



BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT  
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

**AACHEN** | HAMM | LEIPZIG

Theaterstraße 58-60  
D-52062 Aachen  
Telefon +49.(0)241.47062-0  
Telefax +49.(0)241.47062-60  
E-Mail [info@bet-aachen.de](mailto:info@bet-aachen.de)  
Internet [www.bet-aachen.de](http://www.bet-aachen.de)

# **Novellierung der EU-Richtlinien und Harmonisierung der Netz- tarifizierung aus kommunaler Sicht**

**Untersuchung, Wirkungsanalyse und Gestaltung  
von Vorgaben der EU zur Netznutzungstarifizierung  
im Auftrag kommunaler Unternehmen (G:T:L-Studie)**

**Aachen, den 20. November 2002**

**Bearbeitung:**

Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer  
Dipl.-Ing. Dominic Nailis

## Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Ausgangssituation und Aufgabenstellung.....</b>	<b>1</b>
<b>2 Anlass und Rahmenbedingungen.....</b>	<b>3</b>
2.1 EU-Energierightsnovelle: Richtlinie und Verordnung .....	3
2.2 Inhalte der Richtliniennovelle .....	5
2.3 Inhalte der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel..	8
2.4 Struktur und Aktivitäten des CEER.....	11
2.5 Zwischenfazit zu den Auswirkungen der EU-Energierightsnovelle .....	12
<b>3 Status quo: Netztarife und Engpässe in Europa .....</b>	<b>14</b>
3.1 Marktöffnung in den europäischen Staaten .....	14
3.2 Struktur der Netznutzungsentgelte in den europäischen Staaten .....	15
3.3 Behandlung von Engpässen .....	17
3.4 Grenzüberschreitende Stromflüsse .....	19
<b>4 Stand der Diskussion: Vorschläge und Regelungskonzepte....</b>	<b>21</b>
4.1 Engpassmanagement.....	21
4.2 Harmonisierung der Netznutzungsentgelte .....	24
4.3 Allokationssignale .....	25
4.3.1 Allokationssignale mit regionaler Differenzierung innerhalb des Übertragungsnetzes .....	26
4.3.2 Allokationssignale mit Differenzierung nach Netzebenen.....	28
4.4 Ausgleichsfonds der Übertragungsnetzbetreiber .....	29
4.4.1 Der erste ETSO-Mechanismus .....	29
4.4.2 Der ETSO – 2002 – Mechanismus .....	31
4.4.3 Der ETSO – 2003 – Mechanismus .....	32

4.4.4 Weiterentwicklung nach 2003 .....	32
<b>5 Detailbetrachtung: Großbritannien und Skandinavien .....</b>	<b>35</b>
5.1 Netzzugangsregeln in Großbritannien (England & Wales) .....	35
5.2 Netzzugangsregelungen in Skandinavien (am Beispiel Schweden) .....	38
5.3 Zwischenfazit aus der Betrachtung der Regelungen in Großbritannien und Skandinavien .....	39
<b>6 Bewertung.....</b>	<b>42</b>
6.1 Kosten im Übertragungsnetz.....	42
6.1.1 Kostenarten .....	42
6.1.2 Zuordnung der Netzkosten .....	42
6.2 Engpassmanagement.....	43
6.3 Harmonisierung der Netznutzungsentgelte .....	44
6.4 Allokationssignale .....	44
6.4.1 Allokationssignale mit regionaler Differenzierung innerhalb des Übertragungsnetzes .....	45
6.4.2 T-Komponente kein Allokationssignal .....	46
6.4.3 Allokationssignale mit Differenzierung nach Netzebenen.....	47
6.5 Ausgleichsfonds der Übertragungsnetzbetreiber .....	48
<b>7 Eckpunkte eines geeigneten Regelungskonzeptes .....</b>	<b>49</b>
7.1 Verbesserung des Engpassmanagements (Congestion Management) .	49
7.2 Europäische Harmonisierung zu einem basic G = 0 .....	49
7.3 Sachgerechte Allokationssignale (Bonus-/Malus-System).....	50
7.4 Modifikation des Ausgleichsmechanismus (Inter TSO Compensation)	50
<b>8 Zusammenfassung.....</b>	<b>51</b>
8.1 Engpassmanagement.....	51

<b>8.2</b>	<b>Drei Handlungsstränge zur G-Komponente .....</b>	<b>52</b>
8.2.1	Harmonisierung .....	52
8.2.2	Allokationssignale (Siting/Locational Signals) .....	52
8.2.3	Ausgleichsmechanismus (Inter TSO Compensation Fund) .....	53
<b>9</b>	<b>Anhang – Abkürzungen und Fachbegriffe.....</b>	<b>54</b>
Abbildung 1:	Zeitpunkt der Marktöffnung.....	15
Abbildung 2:	Aufteilung der Netznutzungsentgelte .....	16
Abbildung 3:	Engpässe in Europa .....	17
Abbildung 4:	Finanzvolumen aus Congestion Management 2001 .....	18
Abbildung 5:	Export und Import in Europa.....	19
Abbildung 6:	Gebühren auf internationale Stromtransfers .....	20
Abbildung 7:	Engpassbehandlung in Europa.....	22
Abbildung 8:	Market Splitting .....	23
Abbildung 9:	Allokationssignale.....	26
Abbildung 10:	Netzmodell und Betriebsmittelbelastung Average Participation .....	27
Abbildung 11:	Staffellauf .....	28
Abbildung 12:	Aufteilung von Transport, Transit und Netto-Fluss.....	30
Abbildung 13:	Abschätzung des Ausgleichsfonds .....	30
Abbildung 14:	Beiträge zum ETSO-Kompensationsfonds .....	31
Abbildung 15:	Geber und Nehmer im ETSO-Mechanismus .....	32
Abbildung 16:	Gemeinsame Netzebene.....	33
Abbildung 17:	Allokationssignale durch einspeiseseitiges Bonus-/Malus-System (locational G) .....	45
Abbildung 18:	Verlustenergie in Abhängigkeit der Transportentfernung .....	47

## 1 Ausgangssituation und Aufgabenstellung

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie von 1996 wird derzeit von Europäischer Kommission und Parlament überarbeitet. Im Zentrum der Betrachtung steht eine Harmonisierung der Netzzugangsregelungen<sup>1</sup>, die jeweils innerhalb der Mitgliedsstaaten zu gelten haben, und die Rahmenbedingungen für den internationalen Stromhandel (Cross Border Trade). Wesentliche Hindernisse, die nach Ansicht der Europäischen Kommission und des Rates der Europäischen Energie-Regulatoren (CEER) dem europäischen Strombinnenhandel noch entgegenstehen, sind die Tarifierung grenzüberschreitender Stromtransporte (Grenzübergangstarifierung) und die Bewirtschaftung knapper Übertragungskapazitäten (Engpassmanagement), vor allem an den internationalen Grenzkuppelstellen.

Um die Entgelte für grenzüberschreitende Netznutzung (Cross Border Tariff) gibt es eine anhaltende europäische Diskussion. Zum 31. März 2002 hat der Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber „ETSO“ eine einheitliche Verfahrensweise eingeführt, die nach eigener Aussage als Übergangsregelung nur bis zum Ende des laufenden Jahres eingesetzt werden soll. Eine Anschlussregelung wird möglicherweise ein europaweit harmonisiertes Einspeiseentgelt (G-Komponente) beinhalten, das dann in allen EU-Mitgliedsstaaten eingeführt werden muss.

Eine Europäische Harmonisierung und Vorgaben für eine Vereinheitlichung von G- und L-Komponenten<sup>2</sup> der Netznutzungsentgelte werden erhebliche Auswirkungen auf die kommunale Energiewirtschaft haben; betroffen sind alle Bereiche: Erzeugung, Netze und Handel. In besonderem Umfang betreffen europäische Regelungen zu den Themen Grenzübergangstarifierung und Engpassmanagement die Beschaffungs- und Handelsaktivitäten kommunaler Energieversorgungsunternehmen. Ein Verzicht auf transaktionsbezogene Grenzübergangstarife (T-Komponente) erleichtert den Handel und schafft einen größeren Markt. Im Bereich der Netze verursacht die alternative Einführung einer G-Komponente Umschichtungen bei der Umlage der Netzkosten. Für Kraftwerke in nachgelagerten Netzebenen oder in Nähe der Lastschwerpunkte ergibt sich eine günstige Wettbewerbsposition, wenn eine G-Komponente sachgerechte Anreize setzt.

Die Auftragsstellung bestand darin, zunächst in einem Überblick den gegenwärtigen Stand der Praxis und der aktuell geführten Diskussion zu dokumentieren. Zu beleuchten waren darüber hinaus wesentliche rechtliche Anforderungen an die Rahmenbedingungen für den grenzüberschreitenden Handel. Auf Basis der Analyse des Status quo sowie der Diskussionsbeiträge verschiedener Verbände und Forschungseinrichtungen sollten die relevanten Modell-

---

<sup>1</sup> Die Netztarifierung in den Mitgliedsstaaten ist derzeit uneinheitlich, da je nach System die Verteilung der Kosten in unterschiedlichem Umfang auf Einspeisung und/oder Entnahme erfolgt.

<sup>2</sup> G-Komponente: einspeiseseitige Entgelte (Generation) und  
L-Komponente: entnahmeseitige Entgelte (Load)

varianten und ihre Auswirkungen untersucht und zusammenfassend dokumentiert werden. Auf die Wirkungsanalyse folgt die Entwicklung von Grundsätzen eines sachgerechten Regelungskonzeptes.

Vorliegende Studie wurde in Auftrag gegeben von: Citiworks AG, GEW Rheinenergie AG, Mainova AG, MVV Energie AG, Stadtwerke Düsseldorf AG, Stadtwerke Hannover AG, Stadtwerke Leipzig GmbH, Stadtwerke Münster GmbH, SWB Synor GmbH & Co. KG und dem VKU Verband kommunaler Unternehmen e. V.

## 2 Anlass und Rahmenbedingungen

### 2.1 EU-Energierrechtsnovelle: Richtlinie und Verordnung

Die energierechtlichen Rahmenbedingungen für den europäischen Strom- bzw. Gasmarkt bestehen zum derzeitigen Zeitpunkt aus Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (vom 19.12.1996) und Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (vom 22.06.1998). Für eine Beschleunigung der Öffnung der Strom- und Gasmärkte in der Europäischen Union und die Herausbildung eines europäischen Energiebinnenmarktes sollen beide Richtlinien novelliert und durch eine Verordnung ergänzt werden, die den grenzüberschreitenden Energiehandel – zunächst und zumindest für den Strom – regeln soll. Die beiden bestehenden Richtlinien befinden sich in einem unterschiedlichen Grad der Umsetzung in den jeweiligen Mitgliedsstaaten. Beispielsweise sollte die Gasbinnenmarktrichtlinie erst mit einer der letzten Sitzungen des Bundestages in der vergangenen Legislaturperiode in geltendes deutsches Recht umgesetzt werden, was scheiterte und für die laufende Legislatur erneut auf der Tagesordnung steht.

Eine Umsetzung in nationales Recht durch die jeweiligen Länderparlamente ist auch für die novellierten Richtlinien erforderlich. Im Unterschied hierzu gilt die Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel unmittelbar und ohne eine entsprechende Umsetzung in nationale Gesetze.

Kernthemen der Richtliniennovelle für Strom und Gas (siehe Abschnitt 2.2) sind:

- Eine deutliche Vorverlegung der Marktöffnung gegenüber den ursprünglich in der Gas- bzw. Binnenmarktrichtlinie vorgesehenen Schritten und Fristen
- Die generelle Einführung einer Verpflichtung zum regulierten Netzzugang unter Streichung der bislang bestehenden Option des verhandelten Netzzugangs
- Die Verpflichtung zur Errichtung einer nationalen Regulierungsbehörde
- Vorgaben für eine striktere Entflechtung der verschiedenen Tätigkeitsbereiche der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilnetzbetreiber

Die EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Handel hat naturgemäß einen anderen Fokus (siehe Abschnitt 2.3):

- Die Tarifierung grenzüberschreitenden Stromhandels (Zahlungen im Zusammenhang mit der sog. externen Netznutzung, also der Netzinanspruchnahme durch Stromtransite)

- Die Behandlung von Engpasskapazitäten, die vorwiegend an den internationalen Grenzkuppelstellen auftreten, und für die ein entsprechendes Engpassmanagement betrieben werden muss.

Die EU-Verordnung wendet sich aber auch dem Thema der Harmonisierung der Netzzugangsregelungen in den verschiedenen Mitgliedstaaten zu. Dies ist für die Gesamtbewertung ein wichtiger Punkt, da hier Eingriffe in die Netzzugangsregelungen der einzelnen Mitgliedstaaten erfolgen können, die grundsätzlich eher in den Richtlinien als in der Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel zu vermuten wären. Zusätzliches Gewicht bekommt dieser Aspekt, indem nicht nur die grundlegenden Vorgaben formuliert, sondern auch Gremien und Verfahrensweise für die weitere Ausgestaltung und Umsetzung festgelegt werden.

Der zeitliche Ablauf der Entstehungsgeschichte und die Diskussion zur EU-Energierechtsnovellierung erfolgte in mehreren Schritten. Zunächst wurde am 13.03.2001 das dreigeteilte Vorschlagspaket der EU-Kommission an Parlament und Rat übermittelt und gelangte damit auch an die Öffentlichkeit. Diese Texte zielten explizit auf eine vollständige Öffnung der Märkte für Strom und Gas bis zum 01.01.2005 ab. Auf dem unmittelbar folgenden EU-Gipfel (Treffen der EU-Staats- und Regierungschefs) in Stockholm setzten sich Frankreich und Deutschland gegen diese relativ weitreichenden Vorschläge zur Wehr. Sie wurden demzufolge lediglich „zur Kenntnis genommen“, nicht jedoch ausdrücklich „begrüßt“. Hauptkritikpunkt aus Sicht Frankreichs war und ist die frühe Marktöffnung insbesondere auch für Privatkunden, während sich die deutsche Kritik im Wesentlichen an den Punkten Einführung einer Regulierungsbehörde sowie weitreichende Vorschriften zum Unbundling entzündet. Entgegen dem in Presse und Öffentlichkeit weit verbreitenden Eindruck waren damit die Pläne der EU-Kommission aber keineswegs vom Tisch. Sie wurden durch das Europäische Parlament bekräftigt, das in seiner Stellungnahme zu den ursprünglichen Kommissionsvorschlägen am 13.03.2002 eine weitreichende Unterstützung deutlich werden ließ. Insbesondere im Aspekt der Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber gingen die Vorstellungen des Parlaments über die der Kommission hinaus, indem eine Eigentumsentflechtung (Ownership Unbundling) für diese Unternehmen gefordert wurde. Für die Verteilnetzbetreiber wurde seitens des Parlaments ein höherer Schwellwert vorgeschlagen, ab dem diese Unternehmen nicht mehr von der unternehmensrechtlichen Entflechtung befreit werden könnten. Mit Blick auf die Regulierungsbehörde gehen die Vorschläge des Parlaments dahin, deren Kompetenzen und Unabhängigkeit weiter zu verstärken und auf die Überwachung des Marktgeschehens in den Energiemärkten insgesamt auszudehnen.

Dies ist insbesondere bemerkenswert, weil während der Präsidentschaften Belgiens (zweites Halbjahr 2001) und Spaniens (erstes Halbjahr 2002) in sog. konsolidierten Fassungen der Richtlinien- und Verordnungstexte Kompromissvorschlägen aufgegriffen worden waren, die ein weniger striktes Unbundling und eine Schwächung von Regulierung und Regulierungsbehörde bewirkt hätten. Auf der nächsten Frühjahrstagung (15./16.03.2002 in Barcelona) einigten sich die Staats- und Regierungschefs auf weit reichende Grundzüge für die weitere Novellierung: Möglichst noch im laufenden Jahr sollten die bereits vorliegenden Vorschläge

für die letzte Phase der Öffnungen des Elektrizitäts- und des Erdgasmarktes angenommen werden, worunter u. a. zu subsumieren ist<sup>3</sup>:

- Freie Wahl des Versorgers für alle gewerblichen Kunden in Europa (mindestens 60 % des gesamten Marktes)
- Eine Beschlussvorlage vor dem Frühjahresgipfel 2003 betreffend Versorgungssicherheit und Daseinsvorsorge („Service Public“)
- Trennung zwischen Transport und Verteilung einerseits und Erzeugung und Versorgung andererseits
- Netzzugang auf Basis transparenter und veröffentlichter Tarife
- Schaffung eines Regulierungsmechanismus in jedem Mitgliedsstaat innerhalb des geeigneten Rechtsrahmens und mit dem Ziel, insbesondere die effiziente Überwachung der Bedingungen für die Festsetzung der Tarife zu gewährleisten.

Über diese gesamte Entwicklung hinweg und unter Berücksichtigung auch der fortschreitenden Entwicklung der Diskussion in den nationalen Gremien hat die Europäische Kommission am 07.06.2002 revidierte Vorschläge für die Richtliniennovelle und die EU-Verordnung vorgelegt. Diese werden derzeit im Europäischen Parlament beraten. Daneben läuft der Diskussionsprozess in anderen europäischen Gremien weiter, insbesondere hat die dänische Präsidentschaft (zweites Halbjahr 2002) sich zum Ziel gesetzt, den Diskussionsprozess mit und in den Mitgliedsländern zu beschleunigen und zu einer Entscheidung bereits im Oktober 2002 zu bringen. Entscheidender Termin hierfür soll ein Treffen der Fachminister am 25.11.2002 sein.<sup>4</sup>

## 2.2 Inhalte der Richtliniennovelle

In den Gründen zur Richtliniennovellierung führt die Kommission zunächst die bekannten Grundsätze aus, dass ein funktionierender Wettbewerb verlangt, dass der Netzzugang nicht diskriminierend, transparent und zu angemessenen Preisen gewährleistet wird. Ferner sollen auch die Investitionsbedingungen günstig sein. Neben den Entflechtungsvorschriften, die für Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber für Strom und Gas verschärft werden sollen, hebt die Kommission insbesondere die Schlüsselrolle einer wirksamen Regulierung hervor: „Regulierungsbehörden sollten wenigstens befugt sein, die Tarife oder zumindest die Methoden zur Berechnung der Tarife ... festzulegen bzw. zu genehmigen. Diese Tarife sollten veröffentlicht werden, bevor sie Gültigkeit erlangen.“

---

<sup>3</sup> Schlussfolgerungen des Vorsitzes Europäischer Rat (Barcelona) 15./16.03.2002, Seite 15 ff.

<sup>4</sup> Im ersten Halbjahr 2003 geht die Präsidentschaft turnusgemäß auf die griechische Regierung über, die der Liberalisierung der Energiemärkte keine Priorität zumessen wird.

Gleichberechtigt neben dem Erfordernis, dass Tarife nicht diskriminierend und kostenorientiert sein müssen, erwähnt die Kommission ausdrücklich die Notwendigkeit, die langfristig durch dezentrale Elektrizitätserzeugung und Nachfragesteuerung vermiedenen Netzkosten zu berücksichtigen.<sup>5</sup>

Diese und andere Vorstellungen der Kommission, die im Rahmen der vorliegenden Studie berücksichtigt werden müssen, werden vor allem in den nachfolgend behandelten Artikeln von Richtlinie und Verordnung konkretisiert<sup>6</sup>.

Zunächst wird in Artikel 2, Absätze 6 und 7 eine Definition des Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzes gegeben, indem der Übertragung die Hochspannung, der Verteilung hingegen Mittel- und Niederspannung zugeordnet werden. In Absatz 32 des Artikels 2 wird die dezentrale Einspeisung sehr stark eingegrenzt, indem unter diesem Begriff explizit nur eine Einspeisung in das Niederspannungsnetz verstanden werden soll<sup>7</sup>.

Im Artikel 7 werden im Wesentlichen die Rechte und Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber behandelt. Von Bedeutung ist insbesondere Artikel 7, Abs. 4, der eine unternehmensrechtliche Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber vorschreibt. Diese Entflechtung soll ergänzt werden durch ein Gleichbehandlungsprogramm, für dessen Konzeption und Durchführung ein Gleichbehandlungsbeauftragter verantwortlich ist, der über diesbezügliche Maßnahmen und Erfolge einen jährlichen Bericht an die Regulierungsbehörde erstellen soll. Eine weitere Neuerung für die Übertragungsnetzbetreiber enthält Artikel 7a, der die Verlustenergieausschreibung vorschreibt<sup>8</sup>.

Ähnlich wettbewerbsorientiert sind die Regelungen, die in Artikel 8, Absatz 6 für die Behandlung von Bilanzabweichungen gemacht werden und die sich nahe an den diesbezüglichen

---

<sup>5</sup> Revidierter Vorschlag der EU-Kommission vom 07.06.2002, Begründung der Änderungen in Art. 15 und 16, S. 10.

<sup>6</sup> Grundlage der nachfolgenden Ausführungen ist der offizielle Stand der Texte gemäß Veröffentlichung der EU-Kommission vom 07.06.2002. Wo in der Zwischenzeit wesentliche Veränderungen erfolgt sind (infolge der Tätigkeit des Parlaments oder der dänischen Präsidentschaft), wird im Einzelnen darauf eingegangen.

<sup>7</sup> Diese extreme Einschränkung ist sowohl in den Entwürfen der dänischen Präsidentschaft als auch in den Texten, die im Europäischen Parlament überarbeitet werden, nicht mehr enthalten. Nach dem derzeitigen Wortlaut sollen als dezentrale Einspeisungen jetzt alle Einspeisungen in Verteilungsnetze verstanden werden, was aber wegen der Definition aus Absatz 2 de facto einen Ausschluss der Einspeisungen in das Hochspannungsnetz (die Unterscheidung zum Höchstspannung trifft die Richtlinie insgesamt nicht) aus dem Konzept der dezentralen Einspeisung bedeutet, wie es heute in Deutschland verfolgt wird.

<sup>8</sup> Diese Regelung soll nach Vorstellung der dänischen Präsidentschaft als Absatz 5a in Artikel 8 integriert werden.

chen Auflagen des Bundeskartellamtes orientieren. In Artikel 10 werden für Verteilnetzbetreiber nahezu textgleiche Formulierungen wiedergegeben, wie sie in Artikel 7 für die Übertragungsnetzbetreiber gelten. Dies umfasst die unternehmensrechtliche Entflechtung, Gleichbehandlungsprogramm nebst Gleichbehandlungsbeauftragten und die Beschaffung von Verlustenergie in Artikel 10a<sup>9</sup>. Die Geltung dieser Regelung wurde von der Kommission zunächst für den 01.01.2004 vorgesehen<sup>10</sup>.

Eine Ausnahme von den vorgenannten Regelungen für die Verteilnetzbetreiber können die Mitgliedsstaaten für Unternehmen beschließen, die weniger als 100.000 Kunden beliefern<sup>11</sup>.

Artikel 14 (Absatz 3) verpflichtet die Unternehmen zu einer getrennten Buchführung für Übertragungs-, Verteilungs-, Erzeugungs- und Versorgungstätigkeiten. Diese getrennte Buchführung ist dann die Grundlage für die Einsichtnahme der Regulierungsbehörde nach Artikel 13.

Den Kern der andauernden Diskussionen um die Richtliniennovelle geben schließlich die Artikel 16, 19 und 22 wieder. Mit Artikel 16 macht die Kommission den regulierten Netzzugang zur Regel, von der keine Ausnahmen mehr vorgesehen sind. Abgeschwächt wurde aber die Tiefe der Regulierung, indem nunmehr neben einer Festlegung oder Genehmigung der Tarife selbst auch eine Genehmigung der Berechnungsmethode (vor deren Anwendung) als Möglichkeit zugelassen wird. Dies ist gleichbedeutend mit einer Genehmigung des Kalkulationsleitfadens durch die Regulierungsbehörde. Die auf Basis dieses Kalkulationsleitfadens berechneten Entgelte der einzelnen Unternehmen sind vor ihrer Anwendung zu veröffentlichen<sup>12</sup>.

Artikel 17 und 18, die bislang den verhandelten Netzzugang und das Alleinabnehmersystem regelten, werden in der novellierten Richtlinie nicht mehr enthalten sein.

In Artikel 19 werden die freien Kunden definiert, bei denen bis zum 01.01.2004 die bislang geltenden Regelungen der Richtlinie von 1996 fortgeschrieben werden. Ab dem 01.01.2004 formuliert die Kommission eine völlige Marktöffnung für alle Nichthaushaltskunden (diese Definition von Geschäfts- oder Gewerbekunden ist sehr viel weitreichender als in Deutschland üblich, da auch sehr kleine Gewerbebetreibende mit umfasst werden). Freie Lieferantwahl auch für Haushaltskunden, also die vollständige Marktöffnung für alle Kundengrup-

---

<sup>9</sup> In den Texten der dänischen Präsidentschaft jetzt in Artikel 10, Abs. 3a.

<sup>10</sup> Die dänische Präsidentschaft hat diese Regelung gestrichen.

<sup>11</sup> Hierzu gibt es zum einen eine Klarstellung der dänischen Präsidentschaft, die sich auf angeschlossene Kunden bezieht. Die derzeitigen Vorstellungen im Parlament sehen auch einen höheren Schwellwert vor und formulieren „150.000 Anschlussnehmer“.

<sup>12</sup> Neben dieser Ex-ante-Festlegung der Tariffberechnungsmethode ist die Regulierungsbehörde nach Artikel 22 auch zur Ex-post-Kontrolle einzelner Tarife befugt.

pen, sieht der derzeitige Kommissionstext ab dem 01.01.2005 vor, wobei dieses Datum allerdings mit einem Kommentar versehen ist, dass hier vor der tatsächlichen Beschlussfassung noch eine textliche (und damit die Frist verlängernde) Anpassung erfolgen wird.

Artikel 22 endlich gibt vor, dass „eine oder mehrere zuständige Stellen als nationale Regulierungsbehörde“ fungieren sollen. Die Aufgaben, die dieser ggf. „verteilten“ Regulierungsbehörde zugewiesen werden, sind vielfältig. Zu nennen sind als wesentliche Tätigkeiten die Marktüberwachung des Elektrizitätsmarktes insgesamt, dann, in schlüssiger Fortführung der Artikel 16 und 19, die Festlegung der Tarifberechnungsmethoden<sup>13</sup> und ein Verlangen von Tarifierpassungen in Einzelfällen. Des Weiteren werden wichtige Vorgaben hinsichtlich Beschwerderecht gemacht, mit dem wesentlichen Inhalt, dass Einwände gegen Entscheidungen der Regulierungsbehörde keine aufschiebende Wirkung haben sollen (Sofortvollzug wie auch in der EnWG-Novelle vorgesehen), und zu einer aufgabengemäßen Ausstattung der Regulierungsbehörde.

### **2.3 Inhalte der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel**

Mit der direkt wirkenden Verordnung<sup>14</sup> stellt die Kommission den europäischen Strombinnenmarkt und seine Aspekte grenzüberschreitender Stromaustausch und Engpassmanagement an den Grenzkuppelstellen in den Vordergrund. Ein weiterer Aspekt, der nicht so sehr betont wird, aber im Rahmen der vorliegenden Studie gleiches Gewicht erhalten kann, liegt in der Harmonisierung der Netzzugangsbedingungen in den Mitgliedsstaaten. Diese grundlegenden Regelungsinhalte beschreibt Artikel 1; Artikel 2 gibt eine Reihe von Definitionen, darunter die des „grenzüberschreitenden Stromflusses“ als das „Durchleiten eines physikalischen Leistungsflusses durch ein Übertragungsnetz eines Mitgliedsstaates aufgrund der Tätigkeit von Erzeuger oder Verbrauchern außerhalb dieses Mitgliedsstaates“<sup>15</sup>.

---

<sup>13</sup> Dies ist einer der Punkte, in denen die gescheiterte Novelle des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes den Anforderungen einer novellierten Richtlinie noch nicht Genüge getan hätte, da derzeit in Deutschland der Kalkulationsleitfaden durch die Verbände verhandelt wird und dann durch den Bundestag als Gesetzgeber verbindlich gemacht werden soll. Die Novelle der EU-Richtlinie ordnet diese Kompetenz aber eindeutig der Regulierungsbehörde zu.

<sup>14</sup> Die genaue Bezeichnung lautet „Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel“.

<sup>15</sup> Diese etwas unglückliche Definition, die letztlich die gesamten physikalischen Stromflüsse über die Grenzkuppelstellen hinweg umfasst (also jeweils Maximalwerte der Importe oder Exporte), wurde auch von der dänischen Präsidentschaft beibehalten. Diese hat jedoch unter der Bezeichnung „Transit“ eine zusätzliche Definition beigefügt, die diejenigen physikalischen Stromflüsse umfasst, die ausschließlich auf die Aktivitäten von Erzeugern und Verbrauchern außerhalb eines Mitgliedsstaates zurückzuführen sind.

Artikel 3 beschreibt den „Inter TSO Compensation Mechanism“, also den Ausgleichsmechanismus, nach dem die Übertragungsnetzbetreiber einen Ausgleich für die Kosten erhalten sollen, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse über ihr Netz entstehen (externe Netznutzung). Artikel 3 präzisiert im Weiteren, dass dieser Ausgleich jeweils von den Übertragungsnetzbetreibern geleistet werden soll, aus denen diese grenzüberschreitenden Stromflüsse stammen und/oder in denen sie enden. Von großer Bedeutung ist Absatz 4 dieses Artikels 3, der in knappen Worten der Kommission die entscheidenden Kompetenzen zuweist: „Die Kommission entscheidet ... über die zu leistenden Ausgleichszahlungen.“ Absatz 5 legt fest, dass die Mengenbestimmung auf der Grundlage der gemessenen physikalischen Flüsse zu erfolgen hat, Absatz 6 bestimmt als Kostengrundlage die langfristigen Zusatzkosten für Verlustausgleich, Neuinvestitionen und Anteile der bestehenden Infrastruktur.

In Artikel 4 der Verordnung werden, ähnlich den Vorgaben der Richtlinie, als Grundlagen für den Netzzugang transparente, diskriminierungsfreie und entfernungsunabhängige Netznutzungsentgelte genannt. Diese sollen zu größeren Teilen der Entnahme zugeordnet werden (L-Komponente), die Verordnung schließt aber auch einspeiseseitige Netznutzungsentgelte nicht ausdrücklich aus. Zum Thema Allokationssignale steht in Artikel 4, Abs. 2: „Gegebenfalls müssen von der Höhe der den Erzeugern und/oder Verbrauchern berechneten Entgelte ortsabhängige Preissignale ausgehen und diese den Umfang der verursachten Netzverluste und -engpässe berücksichtigen.“

Die weiteren Bestimmungen des Artikels 4 sehen vor, dass die im Rahmen des Ausgleichsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern geleisteten Zahlungen und verbuchten Einnahmen bei der Festsetzung der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen sind.

Absatz 4 des Artikels 4 lautet: „Sind geeignete und wirksame Preissignale gemäß Absatz 2 (d. h. die genannten Allokationssignale) vorhanden, werden die den Erzeugern und Verbrauchern für den Zugang zu den nationalen Netzen in Rechnung gestellten Entgelte unabhängig von dem in dem zugrunde liegenden Geschäftsvertrag genannten Herkunfts- bzw. Bestimmungsland des Stroms berechnet.“ Diese Formulierung wird gelegentlich dahingehend interpretiert, dass nur unter der Voraussetzung, dass bereits ein ausgereiftes System von Allokationssignalen gelte, auf die derzeit erhobene T-Komponente des ETSO-Mechanismus verzichtet werden müsse. Demgegenüber stellt aber Absatz 5 des Artikels 4 unmissverständlich klar: „Auf einzelne Stromtransittransaktionen wird kein besonderes Netzentgelt erhoben.“

Artikel 5 macht allgemeine Vorgaben für die Informations- und Managementpflichten der Übertragungsnetzbetreiber für die Berechnung und Veröffentlichung von Verbindungskapazitäten bzw. Engpässe. Artikel 6 beschreibt darauf aufbauend allgemeine Leitlinien für das Engpassmanagement: Festgelegt wird der Vorrang diskriminierungsfreier, marktorientierter Lösungen, von denen wirksame wirtschaftliche Signale an die Marktteilnehmer und beteiligten Übertragungsnetzbetreiber ausgehen sollen. Dabei haben Maßnahmen zur Behebung eines Netzengpasses (Counter Trading und Redispatching) Vorrang vor der Bewirtschaftung bzw. Zuteilung der verbliebenen knappen Kapazitäten. Eine Kürzung einmal zugeteilter Kapazitäten solle es nur in Fällen höherer Gewalt geben. Ein Zurückbehaltungsrecht des Netzbetreibers für bestimmte Kapazitätsanteile wird ausgeschlossen, mit Ausnahme von

Sicherheitsstandards. Das in Absatz 4 von Artikel 6 festgelegte Prinzip „use it or loose it“ steht in einem gewissen Widerspruch zu den Vorgaben der Leitlinien (siehe dazu weiter unten), in denen die Möglichkeit vorgeschrieben wird, Kapazitätsrechte auf einem Sekundärmarkt zu handeln. Mit Blick auf die Einnahmen, die die Übertragungsnetzbetreiber durch die Vergabe knapper Kapazitäten erzielen, macht die Kommission in der Verordnung die Vorgabe, dass diese für die Sicherung der vergebenen Kapazitäten verwendet werden sollen, oder für die Beschaffung neuer Übertragungskapazitäten oder aber für die Absenkung der Netzentgelte (und hier im Bezug zur Richtlinie, dort die Artikel 16 und 22).

Im Weiteren werden recht detailliert Ausnahmeregelungen für Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen vorgesehen. Artikel 7 ist dann (in Verbindung mit Artikel 12 und der Entscheidung des Rats vom 28.06.1999 (1999/468/EC), die auf Artikel 202 des Vertrags basiert) der Schritt in eine weitere Dynamik des Prozesses auf europäischer Ebene. Zunächst werden in Artikel 7 Leitlinien eingeführt, die von der Kommission erlassen und verändert werden können. Artikel 7, Absatz 1 behandelt Leitlinien zum Ausgleichsmechanismus und macht über die grundlegenden Festlegungen des Artikels 3 schon sehr detaillierte Vorgaben zu den Detailregelungen in Leitlinien zu grenzüberschreitenden Stromflüssen, wie beispielsweise Ermittlung der Ausgleichszahlungen, Zahlungsverfahren, Mengen- und Kostenermittlung.

Im zweiten Absatz des Artikels 7 wird auf noch zu erlassende Leitlinien für die Harmonisierung verwiesen. Die Vorgaben hierzu sind weniger detailliert und gehen in Richtung einer schrittweisen Harmonisierung, einschließlich der Einbeziehung des Ausgleichs zwischen Übertragungsnetzbetreiber in die nationalen Netznutzungsentgelte<sup>16</sup>. Hierin bestehen die entscheidenden Vorgaben mit Blick auf die Vereinheitlichung des Verhältnisses G:L, allerdings ohne jede konkrete Vorgabe zur genauen Schlüsselung.

Der dritte Absatz in Artikel 7 verweist schließlich in knapper Form auf die bereits vorliegenden Leitlinien zum Engpassmanagement. In Artikel 8 werden die nationalen Regierungsbehörden auf die Einhaltung der gemäß Artikel 7 durch die Kommission erlassenen Leitlinien verpflichtet. Die Artikel 9, 10 und 11 behandeln des Weiteren Informationspflichten und Ausstattung der nationalen Regierungsbehörden, detailliertere mitgliedstaatliche Regelungen sowie „wirksame, verhältnismäßige und abschreckende Sanktionen“.

Artikel 12 schließlich nimmt den Verweis auf die Entscheidung des Rates mit der Ausgestaltung des Komitologieverfahrens vor. Zunächst soll gemäß Abs. 1 ein Ausschuss eingerichtet werden, der jeweils mit einem Mitglied je Mitgliedsstaat besetzt ist, unter dem Vorsitz eines Vertreters der Kommission. Im Weiteren werden die Artikel 5 und 7 bzw. die Artikel 3 und 7 des Beschlusses 1999/468/EG bemüht. Damit erfolgt ein Zugriff auf die sog. „Advisory Procedure“ (mit Artikel 3 des Beschlusses bzw. Artikel 12, Abs. 4 der Verordnung) bzw. auf die „Regulatory Procedure“ (mit Artikel 5 des Beschlusses bzw. Artikel 12, Abs. 2 der Ver-

---

<sup>16</sup> Die Texte der dänischen Präsidentschaft greifen an dieser Stelle bereits explizit auf die Allokationssignale auf.

ordnung). Nach beiden vordefinierten Prozeduren der genannten Entscheidung wird – wie auch in Artikel 12, Abs. 1 der Verordnung festgelegt – ein Komitee mit Vertretern aller Mitgliedsstaaten unter dem Vorsitz der Kommission gebildet. (Die Verweise auf Artikel 12, Absätze 2 und 4 finden sich in den Artikeln 3 (Ausgleichszahlungen → Advisory Procedure) bzw. Art. 7 (Leitlinien → Regulatory Procedure.)

Nach der Advisory Procedure wird dieses Komitee seitens der Kommission zu geplanten Maßnahmen befragt und soll hierzu innerhalb einer vorgegebener Zeit seine Meinung äußern, die dann in der weiteren Beschlussfassung durch die Kommission soweit wie möglich berücksichtigt werden soll. Die Kommission muss dann das Komitee darüber unterrichten, inwieweit die vom Komitee geäußerte Meinung in die abschließende Beschlussfassung der Kommission eingegangen ist, ohne dass die Advisory Procedure dem Komitee noch explizite Mitentscheidungsbefugnisse zugestehen würde.

Die Regulatory Procedure startet mit den gleichen Verfahrensschritten, also einer Information des Komitees über die geplanten Maßnahmen der Kommission und einer Stellungnahme hierzu. Für diese Stellungnahme sind aber Abstimmungsverfahrenregeln vorgegeben, die sich an denen orientieren, die auch für den Rat gelten, wenn dieser auf einen Vorschlag der Kommission mit qualifizierter Mehrheit zu entscheiden hat (Verweis auf Artikel 205 des EG-Vertrags). Stimmt das Komitee unter diesen Mehrheitsfindungsregeln zu, kann die Kommission die vorgeschlagenen Entscheidungen treffen bzw. die Maßnahmen in die Tat umsetzen. Stimmt das Komitee hingegen nicht zu, wird das Vorhaben – unter Befragung auch des Europäischen Parlaments – zur weiteren Behandlung an den Rat verwiesen.

Die weiteren Regelungen der Verordnung in Artikel 13 und 14 behandeln die Berichterstattung der Kommission und das Inkrafttreten (am 20. Tag nach Veröffentlichung). Die Leitlinien für das Engpassmanagement (im Anhang) detaillieren die allgemeineren Vorgaben aus Artikel 6. Dabei geht die Kommission in ihren Vorschlägen auf die Behandlung langfristiger Verträge, Informationspflichten, Grundsätze der Methoden für das Engpassmanagement sowie die Handhabung expliziter Auktionen (inkl. Sekundärmarkt für Kapazitätsrechte) ein.

## **2.4 Struktur und Aktivitäten des CEER**

Der CEER (Council of European Energy Regulators) verfügt derzeit noch nicht über eine europäische Rechtsgrundlage für seine Aktivitäten. Aus ihm dürfte aber mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit das Komitee gemäß Artikel 12 der Verordnung hervorgehen. Bisher begleitete der CEER die Prozesse von Florenz und Madrid betreffend den europäischen Netzzugang im Strom bzw. Gas auf informeller Basis, soweit europäische rechtliche Belange angesprochen waren (in den Mitgliedsstaaten verfügen die jeweiligen Regulatoren selbstverständlich über eine Rechtsgrundlage für ihr Tun).

Da die Mitgliedsländer derzeit im CEER und künftig im Komitee gemäß Artikel 12 der Verordnung durch ihre jeweiligen Regulatoren vertreten sind, und Deutschland in den Prozessen Florenz und Madrid nicht dementsprechend vertreten war, erhebt sich die Frage, welche Institution künftig aus deutscher Sicht den entsprechenden Platz einnehmen soll. Wahr-

scheinlichster Kandidat hierfür ist das Bundeskartellamt, da bei diesem mit größter Wahrscheinlichkeit die exekutiven Befugnisse, insbesondere der Sofortvollzug der entsprechenden Entscheidungen, liegen werden. Möglich wäre aber auch eine entsprechende Tätigkeit einer aufgewerteten Task Force im Bundeswirtschaftsministerium. Eine entsprechende Funktion der NARA (Negociated Network Access Regime Agency) kann ausgeschlossen werden, da diese nicht die Bedingungen der Richtlinien (Artikel 22) erfüllen würde, von der Stromwirtschaft unabhängig zu sein.

Der CEER war im bisherigen Verlauf der Prozesse von Florenz und Madrid der wesentliche Gegenpol zu ETSO bzw. GTE. Er hat vier Arbeitsgruppen gebildet, die sich wie folgt thematisch zuordnen lassen:

- Inter TSO Payment Mechanism
- Congestion Management
- G and L System Tariffication
- Energy Infrastructure

Wesentliche Meilensteine seines bisherigen Wirkens waren 14 Leitlinien aus dem Januar 2001, eine aktualisierte Agenda vom Dezember 2001 und ein Positionspapier vom Februar 2002, die jeweils die grenzüberschreitenden Tarifierungsregelungen und Engpassmanagement als Fokus hatten. Aber auch eine Benchmarking-Studie (zum Thema Versorgungszuverlässigkeit) wurde vom CEER bereits veröffentlicht.

## **2.5 Zwischenfazit zu den Auswirkungen der EU-Energierrechtsnovelle**

Die Vorgaben aus Brüssel werden weitreichende Auswirkungen auf die Systematik des Netzzugangs und der Netznutzungsentgelte, die Stellung von Erzeugern in Deutschland und die Behandlung dezentraler Einspeisung im Besonderen haben. Ferner sind auch die Aspekte Handel und Beschaffung betroffen. Die wesentlichen Auswirkungen rühren erwartungsgemäß aus der Richtlinie, und zwar in Bezug auf die Fragestellungen Regulierung, Regulierungsbehörde und Entflechtung der Unternehmensteile. Hier ist für Unternehmen ab 100.000 angeschlossener Kunden mit erheblichem Handlungsdruck zu rechnen.

Weitergehende Auswirkungen folgen aber insbesondere auch aus der Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel, obwohl sie, insbesondere was die Harmonisierung der Netznutzungsregelungen in den Mitgliedsstaaten angeht, hier kaum zu vermuten sind. Durch die Verlagerung weitreichender Kompetenzen auf die Kommission und ein Komitee, das mit höchster Wahrscheinlichkeit aus dem CEER hervorgehen dürfte, ist hier für die nahe Zukunft eine erhebliche Dynamisierung der Entwicklung auf europäischer Ebene zu erwarten. Die bisherigen Vorschläge des CEER lassen vermuten, dass eine Harmonisierung bei entsprechender Rechtslage rasch vorangetrieben werden dürfte. Eine solche Situation dürfte sich noch im Jahr 2003 einstellen, da mit einer Verabschiedung der novellierten Richtlinie und der Verordnung im Nachgang zum EU-Ministerratstreffen am 25.11.2002, spätestens zum Früh-

jahrgipfel 2003 zu rechnen ist. Für Richtlinie und Verordnung gilt dann eine Frist bis zu ihrer Geltung von 20 Tagen nach Veröffentlichung. Für die Richtlinie gilt voraussichtlich eine Frist von einem weiteren Jahr für die Umsetzung in nationales Recht.<sup>17</sup>

Während die Themen Grenzübergangstarifizierung bzw. Ausgleichsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und Engpassmanagement von der Verordnung direkt geregelt werden, sind die Vorgaben für die Harmonisierung (Entgeltstruktur im Verhältnis G zu L und Allokationssignale) eher auf indirektem Wege zu erwarten, und zwar über die Schritte Verordnung, Verabschiedung von Leitlinien im Komitologieverfahren durch Kommission und Komitee (CEER) und Verpflichtungen der nationalen Regulierungsbehörden.

---

<sup>17</sup> Für eine Übergangszeit kann dies zu einer inkonsistenten Rechtslage auf europäischer Ebene führen, wenn die Verordnung bereits Geltung entfalten würde, während z. B. die Regulierungsbehörde, die sie zu bestimmten Tätigkeiten verpflichtet, noch gar nicht besteht. Dies könnte der Fall sein, wenn beispielsweise ein Mitgliedsstaat die Richtlinie und damit die Einrichtung einer Regulierungsbehörde noch nicht umgesetzt hat.

### **3 Status quo: Netztarife und Engpässe in Europa**

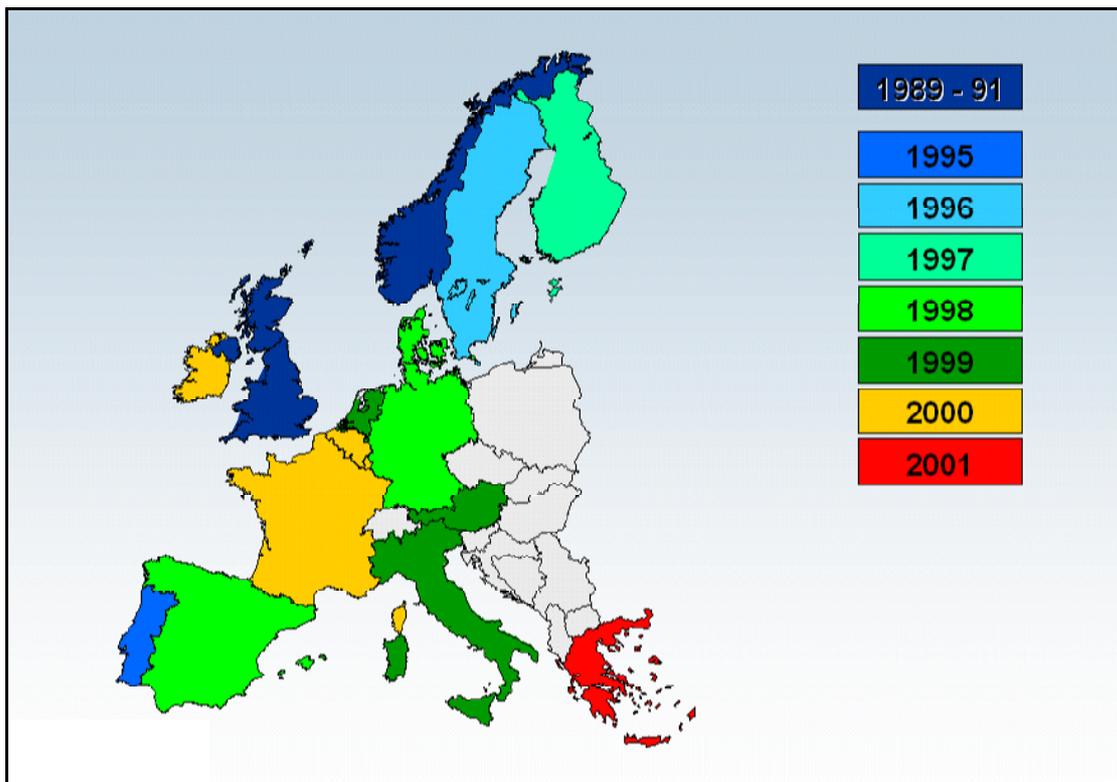
In der europäischen Union existiert seit geraumer Zeit eine enge Zusammenarbeit im Bereich der nationalen Übertragungsnetzbetreiber für elektrische Energie. Die auf dem Festland befindlichen Kernländer der EU sind in der Organisation der UCTE verbunden. Auch in den benachbarten Gebieten existieren entsprechende Blöcke der nationalen Übertragungsnetzbetreiber, die z. T. mit dem Netzverbund der UTCE synchron geschaltet sind: Die östlichen Nachbarländer bilden die CENTREL, die skandinavischen Länder die NORDEL, die nordafrikanischen Staaten gehören zur COMELEC. Eine Sonderstellung nehmen in diesem Zusammenhang die Britischen Inseln ein.

#### **3.1 Marktöffnung in den europäischen Staaten**

Verengt man den Fokus der Betrachtung auf die Nachbarn Deutschlands innerhalb Europas, ist zunächst Art und Umfang der Marktöffnung in diesen Ländern von Interesse. Hier befinden sich die in Rede stehenden Nationen in sehr verschiedenen Stadien der Öffnung. Die Vorreiter der Öffnung waren Großbritannien und Norwegen, die bereits vor 1991 mit diesem Prozess begonnen haben, gefolgt von den übrigen skandinavischen Staaten sowie Deutschland und Spanien, die bis 1998 folgten. Die übrigen Staaten haben inzwischen ebenfalls die Liberalisierung der Strommärkte eingeleitet.

Entsprechend unterschiedlich stellt sich der derzeitige Grad der Marktöffnung dar: Von einer 100 %igen Öffnung kann in den skandinavischen Ländern, de lege auch in Deutschland, Österreich, England und Schottland gesprochen werden. Die übrigen Märkte sind teilweise, also z. B. für Kunden oberhalb einer bestimmten Jahres-Arbeitsmenge geöffnet. In der Schweiz, die geographisch mitten im betrachteten Gebiet liegt, wurde über die Öffnung in diesen Tagen per Volksbefragung ablehnend entschieden (22. September 2002).

In allen genannten Ländern mit begonnener Marktöffnung mit Ausnahme der Bundesrepublik Deutschland wurde ein Regulator zur Überwachung der Märkte eingesetzt. In allen liberalisierten Ländern außer Griechenland, Belgien und Luxemburg existiert ein börslicher Stromhandel oder ist für die nahe Zukunft geplant.



[Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Angaben des IAEW RWTH Aachen]

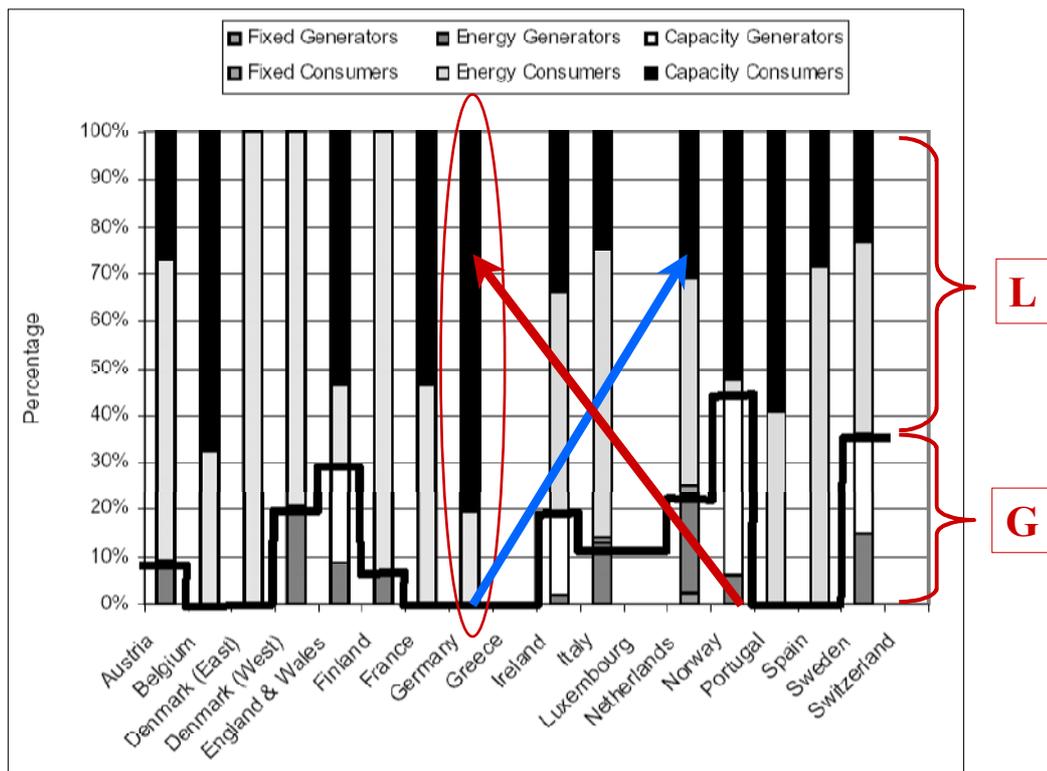
**Abbildung 1: Zeitpunkt der Marktöffnung**

### 3.2 Struktur der Netznutzungsentgelte in den europäischen Staaten

Betrachtet man die Struktur der Netznutzungsentgelte innerhalb der europäischen Länder, kann man zunächst die Unterscheidung nach der Kostenzuordnung zum Erzeuger (G für „Generation“) oder zum Verbraucher (L für „Load“) treffen. In Spanien, Portugal, Frankreich, Belgien, Luxemburg und Deutschland werden die Netzkosten direkt zu 100 % dem Verbraucher zugewälzt. In den übrigen betrachteten Ländern existiert eine verschieden stark ausgeprägte G-Komponente. Sowohl die G- als auch die L-Komponente kann in Abhängigkeit von der Last (Capacity), der Arbeit (Energy), als Fixbestandteil oder als Mischform dieser Komponenten erhoben werden. Hierin unterscheiden sich die betrachteten Staaten ebenfalls.

Des Weiteren existiert in manchen Ländern eine regionale Differenzierung der Netznutzungsentgelte (Norwegen, Schweden, Italien, Großbritannien).

Aus der Unterschiedlichkeit der Systematik der Netznutzungsentgelte resultiert eine Marktverzerrung, wie an der folgenden Darstellung erläutert werden soll:



[Quelle: IIT, Univ. Comillas]

## Abbildung 2: Aufteilung der Netznutzungsentgelte

Abbildung 2 zeigt die prozentuale Aufteilung der nationalen Netznutzungsentgelte auf die Hauptbestandteile G und L sowie die Aufteilung innerhalb dieser in fixe sowie leistungs- und arbeitsabhängige Bestandteile.

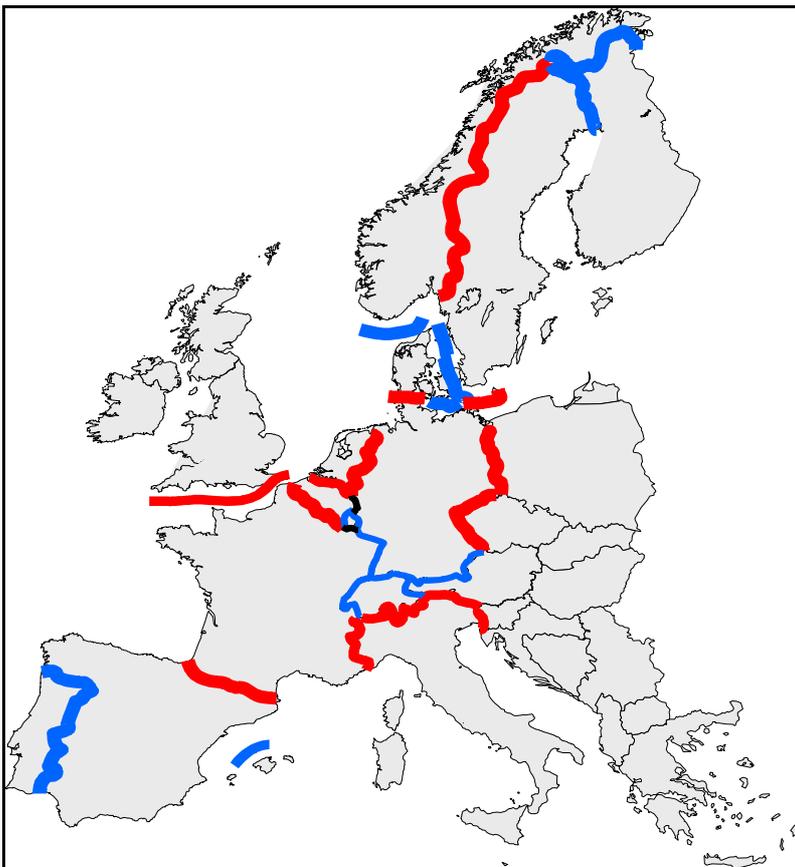
Die farbigen Pfeile symbolisieren Handelsgeschäfte von einem der betrachteten Länder in ein anderes. Wird z. B., wie durch den blauen Pfeil dargestellt, ein Geschäft von Deutschland in die Niederlande durchgeführt, so werden auf der Erzeugerseite keine Netznutzungsentgelte fällig, auf der Verbraucherseite etwa 76 % der nationalen Übertragungsnetzentgelte, nämlich nur der L-Anteil.

Wird hingegen ein Geschäft von Norwegen nach Deutschland durchgeführt (roter Pfeil), so werden im Erzeugerland bereits ca. 45 % der nationalen Übertragungsnetzentgelte fällig (der G-Anteil), im Empfängerland nochmals 100 % (der L-Anteil).

Unterstellt man vereinfachend Übertragungsnetzkosten in gleicher Höhe in beiden Ländern, würden bei Geschäft 2 verglichen zu Geschäft 1 etwa die 1,9fachen Netznutzungsentgelte anfallen.

### 3.3 Behandlung von Engpässen

Begrenzte Übertragungskapazitäten der internationalen Kuppelstellen und ihre Bewirtschaftung schränken den europäischen Strombinnenmarkt an vielen Stellen ein. Ursprünglich wurden die nationalen Übertragungsnetze nicht für weiträumige Stromtransporte und -handelsgeschäfte verbunden, sondern um eine erhöhte Versorgungssicherheit zu gewährleisten, insbesondere im Hinblick auf die Regelenergie. Daher bestehen solche Engpässe heute an vielen Grenzen, wie die nachfolgende Abbildung zeigt (Engpässe sind rot dargestellt):



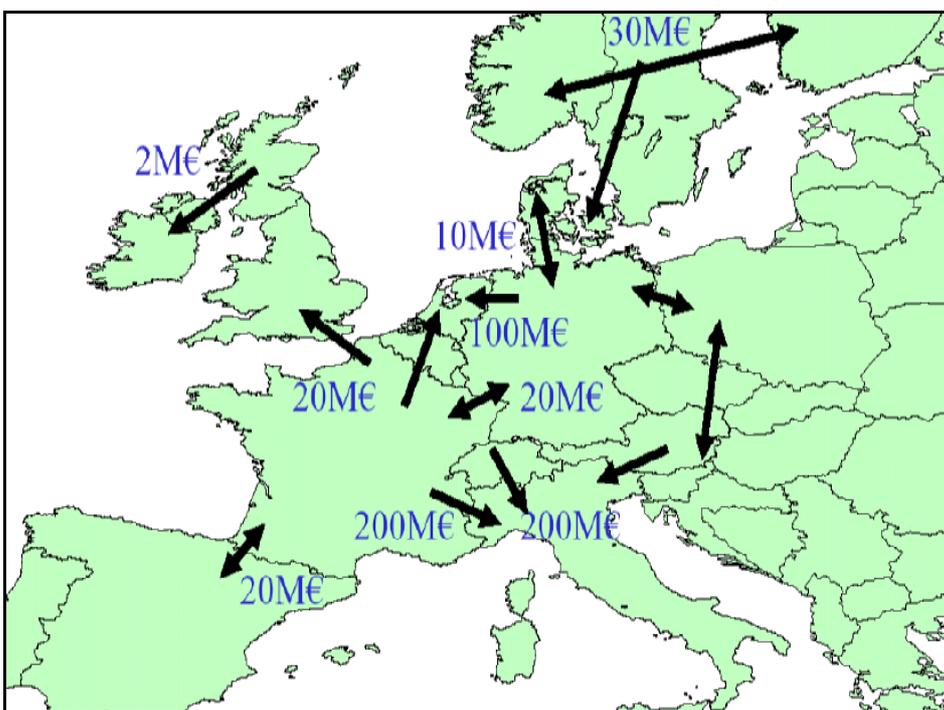
[Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Angaben der Eurelectric]

#### Abbildung 3: Engpässe in Europa

An den rot markierten Grenzen bestehen – dauerhaft oder zeitweise – Engpässe. Besonders betroffen ist der Energietransport nach Italien und in die Niederlande, sowie aus den osteuropäischen Ländern nach Deutschland. Auch die Verbindungen zu den skandinavischen Ländern sind z. T. ausgelastet.

Im Falle eines Engpasses muss die zur Verfügung stehende Kapazität auf die Interessenten aufgeteilt werden. Hierzu kommen unterschiedliche Verfahren des Engpassmanagements zum Einsatz, die in Abschnitt 4.1 erläutert werden sollen. Allgemein ist ein marktgerechtes Verfahren der Vergabe bzw. Bewertung der Übertragungskapazitäten anzustreben, da andere (willkürliche oder andere nicht marktorientierte Verfahren) der allgemeinen Zugänglichkeit der Kapazitäten und ihrer effizienten Nutzung entgegen stünden.

Im Bereich der Netzengpässe wird ein erhebliches Finanzvolumen bewegt. Die genauen Zahlen sind nicht bekannt, jedoch lässt sich auf Grund von Schätzungen der EU das Volumen mit 600 bis 700 Mio. € pro Jahr nach unten abgrenzen. Die folgende Grafik zeigt die ungefähre Aufteilung auf die europäischen Grenzen:



[Quelle: EU]

**Abbildung 4: Finanzvolumen aus Congestion Management 2001**

Aus der Darstellung ist klar abzulesen, dass die genannten 600 bis 700 Mio. €/a eine untere Abschätzung sind: Diverse Grenzen, etwa die zwischen Deutschland und seinen östlichen Nachbarn, zwischen Österreich und Italien und einige weitere, sind nicht markiert und/oder nicht beschriftet. Das tatsächliche Finanzvolumen aus dem Congestion Management wird daher noch deutlich höher liegen.

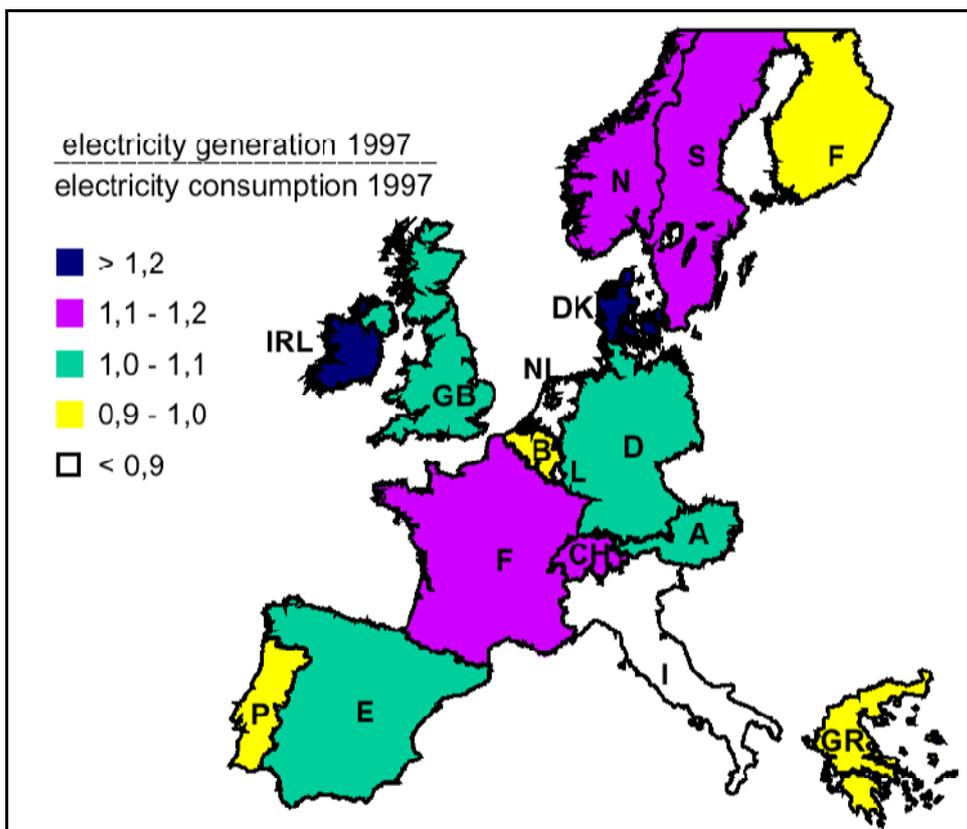
Vergleicht man das resultierende Volumen in der Größenordnung von sicherlich einer Milliarde € mit dem ETSO-Kompensationsfonds in Höhe von 200 Mio. €, wird die enorme Bedeutung des Engpassmanagements deutlich.

Eine langfristige Lösung dieses Problems strebt die EU-Kommission zwar an und betreibt zu diesem Zweck das Projekt 'Trans European Networks', mit dem die internationalen Austauschkapazitäten auf jeweils 10 % der inländisch installierten Erzeugungskapazitäten aufgestockt werden sollen. Der Zeithorizont für solche Maßnahmen liegt aber nicht unter einem Bereich von fünf bis zehn Jahren.

### 3.4 Grenzüberschreitende Stromflüsse

Die Im- und Exporte elektrischer Energie sind dementsprechend weitaus geringer als bei anderen Wirtschaftsgütern. Auch bei vergleichsweise starken Export- oder Importländern wie Frankreich oder Italien liegen sie nicht über 20 % der nationalen Erzeugung oder des nationalen Verbrauchs. Deutschlands Saldo ist fast ausgeglichen (2000: Import: 44.900 GWh, Export: 42.800 GWh, bei einem Gesamtverbrauch von 521 TWh). Dennoch existieren an den einzelnen Grenzen nennenswerte Flüsse. Besonders der Export in die Niederlande (17.800 GWh) und die Schweiz (10.400 GWh) sowie der Import aus Frankreich (15.300 GWh) fallen hier ins Gewicht. Betrachtet man diese Zahlen aber relativ zum gesamten Stromverbrauch in Deutschland (2000: 521 TWh), wird die derzeit mengenmäßig untergeordnete Bedeutung der internationalen Transporte deutlich. Der Außenhandelsaldo Deutschlands liegt bei etwa 0,4 % des Inlandsverbrauchs.

Die folgende Darstellung zeigt, auf Basis der Daten des Jahres 1997, das Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch des jeweiligen Landes und somit ein Maß für seine Export- bzw. Importtätigkeit.

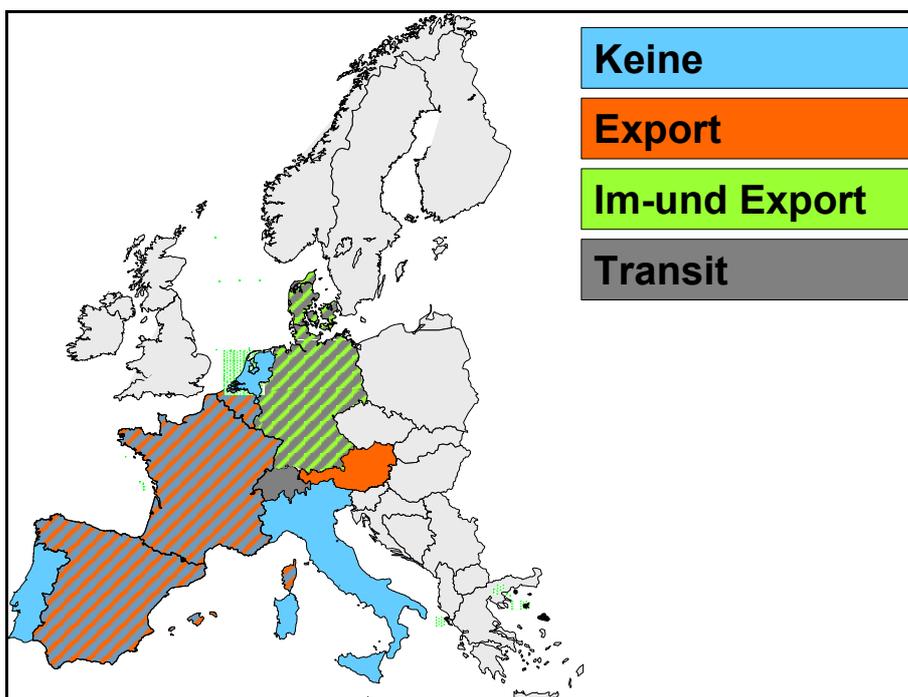


[Quelle: IAEW RWTH Aachen]

Abbildung 5: Export und Import in Europa

Neben der Betrachtung des dargestellten Quotienten ist auch das Gesamtvolumen von Interesse. So ist Frankreich mit einem Verbrauchsvolumen von ca. 420 TWh ein weitaus größerer Exporteur als etwa Irland, obschon Irland den extremeren Quotienten aufweist.

Die Gebühren für grenzübergreifende Stromflüsse werden derzeit ebenfalls in Art und Höhe national unterschiedlich gehandhabt. Prinzipiell können sie auf den Export, den Import, den Transit oder mehrere Komponenten erhoben werden. Abbildung 6 gibt einen Überblick hierüber.



[Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Angaben der ETSO]

**Abbildung 6: Gebühren auf internationale Stromtransfers**

## 4 Stand der Diskussion: Vorschläge und Regelungskonzepte

Innerhalb des nun grob beschriebenen Umfelds existieren bereits Regelungen zum Ausgleich der aus internationalen Transaktionen resultierenden Kosten. Außerdem werden verschiedene Vorschläge zur einheitlichen Regelung der Vorgänge diskutiert. Das folgende Kapitel gibt Auskunft über die bestehenden Konzepte und Vorschläge.

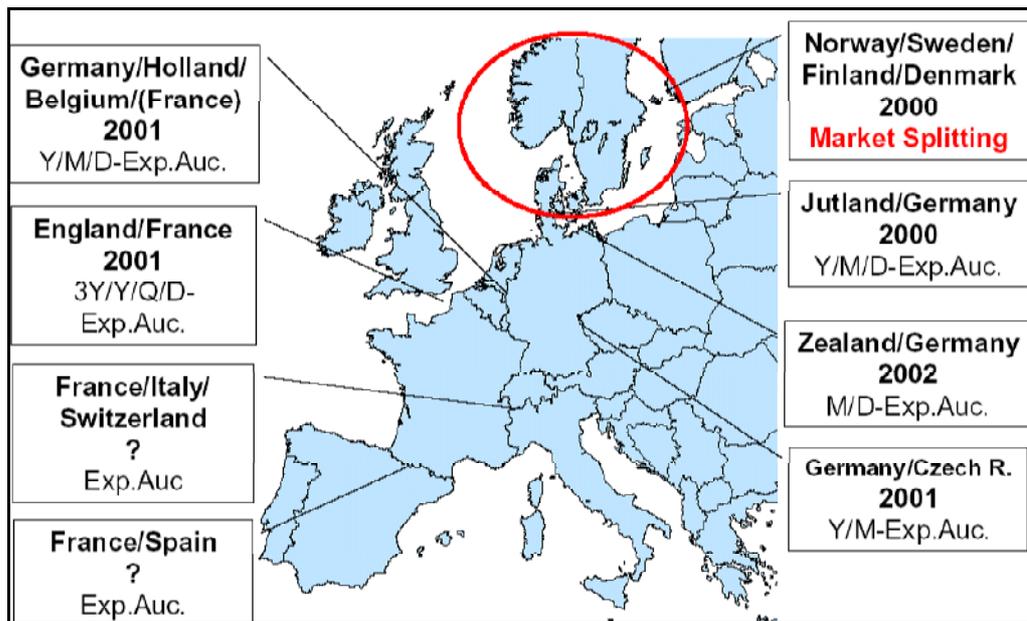
### 4.1 Engpassmanagement

Wie bereits angesprochen existieren im europäischen Netz Engpässe. Wenn auch nachvollziehbare Zahlen hierzu nicht leicht zu erheben sind, lässt sich doch auf Grund von Schätzungen der EU bereits feststellen, dass das finanzielle Volumen der Vergabe der Kuppelstellen-Kapazität das der Zahlungen an Grenzübertrittsgebühren bei weitem übersteigt. Die Bedeutung des Netzengpassmanagements ist daher enorm. Die verschiedenen Vorgehensweisen zur Zuteilung der Übertragungskapazitäten sollen im Folgenden kurz dargestellt werden.

Das einfachste Verfahren der Zuteilung von Netzkapazitäten besteht im sog. **Eigentumsvorrang**, was bedeutet, dass der Eigentümer des Netzes zunächst seine eigenen Bedürfnisse befriedigt, bevor andere Marktteilnehmer zum Zuge kommen. Dies ist allerdings nicht diskriminierungsfrei und daher in einem entwickelten Strommarkt fehl am Platze und soll somit auch im weiteren nicht Gegenstand vertiefter Betrachtungen sein. Allerdings ist dieses Prinzip weiterhin Diskussionsgegenstand, da es zum einen auch bereits an andere Kapazitätsinhaber vergebene Nutzungsrechte betrifft (analog Grandfathering) und auch über die Bemessung der verfügbaren und zu vergebenden Kapazitäten umgesetzt werden kann.

Das Verfahren „**first come, first served**“ oder auch „**Windhundprinzip**“ verteilt die Kapazitäten vorrangig an den, der zuerst seinen Bedarf anmeldet. Im „**Pro-rata-Verfahren**“ wird die knappe Netzkapazität proportional zu den angemeldeten Mengen aufgeteilt, so dass alle interessierten Marktteilnehmer gleichmäßig weniger Übertragungskapazität erhalten. Neben weiteren Verfahren haben diese gemeinsam, dass die Zuteilung mit dem Wert der Engpassnutzung nicht gekoppelt ist. Somit ist die Zuteilung nicht zwingend marktgerecht.

Eine Möglichkeit, die Netzkapazitäten entsprechend der Zahlungsbereitschaft der Marktteilnehmer und damit marktgerecht zu verteilen, liegt in der **expliziten Auktion**. In diesem Verfahren werden für einen bestimmten Zeitraum und nacheinander kaskadiert (z. B. 3 Jahre/1 Jahr/Quartal/Monat/Tag, siehe folgende Abbildung) Kapazitäten meistbietend vergeben. Dieses Verfahren findet an den meisten innereuropäischen Grenzen Anwendung, wie die folgende Abbildung zeigt.

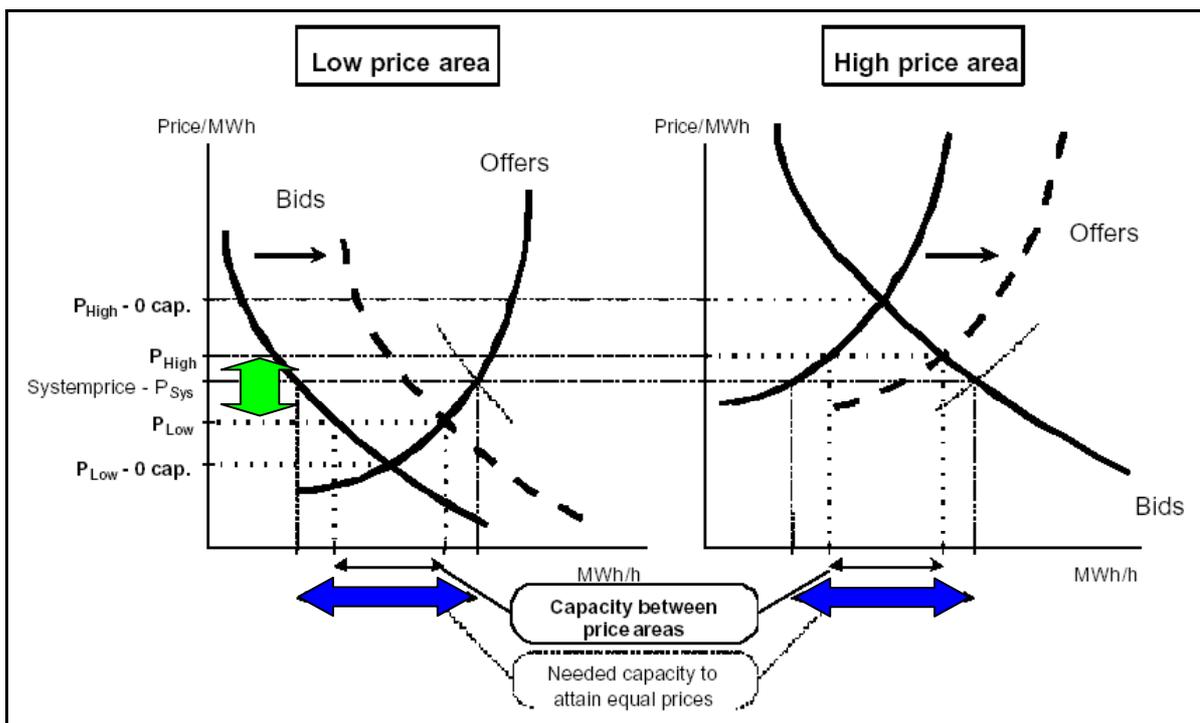


[Quelle: EU]

### Abbildung 7: Engpassbehandlung in Europa

Ein in der europäischen Energiewirtschaft bislang nur in Skandinavien eingesetztes Verfahren ist das „**Market Splitting**“, dass grob erläutert werden soll:

Geht man vereinfachend von zwei benachbarten Märkten aus, wird sich in einem der beiden ein höherer Preis einstellen als im anderen. Eine vorhandene Kuppelstelle zwischen den Märkten würde – unbegrenzte Kapazität vorausgesetzt – wieder zu einem Ausgleich der Preisen in den beiden Märkten durch einen Stromtransfer vom Niedrigpreis- in den Hochpreis-Markt führen (Market Coupling). Die notwendige Kapazität dieser Kuppelstelle lässt sich aus den Marktkreuzen ablesen (blauer Pfeil).



[Quelle: ETSO]

### Abbildung 8: Market Splitting

Die tatsächliche Kapazität der Kuppelstelle ist jedoch – es handelt sich ja um einen Engpass – geringer. Daher wird der Systempreis des gemeinsamen Marktes nicht erreicht. Jedoch lässt sich nun der Wert der Engpassbenutzung auf der Ordinate derselben Darstellung ablesen (grüner Pfeil).

Das Market Splitting stellt z. Zt. in Europa die Ausnahme dar. Dennoch handelt es sich hierbei um eine marktgerechte Methode der Kapazitätsbewertung, die auch von CEER, Europäischer Kommission und Händlern begrüßt wird. Positive Erfahrungen hierzu liegen aus dem Bereich der Strombörse NordPool vor. Als Voraussetzung hierfür muss allerdings beiderseits des Engpasses eine funktionierende Strombörse bestehen, über die die Engpassbewertung vorgenommen werden kann.

In Skandinavien sind die Verhältnisse sogar so, dass eine Börse Handelsplätze für alle Teilmärkte betreibt und der gesamte grenzüberschreitende Stromhandel über NordPool abgewickelt wird, bilaterale Handelsgeschäfte über die Grenzen hinweg also nicht möglich sind. Diese Voraussetzungen liegen in Kontinentaleuropa nicht vor und sind auch für die nahe Zukunft nicht zu erwarten.

Allerdings gibt es durchaus Ansätze, durch eine Kooperation verschiedener Börsen eine Engpassbewertung auf Basis von Teilen der grenzüberschreitenden Handelsmengen mit einem angepassten Market Splitting vorzunehmen. Dazu werden durch eine stufenweise Zusammenfassung der getrennten Marktkreuze (Market Coupling) Nachfragekurven für die Engpasskapazitäten gebildet. Diese werden wiederum mit Angebotskurven für die Engpasskapazitäten gekreuzt, die für bilaterale Handelsgeschäfte genutzt werden sollen (solche Angebotskurven werden bereits heute in den expliziten Auktionen gebildet). Der damit ge-

fundene Kreuzungspunkt bestimmt die Aufteilung der Engpasskapazität auf den börslichen und den außerbörslichen Stromhandel. Mit dieser Hybridform von impliziter und expliziter Auktion können die Vorteile des Market Splitting mit der Möglichkeit bilateralen Handels verbunden werden.<sup>18</sup>

Neben den Verfahren der Engpassbewirtschaftung sind noch die der Engpassvermeidung zu nennen. Sie werden hier nach dem Engpassmanagement behandelt, müssen in der Priorität und im Zeitablauf aber vor diesem stehen, um das Auftreten von Engpässen zu minimieren und die ggf. zu vergebenden Kapazitäten zu maximieren.

Als „**Countertrading**“ bezeichnet man die Aktivitäten eines Übertragungsnetzbetreibers, Geschäfte beiderseits eines Engpasses so zu koordinieren, dass sich die gegenläufigen Ströme über den Engpass aufheben. Im Falle eines Engpasses kommen also nur noch Geschäfte über den Engpass zu Stande, für die ein aufhebendes Gegengeschäft existiert. Kosten, die dem Übertragungsnetzbetreiber hierdurch entstehen, werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.

Beim „**Redispatching**“ werden nicht die Handelsgeschäfte beeinflusst, sondern der Kraftwerkseinsatz (Dispatching), der sich aus der jeweiligen Wettbewerbsposition der Kraftwerke ergeben würde (merit order), an die Anforderungen des Netzes und die bestehenden oder drohenden Engpässe angepasst. Auch hier kann der Übertragungsnetzbetreiber die damit verbundenen Kosten auf die Netznutzungsentgelte umrechnen.

Eine Koordinierung dieser Tätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber über mehrere Übertragungsnetze und Engpassstellen hinweg (Co-ordinated Cross Border Redispatch) verbessert die Handlungsspielräume der Übertragungsnetzbetreiber, verringert die Beeinträchtigungen für den Handel und senkt die anfallenden Kosten.

## 4.2 Harmonisierung der Netznutzungsentgelte

Im Zuge der europäischen Harmonisierung der Energiemärkte ist auch die Harmonisierung der G- und L-Komponente geplant. Damit soll die Wettbewerbsverzerrung eliminiert werden, die heute für unterschiedliche Lieferbeziehungen auftritt, wenn die Kosten für die Übertragungsnetze in den jeweiligen Ländern sehr unterschiedlich gehandhabt werden (vgl. Abschnitt 3.2).

Die Harmonisierung dieser Aufteilung der Übertragungsnetzkosten kann nach unterschiedlichen Kriterien erfolgen. Aus Skandinavien oder Großbritannien sind prozentuale Vorgaben bekannt, die europaweit Anwendung finden könnten, beispielsweise in einer Aufteilung auf Verbraucher und Erzeuger z. B. zu L = 75 % und G = 25 %. Daraus würden sich bei unterschiedlich hohen Übertragungsnetzkosten dann unterschiedlich hohe Einspeiseentgelte

---

<sup>18</sup> Dies belegt auch ausführlich die Studie 'Reconciliation of market splitting with co-ordinated auction concepts' der ETSO vom Februar 2002.

errechnen, die dem Gedanken der Harmonisierung zur Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen für alle Erzeuger in gewissem Sinne zuwiderliegen.

Eine andere Möglichkeit besteht in der absoluten Festlegung einer europaweit einheitlichen G-Komponente, beispielsweise auf 1,5 €/MWh. Damit würden dann in verschiedenen Ländern zu unterschiedlichen Anteilen die Kosten für die Übertragungsnetze abgedeckt und die Verbraucher entsprechend unterschiedlich stark entlastet. Dies ist eine Folge, die die Frage nach der Verursachungsgerechtigkeit eines solchen Vorgehens aufwirft, allerdings die Verzerrungen für den Erzeugerwettbewerb eliminiert.

Harmonisierte man dahingehend, dass die G-Komponente den Wert 0 annimmt, könnte die Diskussion um absolute oder relative Werte entfallen.

Während eine europäische Harmonisierung an sich im Sinne gleicher Wettbewerbsbedingungen erforderlich ist, kann eine genaue Festlegung auf einen absoluten oder prozentualen Wert mit dieser Betrachtung nicht abgeleitet werden. Diese hier beispielhaft genannten Zahlenwerte sind aber derzeit Gegenstand aktueller Diskussionen auf europäischer Ebene.

Für die bereits angesprochene Harmonisierung der G-Komponente auf null sprechen aber zahlreiche Gründe, auf die in Abschnitt 4.3 genauer eingegangen wird.

### **4.3 Allokationssignale**

Ein weiterer Regelungsgegenstand der EU-Verordnung sind Allokationssignale bzw. „Locational Signals“ oder „Siting Signals“. Sie werden in der Fachdiskussion gemeinhin mit der oben beschriebenen G-Komponente verknüpft, obwohl dies sachlich nicht zwingend ist. Zu unterscheiden ist, dass mit der G-Komponente grundsätzlich die Kosten des Übertragungsnetzes zu Teilen den Einspeisern zugeordnet werden („basic G“). Sinn und Zweck ist hier die Kostentragung.

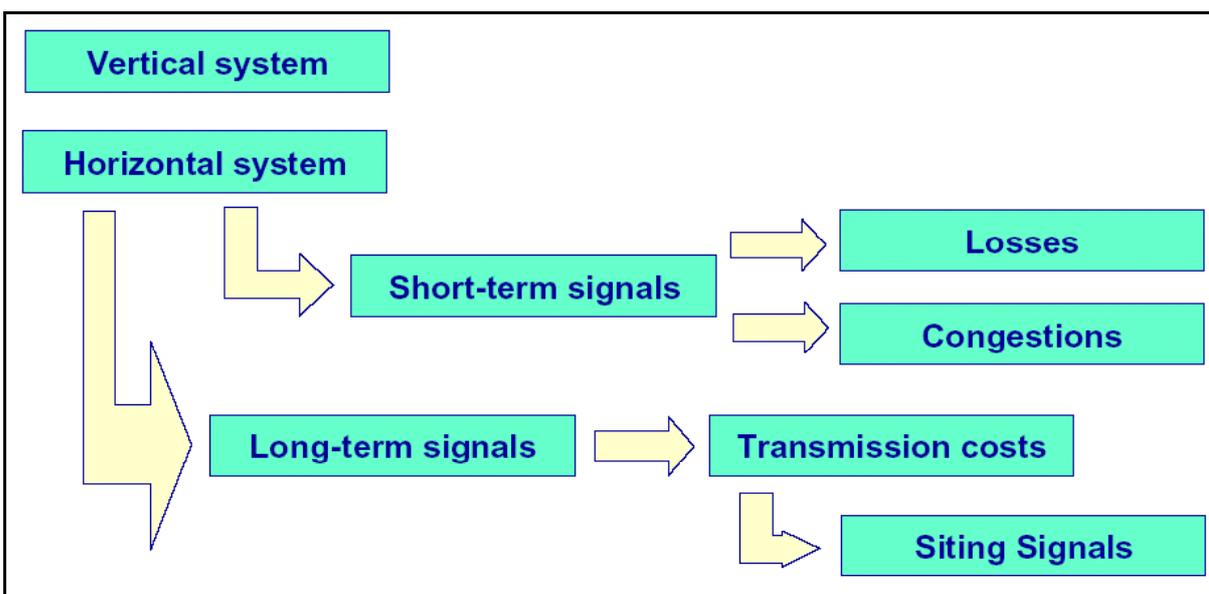
Demgegenüber sollen Allokationssignale steuern („locational G“), wo Kraftwerke angesiedelt werden und wie sie betrieben werden. Damit soll erreicht werden, dass Netze und Engpässe weniger belastet und Netzverluste vermieden werden. Eine solches Allokationssignale kann mehr oder weniger stark differenziert sein („national G“ oder „sub-national G“) und unterschiedliche Kriterien widerspiegeln: Die Entlastung im Übertragungsnetz („Horizontal Network“) je nach Einspeiseort oder -region (Netzknoten oder ihre Aggregation zu Netzzonen) oder die Entlastung vorgelagerter Netzinfrastruktur je nach Netzebene der Einspeisung (wie in der VV II vorgesehen).

Um den grundlegenden Unterschied zwischen G-Komponente (Kostentragung) und Allokationssignalen zu verdeutlichen, erscheint es sinnvoller, von einem Bonus-/Malus-System zu sprechen. Damit wird die begriffliche Beschränkung auf die Einspeisung aufgehoben und klar gemacht, dass sowohl Einspeisung (G-Komponente) als auch Entnahme (L-Komponente) mit einem Bonus oder Malus belegt werden können. Weiterhin wird erkennbar, dass es nicht um die Kostentragung geht, ansonsten wäre ein Bonus nicht angebracht. Schließlich können auch ohne weiteres negative Werte auftreten, also Auszahlungen, die beispielsweise dann

an Einspeiser geleistet werden, wenn diese durch Erzeugung im Lastschwerpunkt die Netze in besonderem Maße entlasten.

#### 4.3.1 Allokationssignale mit regionaler Differenzierung innerhalb des Übertragungsnetzes

Die folgende Darstellung verdeutlicht die prinzipiellen Arten von Allokationssignalen im „Horizontalen Netzwerk“:



[Quelle: EFET]

**Abbildung 9: Allokationssignale**

Die Allokationssignale im Übertragungsnetz lassen sich differenzieren in kurzfristig wirksame Signale („Short-term signals“), die sich auf die Fahrweise eines bestehenden Kraftwerks richten und Einfluss auf die auftretenden Verluste und auf die Ausnutzung von Engpässen haben, etwa durch gegenseitige Kompensation gegenläufiger Stromflüsse; und die längerfristigen Signale („Long-term signals“), die auf die Übertragungskosten allgemein und langfristig einwirken, etwa durch Anreize, Kraftwerke nicht verbrauchsfern, sondern im Lastschwerpunkt zu errichten.

Unter den Begriff der „Short-term signals“ fällt etwa ein regionales G, welches nach einem oder wenigen Jahren der Situation angepasst würde (siehe oben). Ebenso ist das Engpassmanagement in marktgerechter Weise – z. B. durch Auktionen – als solch ein kurzfristig wirkendes Signal zu sehen (siehe Abschnitt 4.1).

Im Gegensatz hierzu sind unter dem Begriff „Long-term Signals“ z. B. nationale G-Komponenten mit langem Bestand und Maßnahmen des Netzausbaus zu subsumieren.

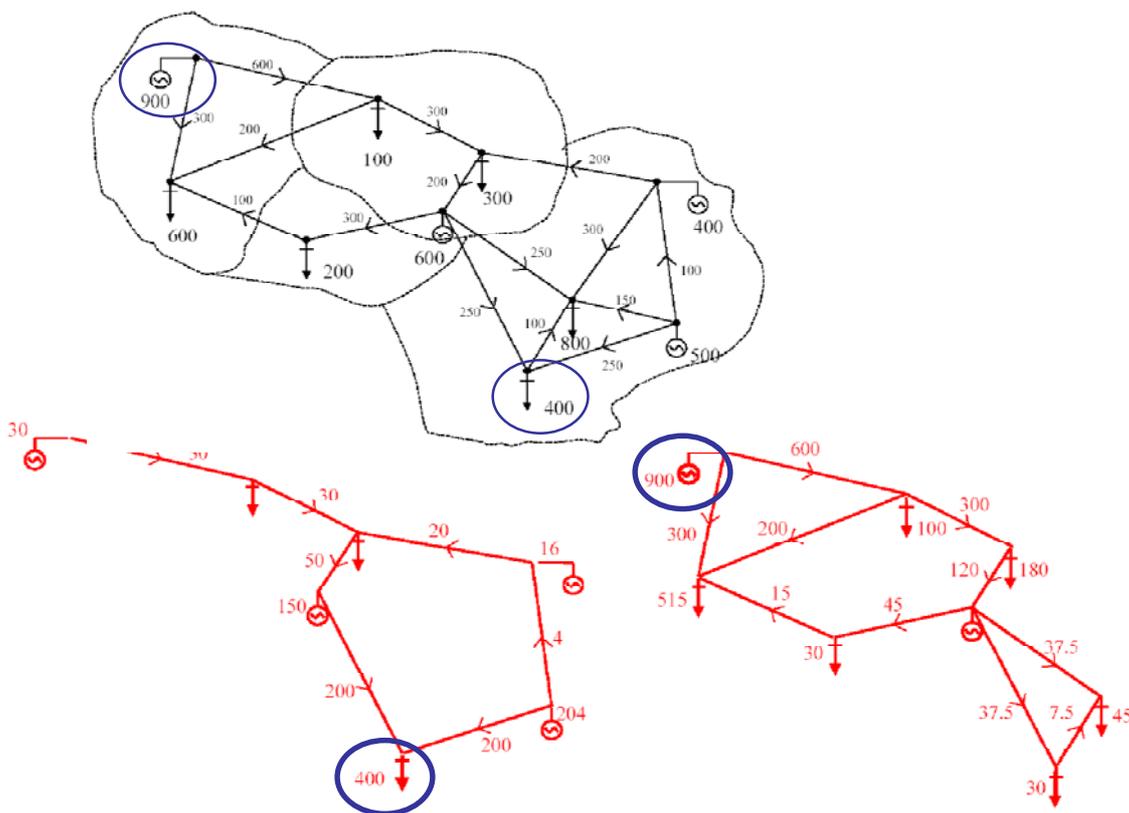
Konkrete Erfahrungen zur Anwendung von Bonus-/Malus-Systemen im Übertragungsnetz finden sich in Großbritannien und Skandinavien und werden in Abschnitt 5 genauer betrach-

tet. Das aktuell diskutierte sog. Innogy-Modell (vgl. Abschnitt 6.2) ist eine direkte Anwendung der britischen Regelung auf die gesamteuropäischen Netze.

Neue Ansätze werden unter anderem von Prof. Pérez-Arriaga, Universidad Comillas in Madrid und Prof. Glavitsch von der ETH Zürich entwickelt. Beide wurden von der EU-Kommission mit der Modellentwicklung und der Erstellung von Gutachten beauftragt, die aktuell fertiggestellt werden sollen, aber derzeit noch nicht vorliegen.

In groben Zügen lässt sich die Entwicklung von Pérez-Arriaga (Participation Coefficient) wie folgt beschreiben: Übertragungsnetze werden mitsamt all ihren Netzknoten und Betriebsmitteln in einem detaillierten Modell abgebildet.

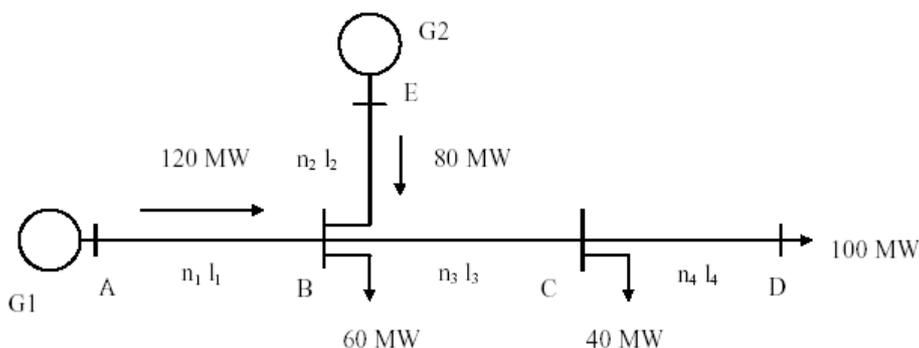
Mit diesem Modell werden für verschiedene Belastungszustände Berechnungen durchgeführt, die für jeden Einspeise- und Entnahmeknoten ermitteln, wie stark sich seine Einspeise- bzw. Entnahmelast auf die Belastung eines jeden Betriebsmittels auswirkt.



**Abbildung 10: Netzmodell und Betriebsmittelbelastung Average Participation**

Diese Belastung eines Betriebsmittels ist dann die Schlüsselgröße, mit deren Hilfe seine Kosten auf die einzelnen Netzknoten zugerechnet werden. Diese zugeschlüsselten Kosten können dann von den Netzknoten ausgehend zu größeren Einheiten aufaggregiert werden.

Der von Glavitsch verfolgte Ansatz (Staffellauf) geht den umgekehrten Weg und startet bei dem einzelnen Betriebsmittel. Dessen Kosten werden im Verhältnis der anliegenden Lastflüsse den vorhergehenden oder den nachfolgenden Netzknoten zugeordnet.



**Abbildung 11: Staffellauf**

Die Kosten des nächsten Knotens oder Betriebsmittels werden jeweils hinzuaddiert und nach dem gleichen Schlüsselungsschema weiterverrechnet. Ob die Kosten in Richtung oder in Gegenrichtung des Lastflusses weiterverrechnet werden, ist eingangs durch Konvention zu entscheiden und öffnet einen weiten Spielraum für die praktische Anwendung dieses Verfahrens. Insgesamt ist diese Methode nichts anderes als eine sehr feinteilige Kostenwälzung auf horizontaler Ebene. Die Ergebnisse können auch hier zu größeren Einheiten, sog. „Super-Nodes“ zusammengefasst werden, oder bereits auf höherer Aggregationsstufe errechnet werden.

Bei Aggregation auf die Ebene der Nationalstaaten ergeben sich aus beiden Ansätzen Schlüsselungsgrößen für die Behandlung grenzüberschreitender Stromflüsse im Rahmen des nachfolgend beschriebenen Ausgleichsfonds.

#### 4.3.2 Allokationssignale mit Differenzierung nach Netzebenen

Eine Differenzierung nach Netzebene bzw. Spannungsebene erfolgt für die Entnahme in den meisten europäischen Staaten. Grundgedanke ist eine „stromwirtschaftliche Entfernung“ vom Handlungspunkt Übertragungsnetz, für die mit sinkender Spannung mehr Infrastruktur vorgehalten werden muss, die daher auch zu bezahlen ist. Diese nach Netzebenen differenzierten Netznutzungsentgelte wirken als entnahmeseitige Allokationssignale.

Auf der Einspeiseseite gilt die analoge Überlegung. Eine Einspeisung in eine nachgelagerte Spannungsebene ist in der Regel verbrauchsnahe und entlastet die vorgelagerten Netzebenen. Hierfür sind Allokationssignale zu setzen, die die langfristig eingesparten Grenzkosten der Netzinfrastruktur in den vorgelagerten Netzen widerspiegeln.<sup>19</sup>

<sup>19</sup> Ein solcher Bonus im Rahmen eines Allokationssystems (Bonus-/Malus-Systems) stellt ein Entgelt für die erbrachte stromwirtschaftliche Leistung der Netzentlastung dar und hat mit einem Förderbonus nichts zu tun.

Ein praxiserprobtes Ausgestaltungsbeispiel für ein solches Allokationssignal ist die Regelung der Ziffer 2.3.3 der VV II (plus)<sup>20</sup>, die ein Netzentlastungsentgelt für dezentrale Einspeisung regelt. Mit diesem wird die bereitgestellte virtuelle Netzkapazität vergütet.

#### **4.4 Ausgleichsfonds der Übertragungsnetzbetreiber**

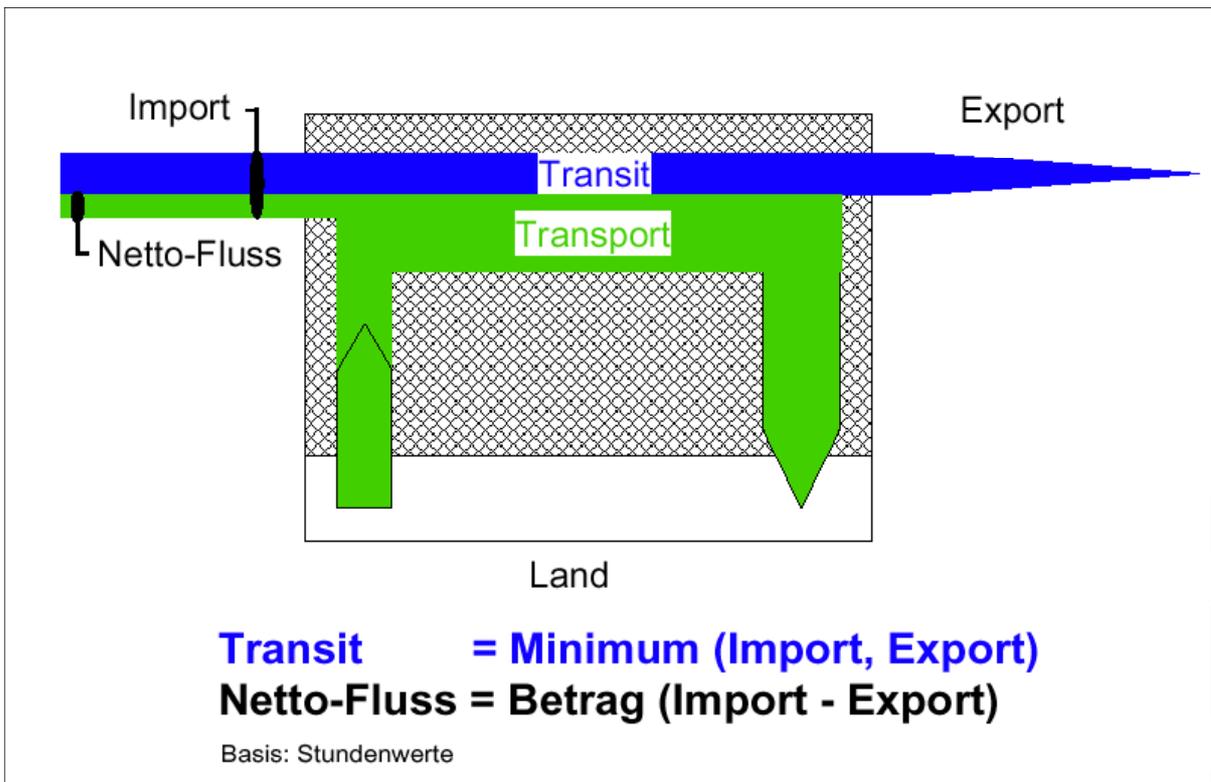
Zur Deckung der Übertragungsnetzkosten aufgrund externer Netznutzung (Transite) existieren verschiedenen Vorschläge. Von Seiten der ETSO wurde die Errichtung eines Ausgleichsfonds angeregt, in den die nationalen Übertragungsnetzbetreiber nach einer bestimmten Schlüsselung einzahlen und dessen Inhalt nach einem weiteren Schlüssel wiederum an diese verteilt wird. Dieser Grundsatzüberlegung folgten auch EU-Kommission und CEER und sie findet sich in den Textvorschlägen der Verordnung über grenzüberschreitenden Stromhandel. Unterschiedliche Auffassungen bestehen allerdings über die Höhe des Ausgleichsfonds und die Art und Weise, wie die Gelder von den Übertragungsnetzbetreibern auf Netznutzer umgelegt werden.

##### **4.4.1 Der erste ETSO-Mechanismus**

Zunächst erfolgt eine Festlegung der Kosten der Übertragungsnetze bzw. horizontaler Netze, und anschließend die Aufteilung der Kosten (vgl. Abschnitt 6.1) in solche, die durch „lokale“ Transporte verursacht werden, und solche, die von Transiten hervorgerufen sind. Die Definitionen von Transport, Transit und dem Nettofluss als Differenz der erstgenannten verdeutlicht die nachstehende Darstellung:

---

<sup>20</sup> Der Wortlaut ist: „Dezentrale Erzeugungsanlagen erhalten vom Netzbetreiber, in dessen Netz eingespeist wird, ein Entgelt. Dieses Entgelt entspricht den durch die jeweilige Einspeisung eingesparten Netznutzungsentgelten in den vorgelagerten Netzebenen.“



[Quelle: RWE]

**Abbildung 12: Aufteilung von Transport, Transit und Netto-Fluss**

Das Volumen dieses Ausgleichsfonds ergibt sich nach ETSO aus folgender Übersichtsrechnung: Im „Horizontalen Netzwerk“, der Gesamtheit der Übertragungsnetze, fallen Jahreskosten von etwa 3,84 Mrd. €/a für Infrastruktur und Verluste an, um eine Übertragung von 1.635 TWh zu bewerkstelligen (Daten aus 1998). Geht man von einem Transitanteil von etwa 4,8 % (nach dem Minimum aus Import- und Exportflüssen) bis etwa 6,9 % (nach Importprogrammen) aus, so resultieren Transitkosten von 185 bis 266 Mio. €. Aus dieser groben Abschätzung stammen die vieldiskutierten 200 Mio. € für die Transitkosten, und – nach Bezug auf 100 TWh deklarierte Exporte – die ursprünglich von der ETSO vorgeschlagene T-Komponente von 2 €/MWh.

### ETSO- Kalkulation

„Horizontal Network“:	3.840.000.000€pa, 1.635 TWh pa (1998)
Transitanteil:	4,8% (Min[ImFlo;ExFlo]) ... 6,9% (ImProg)
Linearer Kostenanteil	185 ... 266.000.000 €pa
Abschätzung	$\frac{200.000.000 \text{ €pa}}{100 \text{ TWh pa(ExProg)}} \cong 2,-\text{€} / \text{MWh}$

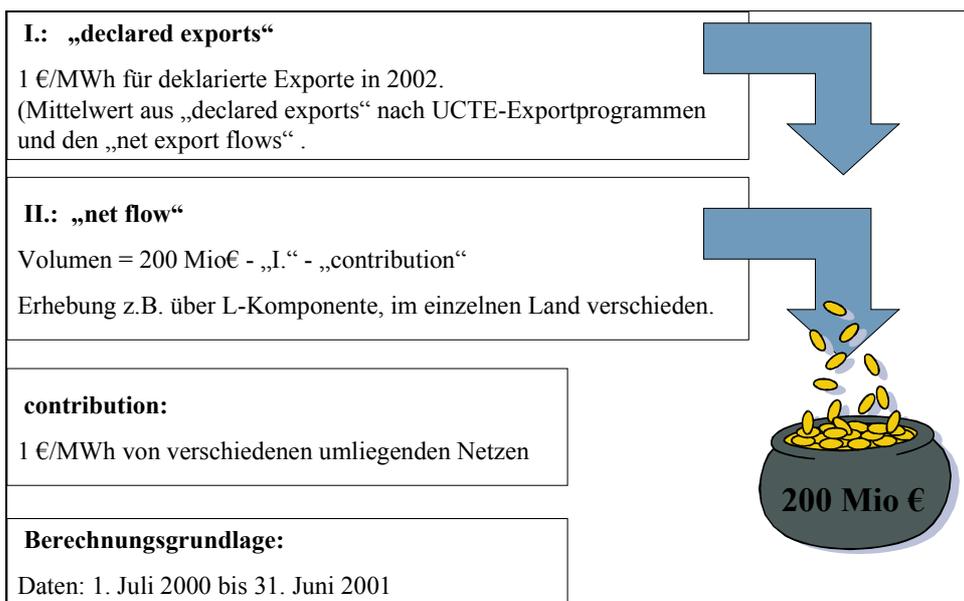
**Abbildung 13: Abschätzung des Ausgleichsfonds**

#### 4.4.2 Der ETSO – 2002 – Mechanismus

Der derzeitige Mechanismus der ETSO stellt eine Übergangslösung bis zum Ende des laufenden Jahres dar. Er basiert ebenfalls auf einem Kompensationsfonds desselben Volumens. Die Speisung des Fonds erfolgt nun aber aus zwei Quellen.

Die erste Quelle, genannt „**Declared Exports**“, bilden die deklarierten Exportprogramme der europäischen Netzbetreiber. Für jede MWh dieser Exportprogramme wird, analog zum ersten ETSO-Modell, von den Netzbetreibern ein Beitrag von nun nur noch 1 € an den Fonds entrichtet.

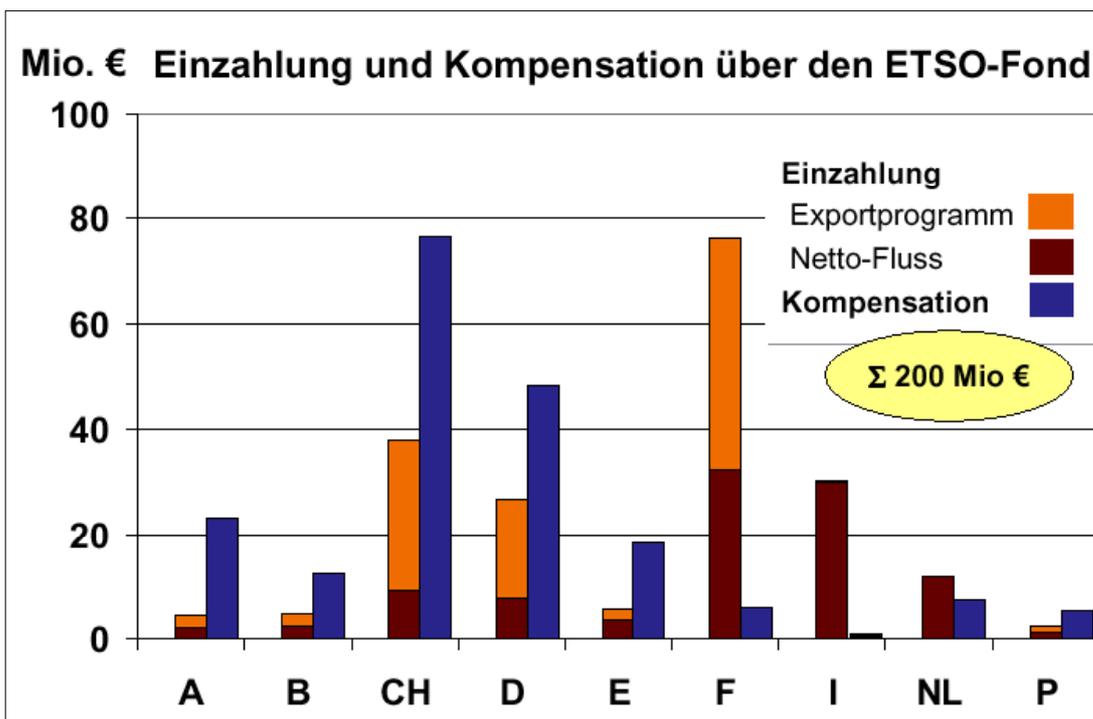
Die zweite Quelle, „**Net Flow**“<sup>21</sup>, wird von den einzelnen Ländern in Eigenregie, z. B. durch einen Zuschlag zur L-Komponente, erhoben. Das Volumen dieses zweiten Bestandteils ermittelt sich aus der Zielgröße von 200 Mio. € abzüglich der Beiträge aus „Declared Exports“ und den „Contributions“, also Beiträgen der Netzbetreiber der umliegenden Staaten, die in das europäische Netz einspeisen. Letztere sollen von den Grenzstaaten (z. B. Deutschland) erhoben werden.



**Abbildung 14: Beiträge zum ETSO-Kompensationsfonds**

Die Verteilung des auf diese Weise eingesammelten Geldes soll nach dem sog. „Transit Key“, einer Schlüsselung gemäß der im nachhinein bekannten, tatsächlichen Transitflüsse erfolgen und so zu einer Kompensation zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern führen. Resultierend aus dieser Systematik ergeben sich Geber- und Nehmerländer wie in der folgenden Graphik gezeigt:

<sup>21</sup> „Net Flow“ entspricht dem Nettofluss gemäß Abbildung 12.



[Quelle: RWE]

**Abbildung 15: Geber und Nehmer im ETSO-Mechanismus**

Deutschland steht hier als Nettoempfänger da, während beispielsweise Frankreich als großer Exporteur ein Geberland ist. Differenzierter betrachtet fällt auf, dass auch Italien, ein Importland, zu den Gebern zählt. Hier stammen die Beiträge allerdings nicht aus der Quelle der Exportprogramme, sondern aus dem „Net Flow“-Topf.

#### 4.4.3 Der ETSO – 2003 – Mechanismus

Auf dem jüngsten Treffen des Florenz-Forums am 18./19.10.2002 stellte ETSO die Grundzüge einer weiteren Modifikation ihres Ausgleichsmodells vor. Bekannt wurde im Wesentlichen ein Wert, nämlich die ab 01.01.2003 vorgeschlagene Höhe der T-Komponente. Diese soll dann nicht mehr 1 €/MWh betragen, sondern auf dann 0,50 €/MWh halbiert werden.

Wie die rechnerischen Einnahmeausfälle des Ausgleichsfonds kompensiert werden sollen, ist jedoch noch unklar.

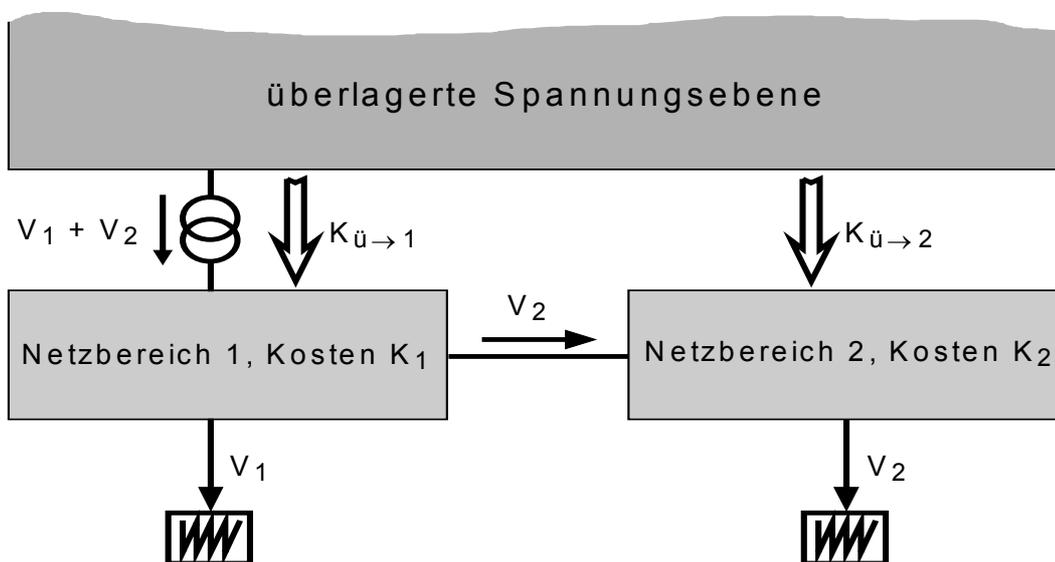
#### 4.4.4 Weiterentwicklung nach 2003

Für die Weiterentwicklung des Inter TSO Compensation Fund hin zu einem Mechanismus, der den Anforderungen der EU-Kommission bzw. des CEER (Priorität: keine Handelsbehinderung) und der ETSO (Junktum mit "geeigneten Allokationssignalen") entspricht, besteht noch einiger Diskussionsbedarf.

In der Diskussion befinden sich gegenwärtig die beiden bereits in Abschnitt 4.3 behandelten Ansätze von Pérez-Arriaga (Univ. Comillas, Madrid) und Glavitsch (ETH Zürich). Für diese Verwendung würden die detaillierten Rechenergebnisse dann zu einem sehr hohen Aggregationsniveau zusammengefasst, eben auf die Ebene der jeweiligen europäischen Staaten oder der Übertragungsnetzbetreiber.

Eine weitere Methodik wäre, die europäischen Übertragungsnetze zu einer gemeinsamen Netzebene zusammenzufassen, also alle Kosten unabhängig von der Eigentümerschaft zusammenzufassen und ein einheitliches Netznutzungsentgelt zu bilden. Abbildung 16 zeigt dies für eine nachgelagerte Spannungsebene, die durch eine Eigentumsgrenze in zwei unterschiedliche Teilnetze, Netzbereich 1 und Netzbereich 2, unterteilt wird. Das Vorgehen ist aber auch auf das Übertragungsnetz anwendbar. Aufgrund des einheitlichen Übertragungsnetzentgeltes würden sich direkte Einnahmen und eigene Kosten der Übertragungsnetzbetreiber deutlich unterscheiden. Die jeweiligen Unterschiedsbeträge würden über den Ausgleichsfonds abgewickelt (vgl. Formeln in Abbildung 16).

Den erforderlichen Ausgleich – mitsamt dem damit einhergehenden Koordinations- und ggf. Verhandlungsaufwand – würden dann die Übertragungsnetzbetreiber untereinander regeln müssen, nach einem geeignet festzulegenden Schlüssel. Die Kriterien für den Ausgleich sind nicht einfach oder konfliktfrei zu finden. Vor allem würde ein vollständiger Ausgleich der Kosten jeglichen Anreiz zu effizienter Betriebsführung nehmen.



Gemeinsamer Netznutzungspreis:  $NP = (K_1 + K_{\text{ü} \rightarrow 1} + K_2 + K_{\text{ü} \rightarrow 2}) / (V_1 + V_2)$

Einnahmen:  $E_1 = NP \cdot V_1$

$E_2 = NP \cdot V_2$

Ausgleich:  $Z_{2 \rightarrow 1} = V_2 / (V_1 + V_2) \cdot (K_1 + K_{\text{ü} \rightarrow 1}) - V_1 / (V_1 + V_2) \cdot (K_2 + K_{\text{ü} \rightarrow 2})$

[Quelle: IAEW RWTH Aachen]

**Abbildung 16: Gemeinsame Netzebene**

Diese Grundkonzepte sind zunächst noch rudimentär und bedürfen einer Weiterentwicklung, bevor sie eingehend bewertet werden können. Die wesentlichen Vorgaben hierfür und erste Schritte, die bereits heute umgesetzt werden könnten, finden sich in Abschnitt 7.4.

## 5 Detailbetrachtung: Großbritannien und Skandinavien

Großbritannien (England und Wales) sowie die skandinavischen Länder, insbesondere Schweden, können als die Länder mit den ausgereiftesten Netzzugangsmodellen und auch behördlichen Regulierungen gelten. Die Strukturen in Skandinavien waren in vielerlei Hinsicht auch systembildend für den Netzzugang in Deutschland, da mit der VV II einige der Regelungen auf den deutschen Markt übertragen wurden. Gegenüber der relativ kontinuierlichen Entwicklung in Skandinavien hat Großbritannien für den Strommarkt in England und Wales kürzlich eine wesentliche Umorientierung vollzogen.

### 5.1 Netzzugangsregeln in Großbritannien (England & Wales)

Der Elektrizitätsmarkt in England und Wales unterliegt bereits seit mehr als 10 Jahren einer weitreichenden und detaillierten Regulierung durch einen Sektorregulator, der zunächst ausschließlich auf den Elektrizitätsmarkt ausgerichtet war, mittlerweile aber auch mit dem Gasmarkt betraut ist (Ofgem, Office of Gas and Electricity Market). Vor etwa 1 ½ Jahren fand in England und Wales ein Übergang von einem Pool-System auf das System nach NETA (New Wholesale Electricity Trading Arrangement) statt. Die weitere Entwicklung hin zur Integration Schottlands und die Entwicklung zu BETTA (British Electricity Trading and Transport Arrangement) steht bevor.

Der aus dem staatlichen Monopolversorger hervorgegangene Übertragungsnetzbetreiber National Grid (mittlerweile fusioniert mit dem Ferngasnetzbetreiber Transco) und die Betreiber von zwölf Verteilnetzen geben ein etwas überschaubareres Bild ab, als dies in Deutschland der Fall ist. Auf der Ebene der Übertragung findet sich in England ein System von gezonten Entry- und Exit-Tarifen (die G- und L-Komponente), bei denen das Verhältnis von Erzeugung zu Entnahme derzeit 27 % : 73 % der Kostentragung beträgt. Für die Verteilung gilt ein Netzpunkttarif (Point of Connection Tariff).

Basis der Entgeltberechnung auf der Transport- bzw. Übertragungsebene ist in England und Wales das „Investment Cost Reflective Pricing“. Umgesetzt wird es durch das „Transport Model“, in dem National Grid in Absprache mit Ofgem sämtliche Netzknoten (GSP – Grid Supply Points), die zwischen dem Übertragungsnetz und den nachgelagerten Verteilnetzen bestehen, modelliert. Dies gilt für die Gesamtheit aller Einspeise- und Entnahmepunkte aus dem Übertragungsnetz. Das Transport Model bildet auf einfache Art und Weise sämtliche Verbindungsleitungen und die Entfernungen zwischen den modellierten Netzknoten nach.

Auf dieser Basis werden für jeden einzelnen Einspeise- bzw. Entnahmepunkt Variationsrechnungen für die Einspeise- bzw. Entnahmelast im Höchstlastzeitpunkt durchgeführt. Datenbasis für die Referenzrechnungen ist das Seven-Year-Statement (Planwerte, die der Übertragungsnetzbetreiber National Grid jährlich veröffentlicht, und in denen Prognosen für die Einspeisewerte und Entnahmewerte je Netzknotenpunkt enthalten sind). Wesentliches Ergebnis aus den Berechnungen mit dem Transport Model ist dann ein Wert in der Einheit km, der die zusätzlich erforderliche Netzinfrastruktur oder aber auch eingesparte Netzinfra-

struktur beschreibt, in Abhängigkeit von der Einspeise- bzw. Entnahmevariation an einem Punkt. Dieser Wert wird mit einem einheitlichen „Expansion Faktor“ multipliziert, der die Grenzkosten für die Netzinfrastruktur des Gesamtsystems insgesamt beschreibt. Die damit errechneten Beträge für die einzelnen Einspeise- bzw. Entnahmepunkte (Grid Supply Point) werden zu Zonen zusammengefasst, die in Fünfjahreszeiträumen neu definiert werden. Dies geschieht zu dem Zweck, dass eine gleichmäßigere Entwicklung innerhalb einer Zone gewährleistet wird, weil befürchtet wird, dass bei Bezug auf den einzelnen Grid Supply Point die Werte über den Zeitverlauf zu stark schwanken könnten.

Derzeit ist England und Wales eingeteilt in 15 Einspeise- und 12 Entnahmezonen. Die Tarifierung der Übertragungsnetze besteht einspeiseseitig aus einem reinen Leistungspreis, der insbesondere in London und im Süden des Landes auch deutlich negative Werte annehmen kann. Damit werden hier bei entsprechender Einspeiseleistung Gelder von National Grid an die Einspeiser ausgezahlt – das gewünschte Allokationssignal, da hier Netzinfrastruktur und auch Verluste vermieden werden. In den zwölf Entnahmezonen werden sowohl ein Leistungs- als auch ein Arbeitspreis erhoben (Demand Tariff in £/KW und Energy Consumption Tariff in ct/kWh).

Auf der Ebene der Verteilung wird ein Point of Connection Tariff („Use of System Charge“) in Abhängigkeit von der Anschlussspannungsebene, der Lastcharakteristik und der Messausstattung erhoben. Preiselemente sind:

- Standing Charge
- Availability Charge
- Unit Charge (je kWh)
- Excess Reactive Power Charge (kVARh)
- Transaction Charge (individuell, bisher nicht praktisch umgesetzt)

Weitere Charakteristika des Bepreisungssystems auf Verteilnetzebene sind, dass „Metering Services“ und „Data Services“ separat bepreist werden und die Netznutzer hierfür auch Wettbewerbsangebote einholen können.<sup>22</sup> Der Verlustausgleich ist in England und Wales nicht Bestandteil der Netznutzungsentgelte, sondern wird durch physikalische Mehreinspeisung der Lieferanten ausgeglichen. Die Werte für die erforderliche Mehreinspeisung richten sich nach dem einzelnen Entnahmepunkt. Auf Verteilnetzebene wird ferner eine „Connection Charge“ erhoben, die ähnlich den Netzanschlusskosten und Baukostenzuschüssen in Deutschland ausgestaltet ist; sie gilt für „New, Augmented or Reduced Connection“. Auch hierfür sind Wettbewerbsangebote möglich, d. h. die Durchführung der Arbeiten durch ein

---

<sup>22</sup> Dies bedeutet, dass die in der Novellierung der AVBEItV vorgesehene Freigabe der Dienstleistungen Messung und Datenerfassung, Verarbeitung und Übermittlung in England und Wales bereits seit geraumer Zeit Praxis ist.

anderes Unternehmen als den Netzbetreiber selbst. Ausnahmereiche hiervon, die den Kern der Netzbetreibertätigkeit tangieren, werden als „Non Contestable Work“ bezeichnet. Hierfür hat der Netzbetreiber auf Basis detaillierter regulatorischer Vorgaben eine Entgeltberechnung durchzuführen. Analog wird auch für die einspeiseseitigen Anschlussentgelte verfahren. Auf der Verteilebene müssen Einspeiser keine laufenden Einspeiseentgelte zahlen. Die G-Komponente der Übertragungsebene fällt aber in voller Höhe an.

Einspeiser in die Verteilnetzebenen werden unter dem Begriff „Embedded Generators“ behandelt und in die Größenklassen unter 50 MW, zwischen 50 und 100 MW und über 100 MW unterteilt. Sie werden hinsichtlich der Vertragstypen und der Anschlussgebühren unterschieden<sup>23</sup>. Die Einspeiser mit einer Einspeiseleistung unter 50 MW werden weiterhin analog des alten Pooleinspeisesystems behandelt. Embedded Generators über 100 MW werden so behandelt, als ob sie direkt in die Übertragungsebene einspeisen würden. Einzige Besonderheit ist hier (und die gilt für alle Embedded Generators), dass ihre Einspeisungen in eine sogenannte Brutto-Einspeisung hochgerechnet werden, die dann im Übertragungsnetz zur Verfügung stünden. Sie entspricht der umgekehrten Verlustdeckung bei der Lieferung aus der Übertragungsebene bis hin zu kundenseitigen Anschlusspunkten. Damit entfällt bei der Belieferung von Kunden für die Embedded Generators ein Teil der Mehreinspeisung für den Verlustausgleich.

Eine wirkliche Sonderbehandlung hinsichtlich der Abrechnungen der Netznutzungsentgelte erfahren die Embedded Generators mit einer Leistung zwischen 50 und 100 MW. Sie werden als „Licence Exemptable Generators“ definiert, können also unter bestimmten Bedingungen von einer Lizenzierung ausgenommen werden und werden auch hinsichtlich der Entgeltberechnung privilegiert. Dies funktioniert nach dem System des „Triad Trading“, das eine Saldierung der Berechnungsleistungen für Einspeisung und Entnahme beinhaltet.

Als „Triad“ wird die Jahreshöchstlast und zwei weitere Höchstwerte im Mindestabstand von zehn Tagen definiert. Mit dieser Triadenleistung kann dann innerhalb der gleichen Netzregion (gleicher Grid Supply Point) und innerhalb des gleichen Bilanzkreises (Trading Unit bzw. Balance Mechanism Unit) eine Absenkung der entnahmeseitigen Berechnungsleistungen erreicht werden. Unter bestimmten Voraussetzungen ist auch eine Saldierung über Bilanzkreisgrenzen hinweg möglich. Ohne hier auf die im Detail recht komplexen Details eingehen zu können, lässt sich sagen, dass mit dem Triad Trading in England und Wales dem Grundanliegen, dezentrale Einspeisung hinsichtlich ihrer Netzentlastung zu berücksichtigen bzw. hier die positiven Effekte auch gut wieder zukommen zu lassen, Rechnung getragen wird. Das Verfahren an sich ist allerdings äußerst komplex und nicht in allen Belangen transparent.

---

<sup>23</sup> Letztere betragen aber in aller Regel unter 10.000 £, so dass die Differenzierung hier keine großen ökonomischen Auswirkungen hat.

## 5.2 Netzzugangsregelungen in Skandinavien (am Beispiel Schweden)

In Schweden fungiert als Regulierungsbehörde die Swedish Energy Agency. Hier müssen alle Netzbetreiber einen jährlichen Jahresbericht überreichen, auf dessen Basis die Behörde aktiv wird. Damit ist das schwedische System ein solches mit einem Sektorregulierer und einer ex post Regulierung, da die einzelnen Netzzugangstarife nicht ex ante von der Behörde geprüft bzw. festgesetzt werden. Auf Basis dieser Jahresberichte nimmt die Behörde dann eine Vergleichsbetrachtung vor, die auf der Basis des sogenannten „Grid Value Model“ funktioniert. Hierin werden die Kunden- und Entnahme- bzw. Einspeisestrukturen eines Netzbetreibers in einem Modell abgebildet, das dann ein Vergleichsnetz simuliert.<sup>24</sup> Auf Basis des simulierten Vergleichsnetzes wird eine Kostenbewertung und Vergleichsbetrachtung durchgeführt, die zu Maßnahmen des Regulators gegen einzelne Netzbetreiber führen kann.<sup>25</sup>

Eine grundlegende Besonderheit in den skandinavischen Strommärkten ist, dass die Börse NordPool, die durch die Übertragungsnetzbetreiber getragen wird, den gesamten grenzüberschreitenden Stromhandel abwickelt. Die Übertragungsnetzbetreiber sind vollständig entflochten und haben keinerlei Erzeugungs- oder Handels- bzw. Vertriebsinteressen. In Schweden ist Svenska Kraftnät der Übertragungsnetzbetreiber, für die Verteilung sind zahlreiche Verteilnetzbetreiber zuständig (darunter neun regionale Netzbetreiber und etwa 250 lokale Verteilnetzbetreiber).

Auf der Übertragungsebene wird ein „Nodal Pricing“ praktiziert, durch das die Kosten des Übertragungsnetzes zu 25 % den Erzeugern und 75 % der Entnahme aus dem Übertragungsnetz zugerechnet werden. Im Jahre 2001 war die Aufteilung noch bei 33 % für die Einspeisung und 67 % für die Entnahme.

Die Berechnungen der tatsächlichen Einspeise- und Ausspeisetarife erfolgt ähnlich wie in Großbritannien auf Basis einer Grenzkostenbetrachtung für die einzelnen Netzknoten. Die Gegebenheiten sind allerdings in Schweden so, dass eine vereinfachende Tarifberechnung auf Basis der Breitengrade möglich ist. Die höchsten Einspeisetarife werden mit 25 SEK/kW·a im Norden angegeben und sinken linear auf 5 SEK/kW·a im Süden ab. Umgekehrt verhält es sich mit den Entnahmetarifen, die im Norden Schwedens bei 11 SEK/kW·a liegen, nach Süden linear auf 47 SEK/kW·a ansteigen. Dies ist die sogenannte „Capacity Charge“, neben der noch eine „Energy Charge“ erhoben wird, die ebenfalls von Norden nach Süden für die Einspeiser linear abfällt, hingegen für die Entnahme ansteigt. Als dritter Entgeltbestandteil wird die „Investment Charge“ erhoben, die für Anschluss- und Baukosten

---

<sup>24</sup> Dieses Vergleichsnetz wird simuliert und ist daher eher an der Realität orientiert, als dies bei einer optimierten Betrachtung der Fall wäre, wo eine komplette Neuerrichtung des Netzes „auf der grünen Wiese“ zugrunde gelegt würde.

<sup>25</sup> In welcher Art und Weise eine ggf. detailliertere Berücksichtigung verschiedener Strukturmerkmale in dieser Vergleichsbetrachtung vorgenommen wird, konnte im Rahmen der vorliegenden Studie nicht eingehender untersucht werden.

steht. Der Übertragungsnetzbetreiber Svenska Kraftnät erzielt rund 60 % seiner Einnahmen über die Capacity Charges (einspeise- wie entnahmeseitig). Die Energy Charge richtet sich nach den Beschaffungspreisen für Verlustenergie, die von Svenska Kraftnät im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens beschafft wird, und in Abhängigkeit der Verlustkoeffizienten, die von + bzw. - 10 % bis zu - bzw. + 10 % reichen.

Mit Blick auf die Verteilung der Energie gibt es Netzgebietsgrenzen entlang der Eigentums- grenzen und eine Kostenwälzung über diese Eigentums- grenzen hinweg, die durch Entgelt- zahlung von den lokalen an regionale Verteilnetzbetreiber reicht, und von diesen wiederum an Svenska Kraftnät als Übertragungsnetzbetreiber. Gegenüber den Netznutzern werden die Entgelte als reiner „Point of Connection Tariff“ erhoben, uns zwar werden sämtliche Kosten der Verteilungsnetze zu 100 % auf die Entnahme gewälzt.

Wie auf dieser Ebene die Entgelte genau gestaltet sind, wird in der Gesetzgebung (Electricity Act von 1997) genau vorgegeben. Üblich sind „Capacity, Investment and Usage Fees“, die zu unterschiedlichen Anteilen zur Gesamterlössituation der einzelnen Verteilnetzbetreiber beitragen. Die Regulierungsbehörde akzeptiert diese unterschiedlichen Preisstellungen der einzelnen Verteilnetzbetreiber durchaus. Häufig werden auch Jahresfestpreise je Anschluss- punkt erhoben, so dass eine Verbrauchsabhängigkeit der Preisstellung gar nicht mehr gege- ben ist. Eine Abhängigkeit von der Spannungsebene ist ebenfalls nicht zwingend gegeben.

Einspeisungen in nachgelagerte Spannungsebenen werden nicht differenziert behandelt, vielmehr müssen dezentrale Einspeiser die volle G-Komponente des Übertragungsnetzes für ihre Einspeisungen bezahlen. Lediglich Erzeuger mit einer Leistung unter 1.500 KW sind von der Zahlung der Einspeiseentgelte ausgenommen.

### **5.3 Zwischenfazit aus der Betrachtung der Regelungen in Großbritannien und Skandinavien**

Zunächst ist festzuhalten, dass in den beiden Vergleichssystemen hinsichtlich der Netz- strukturen deutliche Unterschiede gegenüber Deutschland bestehen. Während in Skandina- vien und auch in Großbritannien ein Langstreckentransport über weite Entfernungen ge- währleistet werden muss, ist dies in Deutschland nicht der Fall. In den Vergleichsländern liegen Schwerpunkte der Erzeugung im Norden und Verbrauchsschwerpunkte im Süden vor, während in Deutschland eine sehr gleichförmige räumliche Verteilung von Erzeugung und Last gegeben ist, die über ein eng vermaschtes Verbundnetz miteinander verknüpft sind. Insbesondere sind oftmals die Erzeugungskapazitäten direkt in unmittelbarer Nähe der Verbrauchsschwerpunkte angesiedelt worden, woran auch die dezentrale Erzeugung durch kommunale Erzeugungseinrichtungen einen erheblichen Anteil hatte.

Aufgrund der Auslegung auf einen gerichteten Transport über weite Entfernungen, der beispielsweise in Schweden 114 TWh über eine durchschnittliche Entfernung von 300 km betrifft, während in Deutschland die durchschnittliche Transportentfernung in einer Größen- ordnung von 50 bis 70 km liegt, wird auch deutlich, dass in der Entgeltgestaltung unter- schiedliche Schwerpunkte gesetzt werden mussten. In Großbritannien wie in Skandinavien

steht für die Netzentgeltsystematik die Übertragungsfunktion im Vordergrund, verschärft durch teilweise bestehende Engpässe zwischen den einzelnen Netzgebieten im Norden oder Süden des Landes.

Im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem steht hingegen die Verteilungsfunktion im Vordergrund. In der Gesamtbetrachtung ist es daher schlüssig, dass in Großbritannien und Skandinavien eine differenzierte Gestaltung der Übertragungsentgelte vorgenommen wurde, und damit auch naheliegend (aber keineswegs zwingend), dass ein Teil der Kosten des Übertragungsnetzes den Erzeugern zugeordnet wurde. In Deutschland hingegen ist die 100 %ige Kostenzuordnung auf die Entnahme logische Folgerung aus der Charakteristik und Historie des Aufbaus des Versorgungssystems.

Damit ergibt sich auch eine andere Schwerpunktsetzung für die Allokationssignale. Steht die Übertragungsfunktion im Vordergrund, ist nach Übertragungsnetzknotten zu differenzieren und die Entwicklung der Nodal Pricing Systeme in Großbritannien und Skandinavien ist Konsequenz dieser Betrachtung. Hier werden also verminderte Einspeiseentgelte in der Nähe der Lastschwerpunkte gezahlt oder, umgekehrt, verringerte Entnahmeentgelte in der Nähe der Erzeugungsschwerpunkte. Die wesentliche Begründung hierfür ist, dass Stromtransporte über große Entfernungen vermieden werden, die Netzinfrastrukturen in der Übertragungsebene entlastet werden und damit auch das Auftreten von Netzengpässen vermieden werden kann. Kurzfristig wird auch eine Verminderung der Netzverluste erreicht.

Demgegenüber steht bei überwiegender Bedeutung der Verteilfunktion die Netzentlastung durch dezentrale Einspeisungen im Vordergrund. Hier muss nach der Netzebene bzw. Spannungsebene der Einspeisung differenziert werden. Dezentrale Einspeisungen ersetzen Netzkapazität vorgelagerter Netze, mit der Konsequenz, dass ein Ausbau vermieden, bei mittel- und langfristiger Betrachtung Netzinfrastruktur eingespart werden kann. Die Bemessung der damit erreichten Vorteile muss über die langfristigen Grenzkosten für die Aufrechterhaltung oder Neuschaffung von Infrastruktur bewertet werden. Eine gute Annäherung an diese langfristigen Grenzkosten für die Netzinfrastruktur sind die aus Vollkosten gebildeten Netznutzungsentgelte nach dem deutschen System der VV II/VV II plus.

Mit diesen Einschränkungen kann damit aus den Betrachtungen der Netzzugangssysteme und der Behandlung dezentraler Einspeiser in Großbritannien und Skandinavien gefolgert werden, dass eine Modellierung des Übertragungsnetzes insbesondere erforderlich ist, wenn die Übertragungsfunktion (gerichteter Stromfluss über lange Entfernungen) im Vordergrund steht. Dies ist in Deutschland und in den meisten anderen Ländern Kontinentaleuropas nicht der Fall.

Sowohl in Großbritannien als auch in Skandinavien sind grundsätzlich auch Regelungen für die Berücksichtigung der Netzentlastung durch dezentrale Einspeisungen enthalten. Insbesondere sind diese Regelungen nicht auf Einspeisungen in der Niederspannungsebene beschränkt. Mit Blick auf die Verteilfunktion sind diese Regelungen aber nicht ausreichend und insbesondere im Falle Großbritanniens auch kein Modellbeispiel hinsichtlich Transparenz und Handhabbarkeit der Regelungen. Sie sollten transparenter und einfacher gestaltet

werden und insbesondere stärker auf das Konzept der „Avoided Long-Run Marginal Costs“ orientiert werden.

## 6 Bewertung

### 6.1 Kosten im Übertragungsnetz

#### 6.1.1 Kostenarten

Die Kosten der Übertragungsnetze lassen sich wie folgt grob kategorisieren. Zu nennen sind:

- Die **Infrastrukturkosten**, innerhalb derer zwischen Refinanzierung der bestehenden Infrastruktur und Zuwachskosten für Neubau und Erweiterung der Kapazitäten zu unterscheiden ist
- Die **Systemdienstleistungskosten**, also Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung
- Die Kosten für **Verlustenergie**

Welche Kosten im Rahmen des Ausgleichsfonds der Übertragungsnetzbetreiber zu berücksichtigen sind, ist noch nicht abschließend geklärt. Insbesondere der regulatorische Rahmen in den meisten europäischen Staaten wirft Probleme auf. Im Rahmen der Genehmigung oder Festsetzung der Netznutzungsentgelte durch die Regulierungsbehörden sind in aller Regel bereits sämtliche der oben genannten Kosten, evtl. mit Ausnahme der Zuwachskosten für neue Kapazitäten, berücksichtigt worden. Daher ergeben sich für viele der im CEER vertretenen Regulierungsbehörden Schwierigkeiten, diese bereits berücksichtigten Kosten in einem weiteren Umlageverfahren zu akzeptieren.

Auch bei diesen Regulatoren ist allerdings die Bereitschaft gestiegen, grenzüberschreitenden Stromaustausch bzw. Transite als Kostenträger auch für die bereits bestehende Infrastruktur anzuerkennen. Um zu einem schlüssigen Gesamtsystem zu kommen, muss dann aber die Genehmigungspraxis in den jeweiligen Staaten angepasst werden. Die EU-Verordnung macht hierfür entsprechende Vorgaben, indem sie fordert, dass die Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Ausgleichsmechanismus bei der Festsetzung bzw. Genehmigung der Entgelte für den Zugang zu den nationalen Netzen berücksichtigt werden müssen.

#### 6.1.2 Zuordnung der Netzkosten

Die vorgenannten Netzkosten werden sowohl von grenzüberschreitenden als auch von nationalen Flüssen verursacht, was eine Abgrenzung der durch grenzüberschreitende Stromflüsse bzw. Transite verursachten Kosten erschwert, gleichwohl aber erforderlich macht.

Rechnerische Ansätze der Zuordnung basieren im einfacheren Fall auf der Aufteilung auf Export, Import und Transit. Weit komplexer ist der Versuch einer Lastflussrechnung (vgl. die Entwicklungen von Pérez-Arriaga und Glavitsch in Abschnitt 4.3).

Bei Zugrundelegung von Export-, Import- oder Transitmengen für die Kostenaufteilung ist zu beachten, dass aufgrund der Definition der Transite (Minimum aus Exporten und Importen) stets geringere Kostenanteile ausgewiesen werden als bei Verwendung von Exporten oder Importen als Schlüsselgröße. Zu beachten ist ferner, ob saldierte Mengen (Nettoflüsse) oder Gesamtmengen (grenzüberschreitende Flüsse) gemeint sind (vgl. hierzu Abbildung 12 und Fußnote 15). Für die Verwendung von Austauschprogrammen (Fahrplanwerte) für die Kostenzuordnung lassen die Regelungen der EU-Verordnung keinen Raum mehr.

Eine Einschätzung der Angemessenheit der seitens ETSO abgeschätzten Transitzkosten von 200 Mio. €/a ist auf Grundlage der von ETSO vorgelegten Kalkulationsdaten (vgl. Abschnitt 4.4) nicht möglich. Hier besteht im Sinne einer Abschätzung von Wirkung und Angemessenheit dringend der Bedarf, weitere Daten der Übertragungsnetzbetreiber offen zu legen.

Festzuhalten ist aber, dass bei Zuschuss des Ausgleichsfonds auf die grenzüberschreitenden Stromflüsse, wie sie in der EU-Verordnung definiert sind (vgl. Seite 8) unter sonst unveränderten Voraussetzungen der Ausgleichsfonds erheblich größer ausfallen würde.

## 6.2 Engpassmanagement

Bei der Betrachtung der Kosten aus Engpassmanagement ist der Frage nach dem angewendeten Verfahren einerseits und nach der Mittelverwendung der Einnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber andererseits besondere Beachtung zu schenken. Für beide Bereiche macht die EU-Verordnung im Wesentlichen die richtigen Vorgaben.

Zunächst wird der Vorrang der Engpassvermeidung (Counter-Trading und Redispatch) vor der Bewirtschaftung der knappen Kapazitäten festgeschrieben. Für die Engpassvergabe müssen diskriminierungsfreie, transparente und marktorientierte Verfahren eingesetzt werden, vorzugsweise Market Splitting, als Übergangslösung zunächst explizite Auktionen.

Die Erlöse aus Netzengpässen können entsprechend den Vorgaben der EU-Verordnung zur Sicherung der vergebenen Kapazitäten (eben Counter-Trading oder Redispatch) in die Erweiterung der knappen Netzkapazität investiert oder zur Reduzierung von Netznutzungsentgelten genutzt werden.

Damit liegt der Focus der weiteren Entwicklung darauf, die bestehenden Ansätze zu einer Vereinbarkeit von Market Splitting, bilateralem Handel und expliziten Auktionen weiter zu entwickeln und schnellstmöglich in die Praxis umzusetzen (vgl. Abschnitt 4.1 und Fußnote 18).

### 6.3 Harmonisierung der Netznutzungsentgelte

Aufgrund der existierenden Wettbewerbsverzerrung steht eine Harmonisierung der Aufteilung der Übertragungsnetzkosten auf Einspeisung und Entnahme an (Verhältnis G : L).

In diesem Zuge werden Größenordnungen für eine G-Komponente von 25 % oder 1,5 €/MWh genannt. Beide Werte entsprechen sich in Deutschland bei durchschnittlichen Übertragungsnetzentgelten von rund 6 €/MWh. Die damit zu erzielenden Gesamteinnahmen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber würden in der Größenordnung von knapp 750 Mio. €/a liegen (zum Vergleich: die gesamten Kosten der deutschen Elektrizitätsnetze über alle Spannungsebenen lassen sich zu gut 20 Mrd. €/a abschätzen).

Die berechtigte Harmonisierung erfordert aber keine generelle Einführung einer europaweit einheitlichen G-Komponente und sollte auch nicht dazu führen. Denn in der Mehrzahl der europäischen Staaten (Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Portugal, Schweiz und Spanien) werden Einspeiseentgelte nicht erhoben, sondern die Netznutzungsentgelte direkt in Richtung der Verbraucher gewälzt und abgerechnet. In den Ländern, in denen die Netzkosten anteilig auf die Einspeisung gewälzt werden, geschieht dies auch nur für die Übertragungsnetzkosten und meist auch nur zu sehr geringen Anteilen (vgl. Abbildung 2. Der Bereich von 25 % wird nur in Norwegen, Schweden und England & Wales erreicht.

Für die Verteilnetze gilt die vollständige Zuordnung zu den Verbrauchern in den europäischen Staaten ohne Ausnahme. Sie entspricht auch dem historischen und funktionalen Aufbau der Elektrizitätsnetze, die eben auf die Versorgung und damit auf die Verbraucher ausgerichtet sind. Eine primäre Kostenzurechnung auf die Einspeisung stellt demgegenüber einen vermeidbaren Umweg dar und sollte aus Gründen der Transparenz und Einfachheit vermieden werden. Damit wird unter anderem auch erreicht, dass die reinen Energiehandelspreise keine weiterverrechneten Einspeiseentgelte enthalten müssen und die reinen Erzeugungskosten (Commodity) transparent widerspiegeln.

Zu bedenken ist auch, dass bei einer Kostenzuordnung auf die Kraftwerke die entnahmeseitigen Entgelte verringert werden. Dies hat zum einen zur Folge, dass die Kostenreflexivität der Entnahmeentgelte sinkt. Zum anderen werden damit aber die Anreize für die netzentlastende Einspeisung in nachgelagerte Spannungsebenen gesenkt.

Schließlich ist festzuhalten, dass eine europaweit einheitliche G-Komponente (basic G) auch nicht erforderlich ist, um ein Bonus-/Malus-System (locational G) zu installieren. Die Erfahrung in England & Wales belegt seit vielen Jahren, dass ein Bonus für die Einspeisung, also negative Werte der G-Komponente, ohne Probleme angewendet werden kann.

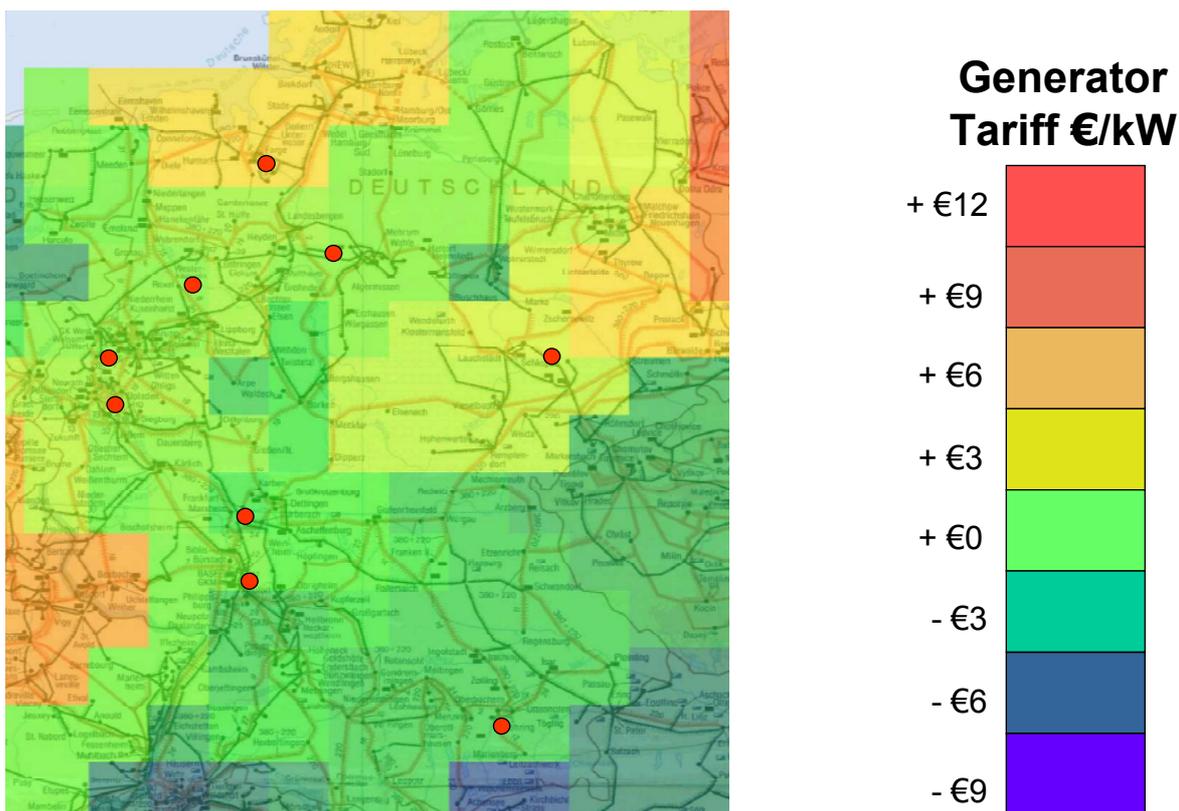
### 6.4 Allokationssignale

Wie bereits unter Ziffer 4.3 erläutert, sind Allokationssignale für Anreize innerhalb des Übertragungsnetzes (Horizontal Network) und solche für die Entlastung vorgelagerter Netzinfrastruktur (Netzentlastung) zu unterscheiden.

Zu den erstgenannten, regional differenzierten Bonus-/Malus-Systemen ist festzuhalten, dass sie, wie in Abschnitt 5.3 gezeigt, meist durch deutlich auseinanderfallende Schwerpunkte von Erzeugung und Last begründet sind. Bei ausgeglichenen Verhältnissen, wie in Deutschland und zahlreichen anderen europäischen Staaten, hat hingegen die Netzentlastung durch dezentrale Einspeisung im Vordergrund zu stehen.

### 6.4.1 Allokationssignale mit regionaler Differenzierung innerhalb des Übertragungsnetzes

Hinsichtlich der detaillierten Ausgestaltung von Bonus-/Malus-Systemen im horizontalen Netz sind genaue Bewertungen noch nicht möglich, da einige Vorschläge bislang nur in rudimentärer Form vorliegen (vgl. die Entwicklungen von Pérez-Arriaga und Glavitsch in Abschnitt 4.3.1). Das gilt auch für das sog. Innogy-Modell, das eine direkte Übertragung der Vorgehensweise in England & Wales (vgl. Transport Model in Abschnitt 5.1) auf das europäische Netz darstellt. Die folgende Darstellung veranschaulicht, wie die Ergebnisse einer solchen Vorgehensweise grundsätzlich aussehen könnten.



[Quelle: Innogy]

**Abbildung 17: Allokationssignale durch einspeiseseitiges Bonus-/Malus-System (locational G)**

Belastbar ist an den hier dargestellten Werten lediglich, dass ein Bonus-/Malus-System für die Einspeisung (locational G) in Deutschland mit Werten knapp über oder unter null relativ schwach ausgeprägt wäre.

Trotz der Unklarheiten in manchen Details kann damit eine wichtige Feststellung bereits getroffen werden: Wenn Last und Erzeugung vergleichsweise nahe beieinander liegen, so wird ein verursachungsgerechtes Bonus-/Malus-System in der größtmöglichen Detaillierung, nämlich auf den einzelnen Netzknoten bezogen, effiziente Allokationssignale ausweisen. Werden die einzelnen Netzknoten dann aber zu Netzzonen zusammengefasst, so werden die einzelnen Bonus-Malus-Werte einer Mittelwertbildung unterzogen, die die Allokationseffizienz stark herabsetzt oder sogar in den Bereich des Willkürlichen führen kann.

Dies ist mit einem einfachen Beispiel zu verdeutlichen: An einem einzelnen Netzknoten (im Beispiel: Verbindung zwischen Übertragungsnetz und nachgelagertem, großstädtischen Verteilnetz) liegt eine starke Entnahmelast vor. Eine Einspeisung an diesem Netzknoten vermindert dann Lastfluss, Netzbelastung und -verluste und führt zu einem Bonus (negative G-Komponente). Ein benachbarter Netzknoten (im Beispiel: Anschlusspunkt eines Großkraftwerks) weist eine starke Einspeiselast auf. Eine zusätzliche Einspeisung führt zu Verstärkung von Lastfluss, Netzbelastung und -verlusten, weshalb sich für die Einspeisung ein Malus ergibt (positive G-Komponente). Werden beide Netzknoten zusammengefasst, kann die Einspeisung überwiegen. Das hat zur Folge, dass auch die Einspeisung unmittelbar am Lastknoten mit einem Malus beaufschlagt wird, der die gewollte Anreizfunktion genau konterkariert. Wird im Beispiel die Netzzone weiter vergrößert, können zusätzliche Entnahmen, bei einer weiteren Vergrößerung wieder Einspeisungen hinzukommen, so dass je nach Größe der gebildeten Netzzone wieder ein Bonus oder ein Malus für die Einspeisung resultiert.

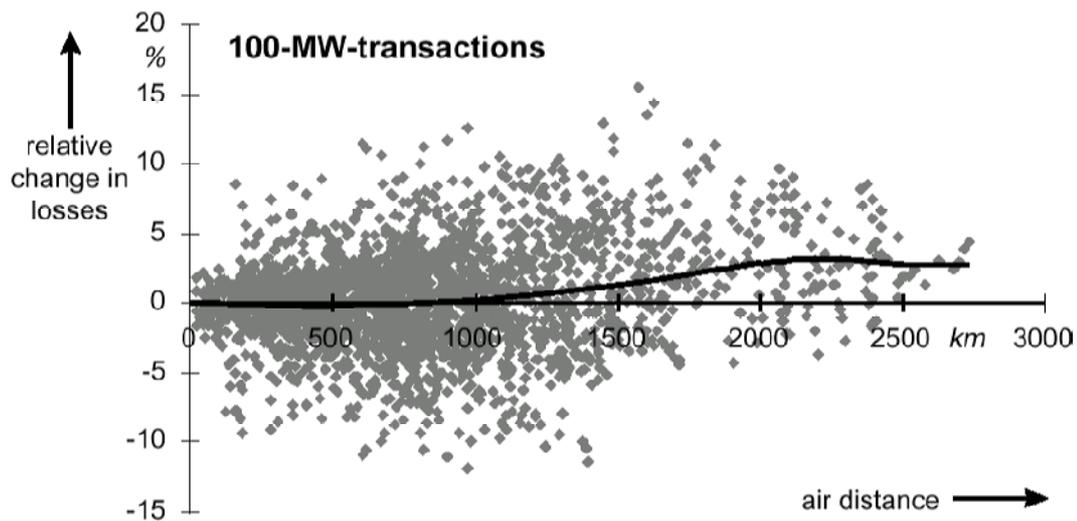
Entscheidend ist dann nicht mehr die Methodik zur Berechnung der Bonus-Malus-Werte je Netzknoten, sondern der Zuschnitt der Zonen. Dieser muss in einem regulatorischen oder Verhandlungsprozess gefunden werden und steckt daher voller Unwägbarkeiten, die eine Wirkungsanalyse unmöglich machen.

Eine sinnvolle Allokationswirkung, auch das lässt sich bereits mit Sicherheit festhalten, ist nur erreichbar, wenn der Bezug eines Bonus-/Malus-Systems möglich detailliert gehalten wird, eben auf den einzelnen Netzknoten.

#### **6.4.2 T-Komponente kein Allokationssignal**

Als ein Argument für die Beibehaltung der T-Komponente wird gelegentlich eine Allokationswirkung behauptet, unter anderem auch damit begründet, dass hierdurch Langstreckentransporten entgegengewirkt und damit Netzverluste vermieden würden.

Die Problematik der Abhängigkeit der Verlustenergie von der Strecke der Übertragung lohnt einen kurzen Exkurs: Es scheint auf den ersten Blick klar, dass die Verluste mit der Entfernung zwischen Erzeuger und Verbraucher zunehmen. Je nach vorgeprägter Lastflusssituation können Handelstransaktionen zwischen weit auseinanderliegenden Einspeisern und Entnehmern aber durchaus Lastfluss- und damit Verlustminderungen bewirken. Die folgende Abbildung zeigt die Auswirkung verschiedener simulierter 100-MW-Transaktionen auf ein im Lastflussmodell generiertes Netz. Die relativen Änderungen der Verluste, welche die Transaktion hervorgerufen hat, sind über der Transportentfernung aufgetragen.



[Quelle: IAEW RWTH Aachen]

### Abbildung 18: Verlustenergie in Abhängigkeit der Transportentfernung

Die schwarz eingezeichnete Ausgleichskurve zeigt, dass eine durchschnittliche Korrelation zwischen der Transportdistanz und der Verlustzunahme besteht, die allerdings erst bei extremen Distanzen ( $\gg 1.000$  km) signifikant wird. Vor allem ist aber die Streuung um die Ausgleichsgerade herum extrem. Im vorderen Bereich ist die Möglichkeit, dass eine betrachtete Transaktion die Netzverluste mindert, genauso hoch wie die einer Verlusterhöhung.

Eine Allokationswirkung der T-Komponente wird auch durch die Tatsache widerlegt, dass sie ungerichtet erhoben wird. Wäre eine Allokationswirkung in der einen Richtung zufällig sinnvoll, wirkt die T-Komponente in der anderen Übertragungsrichtung zwingend entgegen einem sinnvollen Anreiz.

### 6.4.3 Allokationssignale mit Differenzierung nach Netzebenen

Neben einer Berücksichtigung der Verhältnisse im Übertragungsnetz selbst (siehe 6.4.1) müssen Allokationssignale die stromwirtschaftliche Leistung der Netzentlastung durch dezentrale Einspeisung berücksichtigen und entsprechende Anreize setzen. Durch dezentrale Einspeisungen wird die Inanspruchnahme vorgelagerter Netze vermieden. Daher müssen Einspeisungen in die Hoch-, Mittel- und Niederspannung entsprechend der dadurch erreichten Netzentlastung in den vorgelagerten Netzebenen vergütet werden.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> Eine grobe Abschätzung der gesamten Netzentlastungsentgelte ergibt folgendes Bild: Dezentrale Einspeisungen insgesamt rund 15 % von 500 TWh sind 75 TWh, aufgeteilt auf 8 % Niederspannung, 42 % Mittelspannung und 50 % Hochspannung ergeben bei 28,4 €/MWh (MS), 12 €/MWh (HS) und 6 €/MWh (HöS) mittleren Netznutzungsentgelten einen Gesamtbetrag von 773,4 Mio. €/a.

Eine solche Regelung trägt auch der Stellungnahme des EU Parlaments vom 13.03.2002 zur Richtliniennovelle Rechnung (Art. 16 Abs. 1) und entspricht dem revidierten Richtlinienentwurf vom 07.06.2002 (Art. 22 Abs.1 g<sup>27</sup>).

## 6.5 Ausgleichsfonds der Übertragungsnetzbetreiber

Den zutreffenden Vorgaben der EU-Verordnung folgend, sollte der Mechanismus zum Ausgleich der durch externe Netznutzung entstehenden Zusatzkosten zwischen den Übertragungsnetzbetreibern abgewickelt werden und nur Zahlungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vorsehen.

Die mehrfach modifizierten Modelle der ETSO und die darin vorgeschlagene Schlüsselgröße (Transit Key, vgl. Abschnitt 4.4.2) bieten eine erste brauchbare Näherungslösung für die Umverteilung der Mittel zwischen den Übertragungsnetzbetreibern. Die weitere Ausgestaltung, Detaillierung und insbesondere die Datengrundlage für Kostenermittlung und Transit Key bedarf aber einer deutlichen Verbesserung hinsichtlich Transparenz und Belastbarkeit der Daten.

Die in der Diskussion befindlichen Ansätze von Pérez-Arriaga, Glavitsch oder die gemeinsame Netzebene können noch nicht bewertet werden, da die Modelle derzeit nur in einer sehr rudimentären Form vorliegen und ihre Auswirkungen extrem von der Ausgestaltung im Detail abhängen (vgl. Abschnitte 4.3.1 und 4.4.4).

Eine Beibehaltung transaktionsbezogener oder händlerbezogener Entgelte (T-Komponente des ETSO-Modells) sollte es nicht geben. Ein geeigneter Ersatz der damit wegfallenden Einnahmen für den Ausgleichsfonds aus der derzeitigen Erhebung der T-Komponente kann durch ein Malus auf die Einspeisung (G-Komponente) in Exportländern und die Entnahme (L-Komponente) in Importländern gestaltet werden. Damit würden in einer einfachen Weise auch die richtigen Anreize für die Verminderung der Netzbelastung im europäischen Rahmen gesetzt.

---

<sup>27</sup> Dies wurde auch in der Fassung der dänischen Präsidentschaft vom 30.07.2002 bekräftigt.

## 7 Eckpunkte eines geeigneten Regelungskonzeptes

### 7.1 Verbesserung des Engpassmanagements (Congestion Management)

- Entsprechend der gesamteuropäischen Fachdiskussion muss das Engpassmanagement transparent, diskriminierungsfrei und marktorientiert erfolgen. Als Übergangslösung sind explizite Auktionen zeitlich kaskadiert und transparent durchzuführen.
- Arbeiten der ETSO und anderer zu Market Splitting in Kontinentaleuropa und Co-ordinated Cross-Border Congestion Management sind voranzutreiben und umzusetzen. Für Redispatch-Maßnahmen bzw. Counter Trading sind offene und transparente Ausschreibungsmärkte einzurichten.
- Volumen und Verwendung der Einnahmen aus der Kapazitätsvergabe müssen von den Übertragungsnetzbetreibern offengelegt werden. Eine Verwendung sollte vorrangig für die Sicherung der vergebenen Kapazitäten und die Schaffung neuer Netzkapazitäten erfolgen.

### 7.2 Europäische Harmonisierung zu einem basic G = 0

Die angestrebte Harmonisierung des Verhältnisses G:L ist berechtigt und zu befürworten. Die Vereinheitlichung sollte bei einem basic G = 0 und L = 100 % erfolgen:

- Ein basic G würde Kosten von der Entnahme auf die Einspeisung verlagern und die L-Komponente absenken, die in Deutschland 100 % der Netzkosten deckt. Damit sinken auch die Anreize für netzentlastende, dezentrale Einspeisung.
- Die vollständige Kostenzuordnung auf die Verbraucherseite stellt eindeutig die einfachste, transparenteste und praktikabelste Form der Harmonisierung dar. Sie entspricht dem verbrauchsorientierten Zweck und Aufbau der Elektrizitätsversorgung.
- Bereits heute werden in vielen europäischen Staaten die Netzkosten zu 100 % der Übertragungsnetze direkt der Entnahme zugeordnet (Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Portugal, Schweiz, Spanien). Für die Verteilungsnetze gilt L = 100 % ohne Ausnahme.

### 7.3 Sachgerechte Allokationssignale (Bonus-/Malus-System)

- Ein Malus für Einspeiser (G) in Exportländern und Entnehmer (L) in Importländern bringt einfache Allokationssignale und kann zeitnah eingeführt werden.
- Für die exakte Ausgestaltung detaillierter Allokationssignale für die Übertragungsnetze sollten ggf. die Ergebnisse bereits laufender Untersuchungen der EU (Universidad Comillas Madrid, ETH Zürich) berücksichtigt werden. Ein Bezug auf den einzelnen Netzknoten erscheint hinsichtlich der Anreizwirkung wie auch aus kommunaler Sicht vorteilhaft. Die genaue Ausgestaltung setzt eine Offenlegung der Netzdaten der Übertragungsnetzbetreiber und vertiefte Untersuchungen aus kommunaler Sicht voraus.
- Allokationssignale müssen die besonderen stromwirtschaftlichen Leistungen der kommunalen Erzeuger, die grundsätzlich dezentral und in Nähe der Lastschwerpunkte einspeisen, in vollem Umfang berücksichtigen. Durch dezentrale Einspeisungen wird virtuelle Netzkapazität bereitgestellt und die Inanspruchnahme vorgelagerter Netze vermieden.
- Entsprechende Regelungen für die Berücksichtigung der Netzentlastung durch dezentrale Einspeisungen finden sich in Art. 22 (1g) der Richtlinie und der Stellungnahme des Parlaments (Art. 16, Abs. 1).
- Einspeisungen in die Hoch-, Mittel- und Niederspannung müssen entsprechend der dadurch erreichten Netzentlastung in den vorgelagerten Netzebenen vergütet werden. Die Regelungen der Ziffer 2.3.3 der VV II (plus) sehen dies vor und sind daher vollständig zu erhalten.

### 7.4 Modifikation des Ausgleichsmechanismus (Inter TSO Compensation)

- Ein Ausgleichsmechanismus für die Belastung der Übertragungsnetze durch Transite wird akzeptiert. Die Höhe der Belastung (ETSO-Angabe 200 Mio. €) ist durch die Übertragungsnetzbetreiber zu belegen.
- Der Ausgleichsmechanismus soll laut Verordnung nur Zahlungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern vorsehen und keine transaktionsbezogenen oder händlerbezogenen Entgelte.
- Die Einnahmen für den Ausgleichsmechanismus sollten durch einen Malus auf die Einspeisung in Exportländern (Malus-G) und einen Aufpreis auf die Entnahme in Importländern (Malus-L) verursachungsgerecht bereitgestellt werden.

## 8 Zusammenfassung

Die anstehende EU-Energierechtsnovelle besteht aus überarbeiteten **Richtlinien** für den Strom- und Gasbinnenmarkt, die der Umsetzung in nationales Recht bedürfen (innerhalb eines Jahres) und aus der unmittelbar geltenden **Verordnung** zum grenzüberschreitenden Stromhandel. Die Verordnung behandelt neben den Aspekten eines **Ausgleichsfonds für grenzüberschreitende Stromflüsse** (Inter-TSO Compensation Fund) und **Engpassmanagement** (Congestion Management) auch die **Harmonisierung** der Netzzugangsregelungen in den Mitgliedsstaaten. Ferner soll die Erhebung von Netzzugangsentgelten harmonisiert werden.<sup>28</sup> Derzeit werden die Netzkosten in den europäischen Ländern unterschiedlich auf die Erzeugung (**Generation, G-Komponente**) und die Entnahme (**Load, L-Komponente**) verteilt. In Deutschland gilt derzeit  $G = 0 \%$  und  $L = 100 \%$ .

Darüber hinaus muss das bis Ende 2002 gültige Tarifierungsverfahren für grenzüberschreitende Stromlieferungen (**Transite, T-Komponente** nach dem Modell der ETSO) durch ein neues System abgelöst werden, das auf den Regelungsrahmen der EU-Energierechtsnovelle abgestimmt ist.

In der aktuellen Diskussion werden Regelungen vorgeschlagen, die für kommunale Unternehmen drastische Auswirkungen haben können.

### 8.1 Engpassmanagement

Im Europäischen Verbundnetz bestehen insbesondere an Grenzkuppelstellen begrenzte Übertragungskapazitäten, z. B. zwischen Deutschland und den Niederlanden, die nicht alle gewünschten Stromlieferungen ermöglichen. Die EU-Energierechtsnovelle schreibt für diese Engpässe eine diskriminierungsfreie und transparente Kapazitätsvergabe vor. Diese kann durch Market Splitting (wie in Skandinavien) oder durch Auktionen der Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Ein investiver Ausbau der Engpasskapazitäten wird nur langfristig (5 bis 10 Jahre) erfolgen können (EU-Projekt 'Trans European Networks').

Das Einnahmenvolumen der Übertragungsnetzbetreiber aus der Engpassvergabe beträgt nach einer unteren Abschätzung der EU-Kommission mindestens 600 Mio. € (2001).

---

<sup>28</sup> Durch ein in der Verordnung angelegtes Komitologie-Verfahren sollen der EU-Kommission weit reichende Befugnisse übertragen werden, bei deren Ausübung die Kommission von einem Ausschuss unterstützt wird. Dieser Ausschuss wird mit hoher Wahrscheinlichkeit der Council of European Energy Regulators (CEER) sein. Über das Komitologie-Verfahren sollen u. a. Leitlinien erlassen oder verändert werden, die Einzelheiten zu Ausgleichsmechanismus, zur Harmonisierung und zum Engpassmanagement behandeln. Diese Leitlinien sollen für die nationalen Regulierungsbehörden verbindlich sein.

## 8.2 Drei Handlungsstränge zur G-Komponente

Mit drei – oftmals vermischten – Begründungen wird die Einführung eines europaweiten Netzzugangsentgelts für Erzeuger (G-Komponente) diskutiert:

### 8.2.1 Harmonisierung<sup>29</sup>

Die EU-Kommission will die Aufteilung der Netznutzungskosten auf Einspeisung und Entnahme (Verhältnis G-Komponente zu L-Komponente, **G : L**) europaweit harmonisieren, um Wettbewerbsverzerrungen im grenzüberschreitenden Stromhandel abzubauen.

Mit einer einheitlichen europaweiten G-Komponente ('**basic G**') würden die **Kosten der Übertragungsnetze** in den Mitgliedsstaaten teilweise gedeckt. Hierfür wird eine absolute oder relative Angleichung diskutiert:

- Relative Angleichung: Gleiche prozentuale Aufteilung zwischen G und L in den Mitgliedsstaaten (Diskussionswert EU-Kommission G = 25 % und L = 75 %).
- Absolute Angleichung: Erhebung gleich hoher Netzzugangsentgelte für Kraftwerke (Diskussionswert EU-Kommission G = 1,5 €/MWh, vergleichbar G = 25 %).<sup>30</sup>

Als praktikabelste, sachgerechteste Lösung stellt sich aus den unter 7.2 und 7.3 genannten Gründen die Harmonisierung auf G = 0 da, die von Allokationssignalen ergänzt wird.

### 8.2.2 Allokationssignale (Siting/Locational Signals)<sup>31</sup>

Allokationssignale (Bonus-/Malus-Systeme) sollen **Anreize für den Bau und den Betrieb** von Kraftwerken setzen (Erzeugung im Lastschwerpunkt). Damit soll Netzverlusten und der Netz- bzw. Engpassbeanspruchung entgegengewirkt werden. Allokationssignale sollen per se nur steuern und müssen nicht zur Deckung der Netzkosten beitragen.

Diskutiert werden Bonus-/Malus-Systeme, die nach Ländern, Netzzonen, Netzknoten und Einspeiseebenen differenzieren. Als national differenziertes Allokationssignal wird diskutiert, in jedem Mitgliedsstaat ein Bonus-/Malus-System entsprechend dem Import-/Exportsaldo des Landes zu installieren: In Exportländern eine Belastung (Malus) für die Einspeisung

---

<sup>29</sup> Vgl. Abschnitte 4.2, 6.3 und 7.2.

<sup>30</sup> Die Größenordnung eines solchen basic G würde in Deutschland bei 750 Mio. €/a liegen (Gesamtkosten der deutschen Elektrizitätsnetze gut 20 Mrd. €/a).

<sup>31</sup> Vgl. Abschnitte 4.3, 6.4 und 7.3.

(G)<sup>32</sup>, in Importländern für die Entnahme (L); Ein solches Bonus-/Malus-System kann ggf. verstärkt werden. Dabei ist auch ein Bonus-G denkbar<sup>33</sup>. Eine stärkere Differenzierung wird auch durch kleinräumigere Bezugseinheiten erreicht (Netzzonen oder Netzknoten). In Deutschland ist aufgrund der verteilten Last und Erzeugung nur mit geringen regionalen Unterschieden zu rechnen, die stark vom verhandelten/regulatorischen Zuschnitt der Netzzonen abhängt.

Hier sind insbesondere dezentrale Einspeisungen zu berücksichtigen, die die vorgelagerten Übertragungsnetze entlasten (vgl. aktuelle Regelung der VV II (plus), Ziffer 2.3.3).

Zusammenfassend stellt sich vor dem Hintergrund der unter 7.3 genannten Argumente zunächst die Allokationssignalisierung durch ein nationales G, abhängig vom Handelssaldo, sowie regionaler Differenzierungen, welche die Netzentlastung durch verbrauchsnahe Erzeugung berücksichtigen, als derzeit beste Lösungsmöglichkeit dar.

### 8.2.3 Ausgleichsmechanismus (Inter TSO Compensation Fund)<sup>34</sup>

Der Fonds, aus dem die Übertragungsnetzbetreiber für Kosten im Zusammenhang mit Stromtransiten entschädigt werden, hat nach derzeitigem Stand ein Volumen von 200 Mio. €/a. Die Befüllung dieses Inter-TSO Compensation Fund über eine transaktionsbezogene T-Komponente (1 €/MWh im derzeit praktizierten ETSO-Modell) wird für die Zukunft aufgrund der geplanten EU-Verordnung voraussichtlich ausgeschlossen.

Ein Ersatz dieser Einnahmen kann im Rahmen des oben erläuterten nationalen Bonus-/Malus-Systems erfolgen (Malus-G in Exportländern, Malus-L in Importländern). Aufgrund des ausgeglichenen Saldos würde es in Deutschland keinen Malus geben.

---

<sup>32</sup> Dieses Malus-G wird auch als 'locational/national G' bezeichnet, ist aber strikt vom basic G zu unterscheiden, das keine Anreize setzt, sondern undifferenziert zur Deckung der Netzkosten beiträgt.

<sup>33</sup> Ein solches Bonus-G wird als negative G-Komponente in Skandinavien und Großbritannien praktiziert.

<sup>34</sup> Vgl. Abschnitte 4.4, 6.5 und 7.4.

## 9 Anhang – Abkürzungen und Fachbegriffe

BETTA	British Electricity Trading and Transport Arrangement	
CBT	cross border trade	internationaler Stromhandel
CBT	cross border tariff	Grenzübergangs-Tarifierung
CEER	Council of European Energy Regulators	Rat der europäischen Energie-Regulatoren
CGM	Congestion Management	Engpassmanagement
COMELEC	Council of Maghreb Electricity Companies	
EFET	European Federation of electricity Traders	Vereinigung der europäischen Stromhändler
EnWG	--	Energiewirtschaftsgesetz
ETSO	European Transmission System Operators Association	Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber
G	Generation	Erzeugung
L	Load	Verbrauch
NETA	New Wholesale Electricity Trading Arrangement	
Ofgem	Office of Gas and Electricity Market	
---	Service Public	Daseinsvorsorge (nicht: öffentlicher Dienst)
T	Transit	Übertragung (international)
TSO	Transmission System Operator	Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
UCTE	Union pour la coordination du transport de l'électricité	