connu sous le nom de "pool", était contrôlé par ses membres et géré au jour le jour par la "National Grid Company" (NGC). Les membres du pool se concurrençaient dans la production de l'électricité à vendre au pool, en soumettant, pour chaque centrale et pour chaque tranche d'une demi-heure du jour suivant, des offres de prix auxquels ils étaient disposés à vendre de l'électricité au pool. La NGC établissait ensuite le programme d'appel des centrales électriques en fonction des prix offerts, en tenant compte des prévisions de demande et d'un certain nombre d'autres contraintes, comme, par exemple, les limites de la capacité de transport.

Le 27 mars 2001, à 00h00, le pool de l'électricité de l'Angleterre et du pays de Galles a été remplacé par les nouveaux mécanismes d'échange d'électricité ("New Electricity Trading Arrangements/NETA"). Les nouveaux mécanismes d'échange ressemblent beaucoup plus à ceux qui sont utilisés sur d'autres marchés de produits de base. Ils comprennent une série de marchés bilatéraux (reposant, contrairement au pool, sur de véritables contrats bilatéraux), destinés à accroître la concurrence et la liquidité, ainsi qu'à supprimer les distorsions sur le marché.

Les composantes clés des NETA sont les suivantes :

- un marché à terme, sur lequel les producteurs peuvent passer des contrats avec les fournisseurs et les gros clients en vue de la livraison physique d'électricité. De tels contrats peuvent être conclus peu de temps avant la date de livraison ou un an ou plus à l'avance;

- des bourses électroniques à court terme de l'électricité, permettant aux participants d'affiner leurs positions contractuelles à une échéance proche du temps réel, sur la base d'informations actuelles (relatives aux conditions météorologiques, par exemple);
- un mécanisme d'ajustement, fonctionnant de 3 heures et demie avant le temps réel jusqu'au temps réel, par le biais duquel la "National Grid Company", en tant que gestionnaire du réseau, accepte des offres et des demandes d'électricité pour pouvoir équilibrer le réseau de transport (la NGC peut également passer des contrats à l'avance pour des services d'ajustement). La grande majorité des transactions sont toutefois réalisées sur les marchés à terme et non dans le cadre du mécanisme d'ajustement, qui, en moyenne, ne couvre que 3 % environ de la demande énergétique nationale.
- un processus de règlement pour assurer la liquidation financière des transactions du mécanisme d'ajustement et traiter le cas des participants dont la production ou consommation d'électricité présente un écart par rapport à la position notifiée. Le mécanisme/système d'ajustement est le moyen par lequel le gestionnaire du réseau équilibre le réseau entre la clôture de guichet et le temps réel, pour chaque tranche d'une demi-heure. Les participants qui se retrouvent en déséquilibre se voient appliquer des prix de règlement des écarts, calculés de manière à refléter les coûts supportés par la NGC pour résorber les déséquilibres. Ces prix sont appelés "prix d'achat du réseau" et "prix de vente du réseau".

Pour le moment, les NETA ne s'appliquent pas à l'Écosse. L'Ofgem souhaite introduire, à l'échelle de la Grande-Bretagne tout entière et sous le nom de "British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA)", des mécanismes de marché communs pour le négoce en gros et le transport d'électricité, en utilisant, le cas échéant, les systèmes actuellement en vigueur en Angleterre et au pays de Galles. La date proposée par l'Ofgem pour le lancement des BETTA est le 1er avril 2004.

En l'absence d'un marché de gros concurrentiel en Écosse, "Scottish Power" et "Scottish and Southern Energy" ont arrêté, d'un commun accord avec l'Ofgem :

- un prix plafond pour les échanges d'électricité en gros entre les producteurs principaux et les fournisseurs;
- les prix de règlement des déséquilibres à appliquer aux producteurs et fournisseurs indépendants pour le rachat d'un excédent et la vente d'un complément d'électricité non prévus.

Le Directeur général de l'électricité pour l'Irlande du Nord ("Director General of Electricity for Northern Ireland/DGESNI") est chargé du développement de la concurrence sur le marché de gros et ses réflexions sur les méthodes à mettre en œuvre pour y parvenir progressent rapidement. Il procède actuellement à des consultations étroites avec la NIE, les producteurs et les autres parties intéressées par le développement de la concurrence dans l'approvisionnement des gros consommateurs. Le DGESNI propose de faire établir des études sur la façon de parvenir à une ouverture supplémentaire du marché sans affaiblir encore davantage les ménages les plus vulnérables en Irlande du Nord.

Régulation du secteur

Toutes les sociétés fournissant de l'électricité en Grande-Bretagne, à l'exception de celles qui bénéficient d'une dérogation, doivent obtenir une licence de la part soit du Directeur général de l'électricité ("Director general of Electricity Supply") – désormais remplacé par l'Autorité des marchés du gaz et de l'électricité ("Gas and Electricity Markets Authority") –, soit du ministre du commerce et de l'industrie, ou du ministre chargé de l'Écosse. Depuis la privatisation, la question des licences a été déléguée au Directeur général dans la plupart des cas. Ce dernier doit également veiller à ce que les titulaires d'une licence respectent les conditions énoncées dans leur licence.

Le Directeur général de l'électricité pour l'Irlande du Nord (DGESNI) est responsable de la régulation au jour le jour du secteur électrique en Irlande du Nord et de l'octroi de licences pour la production, le transport et la fourniture d'électricité.

Régulation des prix de l'électricité

En Grande-Bretagne comme en Irlande du Nord, le directeur général de l'électricité compétent est tenu de s'assurer que toute modification de prix des services monopolistiques proposée par les compagnies d'électricité est conforme à leurs conditions de licence.

Les formules de contrôle des prix prévues dans les licences lient les recettes maximales autorisées de l'année à celles autorisées l'année précédente ainsi qu'à la variation en pourcentage de l'indice des prix de détail (RPI). Désormais, ces contrôles de prix ne concernent que les anciennes REC opérant dans leur propre zone de fourniture d'électricité publique.

En Angleterre et au pays de Galles, la production, qui est du domaine de la libre concurrence, ne fait l'objet d'aucun contrôle de prix. Les modifications des coûts de production peuvent ainsi être intégralement répercutées sur les consommateurs.

En avril 2001, les contrôles de prix ont été levés pour les tarifs à débit direct appliqués aux clients domestiques des fournisseurs publics d'électricité. En avril 2002, tous les autres contrôles de prix ont été supprimés. Les prix facturés par les fournisseurs aux clients domestiques au Royaume-Uni ne sont donc plus soumis à aucun contrôle réglementaire.

Les droits d'utilisation du réseau de transport de la "National Grid Company" sont à nouveau contrôlés par une formule de type RPI - X. Entre avril 1993 et mars 1997, X était égal à 3 %. Le nouveau contrôle sera opérationnel pendant 4 ans à compter d'avril 1997. Les recettes autorisées de la NGC vont baisser de 20 % la première année et de 4 % par an, en termes réels, au cours des trois années suivantes. Le DGES estime que le nouveau contrôle doit se traduire par une baisse de 4 GBP environ par an de la facture des clients domestiques et par une réduction des recettes autorisées de la NGC d'environ 1 milliard de GBP sur cette période de quatre ans.

La "National Grid Company" a revu son système de primes par zone en 1992, de façon à tenir davantage compte des coûts d'utilisation du réseau par les clients. En novembre 1995, le DGES a demandé que les primes pour pertes de transport reflètent mieux les coûts induits. Cependant, il a clairement affirmé que les producteurs et les consommateurs devaient se partager les frais des pertes de transport, dans le but d'émettre un signal fort pour l'implantation des futures centrales électriques. Dans le cadre des accords actuels, les primes sont établies sur une base uniforme, sans tenir compte de la distance entre le lieu de production et l'utilisateur final.

En Écosse, où il existe une intégration verticale, "Hydro-Electric" et "ScottishPower" détiennent des licences mixtes couvrant le transport, la distribution et la fourniture publique. Les recettes provenant des activités de distribution (par kWh distribué) sont contrôlées par une formule de type RPI - X, où X est égal à -1 % et -2 %, respectivement. Les recettes provenant du transport sont contrôlées de la même façon, X étant égal à 1,5 % et à 1 %.

Pour l'activité de fourniture, il a été proposé de recourir à un élément fixe, auquel s'ajoutent une prime par consommateur et une indemnité par unité fournie, tous ces éléments devant être contrôlés par la formule RPI -2 %. "Hydro-Electric" a rejeté ces propositions et la question a été portée devant la Commission d'enquête sur les fusions et les monopoles. La commission a recommandé que certaines modifications soient apportées à la licence mixte de "Hydro-Electric". Elles sont désormais mises en œuvre par le DGES.

Les tarifs en Irlande du Nord sont fixés par la NIE, après consultation du DGESNI, sur la base d'une formule de type RPI - X qui s'applique à un plafond de recettes totales provenant des activités de transport et de distribution de la NIE. Cette formule contient une moyenne pondérée de deux composantes, à savoir une composante fixe, indépendante du niveau des ventes, et une composante variable, qui tient compte des ventes, ce qui a pour effet global d'inciter la NIE à développer les mesures visant à accroître l'efficacité énergétique. La partie fourniture des activités de la NIE est également réglementée par une formule de type RPI - X.

La possibilité, pour la NIE, de répercuter les coûts de production sur les consommateurs est également réglementée de telle sorte que la NIE soit incitée à acheter l'électricité au prix le plus bas possible.

2. Tarification de l'électricité

2.1 Consommateurs industriels

À l'heure actuelle, les consommateurs commerciaux et industriels d'Angleterre, du pays de Galles et d'Écosse peuvent choisir leur fournisseur. Le prix est déterminé pour chaque client individuel et est généralement fonction de la demande de puissance maximale, de la consommation, ainsi que de la répartition saisonnière et journalière de l'utilisation. Selon le fournisseur, les grands clients industriels se voient parfois proposer des options aux termes desquelles le prix du contrat est lié aux prix de gros. Les clients de certains fournisseurs peuvent également négocier des conditions de gestion de la charge, en vertu desquelles le prix est abaissé s'ils acceptent de réduire leur consommation pendant les périodes de pointe.

En Irlande du Nord, les consommateurs dont la demande de puissance dépasse 1 MW sont obligés de conclure un contrat de fourniture d'électricité. Les consommateurs dont la demande de puissance est inférieure à cette limite bénéficient des tarifs publiés par la "Northern Ireland Electricity" ou de prix négociés dans le cadre d'un contrat avec un autre fournisseur titulaire d'une licence.

2.2 Consommateurs domestiques

Pour les clients domestiques et les petits clients industriels et commerciaux, c'est-à-dire les usagers dont la consommation annuelle ne dépasse pas 100 000 kWh, la concurrence a été introduite sur une période de huit mois, à compter de septembre 1998. En mai 1999, tous les clients pouvaient faire leur choix dans la liste des fournisseurs autorisés par l'Ofgem, le régulateur du secteur de l'électricité. À cette date, tous les fournisseurs publics d'électricité, du fait de leur position dominante dans leur propre région, étaient encore soumis à des contrôles de prix par l'Ofgem. Les nouveaux fournisseurs apparaissant sur le marché de l'électricité n'étaient pas soumis à de tels contrôles, les prix facturés aux clients étant fixés librement par les différentes compagnies. Du point de vue des modes de paiement, il existe trois principaux types de tarifs : le tarif à crédit, qui s'applique à la majorité des ventes au secteur domestique (les clients reçoivent leurs factures chaque trimestre, à terme échu), le tarif à débit direct (les paiements s'effectuent généralement chaque mois et le montant est prélevé directement sur le compte bancaire du client) et le tarif domestique à prépaiement, pour lequel les consommateurs paient à l'avance par l'intermédiaire d'un compteur.

En plus de ces trois modes de paiement, les clients domestiques peuvent également choisir entre différents tarifs en fonction de leur profil de consommation. Les deux tarifs les plus courants sont les suivants :

Tarif normal :

Certaines compagnies proposent encore la méthode traditionnelle consistant à facturer une prime fixe journalière séparément de la prime unitaire par kWh d'électricité consommé, mais beaucoup ont désormais abandonné ce système au profit d'un double prix unitaire, sans prime fixe journalière séparée. La compagnie décide du niveau à partir duquel s'applique le deuxième prix unitaire. Le client se voit facturer, chaque trimestre, un prix unitaire pour les unités consommées jusqu'à la limite fixée et un deuxième prix unitaire pour les unités dépassant cette limite.

Tarif "Economy 7/White Meter" :

Le tarif "Economy 7/White meter" se distingue du tarif normal principalement par le fait qu'il offre aux consommateurs une électricité meilleur marché pendant certaines périodes creuses. Les consommateurs – surtout ceux qui utilisent l'électricité pour le chauffage – peuvent ainsi bénéficier de prix moins élevés durant la nuit. L'équilibrage de la charge par les compagnies d'électricité s'en trouve également facilité.

3. Taxes sur l'électricité

La taxe sur le changement climatique ("Climate Change Levy") est entrée en vigueur le 1er avril 2001 et s'applique aux utilisations non domestiques de l'énergie. Elle fait partie des mesures prises par le Royaume-Uni dans le cadre du programme de lutte contre le changement climatique en vue d'augmenter

l'efficacité énergétique dans les entreprises de façon générale et de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les industries intensives en énergie obtiennent une remise de 80 % sur cette taxe si elles s'engagent à respecter des objectifs d'économie d'énergie dans le cadre d'accords négociés avec le gouvernement. En moyenne, la taxe sur le changement climatique majore le prix unitaire de l'électricité de 7 %.

La TVA est perçue aux taux de 17,5 % pour les usagers non domestiques et de 5 % pour les usagers domestiques. Elle est déductible pour les consommateurs industriels et commerciaux soumis au régime général d'imposition.