

**ZWEITER BERICHT**  
**AN DEN RAT UND DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT**  
**ÜBER DEN HARMONISIERUNGSBEDARF**  
**Richtlinie 96/92/EC**  
**betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt**

**ZUSAMMENFASSUNG**

**I. Einleitung**

**II. Hemmnisse für den grenzüberschreitenden Handel mit Elektrizität**

**1. Verfügbare Übertragungskapazitäten**

1.1. Einleitung

1.2. Management vorhandener Verbindungskapazitäten

*1.2.1. Maximierung der vorhandenen Übertragungskapazitäten*

*1.2.2. Faire und nichtdiskriminierende Zuweisung knapper Übertragungskapazitäten*

*1.2.3. Langfristige Reservierung von Übertragungskapazitäten*

1.3. Förderung des Baus neuer Verbindungskapazitäten

*1.3.1. Respektierung der Entflechtung*

*1.3.2. Direktleitungen*

1.4. Schlußfolgerung

**2. Grenzüberschreitende Tarifierung und Abrechnung**

2.1. Einleitung

2.2. Kostenorientierung und andere allgemeine Grundlagen der Preisbildung

2.3. Transaktionsunabhängige und transaktionsgebundene Preise

2.4. Transitpreisbildung ohne "Pancaking"

2.5. Preisbildung bei Systemüberlastung

2.6. Schlußfolgerungen

**3. Die Notwendigkeit einer gemeinsamen Handelspolitik gegenüber Drittländern**

3.1. Einleitung

3.2. Vorgeschlagerener Ansatz

### **III. Regulierung des Elektrizitätsnetzes auf europäischer Ebene**

1. Einleitung
2. Die derzeitige Rolle der Kommission
3. Grenzüberschreitende Durchleitungstarifizierung

### **IV. Sicherung fairer Wettbewerbsbedingungen auf dem europäischen Elektrizitätsmarkt**

#### **1. Umweltschutzstandards in der Elektrizitätserzeugung**

- 1.1. Einleitung
- 1.2. Die geltenden Rechtsvorschriften
- 1.3. Neue Entwicklungen
- 1.4. Schlußfolgerung

#### **2. Standards für die Stilllegung nuklearer Anlagen**

- 2.1. Einleitung
- 2.2. Aktuelle Ansätze zur Stilllegung
- 2.3. Vorgeschlagener Ansatz

#### **3. Besteuerung**

- 3.1. Indirekte Besteuerung
- 3.2. Direkte Besteuerung
- 3.3. Schlußfolgerung zur Besteuerung

### **ANHANG: Definitionen**

## **I. Einleitung**

Der vorliegende Bericht ist ein Folgebericht zum ersten Bericht<sup>1</sup> an den Rat und an das Europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf nach Artikel 25 Absatz 1 der Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt<sup>2</sup> (nachfolgend die “Elektrizitätsrichtlinie” oder kurz “die Richtlinie” genannt). Nach Artikel 25 war der erste Bericht innerhalb eines Jahres ab dem Inkrafttreten der Richtlinie am 19. Februar 1997 zu erstellen. Zu diesem frühen Zeitpunkt der zweijährigen Umsetzungsphase der Richtlinie war nicht abzusehen, welche Strukturen einige Mitgliedstaaten zur Umsetzung der Richtlinie wählen würden. Ausgehend von den Gesprächen mit den Mitgliedstaaten auf den halbjährlichen Sitzungen der “Follow-up-Gruppe für die Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie” stellte die Kommission das Thema der Förderung erneuerbarer Energieträger als den Hauptschwerpunkt des ersten Berichtes über den Harmonisierungsbedarf heraus. Der Kommission war jedoch gleichzeitig bewußt, daß es mehrere andere Bereiche geben kann, die zwar von der Richtlinie nicht ausdrücklich angesprochen werden, aber dennoch einer Harmonisierung oder aber zumindest einer regulatorischen Kontrolle bedürfen, um ein reibungsloses und wirksames Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes zu gewährleisten.

Angesichts dessen regte die Kommission an, daß es nicht nur einen abschließenden Bericht über den Harmonisierungsbedarf geben solle, sondern daß es zumindest einen weiteren Bericht geben solle, der die nach abgeschlossener Umsetzung der Richtlinie auf nationaler Ebene gewonnenen Erfahrungen enthält. Dieser Ansatz war vom Rat unterstützt worden.

Dieser zweite Bericht soll die Aufmerksamkeit des Rates und des Europäischen Parlamentes auf ein breites Spektrum bereits bestehender und noch zu erwartender Hemmnisse am Elektrizitätsbinnenmarkt richten. Der Bericht gliedert sich in drei Teile.

Der erste Teil behandelt die Notwendigkeit, sicherzustellen, daß die Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie nicht etwa zu 15 zwar liberalisierten, jedoch eher getrennten Elektrizitätsmärkten führt, da hierdurch kein gemeinschaftlicher Markt entstehen würde. Gerade die Schaffung eines gemeinsamen Marktes soll Vorteile aus Synergien, Größenvorteilen und der gemeinsamen Nutzung von Ressourcen in der gesamten EU mit sich bringen. Daher ist eine produktive Auseinandersetzung mit Hemmnissen, die den grenzüberschreitenden Handel mit Elektrizität unter den Mitgliedstaaten aktiv beeinträchtigen können, notwendig. Der vorliegende Bericht konzentriert sich daher auf drei Themenkreise: erstens die Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten über die Verbindungen (Interkonnektoren) zwischen den Mitgliedstaaten; zweitens die Notwendigkeit der Schaffung eines Systems der grenzüberschreitenden Übertragungstarifizierung, das den Handel nicht behindert, sondern erleichtert, und drittens der grenzüberschreitende Elektrizitätshandel mit Drittländern.

---

<sup>1</sup> KOM(1998) 167 endg. vom 16.3.1998

<sup>2</sup> ABl. Nr. L 27 vom 30.1.1997, S.20

Der zweite Teil des vorliegenden Berichtes erörtert die Frage, ob auf europäischer Ebene ein Regulierungsbedarf des Elektrizitätsnetzes besteht, insbesondere um die in Teil 1 diskutierten Fragen des grenzüberschreitenden Handels anzusprechen.

Teil 3 behandelt die Notwendigkeit der Schaffung fairer Wettbewerbsbedingungen auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt der EU und befaßt sich daher mit Strukturfragen, die zu wesentlichen Verzerrungen der Wettbewerbsbedingungen zwischen den Mitgliedstaaten führen könnten. Dies wird in großem Umfang durch die Anwendung der Wettbewerbsvorschriften der einzelnen Mitgliedstaaten sowie der Gemeinschaft erreicht werden. Jedoch könnte es in einigen Bereichen zu strukturellen Verzerrungen kommen, die mit den Wettbewerbsvorschriften allein nicht gelöst werden können. Der vorliegende Bericht untersucht drei dieser Bereiche, ohne daß damit gesagt ist, daß nicht ein weitaus breiteres Problemfeld bestehen könnte. Die im vorliegenden Bericht behandelten Themen sind Umweltschutznormen bei der Stromerzeugung, Bilanzierungsrichtlinien für die Stilllegung nuklearer Anlagen sowie die Besteuerung. Die in dieser Hinsicht wichtigste aufgeworfene Frage ist die, ob die verschiedenen Normen der einzelnen Mitgliedstaaten, die zu Zeiten monopolistischer Stromerzeugung vor dem Inkrafttreten der Elektrizitätsrichtlinie annehmbar waren, nunmehr angesichts des infolge der Liberalisierung entstandenen Wettbewerbs zu heterogen geworden sind.

Der Themenkreis des vorangegangenen Berichtes, d. h. Fördermechanismen für die Stromerzeugung auf der Grundlage von erneuerbaren Energieträgern, wird im vorliegenden Bericht nicht weiter untersucht, da die an den genannten Bericht anschließende Diskussion bereits zu einer Reihe konkreter Nachfolgemeasures geführt hat, die gegenwärtig weiterlaufen.

Der vorliegende Bericht will keine endgültigen Schlußfolgerungen zu den aufgeworfenen Themen ziehen. Er erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit bei der Auswahl von Fragen oder auf Behandlung aller Aspekte der diskutierten Themen. Die durch den vorliegenden Bericht aufgeworfenen Fragen sind von einer solchen Tiefe, daß die folgenden Abschnitte lediglich die Aufmerksamkeit auf die Probleme lenken und in einigen Fällen erste Denkanstöße vermitteln können. Die konkrete Nachbereitung der einzelnen Themen wird von der Kommission in Anbetracht des Ergebnisses der nachfolgenden Gespräche mit dem Rat und dem Europäischen Parlament sowie der als Reaktion auf das vorliegende Dokument eingehenden Stellungnahmen Mitbeteiligter entschieden werden.

## **II. Hemmnisse für den grenzüberschreitenden Handel mit Elektrizität**

Obwohl die Elektrizitätsrichtlinie keine spezifischen Vorschriften für den grenzüberschreitenden Handel enthält, kann daraus nicht abgeleitet werden, daß dieses Problem ausschließlich mit Hilfe nationaler Maßnahmen gelöst werden kann. Im Gegenteil: die in diesem Bereich aufgeworfenen Probleme können nur durch gemeinsames Handeln auf Gemeinschaftsebene angemessen angegangen werden. Es lag in der Logik eines schrittweisen Herangehens an die Umsetzung des Elektrizitätsbinnenmarktes, daß bestimmte Probleme erst angesprochen werden, nachdem die Mitgliedstaaten die grundsätzliche strategische Weichenstellung für die Umsetzung vorgenommen haben. Hierin liegt auch die Daseinsberechtigung für Artikel 25 der Richtlinie, auf dem der vorliegende Bericht basiert.

Das Problem der Tarifierung der grenzüberschreitender Durchleitungen und anderer möglicher Hemmnisse für einen ungehinderten und wirksamen Handel ist bereits Gegenstand einer aktiven Vorbereitung von seiten der Kommission gewesen. Bis zum heutigen Tage sind die folgenden Maßnahmen ergriffen worden:

- Die Kommission hat auf der 3. Sitzung der Follow-up-Gruppe für die Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie am 13./14. Mai 1998 ihre Bedenken hinsichtlich des Funktionierens des grenzüberschreitenden Handels erhoben. Parallel dazu richteten die Kommission und die Ratspräsidentschaft in Florenz das Europäische Forum für Elektrizitätsregulierung ein, das bereits zweimal – im Februar und im Oktober 1998 – zusammengetreten ist. Auf diesen Sitzungen wurden die verfügbaren Interkonnektorkapazitäten und die Preisbildung für grenzüberschreitende Durchleitungen als Schlüsselprobleme erkannt, deren angemessene Lösung eine Voraussetzung für einen in der Praxis funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarkt ist. Es wurde vereinbart, die unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (TSO) zu ermutigen, ihre Maßnahmen über eine neue repräsentative Vereinigung aller europäischen unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) zu koordinieren und im Rahmen der Entwicklung des wettbewerbsfähigen Elektrizitätsbinnenmarktes ein angemessenes System der grenzüberschreitenden Tarifierung und Abrechnung zu entwickeln. Es wurde vereinbart, daß die Kommission diesen Prozeß unterstützen solle, indem sie die unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) zu einer Koordinierungssitzung nach Brüssel einlädt. Diese Sitzung fand am 21. Januar 1999 statt.
- Auf der Sitzung sagten die unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) in Absprache mit EURELECTRIC, der offiziellen Vertretung der EU Elektrizitätswirtschaft einschließlich Erzeugung und Verteilung, ihre Bereitschaft zu, eine Europäische Vereinigung der unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber, („ETSOA“), zu gründen. Diese Vertretung soll bis Juli 1999 geschaffen werden, zunächst als Vereinigung der bereits bestehenden Verbundsysteme UCPTÉ, NORDEL sowie der britischen und irischen Netzsysteme.

- Eine aus UCPTÉ, NORDEL, British NGC und Irish Grid bestehende Arbeitsgruppe legte einen schriftlichen Entwurf ihrer Vorschläge für Vorschriften für den internationalen Elektrizitätshandel vor.<sup>3</sup> Dieser Vorschlagsentwurf wurde zur Beratung dem Beratenden Energieausschuß zugeleitet und an nationale Regierungen und Aufsichtsbehörden weitergegeben und allgemein zugänglich gemacht.
- Ferner hat die Kommission eine unabhängige Studie über grenzüberschreitende Elektrizitätsübertragungstarife in Auftrag gegeben, um die verschiedenen Vorschläge zu bewerten, einschließlich des o. g. Vorschlages der Übertragungsnetzbetreiber (TSOs). Der Abschlußbericht wird für Mai 1999 erwartet. Zwischenergebnisse der Studie wurden im vorliegenden Bericht bereits berücksichtigt.

Offensichtlich berührt das Problem des grenzüberschreitenden Elektrizitätshandels nicht nur den Handel zwischen den Mitgliedstaaten, sondern auch den Stromhandel mit Drittländern. Ein harmonisierter Ansatz zu Zugangsvorschriften zu Elektrizität aus Drittländern ist angesichts der gemeinschaftlichen Handelspolitik und der damit verbundenen internationalen Verpflichtungen der EU von zentraler Bedeutung. Dieses Problem bedarf einer sorgfältigen und dringenden Klärung, da wichtige potentielle Stromexporteure und Transitländer bereits Elektrizitätshandel mit der EU treiben und zu gegebener Zeit einen uneingeschränkten und nichtdiskriminierenden Marktzugang fordern könnten, einschließlich des Rechts auf direkte Versorgung zugelassener Kunden durch Netzzugang, wie dies in der Elektrizitätsrichtlinie vorgesehen ist.

## **1. Verfügbare Übertragungskapazitäten**

### **1.1. Einleitung**

Verbindungsleitungen („Interkonnektoren“) sind die Brücken zwischen den nationalen bzw. in manchen Fällen den regionalen Elektrizitätsnetzen. Sie sind von entscheidender Bedeutung für den Elektrizitätsbinnenmarkt, da die Übertragungskapazität dieser Verbindungen für den erwarteten Anstieg im Energiehandel nach der Liberalisierung in vielen Fällen nicht ausreichen wird. Daher werden die Verbindungsleitungen wahrscheinlich in zahlreichen Fällen zu Engpässen des europäischen Übertragungssystems werden. Darüber hinaus sind im Gegensatz zu "normalen" Engpässen innerhalb des Gebietes eines Übertragungsnetzbetreibers (TSO) bei einem Interkonnektor ex definitione zumindest zwei Betreiber beteiligt. Um die wirtschaftlich optimale Nutzung der verfügbaren Kapazitäten und einen fairen und nichtdiskriminierenden Zugang für alle Systemnutzer zu gewährleisten, muß die Koordinierung zwischen den einzelnen Betreibern ein neues Niveau erreichen. In der Vergangenheit fand der Handel über diese Verbindungsleitungen in der Mehrzahl zwischen vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) und in deren eigenem

---

<sup>3</sup> Entwurf „International Exchanges of Electricity – Rules proposed by the European Transmission System Operators“ („Internationaler Elektrizitätshandel – Vorschriftenvorschlag der europäischen Betreiber von Übertragungssystemen“), 14.1.1999

wirtschaftlichen Interesse statt. Der Handel diene entweder der Aushilfe mit Reservekapazitäten, wie z. B. innerhalb des kontinentaleuropäischen UCPTE-Verbands, oder langfristigen Strombezugsverträgen zwischen vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreibern. Nach dem vollständigen Inkrafttreten der Elektrizitätsrichtlinie am 19. Februar 1999 müssen die Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) als unabhängige Wirtschaftseinheiten behandelt und zumindest aus der Sicht der Unternehmensführung von den wirtschaftlichen Interessen an der Erzeugung, dem Stromhandel und der Stromverteilung bzw. Stromversorgung entflochten werden. Die Reservierung von Kapazitäten für langfristige Verträge wird daher im Wettbewerb stehen mit dem kurzfristigen Bedarf zugelassener Kunden und Weiterverkäufer. Bei unzureichender Verbindungskapazität und bei nicht harmonisierten Zuteilungsvorschriften bzw. bei nicht zumindest stark kompatiblen Zuteilungsvorschriften werden die Verbraucher mit höheren Kosten belastet werden, und die Anzahl der Durchleitungsverweigerungen würde über ein Niveau zunehmen, das durch die wirklichen physischen Beschränkungen notwendig wäre. Die Elektrizitätsrichtlinie legt keine spezifischen Vorschriften fest – weder für die Verwaltung knapper Verbindungskapazitäten noch für die Entwicklung neuer Verbindungsleitungen. Dieser Abschnitt befaßt sich folglich mit der Frage, wo weiterer Harmonisierungsbedarf besteht, um die folgenden Fragenbereiche anzusprechen:

#### 1.2. Management vorhandener Verbindungskapazitäten:

*Wie können vorhandene Übertragungskapazitäten kurzfristig maximiert werden?*

*Wie könnten faire und nichtdiskriminierende Vorschriften für die Zuteilung knapper Übertragungskapazitäten aussehen?*

*Wie sollen die Übertragungsnetzbetreiber langfristige Kapazitätsreservierungen behandeln, die sich aus langfristigen Strombezugsverträgen ergeben, insbesondere aus solchen, die sie vor dem Inkrafttreten der Richtlinie abgeschlossen haben?*

#### 1.3. Förderung des Baus neuer Verbindungskapazitäten.

*Wie kann sichergestellt werden, daß das System angesichts des steigenden Elektrizitätsbedarfs des Binnenmarktes ausreichend Anreize für den Bau neuer Verbindungsleitungen schafft?*

*Wie kann sichergestellt werden, daß den Systemnutzern ökonomisch korrekte Preissignale für die Nutzung knapper Verbindungskapazitäten gesetzt werden?*

Diese Fragen werden in den folgenden Abschnitten 1.2. bis 1.3. untersucht. Die aus dieser Untersuchung gezogenen Schlußfolgerungen werden im Abschnitt 1.4. dargelegt.

## **1.2. Management vorhandener Verbindungskapazitäten**

Die Elektrizitätsrichtlinie besagt im Artikel 8 Absatz 1: *Der Betreiber des Übertragungsnetzes ist verantwortlich für die Inanspruchnahme der Erzeugungsanlagen in seinem Gebiet und für die Nutzung der Verbindungsleitungen mit den anderen Netzen.*

Angesichts dieser grundlegenden Verantwortung wird erwartet, daß der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) die folgenden Aufgaben und Betriebsprinzipien wahrnimmt:

### **1.2.1. Maximierung der verfügbaren Übertragungskapazitäten**

Nach Artikeln 17 Absatz 5 und 18 Absatz 4 der Richtlinie können Anträge auf Netzzugang nur aus Gründen fehlender Übertragungs- oder Verteilungskapazitäten abgelehnt werden (abgesehen von eindeutig definierten Fällen öffentlicher Versorgungsverpflichtungen oder Reziprozität). Dabei wurde ein "Kapazitätsmangel" in dieser Hinsicht stets als ein Fehlen an physikalischer Kapazität verstanden. Eine ungerechtfertigte vertragliche Blockierung<sup>4</sup> oder unzureichende Kapazitäten aufgrund mangelnder Koordinierungsbemühungen zwischen benachbarten Übertragungsnetzbetreibern rechtfertigen eine Zugangsverweigerung im Prinzip nicht. Mit anderen Worten hat der Übertragungsnetzbetreiber die Pflicht, sicherzustellen, daß Verbindungen so effizient wie möglich genutzt werden.

Eine der wirksamsten Möglichkeiten der Maximierung der vorhandenen Übertragungskapazitäten ist die "Aufrechnung" oder „Überlagerung“ entgegengerichteter Durchleitungsanforderungen.<sup>5</sup> Dazu müssen die Übertragungsnetzbetreiber so zusammenarbeiten, daß entgegengerichtete Durchleitungsanforderungen überlagert werden. Nur der sich so ergebende physische Gesamtstrom kann zur Überlastung und zu einer möglichen Zugangsverweigerung führen. Somit kann geschlußfolgert werden, daß Durchleitungseinschränkungen nur für Durchleitungen in der überlasteten Richtung bestehen können, da entgegengerichtete Ströme durch den gleichen Engpaß Kapazitäten freisetzen und die Übertragungsverluste reduzieren. Diese Betrachtungsweise wird im Abschnitt 2.5. weiter unten im Hinblick auf die Preisbildung bei Systemüberlastung untersucht.

Während die Koordinierung in Form einfacher Überlagerung entgegengerichteter Durchleitungen keine wesentlichen Mehrkosten verursachen dürfte, könnten verbleibende Engpässe durch koordinierte adaptierte Kraftwerkseinsatzplanung, Gegengeschäfte oder Marktteilung (bei Spotmärkten)<sup>6</sup> durch die Übertragungsnetzbetreiber weiter aufgelöst werden, wobei jedoch Mehrkosten entstehen würden. Da die Übertragungsnetzbetreiber jedoch in der Lage und berechtigt sind, diese Kosten an die Netznutzer weiterzugeben, legen Wirtschaftstheorie und –praxis, wie z. B. in Skandinavien, nahe, daß die Übertragungsnetzbetreiber solche Maßnahmen der

---

<sup>4</sup> Siehe unten 1.2.3.

<sup>5</sup> Siehe Anhang für Definition.

<sup>6</sup> Siehe Anhang für Definitionen.

Weiterleitung bzw. der Gegengeschäfte ergreifen und damit die Synergien des gemeinschaftlichen Marktes insgesamt stärken.

### **1.2.2. Faire und nichtdiskriminierende Zuweisung knapper Übertragungskapazitäten**

Nach Artikel 8 Absatz 2 der Richtlinie erfolgt "... die Nutzung der Verbindungsleitungen auf der Grundlage von Kriterien, die der betreffende Mitgliedstaat genehmigt haben kann, die objektiv sein und veröffentlicht sowie auf nichtdiskriminierende Weise angewandt werden müssen, damit ein einwandfreies Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes gewährleistet wird."

Weiter oben wurde ausgeführt, daß ein System errichtet werden könne und solle, das – vergleichbar mit der in Skandinavien angewandten Praxis – eine Kürzung oder Ablehnung einzelner Durchleitungsanforderungen durch Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, wie z. B. durch adaptierte Kraftwerkseinsatzplanung, durch Gegengeschäfte oder durch Marktteilung dies und jenseits eines Engpasses, vermeidet.

Jedoch muß eingestanden werden, daß ein solches System in naher Zukunft möglicherweise nicht realisiert werden kann, und daß selbst dann noch einige schwere Engpässe (oft als "Flowgates" bezeichnet) bestehen bleiben können, wenn der Nettofluß in einer Richtung die Kapazität der betreffenden Verbindung übersteigt. Damit würde es notwendig werden, Durchleitungsanforderungen einzuschränken bzw. abzulehnen, bis zusätzliche Verbindungskapazitäten aufgebaut werden könnten.

In solchen Fällen kann zwischen mehreren Möglichkeiten der Kontingentierung begrenzter Kapazitäten unterschieden werden:

- das Reihenfolgeprinzip ("*First come first served*"): bei Erreichen der Kapazitätsgrenze werden keine Anforderungen mehr angenommen;
- quotenmäßige Kontingentierung: alle Anforderungen werden ausgeführt, jedoch werden alle Durchleitungsmengen um einen gleichen Prozentsatz gekürzt;
- Einsatzplanung gemäß wirtschaftlichem Vorrang: unter Aufgabe kommerzieller Vertraulichkeit wird Geschäftsabschlüssen zum niedrigsten kWh-Preis Vorrang eingeräumt;
- Vorrang für erneuerbare Energieträger: Geschäftsabschlüssen mit Erzeugern auf Basis erneuerbarer Energieträger wird Vorrang eingeräumt;
- Ausschreibungen oder Versteigerungen knapper Kapazitäten.

Es ist nicht Anliegen des vorliegenden Berichtes, diese genannten Mechanismen einzeln nach Kriterien, wie z. B. Nichtdiskriminierung, Effizienz und Förderung des Handels, zu analysieren und zu bewerten. Es ist jedoch leicht vorstellbar, daß ein wesentliches Handelshemmnis vorläge, wenn Mitgliedsstaat A bei einer gegebenen Verbindung das "Reihenfolgeprinzip" anwenden würde und Mitgliedsstaat B z.B. die "quotenmäßige Kontingentierung mit Vorrang für erneuerbare Energieträger". Daher ist ein Mindestmaß an Koordinierung bzw. Harmonisierung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern der einzelnen Mitgliedstaaten unbedingt erforderlich. Es scheint klar zu sein, daß eine Form der gemeinschaftlichen Einflußnahme notwendig sein kann, um eine zufriedenstellende Lösung dieses Problems des grenzüberschreitenden Handels sicherzustellen.

### **1.2.3. Langfristige Reservierung von Übertragungskapazitäten**

Ein besonderes Problem im Zusammenhang mit der Zuteilung von Übertragungskapazitäten ist deren langfristige Reservierung. Bei langfristigen Reservierungen besteht die Möglichkeit, daß andere Marktteilnehmer von der Nutzung der Verbindungsleitungen für Eigenimporte ausgeschlossen werden. Das Problem verschärft sich, wenn der Betreiber des Übertragungssystems Bestandteil eines vertikal integrierten Unternehmens ist, das selbst von langfristigen Elektrizitätskaufverträgen bzw. -verkaufverträgen profitiert, für die es die Notwendigkeit langfristiger Kapazitätsreservierung beansprucht.

#### (1) Bewertung von Kapazitätsreservierungen

Der Ausgangspunkt einer solchen Analyse ist die Frage, ob die Notwendigkeit besteht, feststehende Elektrizitätslieferverträge bzw. -kaufverträge mit einer Reservierung der entsprechenden Übertragungskapazität zu kombinieren. Es könnte in der Tat argumentiert werden, daß eine solche Kapazitätsreservierung nicht notwendig wäre, um zu gewährleisten, daß die an einem Elektrizitätskaufvertrag beteiligten Vertragsparteien ihre vertraglichen Pflichten jederzeit erfüllen können. Im Falle unzureichender Übertragungskapazität könnte der Verkäufer beispielsweise die Mengen, die er nicht über den Engpaß übertragen kann, einfach auf der Kundenseite des Engpasses einkaufen. Die dadurch entstehenden Mehrkosten wären theoretisch die gleichen, die entstehen würden, wenn der Übertragungsnetzbetreiber die Verbindungskapazität versteigern würde.

Darüber hinaus ist der Durchleitungsmarkt hinsichtlich des Gesamtvolumens dem Erzeugungsmarkt deutlich untergeordnet. Die Durchleitung hat damit eine Unterstützungs- bzw. Arbitragefunktion, um zur Optimierung des Erzeugungsmarktes beizutragen. Die Übertragungsnetzbetreiber, die üblicherweise gleichzeitig für die Kraftwerkseinsatzplanung und die Zuweisung von Übertragungskapazität verantwortlich sind, sind am besten in der Lage, den Durchleitungsmarkt in Abhängigkeit vom Optimum am Erzeugungsmarkt zu optimieren. Um ein Maximum an Flexibilität zu gewährleisten, sollte Reservierung von Übertragungskapazität weitestgehend vermieden werden. Insbesondere im gegenwärtig frühen Entwicklungsstadium des europäischen Elektrizitätsmarktes scheint es verfrüht, Spekulation mit für unwiderrufliche Durchleitungsrechte zu ermöglichen. Dies könnte die Koordinierungsfunktion der Übertragungsnetzbetreiber untergraben, und beachtliche Übertragungskapazitäten könnten blockiert werden. Marktteilnehmer könnten Kapazitäten an strategischen

Engpässen aufkaufen und zurückhalten und damit diese Kapazitäten blockieren, um z. B. den Wert der Durchleitungsrechte nach oben zu treiben, oder einfach um die Nutzung der Leitung durch Wettbewerber oder neue Markteinsteiger zu verhindern.

Abkommen zwischen Unternehmen, die den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinflussen können, und die als zu ihrem Gegenstand oder als Auswirkung haben, den Wettbewerb innerhalb des gemeinsamen Marktes zu verhindern, zu beschränken oder zu verzerren, sind gemäß Artikel 85 EG-Vertrag verboten. Außerdem ist jeder Mißbrauch einer marktbeherrschenden Stellung durch ein Unternehmen in einem wesentlichen Teil des gemeinsamen Marktes gemäß Artikel 86 EG-Vertrag verboten.

Die Kommission wird diese Bestimmungen bei Bedarf durchsetzen, um ein reibungsloses Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes zu garantieren. Sie wird die Verträge, die die Verwendung von Verbindungsleitungen zum Gegenstand haben, untersuchen, mit der Absicht, zu bewerten, in welchem Ausmaß diese den Wettbewerb im Sinne der Artikel 85 oder 86 beschränken. In Erfüllung dieser Aufgabe wird die Kommission die allgemeinen Prinzipien für die Bewertung vertikaler Vertriebsbindungen anwenden.

Die folgenden Parameter werden für die Analyse des betreffenden Übertragungsmarktes wichtig sein:

- der Anteil der kontrahierten Kapazität in bezug auf die relevante verfügbare Gesamtkapazität der Verbindungsleitung für Stromeinfuhren
- das Ausmaß, in dem die Kapazität von relevanten Verbindungsleitungen für ausschließlichen Gebrauch von einer oder mehreren Parteien reserviert wird
- das Ausmaß, in dem die Kapazität langfristig reserviert ist
- die Dauer jeglicher Reservierung
- die Existenz eines Engpasses
- das Verfahren, das vom Eigentümer der Leitung zur Zuteilung der Kapazität angewandt wird
- die Auswirkung einer Kapazitätsbeschränkung auf die Versorgungsmärkte, die von der Verbindungsleitung verbunden werden. Spezielle Aufmerksamkeit wird zum Beispiel Fällen gewidmet werden, wo eine Verbindungsleitung die einzige verfügbare Übertragungsmöglichkeit in einen gegebenen Markt darstellt, auf dem der Wettbewerb bereits eingeschränkt ist (zum Beispiel, Märkte mit einer monopolistischen Versorgungsstruktur).

Die Tatsache, daß die Kommission beabsichtigt, eine Bewertung der Verträge durchzuführen, die die Verwendung von Verbindungsleitungen zum Gegenstand haben, bedeutet natürlich nicht, daß alle Kapazitätsreservierungsabkommen, die den Wettbewerb beschränken, illegal sind. Tatsächlich ist sich die Kommission vollständig der Tatsache bewußt, daß der Abschluß von Kapazitätsreservierungsabkommen beispielsweise notwendig sein könnte, um die Konstruktion von neuen Verbindungsleitungen überhaupt durchführbar zu machen.

Die Kommission wird derzeit Verträge auf einer Fall zu Fall Basis bewerten und angemessene Maßnahmen ergreifen, um die Ziele des Vertrags und der Richtlinie zu erfüllen. Diese Maßnahmen werden den Betreibern Leitlinien bezüglich der Kompatibilität von Kapazitätsreservierungsabkommen mit den anwendbaren Regeln geben.

## (2) Mögliche Lösungen

Es ist nicht die Absicht der Kommission, bereits jetzt genaue Leitlinien bezüglich Kapazitätsreservierungsabkommen darzulegen. Jedoch hat die Erfahrung in anderen Ländern und in anderen Märkten gezeigt, daß es mehrere Optionen gibt, die zu einer besseren "Liquidität" des Übertragungsmarktes führen könnten als unter dem gegenwärtigen transaktionsorientierten Ansatz.

In dieser Hinsicht scheint es angebracht, hervorzuheben, wie schwierig es wäre, eine Kapazitätsreservierung zu akzeptieren, die restriktiver wäre als die Gewährung von „Prioritätsrechten“. Dies wird auch als *"use it or loose it"* Regel für Kapazitätsreservierungen oder einfach als Verbot der Zurückhaltung von Kapazität bezeichnet. In der Praxis muß der Inhaber einer solchen langfristigen Prioritätsreservierung beispielsweise 24 Stunden im voraus mitteilen, ob er die reservierte Kapazität tatsächlich nutzen wird. Somit erhöht der Kapazitätsanteil, den er nicht nutzt, die für Spotmarktabschlüsse anderer Netznutzer kurzfristig verfügbare Übertragungskapazität. Eine solche Regelung wird im skandinavischen Nordpool praktiziert. Dieser Ansatz wird auch von den meisten Aufsichtsbehörden der OECD geteilt, beispielsweise von denen der USA oder Australiens.

Es scheint angemessen, daß solche Prioritätsreservierungen für Aufsichtsbehörden sowie unter Beachtung der Vertraulichkeit von Geschäftsdaten auch für die übrigen Marktteilnehmer transparent gemacht und in ausreichender Form dargestellt werden, um deren Kenntnisse über wichtigen Engpässe zu verbessern. Solche Reservierungsdaten, zusammengefaßt in Kategorien nach verschiedenen Bedingungen, einschließlich der kurzfristigen Anzeige ungenutzter Kapazitäten, sollten in einem transparenten Verzeichnis gelistet werden, das allen Marktteilnehmern unter Nutzung entsprechender Online-Technologien zugänglich sein muß.

Auf der Grundlage eines solchen Verzeichnisses oder einer solchen Matrix könnten zugelassene Kunden, Versorgungsunternehmen bzw. Händler Informationen dazu erhalten, ob ein Geschäftsabschluß aus dem Gebiet eines Übertragungsnetzbetreibers (TSO) X in das Gebiet eines anderen Übertragungsnetzbetreibers (TSO) möglicherweise einer Einschränkung unterliegen und damit potentiell Mehrkosten verursachen könnte.

In den USA wurde auf Internetbasis ein “*open access same time information system*” (zeitgleiches Informationssystem bei offenem Zugang) (OASIS) eingerichtet. Dieses System gibt ständig die verfügbaren Übertragungskapazitäten an und ermöglicht damit eine transparente und nichtdiskriminierende Behandlung von Kapazitätsreservierungen und –zuteilungen sowie der Preisbildung für strategische Engpässe in Verbindungsleitungen.

Schnittstelle Erzeuger / Lieferant in:

K u n d e	Lieferung von:	<b>TSO 1</b>	<b>TSO 2</b>	<b>TSO 3</b>	<b>TSO n</b>
	nach:				
	<b>TSO 1</b>		- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen	- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen	- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen
	<b>TSO 2</b>	- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen		- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen	- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen
	<b>TSO 3</b>	- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen	- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen		- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen
<b>TSO n</b>	- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen	- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen	- Summe Kapazität - Reservierungen - ungenutzte Reservierungen		

### **1.3. Förderung des Baus neuer Verbindungskapazitäten**

Die Bedeutung, die die Kommission der weiteren Entwicklung von strategischen Elektrizitätsverbindungen beimißt, beruht auf der Festlegung solcher Projekte für Verbindungen angesichts des von der EU als politisches Ziel angestrebten Auf- und Ausbaus transeuropäischer Netze, die in den Artikeln 129b-d des EG-Vertrags festgeschrieben ist. Artikel 129b benennt als ausdrückliche Ziele unter anderem die Förderung offener und wettbewerbsorientierter Märkte, die Interoperabilität der einzelstaatlichen Netze sowie des Zugangs zu diesen Netzen.

Artikel 2 Absatz 10 der Elektrizitätsrichtlinie definiert, daß unter „*Verbindungsleitungen, Anlagen, die zur Verbundschaltung von Elektrizitätsnetzen dienen*“ zu verstehen sind. Für den nachfolgenden Punkt ist es jedoch sachdienlich, eine Unterscheidung vorzunehmen zwischen (1) Verbindungen im Sinne reiner Verbindungsstellen zwischen zwei vorhandenen benachbarten Systemen und (2) Verbindungen im Sinne von realen Leitungen, wie z. B. Unterwasserkabel, die oft als getrennte Vorhaben oder als Gemeinschaftsprojekte gebaut und finanziert werden. Die meisten Überlegungen in diesem Abschnitt beziehen sich auf investitionsintensive Verbindungsprojekte im Sinne der Verlegung realer Kabel über große Strecken.

### 1.3.1. Respektierung der Entflechtung

Aufgrund des Bestehens monopolistischer Liefergebiete bis in die vergangenen Jahre hinein hatten die oft vertikal integrierten Stromversorgungsunternehmen nur ein begrenztes Interesse am Bau großer Verbindungsleitungen. Wenn dennoch große Leitungsprojekte durchgeführt wurden, so standen diese oft in Zusammenhang mit langfristigen Stromlieferverträgen.

Artikel 7 Absatz 6 der Richtlinie führt den Gedanken der Entflechtung auf Verwaltungsebene ein, indem von den Übertragungsnetzbetreibern gefordert wird, daß sie zumindest auf Verwaltungsebene von den übrigen Tätigkeiten eines vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens, wie z. B. der Erzeugung und Verteilung, unabhängig sein müssen. In Artikel 7 Absatz 5 heißt es *“Der Netzbetreiber enthält sich jeglicher Diskriminierung gegenüber den Netzbenutzern oder den Kategorien von Netzbesuchern, insbesondere zugunsten seiner Tochterunternehmen oder Aktionäre.“* Artikel 14 der Richtlinie führt die Verpflichtung zur getrennten Buchführung für Erzeugung, Übertragung, Verteilung und andere Aktivitäten ein.

Angesichts dieser Verpflichtungen zur Entflechtung muss streng unterschieden werden, oder eine Verbindungsleitung, und in der Tat jedwede Übertragungsleitung, im Interesse und auf Kosten des unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers oder im Interesse und auf Kosten eines Erzeugers oder Verteilers gebaut wird. Es könnte möglicherweise gegen die Artikel 7 Absatz 5 und 7 Absatz 6 der Richtlinie verstoßen, wenn ein unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber eine Verbindungsleitung zum Zweck baute, Erlöse aus einer möglichen Stromversorgungsaktivität zu realisieren.

Folglich könnten Bedenken bestehen, daß ein Übertragungsnetzbetreiber (TSO) unter solchen Umständen nicht unabhängig handeln könne und die Geschäftsinteressen seiner vertikal integrierten Aktivitäten begünstigen würde bzw. im anderen Falle, daß nicht ausreichend Kapital aufgebracht werden könne, um in wichtige Verbindungskapazitäten zu investieren, die von Nutzen für Wettbewerber des vertikal integrierten Unternehmens sind. Diese Bedenken scheinen nicht gerechtfertigt zu sein, da die Richtlinie nicht die Möglichkeit unterläuft, daß ein beliebiger Leitungserbauer oder –betreiber die vollen Kosten seiner Investition über angemessene Übertragungsgebühren zurückerlangt. Die Entscheidung über eine Investition in den Bau einer neuen Verbindung kann in einer "entflochtenen Welt" jedoch entweder dem Interesse des Übertragungsnetzbetreibers an der Ausübung seiner Übertragungsdienstleistung entspringen, wobei die Leitung ausschließlich durch Übertragungsgebühren amortisiert würde, oder aber dem Interesse eines Erzeugers oder Verteilers am Stromhandel, wobei die Leitung zumindest teilweise über die Handelsspanne amortisiert würde. Wenn also ein vertikal integriertes Unternehmen gleichzeitig eine Verbindungsleitung baut und geschäftliche Interessen über den Verkauf oder Kauf von Elektrizität über diese Leitung verfolgt, so muß der korrekten Entflechtung der Rechnungsabschlüsse, d. h. der richtigen Aufteilung der Investitionskosten auf Erlöse aus dem Handel mit Elektrizität und auf Erlöse aus Übertragungsgebühren, aus regulatorischer Sicht besondere Aufmerksamkeit zuteil werden.

### 1.3.2. Direktleitungen

Nach den Vorschriften der Elektrizitätsrichtlinie können nicht nur neue Verbindungen als Teil des Übertragungssystems eines Betreibers gebaut werden, sondern nach Artikel 21 auch Direktleitungen. In diesem Zusammenhang entstehen Bedenken hinsichtlich der Koordinierung mit dem Übertragungsnetz, insbesondere im Hinblick auf nichtdiskriminierenden Zugang.

Notwendigerweise ist zwischen zwei Arten von Direktleitungen zu unterscheiden. Zum einen gibt es solche im engeren Sinne des Artikels 21, also Leitungen, die Erzeuger bzw. Lieferanten mit Tochtergesellschaften bzw. mit zugelassenen Kunden verbinden. Normalerweise würde eine solche Leitung eine Anschlußstelle zum System, mit dem sie verbunden ist, haben, und der zweite Endpunkt wäre ein Kraftwerk oder ein Verbraucher.<sup>7</sup> In diesem Falle können Dritte diese Leitung nur für Direktlieferverträge mit dem Eigentümer der Direktleitung nutzen. In solchen Fällen sind der Netzzugang und Fragen der Vergütung nicht von allgemeinem Interesse.

Zum anderen jedoch könnte man sich vorstellen, daß ein Verbindungsprojekt zur Verbindung zweier Übertragungssysteme rechtlich als Direktleitung strukturiert sein könnte. Beispielsweise könnte der Erzeugungs- oder Vertriebssteil eines vertikal integrierten Unternehmens eine Direktleitung zu einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Bereich eines anderen Übertragungsnetzbetreibers bauen. Das Versorgungsunternehmen könnte eine Tochtergesellschaft des vertikal integrierten Unternehmens sein - und damit ist es der Abnehmer im Sinne des Artikels 21 der Richtlinie und somit zum Bau einer Direktleitung berechtigt. In diesem Falle wäre die Direktleitung in der Tat eine Verbindungsleitung (Interkonnektor), da sie selbst an beiden Endpunkten an Verbundsysteme angeschlossen wäre. Eine solche Leitung kann potentiell durch Dritte genutzt werden. Da die Richtlinie keine Ausnahmeregelungen von der Verpflichtung zur Gewährung des Netzzugangs für Verbindungsleitungen vorsieht, ist Dritten nichtdiskriminierender Zugang zu gewähren. Gleichmaßen muß ein vertikal integriertes Unternehmen, das am Bau einer solchen Verbindung beteiligt ist, die Vorschriften des Artikels 14 der Richtlinie zur Entflechtung der Buchführung einhalten. Selbst wenn das Bauvorhaben ursprünglich aus den Geschäftsbereichen Erzeugung bzw. Verteilung erwachsen ist, erscheint es logisch, die Verbindungsleitung dem Geschäftsbereich Übertragung zuzuordnen.

---

<sup>7</sup> Es ist aber auch möglich, dass ein zugelassener Kunde, der bereits mit einem Versorger verbunden ist, eine zweite Leitung zu einem anderen Versorger als Direktleitung errichtet. In diesem Fall wäre ein Netzzugang Dritter vorstellbar.

#### **1.4. Schlußfolgerung**

Aus der vorstehenden Analyse können die folgenden vorläufigen Schlußfolgerungen gezogen werden:

- Die Transparenz der verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Übertragungsnetzbetreibern ist von entscheidender Bedeutung. Ein Informationssystem muß von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern eingerichtet werden, um allen Marktteilnehmern die Daten zur Verfügung zu stellen, die sie benötigen, um ihre Geschäftsabschlüsse zu planen und Diskriminierung zu vermeiden.
- Für die kurzfristige Zuteilung von Engpässen sind Kontingentierungs- oder Versteigerungsmechanismen vorstellbar, wobei eine deutliche Notwendigkeit besteht, die Zuteilungsvorschriften auf beiden Seiten aller Verbindungen zu harmonisieren.
- Die langfristige Reservierung von Übertragungskapazität sollte reguliert und auf das Recht der Vorrangnutzung der Leitung mit der Verpflichtung, ungenutzte Kapazität dem kurzfristigen Markt zur Verfügung zu stellen, begrenzt werden.
- Um den Bau neuer Verbindungsleitungen oder aber den Ausbau von Transitleitungen zu fördern, könnte es sich als notwendig erweisen, zeitlich begrenzte Ausnahmeregelungen von den allgemeinen Vorschriften fallweise und unter regulatorischer Aufsicht vorzusehen. In diesem Zusammenhang könnten „ship-or-pay“ Verträge oder bestimmte Mautstrecken, vergleichbar mit dem Straßensystem, akzeptiert werden. Gleichzeitig muß jedoch darauf verwiesen werden, daß jede neue Leitung – und zwar unabhängig davon, ob sie als Teil eines Übertragungssystems eines Netzbetreibers oder aber als Direktleitung nach Artikel 21 der Richtlinie gebaut wird – uneingeschränkt dem Prinzip des Netzzugangs Dritter unterliegt, sobald sie an das Verbundnetz angeschlossen ist.

Zur Umsetzung dieser Schlußfolgerungen kann ein zweistufiger Ansatz in Betracht gezogen werden:

(1) Fragen wie diskriminierende Zuteilung von Verbindungskapazitäten sowie langfristige Kapazitätsreservierung über Interkonnektoren werden von der Kommission nach den Wettbewerbsvorschriften fallweise und in enger Zusammenarbeit mit den nationalen Aufsichtsbehörden angesprochen werden müssen. Gegebenenfalls könnten unterstützende Leitlinien entwickelt und veröffentlicht werden.

(2) Ein formellerer Ansatz, der Normen in bezug auf koordinierte Kraftwerkseinsatzplanung und Überlagerung entgegengerichteter Durchleitungen für grenzüberschreitenden Handel sowie Vorschriften zur Veröffentlichung und Transparenz vorhandener Verbindungskapazität beinhalten könnte, könnte durch Modifikation der Preistransparenzrichtlinie 90/377/EWG und der Transitrichtlinie 90/547/EWG angestrebt werden. Die Preistransparenzrichtlinie könnte die Forderungen nach Transparenz hinsichtlich der vorhandenen Übertragungskapazitäten sowie der Übertragungsgebühren beinhalten (siehe nächster Abschnitt). Hinsichtlich der Zuteilungsvorschriften für Verbindungskapazitäten, einschließlich der Prioritätsvorschriften und der Kontrolle von Ausnahmeregelungen, könnte eine Änderung der Transitrichtlinie die angemessene Grundlage darstellen. Da sowohl die Transparenzrichtlinie als auch die Transitrichtlinie nach der Annahme der Elektrizitätsrichtlinie 92/96/EG in gewisser Hinsicht überholt sind, könnten diese beiden alternativ dazu durch eine neue Richtlinie betreffend Vorschriften für einen offenen Netzzugang ersetzt werden.

Gegenwärtig hat die Kommission keine konkreten Schlußfolgerungen zu diesen beiden möglichen Ansätzen gezogen. Dies wird unter Berücksichtigung der insbesondere vom Rat und vom Europäischen Parlament zu diesem Bericht eingehenden Anmerkungen festgelegt werden.

## **2. Grenzüberschreitende Tarifierung und Abrechnung**

### **2.1. Einleitung**

Obwohl die Umsetzungsphase der Elektrizitätsrichtlinie am 19. Februar 1999 abgelaufen ist, obwohl die meisten Mitgliedstaaten<sup>8</sup> die Richtlinie bereits umgesetzt haben, und obwohl Übertragungskapazität real vorhanden ist, ist es dennoch *de facto* für die meisten zugelassenen Kunden organisatorisch und ökonomisch schwer, Lieferanten in anderen Mitgliedstaaten auszuwählen, insbesondere wenn dabei durch einen dritten oder einen vierten Mitgliedsstaat hindurchgeleitet werden muß. Der Grund hierfür ist einfach: Es gibt keinen Tarifrahmen für grenzüberschreitende Geschäfte. Alle Geschäftsabschlüsse müssen ausgehandelt werden, und alle betroffenen Übertragungsnetzbetreiber werden eine Übertragungsgebühr fordern, die nicht unbedingt mit den bereits an andere Übertragungsnetzbetreiber zahlbaren Übertragungsgebühren koordiniert ist. Somit wird die Summe aller Übertragungsgebühren in den meisten Fällen prohibitiv hoch sein, so

---

<sup>8</sup> Nach Artikel 27 Absatz 2 wurde Irland und Belgien für die Umsetzung eine Fristverlängerung von einem Jahr und Griechenland eine Fristverlängerung von zwei Jahren gewährt (siehe Broschüre).

daß es für den Kunden billiger ist, beim örtlichen Versorgungsunternehmen zu bleiben. Dies wird als vollständiges oder teilweises "pancaking" (*Übereinanderlegung wie bei Pfannkuchen*) bezeichnet.

An dieser Stelle sei daran erinnert, daß die realen Stromflüsse nicht den vertraglichen Stromflüssen folgen, insbesondere im stark vermaschten kontinentaleuropäischen Netz. Es ist daher eine organisatorische Herausforderung, einerseits ein einfaches System grenzüberschreitender Tarife zu schaffen, das zugelassene Kunden ermutigt, die Vorteile des Binnenmarktes zu nutzen, und andererseits ein Abrechnungs- oder Verrechnungssystem unter den Systembetreibern zu schaffen, das diesen erlaubt, die Tarifierlöse nach reell gemessenen Stromflüssen und nach zwischen den Betreibern geltenden komplexen Vorschriften umzuverteilen, die die Kunden nicht betreffen müssen. Ein solches Niveau an Koordination setzt voraus, daß die Übertragungsnetzbetreiber von den Interessen der Erzeugung und des Handels unabhängig sind. Es erfordert ferner geeignete Strukturen und allgemein anerkannte Leitlinien.

Beim gegenwärtigen Stand der Diskussion sind die folgenden wichtigsten Fragen zu lösen:

- Erzielen eines Konsenses dazu, welche Kosten auf die Zugangsgebühren umgelegt werden können,
- Klärung der Frage „punktorientierte oder transaktionsorientierte Preisbildung?“
- Einigung auf eine Preisbildungspolitik, die kein "Pancaking" beinhaltet,
- Einigung auf eine Preisbildung bei Engpässen/Systemüberlastung.

## **2.2. Kostenorientierung und andere allgemeine Grundlagen der Preisbildung**

(1) Um die Vorteile des Elektrizitätsbinnenmarktes zu unterstützen, müssen die Netzzugangsgebühren transparent, nachvollziehbar sein, eher auf variablen kWh-orientierten Zahlungen als auf fixen Kapazitätzahlungen beruhen<sup>9</sup> und nach Möglichkeit nicht transaktionsorientiert sein, um mit Spotmarkt- und Handelsaktivitäten vereinbar zu sein.

(2) Darüber hinaus – und ebenso wichtiger – müssen sich die Netzgebühren an den die Gesamtkosten orientieren, da die Netzbetreiber natürliche Monopole darstellen. Der gemeinhin bekannte Widerspruch zwischen den erstgenannten Prinzipien eines einfachen und transparenten Ansatzes und dem Ziel der Kostenorientierung könnte mit einem zweistufigen Ansatz gelöst werden. Auf einer ersten Ebene kann die Gesamtkostenbasis in vereinfachte, im voraus definierte „Briefmarken“-Preise umgelegt werden, die unter regulatorischer Aufsicht festgesetzt werden. Auf einer zweiten Ebene kann eine Verrechnung auf Basis tatsächlich gemessener Stromflüsse zwischen den Übertragungsnetzbetreibern erfolgen, einer größtmögliche Kostenorientierung folgend,

---

<sup>9</sup> Möglicherweise jedoch vorbehaltlich der Möglichkeit von festen Kapazitätzahlungen auf kurzfristiger Grundlage.

um Ungenauigkeiten und eine möglicherweise unfaire Erlösverteilung aufgrund der vereinfachten, im voraus festgelegten, von Kunden eingehobenen „Briefmarken“-Tarife auszugleichen. Eine solche Verfahrensweise erfordert natürlich eine regelmäßige Rückkopplung und eine flexible Anpassung der im voraus festgelegten Tarife entsprechend den bei der Abrechnung gemessenen Abweichungen.

(3) Die Kostenbasis für die Summe der eingenommenen Übertragungsgebühren eines Übertragungsnetzbetreibers muss ausschließlich und überprüfbar aus den Bilanzen der nach Artikel 14 der Richtlinie ordnungsgemäß entflochtenen Übertragungstätigkeit abgeleitet werden.

(4) „Gestrandete Kosten“ in Verbindung mit Artikel 24 der Richtlinie und Kosten inländischer Dienstleistungen im öffentlichen Interesse sind ausschließlich an inländische Konsumenten zu verrechnen. Die Kostenbasis für grenzüberschreitende Elemente der Übertragungsgebühren muß „gestrandete Kosten“ oder Kosten für Dienstleistungen im öffentlichen Interesse, die in keinem direkten Bezug zur Übertragungsleistung selbst stehen, ausschließen. Solche Kosten sind jedenfalls als transparente und getrennte Position zu berechnen und dürfen die Transitübertragungen nicht beeinträchtigen.<sup>10</sup>

(5) Übertragungsgebühren müssen **im voraus** und auf der Grundlage transparenter Annahmen zu den Übertragungsmengen festgelegt werden. Der tatsächliche Erlös aus der Übertragung ist gleich den im voraus festgelegten Übertragungsgebühren, multipliziert mit den tatsächlich durchgeführten Übertragungsmengen für ein jedes transaktionsorientiertes Tarifelement. Wenn die jährlichen Erlöse die entflochtenen Kosten der Übertragungstätigkeit aufgrund über den Schätzungen liegender Übertragungsmengen überschreiten, müssen die Übertragungsgebühren entsprechend angepaßt werden.

Unter regulatorischer Kontrolle könnte ein Teil eines solchen Überschusses als Gewinn beim Übertragungsnetzbetreibers verbleiben, um so einen Anreiz zu schaffen, höhere Übertragungsmengen abzuwickeln als ursprünglich geplant.

---

<sup>10</sup> Unter normalen Umständen sind solche Aufschläge nur auf einer Ebene zu berücksichtigen, z.B. beim Endkunden.

### **2.3. Transaktionsunabhängige und transaktionsgebundene Preise**

Alle Gebühren für grenzüberschreitende Übertragungen müssen, wie oben angesprochen, an den Gesamtkosten orientiert sein. Wie oben ausgeführt, folgen die realen Ströme nicht den vertraglich festgelegten. Tatsächlich besteht nur ein geringer Zusammenhang zwischen Übertragungskosten und Entfernung unter der Annahme eines stark vermaschten Netzes. Ökonomischer Modelle und Studien folgend, kann dieses eher mit einem gemeinsamen See verglichen werden, in den die einen Wasser einleiten und aus dem andere Wasser entnehmen. Unter solchen Umständen ist es kostenseitig bedeutungslos, ob derjenige, der Wasser aus dem See (aus dem Elektrizitätsverbundnetz) entnimmt, nahe bei demjenigen gelegen ist, der Wasser (bzw. Elektrizität) einleitet, oder aber, ob er sich auf der anderen Seite des Sees (oder des Elektrizitätsverbundnetzes) befindet. Um also die Transitkosten für Elektrizität zu berechnen, können diese Berechnungen nicht auf Basis vertraglich festgelegter Durchleitungswege durchgeführt werden, sondern auf Basis der tatsächlich entstandenen Kosten aufgrund des saldierten physischen Stromflusses.

Auf der Grundlage dieser im allgemeinen geringen Korrelation zwischen dem vertraglich festgelegten Weg und dem physischen Stromfluss wird das Konzept der transaktionsunabhängigen Tarifierung (auch als "Punkttarifierung" oder "Anschlußtarifierung" bezeichnet) im Gegensatz zur transaktionsorientierten Tarifierung immer stärker bevorzugt und gewinnt dabei als Industriestandard immer mehr an Akzeptanz.

Bei transaktionsorientierten Tarifen müssen die Netznutzer bei jedem abgeschlossenen Geschäft den Einspeisepunkt und den Entnahmepunkt angeben. Die Übertragungsgebühr kann dann nach entfernungsorientierten oder vertragswegorientierten Modellen für jedes einzelne Geschäft berechnet werden. Bei transaktionsunabhängigen oder Knotentarifsystemen werden die Netzkosten ausschließlich durch Anschluß- oder Zugangsgebühren für Verbraucher und Erzeuger aufgebracht. Die Zugangsgebühr ändert sich bei einem Wechsel des Vertragspartners nicht. Damit ist die Zugangsgebühr für den einzelnen Netznutzer als Recht zu sehen, von einem beliebigen anderen Netznutzer innerhalb des Systems Elektrizität zu kaufen oder an diesen zu verkaufen. Dies spiegelt das oben angeführte Bild vom See wider, wo der Zugangspreis nicht davon abhängig ist, an welcher Stelle das Wasser entnommen wird.

Transaktionsunabhängige Knotentarifsysteme haben deutliche Vorteile hinsichtlich ihrer Einfachheit und der unkomplizierten Möglichkeit für den Kunden, seinen Lieferanten zu wechseln. Gewinne an Kostenorientierung aus transaktionsorientierten Systemen sind, wie durch die obigen Überlegungen gezeigt wird, in der Realität fragwürdig. Weiterhin liegt der Nachteil der transaktionsorientierten Systeme eindeutig in der Schwierigkeit, ein solches System mit dem Stromhandel und mit spotmarktbezogenen Systemen zu kombinieren.

Für Ausnahmefälle könnte eine Kombination aus einem allgemein transaktionsunabhängigen System mit speziellen transaktionsorientierten Passagen in Ausnahmefällen vorstellbar sein, und zwar wenn diese transaktionsorientierten Passagen überlastete Engpässe ("Flowgates", siehe 2.5.) sind, und wenn die für eine transaktionsgebundene Durchleitung erforderlichen Zusatzinformationen auf ein unvermeidliches Minimum begrenzt werden.

#### **2.4. Transitpreisbildung ohne "Pancaking"**

Anlässlich des Forums für Elektrizitätsregulierung im Oktober 1998 in Florenz wurde eine Preisformel vorgelegt, die darauf abzielt, das Problem der Kumulierung nationaler Übertragungsgebühren bei Übertragungen über die Gebiete mehrerer Übertragungsnetzbetreiber (das sogenannte "Pancaking") zu vermeiden.

$$\text{Summe Transaktionskosten } T = a_1T_1 + a_2T_2 + \dots + a_nT_n$$

$T_1$  bis  $T_n$  repräsentieren die vollen „Briefmarken“-Preise pro Übertragungsnetzbetreiber (TSO), entsprechend den vollständigen Kosten des nationalen Übertragungsnetzes. Die Koeffizienten  $a_1$  bis  $a_n$  sind Gewichtungskoeffizienten, die berücksichtigen, daß bei grenzüberschreitenden Übertragungen jeder Übertragungsnetzbetreiber (TSO) jeweils nur einen Teil seiner gesamten Systemkosten verrechnen darf, um eine Kumulierung zu vermeiden. Dies basiert auf dem Prinzip, dass selbst wenn die Elektrizität vertragsgemäß (nicht physisch) durch zwei, drei oder vier Netze hindurchgeht, die realen Transitkosten in keinem Verhältnis zur Summe der Übertragungstarife aller Übertragungsnetzbetreiber steht. Die oben dargestellte Analogie des Sees ist in dieser Hinsicht relevant.

Wenn daher die Summe der Gewichtungskoeffizienten  $a_1$ ,  $a_2$  bis  $a_n$  mit 1 begrenzt würde, würde „Pancaking“ wirksam vermieden werden. Jedoch kann dem Übertragungsnetzbetreiber eine vollständige Kostendeckung nur dann garantiert werden, wenn die Betreiber untereinander wirkungsvolle Ausgleichszahlungen berechnen, um sicherzustellen, daß jeder Betreiber den angemessenen Teil am Gesamttarif erhält.

Im Januar 1999 haben die europäischen Übertragungsnetzbetreiber einen Vorschlag vorgelegt, der die Preisformel wie folgt abändert:

$$\text{Summe Transaktionskosten } T = G_1 + (T_1k_1 + \dots + T_nk_n) + L_n$$

$G_1$  würde den Anteil an der Summe der Kosten des Übertragungsnetzbetreibers TSO1 darstellen, der vom TSO1 an den Erzeuger (Quelle der Transaktion) in seinem Gebiet in Rechnung gestellt wird, z. B. durch eine Anschlußgebühr oder eine „Briefmarke“.  $L_n$  ist die jeweilige Teilgebühr für den Verbraucher im Bereich des Übertragungsnetzbetreibers TSO $_n$ . Der Klammerausdruck bezeichnet Teiltransitelemente  $T^{11}$ , gewichtet mit einem Koeffizienten  $k$ , wenn mehr als ein Übertragungsnetzbetreiber an den physischen Transitströmen beteiligt ist.

---

<sup>11</sup> Einschließlich T-Elemente in den Gebieten des Erzeugers und des Kunden.

Die Bedingung hinsichtlich der Obergrenze ist geändert worden, da sie vorschreibt, daß jeder Übertragungsnetzbetreiber (TSO) den Gesamtbetrag seiner Übertragungsgebühr in ein Erzeugeranschlusselement G, ein Verbraucherlastanschlusselement L und ein Transitelement T aufschlüsseln muß, wobei die Summe aus G+T+L die TSO-Gesamtkosten nicht überschreiten darf.

Diese Verfahrensweise führt eindeutig zu einer vollen Kostendeckung für jeden Übertragungsnetzbetreiber (TSO). Würde diese Formel jedoch direkt gegenüber den Kunden angewandt, würde sie zu einer leichten Kumulierung führen, da sich die Gebührensumme mit jedem zusätzlichen Transitelement T erhöhen würde.

Der vorgestellte Ansatz läßt jedoch drei Anwendungsmöglichkeiten zu:

- (1) Individuelle Anwendung der Formel auf jede einzelne Durchleitung, auf der Grundlage von individuellen Stromflusssimulationen zur Bewertung der Transitelemente.
- (2) Allgemeine Anwendung der Formel, jedoch nach wie vor direkt an die Kunden verrechnet, wobei allerdings im voraus eine pauschale Briefmarke für die Transitelemente festgelegt wird. Ein Ausgleich etwaiger Differenzen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) erfolgt im nachhinein;
- (3) Anwendung der Formel nur auf die Abrechnung zwischen den TSOs. Den Kunden werden lediglich die Anschlußgebühren verrechnet (die allerdings höher sein können, da diese Anschlußgebühren die Ausgleichszahlungen zwischen den TSOs an die Transitnetze beinhalten).

Ad 1) Die erste Möglichkeit ist eindeutig transaktionsgebunden. Ohne im voraus verfügbare Briefmarkentarife für die Transitgebiete ist es für die Kunden schwierig, verschiedene Angebote von verschiedenen Lieferanten zu vergleichen. Dies würde somit nicht zur Markttransparenz beitragen, und Diskriminierung wäre schwer zu kontrollieren. Diese Option könnte die Entwicklung von Spotmärkten, die eine möglichst transaktionsunabhängige Verfahrensweise erfordern, wesentlich behindern.

Ad 2) Der Schwerpunkt der Diskussion sollte auf die Möglichkeiten 2 und 3 gesetzt werden. Aus der Sicht des Kunden stellt jedes Transitelement, also auch Fall 2, zumindest eine leichtes „Pancaking“ dar, da es zu einem höheren Preis für eine Transaktion führt, die über Transitnetze abgewickelt wird – verglichen mit zu einer Transaktion über eine gleiche Entfernung und mit gleichem Netzverlust, die nur innerhalb des Gebietes eines Übertragungsnetzbetreibers(TSO) stattfindet.

Die Frage ist daher, in welchen Fällen es wirtschaftlich und politisch vorzuziehen sein könnte, nicht auf einen Ausgleich unter den TSOs für Transit zu setzen, sondern auf direkte Kostenverrechnung an die Netznutzer, wodurch die Anschlussknotenpreise mit transaktionsgebundenen Elementen unterlaufen würden. Diese Frage muß aus Kostensicht wie auch aus der Sicht einer europäischen Preisbildungspolitik beantwortet werden.

Aus Kostensicht bringen einige das Argument vor, daß Koordinierungs- und Verwaltungskosten<sup>12</sup> auch dann anfallen, wenn vertraglich festgelegte grenzüberschreitende Durchleitungen nicht mit physischen Transitströmen einhergehen. Wenn sich darüberhinaus tatsächlich ein saldierter physischer Transitstromfluss ergibt, hätte das Netz, über das die Durchleitung erfolgt, ein Recht darauf, einen Teil seiner Netzkosten auf Transit zu verrechnen und damit einen Teil der Infrastrukturkostenbelastung der lokalen Netznutzer zu finanzieren. Somit könnte man argumentieren, daß solche Transitelemente direkt den Kunden in Rechnung gestellt werden sollten, da sie die tatsächliche Kostenverteilung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) widerspiegeln.

Aus der Sicht der Preispolitik sind zusätzliche Transitgebühren vergleichbar mit einem entfernungsabhängigen Preisbildungsansatz, der nach Modellsimulationen kaum zu rechtfertigen ist, zumindest nicht für kleine und mittlere Durchleitungsmengen. Möglichkeit 2 folgt also nicht dem weiter oben zitierten Gedanken des gemeinschaftlichen Sees. Nur wenn das Netz, durch das durchgeleitet wird, wegen der Durchleitungstransaktionen überlastet ist, macht ein richtungsabhängiges Preissignal wirtschaftlich Sinn. Dies wird im nächsten Abschnitt weiter diskutiert.

Ad 3) Während also voll anerkannt wird, daß Netze, durch die transitiert wird, Anspruch auf Kostendeckung aus den Durchleitungen haben, sprechen starke Gründe dafür, daß dies in Form von Ausgleichszahlungen unter den Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) erreicht werden sollte. Nur wenn die Durchleitungen zu einer Netzüberlastung beitragen, oder wenn die Durchleitungserlöse zweckgebunden und transparent für die Finanzierung des Baus von Transit- oder Verbindungsleitungen herangezogen werden (siehe 1.3.2.), kann ein im voraus festgesetzter allgemeiner und möglicherweise richtungsorientierter Transittarif („Briefmarke“) gerechtfertigt sein.

Jede ex-ante Kalkulation des Anteils dieses Transittarifes im Verhältnis zu den einheimischen "Anschlußgebühren" muss auf transparenten, objektiven und überprüfbaren Kriterien beruhen, wie z. B. auf physischen Nettodurchleitungsströmen im Verhältnis zu örtlich angeschlossener Erzeugungs- und Verbrauchskapazität.

## **2.5. Preisbildung bei Systemüberlastung**

Die Preisbildung bei Systemüberlastung steht in engem Zusammenhang mit den Zuteilungsregeln für verfügbare Übertragungskapazität. Die grundlegende Frage ist die, ob bei Erreichen der realen Kapazitätsgrenze der Zugang verweigert und damit die Übertragung eingeschränkt oder aber ob ein Ausschreibungs- bzw. Preisbildungssystem für Situationen geschaffen werden soll, in denen die Übertragungskapazität knapp wird. Die Zugangsverweigerung hat den Nachteil, daß bestimmte Transaktionen identifiziert werden müssen und daß dies möglicherweise nicht die am wenigsten diskriminierende Methode der Kapazitätsallokation ist.

---

<sup>12</sup> Die jedoch im Vergleich zur Summe der Netzkosten gering sind.

Wenn Zugangsverweigerung vermieden werden soll, entstehen durch adaptierte Kraftwerkseinsatzplanung, durch Gegenhandel bzw. durch Versteigerungsmechanismen spezifische Kosten, die den Unterschied zwischen den Kosten für Elektrizität an den beiden Seiten der Engpässe widerspiegelt. Theoretisch sollten alle Mechanismen die gleichen Kostenergebnisse ergeben.

Die genauen Kosten können nur im nachhinein berechnet werden, auf Grundlage der ermittelten Kosten des Gegenhandels bzw. der adaptierten Kraftwerkseinsatzplanung bzw. des Ergebnisses von Versteigerungen. Es sollten jedoch im vorhinein erstellte Kostenvorhersagen auf der Grundlage der veröffentlichten Übertragungskapazitätsinformationen (ATC-Informationen) vorgesehen werden. Als allgemeines Prinzip sollte der Kunde stets die Wahl haben, die Zusatzkosten für die Auflösung eines Engpasses zu zahlen oder aber die Verweigerung der Übertragung hinzunehmen.

Die Erfahrungen von Nordpool besagen, daß die Kosten für die Entlastung an Engpässen nicht einmal 1%<sup>13</sup> der Summe der Übertragungskosten (Infrastrukturkosten) ausmachen. Somit ist die tatsächliche Kostenauswirkung des gewählten Systems begrenzt, und der Schwerpunkt sollte auf einen einfachen und handelsfördernden Ansatz gelegt werden.

Folglich erscheint es im allgemeinen nicht vernünftig, im vorhinein Preissignale zur Veränderung einer möglichen Systemüberlastung zuzulassen, da dies gegen das Prinzip der kostenorientierten und kostenbegrenzten Übertragungsgebühren verstoßen würde. Es würde die verwaltungstechnische und regulatorische Kontrolle erschweren und sich möglicherweise mit dem Subsidiaritätsprinzip der nationalen Ansätze zur Preisregulierung schneiden.

Für besonders ernste und vorwiegend **einseitig gerichtete** Engpässe könnte jedoch eine transparente und nichtdiskriminierende, im vorhinein festgelegte Gebühr zur Verhinderung einer möglichen Systemüberlastung akzeptabel sein, um die Kürzung von Transaktionen zu vermeiden. Logischerweise sollten Transaktionen in die Gegenrichtung, die neue Kapazität freimachen und Übertragungsverluste verringern, einen Preisreiz erhalten, wie z. B. eine Erstattung für vermiedene Kosten. Jegliche Gesamtüberschüsse aus solchen Gebühren (oder Versteigerungen) müssen von der Kostendeckung des Übertragungsnetzbetreibers (TSO) getrennt und buchhalterisch abgegrenzt z. B. für den Ausbau von Verbindungen gewidmet werden<sup>14</sup>.

Für die Finanzierung bestimmter Verbindungsprojekte, z. B. von Unterwasserkabeln oder bestimmten Transitkabeln, könnte eine getrennte transaktionsgebundene "Maut" annehmbar sein (vergleichbar mit bestimmten Straßennutzungsgebühren für Tunnel oder Brücken).

Die Analyse zeigt deutlich, daß es mehrere vernünftige Ansätze zur Lösung des Engpassproblems gibt. Und genau diese breite Auswahl macht eine Harmonisierung bzw. Koordinierung unverzichtbar. Beide Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) auf beiden Seiten

---

<sup>13</sup> Ein Zahlenwert von 0,1% ist jedoch typischer, z.B. in Schweden.

<sup>14</sup> Dies muß jedoch sorgfältig geprüft werden, da ein transaktionsgebundenes Management bei Engpässen zum Teil im Widerspruch zum oben erläuterten Ansatz der Knotenpunkte steht.

einer überlasteten Verbindung müssen kompatible Ansätze anwenden. Anderenfalls könnten zahlreiche Transaktionen unnötigerweise verweigert werden, und zwar nicht wegen unzureichender Kapazität, sondern einfach wegen ungenügender Koordinierung.

## **2.6. Schlußfolgerungen**

Es ist wichtig, für das Problem der grenzüberschreitenden Tarifgestaltung eine rasche Lösung zu erzielen, da dies das größte Hemmnis für den Handel innerhalb des Elektrizitätsbinnenmarktes zu bleiben scheint. Besonderer Harmonisierungsbedarf ist hinsichtlich einer Vereinbarung zu Transitelementen sowie zur Preisbildung bei Überlastung für schwere Engpässe (sogenannte "Flowgates") aufgezeigt worden. Die Überlegungen hierzu legen ein System nahe, daß sich auf nicht transaktionsgebundene Anschlussstarife und zu einem Höchstmaß auf den Ausgleich und die Abrechnung zwischen Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) stützt, um den Handel mit zugelassenen Kunden, Erzeugern, Lieferanten und Händlern zu erleichtern. Ein solches System würde daher eine für Kunden anzuwendende Tarifebene und eine Verrechnungsebene zwischen den Netzbetreibern (TSOs) unterscheiden. Dies hätte mehrere Vorteile:

- Es anerkennt den Unterschied zwischen vertraglich festgelegten und reellen Stromflüssen und berücksichtigt dabei die Wirkungen von Überlagerungen und Ringflüssen („Loopflows“);
- Es anerkennt den Bedarf der Kunden an einfachen, transaktionsunabhängigen Tarifen, der im Gegensatz zum Bedarf der Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) nach exakter und kostenorientierter Vergütung steht;
- Es gibt den Kunden im vorhinein festgelegte Tarife für einzelne Durchleitungen und erlaubt den TSOs gleichzeitig, die saldierte Summe überlappender Übertragungen im nachhinein zu verrechnen.

Im Lichte der diesem Bericht nachfolgenden Diskussionen, wird erwartet, dass sich eine gemeinsame Sichtweise unter EU Regulatoren und Mitgliedstaaten etabliert, wie am besten konkreter Fortschritt erzielt werden kann. Dementsprechend sind zwei grundsätzliche Wege denkbar:

- Maßnahmen der Industrie, die eine solche gemeinsame Sichtweise umsetzen;
- die Annahme legislativer Maßnahmen auf Gemeinschaftsebene mit eindeutigen Regeln zu grenzüberschreitenden Durchleitungstarifen, die von allen Übertragungsnetzbetreibern eingehalten werden müssen.

Diese Auswahlmöglichkeiten schließen sich gegenseitig nicht aus: die Gesetzgebung der Gemeinschaft könnte angepaßt werden, wobei interessante Entwicklungen von seiten der ETSOA (EU Übertragungsnetzbetreibervereinigung) und nationaler Aufsichtsbehörden berücksichtigt werden könnten.

Die Kommission hat noch keine Schlußfolgerung zu diesem Thema gezogen. Sie wird nach Auswertung der als Reaktion auf die Veröffentlichung dieses Berichtes eingehenden Stellungnahmen insbesondere des Rates und des Europäischen Parlamentes über die weitere Vorgehensweise entscheiden. Die Kommission wird jedoch weiter aktiv auf diesem Gebiet arbeiten, um sicherzustellen daß sie zu gegebener Zeit und aus gegebenem

Anlaß in der Lage sein wird, dem Rat und dem Europäischen Parlament legislative Maßnahmen vorzuschlagen.

### **3. Die Notwendigkeit einer gemeinsamen Handelspolitik gegenüber Drittländern**

#### **3.1. Einleitung**

Auf der 4. Sitzung der Follow-up-Gruppe für die Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie am 20. November 1998 hat die Kommission eine detaillierte Analyse dieses Themas vorgelegt. Dieser Abschnitt legt die wesentlichen Erkenntnisse dar.

Hinsichtlich der Marktstruktur war das Verbundsystem der UCPTÉ von den Netzen Mittel- und Osteuropas bis vor wenigen Jahren physisch getrennt, und der Handel fand nur am Rande über einige spezielle Gleichstromnetzverbindungen und nur zwischen Monopolisten statt. In einer solchen Situation waren keine spezifischen Vorschriften zum Elektrizitätshandel notwendig, und auf Gemeinschaftsebene existieren in der Tat keine besonderen Vorschriften für die Einfuhr und Ausfuhr von Elektrizität. Dieses Thema konnte in der Elektrizitätsrichtlinie 96/92/EG nicht angesprochen werden, unter anderem weil die Rechtsgrundlage der Richtlinie der Artikel 100a.<sup>15</sup> EG-Vertrag ist. Die vorangegangene Transitrichtlinie 90/547/EWG sowie die Energiecharta bleiben innerhalb des Konzeptes eines Transits zwischen Monopolisten.

In den vergangenen Jahren haben sich zwei Grundvoraussetzungen geändert. Erstens bricht die Elektrizitätsrichtlinie auf rechtlicher Ebene die Monopolliefergebiete auf und zwingt die Netzbetreiber, von Drittanbietern gekaufte Elektrizität zu Kunden in "ihren eigenen" Bereichen zu transportieren. Zweitens haben die Netzbetreiber schrittweise Verbindungen auf technischer und geschäftlicher Ebene entwickelt und das UCPTÉ-Verbundnetz auf Nicht-EU-Mitgliedstaaten ausgeweitet. Damit wird der Elektrizitätshandel mit Drittländern ausgehend von technischen und rechtlichen Entwicklungen nicht länger eine Randerscheinung sein, sondern eine reale und wichtige Möglichkeit.

Als eine Folge erscheint es möglich, daß Erzeuger außerhalb der EU, soweit sie GATT-Mitglieder sind (oder die Energiecharta ratifiziert haben), freien Zugang zu allen zugelassenen Kunden in der EU fordern könnten, während sie die Möglichkeit haben, Monopolrechte in ihren Inlandsgebieten aufrechtzuerhalten und somit de facto den Handel in entgegengesetzter Richtung zu verhindern.

Gegenwärtig ist jedoch die rechtliche Möglichkeit der Forderung seitens Nicht-EU-Unternehmen nach Zugang zu den zugelassenen Kunden in der EU unklar. Gemäß GATT gibt es für die Mitgliedstaaten wichtige Gründe für und gegen die Möglichkeit,

---

<sup>15</sup> Als die Kommission 1988 die Notwendigkeit der Richtlinie für gemeinschaftliche Vorschriften für den Elektrizitäts- und den Erdgasmarkt im Arbeitspapier „Der Binnenmarkt für Energie“, KOM(88)238 endg., darlegte, wurde das Thema des Außenhandels bereits mit angesprochen: „Im Energiebereich muß die Gemeinschaft daher eine **gemeinsame Außen- und Handelspolitik** anstreben, die sie in die Lage versetzt, gegebenenfalls reziproke Genehmigungen von ihren Partnern auf der Grundlage der Uruguay-Runde einzuholen. Diese Idee der **Gegenseitigkeit** ist wesentlich.“

Importe aus Drittländern aus Gründen des Grundsatzes der Gegenseitigkeit zu verweigern. In der Tat sieht die nationale Gesetzgebung in gewissen Mitgliedstaaten Bestimmungen für eine solche Verweigerung vor.<sup>16</sup> Die Gründe für die Einführung dieser Möglichkeit der Verweigerung sind wie folgt:

- Es würde ein grundlegender Widerspruch entstehen, nämlich daß EU-Unternehmen im Vergleich zu Nicht-EU-Unternehmen einem restriktiveren Handelssystem unterliegen würden;
- der Grund, warum die „Reziprozitätsklausel“ in die Richtlinie aufgenommen wurde, ist der, daß Mitgliedstaaten erlaubt werden soll, die meisten oder alle inländischen Kunden zu liberalisieren, ohne einem unfairen Wettbewerb ausgesetzt zu werden. Infolgedessen erklären sich zahlreiche Mitgliedstaaten bereit, über als das Mindestmaß von 25 % hinauszugehen<sup>17</sup>. Wenn sich mit Drittländern ein wesentlicher „unfairer“ Handel entwickelt, kann diese Tendenz gestoppt oder gar umgekehrt werden;
- in einigen Ländern außerhalb der EU gibt es lockerere Planungsbeschränkungen, und auch die Umweltschutznormen und sozialen Verpflichtungen sind weniger streng als die Mindestforderungen der EU. Dennoch ist die Lieferung von Elektrizität aus solchen Ländern aus ökonomischer Sicht möglich. Es kann ein Trend bestehen, daß insbesondere Nicht-EU-Firmen Vorteile aus diesen Umständen ziehen, um Erzeugungskapazitäten außerhalb der EU zu errichten, um zugelassene Kunden in der EU zu beliefern;
- wenn benachbarte Länder, die Zugang zum EU-Markt wünschen, verpflichtet würden, selbst zu liberalisieren, so könnte dies eine Reihe von Vorteilen haben, insbesondere für den Umweltschutz, da alte Erzeugungskapazitäten rascher durch sauberere, wirksamere neue Erzeugungsanlagen ersetzt würden und eine verbesserte einheimische Wettbewerbsfähigkeit in unseren Nachbarländern entstehen könnte.

---

<sup>16</sup> Auf der 4. Sitzung der Follow-up-Gruppe für die Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie am 20.11.1998 legte die Kommission den Mitgliedstaaten eine Analyse des rechtlichen Kontexts und der ökonomischen Relevanz von Importen aus Drittländern vor: Beispielsweise läßt die Transportkapazität der vorhandenen Verbindungen zu Nicht-EU-Ländern im Falle Österreichs Importe von bis zu 70% der einheimischen Erzeugung zu, im Falle von Griechenland bis zu 48%, im Falle Deutschlands zu 17% und im Falle Schwedens, Finnlands und Dänemarks bis zu etwa 10%.

<sup>17</sup> Deutschland 100 %, Schweden 100 %, Finnland 100 %, Vereinigtes Königreich 100 %, Österreich 50 %, Niederlande 100 %, Spanien 100 %, Rest noch zu entscheiden.

### **3.2. Vorgeschlagener Ansatz**

Es scheint notwendig, daß die Marktöffnung, wie sie von der Elektrizitätsrichtlinie gefordert wird, auf der Grundlage von gemeinschaftlich anerkannten Vorschriften und Normen faire Wettbewerbsbedingungen schafft. Angesichts dessen sieht die Richtlinie folgendes vor: (i) nach Artikel 3 das Prinzip der vergleichbaren Marktöffnung; (ii) nach Artikel 19 Absatz 5 die Möglichkeit der Reziprozität zwischen den Mitgliedstaaten; und (iii) nach Artikel 25 die Verpflichtung für die Kommission, einen zusätzlichen Bericht zum Harmonisierungsbedarf vorzulegen. Wenn das Prinzip der vergleichbaren Marktöffnung und der Reziprozität zwischen den Mitgliedstaaten selbst anerkannt wird, scheint es logisch, dieses Prinzip auch auf Drittstaaten anzuwenden, die am Elektrizitätsbinnenmarkt teilnehmen und von diesem profitieren möchten. Ein solcher Ansatz auf der Grundlage der Reziprozität muß auf drei Ebenen diskutiert werden:

- (1) vergleichbare quantitative Marktöffnungsprozentsätze (Konzept des Artikels 19 Absatz 5 der Richtlinie)
- (2) gleichwertige qualitative Marktzugangsbedingungen in bezug auf Entflechtung, Übertragungsgebühren, Gründe für Zugangsverweigerungen, Beilegung von Streitigkeiten (Konzept der vergleichbaren Marktöffnung gemäß Artikel 3 Absatz 1 der Elektrizitätsrichtlinie)
- (3) gleichwertige Umweltschutznormen in der Stromerzeugung wären ein weiterer Schritt zum Erreichen fairer Wettbewerbsbedingungen und zur Verhinderung unlauteren Wettbewerbs. Da die Vorschriften von GATT/WTO eindeutig keine Importbeschränkungen wegen "Umweltdumpings" zulassen, könnte diese Ebene der Reziprozität nur durch bilaterale Vereinbarungen erzielt werden.

Wie oben erwähnt, ist unklar, ob die GATT-Vorschriften einen wie auch immer gearteten Ansatz auf der Grundlage der Reziprozität zulassen. Wenn Mitgliedstaaten auf Ausnahmeregelungen zurückgreifen (GATT Artikel XX, XXIV, Artikel 36 EU-Vertrag Artikel 3, Elektrizitätsrichtlinie, würde sich eine komplexe und ungewisse rechtliche Situation ergeben. Um eine solche Rechtsunsicherheit zu vermeiden, könnten bilaterale Verträge oder Vereinbarungen zwischen der EU und Drittländern abgeschlossen werden, die die Einrichtung eines auf Reziprozität basierenden Rahmens erlauben und damit eine gleichwertige Marktöffnung und faire Wettbewerbsbedingungen sicherstellen würden.

Ein solcher Ansatz auf der Grundlage bilateraler Übereinkünfte und des Reziprozitätsprinzips würde sowohl für die EU als auch für die Drittstaaten Vorteile schaffen:

- In jenen Drittstaaten, die an einer vollständigen Marktintegration interessiert sind, würde eine schnellere Marktöffnung gefördert. Für beitrittswillige Staaten und Staaten mit denen Europa-Abkommen abgeschlossen wurden, würde dies die Übernahme des gemeinschaftlichen Besitzstandes fördern.
- Für jene Drittstaaten, die folglich von einer rechtlich abgesicherten Liefermöglichkeit in den EU-Elektrizitätsmarkt hinein profitieren werden, wird die langfristige Planung und Finanzierung erleichtert. Dies wird neue Finanzierungsmöglichkeiten zulassen, wie z. B. die Diskontierung von Strombezugsverträgen.
- Dies wird neue Investitionsmöglichkeiten schaffen und damit zu einem erhöhten Wirtschaftswachstum und zu Beschäftigung beitragen.

- Dies wird den Prozeß der Modernisierung, der Effektivitätssteigerung, der Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in den MOEL und in anderen Drittländern unterstützen.
- Schließlich wird er helfen, den Boden für eine konsequente Umweltschutzpolitik vorzubereiten und Möglichkeiten für neue Instrumente im Kontext der Verpflichtungen von Kyoto zu schaffen sowie die Internalisierung externer Kosten zu ermöglichen.

Es ist zu berücksichtigen, daß etwaige Verhandlungen mit Drittstaaten nur nach Ermächtigung durch den Rat auf der Grundlage der Verfahrensweise laut Artikel 228 EG-Vertrag eröffnet werden können. Gegenwärtig hat die Kommission noch keine Schlußfolgerung getroffen, ob ein solches Mandat beim Rat beantragt werden sollte. Die Kommission wird ausgehend von den nach Veröffentlichung des vorliegenden Berichts eingehenden Stellungnahmen insbesondere des Rates und des Europäischen Parlaments über die weitere Vorgehensweise entscheiden.

### **III. Regulierung des Elektrizitätsnetzes auf europäischer Ebene**

#### **1. Einleitung**

Jeder einzelne Übertragungsnetzbetreiber (TSO) ist verantwortlich für eine Grundversorgungsleistung, die in vieler Hinsicht ein perfektes Monopol darstellt. Hinsichtlich der Regulierung wirft dies drei wichtige Probleme auf: (i) eine mögliche Diskriminierung durch einen vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber (TSO) in bezug auf Zugangspreise und Netzzugangsbedingungen für Wettbewerber, (ii) überhöhte Preise und (iii) das Ergreifen aller geeigneten Maßnahmen um den Bedarf der Kunden über einen Ausbau des Netzes zu decken.

Viele dieser Probleme können und müssen auf nationaler Ebene behandelt werden. In Artikel 22 der Richtlinie heißt es diesbezüglich: *"Die Mitgliedstaaten schaffen geeignete und wirksame Mechanismen für die Regulierung, die Kontrolle und die Sicherstellung von Transparenz, um den Mißbrauch von marktbeherrschenden Stellungen [...] zu verhindern."*

#### **2. Die derzeitige Rolle der Kommission**

Eine Reihe von Fragen und Problemen, die sich in dieser Hinsicht ergeben, müssen jedoch auch auf europäischer Ebene aktiv angesprochen werden:

- Die Regulierung von Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) ist sowohl schwierig wie auch – für viele Mitgliedstaaten – eine neue Aufgabe. Die Kommission spielt eine wichtige Rolle bei der Sicherstellung eines aktiven Austausches von Informationen, Erfahrungen und Sachverständigenwissen zwischen nationalen Aufsichtsbehörden und Wettbewerbsbehörden bzw. Kartellämtern. Um die Vollendung des gemeinsamen Marktes zu fördern, müssen im Idealfall weiterhin die gleichen regulatorischen Normen und Prüfverfahren in der gesamten Gemeinschaft angewandt werden. Während der Vorschlag einer Harmonisierung regulatorischer Ansätze auf nationaler Ebene nicht angemessen ist, ist eine aktive Politik der Annäherung durch Benchmarking eindeutig angemessen. Diese Ziele werden insbesondere durch die Organisation von halbjährlichen Tagungen des Europäischen Forums für Elektrizitätsregulierung in Florenz verfolgt. Die Kommission muß diese unterstützende Rolle auch weiterhin spielen.
- Selbst wenn es in Artikel 20 Absatz 4 heißt: "Bei grenzüberschreitenden Streitigkeiten ist jeweils die Streitbeilegungsstelle des Systems des Alleinabnehmers oder des Netzbetreibers, der die Nutzung bzw. den Zugang zum System verweigert, zuständig", werden in vielen derartigen Fällen doch die Wettbewerbsvorschriften des EU-Vertrages angewandt werden.

- Darüber hinaus könnte im Falle von Unterwasserverbindungen die Verantwortlichkeit beider beteiligter nationaler Aufsichtsbehörden unzureichend dafür sein, eine wirksame Regulierung der Zugangstarife, der Kapazitätsreservierung und der Zugangsverweigerung zu gewährleisten. In solchen Fällen würde notwendigerweise EU-Recht direkt angewandt werden müssen.
- Während im Prinzip Streitigkeiten wegen Netzzugangs auf nationaler Ebene durch die nationalen Aufsichtsbehörden bzw. Wettbewerbsbehörden gelöst werden sollten, gelten die Wettbewerbsvorschriften der EU für solche Fälle, wenn sich wesentliche Auswirkungen auf den Handel zwischen Mitgliedstaaten ergeben. Gehen bei der Kommission in solchen Fällen Beschwerden ein, ist eine enge Koordinierung zwischen der Kommission und den nationalen Behörden unbedingt erforderlich.

Gegenwärtig gibt es ein reibungsloses Zusammenspiel zwischen der Wettbewerbspolitik der Kommission und der Mitgliedstaaten. Es wurde daher kein wesentlicher Bedarf an Harmonisierungsmaßnahmen erkannt.

### **3. Grenzüberschreitende Durchleitungstarifizierung**

In bezug auf grenzüberschreitende Durchleitungstarifsysteme und handelsbezogene Mechanismen sind jedoch weder nationale regulatorische Maßnahmen noch Maßnahmen der Gemeinschaft gemäß den Wettbewerbsvorschriften vollständig geeignet, die betreffenden Probleme anzugehen. Wie oben besprochen, prüft die Kommission gegenwärtig die verschiedenen verfügbaren Möglichkeiten für die Einrichtung eines einheitlichen EU-weiten Verfahrens zur Festsetzung von grenzüberschreitenden Tarifen. Eine solche Frage kann auf nationaler Ebene nicht angemessen geklärt werden, da ein mögliches einheitliches EU-weites Tarifierungsverfahren bzw. zu gegebener Zeit tatsächliche Tarifebenen nicht von 15 verschiedenen Behörden reguliert werden können, die möglicherweise noch dazu widersprüchliche Auffassungen vertreten.

Die Wettbewerbspolitik der EU, die auf keinen Fall eine zeitgleiche nationale Regulierung verhindert, ist auch hinsichtlich der Verfahrensweise und der Gegenmaßnahmen für solche Fälle begrenzt. Der Grund hierfür ergibt sich im wesentlichen aus dem Umstand, daß – wie weiter oben erwähnt - der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) ein vollkommenes Monopol innehat. In zunehmendem Maße wird erkannt, daß unter diesen Umständen die von einem Betreiber (TSO) berechneten Preise und angewandten Bedingungen von einer Aufsichtsbehörde festgelegt werden müssen und nicht - vorbehaltlich der Kontrolle durch eine Wettbewerbsbehörde im nachhinein - dem Betreiber (TSO) selbst überlassen werden dürfen. Eine Wettbewerbsbehörde kann beispielsweise eine Preisüberhöhung erst dann verbieten, wenn diese in einem langfristigen gerichtlichen oder verwaltungstechnischen Verfahren nachgewiesen worden ist. Eine Wettbewerbsbehörde kann daher nicht im vorhinein fordern, daß ein Übertragungsnetzbetreiber (TSO) mögliche Nutzeffekte durch niedrigere Preise an die Verbraucher weitergibt. Aus diesem Grunde werden die Übertragungspreise in allen EU-Ländern mit Ausnahme Deutschlands, das sich allein auf

die Wettbewerbsbehörde als preisbegrenzenden Mechanismus verläßt, durch Aufsichtsbehörden festgelegt.

Die gleiche Frage stellt sich daher auf EU-Ebene: “Welche Behörde soll die Mechanismen und – was noch wichtiger ist – in den kommenden Jahren die von den europäischen Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) tatsächlich berechneten grenzüberschreitenden Tarife regulieren?” In diesem Zusammenhang sollte auch zur Kenntnis genommen werden, daß die Bedeutung solcher Tarife in den kommenden Jahren zunehmen wird, da auch die Anzahl der grenzüberschreitenden Transaktionen zunehmen wird. Um eine Schlußfolgerung zu dieser Fragestellung ziehen zu können, müssen die folgenden Fragen beantwortet werden:

- Auch wenn theoretisch jede einzelne nationale Aufsichtsbehörde / Wettbewerbsbehörde die Entscheidungsbefugnis haben könnte, Fragen der grenzüberschreitenden Tarife zu behandeln, insofern diese Importe und möglicherweise auch Exporte betreffen, stellt sich die Frage, ob es hinnehmbar wäre, daß diese Fragen gleichzeitig in 15 möglicherweise miteinander im Widerspruch stehenden Entscheidungsfindungsprozessen behandelt werden. Würde eine solche Verfahrensweise nicht das Ziel eines einheitlichen EU-weiten Tarifsystems für die gesamte EU zunichte machen?
- Kann man sich auf Gemeinschaftsebene einfach auf die Wettbewerbsvorschriften der EU verlassen, um diese Frage zu lösen, ungeachtet der Tatsache, daß (i) fast alle Rechtsprechungen weltweit nunmehr anerkennen, daß die Wettbewerbspolitik ein unangemessenes Instrument zur Regulierung von Übertragungstarifen ist und (ii) die Anwendung der Wettbewerbsvorschriften den oben dargestellten möglichen Konflikt und die oben dargestellten übergreifenden Fragen nicht ausschließt?

Zur Klärung dieser Frage gibt es offensichtlich zwei mögliche Ansätze:

- Durch ein Gremium, wie z. B. das EU-Forum zur Elektrizitätsregulierung, das durch die Kommission koordiniert wird, zu versuchen, einen Konsens zwischen den Aufsichtsbehörden der EU und der Europäischen Kommission zu finden, die gegenwärtig auf das Verfahren zur Festsetzung und auf die Höhe der grenzüberschreitenden Tarife nur über die Wettbewerbsvorschriften Einfluß nehmen kann.
- Irgendein neues Regulierungsinstrument vorzusehen, das durch die Kommission zu verwalten wäre, oder die Einrichtung einer “Europäischen Aufsichtsbehörde”.

Beide Ansätze haben Vor- und Nachteile. Der erste Ansatz hat den Vorteil, daß er keine neuen Einrichtungen, Verträge oder Vorschriften erfordert. Er hat jedoch den wesentlichen Nachteil, daß ihm genau solche formellen Vorschriften fehlen – er stützt sich auf einen einstimmigen Konsens der Aufsichtsbehörden aller 15 Mitgliedstaaten und sieht auf EU-Ebene keine hinreichende Rechtsbefugnis vor, um im vorhinein feste grenzüberschreitende Tarife festzusetzen. In dieser Hinsicht erfordert er daher de facto die Zustimmung der Industrie, nach diesem Verfahren erzielte Schlußfolgerungen anzuerkennen. Gleichmaßen könnten Beschlüsse nur nach vorheriger Zustimmung aller Parteien getroffen werden<sup>18</sup>, und es ist schwer, vorherzusagen, wie schnell Beschlüsse dann gefaßt werden könnten.

Beim letztgenannten Ansatz besteht der Hauptnachteil darin, daß zumindest ein neues Regulierungsinstrument auf Gemeinschaftsebene erforderlich wäre. Sein deutlicher Vorteil ist jedoch, daß er auf europäischer Ebene ein Regulierungsinstrument schafft, das gleichwertig mit denen ist, die in fast allen Mitgliedstaaten der EU geschaffen worden sind bzw. geschaffen werden.

Die Kommission hat gegenwärtig noch keine Schlußfolgerung zu einer angemessenen weiteren Verfahrensweise gezogen. Ziel des vorliegenden Berichts zur Harmonisierung ist es daher, die Diskussion in Gang zu setzen und insbesondere den Standpunkt des Rates und des Europäischen Parlaments zu ergründen.

---

<sup>18</sup> 15 Mitgliedstaaten plus Kommission

## **IV. Sicherung fairer Wettbewerbsbedingungen auf dem europäischen Elektrizitätsmarkt**

Der dritte Teil des vorliegenden Berichtes untersucht mögliche Wettbewerbsverzerrungen auf dem Binnenmarkt in Folge der divergierenden, Rechtsnormen die sich vor allem auf die Kosten der Elektrizitätserzeugung auswirken.

Offensichtlich gibt es mehrere Faktoren und Umstände, die in den einzelnen Mitgliedstaaten zu unterschiedlichen Kosten der Elektrizitätserzeugung führen. Viele dieser Faktoren sind struktureller oder historischer Art oder beruhen auf politischen Entscheidungen der Mitgliedstaaten. Es kann nicht Anliegen dieses Berichtes sein, eine Harmonisierung solcher allgemeinen Faktoren vorzuschlagen.

Darüber hinaus bilden die Vorschriften des EG-Vertrages, insbesondere jene des Wettbewerbsrechts, einen angemessenen Rahmen, zahlreiche Marktverzerrungen im Elektrizitätssektor nach der Liberalisierung anzusprechen. Einige spezifische und komplexe Bereiche könnten jedoch nicht nur einen fallweisen Ansatz rechtfertigen, sondern auch eine breitere Diskussion verdienen. Dieser Abschnitt konzentriert sich auf drei spezielle Bereiche, die anerkanntermaßen die Kosten der Elektrizitätserzeugung beeinflussen. Erstens Umweltschutznormen, zweitens Bilanzierungsrichtlinien für die Stilllegung nuklearer Anlagen und drittens Steuern mit Blick auf Energieerzeugnisse sowie auf Körperschaftssteuersysteme, die Stromversorgungsunternehmen besonders begünstigen. Offensichtlich ist diese Auswahl nicht erschöpfend.

### **1. Umweltschutzstandards in der Elektrizitätserzeugung**

#### **1.1. Einleitung**

Umweltschutznormen, vor allem solche zur Luftreinhaltung, können die Wahl der Energieerzeugungstechnologie und die Kosten der Elektrizitätserzeugung wesentlich beeinflussen. Dieser Abschnitt diskutiert das geltende abgeleitete EU-Recht sowie neue Entwicklungen. Da Umweltschutznormen bereits von EU-Recht abgedeckt sind, muß der Bedarf an weiteren oder beschleunigten Harmonisierungsschritten angesichts des liberalisierten Elektrizitätsbinnenmarktes im Kontext der Umweltschutzpolitik der EU diskutiert werden.

## **1.2. Die geltenden Rechtsvorschriften**

Es gibt drei Richtlinien, die sich mit Großfeuerungsanlagen befassen.

1. Die Richtlinie zur Bekämpfung der Luftverunreinigung durch Industrieanlagen von 1984 (Richtlinie 84/360/EWG) errichtete das erste europäische Rahmenwerk, das sich mit Schadstoffemissionen aus Industrieanlagen in der Luft befaßt, und führte eine Reihe wichtiger Grundsätze ein, wie z. B.:
  - vorherige Genehmigung des Neubaus bzw. wesentlicher industriellen Verfahren;
  - Einsatz der besten verfügbaren Technologien, sofern dies keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht (BATNEEC).

Diese Richtlinie wird am 30. Oktober 2007 außer Kraft gesetzt und durch die Ratsrichtlinie 96/61/EG (siehe unten) ersetzt werden. Die Entwicklung der besten verfügbaren Technologien könnte ein bedeutendes Instrument zur Erreichung der Emissionsreduktionsziele von Kyoto darstellen.

2. Die Richtlinie 88/609/EWG zur Begrenzung der Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen (GFA) von 1988, ist eine "Tochterrichtlinie" zur Richtlinie 84/360/EWG und legt Emissionsnormen für Schwebestaub, SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub>, sowie Emissionsgrenzwerte für SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> fest.

Ein wesentliches Merkmal dieser Richtlinie ist die Festlegung von Emissionsnormen für neue Anlagen über 50 MWt, ungeachtet des eingesetzten Brennstoffs. Eine Reihe von Ausnahmegenehmigungen sind für Anlagen zulässig, die weniger als 2.200 Stunden pro Jahr betrieben werden, für Kraftwerke in Spanien und für mit einheimischer Braunkohle befeuerte Kraftwerke. Die Emissionsnormen gelten auch für neue Anlagen, die um mindestens 50 MWt erweitert werden. Die GFA-Richtlinie enthielt keine SO<sub>2</sub>-Emissionsstandards für neue kohlebefeuerte Anlagen zwischen 50 und 100 MWt – eine 1994 erfolgte Änderung der GFA-Richtlinie führte eine Emissionsgrenze von 2000 mg/m<sup>3</sup> ein.

Die Richtlinie setzt weiterhin Ziele (die sogenannten "Emissionshöchstmengen") für die Senkung der gesamten landesweiten Emissionen an SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> aus bestehenden Anlagen fest, ausgehend von den Emissionen des Jahres 1980. Diese Ziele reichen bis ins Jahr 2003. Für die meisten Länder wurde eine Senkung in Form eines Standardprozentsatzes festgelegt. Einigen Mitgliedstaaten wurden Ausnahmeregelungen von dieser Forderung zugestanden, um vor 1980 erzielten Senkungen bzw. dem Stand der wirtschaftlichen Entwicklung dieser Länder Rechnung zu tragen. Die Grenzwerte und die entsprechenden Prozentsätze für die Reduzierung der Emissionen werden in der Richtlinie genannt.

3. Die Richtlinie 96/61/EG des Rates vom September 1996 die über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IPPC) fordert die Einführung eines integrierten, umweltschutzorientierten Genehmigungsverfahrens, das auf eine Reihe industrieller Verfahren anzuwenden ist, einschließlich auf Kraftwerke über 50 MWt. Dies muß bis zum 30. Oktober 1999 in den Mitgliedstaaten umgesetzt werden. Das System muß auf alle neuen Anlagen sowie

auf wesentliche Änderungen von bestehenden Anlagen angewandt und bis spätestens zum Jahr 2007 auch auf vorhandene Anlagen ausgedehnt werden. Die zuständigen Behörden in den einzelnen Ländern müssen sicherstellen, daß alle angemessenen Vorsorgemaßnahmen gegen Umweltverschmutzungen getroffen werden, insbesondere durch den Einsatz der besten verfügbaren Techniken. Damit eine Technik nach der Definition "beste verfügbare Techniken" laut Richtlinie als "verfügbar" gilt, muß sie in einem Maßstab entwickelt sein, der unter Berücksichtigung des Kosten/Nutzen-Verhältnisses die Anwendung unter in dem betreffenden industriellen Sektor wirtschaftlich und technisch vertretbaren Verhältnissen ermöglicht. Die besten verfügbaren Techniken für einen Industriezweig werden nicht vorgeschrieben, sondern ausgehend von standort- und anlagenspezifischen Faktoren von den zuständigen Behörden bewertet.

Die Genehmigungen müssen die Höchstwerte für Emissionen in die Luft und in das Wasser festlegen und gegebenenfalls entsprechende Maßnahmen zur Sicherstellung des Boden- und des Grundwasserschutzes sowie Maßnahmen zur Entsorgung von durch die Anlage produzierten Abfällen vorgeben. Die Emissionsgrenzwerte müssen die Möglichkeit der Übertragung von Verschmutzung von einem Medium auf ein anderes berücksichtigen und auf besten verfügbaren Technologien beruhen, ohne daß der Einsatz einer bestimmten Technologie oder eines bestimmten Verfahrens vorgeschrieben wird, wobei jedoch die technischen Merkmale der betreffenden Anlage, ihr geographischer Standort und die örtlichen Umweltbedingungen zu berücksichtigen sind.

Die Richtlinie legt auch als allgemeinen Grundsatz fest, daß notwendige Maßnahmen bei Stilllegungen getroffen werden, um jegliche Gefahr einer Umweltverschmutzung zu vermeiden und um einen zufriedenstellenden Zustand des Betriebsgeländes wiederherzustellen. Die zuständigen Behörden müssen dies bei der Festlegung der Genehmigungsbedingungen berücksichtigen.

### **1.3. Neue Entwicklungen**

Die folgenden Entwicklungen werden den Umweltschutz für Kraftwerke in der EG beeinflussen.

#### *Luftqualität*

Es gibt nun einen gemeinsamen Standpunkt (Nr. 57/98) zur ersten Tochterrichtlinie über die Luftqualität nach der Rahmenrichtlinie von 1996 (96/62/EG vom 27. September 1996), der neue strenge Grenzwerte für SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> sowie Schwebstaub und Blei vorschlägt.

Diese basieren auf Analysen zu kritischen Belastungen, und der Strategieentwurf zielt darauf ab, bis zum Jahr 2010 eine 50%-ige Schließung der Lücke zwischen der kritischen Belastung und dem Schutzniveau des Ökosystems im Jahre 1990 zu erreichen. Diese Strategie ist nunmehr in einem gemeinsamen Standpunkt (57/98) dargelegt, der vom Rat angenommen wurde, und der Grenzwerte, Toleranzspannen,

und für SO<sub>2</sub> auch Alarmgrenzwerte, für SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub>, sowie Schwebestaub und Blei festlegt.

### *Azidifikation*

Es gibt nunmehr einen gemeinsamen Standpunkt (61/98), der darauf abzielt, die SO<sub>2</sub>-Emissionen in der gesamten EG zu senken, indem Einschränkungen des Schwefelgehalts bei bestimmten, in Kraftwerken und in der Industrie verwendeten flüssigen Brennstoffprodukten (schwere Heizöle und Gasöle) auferlegt werden. Es gibt Möglichkeiten für Ausnahmegenehmigungen zu dieser Richtlinie für Regionen, in denen Luftqualitätsziele eingehalten werden, und in denen der SO<sub>2</sub>-Ausstoß nicht wesentlich zur Überschreitung der Belastungsgrenze hinsichtlich der Azidifikation beiträgt. Hierdurch ergeben sich Auswirkungen auf Kraftwerke, die schwere Heizöle und Gasöl verbrennen.

### *Neufassung der Richtlinie zur Kontrolle von Emissionen aus Großfeuerungsanlagen (GFA-Richtlinie)*

Eine dritte Entwicklung ist die Neufassung der Richtlinie 88/609/EWG über Großfeuerungsanlagen. Die zentralen Elemente des Änderungsvorschlags sind:

- die Aktualisierung der Emissionsgrenzwerte für Feuerungsanlagen, die nach dem Jahr 2000 in Betrieb genommen werden;
- die Ausdehnung des Geltungsbereiches auf Gasturbinen;
- die Aktualisierung des Bereiches der abgedeckten Brennstoffe durch Klarstellung der Beziehung zu den Richtlinien zur Abfallverbrennung und durch Förderung des Einsatzes von Biomasse;
- die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung,
- die Aktualisierung der Bestimmungen für den Fall von Betriebsstörungen;
- die Verstärkung der Überwachungsanforderungen und die Aktualisierung der Bestimmungen zu den Aufstellungen der Gesamtemissionen.

### *Wasser*

Kraftwerke benötigen normalerweise große Wassermengen für den Betrieb. Die Richtlinie des Rates über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IPPC) behandelt auf integrierende Weise Emissionen in die Luft, den Boden und das Wasser. Zusätzlich zu dieser Richtlinie würde ein Vorschlag der Kommission (KOM (97) 49, in der Fassung von KOM (97) 614) jedoch Normen und Verfahren festsetzen, mit denen sichergestellt wird, daß Grenzwerte nach der IPPC-Richtlinie eingehalten werden. Dies würde auch für Kraftwerke gelten.

## *Abfall*

Abfall aus Kraftwerken (vor allem aus kohlebefeuernten Anlagen) wird von der IPPC-Richtlinie und von den geltenden EG-Rechtsvorschriften über Abfälle behandelt.

## *Kyoto-Protokoll*

Unter dem Kyoto-Protokoll setzen sich die EG und die Mitgliedstaaten für die Verringerung von Treibhausgasemissionen (Ghg) um 8% bis 2008-2012 in bezug auf das Niveau von 1990 ein. Der Elektrizitätssektor ist eine bedeutende und wachsende Quelle von Emissionen in der Gemeinschaft mit etwa 30% Anteil an allen EU-CO<sub>2</sub>-Emissionen. Es ist in dieser Phase nicht klar, in welchem Ausmaß die Beschränkung der Ghg-Emissionen den Stromhandel beeinflussen könnte. Es gibt viele Szenarien, die zeigen, daß der Stromhandel helfen könnte, die Kyoto-Ziele zu erreichen, indem er zum Beispiel die Elektrizitätserzeugung auf regionaler Ebene optimiert, die Lastkurven ausgleicht und dadurch ineffiziente Spitzenlastanlagen aus dem Markt nimmt, und das Potential für intermittierende erneuerbare Energiequellen erhöhen könnte. Andererseits könnten einige Mitgliedstaaten, die Stromerzeugungssektoren mit verschiedenen CO<sub>2</sub> Intensitäten haben, im gegenwärtigen Politikrahmen Probleme haben, Handels- als auch Umweltziele von Kyoto in Einklang zu bringen. Als bekannter Fall wird der Stromhandel zwischen Dänemark, Norwegen und Schweden zitiert, die sehr verschiedenartige Stromsektoren haben.

### **1.4. Schlußfolgerung**

Angesichts des Obengesagten ist deutlich, daß die Kommission die Maßnahmen, die auf Gemeinschaftsebene ergriffen werden müssen, um gleiche Wettbewerbsbedingungen im Ergebnis von umweltschutzpolitischen Forderungen sicherzustellen, gegenwärtig aktiv überprüft. Diese Bemühungen werden fortgesetzt werden, insbesondere hinsichtlich der Annahme der Überarbeitung der Richtlinie zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft (GFA-Richtlinie). Geplante Reduktionen sowohl traditioneller Schadstoffe als auch Treibhausgasemissionen könnten in der Tat einen Einfluss auf die Stromerzeugung in den Mitgliedstaaten haben. Allerdings ist angesichts der unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Strukturen, sowohl in technologischer als auch in organisatorischer Hinsicht, eine detaillierte Analyse der Auswirkungen zu diesem Zeitpunkt schwer möglich.

## **2. Standards für die Stilllegung nuklearer Anlagen**

### **2.1. Einleitung**

Das Thema der Stilllegung bzw. des Abbaus von Kernkraftwerken wurde wegen der besonderen Auswirkungen der verschiedenen Finanzierungs- und Bilanzierungsansätze in diesen Bericht einbezogen. Es ist nicht beabsichtigt, die verschiedenen organisatorischen und technischen Ansätze der Stilllegung in Frage zu stellen.

Die Hauptkosten der Kernenergieerzeugung beinhalten Kapitalinvestitionskosten, Brennstoffkosten, laufende Betriebs- und Wartungskosten sowie – und dies ist der Hauptunterschied zu anderen Erzeugungsarten – die Kosten für die Lagerung nuklearer Abfälle und für künftige Stilllegung.<sup>19</sup> Offensichtlich ist die Bewertung dieser letztgenannten Kosten äußerst komplex. In Abhängigkeit von der Bewertung dieser Kostenfaktoren und der rechtlichen Verpflichtungen zur Einbeziehung von Rückstellungen in die Elektrizitätspreise haben die resultierenden Preise für atomare Energiequellen eine beachtliche Bandbreite. Hinsichtlich der Liquidität, wenn man sich die Erzeuger also vom Standpunkt des Cashflows ansieht, gibt es wesentliche Unterschiede zwischen der Kernenergieerzeugung und den anderen Erzeugungsarten bezüglich des Zeitabstandes zwischen Zahlungen und korrespondierenden Kosten. Ein Kernenergieerzeuger muß Rückstellungen für beachtliche künftige Zahlungen vornehmen, nämlich für die Kosten der Lagerung nuklearer Abfälle und für die Stilllegung. Hinsichtlich seiner künftigen finanziellen Verpflichtungen wird daher der Kernenergieerzeuger selbst bzw. eine gesonderte Organisation versuchen, den Liquiditätsüberschuß, der durch Rückstellungen oder andere Umlagen angesammelt wird, zu investieren.

Kernenergieerzeuger können somit als Verwalter von Fonds zur Abdeckung künftiger Rückbaukosten angesehen werden. Da die Elektrizitätserzeuger seit dem 19. Februar 1999 miteinander konkurrieren müssen, können auseinandergelagerte Konzepte hinsichtlich der Beaufsichtigung von Stilllegungsfonds beachtliche Marktverzerrungen verursachen.

### **2.2. Aktuelle Ansätze zur Stilllegung**

Es gibt keine speziellen Rechtsvorschriften der EG zur Stilllegung von Kraftwerken. Bei Kraftwerken, die unter die Richtlinie IPPC fallen, ist jedoch bei der Stellung der Genehmigungsantrags eine letztendliche Stilllegung zu berücksichtigen.

Mit Ausnahme der Richtlinie 96/29 für den Schutz der Gesundheit der Arbeitskräfte und der Bevölkerung gegen die Gefahren durch ionisierende Strahlungen EURATOM, die grundlegende Sicherheitsnormen festschreibt, und der Richtlinie 85/337/EWG, geändert durch die Richtlinie 97/11/EWG, über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten

---

<sup>19</sup> Dieses Kapitel konzentriert sich auf die Stilllegungskosten aufgrund der in diesem Zusammenhang unterschiedlichen finanzierungstechnischen und buchhalterischen Methoden. Kosten in Zusammenhang mit der Lagerung radioaktiver Abfälle aus dem laufenden Kraftwerksbetrieb können in diesem Sinne mit Schadstoffkosten anderer Stromerzeugungsarten verglichen werden.

öffentlichen und privaten Projekten, gibt es keine spezifische Gesetzgebung der EG zur Stilllegung von Kernkraftwerken.

Ein genauer Überblick über das Alter der Kernkraftwerke in Europa zeigt, daß eine stark zunehmende Zahl dieser Kraftwerke in den ersten Jahren des kommenden Jahrhunderts das Ende ihrer Nutzungsdauer erreichen werden.

In der Europäischen Union werden Stilllegungsverfahren seit nunmehr zwei Jahrzehnten entwickelt, und sie werden damit zu einer ausgereiften Technologie. Für einige Reaktoren laufen gegenwärtig Stilllegungstätigkeiten, und diese werden dazu beitragen, daß sich eine vollständig ausgereifte industrielle Technologie entwickelt.

Die Entwicklung eines gemeinsamen Standpunktes zur Stilllegung dieser Anlagen innerhalb der EU muß zu einem verbesserten Schutz der Bevölkerung und der Umwelt führen sowie zu einer genormten technologischen Praxis, durch die z. B. das Abfallvolumen und die Stilllegungskosten gesenkt werden können.

Das Ergebnis einer EG-Umfrage<sup>20</sup> zeigt, daß es in den Mitgliedstaaten unterschiedliche Ansätze zur Frage der Stilllegung gibt. In einigen Bereichen besteht ein Potential für Verbesserungen und Harmonisierung auf der Ebene der Europäischen Union. Mit dem Ziel der europaweiten Zusammenarbeit, der Harmonisierung der Politik und der Entwicklung gemeinsamer Ansichten, wie sie durch die Öffnung und Deregulierung des Elektrizitätsmarktes in den Mitgliedstaaten angestrebt werden, wäre es von großem Nutzen, gemeinsame gemeinschaftliche Ansätze für die Stilllegung von Kernkraftwerken zu entwickeln.

Die Elektrizitätsrichtlinie 96/92/EG öffnet den europäischen Elektrizitätsmarkt erstmals für den Wettbewerb, nicht nur auf Produktionsebene, sondern auch auf Versorgungsebene. Der Bedarf an Transparenz in der Buchführung von Elektrizitätserzeugenden Unternehmen läßt vorhersehen, daß es notwendig sein wird, die Stilllegungskosten am Ende der Lebensdauer vollständig zu integrieren.

In den Mitgliedstaaten bestehen unterschiedliche Situationen für die Finanzierung von Stilllegungen, wie z. B. einfache Rückstellungen in den Bilanzen der Unternehmen, die eine Reinvestition der gesammelten Mittel für andere Zwecke als Stilllegungen erlauben, die Absonderung von gesammelten Mitteln außerhalb des Unternehmensbereiches, oder eine völlig vom Staat durchgeführte Organisation und Verwaltung der Stilllegung durch separate, meist staatliche, Spezialunternehmen.

Weiterhin bestehen wesentliche Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten hinsichtlich des jährlichen Finanzierungsbedarfs, des Bedarfs in bezug auf den Zeitpunkt und die Art und Weise der Stilllegung, und auch hinsichtlich der anzuwendenden Berechnungsmethoden. Diese Situation stellt die obengenannten Grundsätze in Frage und könnte zu Verzerrungen und Diskriminierung zwischen den nun miteinander im Wettbewerb stehenden Kernenergieerzeugern aus verschiedenen Mitgliedstaaten führen.

---

<sup>20</sup> EUR Report 18.860 (1999) *Nuclear Safety and the Environment: Decommissioning of nuclear installations in the EU.*

Stilllegungskosten werden eindeutig als Bestandteil der Stromproduktionskosten angesehen. Es darf keine Quersubventionierung der Stilllegung durch Umlegung auf die Übertragung und keine direkte Stützung über staatliche Beihilfen geben, sofern diese nicht mit dem EU-Vertrag im Einklang stehen.

Wurden finanzielle Rücklagen über die gesamte Lebensdauer eines Kernkraftwerkes aufgebaut, sollten die kWh-Kosten relativ niedrig sein und die Stromtarife nicht wesentlich beeinflussen oder zu unfairem Wettbewerb zwischen den Erzeugern führen.

Die zur Bestimmung des Finanzierungsbedarfs zu unternehmenden Schritte sind u.a. die Festlegung der anzuwendenden Stilllegungsstrategie und die Erarbeitung detaillierter Kostenvoranschläge, die entsprechende Risikospannen enthalten. Eine gesunde Stilllegungsfinanzierung wird auch die öffentliche Akzeptanz einer möglichen Hinterlassenschaft für künftige Generationen erhöhen. Der Nutzen dieses Ansatzes besteht darin, sicherzustellen, daß Geld vorhanden ist, wenn sofortige Stilllegungen eintreten, und daß keine finanziellen Belastungen und Risiken für künftige Generationen entstehen, wenn Stilllegungsmaßnahmen auf einen späteren Termin verschoben werden sollten.

Gegebenenfalls müssen mit den geschätzten Mitteln getroffene Pläne für die Wiedernutzung von vorhandenen Anlagen für neue nukleare Zwecke berücksichtigt werden.

Wenn nicht schrittweise Finanzierungsvorschriften aufgebaut werden, besteht eine mögliche Gefahr darin, daß Erzeuger die billigste Stilllegungsstrategie wählen könnten, anstatt eine ausgewogene Beurteilung aller relevanten Faktoren, wie z. B. des Arbeits- und Umweltschutzes, durchzuführen.

### **2.3. Vorgeschlagener Ansatz**

Die Dienststellen der Kommission sind der Auffassung, daß:

- die Mitgliedstaaten die Finanzierungspläne und die zugrundeliegenden Berechnungsmethoden transparent gestalten sollten; daß der erforderliche vollständige Finanzierungsbetrag identifiziert wird, einschließlich der Kosten des vollständigen Stilllegungsprozesses, der Abfallentsorgung und der abschließenden Entsorgungskosten;
- die vollständigen Stilllegungskosten in den kWh-Verkaufspreis einbezogen werden sollen (Internalisierung von Kosten), mit der möglichen Ausnahme verbundener historischer Verpflichtungen aus der Nutzung von Kernenergie, wie z. B. im Zusammenhang mit nationalen Forschungsvorhaben oder Verteidigungsanlagen, für die eindeutige besondere Finanzierungsregelungen auf nationaler Ebene getroffen werden müssen;
- die Mittel/Rückstellungen durch zuständige nationale Stellen gesichert und kontrolliert werden müssen;
- die Mittel/Rückstellungen ausschließlich für Zwecke der Stilllegung eingesetzt werden dürfen;

- und daß die volle Finanzierung zum vorgesehenen Zeitpunkt der endgültigen Abschaltung der Anlage (laut Festlegung in der Genehmigung) zur Verfügung stehen muß.

Es muß betont werden, daß sich die meisten dieser Grundsätze entweder aus den Bestimmungen der Elektrizitätsrichtlinie zur Entflechtung oder aus den Wettbewerbsvorschriften des EG-Vertrages ableiten. Dennoch könnte ein harmonisiertes Konzept aufgrund der besonderen Aspekte der Stilllegung und gleicher Wettbewerbsbedingungen am europäischen Elektrizitätsmarkt von Vorteil sein. In diesem Zusammenhang ist die Rolle des Euratom-Vertrages zu berücksichtigen.

### **3. Besteuerung**

#### **3.1. Indirekte Besteuerung**

1. Für Elektrizität gelten zwei indirekte Besteuerungssysteme, erstens die Umsatzsteuer, die auf Gemeinschaftsebene weitgehend harmonisiert ist, und zweitens eine Reihe nationaler Einphasensteuern, die gegenwärtig auf Gemeinschaftsebene nicht reguliert sind.
2. Nach den allgemeinen Bestimmungen der 6. Umsatzsteuerrichtlinie des Rates (77/388/EG vom 17. Mai 1977) gilt für Elektrizität der Standardumsatzsteuersatz. In der Praxis schwankt dieser Standardumsatzsteuersatz zwischen 15% und 25%. Dennoch können Mitgliedstaaten nach Artikel 12 Absatz 3 Buchstabe b derselben Richtlinie einen reduzierten Satz von mindestens 5% auf Lieferungen von Elektrizität erheben, wenn keine Gefahr der Wettbewerbsverzerrung besteht. Die Entscheidung darüber, ob eine solche Gefahr besteht, sowie über die Erteilung einer Ausnahmegenehmigung obliegt der Kommission. Griechenland wendet den reduzierten Steuersatz auf Elektrizität auf dieser Grundlage seit dem 1. Januar 1999 an.

Darüber hinaus läßt das aktuelle Gemeinschaftsrecht keine Anwendung unterschiedlicher Umsatzsteuersätze auf Elektrizität in Abhängigkeit von der Art der Erzeugung zu, wie z. B. auf sogenannte "grüne Elektrizität". Die 6. Richtlinie legt einen Grundsatz fest, der nicht verletzt werden kann, und nach dem für ein Produkt jeweils nur ein Steuersatz gilt. Damit ist nach der gegenwärtigen Rechtsprechung nicht nahegelegt, eine Unterscheidung nach der Art und Weise, auf die Elektrizität erzeugt wird, vorzunehmen.

3. In ihrem Vorschlag für eine Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen (KOM(97)30) regt die Kommission an, daß der auf Gemeinschaftsebene harmonisierte Bereich der Besteuerung ausgedehnt werden solle, so daß nicht nur Mineralöle, sondern auch damit konkurrierende Energieträger, also Kohle, Koks, Braunkohle, Bitumen und daraus abgeleitete Produkte, Erdgas und Elektrizität einbezogen werden sollen. Mit diesem Vorschlag soll das Funktionieren des Binnenmarktes verbessert und gleichzeitig den Mitgliedstaaten eine Möglichkeit angeboten werden, nationale Ziele

in den Bereichen Beschäftigungs-, Umweltschutz-, Verkehrs- und Energiepolitik besser erreichen zu können.

Die Kommission hat vorgeschlagen, daß Elektrizität auf der Verbrauchsebene besteuert werden soll. Wenn Elektrizität zwischen Mitgliedstaaten gehandelt wird, bedeutet dieser Grundsatz eine Besteuerung in dem Lande, in dem diese Elektrizität endgültig verbraucht wird, und folglich könnte Elektrizität ohne Steuer gehandelt werden. Das gegenwärtig vorgeschlagene System der Besteuerung des Verbrauchs sieht jedoch keine Differenzierung auf der Grundlage der Qualität des eingesetzten Brennstoffs vor, aber es erlaubt Mitgliedstaaten, auf der Grundlage von Nutzerarten (z. B. Industrie – Haushalt) Besteuerungssätze zu unterscheiden.

Allerdings könnte angesichts eines möglichen Zertifizierungssystems für Stromerzeuger auf Basis erneuerbaren Energiequellen - eine im Rahmen der Förderungsmaßnahmen für erneuerbare Energieträger diskutierte Option - eine differenzierte Besteuerung von Elektrizität aus solchen zertifizierten Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbaren Energiequellen produzieren, möglich sein.

Nichtsdestotrotz können auch unter dem gegenwärtigen Vorschlag (KOM(97)30) Mitgliedstaaten, die dies wünschen, für Zwecke des Umweltschutzes eine zusätzliche Besteuerung der Primärenergien einführen. Um deren Entwicklung in den Mitgliedstaaten zu fördern, regt die Kommission an, daß Mitgliedstaaten den Elektrizitätserzeuger auf Basis erneuerbarer Energien, die gezahlte Steuer ganz oder teilweise zurückerstatten könnten. Solch ein Ansatz muss jedoch die beihilferechtlichen Regeln des EG Vertrags beachten.

Ein die Materialeinsätze steuernder Mitgliedsstaat darf importierte Elektrizität nicht diskriminieren. Wenn eine Bestimmung der Einsatzmengenfaktoren für die im Ausland produzierte Elektrizität nicht möglich ist (was ohne ein harmonisiertes Zertifizierungssystem in der Tat schwierig ist), würde der importierende Mitgliedsstaat nach dem jüngsten Urteil des Europäischen Gerichtshofes in der Rechtssache Outokumpu Oy gegen Finnische Zollbehörden (Rechtssache Nr. C-213/96) die importierte Elektrizität lediglich zum niedrigsten für einheimische Produktion geltenden Satz besteuern können.

Obwohl der neue Vorschlag keine vollständig harmonisierten Steuersätze vorsieht, ist zu hoffen, daß eine Kombination aus einem stetigen Anstieg der Mindestsätze und der Tatsache, daß die Maximalsätze aus Sorge um die Wettbewerbsfähigkeit begrenzt werden, mit der Zeit eine engere Annäherung der Steuersätze bewirken wird. Die Kommission hat einen Mindeststeuersatz von 1 ECU pro MWh vorgeschlagen, der bis zum Jahre 2002 auf 3 ECU pro MWh ansteigen soll.

### **3.2. Direkte Besteuerung**

Im Bereich der Körperschaftssteuer gibt es keine Harmonisierung der Besteuerungsgrundlagen. In diesem Zusammenhang scheint es auch nicht angebracht, eine Harmonisierung der Besteuerungsgrundlagen nur für Stromversorgungsunternehmen vorzuschlagen. Jedoch gibt es bereits heute ein mögliches Problem in bezug auf staatliche Beihilfen, wenn eine bestimmte Befreiung von direkten Steuern nur für staatliche oder nationale Unternehmen angewandt wird. Dieses Problem ist von der Kommission bereits aufgegriffen worden. Mit Schreiben vom 6. März 1998 wurden die Mitgliedstaaten gebeten, der Kommission vorhandene Steuervereinbarungen mitzuteilen, die von den üblichen Regelungen abweichen und Stromversorgungsunternehmen betreffen. Die Antworten sind vorläufig ausgewertet worden, und in einigen Fällen wird eine weitere Untersuchung notwendig sein. Aufgrund der Komplexität der spezifischen Steuersysteme in den Mitgliedstaaten können zu diesem Zeitpunkt noch keine allgemeingültigen Schlußfolgerungen vorgelegt werden.

### **3.3. Schlußfolgerung zur Besteuerung**

Aus den obigen Ausführungen ist ersichtlich, daß die Fragen und Probleme mit Bezug auf die Besteuerung von der Kommission gegenwärtig aktiv bearbeitet werden. Die Arbeiten zur direkten Besteuerung sollen fortgesetzt werden, und der Rat wird bestärkt, eine rasche Einigung über den Richtlinienentwurf zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen herbeizuführen.

## ANHANG: Definitionen

**„Aufrechnung oder Überlagerung entgegengerichteter Durchleitungen“:** Wenn über eine Stromleitung zwischen A und B ein Liefervertrag geschlossen wird, um z.B. 100 MW in Richtung A zu transportieren, und gleichzeitig ein zweiter Vertrag abgeschlossen wird, um z.B. 80 MW in Richtung B zu transportieren, dann müssen physikalisch nur 20 MW in die Richtung A transportiert werden. Somit können entgegengerichtete vertragliche Flüsse überlagert und saldiert werden. Folglich kann die vertragliche Kapazität einer Stromleitung deutlich höher als ihre physische Kapazität sein.

**„Kraftwerkseinsatzplanung“ (engl. ‚dispatching‘):** Da die Gesamtkapazität von Kraftwerken außer während der absoluten Spitzenlastzeiten, nicht für die Abdeckung des Strombedarfs notwendig ist, muss es einen Mechanismus geben, um zu entscheiden, welches Kraftwerk arbeiten sollte, und welches Kraftwerk stillzustehen bzw. in Reservebereitschaft zu stehen hat. Diese Auswahl der Kraftwerke für die tatsächliche Stromerzeugung wird Inanspruchnahme oder englisch ‚dispatching‘ genannt. Gewöhnlich ist es der unabhängige Netzbetreiber, der diese Entscheidung gemäß objektiven und nicht diskriminierenden Kriterien trifft (wirtschaftlicher Vorrang – ‚merit order‘).

**„Gegengeschäfte“ (engl. ‚countertrading‘):** Wenn trotz der Überlagerung von entgegengerichteten Durchleitungen der resultierende physische Stromfluß die Kapazität der Übertragungsleitung erreicht, so entsteht ein Engpaß in der resultierenden Richtung. Jede weitere vertragliche Transaktion in der überfüllten Richtung kann nur durchgeführt werden, wenn z.B. der Systembetreiber gleichzeitig einen entsprechenden Stromfluss in die entgegengesetzte Richtung arrangiert. Um dies zu erreichen, muß der Systembetreiber Strom von Erzeugern, oder auch von Verbrauchern, die zu einer Erhöhung bzw. Verringerung ihrer Produktion bzw. ihres Verbrauchs bereit sind, kaufen oder an diese verkaufen.

**„Adaptierte Kraftwerkseinsatzplanung“ (engl. ‚Redispatching‘):** Dies ist eine Alternative zur Auflösung eines Engpasses, ähnlich dem ‚Gegengeschäft‘. Im Fall einer Kraftwerkseinsatzplanungsadaptation schließen allerdings die Netzbetreiber der betroffenen Gebiete nicht ausgleichende Handelsverträge ab, sondern ändern direkt die Einsatzplanung der Kraftwerke, um so resultierende Stromflüsse zu schaffen, die innerhalb der Grenzen der Leitungsbeschränkungen bleiben.

**„Marktsplaltung“ :** Dies ist eine weitere Möglichkeit, auf einen Engpaß zu reagieren, normalerweise üblich in Systemen mit bereits gemeinsamen Spotmärkten. Als Reaktion auf das Auftreten eines Engpasses lassen die Marktbetreiber auf den beiden Seiten des Engpasses verschiedene Spotmarktpreise zu. Somit wird Strom im übertversorgten Gebiet billiger als Strom im unterversorgten Gebiet. Dadurch sind weniger Marktteilnehmer interessiert, vom teureren Gebiet zu kaufen, und der resultierende Stromfluß über den Engpaß wird verringert.

**„Transaktionsorientierter Tarif“:** Äquivalent zu ‚Punkt-zu-Punkt-Tarif‘, berechnet diese Methode der Tarifikation eine Durchleitungsgebühr auf der Grundlage von

Informationen über Eintrittspunkt ('Quelle') und Ausgangspunkt ('Senke') eines jeweiligen Stromvertrages. Wenn somit ein zugelassener Kunde vom Lieferanten A zum Lieferanten B wechselt, müssten die Vertragsparteien die Durchleitungsgebühr neu berechnen, und zwar in Abhängigkeit vom Standort des neuen Lieferanten.

**„Transaktionsunabhängiger Tarif“:** Äquivalent zu „Anschlussstarif“, „Punkttarif“ oder „Knotentarif“. Diese Tarifikationsmethode verrechnet die globalen Übertragungssystemkosten ausschließlich auf die getrennten Anschlussgebühren (oder Netzzugangsgebühren) des Produzenten und des Verbrauchers. Somit bleibt die Anschlussgebühr für einen zugelassenen Kunden gleich, ungeachtet einer Änderung des Lieferanten.

**„Briefmarkentarif“:** Dieser Ausdruck wird verwendet, um eine Durchleitungs- oder Zugangsgebühr zu beschreiben, die nicht von der Entfernung der Transaktion abhängt. Gewöhnlich wäre ein „Briefmarkentarif“ auch ein transaktionsunabhängiger Tarif. Dennoch sind zusätzliche „Transit-Briefmarken“ für spezifische Situationen vorstellbar.