



KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

Brüssel, 1.10.2002  
SEK(2002) 1038

**ARBEITSDOKUMENT DER KOMMISSIONSDIENSTSTELLEN**

**Zweiter Benchmarkingbericht über die  
Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes**

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	3
<b>HAUPTBERICHT</b> .....	10
<b>1. Hintergrund des Berichts</b> .....	10
<b>2. Gesetzgeberische Maßnahmen</b> .....	10
<b>3. Regulierung und Streitbeilegung</b> .....	11
<b>4. Indikatoren für den Elektrizitätsmarkt</b> .....	13
<b>4.1 Netzzugang</b> .....	13
<b>4.2 Marktstruktur und Handel zwischen den Mitgliedstaaten</b> .....	15
<b>4.3 Preisentwicklung</b> .....	18
<b>5. Indikatoren für den Gasmarkt</b> .....	19
<b>5.1 Netzzugang</b> .....	19
<b>5.2 Struktur des Gasmarktes und grenzüberschreitender Handel</b> .....	23
<b>5.3 Preisentwicklung</b> .....	25
<b>6. Entwicklung der Infrastruktur</b> .....	27
<b>7. Gewährleistung der Versorgungssicherheit</b> .....	28
<b>8. Grundversorgung und Qualität der Leistungen</b> .....	32
<b>9. Umweltziele</b> .....	33

## ANHÄNGE

1. Zuständigkeiten und Mittel der Regulierungsbehörden
2. Netzzugang: Elektrizität
3. Entflechtung der Netzbetreiber: Elektrizität
4. Bilanzausgleich
5. Grenzüberschreitende Transaktionen: Elektrizität
6. Einzelhandelspreise: Elektrizität
7. Zugang zu den Gasnetzen
8. Entflechtung der Gasnetze
9. Bilanzausgleich und Speicherung
10. Grenzüberschreitende Transaktionen: Gas
11. Einzelhandelspreise: Gas
12. Gemeinwirtschaftliche Ziele und Qualität der Leistungen
13. Umweltpolitische Rahmenbedingungen

**ARBEITSDOKUMENT DER KOMMISSIONSDIENSTSTELLEN**  
**ZWEITER BENCHMARKINGBERICHT ÜBER DIE VOLLENDUNG DES**  
**ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGASBINNENMARKTES**

**ZUSAMMENFASSUNG**

**Hintergrund**

Der Europäische Rat hat auf seiner Tagung in Barcelona im März 2002 den ersten Benchmarkingbericht der Kommission über die tatsächliche Öffnung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes<sup>1</sup> begrüßt und die Kommission aufgefordert, diesen jährlich vor der Frühjahrstagung des Europäischen Rates zu aktualisieren. Im vorliegenden Bericht werden die ersten Ergebnisse für die zweite vergleichende Studie dargelegt.

**Gesetzgeberische Maßnahmen**

Aus der nachfolgenden Tabelle 1 ist die derzeitige Position der Marktöffnung sowohl im Elektrizitäts- als auch im Erdgassektor ersichtlich.

**Tabelle 1 Maßnahmen der Mitgliedstaaten zur Umsetzung der Richtlinien**

<b>Elektrizität</b>				<b>Gas</b>			
Markt bereits vollständig geöffnet	Vollständige Öffnung vorgesehen	Kein Zeitplan für die vollständige Öffnung	Regulierungsstelle existiert	Markt bereits vollständig geöffnet	Vollständige Öffnung vorgesehen	Kein Zeitplan für die vollständige Öffnung	Regulierungsstelle existiert
AT, FI, DE, SE, UK	BE, DK, IR, NL, PT, ES	FR, GK, IT, LX	alle außer DE	AT, DE, UK,	BE, DK, IR, IT, NL, ES, SE	FR, LX, (GK), (PT), (FI)	alle außer FR <sup>2</sup> , DE

Für den Elektrizitätssektor zeigt die Tabelle, dass lediglich vier Mitgliedstaaten keine vollständige Marktöffnung planen. Hierzu gehört auch Italien, wo jedoch der Markt für alle gewerblichen Kunden bis 2004 geöffnet werden soll. Somit ist der europäische Strommarkt derzeit zu etwa 70 % für den Wettbewerb geöffnet, wobei dieser Anteil auch ohne die in Barcelona vereinbarten Maßnahmen bis 2005 auf 82 % steigen wird. Im Gassektor ist, abgesehen von Finnland, Portugal und Griechenland, deren Märkte erst im Entstehen begriffen oder nicht an andere angebunden sind und für die bestimmte Ausnahmeregelungen gelten, in allen Mitgliedstaaten außer Frankreich und Luxemburg eine vollständige Marktöffnung vorgesehen. Im EU-Durchschnitt werden heute im Prinzip 80 % der Gasnachfrage über den Wettbewerb gedeckt, wobei bereits jetzt geplant ist, dass der Anteil etwa 90 % beträgt. Was die strukturbezogenen Maßnahmen betrifft, so haben in Österreich und Irland die Regulierungsbehörden kürzlich die Zuständigkeit für den Zugang zum Gasnetz übernommen. Dies bedeutet, dass mit Ausnahme Deutschlands alle Mitgliedstaaten auf dem Stromsektor über ein Zugangssystem mit einer unabhängigen Regulierungsstelle verfügen, und im Gasbereich alle außer Deutschland und Frankreich.

<sup>1</sup> SEK(2001) 1957 vom 3.12.2001.

<sup>2</sup> Die französische Regulierungsstelle hat mit den Netzbetreibern eine Reihe von freiwilligen Vereinbarungen zur Entwicklung des Marktes geschlossen.

## Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie: Detaillierte Bewertung

Seit dem Erscheinen des ersten Berichts sind im Elektrizitätssektor Fortschritte hinsichtlich des allgemeinen Funktionierens des Marktes zu verzeichnen, insbesondere in Deutschland, Österreich und den Niederlanden. Allerdings gibt es noch folgende Bereiche, die besondere Schwierigkeiten bereiten:

- Die unterschiedlichen Marktöffnungsgrade schmälern nach wie vor die Vorteile des Wettbewerbs für die Kunden und führt dazu, dass die Preise für kleine Unternehmen und Haushalte über Gebühr steigen. Ferner fördern sie Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Energiegesellschaften, da sie zu einer Zeit, da sich die Unternehmen zu gesamteuropäischen Lieferanten umstrukturieren, Quersubventionierungen zulassen.
- Unterschiedlich hohe Zugangsentgelte der einzelnen Netzbetreiber können wegen fehlender Transparenz aufgrund einer unzureichenden Entflechtung und ineffizienten Regulierung ein Wettbewerbshemmnis darstellen.
- Die große Marktmacht bestehender Erzeugungsunternehmen in Verbindung mit mangelnder Liquidität auf Großhandels- und Ausgleichsmärkten behindert neue Marktteilnehmer.
- Mangelnde Infrastruktur für den Stromverbund zwischen den Mitgliedstaaten und bei vorhandenen Engpässen ungenügende Methoden für die Zuweisung begrenzter Kapazitäten.

In der folgenden Tabelle 2 wird die Lage in jedem Mitgliedstaat bezüglich der genannten Hindernisse zusammengefasst. Sofern Strukturen bestehen, die negative Auswirkungen auf die Entwicklung des Binnenmarktes haben, sind diese rot, positivere Bedingungen hingegen grün unterlegt. Falls keine Bewertung möglich ist, bleiben die Felder weiß. Je mehr Felder rot unterlegt sind, umso unwahrscheinlicher ist die optimale Entwicklung des Wettbewerbs.

**Tabelle 2 Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie**

	Erklärte Marktöffnung (%)	Datum der vollständigen Öffnung	Entflechtung: Übertragungsnetzbetreiber/Eigentümer	Entflechtung: Verteilungsnetzbetreiber	Regulierer	Gesamtnetzentgelt	Ausgleichsbedingungen begünstigen den Einstieg	Anteil der drei größten Erzeuger in (%)
Österr.	100	2001	Rechtsform	Buchführung	ex-ante	überdurchsch.	moderat	45
Belgien	52	2003/7	Rechtsform	Rechtsform	ex-ante	durchschn.	ungünstig	96 (2)
Dänem.	35	2003	Rechtsform	Rechtsform	ex-post	durchschn.	günstig	78
Finnland	100	1997	Ownership	Management	ex-post	durchschn.	günstig	45
Frankr.	30	-	Management	Buchführung	ex-ante	durchschn.	moderat	92
Deutsch.	100	1999	Rechtsform	Buchführung	NTPA <sup>1</sup>	überdurchsch.	moderat	64
Griechen.	34	-	Rechtsf./Man.	Buchführung	ex-ante	durchschn.	moderat	97 (1)
Irland	40	2005	Rechtsf./Man.	Management	ex-ante	durchschn.	moderat	97 (1)
Italien	45	nhh <sup>2</sup> in 2004	Eigent./Rechtsf	Rechtsform	ex-ante	durchschn.	moderat	69
Lux.	57	-	Management	Buchführung	ex-ante	überdurchsch.	ungünstig	n.a.
Nieder.	63	2003	Eigentumsver.	Management	ex-ante	durchschn.	moderat	59
Portugal	45	2003	Rechtsform	Buchführung	ex-ante	durchschn.	moderat	82
Spanien	55	2003	Eigentumsver.	Rechtsform	ex-ante	durchschn.	günstig	83
Schwed.	100	1998	Eigentumsver.	Rechtsform	ex-post	durchschn.	günstig	90
VK	100	1998	Eigentumsver.	Rechtsform	ex-ante	durchschn.	günstig	36

<sup>1</sup> NTPA = Netzzugang auf Vertragsbasis <sup>2</sup> nhh= gewerbliche Kunden

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass seit dem Erscheinen des Berichts im vergangenen Jahr eine Reihe von Fortschritten im Zeitplan für die Marktöffnung und bei der Entflechtung der Übertragungsnetze zu verzeichnen waren. Bei der Entflechtung der Verteilungsnetze ist die derzeitige Situation jedoch allgemein nicht zufriedenstellend. In bestimmten Mitgliedstaaten sind nach wie vor hohe Netztarife festzustellen, und es gibt weiterhin Anhaltspunkte dafür, dass die Ausgleichsmechanismen sich für Neubewerber ungünstig auswirken. Die Konzentration auf dem Großhandelsmarkt bleibt in den meisten Mitgliedstaaten ein Problem; hier sind, außer in Italien, kaum Fortschritte erkennbar.

### **Umsetzung der Erdgasrichtlinie: Detaillierte Bewertung**

Im Gassektor sind im Vergleich zum Vorjahr im Allgemeinen weniger Fortschritte zu verzeichnen als im Elektrizitätsbereich, wobei die bedeutendsten Hindernisse die folgenden sind:

- Ähnliche Besorgnis über die ungleiche Marktöffnung wie im Stromsektor.
- Unangemessene Tarifstrukturen sowie große und unbegründete Unterschiede bei den Netzzugangsentgelten zwischen den Ländern und Regionen für Transport- und Fernleitungsleistungen, die ein Wettbewerbshindernis darstellen und Einnahmen für die Quersubventionierung verschaffen.
- Mangelnde Transparenz bezüglich der Verfügbarkeit von Infrastrukturkapazitäten, sowohl national als auch grenzüberschreitend, wie auch der Kapazitätsreservierungsverfahren, die Dritten Flexibilität bei der Variierung ihrer Gasbezugsquellen und ihrer Kundschaft nicht ohne höhere Kosten ermöglichen .
- Konzentration von Erdgasförderung und -import auf einige wenige Unternehmen und schleppende Herausbildung von Gashandelszentren (Hubs), was oft zur Folge hat, dass neue Marktteilnehmer große Mühe haben, Erdgas in Großhandelsmengen zu angemessenen Bedingungen einzukaufen.
- Ausgleichsregelungen, die übermäßig starr sind, da sie marktfern sind und den anfallenden Kosten nicht Rechnung tragen.

In der nachfolgenden Tabelle 3 wird die Lage in jedem Mitgliedstaat zusammengefasst, wobei die Kennzeichnung der jeweiligen Merkmale analog der Tabelle für den Elektrizitätssektor erfolgt. Auch hier werden dem Wettbewerb hinderliche Bedingungen rot und förderliche Bedingungen grün unterlegt.

**Tabelle 3 Umsetzung der Gasrichtlinie**

	Erklärte Marktöffnung (%)	Datum der vollständigen Öffnung	Entflechtung: Fernleitungsnetzbetreiber	Entflechtung: Verteilungsnetzbetreiber	Regulierer	Struktur der Fernleitungsentgelte	Gesamt-netzentgelt	Kapazitätsbuchungsverfahren	Ausgleichsbedingungen fördern den Einstieg J/N	Konzentration auf dem Großhandelsmarkt
Österr.	100	2002	Rechtsform	Rechtsform	ex-ante	wird geprüft	n.a.	moderat	günstig	ja
Belgien	59	2003/6	Rechtsform	Rechtsform	ex-ante	Entfernung	normal	flexibel	moderat	nicht bekannt
Dänem.	35	2004	Rechtsform	Rechtsform	ex-post	Briefmarkent.	hoch	unflexibel	ungünstig	ja
Frankr.	20	-	Buchführung	Buchführung	n.a.	Entfernung	hoch	unflexibel	moderat	ja
Deutsch.	100	2000	Buchführung	Buchführung	NTPA <sup>1</sup>	Entfernung	hoch	unflexibel	ungünstig	moderat
Irland	82	2005	Management	Management	ex-ante	Einspeis./Entn	normal	flexibel	moderat	nicht bekannt
Italien	96	2003	Rechtsform	Rechtsform	ex-ante	Einspeis./Entn	normal	flexibel	günstig	ja
Luxemb.	72	-	Buchführung	Buchführung	ex-ante	Briefmarkent.	normal	flexibel	ungünstig	ja
Niederl.	60	2003	Management	Buchführung	hybrid	Entfernung	normal	flexibel	moderat	ja
Spanien	79	2003	Eigentumsv.	Rechtsform	ex-ante	Briefmarkent.	normal	flexibel	günstig	moderat
Schwed.	47	2006	Buchführung	Buchführung	ex-post	Briefmarkent.	hoch	flexibel	k.A..	ja
VK	100	1998	Eigentumsv.	Eigentumsv.	ex-ante	Einspeis./Entn	normal	flexibel	günstig	moderat

<sup>1</sup> NTPA=Netzzugang auf Vertragsbasis

Im diesjährigen Bericht wird eine ausführliche Bewertung des Gassektors vorgenommen. Hierzu werden die zusätzlichen Bereiche der Entflechtung der Fernleitungsnetzbetreiber, die Kapazitätsbuchungsverfahren sowie die Ausgleichsbedingungen und Großhandelsmärkte berücksichtigt. Ferner werden die Gesamtnetzentgelte eingehender analysiert.

Aus der Tabelle geht hervor, dass es in einigen Mitgliedstaaten wie in Belgien, Österreich und den Niederlanden Verbesserungen hinsichtlich des Zeitplans für die Marktöffnung, und in Spanien, Österreich und den Niederlanden bei der Entflechtung gegeben hat. Ein weiterer wichtiger Fortschritt war, dass die norwegischen Gasproduzenten die gemeinsame Absatzorganisation aufgegeben haben, nachdem die Kommission ein Verfahren in der Sache eingeleitet hat. Dennoch bleibt das Gesamtbild hinter dem des Elektrizitätssektors zurück.

### Ergebnisse der Marktöffnung für Kunden

Die bereits aufgeführten Hindernisse scheinen sich auf die Marktöffnung in den Mitgliedstaaten ausgewirkt zu haben. In der nachfolgenden Tabelle 4 werden das aktuelle Preisniveau und die Preistendenzen für verschiedene Kundengruppen zusammengefasst. Die Mitgliedstaaten wurden nach niedrigen, mittleren und hohen Preisen gegenüber dem EU-Durchschnitt und danach, ob sich die Preise seit dem Inkrafttreten der Richtlinie erhöht haben (>5%), stabil geblieben (±5%) oder zurückgegangen sind (>5%), zusammengefasst.

**Tabelle 4 Übersicht über das Energiepreisniveau: Januar 2002**

	ELEKTRIZITÄT		
	Großverbraucher		
Trend seit 1/1999	gering	mittel	hoch
fallend	SW	LX UK ES	DE
stabil	FI	FR NL	PT
steigend		DK GK	IT IR BE

	ELEKTRIZITÄT		
	Kleine Unternehmen		
Trend seit 1/1999	gering	mittel	hoch
fallend	SW	AT UK IT	DE BE LX
stabil	FI	PT ES FR	IR
steigend	DK	NL GK	

	ELEKTRIZITÄT		
	Haushalte		
Trend seit 1/1999	gering	mittel	hoch
fallend	EL	AT ES UK	DE IT
stabil	SW FI	FR NL	BE PT LX
steigend	DK	IR	

Österreich: keine Angaben

GAS			
Großverbraucher			
Trend seit 7/2000	gering	mittel	hoch
fallend	FR DK	LX SW ES	
stabil		BE	
steigend		AT UK IT	DE

GAS		
Kleine Unternehmen		
gering	mittel	hoch
	DK SW	ES
	BE LX IR	IT
UK NL	FR	DE AT

GAS		
Haushalte		
gering	mittel	hoch
DK		
IR UK LX	AT BE	ES IT
NL		DE SW FR

Irland, NL: keine Angaben

Zu beachten ist, dass in einigen Fällen die Preistrends dadurch, dass der Regulierer die Übertragungsentgelte zwischen verschiedenen Kundengruppe neu austariert hat, ein wenig verzerrt sind. Dies war z. B. in den letzten Jahren in Italien und Irland im Stromsektor der Fall. Eine solche Neuaustarierung macht es schwierig, in diesen Fällen hinsichtlich der Auswirkungen der Marktöffnung zu einem Schluss zu kommen.

Erkennbar ist, dass die Strompreise im Vereinigten Königreich, in Deutschland und in Österreich infolge der vollständigen Marktöffnung für alle Verbrauchergruppen gefallen sind, während in Schweden und in Finnland die Preise auch fallen oder auf niedrigem Niveau stabil sind. In den anderen Mitgliedstaaten gibt es in der Regel eine Gruppe, die von den fallenden Preisen nicht profitiert oder die Preiserhöhungen erfährt.

Im Gassektor lässt sich feststellen, dass außer in Dänemark den Preissenkungen für Großverbraucher häufig hohe Preise oder Preissteigerungen für kleine Unternehmen und Haushalte entgegenstehen. Dies ist insbesondere in Frankreich, Spanien und Schweden der Fall. Ferner zeigt sich, dass die mangelnde tatsächliche Marktöffnung im deutschen Gassektor mit hohen und steigenden Preisen für alle Kundengruppen einherging. Im Vereinigten Königreich sind mit der vollständigen und effektiven Marktöffnung die Preise für die Haushalte relativ niedrig geblieben.

**Tabelle 5 Schätzungen zum Versorgerwechsel 1998-2001**

	ELEKTRIZITÄT				GAS			
	zugelassene industrielle Großabnehmer		Gewerbliche Kleinverbraucher/Haushalte		zugelassene industrielle Großabnehmer		zugelassene industrielle Großabnehmer	
	Wechsel	Wechsel oder Neuverhandl.	Wechsel	Wechsel oder Neuverhandl.	Wechsel	Wechsel oder Neuverhandl.	Wechsel	Wechsel oder Neuverhandl.
Österreich	20-30%	nicht bekannt	5-10%	nicht bekannt	<2%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Belgien	2-5%	30-50%	nicht zugelassen		nicht bekannt	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Dänemark	nicht bekannt	>50%	nicht zugelassen		2-5%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Finnland	nicht bekannt	>50%	5-10%	10-20%	nicht zugelassen		nicht zugelassen	
Frankreich	10-20%	nicht bekannt	nicht zugelassen		20-30%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Deutschland	20-30%	>50%	5-10%	10-20%	<2%*	nicht bekannt	<2%	nicht bekannt
Griechenland	null	null	nicht zugelassen		nicht zugelassen		nicht zugelassen	
Irland	10-20%	nicht bekannt	nicht zugelassen		20-30%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Italien	>50%	100%	nicht zugelassen		10-20%	nicht bekannt	2-5%	nicht bekannt
Luxemburg	10-20%	>50%	nicht zugelassen		5-10%	100%	nicht zugelassen	
Niederlande	20-30%	100%	nicht zugelassen		30-50%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Portugal	5-10%	nicht bekannt	nicht zugelassen		nicht zugelassen		nicht zugelassen	
Spanien	10-20%	>50%	nicht zugelassen		20-30%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Schweden	nicht bekannt	100%	10-20%	>50%	<2%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
VK	>50%	100%	30-50%	n.a.	>50%	nicht bekannt	30-50%	>50%

Quelle: Eurostat, Umfrageergebnisse

Tabelle 5 enthält Schätzungen zum Prozentsatz der Kunden, die einen Versorgerwechsel vorgenommen oder ihren Vertrag mit ihrem bisherigen Versorger neu ausgehandelt haben. Für den Elektrizitätssektor zeigt sich, dass in nahezu allen Mitgliedstaaten die Mehrheit der zugelassenen Großkunden inzwischen die Möglichkeit des Wechsels zu alternativen Versorgern genutzt hat, auch wenn sie sich schließlich wieder für ihren bisherigen Lieferanten entschieden haben. Hinsichtlich der Kleinkunden ist besonders zu beachten, dass in Deutschland und in Österreich im vergangenen Jahr ein zunehmender Verbraucherwechsel zu verzeichnen war.

Im Gassektor stimmt der Grad der Kundenaktivität generell weniger hoffnungsvoll. Spanien, Italien und Irland vermelden bei den Großverbrauchern gewisse Fortschritte. Für den Kreis der Kleinkunden kann jedoch bislang nur das Vereinigte Königreich die gleiche echte Versorgerauswahl bieten wie im Strombereich.

### Gemeinwirtschaftliche Fragen

Der vorliegende Bericht enthält im Vergleich zum Vorjahresbericht umfassendere Angaben der Mitgliedstaaten zu den Maßnahmen, die diese zur Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Ziele in einer wettbewerbsorientierten Marktumgebung ergriffen haben. Aus ihm geht hervor, dass die Mitgliedstaaten sich dessen bewusst sind, dass sie für eine sichere Versorgung und für ein hohes Leistungsniveau für alle Kunden sorgen und sich für die Umweltzielsetzungen der Gemeinschaft einsetzen müssen. Die vorrangigen Aufgaben, die sich die Mitgliedstaaten gestellt haben, umfassen Folgendes:

- Gewährleistung der Versorgungssicherheit in bestimmten Gebieten wie der nordischen Region und in Irland sowie Lösung längerfristiger Fragen bezüglich der Gaslieferungen aus Drittländern.

\* die Kommission geht davon aus, daß dies 10% des Verbrauchs entspricht

- Fortgesetzte Bemühungen, damit einkommensschwache Kunden vom Wettbewerb profitieren und weiterhin Zugang zum Strom zu erschwinglichen Preisen haben; Stromabschaltungen sollten nur das letzte Mittel sein.
- Maßnahmen zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen und der Kraft-Wärme-Kopplung sowie zur Förderung des Nachfragemanagements.

Aus Verbraucherumfragen<sup>3</sup> geht hervor, dass die Zufriedenheit mit der Qualität der Leistungen nach wie vor hoch ist. Allerdings wurden auch gewisse Zweifel laut, was die Schwierigkeiten der Haushalte betrifft, faire Preisvergleiche anzustellen und mit aufdringlichen Marketingpraktiken umzugehen. Diese Bedenken und die entscheidende Bedeutung von Strom und Gas als Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse machen mit Nachdruck deutlich, dass nach der Durchführung von Marktöffnungsmaßnahmen anhaltender Bedarf an einer staatlichen Regulierung der Sektoren besteht.

### **Zusammenfassende Schlussfolgerungen**

Diese Analyse unterstützt erneut die Hypothese, dass die vollständige Marktöffnung, sofern sie mit entsprechenden Strukturmaßnahmen bezüglich der Entflechtung und Regulierung einhergeht, notwendig ist, um durchgängig Vorteile für alle Verbrauchergruppen zu bieten. So steht insbesondere fest, dass kleinere Verbraucher auf Märkten, die nicht tatsächlich und vollständig geöffnet sind, von diesen Wettbewerbsbedingungen nicht profitieren können und daher relativ gesehen Nachteile erleiden dürften.

---

<sup>3</sup> „Etude sur les services d'intérêt économique général auprès des citoyens des 15 pays de l'Union Européenne“ (Untersuchung über die Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse bei den Bürgern der 15 Länder der Europäischen Union), GD Binnenmarkt und GD Gesundheit und Verbraucherschutz.

**ARBEITSDOKUMENT DER KOMMISSIONSDIENSTSTELLEN**  
**ZWEITER BENCHMARKINGBERICHT ÜBER DIE VOLLENDUNG DES**  
**ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGASBINNENMARKTES**

**HAUPTBERICHT**

**1. Hintergrund des Berichts**

Der vorliegende Bericht enthält die ersten Schlussfolgerungen der Kommission aus ihrer zweiten vergleichenden Studie des europäischen Erdgas- und Elektrizitätsmarktes. In ihm wird eine eingehende Analyse der in den einzelnen Mitgliedstaaten vorhandenen Regelungen für den Strom- und Gassektor vorgenommen. Hierfür werden die im Rahmen einer detaillierten Befragung der Regulierungsbehörden, Regierungen der Mitgliedstaaten und Branchenbeteiligten eingeholten Informationen verwendet. Diesen Befragungen folgten, sofern dies erforderlich war, Kontakte zwischen den Vertretern der GD Energie und Verkehr und Vertretern der Regierung und/oder Branche der jeweiligen Mitgliedstaaten.

**2. Gesetzgeberische Maßnahmen**

Aus Tabelle 6 ist die grundlegende gesetzgeberische Position der Mitgliedstaaten bezüglich des Elektrizitäts- und des Gasmarktes (Stand Oktober 2002) ersichtlich. Sie enthält Angaben zum jeweiligen Grad der Marktöffnung, den Zulassungsschwellen sowie zur Marktregulierung und Entflechtung.

**Tabelle 6 Maßnahmen der Mitgliedstaaten zur Umsetzung der Richtlinien**

	Elektrizität					Gas				
	Marktöffnung	Zulassungsschwelle	100% in/bis	Entflechtung: Übertragung	Netzzugang	Marktöffnung	Zulassungsschwelle	100% in/bis	Entflechtung: Fernleitung	Netzzugang
Österreich	100%	-	2001	Rechtsform	gereg.	100%	-	Okt. 2002	Rechtsform	gereg.
Belgien <sup>4</sup>	52%	1/10GWh	2003/7	Rechtsform	gereg.	59%	5mcm	2003/6	Rechtsform	gereg.
Dänemark	35%	1 GWh	2003	Rechtsform	gereg.	35%	35mcm	2004	Rechtsform	gereg.
Finnland	100%	-	1997	Eigent.-verh.	gereg.	Derogation <sup>5</sup>				
Frankreich	30%	c.16 GWh	-	Management	gereg.	20% <sup>6</sup>	25mcm	-	Buchführung	Vertragsb.
Deutschland	100%	-	1999	Rechtsform <sup>7</sup>	Vertragsb.	100%	-	2000	Buchführung	Vertragsb.
Griechenland	34%	1kV	-	Rechtsf./Man.	gereg.	Derogation				
Irland	40%	1 GWh	2005	Rechtsf./Man.	gereg.	82%	2 mcm	2005	Management	gereg.
Italien <sup>8</sup>	45%	9 GWh	-	Rechtsf./Man.	gereg.	96%	0,2mcm	2003	Rechtsform	gereg.
Luxemburg	57%	20 GWh	-	Management	gereg.	72%	15mcm	-	Buchführung	gereg.
Niederlande	63%	3*80 A	2003	Eigent.-verh.	gereg.	60%	1 mcm	2003	Management	hybrid
Portugal	45%	1kV	2003	Rechtsform	gereg.	Ausnahmeregelung				
Spanien	55%	1 GWh	2003	Eigent.-verh.	gereg.	79%	1mcm	2003	Eigent.-verh.	gereg.
Schweden	100%	-	1998	Eigent.-verh.	gereg.	47%	35mcm	2006	Buchführung	gereg.
VK	100% <sup>9</sup>	-	1998	Eigent.-verh.	gereg.	100%	-	1998	Eigent.-verh.	gereg.

<sup>4</sup> Die niedrigeren Zulassungsschwellen und früheren Öffnungszeitpunkte gelten nur für die Region Flandern.

<sup>5</sup> Obgleich in Finnland ein Monopol bei der Gaseinfuhr besteht (die gesamte Gasmenge wird aus Russland eingeführt), gibt es einen Sekundärmarkt.

<sup>6</sup> Der Gasmarkt in Frankreich wurde trotz weiterhin fehlenden Rechtsrahmens auf freiwilliger Basis geöffnet.

<sup>7</sup> Wenn auch nach dem deutschen Energiegesetz nicht erforderlich, haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber auf freiwilliger Basis eine Entflechtung vorgenommen.

<sup>8</sup> In Italien können kleinere Kunden die Nachfrage bündeln, um die Zulassungsschwelle zu erreichen. Im Jahr 2004 wird der Markt für alle gewerblichen Kunden offen sein.

<sup>9</sup> In Nordirland ist der Strommarkt nur zu 35 % geöffnet.

mcm = Mio. m<sup>3</sup>

Was den Elektrizitätssektor angeht, so haben seit dem letzten Bericht mehrere Mitgliedstaaten, darunter Belgien, die Niederlande und Portugal, ihren Markt weiter geöffnet. Nach der derzeitigen Lage sehen mit Ausnahme Frankreichs, Griechenlands und Luxemburgs alle Mitgliedstaaten eine über die Festlegungen der Richtlinie hinausgehende Öffnung vor. Portugal wird seinen Markt 2003 vollständig öffnen, dies gilt auch für die Region Flandern in Belgien. Bis 2004 wird in Italien die Öffnung für alle gewerblichen Kunden vollzogen sein.

Im Gassektor hält die Kommission ihr Vertragsverletzungsverfahren gegen Frankreich und Deutschland aufrecht. Abgesehen von Finnland, Portugal und Griechenland, deren Märkte neu entstehen und wo bestimmte Ausnahmeregelungen gelten, ist in allen Mitgliedstaaten mit Ausnahme Frankreichs und Luxemburgs eine vollständige Marktöffnung bis spätestens 2006 vorgesehen. Das vergangene Jahr war von weiteren Fortschritten geprägt; so wurde der österreichische Markt zu 100 % geöffnet. Dänemark und die Region Flandern haben die vollständige Öffnung ihrer Märkte auf 2003-2004 vorgezogen.

Was die strukturbezogenen Maßnahmen betrifft, so haben vor kurzem die nationalen Regulierungsbehörden in Irland und Österreich die Kontrolle sowohl über den Erdgas- als auch den Elektrizitätssektor übernommen, so dass nunmehr alle bestehenden Regulierungsbehörden in den Mitgliedstaaten mit Ausnahme Frankreichs die Kontrolle über sowohl den Elektrizitäts- als auch den Gassektor ausüben. Als einziger Mitgliedstaat praktiziert Deutschland ein Modell, das keine sektorspezifische Regulierungsstelle vorsieht, sondern sich hauptsächlich auf das Ex-post-Kontrollsystem der Wettbewerbsbehörde stützt.

Hinsichtlich der Entflechtung der Übertragungs-/Fernleitungsnetzbetreiber haben mehrere Länder weitere Maßnahmen ergriffen; so haben Italien, Belgien und die Niederlande die Entflechtungsregelungen verbessert.

### 3. Regulierung und Streitbeilegung

Im Benchmarkingbericht des letzten Jahres wurde unterstrichen, welche Bedeutung den sektorspezifischen Regulierungsstellen zukommt. Der Vorschlag der Kommission zur Änderung der Elektrizitäts- und Gasrichtlinien sieht für die nationalen Regulierungsstellen einen Mindestumfang an Zuständigkeiten vor.

In Anhang 1 wird der derzeitige Status der Regulierungsstellen in den einzelnen Mitgliedstaaten dargestellt. Aus ihm geht hervor, dass seit dem letzten Bericht keine wesentlichen Änderungen am Status der Regulierungsstellen zu verzeichnen sind. In verschiedenen Mitgliedstaaten hat das zuständige Ministerium noch einen gewissen Einfluss auf die Entscheidungen der Regulierer. So kann es bestimmte Aufgaben zum Beispiel im Zusammenhang mit Netzentgelten weiter ausüben<sup>10</sup>. Dies kann darauf zurückzuführen sein, dass einige Regulierungsbehörden noch im Aufbau begriffen sind. Festzustellen ist ferner, dass die personelle und materielle Ausstattung der Regulierungsbehörden weiter verbessert wird.

Die Mehrzahl der Regulierungsstellen nimmt eine Regulierung der Netzentgelte nach dem **Ex-ante**-System vor. Eine Ausnahme bilden hierbei die nordischen Länder, die offensichtlich eine **Ex-post**-Kontrolle der Tarife in Verbindung mit der Entflechtung der Eigentumsverhältnisse bevorzugen. Unterschiede gibt es auch in den Befugnissen des

---

<sup>10</sup> In Frankreich hat das Ministerium kürzlich dem von der Regulierungsstelle unterbreiteten Vorschlag für Stromnetzentgelte zugestimmt.

Regulierers bezüglich der Erfassung und Prüfung von Informationen. Verfügt die Regulierungsstelle nicht über ausreichende Befugnisse, kann ihre Abhängigkeit von der Branche zu groß sein und ihre Effektivität beeinträchtigt werden. Zweifelsohne spielt der Grad der Entflechtung hier eine maßgebliche Rolle, da Netzbetriebe, die hinsichtlich der Eigentumsverhältnisse entflochten sind, eher mit den Regulierungsinstanzen zusammenarbeiten, zumindest hinsichtlich der Gewährleistung eines fairen Netzzugangs.

## 4. Indikatoren für den Elektrizitätsmarkt

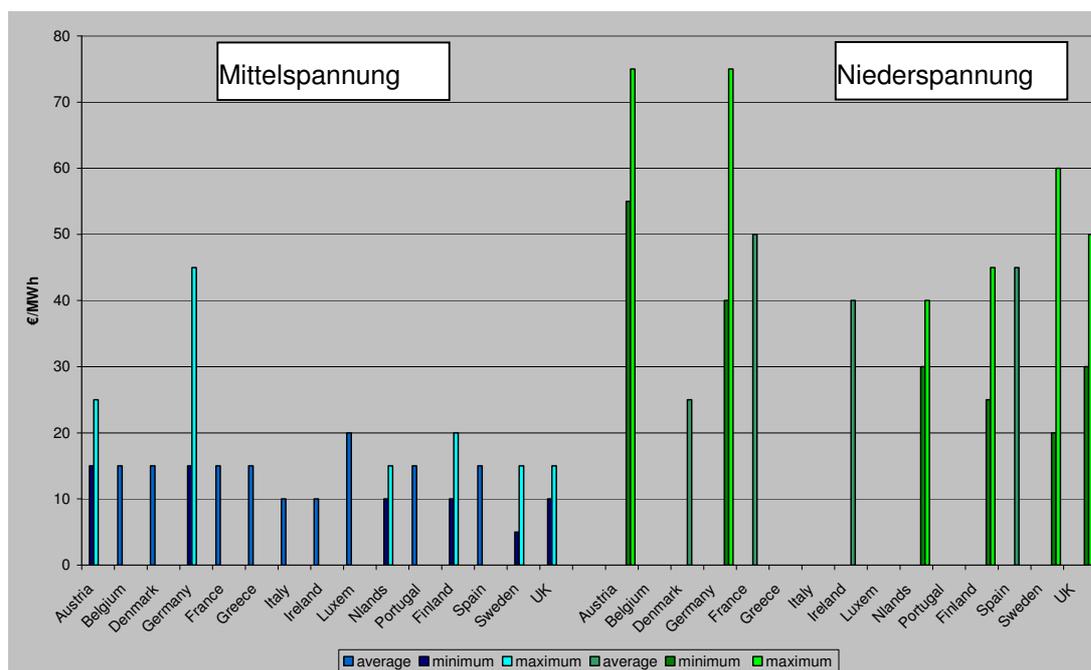
### 4.1 Netzzugang

#### Netzentgelte

Zwischen den Mitgliedstaaten gibt es erhebliche Unterschiede hinsichtlich der Zahl der Unternehmen, die die einzelnen Teile des Übertragungs- und Verteilungsnetzes betreiben. In den meisten Fällen ist die vor der Marktöffnung vorhandene Struktur der Stromversorgung immer noch erkennbar. In einigen Ländern, wie Frankreich, Irland und Griechenland, befinden sich sowohl das Übertragungsnetz als auch der größte Teil, wenn nicht sogar das gesamte nationale Verteilungsnetz, im Besitz eines einzelnen staatlichen Unternehmens. In anderen Ländern, wie Deutschland und Österreich, hingegen werden die Übertragungsnetze auf regionaler Basis betrieben, und die Verteilung erfolgt durch eine Vielzahl von Kommunen. Andere Mitgliedstaaten liegen mit ihrer Zahl der Netzbetreiber zwischen diesen beiden Extremen.

Das nachfolgende Schaubild gibt die Höhe der Gesamtnetzentgelte an, die Kunden in den einzelnen Mitgliedstaaten für zwei verschiedene Spannungsebenen zahlen müssen. Weist ein Mitgliedstaat ein einheitliches Entgeltsystem auf, ist nur ein Preis angegeben. Gibt es mehrere Verteilungsnetze mit unterschiedlicher Entgelthöhe, werden ein maximaler und ein minimaler Wert angegeben. In Anhang 2 wird dieser Ansatz näher erläutert.

**Schaubild 1 Geschätzte Höhe der Netzentgelte in €/MWh<sup>11</sup>**



Quelle: Umfrageergebnisse, Analyse der GD TREN

Die im Schaubild erkennbaren Unterschiede weichen kaum von den Ergebnissen der vergleichenden Studie des vergangenen Jahres ab. Wiederum weisen sowohl Deutschland als

<sup>11</sup> Ohne Steuern und Gebühren für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen, „stranded costs“ etc. Übertragungs- und Messkosten sind inbegriffen. Die Annahmen für die Berechnung sind im Anhang 2 dargestellt.

auch Österreich einige Regionen mit Netzentgelten auf, die über dem EU-Durchschnitt liegen, während andere Regionen näher am Durchschnitt sind. Der Netzzugang in Luxemburg kann auch als teuer eingestuft werden. Diese unterschiedlich hohen Entgelte sind nicht per se ein Wettbewerbshemmnis, sofern sie transparent und diskriminierungsfrei sind. In bestimmten Fällen fehlt es jedoch an Transparenz, da keine deutliche Entflechtung gegeben ist.

Eine deutliche Entflechtung der Netze von den mit ihnen verbundenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen dürfte zweifelsohne zu einem besseren Verständnis der von den einzelnen Versorgungsunternehmen zugrunde gelegten Kosten beitragen und eine ordnungsgemäße Zuweisung von Kosten, Gewinnen und Steuern sichern. In Anhang 3 werden die Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten für die Entflechtung untersucht. Die strengsten Bestimmungen für die Netzentflechtung sind in Finnland, Schweden, dem Vereinigten Königreich und in Italien zu finden. Im Vergleich dazu werden in vielen anderen Mitgliedstaaten nur Mindestforderungen gestellt.

### *Bilanzausgleich*

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Sicherung eines fairen Netzzugangs hängt eng mit den mit dem Bilanzausgleich verbundenen Bedingungen zusammen. Den Ausgleich übernimmt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der in der Regel ein Entgelt dafür verlangt, dass er Netznutzern mit einem Stromdefizit einen Mehrbezug ermöglicht oder überschüssige Energie abnimmt. Die Ausgleichsregelungen sind für neue Marktteilnehmer wichtig, da sie oftmals über einen kleineren Kundenkreis verfügen und das Risiko von Ausgleichsleistungen gewöhnlich höher ist. Anhang 4 enthält eine Übersicht der Ausgleichssysteme der einzelnen Mitgliedstaaten hinsichtlich der Berechnung der Entgelte und der einzuhaltenden Verfahrensweisen.

In der Mehrzahl der Mitgliedstaaten wird der Preis für den Stromausgleich heute auf der Grundlage von Marktprinzipien bestimmt, und die jeweils angewandte Berechnungsmethode ist durch die Regulierungsstelle zu bestätigen. In anderen Fällen unterliegen die Preise der direkten Regulierung. In Belgien und Luxemburg scheinen jedoch die Übertragungsnetzbetreiber den Bilanzausgleich ohne Beteiligung einer Regulierungsstelle oder eines Marktprozesses zu kontrollieren, und gibt es Anhaltspunkte dafür, dass dies den Zugang für neue Wettbewerber erschwert.

Zu den stärker ins Detail gehenden Aspekten des Bilanzausgleichs gehören die Länge des Bilanzausgleichszeitraums, die Bestimmung des Termins für die letzte Mitteilung der Fahrpläne und die Möglichkeit für die Kunden, ihren Ausgleichsbedarf zusammenzulegen, um auf diese Art und Weise die Kosten für den Stromausgleich insgesamt zu senken. Auch hinsichtlich dieser Aspekte ist die Lage in den einzelnen Mitgliedstaaten verschieden, und sind einige Unzulänglichkeiten zu verzeichnen.

Es sei daran erinnert, dass marktorientierte Mechanismen immer mit einer angemessenen Regulierung einhergehen sollten. Insbesondere können etablierte Großunternehmen ihre Marktmacht für die Erzielung eines hohen Preises für Ausgleichsenergie zum Nachteil kleinerer Versorger, die nicht über große Erzeugungsquellen verfügen, nutzen. In einem solchen Fall kann ein direktes Eingreifen der Regulierungsstelle, wie das in Frankreich, Portugal und Irland der Fall ist, hilfreich sein.

## 4.2 Marktstruktur und Handel zwischen den Mitgliedstaaten

### Großhandelsmarkt

Die nachstehende Tabelle 7 fasst die von Eurostat erhobenen Informationen zur Stromerzeugung zusammen. Aus ihr geht hervor, dass in vielen Mitgliedstaaten der Erzeugungsbereich nach wie vor durch eine erhebliche Konzentration gekennzeichnet ist. Wie bereits erwähnt, dürfte die Existenz von Erzeugern mit beherrschender Marktstellung ohne eine regulatorische Kontrolle der Großhandels- und Ausgleichsmärkte dem Wettbewerb kaum zuträglich sein. Zur Förderung eines echten Wettbewerbs mussten daher in vielen Mitgliedstaaten die marktbeherrschenden Versorger bereits Stromerzeugungskapazitäten abtreten, zum Beispiel im Vereinigten Königreich und Italien. Erst kürzlich ist der Marktanteil von Enel durch eine Veräußerung spürbar verringert worden.

Andere Mitgliedstaaten, darunter Frankreich und Irland, haben dem Großhandelsmarkt Kapazitäten der etablierten Erzeuger über ein Auktionsverfahren zugänglich gemacht. In beiden Fällen war dies das Ergebnis von Fusionsfällen, die von der Kommission bearbeitet wurden.

**Tabelle 7 Indikatoren für die Marktentwicklung: Konzentration und Marktzutritt**

	Unternehmen mit einem Anteil installierter Leistung von mind. 5% <b>Daten für 2000</b>	Anteil der drei größten Versorger (Anteil an installierter Leistung) <sup>12</sup> <b>Daten für 2000</b>	Installierte Kapazität (GW)  a	Einfuhrkapazität (GW)  b	Potenzieller Wettbewerb durch Einfuhren  b ÷ a	In den kommenden drei Jahren zu erwartende neue Kapazität (Anteil an installierter Kapazität)	Strombörse J/N
Österreich	5	45%	18,2	3,8	21%	2%	J
Belgien	2	96%(2)	15,7	3,9	25%	1%	N
Dänemark	3	78%	12,7	5,0	39%	10%	Y
Finnland	4	45%	16,6	3,7	22%	1%	J
Frankreich	1	92%	115,4	16,6	12%	0%	J
Deutschl.	4	64%	118,3	13,1	11%	1%	J
Griechenl.	1	97%(1)	10,3	1,3	12%	34%	N
Irland	1	97%(1)	4,8	0,3	7%	17%	N
Italien	4	69%	78,1	10,8	14%	8%	(J)
Luxemburg	k.A.	k.A.	1,2	1,2	100%	k.A.	N
Niederl.	6	59%	20,6	3,9	19%	3%	Y
Portugal	3	82%	10,7	3,2	30%	5%	(J)
Spanien	4	83%	52,6	2,1	4%	9%	J
Schweden	3	90%	33,6	9,9	29%	k.A.	J
UK	8	36%	78,9	2,7	3%	4%	J

Quelle: Eurostat: Wettbewerbsindikatoren für den Elektrizitätsmarkt und Umfrageergebnisse

Ein weiterer Fortschritt ist die Verbreitung von Strombörsen in nahezu allen Mitgliedstaaten. Trotz der doch recht großen Unterschiede in der Liquidität dieser Märkte tragen sie alle zur Schaffung einer transparenten Marktpreisstruktur bei, die der weiteren Entwicklung des Binnenmarktes nur förderlich sein kann. Mit Ausnahme Belgiens, Luxemburgs,

<sup>12</sup> Diese Daten können den Konzentrationsgrad zu niedrig ausweisen, sofern es Überkreuzbeteiligungen gibt (z. B. in Italien, Deutschland).

Griechenlands und Irlands haben alle Mitgliedstaaten bis zu einem gewissen Grad standardisierte Strombörsen vorzuweisen.

### *Grenzüberschreitende Transaktionen*

Bei vorhandener Konzentration auf dem Erzeugermarkt kann der Wettbewerb im Bereich der Versorgung auch über grenzüberschreitende Transaktionen erreicht werden; aus der Tabelle 7 geht hervor, dass im Falle Belgiens, Dänemarks, Portugals und Schwedens das Potenzial beträchtlich ist. Die Möglichkeiten können sich jedoch in Grenzen halten, wenn die Rahmenbedingungen für grenzüberschreitende Transaktionen ungeeignet sind.

Nach der Annahme eines zeitlich befristeten Mechanismus für den grenzüberschreitenden Stromhandel im März 2002 müssen die am grenzüberschreitenden Handel beteiligten Marktakteure nicht mehr eine Reihe unkoordinierter Entgelte (Entgeltkumulierung) an die Übertragungsnetzbetreiber zahlen, da alle Durchleitungs- und Einfuhrgebühren abgeschafft wurden. Gemäß der neuen Regelung ist lediglich ein einmaliges Ausfuhrrentgelt in Höhe von maximal 1 €/MWh zulässig, das von einigen Mitgliedstaaten weiterhin erhoben wird. Es besteht jedoch Einigkeit darüber, dass es sich bei dieser Vereinbarung um eine zeitlich befristete Lösung handelt. Längerfristig sieht der Verordnungsentwurf der Kommission ein dauerhaftes Rahmenwerk zur Regelung dieser Fragen vor.

Wenngleich Fortschritte bei der Entgeltbildung gemacht wurden, ist die Entwicklung bei der Harmonisierung der unterschiedlichen Ansätze für die Zuweisung der Verbindungsleitungskapazitäten weniger positiv. Diese Fragen werden in Anhang 5 eingehender dargelegt. Eine Analyse hat gezeigt, dass eine ungenügende Abstimmung der Kapazitätszuweisungen erfolgt und die Mitgliedstaaten die auf der 6. Tagung des Florenzer Forums vom September 2001 vereinbarten gemeinsamen Leitlinien für das Engpassmanagement noch nicht vollständig umgesetzt haben. Diese Mängel dürften Auswirkungen auf den Umfang der Nutzung der Verbindungsleitungen z. B. zwischen Belgien und Frankreich haben.

### *Einzelhandelsversorgung und Verbraucherverhalten*

Tabelle 8 gibt einen Überblick über die Marktstruktur in der Einzelhandelsversorgung in den einzelnen Mitgliedstaaten und die Kundenaktivität, das heißt, den Anteil der Kunden, die seit der Marktöffnung ihren Versorger gewechselt oder den Vertrag mit ihrem bisherigen Versorger neu verhandelt haben.

**Tabelle 8 Marktanteile, Einzelhandelsversorgung**

	Zahl der zugelassenen Versorger	Zahl der von den Verteilungsnetzbetreiber unabhängigen Versorger	Zahl der Versorger mit einem Marktanteil von mehr als 5 % Daten für 2000 <sup>13</sup>	Anteil der drei größten Versorger (alle Verbraucher) Daten für 2000 <sup>14</sup>	Zugelassene industrielle Großverbraucher <sup>15</sup>		Gewerbliche Kleinverbraucher/Haushalte	
					Wechsel	Wechsel oder Neuverh.	Wechsel	Wechsel oder Neuverh.
Österreich	40	6	7	67% (7)	20-30%	nicht bekannt	5-10%	nicht bekannt
Belgien	16	16	3	53%	2-5%	30-50%	nicht zugelassen	
Dänemark	70	6	3	38%	nicht bekannt	>50%	nicht zugelassen	
Finnland	80	9	3	33%	nicht bekannt	>50%	5-10%	10-20%
Frankreich	225	41	1	90%+ (1)	10-20%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Deutschland	c.1200	200	3	50%	20-30%	>50%	5-10%	10-20%
Griechenland	7	6	1	100% (1)	null	null	nicht zugelassen	
Irland	19	18	1	90%+ (1)	10-20%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Italien	170	135	2	72% (2)	>50%	100%	nicht zugelassen	
Luxemburg	2	0	2	100% (2)	10-20%	>50%	nicht zugelassen	
Niederlande	33	15	7	48%	20-30%	100%	nicht zugelassen	
Portugal	11	10	1	99% (1)	5-10%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Spanien	149	nicht bekannt	4	94%	10-20%	>50%	nicht zugelassen	
Schweden	120	20	3	47%	nicht bekannt	100%	10-20%	>50%
VK	59	59	8	42%	>50%	100%	30-50%	n.a.

Quelle: Eurostat: Wettbewerbsindikatoren für den Elektrizitätsmarkt und Umfrageergebnisse

In vielen Fällen scheint der Anteil am Versorgungsmarkt Ausdruck der Organisation der örtlichen Verteilungsnetze zu sein. Dies bedeutet, dass das Vorhandensein einer Vielzahl von Einzelhandelsversorgungsunternehmen, die alle über einen kleinen Marktanteil verfügen, nicht zwangsläufig Ausdruck eines lebendigen Wettbewerbs ist, sondern auch darauf zurückzuführen sein kann, dass es kleine lokale Monopole gibt. Daraus ergibt sich die Bedeutung des Kundenwechsels als Indikator.

Generell hat die Kundenaktivität im Vergleich zum vorherigen Bericht zugenommen. Länder, die über langjährige Wettbewerbserfahrungen verfügen, wie das Vereinigte Königreich, sind den anderen Ländern bei der Versorgerwechselrate nicht mehr so weit voraus. Zu beachten ist ferner, dass in Deutschland und Österreich auch bei den kleineren Kunden eine zunehmende Aktivitätsrate zu verzeichnen ist. Die Umsetzung standardisierter Verfahren für den Kundenwechsel wird diese Entwicklung weiter fördern. Beachtliche Fortschritte sind auch in den meisten anderen Mitgliedstaaten bei den Großverbrauchern zu verzeichnen, die entweder zu einem anderen Versorger wechseln oder wenigstens ihren Vertrag mit dem bisherigen Lieferanten neu verhandeln. Es besteht jedoch nach wie vor die Besorgnis, dass die neuverhandelten Preise für Großverbraucher durch eine Quersubventionierung aus dem geschlossenen Teil des Marktes resultieren können.

<sup>13</sup> Neuere Daten für 2001 lassen darauf schließen, dass die Zahl der Versorger mit einem Marktanteil von mehr als 5 % in DK auf 6, FI auf 4, IT auf 4 und im VK auf 10 gestiegen ist.

<sup>14</sup> Umfasst sowohl den Markt der zugelassenen als auch der nicht zugelassenen Kunden.

<sup>15</sup> Zu beachten ist, dass es erhebliche Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten hinsichtlich der Zulassungsschwelle gibt.

### 4.3 Preisentwicklung

Die nachstehende Tabelle 9 enthält Angaben zu den Großhandelspreisen an verschiedenen Strombörsen in den einzelnen Mitgliedstaaten. Aus ihr geht hervor, dass sich die Preise im Verlauf des Jahres 2002 bis zu einem gewissen Grad angenähert haben. Die Hauptaussage ist jedoch Spanien, wo die Preise erheblich höher sind. Dies ist möglicherweise auf die beträchtliche Konzentration auf dem spanischen Markt zurückzuführen, was deutlich macht, wie wichtig eine stärkere Anbindung an die Nachbarländer ist. Der geplante einheitliche iberische Markt wird auch einen Beitrag dazu leisten, diese Probleme zu lindern, und sollte frühestmöglich verwirklicht werden.

**Tabelle 9 Durchschnittliche Großhandelspreise (€/MWh)**

	FR	DE	AT	NL	Nordische Länder	Spanien	VK
Jan. 2002 0700-2300	34,1	35,3		35,7	25,7	71,4	38,4
Jan. 2002 2300-0700	21,5	19,0		15,8	22,1	43,0	25,7
Juli 2002 0700-2300	24,1	28,6	29,5	30,6	16,4	51,9	21,4
Juli 2002 2300-0700	13,2	12,1	22,3	11,3	14,0	33,8	12,1

Die Schaubilder in Anhang 6 vergleichen die von Eurostat für den Zeitraum 1995-2002 erfassten Einzelhandelspreise in den Mitgliedstaaten. Im Gegensatz zu der oben dargestellten Konvergenz geht aus diesen Schaubildern hervor, dass trotz der offensichtlich recht ähnlichen Großhandelsbedingungen nach wie vor große Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten bestehen. Dies ist wahrscheinlich auf den unterschiedlichen Grad der Marktöffnung, unterschiedliche Netzentgelte und den von den Wettbewerbern auf Neueinsteiger ausgeübten Druck zurückzuführen. Obgleich die Preise für die Kunden in Spanien, Schweden und im Vereinigten Königreich weiterhin rückläufig sind, brachte das vergangene Jahr für die Großabnehmer im Durchschnitt keine signifikanten Preissenkungen. Bei den gewerblichen Kleinverbrauchern sind die Preise in Schweden und in Österreich seit 1999 um 40 % gefallen.

## Schaubild2 Vergleich der Einzelhandelspreises für verschiedene Verbrauchergruppen

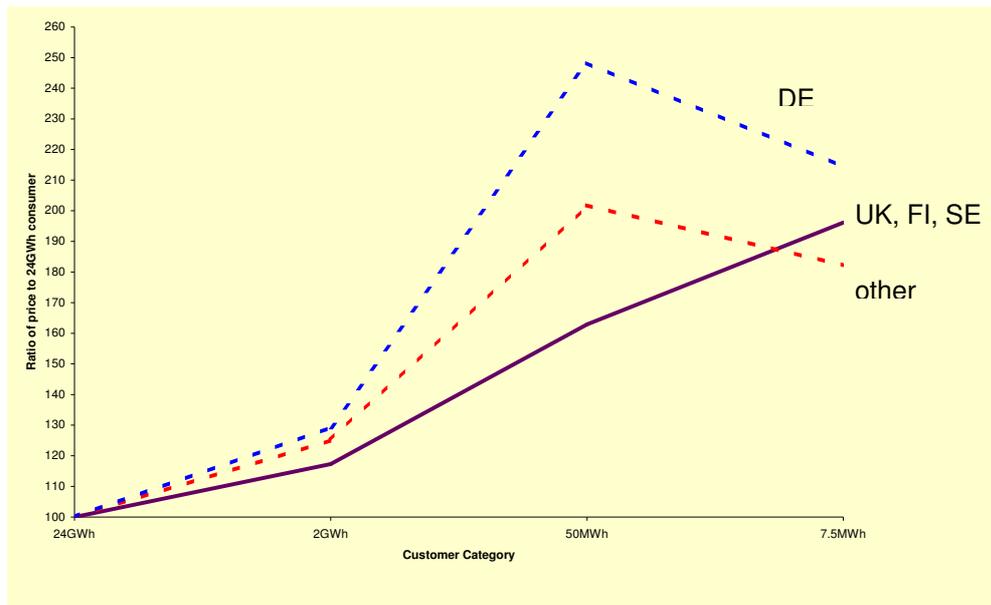


Schaubild 2 zeigt das Verhältnis der von verschiedenen Verbrauchergruppen gezahlten Preise. Dazu wurde der Preis je Einheit für einen 24-GWh-Kunden auf 100 festgelegt; die anderen Kundengruppen wurden mit dieser Basis verglichen. Die Zuordnung der Länder zu den einzelnen Gruppen erfolgte dabei entsprechend ihrer derzeitigen Marktöffnungspolitik.

Normalerweise wären in den einzelnen Ländern ähnliche Verhältniszahlen zu erwarten, da ja die Preise die zusätzlichen Netz- und Abrechnungskosten bei der Versorgung von Kleinkunden berücksichtigen sollten. In vielen Fällen variiert das Verhältnis zwischen den Preisen für verschiedene Verbrauchshöhen und denen für Großverbraucher erheblich. Dies ist ein deutliches Indiz dafür, dass bestimmte Verbrauchergruppen, entweder die Haushalte oder Kleinbetriebe oder beide Gruppen, in einigen Mitgliedstaaten aufgrund der unvollständigen oder unwirksamen Marktöffnung unverhältnismäßig hohe Preise zahlen, was im Gegensatz zu der Lage im Vereinigten Königreich und den nordischen Ländern steht, in denen das Verhältnis zwischen den Preisen die Kosten besser widerzuspiegeln scheint.

## 5. Indikatoren für den Gasmarkt

### 5.1 Netzzugang

Wie im Elektrizitätssektor sind bei der Organisation der Übertragungs- und Verteilungsnetze unter den einzelnen Mitgliedstaaten in Abhängigkeit von der historischen Entwicklung große Unterschiede zu verzeichnen. Während es in einigen Ländern - zum Beispiel Deutschland, Italien und Österreich - mehrere nationale und regionale Fernleitungsnetze wie auch eine Vielzahl örtlicher, auf kommunaler Ebene betriebener Verteilungsnetze gibt, haben andere Länder, wie das Vereinigte Königreich, nur ein nationales Fernleitungs- und Verteilungsnetz.

#### *Netzentgelte*

Was die Fernleitungsnetze betrifft, so gibt es anders als im Elektrizitätssektor derzeit keine einheitliche Entgeltstruktur, und bei der Berechnung des Transportentgeltes finden unterschiedliche Parameter Anwendung.

- In Belgien und Deutschland haben die Fernleitungsnetzbetreiber Entgeltstrukturen mit nennenswerten entfernungsabhängigen Komponenten. Dies gilt ebenfalls, wenn auch in geringerem Maße, für Frankreich und die Niederlande, wo die Entgeltstrukturen zwecks Beschränkung des entfernungsabhängigen Faktors geändert wurden.
- Im Vereinigten Königreich, in Irland und Italien wenden die Fernleitungsnetzbetreiber ein Entgeltsystem an, das auf variablen Entgelten für verschiedene Ein- und Ausspeisepunkte beruht, wobei diesen in der Regel Zonen zugrunde gelegt werden.
- In Dänemark, Schweden, Luxemburg und Spanien gelten Briefmarkentarife. Dasselbe gilt für die Ausspeisetarife in Irland.

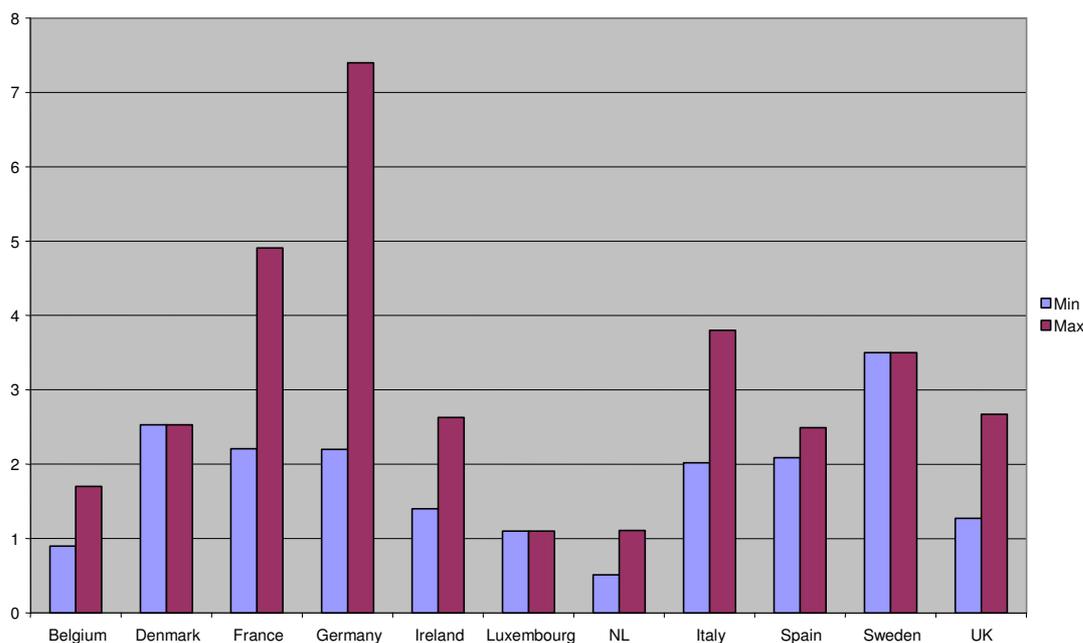
Auf dem fünften Madrider Forum wurden eine Reihe von Empfehlungen zu Leitlinien für bewährte Verfahren für den Netzzugang Dritter, das Entgeltsystem und den Bilanzausgleich verabschiedet. Die Vertreter des Rates der europäischen Regulierungsbehörden im Energiebereich, die Kommission, Verbraucherverbände und Händler vertreten die Auffassung, dass eine auf der „Einspeisung/Ausspeisung“ beruhende Tarifstruktur der Entfaltung des Wettbewerbs am dienlichsten sei und ein reines entfernungsabhängiges Entgeltsystem mit mehreren Nachteilen einhergehe, da es die tatsächlichen Kosten nicht widerspiegele, tendenziell Großversorger mit einem größeren Kundenkreis bevorzuge und keine entsprechenden ortsabhängigen Preissignale gebe.

Das Schaubild 3 zeigt die Netzentgelte in den Mitgliedstaaten. In Anhang 7 wird darauf näher eingegangen<sup>16</sup>. Aus dem Schaubild ist eine breite Streuung der Entgelthöhen sowohl innerhalb eines Mitgliedstaates als auch zwischen den Ländern erkennbar. Insbesondere ist festzustellen, dass die Anwendung entfernungsabhängiger Entgelte und die Existenz einer Vielzahl von Netzbetreibern in vielen Fällen bedeutet, dass der Tarif in Abhängigkeit von der genauen Route und der Zahl der beteiligten Netze schwankt. Generell günstiger wären in diesen Fällen, wie im Elektrizitätssektor bereits praktiziert, eine national vereinbarte Entgeltstruktur, welche die tatsächlichen Kosten widerspiegelt, und eine gerechte Aufteilung der Einnahmen auf die verschiedenen Netzeigner entsprechend dem tatsächlichen physikalischen Leistungsfluss.

---

<sup>16</sup> Die Netzentgelte in Österreich werden derzeit vom Regulierer geprüft und liegen zurzeit nicht vor.

**Schaubild 3 Geschätzte Gesamtnetzzugangsentgelte - €/MWh (Großverbraucher)<sup>17</sup>**



Quelle: Analyse der GD TREN

So müssen die Netznutzer etwa in Frankreich und Deutschland in Abhängigkeit von der gewählten genauen Route hohe Entgelte entrichten. Auch in Dänemark und Schweden sind die Tarife im Vergleich zu anderen Ländern ähnlicher Größe hoch.

Wie auf dem Elektrizitätssektor ist auch hier eine genaue Prüfung der lokalen Netzentgelte durch die Regulierungsbehörden unumgänglich, um zu hohe Entgelte zu vermeiden. Ein höheres Maß an Entflechtung der Netze wäre dabei hilfreich. Anhang 8 befasst sich mit den Entflechtungsbestimmungen in den einzelnen Mitgliedstaaten. Dabei wird deutlich, dass im Vereinigten Königreich wie auch in den Niederlanden, Italien, Österreich und Spanien die strengsten Entflechtungsbestimmungen gelten. Die diesbezüglichen Bestimmungen in den anderen Mitgliedstaaten sind im Allgemeinen unzureichend.

### *Reservierung von Kapazitäten*

Ein weiterer signifikanter Aspekt im Gassektor betrifft die Verfahren für die Kapazitätsreservierung, die für neue Marktteilnehmer eine Vielzahl potenzieller Probleme mit sich bringen. Wie bei den Netztarifen finden auch bei der Kapazitätsreservierung drei Hauptmethoden Anwendung, die auf Briefmarkentarifen, dem Einspeisungs-/Ausspeisungsansatz und der Reservierung von Streckenkapazitäten (Punkt zu Punkt) beruhen. Viele Mitgliedstaaten bevorzugen das Streckenreservierungssystem. Die Bedingungen sind oftmals inflexibel, da die Kapazitäten für mindestens ein Jahr reserviert werden müssen und kürzere Reservierungsperioden mit höheren Kosten verbunden sind. Das hält neue Marktteilnehmer davon ab, ihren Gaslieferanten zu wechseln, und bedeutet, dass nur einmal pro Jahr um neue Kunden geworben werden kann. In Frankreich, Deutschland und Dänemark werden solche Systeme noch praktiziert, in den Niederlanden und in Belgien ist

<sup>17</sup> Für einen Kunden mit einem Verbrauch von 25 Millionen m<sup>3</sup> pro Jahr bei einer täglichen Spitzenentnahme von 100 000 m<sup>3</sup> und einer stündlichen Spitzenentnahme von 4100 m<sup>3</sup>. Weitere Erläuterungen sind in Anhang 7 zu finden.

hingegen nunmehr eine monatliche Reservierung der Kapazität ohne zusätzliche Kosten möglich. Die Madrider Leitlinien für bewährte Verfahren fordern die Fernleitungsnetzbetreiber auf, nachfrageabhängige kurzfristige Leistungen anzubieten.

Ein weiteres Problem sind die Methoden der Bestimmung, welche Kapazitäten sowohl innerhalb der nationalen Netze als auch für grenzüberschreitende Transaktionen zur Verfügung stehen. Anders als bei dem für den Elektrizitätssektor vereinbarten Prinzip ist es hier oftmals der Fall, dass ein Teil oder die gesamte Pipelinekapazität über langfristige Verträge an etablierte Unternehmen gebunden ist, unabhängig davon, ob diese auch tatsächlich in Anspruch genommen werden. Diese Mängel sind in mehreren Ländern zu finden, so auch in Deutschland und Frankreich. Im Ergebnis des Marathon-Thyssengas-Falls, den die Kommission bearbeitet hat, wurde jedoch mit Thyssengas vereinbart, dass die Kapazitäten entweder genutzt oder wieder freigegeben werden müssen („Use it or lose it“-Vereinbarung). Bestimmungen dieser Art werden derzeit in den Niederlanden, in Belgien und in Österreich eingeführt.

Ein weiteres Problem ist die Transparenz. Der Verband der Gasfernleitungsnetzbetreiber hat der freiwilligen Veröffentlichung detaillierter Informationen über die verfügbaren Fernleitungskapazität an den Grenzübergangsstellen zugestimmt, diese Vereinbarung ist jedoch noch nicht vollständig umgesetzt, und zudem werden diese Informationen nicht in Echtzeit übermittelt.

### *Bilanzausgleich und Speicherung*

Auf den im Entstehen begriffenen liberalisierten Gasmärkten werden potenzielle Neueinsteiger häufig vertraglich verpflichtet, bestimmte feste Pauschalmengen im Jahr abzunehmen, obwohl nicht alle ihrer Kunden über ein gleichmäßiges Bedarfsprofil verfügen. So sind oftmals große Unterschiede zwischen dem Spitzen- und dem Durchschnittsbedarf zu verzeichnen. Das bedeutet wiederum, dass der Zugang zu Speicherungs- oder Flexibilitätsinstrumenten für die neuen Marktteilnehmer zumeist eine entscheidende Voraussetzung für einen wirksamen Netzzugang ist. Ferner ist die Politik der Fernleitungsnetzbetreiber bezüglich des Netzausgleichs für kürzere Zeiträume eine nicht unwesentliche Bedingung für den Netzzugang.

Im Bereich Bilanzausgleich und Speicherung unterscheiden sich die Praktiken stark, wie aus Anhang 9 ersichtlich ist. Während es in einigen Ländern verschiedene Beschränkungen für den Zugang Dritter zu Speichereinrichtungen gibt, wird in anderen Mitgliedstaaten der Zugang zu Speichereinrichtungen zu überhöhten Kosten angeboten<sup>18</sup>.

Das im Bereich des Bilanzausgleichs am weitesten entwickelte System ist das, das im Vereinigten Königreich zu finden ist, wo es einen Ausgleichsmarkt gibt, der dem Ausgleichsmarkt für Strom ähnelt, und die Spanne zwischen dem Verkaufs- und dem Einkaufspreis in der Regel relativ gering ist. In Österreich ist ein ähnliches System geplant. In den meisten anderen Mitgliedstaaten wird ohne Berücksichtigung der Marktmechanismen für Ausgleichsenergie ein Mehrfaches des Großhandelspreises in Rechnung gestellt. Der Faktor reicht je nach Land und Bedingungen von 1,5 bis über 4. Zu beachten ist auch, dass nur wenige Fernleitungsnetzbetreiber die Bündelung von Mehr- bzw. Minderbedarf erlauben, was für neue Marktteilnehmer mit einem kleineren Kundenkreis ein Nachteil ist.

---

<sup>18</sup> Siehe „Access and usage of storage in Germany“, PIRA European Natural Gas, März 2002.

Insgesamt verfügen die Netzbetreiber nach wie vor über einen beträchtlichen Spielraum, der ihnen die Einführung einer Regelung ermöglicht, die die mit ihnen verbundenen Unternehmen implizit begünstigt. Die gegenüber Dritten erhobene Forderung der stündlichen Bilanzierung in Verbindung mit einem beschränkten Zugang zu Flexibilitäts- und Speicherinstrumenten stellt für neue Marktteilnehmer ein erhebliches Hindernis dar.

## 5.2 Struktur des Gasmarktes und grenzüberschreitender Handel

### Großhandelsmärkte

Tabelle 10 enthält Angaben zur Struktur des Gasmarktes im Einzelhandelsbereich. Ähnlich dem Ansatz im Elektrizitätssektor beziehen sich die Angaben auf die Produktionskontrolle, die Gaseinfuhr (analog zur Stromerzeugung) und die Einzelhandelsversorgung. Im Vergleich zum Stromsektor sind diese Angaben jedoch weniger eingehend untersucht worden; im kommenden Jahr wird eine offizielle Studie mit der Beteiligung von Eurostat in Angriff genommen werden.

**Tabelle 10 Marktstruktur bei der Gaseinfuhr und -gewinnung**

	Anzahl der Unternehmen mit einem Marktanteil am verfügbaren Gas von wenigstens 5 % <sup>19</sup>	Anteil des verfügbaren Gases, der von den führenden Unternehmen kontrolliert wird (in %) largest company	Gasabtretungsprogramm	Einfuhrkapazität von anderen Mitgliedstaaten (Mrd. m3)	Zentren des Gashandels vorhanden
Österreich	3	80%	nein	k.A.	(J)
Belgien	5	nicht bekannt	nein	34,7	(J)
Dänemark	2	90%	nein	k.A.	N
Frankreich	2	90%	nein	46,0	N
Deutschland	5	54%	vorgesehen	90,7	(J)
Irland	3	nicht bekannt	nein	9,1	N
Italien	5	75%	ja	27,3	N
Luxemburg	1	100%	nein	k.A.	N
Niederlande	4	80%	nein	38,5	(J)
Spanien	3	57%	ja	2,3	N
Schweden	1	100%	nein	k.A.	N
VK	5	ca. 50%	ja	8,8	(J)

Quelle: Umfragergebnisse, (J) = Markt mit begrenzter Liquidität

Aus den Daten ist ersichtlich, dass wie bei dem Strom eine Konzentration auf den nationalen Märkten für Erdgasgewinnung und -einfuhr vorhanden ist. In vielen Fällen gibt es nur ein Unternehmen, das den Markt beherrscht. Die derzeitige Situation kann einem erfolgreichen Marktzutritt entgegenstehen, wenn es neuen Marktteilnehmern nicht möglich ist, Erdgas zu annehmbaren Bedingungen einzukaufen.

Aus diesem Grund haben einige Mitgliedstaaten (Vereinigtes Königreich, Spanien und Italien<sup>20</sup>) Abtretungsprogramme aufgestellt, die den Hauptimporteure verpflichten, einen bestimmten Anteil des eingeführten Erdgases weiterzuverkaufen. Im Rahmen der jüngst erteilten Genehmigung für die Fusion von E.On und Ruhrgas haben die deutschen Behörden

<sup>19</sup> Das verfügbare Gas stammt entweder aus der lokalen Produktion oder aus Einfuhren, die Zahlen beziehen sich auf das Jahr 2001.

<sup>20</sup> Italien: Beschränkung des marktbeherrschenden Importeurs/Produzenten auf 75 % bis 2003, 61 % bis 2009.

vorgeschlagen, Ruhrgas zur Abtretung einer bestimmten Gasmenge zu verpflichten. Nach dem Tätigwerden der Kommission verpflichteten sich auch die norwegischen Gasproduzenten dazu, ihr Gas künftig einzeln abzusetzen. Darüber hinaus verpflichteten sich zwei große Gasproduzenten, Statoil und Norsk Hydro, dazu, in den nächsten fünf Jahren ca. 15 Mrd. Kubikmeter Gas an Kunden zu verkaufen, die zuvor keinen Zugang zu norwegischem Gas hatten. Die Kommission arbeitet auch daran, territoriale Beschränkungen auf den Gasmärkten und Klauseln mit ähnlicher Wirkung, wie Gewinnaufteilungsmechanismen, zu reduzieren. Alle diese Klauseln behindern die Schaffung eines einheitlichen Energiemarktes, da sie die geographischen Möglichkeiten der Käufer, Gas wiederzuverkaufen und so für mehr Wettbewerb bei der Versorgung zu sorgen, einschränken.

### *Grenzüberschreitender Handel*

Auch aus dem grenzüberschreitenden Gashandel kann sich ein Wettbewerb ergeben. Gleichwohl beschränken derzeit Probleme mit der Entgeltbildung (die einzelnen Tarifstrukturen der Mitgliedstaaten sind nicht kompatibel) und mit der bereits erörterten Zuweisung von Kapazitäten den Umfang des grenzüberschreitenden Handels.

Die Betrachtung der in Anhang 10 dargestellten tatsächlichen Gasströme zwischen den Mitgliedstaaten führt zu dem Schluss, dass es im EU-Netz derzeit nur begrenzte Engpässe gibt und die Kapazität der Verbundleitungen insgesamt nicht voll genutzt wird. Nur beim Transport nach Frankreich und von dort nach Spanien sind mögliche Anzeichen von Engpässen erkennbar.

Aus der Übersicht des GTE (des europäischen Verbands der Fernleitungsnetzbetreiber) geht hingegen hervor, dass von 59 Grenzübergangspunkten 42 % „rot“ gekennzeichnet sind, was bedeutet, dass dort nur geringe oder keine Kapazitäten verfügbar sind, wobei zwei Drittel der Punkte „rot“ oder „gelb“ gekennzeichnet sind. Lediglich bei 34 % der Punkte ist die Kennzeichnung „grün“ und gibt somit verfügbare Kapazitäten an. Der Mangel an verfügbaren Kapazitäten ist zum Teil darauf zurückzuführen, dass transparente Verfahren für die Berechnung fehlen und es keinen Mechanismus für die Freigabe von Kapazitäten gibt, die gebucht, aber nicht in Anspruch genommen wurden. Dies erlaubt es etablierten Unternehmen, Kapazitäten zum Nachteil der neuen Marktteilnehmer ungenutzt vorrätig halten. Neben der bereits genannten mangelnden Transparenz bezüglich der Verfügbarkeit von Kapazität erschweren auch die unterschiedlichen Bilanzausgleichsstandards den grenzüberschreitenden Erdgastransport.

### *Einzelhandelsversorgung und Verbraucherverhalten*

Wie auch im Elektrizitätssektor wird die Marktstruktur der Einzelhandelsversorgung im Wesentlichen von zwei Faktoren bestimmt. Zum einem kann sich die Wettbewerbsintensität auf dem Großhandelsmarkt abträglich auf den Wettbewerb im nachgelagerten Bereich auswirken. Zum anderen hat jedoch auch die historisch gewachsene Struktur hinsichtlich der Anzahl der Verteilungsunternehmen Auswirkungen auf die Zahl der Versorger. Die nachstehende Tabelle 11 verdeutlicht diese Fakten und enthält kumulative Schätzwerte zum prozentualen Anteil der Kunden, die seit der Marktöffnung ihren Versorger gewechselt oder den Vertrag mit ihrem Versorger neu ausgehandelt haben.

**Tabelle 11 Marktanteil der Versorger**

	Zahl der zugelassenen Versorger	Von den Verteilungsnetzbetreibern unabhängige Versorger	Gesamtmarktanteil der führenden Versorger <sup>22</sup>	Zugelassene industrielle Großabnehmer <sup>21</sup>		Gewerbliche Kleinverbraucher Haushalte	
				Wechsel	Wechsel oder Neuverhandlung	Wechsel	Wechsel oder Neuverhandlung
Österreich	25	2	nicht bekannt	<2%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Belgien	5	5	95%	nicht bekannt	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Dänemark	4	0	92%	2-5%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Frankreich	26	4	95%	20-30%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Deutschland	740	12	nicht bekannt	< 2%	nicht bekannt	<2%	nicht bekannt
Irland	nicht bekannt	nicht bekannt	nicht bekannt	20-30%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Italien	750	minimal	10%	10-20%	nicht bekannt	2-5%	nicht bekannt
Luxemburg	6	1	85%	5-10%	100%	nicht zugelassen	
Niederlande	20	20	nicht bekannt	30-50%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Spanien	30	30	70%	20-30%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
Schweden	7	0	100%	<2%	nicht bekannt	nicht zugelassen	
VK	93	93	50%	>50%	nicht bekannt	30-50%	>50%

Quelle: Umfrageergebnisse

Seit dem Erscheinen des Berichts für das letzte Jahr entwickeln sich die Märkte in Italien, Irland, den Niederlanden und Spanien am schnellsten, weisen diese Länder doch eine hohe Wechselquote auf. Trotz fehlender Umsetzung der Richtlinie sind in Frankreich gewisse Fortschritte zu verzeichnen, obwohl die Zulassungsschwelle viel höher als in den meisten Mitgliedstaaten ist. Hinsichtlich der Wettbewerbssituation ist das Vereinigte Königreich immer noch führend, insbesondere unter den kleineren Kunden.

### 5.3 Preisentwicklung

Der Großhandelsmarkt ist nach wie vor generell von einer mangelnden Transparenz gekennzeichnet, und standardisierte Angebots- und Nachfragezentren („Hubs“) entstehen in Europa nur langsam. Neben dem National Balancing Point im Vereinigten Königreich gibt es Hubs inzwischen in Seebrügge, Bunde-Oude an der niederländisch-deutschen Grenze und in Baumgarten (Österreich). Allerdings ist die Liquidität auf einigen dieser Märkte sehr begrenzt.

Die Einzelhandelspreise für Erdgaskunden werden von Eurostat halbjährlich erhoben. Anhang 11 enthält eine vergleichende Analyse der Preisniveaus und der Preisentwicklung seit 1995. Aus ihr geht ein signifikanter Rückgang der Gaspreise seit dem letzten Jahr hervor, was in erster Linie auf die Senkung der Großhandelspreise für Gas zurückzuführen ist. Während die Preise für gewerbliche Kunden in Deutschland jedoch nach wie vor deutlich über dem EU-Durchschnitt liegen, sind die Preise in Frankreich und Dänemark für diesen Kundenkreis

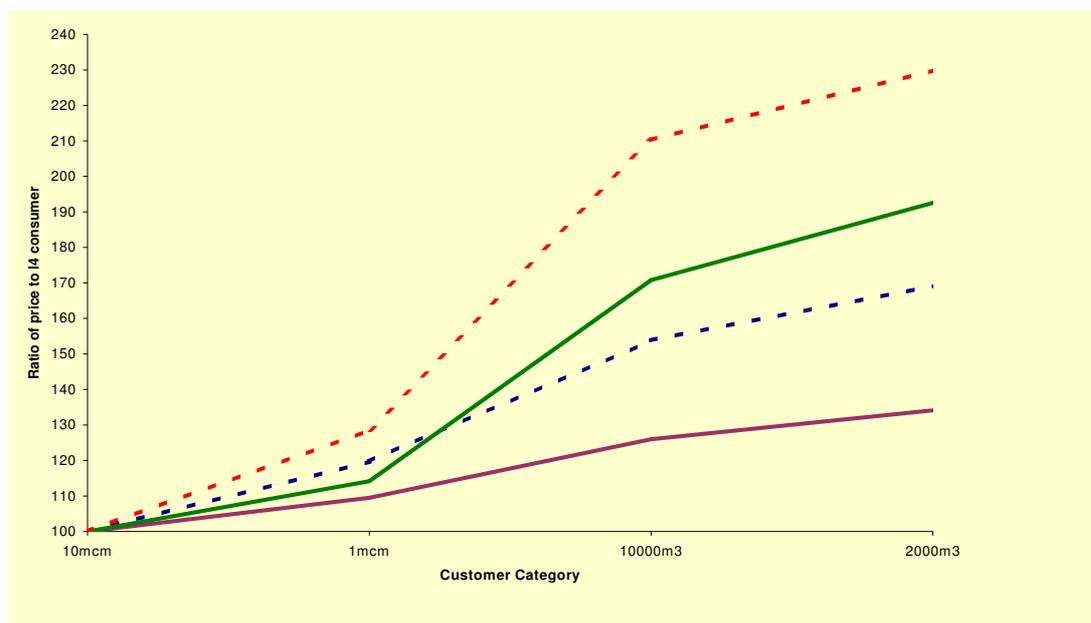
<sup>21</sup> Bei den Zulassungsschwellen gibt es erhebliche Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten.

<sup>22</sup> Umfasst sowohl den Markt der zugelassenen als auch den der nicht zugelassenen Kunden.

stark rückläufig und derzeit so niedrig wie in keinem anderen Land. Bei den gewerblichen Kleinverbrauchern und Haushalten ist das Vereinigte Königreich das Land mit dem niedrigsten Preisniveau, obgleich in dieser Kategorie die Preise in Dänemark und Schweden am stärksten gefallen sind. In den Niederlanden sind die Preise bereits wieder im Steigen begriffen und bewegen sich auf den EU-Durchschnitt zu.

Das Verhältnis der von den einzelnen Verbrauchergruppen gezahlten Einzelhandelspreise ist analog dem Elektrizitätssektor für den Stand vom Januar 2002 im nachfolgenden Schaubild dargestellt. Darin entsprechen die Preise für einen Kunden mit einem Verbrauch von 10 Mio. m<sup>3</sup> dem Wert von 100, die anderen Angaben werden mit diesem Einheitspreis verglichen.

**Schaubild 4 Verhältnis der Einzelhandelspreise für verschiedene Verbrauchergruppen**



— — FR, DK — ES, BE, IT, LX — — DE, AT — UK

Wie im Elektrizitätssektor hätte man für die einzelnen Verbrauchergruppen ähnliche Einzelhandelspreisverhältniszahlen erwartet. Gleichwohl ist festzustellen, dass in Ländern mit vollständiger Marktöffnung von den Kleinverbrauchern tendenziell vergleichsweise höhere Preise verlangt werden, wofür Frankreich und Dänemark die extremsten Beispiele sind.

## 6. Entwicklung der Infrastruktur

Im Dezember 2001 veröffentlichte die Kommission ihre Mitteilung über die Europäische Energieinfrastruktur<sup>23</sup>. Diese Veröffentlichung unterstrich, dass die Schaffung eines voll funktionsfähigen Binnenmarktes für Strom und Gas von einem höheren Verbundgrad der Mitgliedstaaten und einer verbesserten Nutzung der vorhandenen Infrastruktur durch bessere Koordinierung und höhere Transparenz abhängig ist.

Besonders kritisch dürfte die Situation im Elektrizitätssektor sein, wo der physikalische grenzüberschreitende Stromhandel in der EU im Jahr 2000 lediglich etwa 8% des Gesamtstromverbrauchs ausmachte, womit die EU weit von einem echten wettbewerbsorientierten Binnenmarkt entfernt ist. Was den Erdgasmarkt anbetrifft, so weist das europäische Gasnetz mehrere fehlende Verbindungsglieder auf, und die Verweigerung des Netzzugangs wird immer häufiger mit dem Mangel an verfügbarer Kapazität begründet.

In ihrer Mitteilung schlägt die Kommission eine Reihe von Maßnahmen vor, die für die Verbesserung der EU-weiten Situation in der Energieinfrastruktur erforderlich sind. Diese lassen sich in fünf Hauptkategorien zusammenfassen:

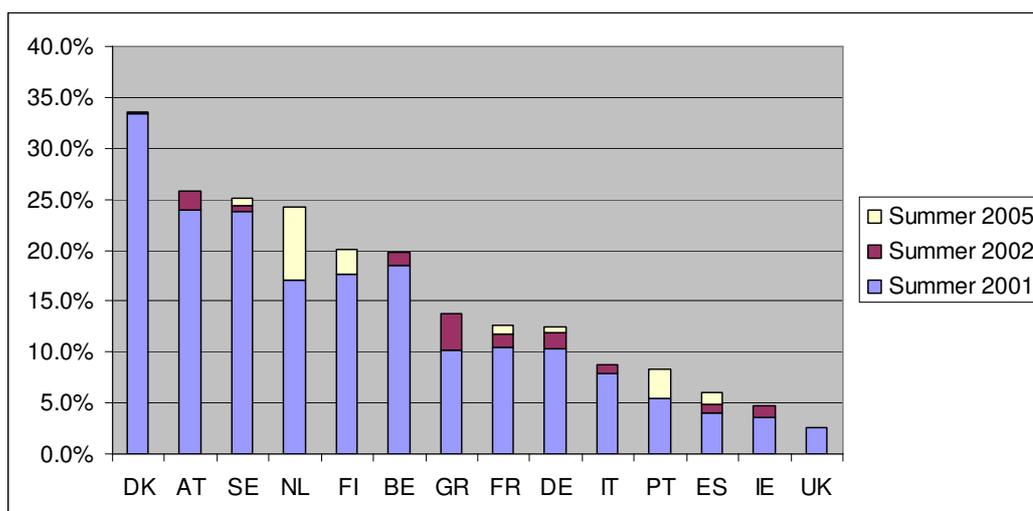
- Gewährleistung eines stabilen und günstigen rechtlichen Umfelds für Investitionen in neue Infrastrukturanlagen, das für alle Mitgliedstaaten einen Verbundgrad von mindestens 10 % ihrer installierten Erzeugungskapazität vorsieht.
- Bessere Nutzung der vorhandenen Infrastruktur durch eine Reihe von „strukturellen Maßnahmen“, zum Beispiel durch eine bessere Koordinierung zwischen den Netzbetreibern.
- Neuausrichtung der finanziellen Unterstützung der Gemeinschaft auf vorrangige Vorhaben durch die geplante Überarbeitung der TEN-Leitlinien für den Energiebereich und Anhebung der Höchstgrenze für eine mögliche Kofinanzierung durch die EU von 10 % auf 20 % der Gesamtinvestitionskosten bei vorrangigen Vorhaben.
- Sicherung des politischen Bewusstseins und Engagements auf Gemeinschafts- und nationaler Ebene.
- Sicherung ausreichender Gastransportkapazitäten zwischen der EU und den Erzeugerländern.

Auf der Tagung des Europäischen Rates im März 2002 in Barcelona wurde vereinbart, bis zum Jahr 2005 eine Verbundkapazität der Mitgliedstaaten von 10 % zu erreichen. Ferner wurde nachdrücklich zu einer raschen Verabschiedung der überarbeiteten Fassung der Leitlinien und der damit verbundenen finanziellen Bestimmungen für die transeuropäischen Energienetze bis Dezember 2002 aufgerufen. Anschließend wurde im Rat „Energie und Industrie“ eine politische Einigung auf die vorgeschlagene Überarbeitung dieser Leitlinien erzielt, wobei die Stellungnahme des Europäischen Parlaments noch aussteht. Der Rat „Energie“ hat jedoch die vorgeschlagene Erhöhung der Kofinanzierungsrate auf 20 % für die Durchführung von Projekten noch nicht gebilligt.

---

<sup>23</sup> Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat „Europäische Energieinfrastruktur“ KOM(2001) 775 endg. vom 20.12.2001.

**Schaubild 5: Verhältnis der Einfuhrkapazität zur installierten Gesamtkapazität**



Hinsichtlich der Erreichung der Ziele in der Praxis wurden in jüngerer Zeit einige konkrete Fortschritte gemacht. So ist eine 500-MW-Verbundleitung zwischen Griechenland und Italien in Betrieb genommen worden, wodurch die Einfuhrkapazität der beteiligten Länder gestiegen ist. Griechenland gehört damit inzwischen zu den Ländern mit einer Einfuhrkapazität von mehr als 10 %. Eine ähnliche Verbundleitung zwischen Großbritannien und Nordirland ging 2001 ans Netz. Sie wird zu einer gewissen Integration des britischen und des irischen Marktes beitragen. Überdies hat sich EDF als Folge der Genehmigung der Fusion von EnBW mit Hidrocantábrico durch die Kommission dazu verpflichtet, die Übertragungskapazität auf der Verbindungsleitung zwischen Frankreich und Spanien in naher Zukunft zu erhöhen. Italien, Irland, Spanien, das Vereinigte Königreich und Portugal bleiben jedoch deutlich unter der 10%-Vorgabe, wie aus dem oben stehenden Schaubild 5 ersichtlich ist, welches die Veränderungen seit dem letzten Jahr und die Pläne für 2005 zeigt. Die Kommission hat verschiedene andere Initiativen gestartet, die auf die Umsetzung der dreizehn in ihrer Mitteilung zur Infrastruktur vom Dezember 2001 formulierten Maßnahmen gerichtet sind, und überwacht die dabei erreichten Fortschritte. Der Rat der europäischen Regulierungsbehörden im Energiebereich leistet einen entscheidenden Beitrag zu diesem Prozess, indem er insbesondere bei der Erarbeitung von Leitlinien zur regulatorischen Kontrolle und zum finanziellen Nutzen neuer Infrastruktur-Großprojekte eine führende Rolle übernimmt und damit Anreize für Investitionen schafft.

## **7. Gewährleistung der Versorgungssicherheit**

Die Einführung des Wettbewerbs auf dem Energie- und Gasmarkt muss so geregelt werden, dass die Kunden sich auf eine nahezu kontinuierliche und zuverlässige Versorgung verlassen können. Das bedeutet, dass sowohl im Elektrizitäts- als auch im Gassektor ausreichende Produktions- und Transportkapazitäten vorhanden sein müssen, um dem im Laufe des Jahres und entsprechend den jeweiligen Bedingungen veränderlichen Bedarf Rechnung zu tragen.

Im Elektrizitätssektor wird die Versorgungssicherheit in der Regel im jeweiligen Mitgliedstaat von den Übertragungsnetzbetreibern überwacht, da diesen die Aufgabe des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage im Netz obliegt. Um entsprechende Investitionen in das Netz planen zu können, müssen die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber auf alle Fälle über Trends bei der Erzeugung und Nachfrage informiert sein.

**Tabelle 12 Stand der Versorgungssicherheit: Elektrizität**

	Versorgungssicherheit 2002				Maßnahmen zur Absicherung von Spitzenkapazitäten		
	Leistungsreserve bei der Erzeugung <sup>24</sup>	Einfuhrkapazität (Anteil am Verbrauch)	Zunahme der Spitzenbelastung (in % pro Jahr)	Kapazitätserhöhung bis 2004 (GW)	markt-basiert	Verpflichtung der ÜNB oder Versorger	Anreize, z. B. Bereitstellungszahlungen
Österreich	34%	44%	+2,1%	0,4	x		
Belgien	2%	31%	+2,1%	0,2		x	
Frankreich	16%	23%	+1,9%	0,4	nicht bekannt		
Deutschland	5%	18%	+0,5%	0,8	x		
Luxemburg	-	100%	+2,8%	0,0	k.A.		
Niederlande	7%	25%	+3,0%	0,7		x	
Portugal	13%	48%	+4,0%	0,5			x
Spanien	16%	7%	+3,1%	4,6			x
Griechenland	7%	15%	+3,2%	1,2	nicht bekannt		
Italien	9%	22%	+3,7%	5,7			x
Irland	-2%	6%	+3,0%	0,8		x	x
VK	12%	3%	+1,0%	5,0	x		
Nordel	1%	5%	+0,8%	6,0		x	

Quelle: UCTE, Nordel (x) kennzeichnet geplante Maßnahmen

Die oben stehende Tabelle 12 enthält Daten über die Lage hinsichtlich der Reserveerzeugungskapazitäten 2002. Aus ihr wird ersichtlich, dass sich die EU hinsichtlich der verfügbaren Kapazität generell in einer günstigen Lage befindet. Üblicherweise achten die Mitgliedstaaten darauf, dass unter Berücksichtigung des Einfuhrvolumens von der verfügbaren Kapazität eine „verbleibende Leistung“ von über 5 % vorhanden ist. Soll diesem Kriterium voll Rechnung getragen werden, so besteht in den kommenden Jahren Bedarf an neuen Erzeugungs- und Verbundkapazitäten vorrangig in den nordischen Ländern und in Irland. In beiden Fällen treffen die Gesetzgeber Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, indem sie z. B. von den Übertragungsnetzbetreibern eine bestimmte Reservekapazität verlangen. Wie aus der Tabelle ersichtlich ist, erwägen andere Mitgliedstaaten weitere Alternativmaßnahmen.

Was die Versorgungssicherheit im Gassektor anbetrifft, so zeigen die in der nachfolgenden Tabelle 13 aufgeführten aktuellen Schätzungen, dass die vorhandenen Förder- und Einfuhrkapazitäten ausreichend sind, um den Bedarf in der EU bis etwa 2010 zu decken. Im Zeitraum 2010-2020 dürfte jedoch eine deutliche Steigerung der Einfuhrkapazität erforderlich sein.

<sup>24</sup> Gemäß der Definition der UCTE ist die „verbleibende Leistung“ die „gesicherte Leistung“ minus „Last um 11h00“ minus „Marge zur Höchstlast“ als Prozentsatz der „Last um 11h00“ plus der „Marge zur Höchstlast“: Stromausgleich der UCTE: Prognose 2002-2004).

**Tabelle 13 Derzeitiger Stand der Versorgungssicherheit: Gas**

MtRÖE	1997	2005	2010	2020
Gesamtnachfrage	300	380	410	435
Inlandsproduktion	180	190	180	125
<b>Derzeitiges ungefähres Einfuhrvolumen</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>200</b>
Nettoeinführen, Verträge	120	180	195	190
Zusätzlicher Versorgungsbedarf	-	10	35	120
Zusätzlicher Kapazitätsbedarf	-	-	25	110
Quelle: basiert auf Eurogas-/GTE-Daten				

In einer vor kurzem vom Internationalen Verband der Öl- und Gasproduzenten (OGP)<sup>25</sup> durchgeführten Analyse des Gasförderpotenzials in der EU bzw. im EWR und des Potenzials der bestehenden und neuen externen Gaslieferanten im Rahmen eines wettbewerbsorientierten Binnenmarktes für Erdgas wurde gezeigt, dass Europa über beträchtliche eigene Gasreserven verfügt, die im Bedarfsfall genutzt werden können, und sich zudem in den Nachbarregionen ausreichende Vorräte befinden, die gegebenenfalls die Versorgung zu wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen sichern können.

Die Entfaltung eines lebendigen Gasgroßhandels analog der Entwicklung im Elektrizitätssektor wird von maßgeblicher Bedeutung sein, gibt er doch den Produzenten und Importeuren die Möglichkeit zum Verkauf bzw. Kauf von Gas auf dem Großhandelsmarkt. Damit verringern sich die Risiken von Unternehmen, die mit Erzeugerländern langfristige Vereinbarungen abschließen, da dadurch transparente Verkaufspreise in der EU gegeben sind.

In Tabelle 14 wird die sich wandelnde Rolle der Marktakteure untersucht. Bislang erwies sich die Aufgabe der Planung und des Baus des Gasnetzes zur Erfüllung der Vorgaben für die sichere Gasversorgung (oftmals von der Gasbranche selbst festgelegt) als ein relativ unkomplizierter Prozess, da die Gesamtheit der Infrastrukturanforderungen, der Umfang der Gasversorgung und der Gasnachfrage, die Informationen und sonstige für diese Art von Planung notwendigen Instrumente in den Händen der marktbeherrschenden Versorger lagen.

---

<sup>25</sup> "EU/EAA gas supply and the policy framework", OGP, Februar 2002.

**Tabelle 14 Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Gasbereich**

	Gasverfügbarkeit				Netzkapazität	
	markt-basiert	Verpflichtung der FNB oder Versorger zur Bereitstellung von Reservekapazität	Anreize zur Bereitstellung von Gas	Verfahren, z. B. Plan für den Fall der Unterbrechung	Festlegung von Anforderungen oder „größte Bemühungen“ um Bereitstellung von Kapazität für bestimmte Spitzen <sup>26</sup>	Anreize/Zahlungen an FNB bei Preiskontrolle
Österreich	keine Angaben				keine Angaben	
Belgien	x	(x)				x
Dänemark		x		x	x	
Frankreich		x		x	x	
Deutschland				x	x	
Irland				x	x	x
Italien		x				x
Luxemburg	keine Angaben				x	
Niederlande	keine Angaben				keine Angaben	
Spanien		x			keine Angaben	
Schweden	keine Angaben				keine Angaben	
VK		x			x	x

Quelle: Antworten auf eine Umfrage der Kommission, (x) bedeutet geplante oder Teilmaßnahmen

Auf dem neuen liberalisierten Gasmarkt dürfte allerdings kein Marktteilnehmer mehr zwangsläufig allein die Gesamtverantwortung für die kurz- und langfristige Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene innehaben, da die Branche einen Umstrukturierungsprozess durchläuft, nationale Märkte integriert werden, neue Anbieter auf den Markt dringen und eine Entfaltung des Wettbewerbs zu beobachten ist. Die europäische Gasbranche, die den GTE (Europäischer Verband der Gasfernleitungsnetzbetreiber) und Eurogas umfasst, hat die Notwendigkeit einer klaren Definition der Aufgaben und Zuständigkeiten der einzelnen Marktakteure bezüglich der Versorgungssicherheit unterstrichen<sup>27</sup>.

Die Organisation der Versorgungssicherheit kann nicht allein der Branche überlassen werden, vielmehr haben auch die Mitgliedstaaten dafür Sorge zu tragen, dass alle Marktakteure Mindestmaßnahmen im Bereich der Versorgungssicherheit ergreifen. Außerdem ist zu bedenken, dass Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung kostenaufwendig sein können und durchaus davon auszugehen ist, dass bestimmte Betreiber, sollten keine Mindeststandards vereinbart werden, zur Senkung ihrer Kosten diese Maßnahmen vernachlässigen. Somit sind die von den Mitgliedstaaten zu ergreifenden Maßnahmen, welche die Branche zur Einhaltung von Mindestforderungen verpflichten, wesentlicher Bestandteil des Marktöffnungsprozesses. Dabei muss darauf geachtet werden, dass eine gewisse Übereinstimmung bezüglich des Ansatzes der Mitgliedstaaten zur Lösung dieser Aufgabe, einschließlich bestimmter Mindeststandards, gegeben ist, da die Versorgungssicherheit eine europäische Dimension hat. Im Hinblick darauf hat die Kommission daher vor kurzem einen Richtlinienvorschlag über die sichere Erdgasversorgung vorgelegt<sup>28</sup>.

<sup>26</sup> z. B. bei extremen Witterungsbedingungen

<sup>27</sup> GTE u. a. im „GTE-Positionspapier“ vom 15. Juni 2001. Eurogas u. a. in der „Antwort von Eurogas auf das Strategiepapier der GD TREN“ vom 19. März 2001.

<sup>28</sup> KOM(2002) 488 endg.

## 8. Grundversorgung und Qualität der Leistungen

Wie bereits in der vorherigen vergleichenden Studie dargelegt, sollte der Wettbewerb in den meisten Fällen ein Anreiz zur Verbesserung des Leistungsangebots sein. Gleichwohl darf nicht unberücksichtigt bleiben, dass ein Teil des Sektors, d. h. die Netze, Monopolleistungen bleiben werden. So ist ein eindeutiges Rahmenregelwerk für eine entsprechende Wartung der Netze erforderlich, um Versorgungsunterbrechungen und die damit verbundenen Störungen auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Darüber hinaus kann eine Regulierung der Versorger notwendig sein, um die Einhaltung gewisser Mindeststandards zu gewährleisten.

### *Grundversorgung*

In Anhang 12 werden diese Aspekte für den Elektrizitäts- und Gassektor dargelegt. Was die Politik in den Mitgliedstaaten betrifft, so haben alle eine Rahmenstruktur erarbeitet, die wenigstens einen Lieferanten zur Versorgung aller Kunden verpflichtet. Die Endpreise der Grundversorgungsunternehmen sind üblicherweise reguliert, selbst dort, wo die Märkte für Inlandskunden vollständig geöffnet sind. Dadurch ergibt sich für neue Marktteilnehmer ein Preis, der unterboten werden muss. Eine solche Vorgehensweise sorgt dafür, dass ein Einzelhaushalt oder ein einzelnes Unternehmen für Elektrizität oder Erdgas nicht mehr als einen bestimmten Höchstpreis zahlen muss.

### *Preisunterschiede*

Eine weitere Sorge ist die, dass der Wettbewerb dazu führt, dass Kunden in Abhängigkeit vom Wohnort, vom vereinbarten Zahlungsmodus oder ihrer Kreditwürdigkeit unterschiedliche Preise für Elektrizität oder Gas zu zahlen haben. In vielen Mitgliedstaaten wird dieses Problem ausgeschaltet, indem die Versorger dazu verpflichtet werden, Kunden mit ähnlichem Profil die gleichen Bedingungen entweder landesweit oder auf regionaler Ebene zu gewähren.

Unter echten Wettbewerbsbedingungen auf den Erzeugungs- und Versorgungsmärkten dürften systematische Unterschiede nur in Regionen mit unterschiedlichen Netztarifen und Kundendienstkosten auftreten. Der Preis für die Energie an sich sollte auf nationaler Ebene weitgehend derselbe sein. In Mitgliedstaaten wie Deutschland mit einer Vielzahl von Verteilungsgesellschaften mit unterschiedlich hohen Entgelten bestehen tendenziell unterschiedlich hohe Endpreise.

In Mitgliedstaaten, in denen für alle Regionen die gleichen Bedingungen gelten müssen, werden unterschiedliche Lösungen gewählt, um das Problem unterschiedlicher Verteilungskosten zu bewältigen. Dort, wo die Vertriebszonen ausreichend groß sind, werden die zusätzlichen Kosten für die Versorgung abgelegener Gebiete auf alle Nutzer umgelegt. Eine andere Möglichkeit, einheitliche Tarife für die Endverbraucher zu gewährleisten, ist ein System von Ausgleichszahlungen zwischen den Verteilungsunternehmen; Beispiele dafür sind Italien und Spanien.

### *Sozial schwächere Gruppen*

Bei der Betrachtung der Energiepreise für bestimmte benachteiligte Kundengruppen wird deutlich, dass die Mitgliedstaaten die Aufrechterhaltung der Versorgungsleistungen als eine vorrangige Aufgabe betrachten. In vielen Ländern sind die Versorgungsunternehmen dazu verpflichtet, sozial schwächeren Gruppen gewisse Vorzugsbedingungen einzuräumen, und dürfen sie die Versorgung nicht einstellen. Was den letztgenannten Punkt betrifft, so gibt es

keine Anzeichen dafür, dass die Marktöffnung zu einer Erhöhung der Zahl der abgeschalteten Haushalte geführt hat. Vielmehr kann die Einführung ordnungsgemäß geregelter Verfahren dazu führen, dass die einkommensschwachen Kundengruppen die Mittel für die Inanspruchnahme der Versorgungsleistungen eher aufbringen können und in den Genuss verbesserter Leistungsstandards kommen.

### *Qualität der Leistungen*

Die Einführung des Wettbewerbs ist normalerweise mit der Erwartung einer höheren Qualität der Leistungen verbunden, da die Versorgungsunternehmen alles unternehmen, um sich von ihren Wettbewerbern abzuheben, indem sie zum Beispiel ein breiteres Leistungsspektrum und mehrere Zahlungsoptionen anbieten. Viele Mitgliedstaaten haben jedoch über ihre Regulierungsbehörden Mindeststandards für die Qualität der Leistungen mit Sanktionen für den Fall der Nichteinhaltung eingeführt. Besonders wichtig sind diese Mindeststandards für den monopolistischen Sektor der Elektrizitäts- und Gasindustrie, zum Beispiel hinsichtlich der Häufigkeit von Übertragungs-, Fernleitungs- und Verteilungsunterbrechungen.

Aus Anhang 12 wird deutlich, dass in allen Mitgliedstaaten für Netzbetreiber ähnliche Arten von Verpflichtungen und Vorgaben sowohl hinsichtlich einer unterbrechungsfreien Versorgung als auch des einzuhaltenden Spannungspegels gelten. Der jeweilige Marktöffnungsgrad hat kaum Auswirkungen auf den Handlungsansatz der Mitgliedstaaten. Bei der Netzleistung schneiden Österreich und Deutschland am besten ab, gefolgt von Irland und Italien mit einer etwas geringeren Leistung in puncto Unterbrechungsminuten.

Generell gibt es bislang wenige Erkenntnisse über die Auswirkungen der Marktöffnung auf den Standard der Versorgung. Aus einer von der Kommission veröffentlichten Haushaltsumfrage geht hervor, dass die Gesamtzufriedenheit im Elektrizitätssektor in Finnland, Schweden, dem Vereinigten Königreich, den Niederlanden, Deutschland und Belgien am höchsten war. Allerdings hatten die Umfrageteilnehmer in den Mitgliedstaaten, in denen die Marktöffnung für Haushalte gilt, auch Schwierigkeiten beim Preisvergleich zwischen verschiedenen Versorgern und bemängelten sie die Verkaufstechniken bestimmter Versorger, was deutlich macht, dass eine anhaltende Regulierung der Funktionsweise des Marktes notwendig ist.

## **9. Umweltziele**

Die niedrigen Investitionskosten für gasbefeuerte Erzeugungsanlagen und der höhere Wirkungsgrad bei der Verwendung von Gas haben dazu geführt, dass sich dieser Brennstoff in der EU durchgesetzt hat. Auch dürfte der Wettbewerb eine raschere Schließung älterer und weniger umweltfreundlicher Anlagen bewirken, was insbesondere im Vereinigten Königreich eingetreten ist, wo die Emissionen seit den 90er Jahren spürbar zurückgegangen sind. Die Entfaltung des Wettbewerbs kann jedoch auch dazu führen, dass die Energiepreise stärker sinken, als dies sonst der Fall wäre, bietet der Wettbewerb den Unternehmen doch Anreize zur Kostensenkung, indem zum Beispiel Anlagen mit geringem Wirkungsgrad stillgelegt werden. Das ist aus der Sicht des Umweltschutzes eine Herausforderung, da niedrigere Preise einen höheren Verbrauch nach sich ziehen und auch die Tragfähigkeit des Konzepts der erneuerbaren Energiequellen in Frage stellen könnten, insbesondere dann, wenn die volkswirtschaftlichen Kosten des Einsatzes fossiler Energieträger unberücksichtigt bleiben.

Da die Mitgliedstaaten jedoch Verpflichtungen hinsichtlich der Verminderung der Treibhausgas- und sonstigen Emissionen eingegangen sind, muss die Kompatibilität der Marktöffnung mit den ökologischen Zielsetzungen gesichert werden. In einem Binnenmarkt

ist ein gemeinsamer Rahmen für die Verminderung der Kohlenstoffemissionen erforderlich, und daher muss dafür gesorgt werden, dass der Vorschlag für ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionen baldmöglichst angenommen wird.

Anhang 13 zeigt die Maßnahmen der Mitgliedstaaten für das Nachfragemanagement und zur Förderung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Rohstoffen, sollte es nicht zu einem solchen abgestimmten Ansatz kommen. Dabei wird deutlich, dass alle Mitgliedstaaten über Programme zur Förderung dieser Energiequellen bzw. der Kraft-Wärme-Kopplung verfügen. Die Wirksamkeit solcher Maßnahmen lässt sich durch eine Analyse der Energieträgerstruktur der in den Jahren 1998-2001 neu in Betrieb genommenen Nettokapazitäten beurteilen. Daraus geht hervor, dass im Bereich der erneuerbaren Energien und der KWK (auf sie entfallen nahezu 50 % der neuen Kapazitäten in Europa) beachtliche Fortschritte erzielt werden, wobei die erdgasbefeuerte Erzeugung die zweite große Säule bei den neuen Energieträgern ist. Den größten Beitrag zum Anstieg der erneuerbaren Energien im Berichtszeitraum lieferten Deutschland und Spanien. In diesen beiden Ländern gibt es Fördersysteme auf der Grundlage eines festen Einspeisepreises.

Hervorzuheben ist ferner, dass mehrere Mitgliedstaaten eine aktive Steuerpolitik im Energiesektor verfolgen, die auf die Verringerung des Energieverbrauchs gerichtet ist. Führend auf diesem Gebiet sind Dänemark und die Niederlande. Bei der Frage der Energiebesteuerung gilt es jedoch zu beachten, dass Erdgas und Strom nicht isoliert betrachtet werden dürfen. Kohle und Erdöl sind auch kohlenstoffintensive Brennstoffe und müssen Teil eines umfassenden Energiebesteuerungssystems sein.

## **10. Zusammenfassende Schlussfolgerungen**

### *Fortschritte bei der Schaffung des Binnenmarktes*

Der zweite Benchmarkingbericht macht deutlich, dass seit dem letzten Jahr in vielen Bereichen des Elektrizitätsmarktes Fortschritte zu verzeichnen waren, während der Gassektor größere Asymmetrien in der Entwicklung aufweist.

Die Entwicklung im Elektrizitätsbereich ist von zunehmender Marktöffnung, Verbesserungen bei der Entflechtung der Netzbetreiber und von klarer und transparenter gefassten Regulierungsbedingungen geprägt. Die meisten Mitgliedstaaten und insbesondere Österreich, Deutschland und die Niederlande registrieren eine zunehmende Aktivität seitens der zugelassenen Kunden, und Italien, Spanien und das Vereinigte Königreich meldeten für das vergangene Jahr Preissenkungen für Großkunden. Auch sind in jüngster Zeit in Österreich die Preise für gewerbliche Kleinverbraucher deutlich gefallen. Dennoch sind einige der im letzten Bericht offen gebliebenen Fragen und wichtige Probleme noch nicht gelöst, insbesondere gibt es Bedenken hinsichtlich des Entflechtungsgrades, der weiterhin bestehenden marktbeherrschenden Stellung von Unternehmen in einigen Mitgliedstaaten und der fehlenden Infrastruktur für den grenzüberschreitenden Handel.

Im Gassektor haben sich die positiven Tendenzen u. a. in Italien, Spanien und den Niederlanden fortgesetzt, die weitere Maßnahmen zur Öffnung ihrer Märkte ergriffen haben. Für die zugelassenen Kunden sind die Preise seit dem Vorjahresbericht deutlich zurückgegangen, wenngleich diese Entwicklung zum Teil auf rückläufige Ölpreise zurückzuführen ist. In Deutschland entwickelt sich der Wettbewerb nur zögerlich und sind die Preise wegen des fehlenden Wettbewerbsdrucks hoch geblieben. Insgesamt sind die Wettbewerbsaussichten auf dem Gasmarkt deutlich schlechter als auf dem Strommarkt.

Festzustellen ist, dass sowohl im Gas- als auch im Stromsektor die Regulierungsstellen an Erfahrung und Kompetenz gewinnen und auch über mehr Ressourcen verfügen. Dennoch führen ineffiziente rechtliche Verfahren bzw. ein unzureichender Entflechtungsgrad in einigen Mitgliedstaaten zu hohen Netzentgelten oder unangemessenen und möglicherweise diskriminierenden Entgeltstrukturen. Dienlich wäre einer wirksamen Regulierung zweifelsohne eine deutlichere Trennung der Unternehmen, die aus einer rechtlichen Entflechtung resultieren würde.

Schließlich bleiben trotz Einigung der ÜNB auf einen zeitweiligen Mechanismus im Elektrizitätsbereich die Möglichkeiten für den grenzüberschreitenden Handel aufgrund der fehlenden Infrastruktur und einer mangelnden Koordinierung bei der Kapazitätszuweisung begrenzt. Bezüglich des grenzüberschreitenden Gastransports hat es wenig Fortschritte gegeben; hier besteht eindeutig Handlungsbedarf seitens des Madrider Forums. Insgesamt ist der Binnenmarkt nach wie vor bis zu einem gewissen Grad segmentiert, und findet ein grenzüberschreitender Wettbewerb nur eingeschränkt statt.

### *Marktöffnung und gemeinwirtschaftliche Ziele*

In den meisten Mitgliedstaaten wird ein formales Rahmenwerk erarbeitet, das der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dienen soll. Gibt es Bedenken bezüglich der Versorgungssicherheit in bestimmten Regionen, so dürften die Mitgliedstaaten durch konkrete rechtliche Maßnahmen darauf eingehen. Angesichts der Tatsache, dass Probleme der Versorgungssicherheit eines Landes Auswirkungen auf die Nachbarländer haben können, ist jedoch eine kohärente Regelung dieser Fragen auf EU-Ebene erforderlich.

Überdies sind sich die Regierungen und Regulierungsbehörden zunehmend dessen bewusst, welche Funktion ihnen dabei zukommt, dafür zu sorgen, dass die Marktteilnehmer sichere und qualitativ gute Leistungen erbringen. Die Regulierungsinstanzen in vielen Mitgliedstaaten haben die Aufgabe übernommen, die Interessen sozial schwächerer Gruppen zu schützen und die Qualität der Versorgung der Kunden sowohl durch die etablierten Unternehmen als auch durch neue Marktteilnehmer zu sichern.

Was schließlich die Umweltpolitik betrifft, so wird in allen Mitgliedstaaten aktiv an der Umsetzung entsprechender Maßnahmen gearbeitet. In diesem Zusammenhang ist die Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen auf dem Binnenmarkt in den Mitgliedstaaten bis Oktober 2003 umzusetzen.

### *Überarbeitete Vorschläge der Kommission*

Am 7. Juni 2002 veröffentlichte die Kommission ihren geänderten Vorschlag zur Vollendung der Gas- und Elektrizitätsmärkte, der die vom Europäischen Parlament angenommenen Änderungen wie auch die Schlussfolgerungen der Tagung des Europäischen Rates in Barcelona berücksichtigt. Die Vorschläge für die Überarbeitung der geltenden Richtlinien und die Einführung einer Verordnung über den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel dürften der Schaffung des Binnenmarktes im Energiesektor spürbaren Auftrieb verleihen. Dieser zweite Benchmarkingbericht unterstreicht erneut, dass dieses Paket dringend vollständig verabschiedet werden muss.

## ANLAGE

### ANHANG I

#### ZUSTÄNDIGKEITEN UND MITTEL DER REGULIERUNGSBEHÖRDEN

	ex-ante/ ex-post	Netz- zugangs- bedingungen	Streit- beilegung	Personalbestand	Jahresbudget 2002 (Mio. EUR)	Budget- erhöhung seit 2001 (Mio. EUR)
Österreich	ex-ante	R(Elekt.)/R (Gas)	R/R	45	9	+2,0
Belgien <sup>29</sup>	ex-ante	R/R	R/R	68	15	+5,5
Dänemark	ex-post	R/R	R/R	30	3	+0,5
Finnland	ex-post	R/R	R/R	15	1	-
Frankreich	ex-ante	M/n.a.	R/n.a.	80	9	-
Deutschland	n.a.	N/N	C/C	n.a.	n.a.	-
Griechenland	ex-ante	M/n.a.	R/n.a.	43	4	+0,5
Irland	ex-ante	R/R	R/R	31	6	+1,0
Italien	ex-ante	R/R	R/R	86	18	-
Luxemburg	ex-ante	M and R	R/R	2	n.a.	-
Niederlande	ex-ante	R/H	C/C	55	6	+2,0
Portugal	ex-ante	R/n.a.	R/n.a.	52	7	+2,5
Spanien	ex-ante	M/M	R/R	153	19	+2,2
Schweden	ex-post	R/R	R/R	33	3	-
UK	ex-ante	R/R	R/R	330	58	-45,0

Quelle: Umfrageergebnisse

R – Regulierungsstelle, M – Ministerium zuständig, C – Wettbewerbsbehörde, N – nicht reguliert, H - hybrid  
n.a. –keine Regulierungsstelle

<sup>29</sup> Die Kontrolle der Verteilungsentgelte erfolgt durch die nationalen Regulierungsstellen VREG, CWAPE und IBCI. Bei den Angaben zu den Finanzmitteln und der Mitarbeiterzahl sind diese Behörden ebenso wie CREG berücksichtigt.

## ANHANG 2

### NETZZUGANG: ELEKTRIZITÄT

GESAMTNETZ- ENTGELT	Anzahl der Übertragungs- unternehmen	Anzahl der Verteilungsunter- nehmen	Mittelspannung		Niederspannung	
			Geschätztes durchschnittliches Entgelt (EUR/ MWh)	Ungefährer Bereich hoch- niedrig (EUR/ MWh)	Geschätztes durchschnittliches Entgelt (EUR/ MWh)	Ungefährer Bereich hoch- niedrig (EUR/ MWh)
Österreich	3	155	20	15-25	65	50-80
Belgien	1	33	15	k.A.		
Dänemark	2	77	15	k.A.	25	nicht bekannt
Finnland	1	100	15	10-20	35	nicht bekannt
Frankreich	1	172	15	k.A.	50	k.A.
Deutschland	4	880	25	15-45	55	40-75
Griechenland	1	1	15	k.A.		
Irland	1	1	10	k.A.	40	k.A.
Italien	1	219	10	k.A.		
Luxemburg	-	15	20	k.A.		
Niederlande	1	18	10	nicht bekannt	35	nicht bekannt
Portugal	1	3	15	k.A.		
Spanien	1	297	15	k.A.	45	k.A.
Schweden	1	248	10	5-15	40	20-60
VK	4	15	nicht bekannt	10-15	40	30-50

Quelle: Umfrageergebnisse, Analyse der GD Tren

Der diesjährige Bericht beinhaltet eine eingehendere Analyse, und es wurden große Anstrengungen unternommen, um die Einheitlichkeit der Berechnungen unter Berücksichtigung der folgenden Faktoren zu sichern:

- Gesetzliche Gebühren bezüglich der „sunk costs“ oder der Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energiequellen/Kraft-Wärme-Kopplung bleiben unberücksichtigt.
- Steuern bleiben unberücksichtigt.
- Übertragungs- und Verteilungskosten wurden gegebenenfalls zusammengefasst.
- Messkosten, Verluste und Systemleistungen wurden, soweit möglich, berücksichtigt.

Als „Mittelspannung“ wurden 15-50 kV angenommen, die Schätzwerte basieren normalerweise auf dem Eurostat-Beispiel von 24 GWh. Als „Niederspannung“ gilt <0,4 kV, wobei die Berechnungen auf dem Eurostat-Beispiel für inländische Kunden von 3,5 MWh unter Verwendung eines einheitlichen Stromtarifzählers beruhen. Schätzwerte wurden auf 5 EUR/MWh gerundet.

- AT: Mittelspannung = „Netzebene 5“, Niederspannung = „Netzebene 7“. Bei der Umfrage wurden die Durchschnittswerte angegeben. Bereich = Kärnten (niedrig) – Burgenland (hoch).
- BE: Basierend auf dem Anschluss an das Elia-Netz von 30 kV, Jahresvertrag. Ein Anschluss an die lokale Verteilung wird nicht angenommen.
- DK: Basierend auf der von der dänischen Regulierungsstelle bereitgestellten Daten.
- FI: Angaben der finnischen Regierung. Bei der Mittelspannung gilt das Eurostat-Beispiel von 2 GWh.
- FR: Basierend auf der neu genehmigten Tarifstruktur, die von CRE vorgeschlagen wurde.
- DE: Basierend auf VDN-Daten, Mittelspannung, Kundentyp „5000 Std./Jahr mit Leistungsmessung“. Niederspannung = 3,5 MWh/Jahr. „Alleinabnehmer“-Zugang nicht eingeschlossen.
- EL: Angaben der griechischen Regierung
- IRL: Basierend auf der von ESB veröffentlichten Netztarifstruktur, DUOS-Gruppe 8, An 38-kV-Netz angeschlossene Kunden. G-Übertragungsentgelt nicht inbegriffen. Entgelte für DUOS-Gruppe 7, „Mittelspannung“, etwa 15 EUR/MWh.

- IT: Basierend auf AEEG-Daten, ohne „Steuern und Gebühren“
- LX: Basierend auf den veröffentlichten CEDEGEL-Tarifen „réseau 20 kV“ für Mittelspannung
- NL: Basierend auf Angaben der niederländischen Regierung: Mittelspannung = „Afnemers TS 25-50 kV“, Niederspannung „Afnemers <3\* 25 A (ET)
- PT: Basierend auf ERSE-Daten. Mittelspannung = Anschluss 1-45 kV
- ES: Basierend auf „real decreto 1483/2001“. Mittelspannung = Tarifa 3.1A, Type 6.1, 1-36 kV. Grobschätzung ausgehend vom Verbrauch pro Zeitraum („por período“). Niederspannung = Tarifa 2.0A
- SE: Basierend auf den Angaben der Website der Regulierungsstellen ([www.stem.se/english](http://www.stem.se/english)). Mittelspannungsbeispiel: Leistungsbedarf 1 MW, Energieverbrauch 5 GWh; Niederspannungsbeispiel: Haushalt mit einem Verbrauch von 5 MWh/Jahr
- UK: Basierend auf einer Ofgem/Ofreg-Analyse der Verteilungskosten, die geschätzten Übertragungskosten der National Grid Company (NGC) wurden hinzugerechnet.

### ANHANG 3

#### ENTFLECHTUNG DER NETZBETREIBER: ELEKTRIZITÄT

	Grundlegendes Entflechtungsmodell		Buchführung veröffentlicht		Für die Einhaltung der Richtlinie zuständiger Mitarbeiter		Eigene Corporate Identity		Getrennte Standorte		"Ja"-Antworten insgesamt
	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB	ÜNB	VNB	
Österreich	Rechtsform	Buchf.	J	J (große)	N	N	J	N	J	N	4
Belgien	Rechtsform	Rechtsform	J	noch nicht	N	N	J	J	J	einige	5
Dänemark	Rechtsform	Rechtsform	J	J	J	J	J	N	J	N	6
Finnland	Eigent.	Manage.	J	J	J	J	J	N	J	große	6½
Frankreich	Manage.	Buchf.	J	N	J	N	J	N	J	N	4
Deutschland	Rechtsform	Buchf.	J	J(einige)	N	N	J	N	J	N	3½
Griechenland	Rechtsform/M	Buchf.	noch nicht	noch nicht	N	N	J	N	J	N	3
Irland	Rechtsform/M.	Manage	J	teilweise	J	J	J	N	N	N	4½
Italien	Eigent./Rechtsf.	Rechtsform	J	J	N	N	J	J	J	J	6
Lux	Manage.	Buchf.	J	N	N	N	N	N	N	N	1
Niederlande	Eigent.	Manage.	J	J	J	N	J	N	J	N	5
Portugal	Rechtsform	Buchf.	J	J	N	N	J	N	J	N	4
Spanien	Eigent.	Rechtsform	J	J	J	N	J	J	N	N	5
Schweden	Eigent.	Rechtsform	J	J	J	N	J	J	J	N	6
UK	Eigent.	Rechtsform	J	J	J	J	J	häufig	J	häufig	7

## ANHANG 4

### BILANZAUSGLEICH: ELEKTRIZITÄT

	Bilanz- ausgleichs- periode (Minuten)	Art der Fest- setzung der Entgelte	Bilanzausgleich länderüber- greifend (S) landesweit (N) oder regional (R)	Bilanzaus- gleichs- gruppen zulässig	Tages- markt möglich	Termin für letzte Mitteilung der Fahrpläne	Marktbeherr- schender Ein- zelerzeuger im Bilanzaus- gleichs- bereich?	Gesamtein- schätzung	
Österreich	15/60	Markt	N	J	N	nächster Tag	N	mäßig	
Belgien	15	ÜNB	N	J	N	nächster Tag	Y	ungünstig	
Dänemark	60	Markt	S	J	Y	2,5 Stunden	N	günstig	
Finnland	60	Markt	S	J	Y	2,5 Stunden	N	günstig	
Frankreich	30	reguliert	N	J	N	nächster Tag	Y	mäßig	
Deutsch- land	15	Markt	R	J	N <sup>30</sup>	nächster Tag	Y	mäßig	
Griechen- land	60	Bilanzausgleichskosten werden umgelegt						Y	mäßig
Irland	30	reg./Markt	N	J	N	nächster Tag	Y	mäßig	
Italien	60	reguliert	N	nicht bekannt	N	nicht bekannt	Y	mäßig	
Lux	15	ÜNB	N	J	N	nächster Tag	N	ungünstig	
Nieder- lande	15	Markt	N	J	N	nächster Tag	N	mäßig	
Portugal	60	reguliert	N	nicht bekannt	N	nicht bekannt	Y	mäßig	
Spanien	60	Markt	N	nicht bekannt	J	0,5-3,5 Stunden	N	günstig	
Schweden	60	Markt	S	J	J	2,5 Stunden	N	günstig	
UK	30	Markt	N	J*	J	1 Stunde	N	günstig	

Quelle: Umfrageergebnisse

\* Bilanzausgleichsgruppen nur im Bereich des Verteilungsnetzbetreibers zulässig.

<sup>30</sup> In Deutschland gibt es als Pilotversuch in zwei Regionen einen Tagesmarkt.

ANHANG 5

**GRENZÜBERSCHREITENDE TRANSAKTIONEN: ELEKTRIZITÄT**  
**Situation hinsichtlich des Engpassmanagements in der EU (September 2002)**

Land 1	Land 2	Kapazität ETSO Winter 01-02/MW	Zuweisungsmethode	Zuweisungshäufigkeit <sup>1</sup>	Handelbare Kapazität	Redispatching zwecks Erhöhung:	Saldierung	Verfall nicht genutzter Kapazitäten	Abstimmung beider Seiten	Bestehende langfristige Verträge	Engpässe	Datum der Einführung eines marktgestützten Systems
CH	IT	2800 <sup>2</sup>	Pro-rata-Prinzip/Zurückbehaltung	j,t	ja		nein	nein	nein	29%	immer	
FR	IT	2600 <sup>2</sup>	Pro-rata-Prinzip	j,t	ja	Stabilität	nein	ja	nein	69%	immer	
AT	IT	220	Reihenfolgeprinzip	j	nein		nein	nein	nein	100%	immer	
DE	NL	2800	Auktion	j,m,t	ja		nein	ja	ja	57% <sup>3</sup>	häufig	Nov. 00
FR	BE	2200	Reihenfolge-/Pro-rata-Prinzip	m,t	nein		ja	ja	ja	72% <sup>4</sup>	häufig	
FR	UK	2000	Auktion	3j,j,t	ja		nein	ja	ja		häufig	März 01
DK-W	DE	1200	Auktion	j,m,t	ja	Stabilität	ja	ja	ja		häufig	Sept.00
FR	ES	1100	Reihenfolge-/Pro-rata-Prinzip	t	nein	Kapazität	nein	ja	nein	45%	häufig	
DK-W	NO	950	Marktaufteilung	t	k.A.		ja	k.A.	ja		häufig	Juli 99
DK-E	DE	550	Zurückbehaltung/Auktion	m,t	nein		ja	ja	ja	100% <sup>5</sup>	häufig	Jan. 02
SE	DE	460	Zurückbehaltung/Festpreis	t	nein		nein	ja	ja	100%	häufig	
UK	IE	120	Auktion	j, t	ja		nein	ja	ja		häufig	April 00
FR	DE	2850	Reihenfolgeprinzip	t	nein	Stabilität	nein	ja	nein	13% <sup>6</sup>	gelegentlich	
NO	SE	2400	Marktaufteilung	t	k.A.		ja	k.A.	ja		gelegentlich	Jan. 96
SE	NO	2400	Marktaufteilung	t	k.A.		ja	k.A.	ja		gelegentlich	Jan. 96
SE	FI	2050	Marktaufteilung	t	k.A.	Stabilität	ja	k.A.	ja		gelegentlich	Juli 99
DK-E	SE	1700	Marktaufteilung	t	k.A.		ja	k.A.	ja		gelegentlich	Okt. 00
FI	SE	1650	Marktaufteilung	t	k.A.	Stabilität	ja	k.A.	ja		gelegentlich	Juli 99
SE	DK-E	1300	Marktaufteilung	t	k.A.		ja	k.A.	ja		gelegentlich	Okt. 00
NO	DK-W	1000	Marktaufteilung	t	k.A.		ja	k.A.	ja		gelegentlich	Juli 99
ES	PT	850	Pro-rata-Prinzip	t	nein	Stabilität	nein	k.A.	ja		gelegentlich	Jan. 03
DE	DK-W	800	Auktion	j,m,t	ja	Stabilität	ja	ja	ja		gelegentlich	Sept. 00
PT	ES	725	Pro-rata-Prinzip	t	k.A.	Stabilität	nein	k.A.	nein		gelegentlich	Jan. 03
DK-W	SE	610	Marktaufteilung	t	k.A.		ja	k.A.	ja		gelegentlich	Juli 99
SE	DK-W	580	Marktaufteilung	t	k.A.		ja	k.A.	ja		gelegentlich	Juli 99
DE	DK-E	550	Zurückbehaltung/Auktion	m,t	nein		ja	ja	ja	36%	gelegentlich	Jan. 02
DE	SE	370	Zurückbehaltung	t	nein		ja	ja	ja	100%	gelegentlich	
FR	CH	3000	Reihenfolgeprinzip	t	nein		nein	ja	ja	?	selten	
UK	FR	2000	Auktion	3j,j,t	ja		nein	ja	ja		selten	März 01
BE	NL	1700	Auktion	j,m,t	ja		nein	ja	ja	18%	selten	Nov. 00
NL	BE	1700	Auktion	j,m,t	ja		nein	ja	ja		selten	Nov. 00
NL	DE	1350	Auktion	j,m,t	ja		nein	ja	ja		selten	Nov. 00
ES	FR	1000	Reihenfolge-/Pro-rata-Prinzip	t	nein		nein	nein	nein		selten	
BE	FR	3100	Reihenfolge-/Pro-rata-Prinzip	m,t	nein		nein	ja	nein	16% <sup>7</sup>		
IT	CH	3100	Reihenfolgeprinzip	t	nein		nein	nein	nein			
CH	FR	3000	Zurückbehaltung	t	nein		nein	nein	ja			
DE	FR	2250	Reihenfolgeprinzip	t	nein	Stabilität	nein	nein	nein			
IT	FR	2200	Reihenfolgeprinzip	t	nein		nein	nein	ja			
AT	CH	2000	Reihenfolgeprinzip	t	nein		ja	nein	ja			
CH	AT	2000	Zurückbehaltung	t	nein		ja	nein	ja			
CH	DE	2000	Zurückbehaltung	t	nein		ja	nein	ja			
DE	CH	2000	Reihenfolgeprinzip	t	nein		nein	nein	ja			
DE	AT	1650	Reihenfolgeprinzip	t	nein		nein	nein	ja			
AT	DE	1150	Reihenfolgeprinzip	t	nein		ja	nein	ja			
GR	IT	500	Pro-rata-Prinzip	m,w,t	nein		ja	ja	ja			Mai 02
IT	GR	500	Auktion	m,w,t	nein		ja	ja	ja			Mai 02
IT	AT	220	Reihenfolgeprinzip	t	nein		nein	nein	nein			
IE	UK	50	Auktion	j,t	ja		nein	nein	ja			April 00

<sup>1</sup> Zuweisungsfrequenz: jährlich, monatlich, wöchentlich, täglich.

<sup>2</sup> Angabe des italienischen Regulierers

<sup>3</sup> Langfristige Verträge: 600MW DE-NL bis 2003, 250MW DE-NL bis 2006 und 750MW FR-NL bis 2009 (es wird von der Annahme ausgegangen, dass die Hälfte der Kapazität über diese Verbindungsleitung geht).

<sup>4</sup> Die Annahme geht von der Beteiligung belgischer Unternehmen an Kernkraftwerken in Frankreich (~1200MW) und davon aus, dass die Hälfte des langfristigen Vertrags zwischen FR-NL (750MW) über diese Verbindungsleitung abgewickelt wird.

<sup>5</sup> Langfristige Kontek-Kabel-Kapazitätsreservierungen: 350MW bis 2006, 200MW für die Lebensdauer des Kabels, 50MW für Systemleistungen.

<sup>6</sup> 750MW über langfristigen Vertrag zwischen FR-NL, es wird davon ausgegangen, dass die Hälfte der Kapazität über diese Verbindungsleitung geht.

<sup>7</sup> Die Annahme beruht darauf, dass 481MW aus einer französischen Beteiligung an Kraftwerken in Belgien stammen.

ANHANG 5 (Fortsetzung)

**GRENZÜBERSCHREITENDE TRANSAKTIONEN EU15+2**

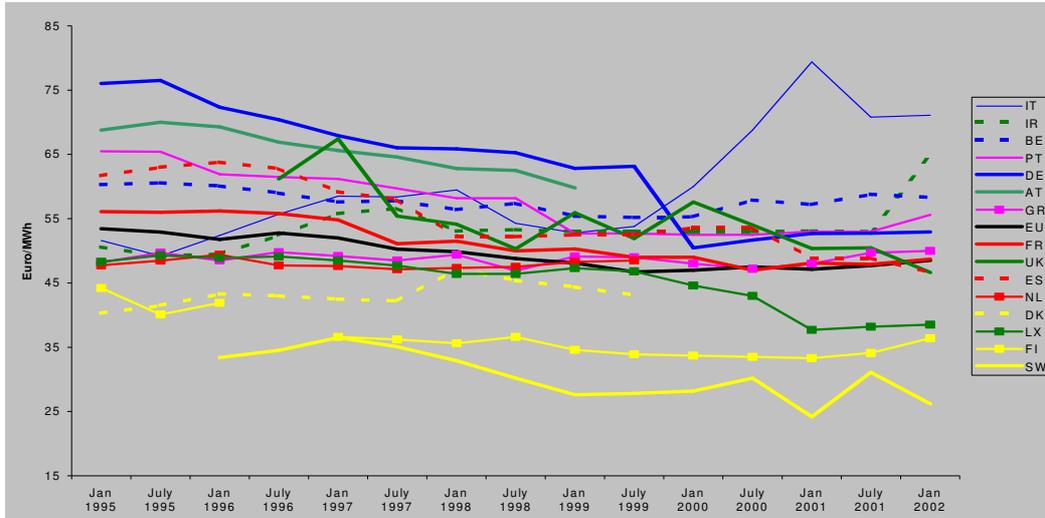
	Einfuhrkapazität MW	Ausfuhr- kapazität MW	Netto- zufluss GWh	Nettoabgang GWh	Theoretische Kapazitätsausnutzung in %
Österreich	3870	3370	7906	11465	61%
Belgien	3900	4800	15699	6699	59%
Dänemark	4230	4400	k.A.	k.A.	k.A.
Frankreich	13550	13350	3842	71146	64%
Finnland	2050	1650	k.A.	k.A.	k.A.
Deutschland	9560	10120	33450	42440	88%
Irland	120	50	k.A.	k.A.	k.A.
Italien	6020	6020	43887	467	84%
Luxemburg	k.A.	k.A.	6529	1064	k.A.
Niederlande	4500	3050	21496	4208	77%
Portugal	850	725	3629	3479	103%
Spanien	1825	1850	10180	4803	93%
Schweden	6730	6790	k.A.	k.A.	k.A.
VK	2050	2120	10872	203	61%
Nordel gesamt	1720	2210	3408	5478	53%
Schweiz	10100	10100	23108	32509	63%
<b>Gesamthandel</b>	<b>57945</b>	<b>57715</b>	<b>184000</b>	<b>184000</b>	<b>72%</b>
Daten: UCTE					

Die theoretische Nutzung errechnet sich als Quotient aus der Summe aus Zuflüssen und Abgängen und der (Kapazität x 8760 Stunden).

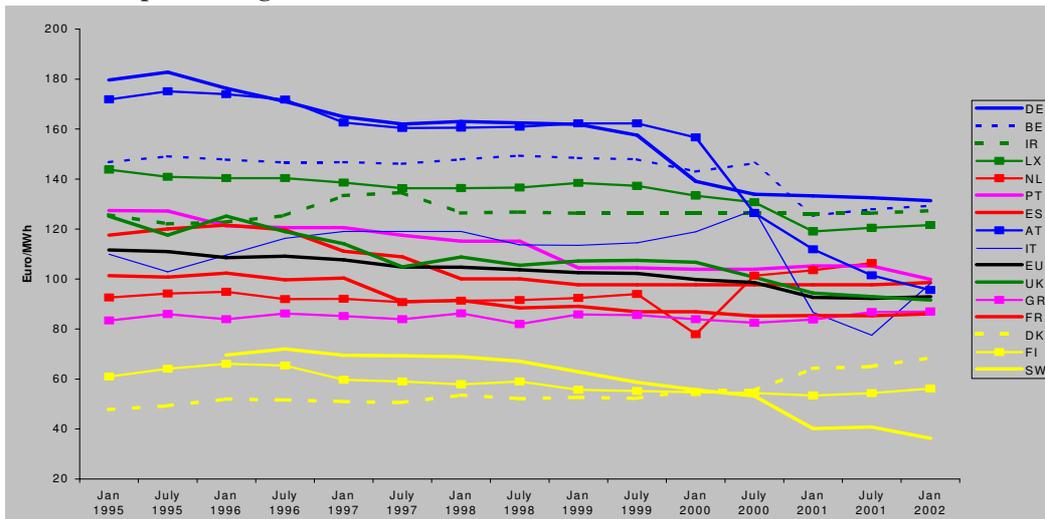
ANHANG 6

EINZELHANDELSPREISE/ ELEKTRIZITÄT (EUROSTAT) (aktuelle Preise vor Steuern)

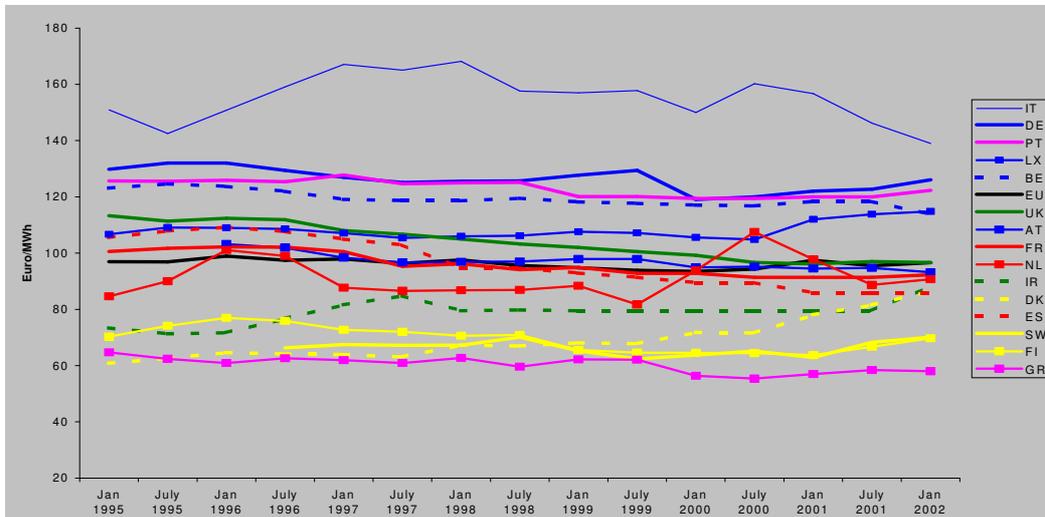
Elektrizitätspreise für industrielle Großverbraucher 1995-2002: 24GWh/Jahr



Elektrizitätspreise für gewerbliche Kleinverbraucher 1995-2002: 50GWh/Jahr



Elektrizitätspreise für Haushaltskunden 1995-2002: 3,5GWh/Jahr



## ANHANG 6

### EINZELHANDELSPREISE/ ELEKTRIZITÄT (EUROSTAT) (aktuelle Preise vor Steuern)

		Industry Electricity Prices 1995-2001 (€/MWh)						Eurostat category Ig: Consumption of 24000MWh/year											
INDUSTRIAL IG		Jan 1995	July 1995	Jan 1996	July 1996	Jan 1997	July 1997	Jan 1998	July 1998	Jan 1999	July 1999	Jan 2000	July 2000	Jan 2001	July 2001	Jan 2002	% change since 1/1999	% change since 1/2001	
IT		52	49	52	56	59	58	60	54	53	54	60	69	79	71	71	IT	35%	-10%
IR		51	49	50	52	56	57	53	53	53	53	53	53	53	53	65	IR	22%	22%
BE		60	61	60	59	58	58	56	57	56	56	56	58	57	59	58	BE	5%	2%
PT		66	65	62	62	61	60	58	58	53	53	53	53	53	53	56	PT	6%	5%
DE		76	77	72	70	68	66	66	65	63	63	50	52	53	53	53	DE	-16%	0%
AT		69	70	69	67	66	65	63	63	60							AT		
GR		48	50	49	50	49	49	49	47	49	49	48	47	48	50	50	GR	2%	4%
EU		53	54	52	54	52	50	50	49	48	47	47	47	47	47	48	EU	0%	3%
FR		56	56	56	56	55	51	52	50	50	49	49	47	46	48	49	FR	-3%	1%
UK			62		59	60	50	54	51	59	49	54	54	51	48	47	UK	-20%	-8%
ES		62	63	64	63	69	58	52	52	53	53	54	54	49	49	47	ES	-11%	-5%
NL		48	48	49	48	48	47	47	48	48	49						NL		
DK		40	42	43	43	43	42	47	45	44	43						DK		
LX		48	49	49	49	49	48	46	46	47	47	45	43	38	38	39	LX	-19%	2%
FI		44	40	42		37	36	36	37	35	34	34	34	33	34	36	FI	5%	9%
SW				33	35	37	35	33	30	28	28	28	30	24	31	26	SW	-5%	8%
		Industry Electricity Prices 1995-2001 (€/MWh)						Eurostat category Ib: Consumption of 50MWh/year											
INDUSTRIAL IB		Jan 1995	July 1995	Jan 1996	July 1996	Jan 1997	July 1997	Jan 1998	July 1998	Jan 1999	July 1999	Jan 2000	July 2000	Jan 2001	July 2001	Jan 2002	% change since 1/1999	% change since 1/2001	
DE		180	183	176	171	165	162	163	163	162	158	139	134	133	133	131	DE	-19%	-1%
BE		147	149	148	147	147	146	148	149	148	148	143	146	125	128	129	BE	-13%	3%
IR		126	122	123	125	133	135	126	127	126	126	126	126	126	126	127	IR	1%	1%
LX		144	141	140	140	139	136	136	137	139	137	133	131	119	121	122	LX	-12%	2%
NL		93	94	95	92	92	91	91	92	92	94	78	101	104	106		NL	15%	
PT		127	127	121	121	121	118	115	115	105	105	104	104	105	105	100	PT	-4%	-5%
ES		118	120	122	120	111	109	100	100	98	98	98	98	98	98	99	ES	1%	1%
AT		172	175	174	172	163	160	161	161	162	162	157	126	112	102	96	AT	-41%	-15%
IT		110	103	110	116	119	119	119	114	114	115	119	128	87	78	98	IT	-13%	13%
EU		113	113	110	111	108	105	105	104	103	102	99	98	92	92	93	EU	-10%	0%
UK		125	118	125	119	114	105	109	105	107	108	107	101	94	93	92	UK	-15%	-3%
GR		83	86	84	86	85	84	86	82	86	86	84	83	84	87	87	GR	1%	4%
FR		101	101	102	100	100	91	92	89	89	87	87	85	85	85	86	FR	-3%	1%
DK		48	49	52	52	51	51	54	52	53	52	56	55	64	65	69	DK	30%	7%
FI		61	64	66	66	60	59	58	59	56	55	55	54	53	54	56	FI	1%	5%
SW				70	72	70	69	69	67	63	59	56	53	40	41	36	SW	-42%	-10%
		Household Electricity Prices 1995-2001 (€/MWh)						Eurostat category Dc: Consumption of 3.5MWh/year											
DOMESTIC DC		Jan 1995	July 1995	Jan 1996	July 1996	Jan 1997	July 1997	Jan 1998	July 1998	Jan 1999	July 1999	Jan 2000	July 2000	Jan 2001	July 2001	Jan 2002	% change since 1/1999	% change since 1/2001	
IT		151	143	151	159	167	165	168	158	157	158	150	160	157	146	139	IT	-11%	-11%
DE		130	132	132	129	127	125	126	126	128	129	119	120	122	123	126	DE	-1%	3%
PT		126	126	126	125	128	125	125	125	120	120	119	119	120	120	122	PT	2%	2%
LX		107	109	109	109	107	105	106	106	108	107	106	105	112	114	115	LX	7%	2%
BE		123	125	124	122	119	119	119	120	118	118	117	117	118	118	114	BE	-4%	-4%
UK		113	111	112	112	108	107	105	103	102	101	99	97	96	97	97	UK	-5%	1%
EU		98	99	101	99	99	96	98	96	95	94	93	94	97	95	96	EU	2%	-1%
AT				103	102	98	97	97	97	98	98	95	95	95	93		AT	-5%	-1%
FR		101	102	102	102	101	95	96	94	95	93	93	91	91	91	92	FR	-3%	1%
NL		85	90	101	99	88	87	87	87	88	82	94	108	98	89	91	NL	3%	-7%
IR		73	71	72	77	82	85	80	80	80	80	80	80	80	80	88	IR	11%	11%
DK		61	63	65	64	64	63	67	67	68	68	72	72	78	82	87	DK	27%	11%
ES		106	108	109	108	105	103	95	95	93	91	90	90	86	86	86	ES	-8%	0%
SW					66	68	67	67	70	65	62	64	65	63	68	70	SW	7%	11%
FI		70	74	77	76	73	72	71	71	66	65	65	64	64	67	70	FI	6%	9%
GR		65	62	61	63	62	61	63	60	62	62	56	55	57	58	58	GR	-7%	2%

\*UK at constant July 1999 exchange rate

## ANHANG 7

### ZUGANG ZU DEN GASNETZEN

#### Netzentgelt

	Zahl der Fernleitungs-		Entgelt- struktur	Zahl der Verteilungsnetz- unternehmen	Geschätzter Entgeltbereich (EUR/MWh)					
	überregional	regional			25 Mio. m <sup>3</sup>		100 000m <sup>3</sup>		2 000m <sup>3</sup>	
					Groß- verbraucher		Gewerbliche Kleinver- braucher		Haushalte	
					min	max	min	max	min	max
Österreich	3	5	Entfernung	20	wird derzeit überprüft					
Belgien	1	3	Entfernung	21	1,0	2,0				
Dänemark	1	0	Briefmarken- gebühr	4	2,5	2,5				
Frankreich	2	1	Entfernung (Obergrenze.)	21	2,0	5,0				
Deutschland	5	13	Entfernung	c.700	2,0	7,5	9,5	19,5	16,0	34,5
Irland	1	0	Einspeisung- Ausspeisung	1	1,5	2,5				
Italien	1	1	Einspeisung- Ausspeisung	814	2,0	4,0	4,5	8,0		
Luxemburg	1	0	Briefmarken- gebühr	4	1,0	1,0				
Niederlande	2	0	Entfernung (Obergrenze)	25	0,5	1,0				
Spanien	1	3	Briefmarken- gebühr	26	2,0	2,5				
Schweden	1	0	Briefmarken- gebühr	7	3,5	3,5				
VK	1	0	Einspeisung- Ausspeisung	1	1,5	3,0	4,0	6,0	8,5	11,5

Quelle: Umfrageergebnisse, Analyse der GD TREN

gerundet auf 0,5EUR/MWh

Anmerkungen: Großverbraucher sind Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von 25 Mio. m<sup>3</sup>, einem Tagesspitzenbedarf von 100 000 m<sup>3</sup> und einem stündlichen Spitzenbedarf von 4100 m<sup>3</sup>;  
als gewerbliche Kleinverbraucher gelten Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von 100 000 m<sup>3</sup>, einem Tagesspitzenbedarf von 800 m<sup>3</sup> und einem stündlichen Spitzenbedarf von 33 m<sup>3</sup>;  
Haushaltskunden haben einen jährlichen Verbrauch von 2000 m<sup>3</sup>, einen Tagesspitzenbedarf von 30 m<sup>3</sup> und einen stündlichen Spitzenbedarf von 1,2 m<sup>3</sup>.

BE: Minimalwert: Annahme: 100 km Fernleitung, 50 km regionale Fernleitung über 500mm-Leitung.  
Maximalwert: Annahme: 300km Fernleitung, 100 km regionale Fernleitung über 300mm-Leitung.

DK: Daten des DONG-Übertragungs- und Verteilungsentgelts. Briefmarkengebühr.

FR: Der Mindestwert entspricht der Einspeisung bei Taisnieres und der Ausspeisung in der Region Paris plus regionale Verteilung NTAR =1 plus lokale Verteilung NTAD =2.  
Der Maximalwert entspricht der Einspeisung bei Taisnieres und der Ausspeisung bei Toulouse Ouest, regionale Verteilung NTAR =6 plus lokale Verteilung NTAD =2.

DE: Minimalwert: Annahme: Fernleitung über 100 km über 900 mm-Leitung und über 50 km über eine 350-500 mm-Leitung plus ein lokales Verteilungsentgelt gemäß VV2 Anlage 3.  
Maximalwert: Annahme: Fernleitung über 300 km über eine 900 mm-Leitung und über 100 km über eine Leitung mit einem Durchmesser von <350mm plus ein lokale Verteilungsentgelt gemäß VV2 Anlage 3.

IRL: Minimalwert: Annahme: Einspeisung bei Inch, Briefmarkentarif für die Ausspeisung

Maximalwert: Annahme: Einspeisung über die VK-Verbundleitung, Briefmarkentarif für die Ausspeisung

IT: Minimalwert: Annahme: Einspeisepunkt: Passo Gries, Ausspeisungspunkt F, plus regionale Verteilung über das Rete-Gasnetz, **keine lokale Verteilung**

Maximalwert: Annahme: Einspeisepunkt: Mazara del Valo, Ausspeisungspunkt P, regionale Verteilung über das Edison-Netz, **keine lokale Verteilung**

- LX: Angaben aus SOTEG-Fernleitungs- und Verteilungstarif. Briefmarkentarif.
- NL: Mindestwert: Basis: Transport von Groningen nach Ommen (G-Gas) plus regionaler Fernleitungsbriefmarkentarif DR = 1  
Maximalwert: Basis: Transport von Groningen nach Zeeland (GemeinschaftGas) plus Fernleitungsbriefmarkentarif DR = 1.
- ES: Mindestwert: Annahme: Kundenanschluss bei >60 bar  
Maximalwert: Annahme: Anschluss bei 4-60 bar
- VK: Mindestwert: Einspeisung bei Bacton: Durchschnitt der höchsten 50 % der Angebote für den Zeitraum von Oktober 01 bis März 02, 1.-5. Tranche = 0,0013 p/kWh,  
Ausspeisungszone NE1 plus LDZ-Briefmarkengebühr  
Maximalwert: Einspeisung bei St Fergus: Durchschnitt der höchsten 50 % der Angebote für den Zeitraum von Oktober 01 bis März 02, 1.-5. Tranche = 0,0520 p/kWh,  
Ausspeisungszone SW3 plus LDZ-Briefmarkengebühr

ANHANG 7(FORTSETZUNG)

ZUGANG ZU DEN GASNETZEN

Kapazitätsbuchung

	Mindestbuchungszeitraum	Kapazitätsart	Zuweisungs- methode	Verfall nicht genutzter Kapazitäten	Gesamteinschätzung
Österreich	1 Jahr oder Mehrpreis	„kosten-orientiert“	Reihen- folge- prinzip/ lang- fristige Verträge	vorgesehen	mäßig
Belgien	1 Monat	Punkt zu Punkt	Reihen- folge- prinzip	vorgesehen	flexibel
Dänemark	1 Jahr oder Mehrpreis	Punkt zu Punkt	Reihen- folge- prinzip	eingeschränkt	unflexibel
Frankreich	1 Jahr	Punkt zu Punkt	Reihen- folge- prinzip	nein	unflexibel
Deutschland	1 Jahr oder Mehrpreis	Punkt zu Punkt	Reihen- folge- prinzip	nein	unflexibel
Irland	1 Jahr (Übertragung zulässig)	Punkt zu Punkt	unklar	ja	flexibel
Italien	1 Monat	Einspeisung- Ausspeisung	Pro-rata- Prinzip	ja, wird praktiziert	flexibel
Luxemburg	1 Jahr	keine Engpässe			flexibel
Niederlande	1 Monat	Punkt zu Punkt	Reihen- folge- prinzip	ja	flexibel
Spanien	nicht bekannt	Einspeisungs- Entnahme	Reihen- folge- prinzip	ja	flexibel
Schweden	keine Engpässe				flexibel
VK	1 Tag	Einspeisung	Auktion	ja	flexibel
Quelle: Übersicht über die Einhaltung der Madrider Leitlinien („Overview of Madrid Guidelines“)					

ANHANG 8

ENTFLECHTUNG DER GASNETZE

	Grundlegendes Entflechtungsmodell		Abrechnungsdaten veröffentlicht		Für die Einhaltung der Richtlinie zuständiger Mitarbeiter		Eigene Corporate Identity		Hauptverwaltung an unterschiedlichen Standorten		"Ja"-Antworten insgesamt
	FNB	VNB	FNB	VNB	FNB	VNB	FNB	VNB	FNB	VNB	
Österreich	Rechtsform.	Rechtsform.	J	J	N	N	J	J	J	N	5
Belgien	Rechtsform.	Rechtsform.	J	noch nicht	J	N	J	J	N	N	4½
Dänemark	Rechtsform.	Rechtsform.	J	J	J	N	J	N	J	N	5
Frankreich	Buchf.	Buchf.	N	N	N	N	N	N	N	N	0
Deutschland	Buchf.	Buchf.	J	J	N	N	N	N	N	N	2
Irland	Manage.	Manage.	noch nicht	noch nicht	J	J	N	N	N	N	3
Italien	Rechtsform.	Rechtsform.	J	J	J	N	J	N	J	N	5
Luxemb.	Buchf.	Buchf.	J	N	N	N	N	N	N	N	1
Niederlande	Manage.	Buchf.	J	J	J	N	J	J	J	N	6
Spanien	Eigent.	Rechtsform.	J	J	J	N	J	J	Y	N	6
Schweden	Buchf.	Buchf.	J	J	N	N	N	N	N	N	2
VK	Eigent.	Eigent.	J	J	J	J	J	J	J	J	8
Quelle: Umfrageergebnisse											

## ANHANG 9

### BILANZAUSGLEICH UND SPEICHERUNG

	Bilanzausgleichszeitraum	Bedingungen festlegt/genehmigt von	Toleranz-Bereich	Entgelt für "kurzzeitige" Unausgewogenheiten über den Toleranzbereich (x Marktpreis)	Speicherkapazität vorhanden für den Netzzugang Dritter	Gesamteinschätzung
Österreich <sup>31</sup>	stündlich	Regulierungsstelle	2%	Marktpreis	ja	günstig
Belgien	stündlich	FNB	veränderlich	+30%	nur indirekter Zugang	mäßig
Dänemark	stündlich	Regulierungsstelle <sup>32</sup>	kumulativ 40%	+50%	ja	ungünstig
Frankreich	täglich	FNB	20%/5%	+50%	nur indirekter Zugang	mäßig
Deutschland	stündlich	FNB	kumulativ 15%	+100-420%	ja	ungünstig
Irland	täglich	Regulierungsstelle	8%/3%	+100%	nicht vorhanden	mäßig
Italien	täglich	Regulierungsstelle	8%	+3%	ja	günstig
Luxemburg	täglich	FNB	5%/3%	bis zu +50% + Kapazitätsstrafe	nicht vorhanden	ungünstig
Niederlande	stündlich/täglich	Regulierungsstelle	2/15%	+90%	ja	mäßig
Spanien	täglich	Regulierungsstelle	nicht bekannt	zu genehmigen	ja	günstig
Schweden	keine Angaben vorhanden					
VK	täglich	Markt	null	vom Ausgleichsmarkt festgelegt in der Regel <20%	ja	günstig

Quelle: Übersicht über die Einhaltung der Madrider Leitlinien („Overview of Madrid Guidelines“)

<sup>31</sup> ab Oktober 2002

<sup>32</sup> Die dänische Regulierungsstelle hat vor kurzem die DONG-Ausgleichsregeln als unangemessen bezeichnet.

ANHANG 10

**GRENZÜBERSCHREITENDE TRANSAKTIONEN: GAS**

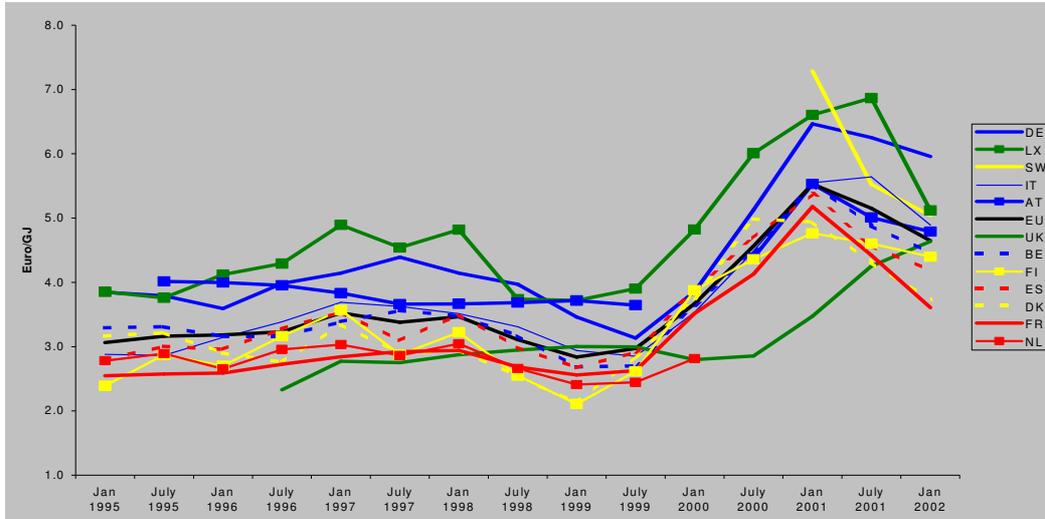
Mrd. m <sup>3</sup> /Jahr	Einfuhrkapazität	Ausfuhrkapazität	Nettozufluss	Ausnutzung der Kapazität in %
Österreich	40,8	40,3	+6,3	k.A. (Transitland)
Belgien	80,3	48,9	+15,8	k.A. (Transitland)
Dänemark	-	4,4	-3,4	77%
Frankreich	61,5	2,5	+42,1	68%
Deutschland	201,7	25,7	+67,6	33%
Irland	9,1	0	+3,0	33%
Italien	81,4	1,5	56,0	69%
Luxemburg	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Niederlande	23,7	112,5	-20,5	23%
Portugal	3,1	-	2,4	77%
Spanien	43,8	3,1	18,4	42%
VK	8,8	29,3	-11,1	54%
Quelle: Bericht der Brattle Group für die GD TREN				

Die prozentuale Kapazitätsausnutzung ist der Quotient aus Nettostrom und der jeweiligen Kapazität.  
Für Länder mit hohem Transitverkehr erfolgte keine Berechnung.  
Quelle: Bericht der Brattle Group für die DG TREN

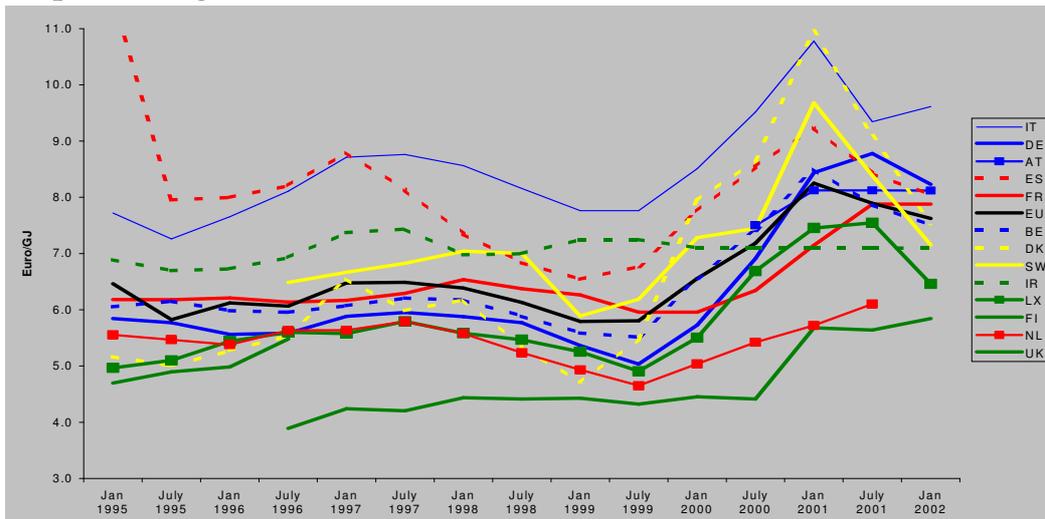
ANHANG 11

EINZELHANDELSPREISE: GAS (EUROSTAT) (aktuelle Preise vor Steuern)

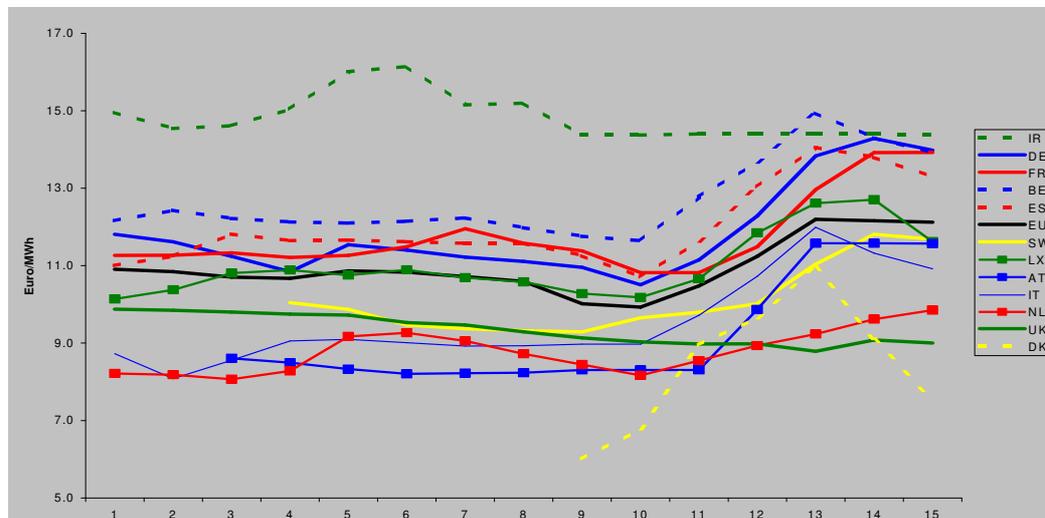
Gaspreise für industrielle Großverbraucher 1995-2002: 420 000GJ/Jahr (ca. 120GWh)



Gaspreise für gewerbliche Kleinverbraucher 1995-2002: 420 GJ/Jahr (ca. 120MWh)



Gaspreise für Haushalte 1995-2002: 16 GJ/Jahr (ca. 4.5MWh)



## ANHANG 11

### EINZELHANDELSPREISE: GAS (EUROSTAT) (aktuelle Preise vor Steuern)

Industry Gas Prices 1995-2002				€/GJ		Eurostat category I4-1: Consumption of 418.6TJ/year c. 120GWh													
	Jan 1995	July 1995	Jan 1996	July 1996	Jan 1997	July 1997	Jan 1998	July 1998	Jan 1999	July 1999	Jan 2000	July 2000	Jan 2001	July 2001	Jan 2002		% change since 7/2000	% change since 1/2001	
DE	3.8	3.8	3.6	4.0	4.1	4.4	4.1	4.0	3.5	3.1	3.9	5.1	6.5	6.3	6.0	DE	16%	-8%	
LX	3.9	3.8	4.1	4.3	4.9	4.5	4.8	3.7	3.7	3.9	4.8	6.0	6.6	6.9	5.1	LX	-15%	-22%	
SW													7.3	5.5	5.0	SW		-31%	
IT	2.9	2.9	3.1	3.4	3.7	3.6	3.5	3.3	2.9	2.8	3.5	4.5	5.6	5.6	4.9	IT	9%	-12%	
AT		4.0	4.0	4.0	3.8	3.7	3.7	3.7	3.7	3.6		4.4	5.5	5.0	4.8	AT	9%	-13%	
EU	3.1	3.2	3.2	3.3	3.6	3.4	3.5	3.1	2.9	3.0	3.7	4.5	5.5	5.1	4.6	EU	2%	-16%	
UK		3.2		2.3	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	2.8	2.9	3.5	4.3	4.6	UK	62%	34%	
BE	3.3	3.3	3.2	3.2	3.4	3.6	3.5	3.2	2.7	2.7	3.6	4.5	5.5	4.9	4.5	BE	0%	-19%	
FI	2.4	2.9	2.7	3.2	3.6	2.9	3.2	2.5	2.1	2.6	3.9	4.4	4.8	4.6	4.4	FI	1%	-8%	
ES	2.8	3.0	3.0	3.3	3.5	3.1	3.5	3.0	2.7	2.9	3.9	4.7	5.4	4.6	4.2	ES	-11%	-22%	
DK	3.2	3.2	2.9	2.8	3.3	2.9	2.9	2.5	2.1	2.8	3.7	5.0	4.9	4.3	3.7	DK	-25%	-25%	
FR	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8	2.9	2.9	2.7	2.6	2.6	3.5	4.1	5.2	4.4	3.6	FR	-13%	-30%	
NL	2.8	2.9	2.7	3.0	3.0	2.9	3.0	2.7	2.4	2.4	2.8					NL			
Industry Gas Prices 1995-2002				€/GJ		Eurostat category I1-1: Consumption of 418GJ/year c. 120MWh													
	Jan 1995	July 1995	Jan 1996	July 1996	Jan 1997	July 1997	Jan 1998	July 1998	Jan 1999	July 1999	Jan 2000	July 2000	Jan 2001	July 2001	Jan 2002		% change since 7/2000	% change since 1/2001	
IT	7.7	7.3	7.7	8.1	8.7	8.8	8.6	8.2	7.8	7.8	8.5	9.5	10.8	9.3	9.6	IT	1%	-11%	
DE	5.8	5.8	5.6	5.6	5.9	6.0	5.9	5.8	5.4	5.0	5.7	6.9	8.4	8.8	8.2	DE	19%	-2%	
AT												7.5	8.1	8.1	8.1	AT	8%	0%	
ES	11.5	8.0	8.0	8.2	8.8	8.1	7.3	6.8	6.5	6.8	7.8	8.5	9.2	8.4	8.0	ES	-6%	-13%	
FR	6.2	6.2	6.2	6.1	6.2	6.3	6.5	6.4	6.3	6.0	6.0	6.3	7.1	7.9	7.9	FR	24%	10%	
EU	6.5	5.9	6.1	6.1	6.5	6.5	6.4	6.1	5.8	5.8	6.5	7.2	8.2	7.9	7.6	EU	6%	-8%	
BE	6.1	6.2	6.0	6.0	6.1	6.2	6.2	5.9	5.6	5.5	6.6	7.4	8.5	7.9	7.5	BE	1%	-12%	
DK	5.2	5.0	5.3	5.5	6.5	6.0	6.2	5.3	4.7	5.5	7.9	8.7	11.0	9.1	7.5	DK	-13%	-31%	
SW				6.5	6.7	6.8	7.0	7.0	5.9	6.2	7.3	7.4	9.7	8.4	7.2	SW	-4%	-26%	
IR	6.9	6.7	6.7	6.9	7.4	7.4	7.0	7.0	7.3	7.3	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	IR	0%	0%	
LX	5.0	5.1	5.4	5.6	5.6	5.8	5.6	5.5	5.3	4.9	5.5	6.7	7.5	7.5	6.5	LX	-3%	-13%	
FI	4.7	4.9	5.0	5.5												FI			
NL	5.6	5.5	5.4	5.6	5.6	5.8	5.6	5.2	4.9	4.7	5.0	5.4	5.7	6.1		NL			
UK		4.6		3.9	4.2	4.2	4.4	4.4	4.4	4.3	4.5	4.4	5.7	5.6	5.8	UK	32%	3%	
Domestic Gas Prices 1995-2002				€/GJ		Eurostat category D2: Consumption of 16GJ/year c. 4.5MWh													
	Jan 1995	July 1995	Jan 1996	July 1996	Jan 1997	July 1997	Jan 1998	July 1998	Jan 1999	July 1999	Jan 2000	July 2000	Jan 2001	July 2001	Jan 2002		% change since 7/2000	% change since 1/2001	
PT															15.9	PT			
IR	15.0	14.5	14.6	15.0	16.0	16.1	15.1	15.2	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	IR	0%	0%	
DE	11.8	11.6	11.2	10.8	11.5	11.4	11.2	11.1	11.0	10.5	11.2	12.3	13.8	14.3	14.0	DE	14%	1%	
FR	11.3	11.3	11.3	11.2	11.3	11.5	12.0	11.6	11.4	10.8	10.8	11.5	13.0	13.9	13.9	FR	21%	7%	
BE	12.2	12.4	12.2	12.1	12.1	12.1	12.2	12.0	11.8	11.6	12.8	13.7	14.9	14.3	13.9	BE	2%	-7%	
ES	11.0	11.2	11.8	11.6	11.7	11.6	11.6	11.3	10.7	11.6	13.0	14.1	13.8	13.3		ES	2%	-5%	
EU	10.9	10.8	10.7	10.7	10.9	10.8	10.7	10.6	10.0	9.9	10.5	11.2	12.2	12.2	12.1	EU	8%	-1%	
SW				10.0	9.9	9.5	9.4	9.3	9.3	9.7	9.8	10.0	11.0	11.8	11.7	SW	17%	6%	
LX	10.1	10.4	10.8	10.9	10.8	10.9	10.7	10.6	10.3	10.2	10.7	11.8	12.6	12.7	11.6	LX	-2%	-8%	
AT			8.6	8.5	8.3	8.2	8.2	8.2	8.3	8.3	8.3	9.9	11.6	11.6	11.6	AT	17%	0%	
IT	8.7	8.1	8.6	9.1	9.1	9.0	8.9	8.9	9.0	9.0	9.7	10.7	12.0	11.3	10.9	IT	2%	-9%	
NL	8.2	8.2	8.1	8.3	9.2	9.3	9.1	8.7	8.4	8.2	8.5	8.9	9.2	9.6	9.9	NL	10%	7%	
UK	9.9	9.8	9.8	9.7	9.7	9.5	9.5	9.3	9.1	9.0	9.0	9.0	8.8	9.1	9.0	UK	0%	2%	
DK									6.0	6.8	9.0	9.7	11.0	9.1	7.5	DK	-22%	-31%	

\*UK at constant July 1999 exchange rate

ANHANG 12

GEMEINWIRTSCHAFTLICHE ZIELE UND QUALITÄT DER LEISTUNGEN

Elektrizität	Grundversorgung			Sozial schwächere Gruppen				
	Anteil Netzanschluss in %	Standard-Versorgungsunternehmen	Ausgleich (Einheits-tarif)	Sonder-tarife	Zähler, die eine Zahlung im Voraus ermöglichen	“Gratis“-Liefermenge	Abschal-tungs-beschrän-kungen	Anzahl der Abschaltungen aufgrund von Nichtzahlung
Österreich	99,5%	vorbestimmt	N	-	-	-	nicht bekannt	nicht bekannt
Belgien	100%	vorbestimmt	MS	-	-	J	J	4988 <sup>33</sup>
Dänemark	100%	vorbestimmt	D	-	-	-	-	“vernachlässig-bar”
Finnland	100%	benannt*	N	J	-	-	-	9000
Frankreich	100%	vorbestimmt	J	-	-	-	nicht bekannt	nicht bekannt
Deutschland	100%	vorbestimmt	N	-	-	-	J	nicht bekannt
Griechenland	100%	vorbestimmt	J	-	-	-	-	nicht bekannt
Irland	100%	vorbestimmt	MS	J	J	J	J	3670
Italien	100%	benannt*	MS	-	-	-	nicht bekannt	nicht bekannt
Luxemb.	100%	vorbestimmt	MS	-	-	-	nicht bekannt	nicht bekannt
Niederlande	100%	vorbestimmt	D	-	-	-	J	0,7%
Portugal	100%	vorbestimmt	MS	J	-	-	J	130000
Spanien	100%	vorbestimmt	MS	-	-	-	-	nicht bekannt
Schweden	100%	benannt*	N	-	-	-	J	nicht bekannt
VK	100%	benannt*	D	J	J	-	in einigen Fällen	375

Quelle: Umfrageergebnisse

\* pro Regulierungsstelle

Ausgleich: MS - landesweit , D - Einzugsgebiet des VNB, N - kein Ausgleich

<sup>33</sup> Gesamt für Strom und für Gas.

<b>Qualität der Leistungen</b>					
<b>Elektrizität</b>	Verteilungsnetzleistung Unterbrechungsminuten pro Kunde und pro Jahr	Gibt es Leistungs- vorgaben	Wie werden diese durchgesetzt?	Bedingungen für Einzelhandels- versorger	Wie werden diese durchgesetzt?
Österreich	<1	vorgesehen	-	F	Regulierungsstelle
Belgien	<60 <sup>34</sup>	keine Angaben		F	Zulassungsentzug
Dänemark	30	keine	-	keine	-
Finnland	114	keine	-	keine	-
Frankreich	nicht bekannt	keine Angaben		keine Angaben	
Deutschland	15	keine	-	F	mögliche Strafgebühren
Griechenland	nicht bekannt	keine	-	keine	-
Irland	372	ja	C	V, M	Anweisungen
Italien	181	ja	P	keine Angaben	
Luxemb.	nicht bekannt	keine Angaben		keine Angaben	
Niederlande	nicht bekannt	keine Angaben		keine Angaben	
Portugal	nicht bekannt	ja	nicht bekannt	keine Angaben	
Spanien	170	ja	P	keine Angaben	
Schweden	85	ja	C,P	keine	-
VK	90	ja	C,P	V, M	Strafen, Ausgleich, Anweisungen, Zulassungsentzug
Quelle: Umfrageergebnisse					

P = finanzielle Sanktionen in Form von Preisobergrenzen, C = direkte Entschädigung der Kunden  
V = Sozial schwächere Gruppen, M Ablesestandards, F – finanzieller und technischer Status

<sup>34</sup> Nur Mittelspannungsnetz.

ANHANG 12 (FORTSETZUNG)

GEMEINWIRTSCHAFTLICHE ZIELE UND QUALITÄT DER LEISTUNGEN

Gas	Regionale Fragen			Sozial schwächere Gruppen			
	Anteil Netzanschluss in %	Standard Versorgungsunternehmen	Einheitstarif	Sondertarif	Zähler, die eine Zahlung im Voraus ermöglichen	Abschaltungsbeschränkungen	Anzahl der Abschaltungen
Österreich	17%	nein	nein	-	-	-	nicht bekannt
Belgien	20%	ja	ja	-	J	J	4988
Dänemark	15%	ja	nein	-	-	-	“wenige”
Frankreich	nicht bekannt	ja	nein	-	-	-	nicht bekannt
Deutschland	51%	ja	nein	-	-	-	nicht bekannt
Irland	23%	vorgesehen	ja	-	-	-	4829
Italien	69%	nein	nein	-	-	-	nicht bekannt
Lux	43%	nein	ja	-	-	-	nicht bekannt
Niederlande	98%	noch nicht	nein	-	-	-	nicht bekannt
Spanien	30%	nein	ja	-	-	-	nicht bekannt
Schweden	nur wenige Inlandsgaskunden						
VK	80%	nein	nein	-	J	J	26 088

Quelle: Umfrageergebnisse

## ANHANG 13

### UMWELTPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

				Neu in Betrieb genommene Nettoerzeugungskapazität 1998-2001 (MW)			
	MWSt-Satz (%)	Ener-gie-steuer	Wichtigste Instrumentarien zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energiequellen	Neue Netto-kapa-zität Kohle/ Öl	Neue Netto-kapazität Gas	Neue Netto-kapazität erneuerbare Energien/ KWK	Sonstige
Österreich	20	**	fester Einspeisetarif	keine Angaben			
Belgien	21	*	Quotensystem (grüne Zertifikate)	-225	-225	+433	-
Dänemark	25	***	Quotensystem (grüne Zertifikate)	-803	+317	-	+32
Finnland	22	*	Investitionszuschüsse	+270	+160	+307	+220
Frankreich	19,6/5,5	*	Quotensystem (Ausschreibung)	keine Angaben			
Deutschland	16	**	fester Einspeisetarif	-166	-101	+3150	+1251
Griechenland	8	keine	feste Einspeisetarife plus Subventionen	-80	+492	-	-
Irland	12,5	keine	Quotensystem (Ausschreibung)	0	+310	+1074	+84
Italien	20/10	**	Quotensystem	-	+4880	+1167	-
Lux	6	*	fester Einspeisetarif	keine Angaben			
Niederlande	19	***	Quotensystem (grüne Zertifikate)	-	+227	+511	-
Portugal	5	keine	fester Einspeisetarif	-50	+660	-	-
Spanien	16	*	fester Einspeisetarif	+341	-	+5942	+1057
Schweden	25	**	Quotensystem (grüne Zertifikate)	-2500	-	+7	-600
VK	17,5/5	*	Quotensystem (Ausschreibung)	-5228	+5734	+109	-257
<b>Gesamt</b>				<b>-8400</b>	<b>+12500</b>	<b>+12700</b>	<b>+1800</b>

Quelle: Eurostat, Umfrageergebnisse

- \* durchschnittliche Energiesteuer weniger als €5/MWh
- \*\* durchschnittliche Energiesteuer €5-15/MWh
- \*\*\* durchschnittliche Energiesteuer mehr als €15/MWh