



universität
wien

Diplomarbeit

Titel der Diplomarbeit

„Die Regulierung des grenzüberschreitenden
Stromhandels im Europäischen Wirtschaftsraum“

Verfasser

Hannes Millendorfer

angestrebter akademischer Grad

Magister der Sozial- und
Wirtschaftswissenschaften
(Mag. rer. soc. oec.)

Wien, im Juni 2008

Studienkennzahl lt. Studienblatt: A 157

Studienrichtung lt. Studienblatt: Internationale Betriebswirtschaft

Betreuer: Ao. Univ. -Prof. Mag. Dr. Jörg Borrmann

Vorwort

„Dankbarkeit ist eine Eigenschaft ähnlich der Elektrizität: sie muss erzeugt, ausgeströmt und verbraucht werden, um überhaupt zu existieren.“ William Harrison Faulkner¹

Mein besonderer Dank gilt an dieser Stelle Prof. Mag. Dr. Jörg Borrmann vom Institut für Betriebswirtschaft der Universität Wien für die Betreuung und Unterstützung sowie die zahlreichen fachlichen Diskussionen und Hilfestellungen.

Auch gilt mein Dank allen Universitätsmitarbeitern des Fachbereichs für Finanzdienstleistung und Öffentliche Wirtschaft/Verwaltung der Universität Wien für deren Anregungen und Ratschläge.

Für die grammatikalische und syntaktische Verbesserung bedanke ich mich herzlich bei meiner Freundin Dagmar Berger. Ebenso möchte ich mich an dieser Stelle natürlich herzlich bei meinen Eltern Friederike und Kurt Millendorfer bedanken, deren stete Unterstützung während der Dauer der Diplomarbeit und des gesamten Studiums das Fundament meines akademischen Werdegangs bildete.

¹ <http://www.zitate.eu> (Stand: 10.06.2008).

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
2 Allgemeine Grundlagen des Stromhandels.....	3
2.1 Spezielle Charakteristika der Stromversorgung.....	3
2.2 Gestaltung der Strommärkte – Die Wahl des Marktdesigns	7
2.2.1 Organisation der Strommärkte	13
2.2.1.1 Institutionalisierte Handel	14
2.2.1.2 Bilateral Handel	16
2.2.2 Produktgestaltung in der Elektrizitätswirtschaft.....	17
2.2.2.1 Physischer Handel.....	18
2.2.2.2 Finanzieller Handel.....	19
3 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Integration des europäischen Elektrizitätsmarkts und die Regulierung des grenzüberschreitenden Stromhandels	22
3.1 Regulierung mittels Kooperation – Das Europäische Modell	24
3.2 Verordnung (EG) Nr. 1228/2003.....	27
3.2.1 Ausgleichsmechanismus zwischen ÜNB nach Artikel 3.....	28
3.2.2 Netzzugangsentgelte nach Artikel 4.....	29
3.2.3 Kapazitätsberechnung und -vergabe nach Artikel 5 ff.....	29
4 Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse	31
4.1 Der ETSO-Mechanismus.....	33
4.1.1 Kostenevaluierung nach ETSO	35
4.1.1.1 Definition des horizontalen Netzes	36
4.1.1.2 Kosten des horizontalen Netzes	37
4.1.2 Kostenallokation nach ETSO	38
4.2 Kritikpunkte des ETSO-Mechanismus	39
4.2.1 Die Verwendung von Transitströmen.....	39
4.2.2 Die Unvereinbarkeit mit Artikel 3 (6).....	41
4.2.3 Probleme der Kostenallokation	43
4.3 Konklusion	44

5 Harmonisierung der Tarifstrukturen	47
5.1 Grundlegende Arten der Netzentgelte	48
5.1.1 Netznutzungsentgelte	49
5.1.2 Netzverbindungsentgelte	52
5.1.3 Netzzugangsentgelte	54
5.2 Harmonisierung der Netzzugangsentgelte.....	56
5.2.1 Auswirkungen unterschiedlicher Netzzugangsentgelte auf den Wettbewerb.....	57
5.2.2 Harmonisierungsbemühungen im EWR	59
5.3 Kritik an den Harmonisierungsanstrengungen.....	64
5.4 Konklusion	66
6 Harmonisierung des Engpassmanagements	69
6.1 Engpassmanagement im EWR.....	69
6.1.1 Kapazitätsberechnung	70
6.1.1.1 Berechnungsmethode nach ETSO	71
6.1.1.2 Kritik an der Kapazitätsberechnung nach ETSO	74
6.1.2 Kapazitätsvergabe	77
6.1.2.1 Kapazitätsvergabe mittels expliziter Auktion	78
6.1.2.2 Kapazitätsvergabe mittels impliziter Auktion	82
6.1.3 Verwendung von Engpasserlösen	86
6.1.4 Regionaler Ansatz als Interimslösung	88
6.2 Kritik an den Engpassmanagementmethoden im EWR.....	89
6.3 Konklusion	91
7 Konklusion.....	93
Bibliographie	98
Monographien.....	98
Beiträge aus Sammelwerken.....	98
EU-Papers	100
Artikel aus Fachjournalen	102
Working Papers	104
Sonstige Publikationen	105

Anhang – Verursachungsgerechte Verteilung von ITC-Kostenallokationsverfahren.....	109
---	-----

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Gestaltungssystem für den Aufbau des Stromhandels	11
Abbildung 2 - Der Pool-Markt	15
Abbildung 3 - Der bilaterale Handel	17
Abbildung 4 - Zeitliche Abfolge des Stromhandels	18
Abbildung 5 - Kostentreiber des Übertragungsnetzes	50
Abbildung 6 - Wettbewerbsverzerrung durch Unterschiede in der Tarifallokation.....	58
Abbildung 7 - Höhe der Übertragungsentgelte in Europa.....	60
Abbildung 8 - Klassifizierung der Spannungsebenen.....	65
Abbildung 9 - Relative Anteile der Erzeuger im jeweiligen Spannungsbereich	66
Abbildung 10 - Definitionen der Übertragungskapazitäten nach ETSO....	74
Abbildung 11 - Die Formen der expliziten Auktion	80
Abbildung 12 - Die implizite Auktion und ihre Akteure.....	83
Abbildung 13 - Proportional Sharing Rule	114

Abkürzungsverzeichnis

AAC	„Already Allocated Capacity“
AC	„Alternating Current“ (Wechselstrom)
AP	„Average Participation“
APT	„Average Participation for Transits“
AS	„Auman-Shapley“
ATC	„Available Transfer Capacity“
ATF	„Allocation of Transit Flow“
AV	„Auman Value“
CBT	„Cross-Border Trade“
CEER	„Council of European Energy Regulators“
CfD	„Contract of Differences“
CR	„Congestion Revenue“
DC	„Direct Current“ (Gleichstrom)
DISCO	„Distribution Company“
EEA	„European Economic Area“
ERGEG	„European Regulators Group for Electricity and Gas“
ETSO	„European Transmission System Operators“
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
FERC	„Federal Energy Regulatory Commission“
G	„Generation“
GENCO	„Generation Company“
HN	Horizontales Netz
IEM	Interner Elektrizitätsmarkt
ISO	„Independent System Operator“
ITC	„Inter-TSO Compensation“
L	„Load“
LRAIC	„Long Run Average Incremental Cost“
MB	Marktbetreiber
MO	„Market Operator“
MP	„Marginal Participation“
NTC	„Net Transfer Capacity“

RAB	„Regulated Asset Base“
RL	Richtlinie
SCC	„Socioeconomic Cost of Congestion“
SMP	„System Marginal Pricing“
SV	„Shapley Value“
TC	„Transmission Capacity“
TRANSCO	„Transmission Company“
TRM	„Transmission Reliability Margin“
TSO	„Transmission System Operator“
TTC	„Total Transfer Capacity“
UCTE	„Union for Co-ordination of Transmission of Electricity“
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VO	Verordnung
WW	„With-and-without“
WWT	„With-and-without for Transits“

1 Einleitung

Der Prozess der Liberalisierung und Integration des europäischen Strommarktes liefert nicht nur ein Musterbeispiel für das Wirken des politischen Systems der Europäischen Union und ihrer Mitgliedsstaaten, sondern bietet vor allem auch einen Einblick in den Facettenreichtum und das Zusammenspiel von Regulierung und Deregulierung.

Der technologische Wandel im Bereich der Stromerzeugung sowie der technische Fortschritt bei der Abwicklung des Groß- und Einzelhandels führten zu einer Veränderung der traditionellen ökonomischen Betrachtungsweise, wonach nicht mehr die gesamte Wertschöpfungskette des Elektrizitätssektors als natürliches Monopol zu erachten ist. Die veränderten Tatsachen lieferten auch den Initialanstoß für die Ausweitung des „Europäischen Wirtschaftsraums“ (EWR) mit allen seinen Prinzipien auf die potentiellen Wettbewerbsbereiche der Elektrizitätswirtschaft.

Der Stromhandel unterscheidet sich aufgrund der besonderen Charakteristika der „Ware Strom“ wesentlich von anderen Gütermärkten. Die physikalischen Restriktionen eines Systems müssen deshalb nicht nur bei der Durchführung der Transaktionen berücksichtigt werden, sie wirken sich auch wesentlich auf die Beschaffenheit der angewandten Regulierungsmechanismen aus. Der Fokus richtet sich auf europäischer Ebene diesbezüglich vor allem auf den grenzüberschreitenden Handel mit Elektrizität, da von diesem sowohl Chancen als auch Risiken für die Schaffung eines „Internen Elektrizitätsmarktes“ (IEM) mitgetragen werden. Die Frage, die im Zuge dieser Arbeit beantwortet werden soll, lautet deshalb: „Welche Regulierungsmechanismen existieren für den grenzüberschreitenden Stromhandel im EWR, und wie wirken sie?“

Da es sich bei der Liberalisierung des Elektrizitätssektors um einen dynamischen Prozess handelt, bilden die Aussagen, die im Rahmen der Erläuterung dieses Themas getroffen werden, vielmehr eine Momentaufnahme der bestehenden Situation auf dem europäischen

Elektrizitätsmarkt. In diesem Zusammenhang wird nicht nur auf den Unterschied der Soll-Vorgaben des legalen Konstrukts und der vorherrschenden Ist-Situation im „Europäischen Wirtschaftsraum“ eingegangen, sondern es werden auch mögliche wirtschaftspolitische Hintergründe durchleuchtet.

Einleitend wird in Kapitel 2 zunächst auf die physikalischen Eigenschaften von Elektrizität und die damit verbundenen Schwierigkeiten eingegangen, um anschließend diesbezüglich die wichtigsten Aspekte bei der Wahl eines geeigneten Marktdesigns zu erörtern.

Kapitel 3 bietet einen Überblick über das europäische Regulierungsmodell und liefert mit einer Erläuterung des rechtlichen Rahmens der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 gleichzeitig das Grundkonstrukt der Maßnahmen zur Regulierung des grenzüberschreitenden Stromhandels.

Die Kapitel 4 bis 6 bilden den Hauptteil dieser Arbeit und beinhalten die Erörterung der aktuellen Regulierungsmechanismen hinsichtlich ihrer Wirkung. Hierbei wird auf die im EWR vorherrschenden Verfahren eingegangen, deren Wirkung erörtert sowie ein Ausblick auf mögliche Entwicklungen gegeben. Abschließend fasst Kapitel 7 die momentane Situation im Bereich der Regulierung des grenzüberschreitenden Handels zusammen und zieht daraus die notwendigen Schlüsse, um gegebenenfalls einen Handlungsbedarf bestimmen zu können.

Im Anhang findet sich zusätzlich eine qualitative Analyse wieder, deren Zweck die Untersuchung ausgewählter ITC-Kostenallokationsverfahren hinsichtlich des Schlüsselaspekts der verursachungsgerechten Verteilung von Ausgleichszahlungen bildet.

2 Allgemeine Grundlagen des Stromhandels

Die Grundlage eines europäischen Strombinnenmarktes bildet nicht nur die Gewährleistung eines effektiven Zugangs zu den grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen, sondern vor allem auch die Schaffung integrierter Strommärkte, welche die Kontrollbereiche einzelner nationaler bzw. regionaler Märkte umfassen. Der Ursprung der damit verbundenen Schwierigkeiten verbirgt sich häufig bereits in den besonderen physikalischen Eigenschaften, welche die „Ware Strom“ aufweist. Die Organisation der Märkte muss sich notgedrungen an den technischen Restriktionen orientieren, denen die Elektrizitätswirtschaft unterliegt.

In diesem Kapitel wird darüber Aufschluss gegeben, welche besonderen technischen Charakteristika den Handel mit Strom beeinflussen und welche Auswirkungen die daraus resultierenden Problemstellungen auf die Gestaltung der Elektrizitätsmärkte haben.

2.1 Spezielle Charakteristika der Stromversorgung

In der Fachliteratur wird häufig explizit auf die „Ware Strom“ verwiesen und der Elektrizitätsmarkt von anderen Warenmärkten unterschieden, wobei auch gleichzeitig eine Differenzierung von den Serviceleistungen stattfinden kann, die mit dem Produkt „elektrische Energie“ verbunden sind.²

Wenn die richtige Frequenz und die entsprechende Voltzahl eingehalten werden, so ist Elektrizität hinsichtlich der Qualität durchaus als

² Vgl. Smeers (2003), S. 160; Boucher/Smeers (2001), S. 5; Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 13; Griffin/Puller (2005), S. 5; Fiorenzani (2006), S. 4. Es finden sich jedoch auch Beiträge, die dieser Ansicht entgegenstehen und das Paradigma der „Commodity Markets“ ablehnen. Vgl. hierzu z.B. Staropoli (2003), S. 67 u. 68.

homogenes Gut zu betrachten.³ Es sind die physikalischen Eigenschaften, die es von anderen Gütern unterscheiden und eine Adaption der dafür vorhandenen Märkte erforderlich machen, wenn das Ziel ein wettbewerbsmäßig organisierter Strommarkt ist.

Vom momentanen Stand der Technik betrachtet, ist die Speicherung von elektrischer Energie äußerst kostspielig und aus wirtschaftlicher Sicht deshalb nicht erstrebenswert. Elektrizität, zu verschiedenen Zeitpunkten an verschiedene Orte geliefert, wird von ihren Verbrauchern deshalb als ein nicht-vertretbares Gut angesehen,⁴ weshalb sich die Erzeuger an den Nachfragespitzen der Abnehmer orientieren müssen.⁵

Die stark eingeschränkte Speicherbarkeit unterscheidet die Ware Strom letzten Endes auch von „typischen“ Gütermärkten, da die Erzeugung in einem steten Gleichgewicht mit dem Verbrauch sein muss. Elektrische Energie muss mit der Einspeisung ins Netz auch simultan verbraucht werden, da sonst aufgrund einer fallenden Frequenz im Zuge einer Kettenreaktion das gesamte System zusammenbrechen kann. Der Bedarf an Strom wird also mittels Just-in-Time-Produktion befriedigt.⁶

Ein weiteres Charakteristikum, das letztlich auch für die außergewöhnlichen Merkmale der Elektrizitätsmärkte ursächlich ist, findet sich im Kirchhoffschen Gesetz begründet, wonach das Ein- bzw. Ausspeisen von Energie an einem beliebigen Punkt des Netzes sich auf alle anderen Punkte des gesamten Systems auswirkt, denn nach Kirchhoff fließt Strom stets umgekehrt proportional zur elektrischen Impedanz (elektrische Eigenschaft des Widerstandes). Diese Netzwerkexternalitäten müssen sowohl auf technischer Seite beim Betrieb der Übertragungsnetze als auch auf marktwirtschaftlicher Seite bei der Schaffung von geeigneten

³ Vgl. Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 13.

⁴ Vgl. Fiorenzani (2006), S. 4.

⁵ Vgl. Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 13.

⁶ Vgl. Hogan (2000), S. 3; Hunt (2002), S. 30; Joskow (2005), S. 40.

Anreizen für die Funktionen der Erzeugung und Übertragung berücksichtigt werden.

Solange über uneingeschränkte Kapazität verfügt wird, stellt dies kein Problem dar, da verschiedene Kombinationen an den Erzeugerpunkten im Netz die Nachfrage der Endverbraucher befriedigen können. Da jedoch die Verbindungslinien der realen Märkte über eine endliche Kapazität verfügen, wird die Zahl der möglichen Kombinationen eingeschränkt.⁷

In einem komplexen Übertragungsnetzwerk können Stromlieferungen zwischen zwei Vertragsparteien zu Engpässen bei einem (rechtlich) unbeteiligten Dritten führen. Diese negativen Externalitäten müssen mit Hilfe eines ausgeklügelten Marktdesigns aufgefangen werden, um damit einer Marktunvollkommenheit entgegenzuwirken. Aufgrund der automatischen Ausbreitung sind Zuordnungen der einzelnen Stromflüsse zu den jeweiligen Parteien bzw. Lieferungen entlang vorbestimmter Distributionsleitungen jedoch nicht möglich.⁸ Problematisch werden diese so genannten Ringflüsse („Loop Flows“) besonders dann, wenn dadurch für die Anbieter Möglichkeiten eröffnet werden, mittels einseitiger Handlungen den Marktpreis zu beeinflussen, die Bestimmung von Eigentumsrechten zu erschweren oder Koordinations- und „Free-Riding“-Probleme zu erzeugen.⁹

Aufgrund der oben genannten physikalischen Eigenschaften sind Strommärkte mit einer inhärenten Unvollkommenheit behaftet und nur mangelhaft wettbewerbsorientiert. Durch die gegenwärtige Technologie wird die Organisation von Echtzeitelektrizitätsmärkten nicht ermöglicht; durch die physikalischen Restriktionen des Systems können die heutigen regulierten Märkte nicht vollkommen durch freie ersetzt werden. Die vorherrschenden Externalitäten und das Erfordernis eines ständigen

⁷ Vgl. Griffin/Puller (2005), S. 6-8.

⁸ Vgl. Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 13; Griffin/Puller (2005), S. 5; Hunt (2002), S. 31.

⁹ Vgl. Joskow (2005), S. 41.

Gleichgewichts lassen es nicht zu, sich innerhalb der kurzen Aktionszeiträume ausschließlich auf die regulierende Wirkung von Angebot und Nachfrage zu verlassen. Unter den gegebenen Umständen verlangt es nach einer schnelleren Koordination, als dies durch die freie Marktwirtschaft möglich wäre. Wie Griffin und Puller (2005, S. 5) es treffend formulieren: *„In effect, Adam Smith’s invisible hand is hardly invisible for electricity markets.“*

Die Funktion der Echtzeitkontrolle von Stromflüssen wird in liberalisierten Märkten zumeist von einem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB; Transmission System Operator - TSO) übernommen, dessen Tätigkeitsbereich sich eher an technischen als an ökonomischen Überlegungen orientiert.¹⁰ Um die Qualität und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes im gesamten europäischen Markt zu gewährleisten, wurden von Seiten der ÜNB supranationale Organisationen gegründet, deren Zielsetzung die Harmonisierung der diversifizierten technischen Praktiken sowie die Schaffung einheitlicher Standards umfasst.¹¹

Aufgrund der oben genannten Charakteristika der Stromversorgung wurden in liberalisierten Märkten, deren Wertschöpfungskette von Erzeugung, Übertragung und Verteilung nicht mehr in einer vertikal integrierten Entität zusammengefasst ist, die traditionellen „Pool Operating Functions“ genauer definiert und in folgende Kategorien unterteilt:¹²

¹⁰ Vgl. Wilson (2002), S. 1302.

¹¹ In Kontinentaleuropa ist dies z.B. die „Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity“ (UCTE), die 22 europäische Länder umfasst und deren Hauptaufgabe die Koordination der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber ist. Zu diesem Zweck wird in regelmäßigen Abständen das so genannte „UCTE Operation Handbook“ veröffentlicht, an dessen technische Standards sich die einzelnen ÜNB zu halten verpflichtet haben. Siehe UCTE Operation Handbook (final v2.5 E, 24.06.2004).

¹² Vgl. Rothwell/Gómez (2003), S. 102.

- **„Market Operation Functions“** umfassen die Tätigkeiten des Stromhandels sowie der Terminierung und Festlegung von Energietransaktionen in den verschiedenen Zeithorizonten (Woche, Tag oder Stunde vor den physikalischen Transaktionen).
- **„System Operation Functions“** beinhalten jene Aufgaben, die sich auf den technischen Betrieb und die Kontrolle des Energiesystems konzentrieren:
 - (1) Echtzeitlastenverteilung (Real-Time-Dispatching), um das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage zu wahren und dadurch den Bedarf an Energie zu decken und die Sicherheit des Systems aufrechtzuerhalten;
 - (2) ergänzende Serviceleistungen („Ancillary Services“) zur Erhaltung der Verlässlichkeit des Netzes;
 - (3) Engpassmanagement aufgrund der beschränkten Netzwerkkapazitäten.

Die Funktionen des Netzbetriebs werden zumeist von einem Übertragungsnetzbetreiber übernommen, dessen Aufgabenbereich und Verfügungsbefugnis sich je nach Marktorganisation unterschiedlich gestaltet. Im folgenden Kapitel wird mehr Aufschluss darüber gegeben, welche große Bedeutung der Wahl des richtigen Marktdesigns in der Elektrizitätswirtschaft beigemessen wird.

2.2 Gestaltung der Strommärkte – Die Wahl des Marktdesigns

Mit der Liberalisierung des europäischen Strommarktes wurde vor allem das Ziel verfolgt, mit Hilfe von wettbewerbsorientierten Märkten eine effizientere Allokation von elektrischer Energie zu gewährleisten. Der Wandel vollzog sich zunächst in der traditionellen ökonomischen Betrachtungsweise, wonach aufgrund neuer Technologien nicht mehr die gesamte Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft als natürliches Monopol zu erachten war.

In den Bereichen der Übertragung und Verteilung von Strom sind aufgrund hoher Fixkosten beim Aufbau und Unterhalt eines Netzes sowie Größendegressionsvorteilen eines einzigen Netzbetreibers weiterhin jene Eigenschaften der „Economies of Scale“ und „Economies of Scope“ gegenwärtig. Durch die Einführung kleinerer und flexiblerer Kraftwerkstypen wurde hingegen in der Erzeugung ein konkurrenzfähiges Umfeld geschaffen. Der technische Fortschritt ermöglichte auch den Wettbewerb im Groß- und Einzelhandel mit elektrischer Energie. Besserungen in der Netzsteuerung mittels komplexer Stromverteilungssysteme und verfeinerte Abrechnungsverfahren ebneten hier den Weg für ein Umdenken in der energiewirtschaftlichen Konzeption. Durch den Liberalisierungsprozess wurde die Grundlage für den Stromhandel als neues Tätigkeitsfeld geschaffen.¹³

Der Wandel vollzog sich auch im Rahmen der Koordination durch den Übertritt von „Command and Control“ zu einem System von „Rules and Incentives“. Dies brachte das Erfordernis der Schaffung neuer Institutionen und den Abschluss neuer Handelsvereinbarungen mit sich, um die Mechanismen der alten hierarchischen Organisation zu reproduzieren.¹⁴ Neue Marktstrukturen benötigen neue Formen der Regulierung, und so wurden die straffen Regulierungsmechanismen einstiger vertikal integrierter Unternehmen durch weniger strenge Regelungen funktional spezialisierter Firmen und die Überwachung wettbewerbsfähiger Märkte ersetzt.¹⁵

Über die Gestaltungsmöglichkeiten und die Vielfalt der bestehenden Marktdesigns schreibt Wilson (2002, S. 1300) folgendes:

¹³ Vgl. Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 14 u. 15.

¹⁴ Vgl. Hunt (2002), S. 33.

¹⁵ Vgl. Wilson (2002), S. 1299. Ich möchte dieser Aussage Wilsons entgegenhalten, dass die jüngst angekündigten Maßnahmen der Europäischen Kommission („Ownership Unbundling“ bzw. „Independent System Operator“) von einigen Marktteilnehmern als massive „Re-Regulierung“ und Einschränkung des freien Binnenmarktes betrachtet werden. Siehe Der Standard vom 20. September 2007, S. 24 u. 39.

„...designs are tightly constrained by technology. No two designs among the liberalized power markets are the same, so in effect an enormous experiment is underway...“

Das Zitat nach Wilson liefert eine treffende Umschreibung der gegenwärtigen Situation auf den europäischen Strommärkten. Die bereits oben beschriebenen Charakteristika machen ein anspruchsvolles Marktdesign zu einem wichtigen Erfordernis, um den technischen Restriktionen auf einem ökonomischen Pfad begegnen zu können.

Die Wahl eines geeigneten Marktdesigns ist jedoch ein sehr umstrittenes Thema, besonders in der Elektrizitätswirtschaft. Zum jetzigen Zeitpunkt herrscht weder Konsens in der Wissenschaft, wie die Integration der einzelnen regionalen Elektrizitätsmärkte zu einem integrierten europäischen Markt erfolgen soll, noch welches Standarddesign den Submärkten zugrunde gelegt werden müsste.¹⁶

Trotz der divergierenden Ansichten muss bei der Festlegung einer geeigneten Marktform auf jeden Fall der Auffassung von Boucher und Smeers (2001, S. 8) entsprochen werden, die im folgenden Zitat zum Ausdruck kommt:

„Nothing can replace an a priori careful identification of features of the market design that economic reasoning tells us are flawed.“

Die Ökonomie übernimmt dabei immer mehr die Rolle eines Ingenieurs, um mit einem funktionierenden Marktmodell sowohl eine effiziente Produktion als auch eine effiziente Allokation zu gewährleisten, sowie den Missbrauch von Marktmacht einzudämmen. Der Anreiz und die Möglichkeit, seinen Einfluss auf dem Markt geltend zu machen, wird durch die Wahl ungünstiger Marktdesignattribute erhöht, da sie jenen Anbietern mit existenter Marktmacht die Gelegenheit eröffnen, mittels opportunistischer Handlungen den Marktpreis zu beeinflussen. Die momentan vorherrschenden Marktstrukturen weisen jedoch gerade jenen

¹⁶ Vgl. Meeus/Purchala/Belmans (2005), S. 30.

überhöhten Grad an Marktkonzentration auf, der einen wettbewerbsmäßigen Output ohne strenge Regulierung, staatliche Eigentumsrechte oder auferlegte Verträge nicht ermöglicht. Die Ursachen für dieses Problem finden sich nicht nur in den mangelhaften Eigenschaften eines gewählten Marktdesigns, sondern auch in der inadäquaten Anzahl an Interkonnektoren.¹⁷

Laut der Definition von Marktdesign nach Green et al. (2006, S. 2), handelt es sich um einen Mix aus Marktregeln und Marktstruktur, wobei letztere auch Informationen über die Anzahl und relative Größe der Unternehmen inkludieren würde.

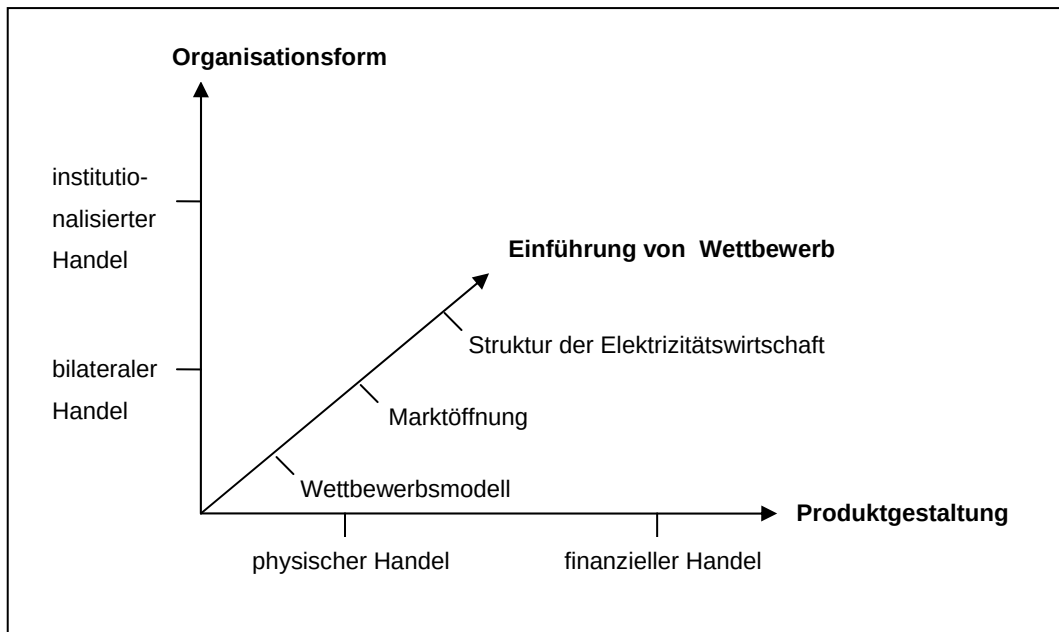
Bei der Festlegung der Handelsregeln für ein funktionierendes Marktmodell können nach Hunt (2002, S. 126) vier Grundpfeiler identifiziert werden, die eine Ableitung aller weiteren Aspekte eines guten Designs ermöglichen. So stützt sich dieser Vorschlag auf folgende Säulen:

1. *Imbalances*;
2. *Congestion Management*;
3. *Ancillary Services* und
4. *Scheduling and Dispatch*.

Hierzu ist festzuhalten, dass bei einem Vergleich mit jener Definition der „Pool Operation Functions“ gemäß Rothwell und Gómez aus Kapitel 2.1 die vier Grundpfeiler nach Hunt lediglich die Funktionen des Netzbetriebes abdecken. Werden diese Säulen nun durch die bereits genannten „Market Operation Functions“ ergänzt, so lässt sich erahnen, wie mannigfaltig die Ausgestaltung des Stromhandels ausfallen kann. Diese ist von drei wichtigen Komponenten abhängig, die sich übersichtlich in einem dreidimensionalen Gestaltungssystem darstellen lassen:

¹⁷ Vgl. Wilson (2002), S. 1300; Newbery (2006), S. 21.

Abbildung 1 - Gestaltungssystem für den Aufbau des Stromhandels



Quelle: Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 10.

Bei der Ausgestaltung des Stromhandels spielt der Wettbewerbsgrad¹⁸ die größte Rolle. So liegt der Fokus der Elektrizitätsmarktreform des EWR auch auf jenen drei Punkten, mit denen ein wettbewerbsmäßig organisierter Markt realisiert werden kann. Die einzelnen Maßnahmen der EU zur Einführung von Wettbewerb werden in einem kurzen Überblick zusammengefasst:¹⁹

Im Zuge des Liberalisierungsprozesses der Europäischen Union wurde mit der EG-Richtlinie aus dem Jahr 2003 der „Common-Carrier“-Ansatz für alle Mitgliedsländer als verpflichtendes Wettbewerbsmodell vorgeschrieben. Ein generalisierter Netzzugang soll demnach mögliche Fehlanreize mittels festgelegter Entgelte und Regeln verhindern. Dieser Aufgabenbereich wird von einer unabhängigen Regulierungsbehörde übernommen.

¹⁸ Green et al. (2006, S. 3) wählen als Benchmark für den Wettbewerbsgrad den Anteil am Gesamtverbrauch (in TWh) jener Kunden, die ihr Energieversorgungsunternehmen (EVU) selbst wählen dürfen. Dieses Maß des Wettbewerbsgrades eines Marktes wird auch von der Europäischen Kommission verwendet.

¹⁹ Vgl. RL 96/92/EG und RL 2003/54/EG.

Des Weiteren wurde in der Richtlinie mit dem 1. Juli 2007 ein Datum fixiert, mit welchem jedem Kunden die Rechte eines „Eligible Customer“ zugesprochen wurden, welche die freie Wahl des Stromanbieters beinhalten. Dadurch wurde der Wettbewerb systematisch vom Großhandel auch auf den Einzelhandel ausgeweitet und somit zumindest theoretisch eine 100%-Markttöffnung erzielt.

Wie bereits am Anfang des Kapitels aus ökonomischer Sicht behandelt, vollzog sich mit der Restrukturierung der Stromindustrie der Wandel von vertikal integrierten Unternehmen zu einer Segmentierung der Wertschöpfungskette in Wettbewerbs- und natürliche Monopolbereiche. Realpolitisch wurde dieser große Schritt bereits mit der EG-Richtlinie aus dem Jahre 1996 unter dem Schlagwort „Unbundling“ auf den Weg gebracht und kraft der Artikel 10 und 15 der 2003er Richtlinie zunehmend verschärft. Ein Konsens fand sich unter den Mitgliedsländern sowohl bezüglich der Entflechtung des Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzbetriebes von den restlichen Funktionen auf rechtlicher sowie organisatorischer Ebene als auch hinsichtlich der Entscheidungsfindung im Bereich des Managements. Die Maßnahme des so genannten „Ownership Unbundling“, die seit langer Zeit wie ein Damoklesschwert über den großen Energiekonzernen hängt, wird von der Europäischen Kommission für eine Steigerung des Wettbewerbs angestrebt. Fraglich ist jedoch, ob sich für einen solchen harten Eingriff in ein verfassungsgesetzlich gewährleistetes Recht eine Einigung unter den Mitgliedsländern erzielen lässt, da die eigentumsrechtlichen Ansprüche der Unternehmer gefährdet werden.

In der Literatur wird als einzige funktionierende Alternative zum „Ownership Unbundling“ die Implementierung eines unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers (Independent System Operator – ISO) diskutiert, die auch von der Kommission als zweite Möglichkeit in Betracht gezogen wird.

Obwohl die Wettbewerbsbedingungen zumindest von einem rechtlichen Standpunkt für Teilnehmer des EWR gleich sind, gibt es dennoch eine Vielzahl unterschiedlicher nationaler bzw. regionaler Marktmodelle. Dies ist für den grenzüberschreitenden Stromhandel von wesentlicher Bedeutung, da einerseits bei der Restrukturierung Fehler auftreten, wenn nationale Strommärkte nicht kompatibel mit der Organisationsform eines Marktes für grenzüberschreitende Übertragungsleistungen sind und andererseits das Management von Schnittstellen nationaler Märkte unterschiedlichen Designs zu einer ernstzunehmenden Belastung für die Stromübertragung zwischen den Mitgliedsländern werden kann.²⁰ Im weiteren Verlauf sollen die möglichen Organisationsformen der Märkte sowie die Dimension der Produktgestaltung besprochen werden.

2.2.1 Organisation der Strommärkte

Die Ausweitung des Wettbewerbs auf den Einzelhandel macht es für jeden Kunden möglich, seinen Anbieter selbst zu bestimmen. Da jedoch der Großteil der Kleinkunden ihren Strom über den Einzelhandel beziehen und Großkunden bereits vor der absoluten Marktöffnung am Stromhandel teilnehmen durften, beziehen sich die weiteren Untersuchungen vor allem auf den Großhandel.

Die Europäische Kommission nennt drei Hauptkategorien für die Organisationsformen des Großhandels: a) jene, die sich auf den bilateralen Stromhandel stützen, b) jene, die für den Handel eingerichtete Institutionen (Pools) sowie so genannte „Contracts of Differences“ (CfDs) nutzen, und c) bestimmte Hybridmodelle. Der jetzige Status des Internen Elektrizitätsmarktes (IEM) weist den bilateralen Handel als dominante Organisationsform auf.²¹

²⁰ Vgl. Boucher/Smeers (2001), S. 6.

²¹ Vgl. Green/Lorenzoni/Perez/Pollit (2006), S. 4; Boucher/Smeers (2001), S. 9.

2.2.1.1 Institutionalisierte Handel

Bei dieser Form des Stromhandels veräußern alle Erzeuger die von ihnen generierte Energie in einem Pool, der von einem Marktbetreiber (kann auch gleichzeitig ÜNB sein) gemanagt wird. Auch alle Kauftransaktionen finden lediglich zwischen dem Pool und den jeweiligen EVU, Einzelkunden etc. statt.

Normalerweise versucht der Marktbetreiber (MB; Market Operator – MO) mittels Auktion²² die allokativ effiziente Menge elektrischer Energie zu bestimmen. Dabei werden von den Erzeugern Gebote übermittelt, die verschiedene Preis-Mengen-Kombinationen für Energie (von bestimmten Anlagen oder als Portfolio) beinhalten. Die Handelsperiode dieser Auktionen bezieht sich meist auf den nächsten Tag, deshalb spricht man in diesem Zusammenhang auch von „Day-Ahead“-Märkten. Mit Hilfe der Gebote und einem halbstündlich erwogenen Verbrauchsplan muss der MB mittels eines gewählten Festlegungsverfahrens den Marktpreis bestimmen, der gleichzeitig die erforderliche Menge an Strom definiert.

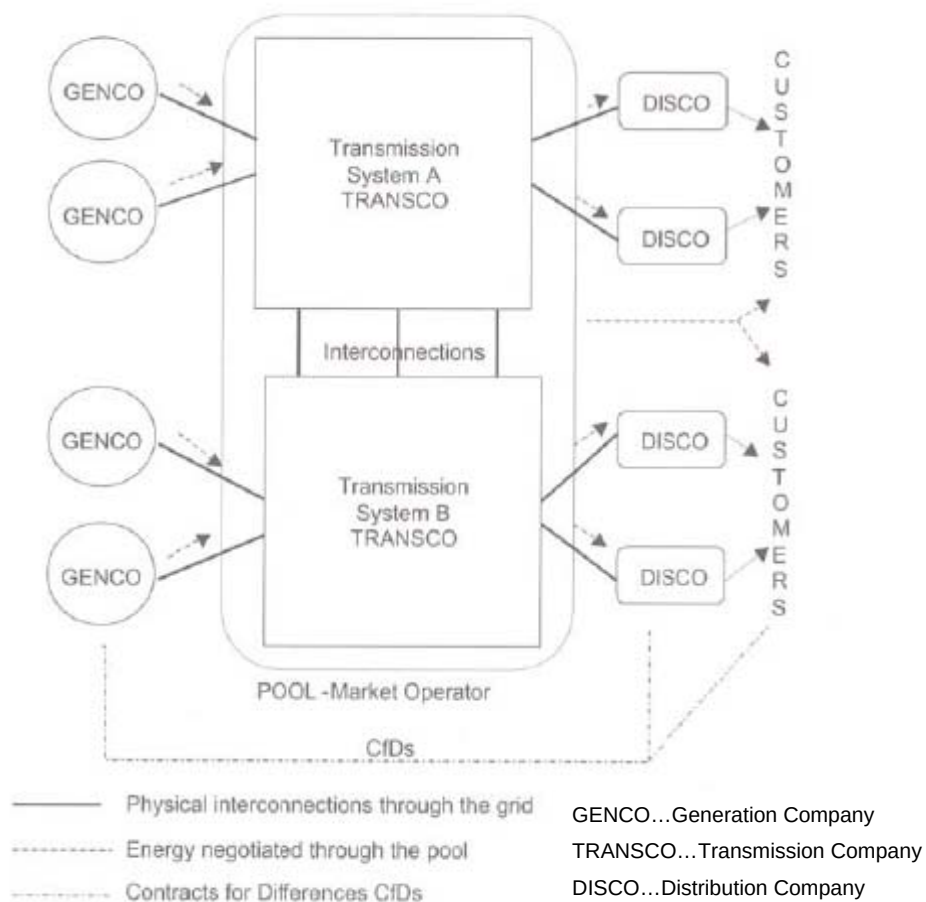
Eine beliebte Methode stellt der einfache Anpassungsalgorithmus des „System Marginal Pricing“ (SMP) dar. Dabei wählt der MB zunächst jene gebotene Menge an elektrischer Energie, die den geringsten Preis aufweist, und wechselt bei der Bedarfsdeckung nach Verbrauch dieses Kontingents zu jenem Gebot mit dem zweitniedrigsten Preis. Das Ergebnis ist ein kostenminimaler Weg zur Produktion jedes einzelnen Outputlevels. Auch Käufer können Gebote abgeben, welche durch die Reihung nach fallenden Preisen eine Nachfragekurve ergeben. Im Schnittpunkt dieser Kurve mit der Erzeugungsgrenzkostenkurve²³ liegt die allokativ effiziente Menge elektrischer Energie, wodurch gleichzeitig die „Gewinner“ der Auktion determiniert werden. Als „Market-Clearing Price“ fungiert für

²² Nach Fiorenzani (2006, S. 5) divergieren Marktmodelle wesentlich hinsichtlich der Auktionstypen und der Teilnahmeregeln, die übernommen wurden.

²³ Die Bildung dieser Kurve ist laut Newbery (1996, S. 457) nur dann möglich, sofern Folgendes gegeben ist: „the price required to elicit the next unit of generation as a function of total supply offered up to this price“.

gewöhnlich jener Preis, der vom letzten eingeplanten Erzeuger erzielt wird. Dieser „System Marginal Price“ stellt jenen Preis dar, zu dem alle Anbieter Strom veräußern bzw. alle Käufer Strom beziehen.²⁴ Abbildung 2 veranschaulicht nochmals das System eines Pool-Marktes mit allen Beteiligten:

Abbildung 2 - Der Pool-Markt



Quelle: Rothwell/Gómez (2003), S. 104.

Die in der Abbildung dargestellten und in der Einleitung dieses Kapitels erwähnten „Contracts for Differences“ (CfDs) stellen finanzwirtschaftliche Instrumente dar, die zur Reduzierung von Marktrisiken eingesetzt werden. Durch die Deregulierung bestimmter Bereiche der Energiewirtschaft wurde

²⁴ Vgl. Rothwell/Gómez (2003), S. 103-105; Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 14; Newbery (1996), S. 457.

das Umfeld der handelnden Marktakteure zunehmend unsicherer, wodurch der finanzielle Handel mit Energie zum Risikoausgleich notwendig wurde. Die Aufgabe sowie die Gestaltung solcher Finanzinstrumente werden im anschließenden Kapitel zur Produktgestaltung geklärt.

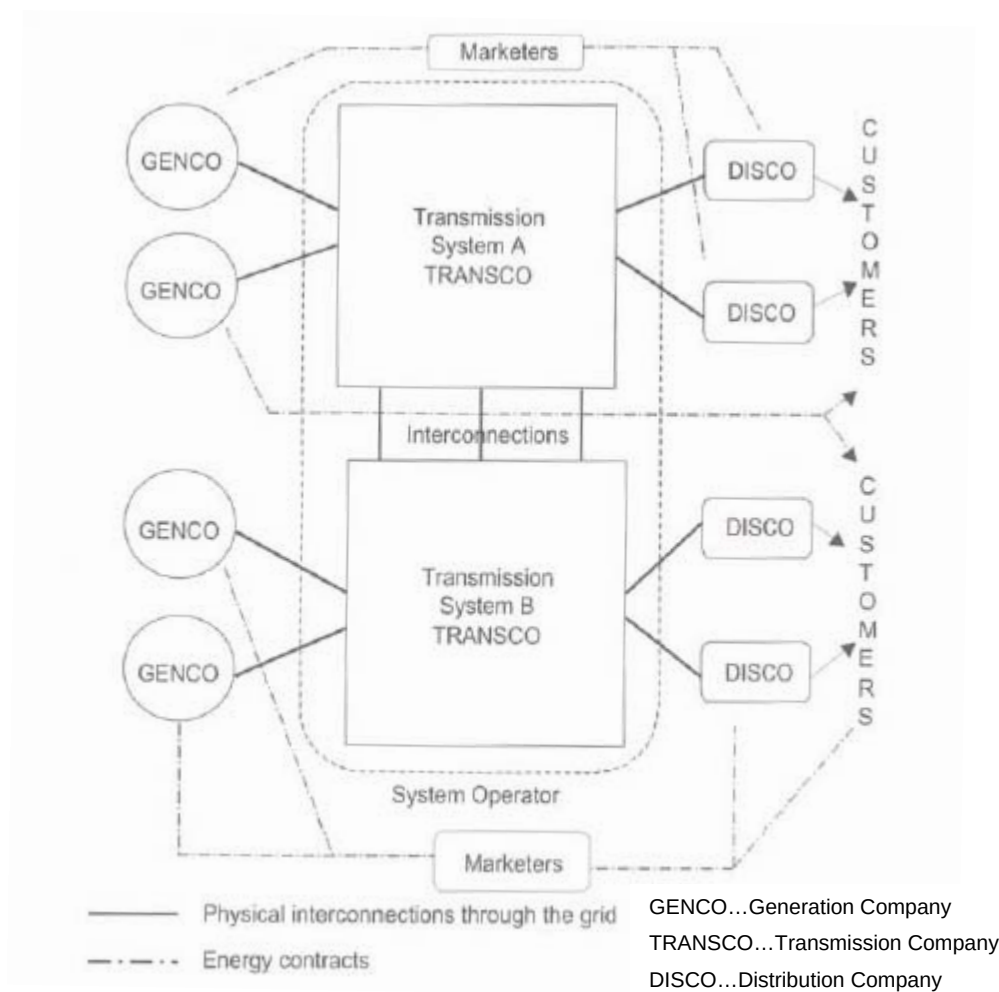
2.2.1.2 Bilateraler Handel

Als Alternative oder Ergänzung zu dem bereits erläuterten institutionalisierten Handel und der Möglichkeit, bilaterale Verträge auf finanzieller Basis einzugehen, besteht in vielen europäischen Großhandelsmärkten auch die Möglichkeit des physikalischen bilateralen Handels. Käufer und Verkäufer können im Zuge dessen direkt vertragliche Verpflichtungen eingehen und individuelle Kontrakte hinsichtlich Preis, Menge und Konditionen aushandeln. Im Gegensatz zum institutionalisierten Handel wird die Vermittlung und der Vertrieb nicht mehr über den Pool als Intermediär vollzogen, sondern die Übertragungsleistung lediglich als Service vom Eigentümer bzw. Betreiber des Übertragungsnetzes zugekauft. Aufgrund der Öffnung des europäischen Marktes können auch im Bereich des Einzelhandels Verträge direkt zwischen Erzeugern und Endverbrauchern abgeschlossen werden.

Die Transaktionen müssen jedoch dem Übertragungsnetzbetreiber bekannt gegeben werden, damit dieser die Zuverlässigkeit des Netzes weiterhin gewährleisten kann. Die Prioritätszuweisungen der einzelnen Transaktionen haben aufgrund des generalisierten Netzzugangs im EWR nach klaren Regeln und fernab jeglicher Diskriminierung zu erfolgen.²⁵ Abbildung 3 zeigt nochmals die Organisationsform des bilateralen Handels auf:

²⁵ Vgl. Rothwell/Gómez (2003), S. 106 u. 107.

Abbildung 3 - Der bilaterale Handel



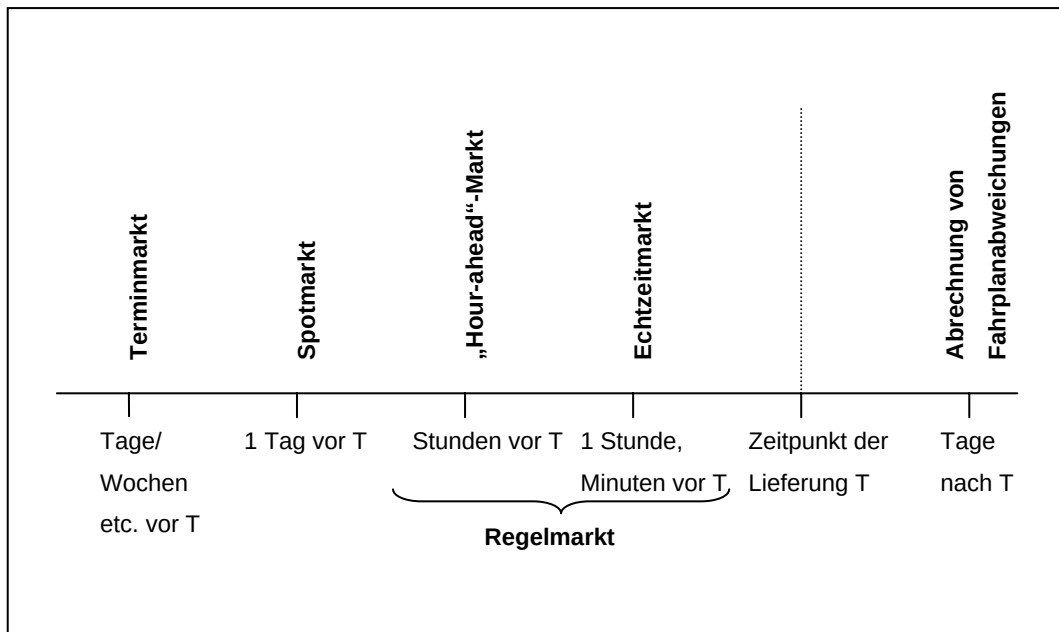
Quelle: Rothwell/Gómez (2003), S. 107.

2.2.2 Produktgestaltung in der Elektrizitätswirtschaft

Aufgrund der Nichtspeicherbarkeit der „Ware Strom“ resultiert die Marktsegmentierung und folglich auch die Produktgestaltung aus den unterschiedlichen Lieferzeiträumen zur Lastendeckung.²⁶ Abbildung 4 zeigt die Abfolge der einzelnen Märkte entlang des Zeithorizonts, wobei sich der physische Stromhandel über den Spot- bzw. Regelmarkt erstreckt, während für den Zeitraum jenseits des Spotmarktes die derivativen Instrumente der Terminmärkte zum Einsatz kommen:

²⁶ Newbery (1996, S. 457) ergänzt die Dimension der Produktgestaltung des Strommarktes noch mit dem Handel von Kapazitäten.

Abbildung 4 - Zeitliche Abfolge des Stromhandels



Quelle: Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 33.

2.2.2.1 Physischer Handel

Der physische Stromhandel erstreckt sich über den Zeithorizont von einem Tag bis zu wenigen Minuten vor dem tatsächlichen Lieferzeitpunkt. Am *Spotmarkt* als so genannter Tagesmarkt („Day-Ahead Market“) werden von den Marktteilnehmern jene Transaktionen ausgehandelt, die den physikalischen Stromfluss des nächsten Tages betreffen. Die kurzfristigen physischen Lieferungen an Strom sollen vor allem durch die Verbesserung der Marktinformation, des Wettbewerbs und der Liquidität erleichtert werden. Das Resultat spiegelt sich besonders in einer Reduktion der Transaktionskosten und -risiken wider. Des Weiteren liefert der Spotmarkt meist einen Referenzpreis für den Regel- und Terminmarkt.²⁷

Der *Regelmarkt* ist – gemessen am Volumen – zumeist bedeutend kleiner als der Spotmarkt und umfasst den „Hour-ahead“- sowie den Echtzeitmarkt. Diese Märkte haben zur Aufgabe, nach Ablauf der Handelsperiode des Spotmarktes kurzfristig auftretende Ungleichgewichte

²⁷ Vgl. Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 31; Fiorenzani (2006), S. 5.

zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen. Im „*Hour-Ahead*“-Markt erfolgt dieser Handel mit Ausgleichsmengen in Absprache mit dem Netzbetreiber, um das Angebot z.B. eine Stunde vor Lieferung an die Nachfrage anzugleichen. Entscheidend für den genauen Zeitpunkt der Festlegung dieser Mengen ist jedoch die Flexibilität der Erzeugungsanlagen und der Netzbetreiber. Da sich die Erzeugung und der Verbrauch an elektrischer Energie in einem steten Gleichgewicht befinden müssen, um die Sicherheit des Netzes gewährleisten zu können, besteht für den Netzbetreiber noch die Möglichkeit, in *Echtzeitmärkten* direkt Erzeuger für die zeitpunktgenaue Lastenabdeckung zu kontaktieren.²⁸

Da aufgrund kurzfristiger Änderungen die tatsächlichen Lastenflüsse zumeist nicht mit den von den Vertragsparteien vereinbarten Lieferleistungen identisch sind, werden im Zuge der *Abrechnung von Fahrplanabweichungen* Mehreinspeisungen oder -entnahmen von Seiten des ÜNB ermittelt und den Betroffenen in Rechnung gestellt.²⁹

2.2.2.2 Finanzieller Handel

Im Gegensatz zum physischen Stromhandel, dessen Ziel die Deckung konkreter Lasten darstellt, wird beim finanziellen Handel statt der „Ware Strom“ ausschließlich das Preisrisiko mit Hilfe folgender Derivate gehandelt: Futures, Optionen, Forwards und Swaps. Durch den finanziellen Ausgleich wird es auch Marktteilnehmern ohne Erzeugungskapazität ermöglicht, sich am Stromhandel zu beteiligen und dadurch die Liquidität des gesamten Marktes zu steigern.

Eine Unterteilung der genannten derivativen Instrumente kann bezüglich des Handelsorts getroffen werden, wobei an Terminbörsen standardisierte Produkte wie Futures und in „Over-the-Counter“-Märkten maßgeschneiderte Verträge wie Forwards und Swaps gehandelt werden.

²⁸ Vgl. Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 31 u. 32.

²⁹ Vgl. Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 32 u. 33.

Optionen sind hingegen an beiden Handelsplätzen vorzufinden. Mit steigendem Grad der Standardisierung eines Instrumentes steigt auch die Marktliquidität, und für gewöhnlich lässt sich diese Marktliquidität dabei durch eine Beschränkung der Anzahl an Vertragsklauseln auch maximieren.³⁰

Um dieses Kapitel möglichst kurz zu halten, soll im Folgenden lediglich auf die bevorzugte Methode der Risikoreduktion eingegangen werden – den „Contract for Differences“ (CfD).

Das finanzielle Instrument eines CfD kommt häufig in Märkten zum Einsatz, in denen der Stromhandel mittels eines Pools vollzogen wird. Da die halbstündlich erwogenen Poolpreise oft eine hohe Volatilität aufweisen, liefert der CfD den Marktteilnehmern ein „Hedging Tool“, das es ihnen ermöglicht, die angestrebten Transaktionen an ihr Risikoverhalten anzupassen. Dabei handelt es sich um einen zweiseitigen Vertrag, der dem Verkäufer bzw. Käufer einen fixen Preis („Strike Price“) für eine vereinbarte Menge garantiert. Jedoch ist dies nicht wie bei physischen bilateralen Geschäften mit wirklichen Lastenflüssen zwischen den Vertragsparteien verbunden. Alle Transaktionen mittels CfD finden ebenfalls über den Pool statt, allerdings mit folgendem Unterschied:³¹

- Wenn der „Strike“-Preis unterhalb des Poolpreises liegt, muss der Käufer dem Verkäufer den Differenzbetrag bezahlen,
- ist der Poolpreis jedoch höher als der vereinbarte Preis, so hat der Verkäufer die daraus resultierende Differenz zu begleichen.

Produziert ein Stromerzeuger genau die Menge an elektrischer Energie, die ein CfD abdeckt, so werden seine Einnahmen durch den „Strike“-Preis

³⁰ Vgl. Gerke/Hennies/Schäffer (2000), S. 34-36; Fiorenzani (2006), S. 7.

³¹ Vgl. Rothwell/Gómez (2003), S. 105; Green (2005), S. 106.

festgelegt. Er hätte keinen Anreiz, den Poolpreis zu manipulieren, da dies nicht seinen Gewinn beeinflussen würde.³²

Nach Klärung der spezifischen Ausprägungen der Marktdimensionen stellt sich die Frage nach dem gesetzlichen Rahmen, in dem die Handlungen der einzelnen Marktteure stattfinden. Kapitel 3 liefert einen kurzen Überblick über die gemeinschaftsrechtlichen Grundlagen und die europäischen Institutionen hinsichtlich der Regulierung des grenzüberschreitenden Stromhandels.

³² Vgl. Green (2005), S. 106; Newbery (1996), S. 458. Zu beachten ist hierbei die exakte Übereinstimmung mit der im Vertrag fixierten Erzeugnismenge. Kommt es zu einer Abweichung von dieser Menge, so ergeben sich für die Marktteilnehmer sehr wohl strategische Handlungsmöglichkeiten. Siehe hierzu z.B. Newbery (1996) S. 458-462 bezüglich der „Strategy of Over-Contracting“.

3 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Integration des europäischen Elektrizitätsmarkts und die Regulierung des grenzüberschreitenden Stromhandels

In jenem für Europa bedeutungsvollen Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, der am 7. Februar 1992 in Maastricht unterzeichnet wurde, finden sich bereits konkrete Ansätze für die Integration des europäischen Elektrizitätssektors. So wird laut Artikel 154 Absatz 1 und 2 durch den *„Auf- und Ausbau transeuropäischer Netze“* und *„im Rahmen eines Systems offener und wettbewerbsorientierter Märkte“* die *„Förderung des Verbunds und der Interoperabilität der einzelstaatlichen Netze sowie des Zugangs zu diesen Netzen“* angestrebt, um *„den Bürgern der Union, den Wirtschaftstreibenden sowie den regionalen und lokalen Gebietskörperschaften in vollem Umfang die Vorteile zugute kommen zu lassen, die sich aus der Schaffung eines Raumes ohne Binnengrenzen ergeben“*.

Im nachfolgenden Artikel nimmt die Vorgehensweise zur Erreichung der Ziele des Artikels 154 bereits erste Gestalt an, und so finden in diesen Zeilen der Einsatz von Leitlinien und die hervorgehobene Rolle der Kommission erste Erwähnung.³³

Im Laufe der Jahre wurde das Vorhaben eines IEM mit Hilfe der einzelnen Richtlinien³⁴ vorangetrieben und mittels der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel konkretisiert.

Da die Ziele eines voll funktionsfähigen Elektrizitätsbinnenmarktes und einer sicheren Stromversorgung nicht auf der Ebene der Mitgliedstaaten

³³ Vgl. EG-Vertrag Art. 155 (1) u. (2).

³⁴ Vgl. RL 96/92/EG, RL 2003/54/EG u. RL 2005/89/EG.

erreicht werden können, besteht für die Europäische Gemeinschaft die Möglichkeit, aufgrund des Subsidiaritätsprinzips tätig zu werden, sofern der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gewahrt wird und die beschlossenen Maßnahmen nicht über den Gegenstand der Zielerfüllung hinausgehen.³⁵

Für die Regulierung des grenzüberschreitenden Stromhandels sind vor allem jene so genannten „Leitlinien“ von maßgeblicher Bedeutung, die gesetzmäßig auf der VO 1228/2003 beruhen und die Klärung jener Fragen der *„Schaffung eines echten Elektrizitätsbinnenmarkts [...] durch eine Intensivierung des Stromhandels“*³⁶ zum Ziel haben. Gemäß Artikel 8 der Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates obliegt es der Europäischen Kommission, Leitlinien zu erlassen und zu ändern. Dem Artikel 202 des EG-Vertrags entsprechend, wird in jedem Rechtsakt auch der *„Umfang der Durchführungsbefugnisse festgelegt, die der Kommission vom Rat der Europäischen Union übertragen werden. In diesem Zusammenhang sieht der Vertrag vor, dass die Kommission nach einem so genannten Komitologie-Verfahren von einem Ausschuss unterstützt wird.“*³⁷ Auch Artikel 13 der VO 1228/2003 sieht im Zuge des Verfahrens zur Erlassung und Änderung der Leitlinien die Unterstützung durch einen Ausschuss vor, und so wurde der „Ausschuss für die Durchführung der Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich“ ins Leben gerufen.³⁸

Dieses Kapitel konzentriert sich zunächst auf die Rolle der Regulierungsbehörden auf europäischer Ebene, um sich im zweiten Teil dem Inhalt der Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel anzunehmen. Dies bildet die

³⁵ Vgl. RL 2005/89/EG (18).

³⁶ VO (EG) Nr. 1228/2003 (3).

³⁷ http://europa.eu/scadplus/glossary/comitology_de.htm (Europa - Das Portal der Europäischen Union, Stand: 20.09.2007).

³⁸ Vgl. VO (EG) Nr. 1228/2003 Art. 13 (1); http://ec.europa.eu/transparency/regcomitology/include/comitology_committees_DE.pdf (Europa – European Commission, Stand: 24.09.2007).

Grundlage, um im späteren Verlauf die bereits erwähnten Leitlinien und die damit verbundenen Regulierungsmechanismen zu erörtern.

3.1 Regulierung mittels Kooperation – Das Europäische Modell

Der europäische Energiemarkt ist durch sehr unterschiedliche Ausführungsgesetze und Marktregeln charakterisiert, wodurch der grenzüberschreitende Stromhandel und damit auch die Intensivierung des grenzüberschreitenden Wettbewerbs beeinträchtigt werden. Barrieren wie unterschiedliche Tarifierungsmethoden, nicht abgestimmte Börsenschlusszeiten und ungleiche Vergabemodalitäten von Übertragungskapazitäten erschweren die Zielerfüllung der Integration einzelner Regionen und letzten Endes des gesamten EWR. Dem Prinzip der Kooperation folgend, wird mittels des europäischen Regulierungsmodells versucht, auf supranationaler Ebene eine Harmonisierung der einzelnen Regulierungsmechanismen voranzutreiben.³⁹

Im engeren Sinn versteht man diesbezüglich unter Kooperation die Zusammenarbeit der einzelnen nationalen Regulatoren über das CEER (Council of European Energy Regulators) bzw. die ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas). Im Zuge der Zusammenarbeit werden Foren geschaffen, in deren Rahmen ein Informationsaustausch bezüglich der einzelnen Regulierungsmechanismen stattfinden soll. So wird auch auf gemeinschaftsrechtlicher Ebene ein gewisser Grad an Transparenz, z.B. hinsichtlich der angewandten Methodik oder der gewählten Referenzwerte, verlangt. Im weiteren Sinne wird dieses Prinzip der Kooperation auch auf sämtliche Marktteilnehmer umgelegt, die durch europäische Verbände vertreten sind.⁴⁰

³⁹ Vgl. Boltz (2005), S. 120.

⁴⁰ Vgl. Boltz (2005), S. 120.

Die Mitglieder beider Institutionen sind im Wesentlichen kongruent; ein Unterschied manifestiert sich lediglich in der Stellung der zwei Einrichtungen. Während sich das CEER nach mehrjährigem Bestehen als „Regulatorenrat“ schließlich im Juni 2003 in der Form einer „Not-for-Profit“-Organisation konstituierte, wurde die ERGEG (ebenfalls 2003) als ein unabhängiges Beratungsgremium der Europäischen Kommission eingesetzt. So tritt das CEER auch gegenüber der Europäischen Kommission auf, während der ERGEG eine wichtige Rolle im Entstehungsprozess der so genannten Leitlinien („Guidelines“) zukommt.⁴¹

Das „Council of European Energy Regulators“ setzt sich aus sämtlichen Mitgliedstaaten der EU sowie den beiden EWR-Ländern Norwegen und Island zusammen. Der Aufgabenbereich des CEER umfasst das Befinden über die Ergebnisse der eingesetzten Arbeitsgruppen, das Starten neuer Initiativen, und das Vorantreiben der Entwicklung des Binnenmarkts für Strom und Gas. So werden auch im Zuge von Workshops und Seminaren aktuelle regulatorische Themen sowie nationale Fortschritte und Veränderungen diskutiert, auf deren Grundlage neue Arbeitsgruppen eingesetzt werden können. Eine weitere wichtige Initiative wurde mit der Gründung der „Florence School of Regulators“ im Jahr 2004 ins Leben gerufen, mit welcher die gemeinsame Schulung von Mitarbeitern von Regulatoren forciert wird.⁴²

Als Beratungsgremium der Europäischen Kommission umfasst die „European Regulators Group for Electricity and Gas“ sämtliche Leiter bzw. deren Stellvertreter der nationalen Regulierungsbehörden. Zudem haben beitrittswerbende Drittstaaten und die übrigen Mitglieder des EWR Beobachterstatus. In den eingerichteten Arbeitsgruppen („Focus Groups“) werden aktuelle Themenbereiche zur Weiterentwicklung des Energiebinnenmarkts zusammengefasst, die in so genannten „Task Forces“ bezüglich konkreter Problemstellungen ausgearbeitet werden.

⁴¹ Vgl. Boltz (2005), S. 115-120.

⁴² Vgl. Boltz (2005), S. 118-119.

Große Bedeutung bei diesem Prozess wird von Seiten der ERGEG der Konsultation beigemessen. Die Ergebnisse entscheidender Themen werden letztlich als Leitlinien publiziert und als ERGEG-Empfehlung an die Europäische Kommission übermittelt, welche im Zuge des Komitologieverfahrens Rechtsverbindlichkeit erhält.⁴³

Dem oben dargestellten Entwicklungsgang folgend, wurden, auf der rechtlichen Grundlage der VO 1228/2003 basierend, bereits Leitlinien für effiziente Engpassmanagementmethoden der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten erlassen. Indessen befinden sich die beiden weiteren von der ERGEG erarbeiteten Leitlinien bezüglich des ÜNB-Ausgleichsmechanismus und der Harmonisierung der Netzzugangsentgelte noch in der Schwebe, doch sollten diese laut Kommission in absehbarer Zeit im Komitologieverfahren angenommen werden.⁴⁴

Der lange Prozess der Integration der einzelnen nationalen bzw. regionalen Märkte macht die Festlegung noch vieler Rahmenbedingungen zwischen ÜNB und Regulierungsbehörde erforderlich. Diesbezüglich bilden die Verordnung für den grenzüberschreitenden Stromhandel und die im geänderten Anhang festgehaltenen Leitlinien wichtige Meilensteine auf dem Weg zu einem europäischen Binnenmarkt. In der Zwischenzeit sind auch viele Fragen aufgekommen, für welche die Verordnung keine Handlungen vorsieht. Viele dieser Fragen werden jedoch bereits im Rahmen des Arbeitsprogramms der ERGEG behandelt. Von großer Bedeutung für die weitere Integration des Binnenmarktes ist vor allem die Kohärenz bestehender Regeln.⁴⁵ Sollte der kooperative Regulierungsprozess zum Erliegen kommen, so ist laut Boltz (2005, S. 121) „wohl mit einer weiteren europäischen Vorgabe zu rechnen“.

⁴³ Vgl. Boltz (2005), S. 116-117.

⁴⁴ Vgl. European Energy Regulators' Work Programme 2007 (ERGEG), S. 17; KOM (2007) 250, S. 10 u. 11.

⁴⁵ Vgl. Boltz (2005), S. 121; KOM (2007) 250, S. 11.

Die Hauptprobleme, die sich einer einheitlichen Regulierung auf europäischer Stufe entgegenstellen, finden ihren Ursprung auf nationaler Ebene, wodurch sich letzten Endes ein dezentralisiertes Regulierungssystem in Europa etabliert hat. An Stelle eines rechtsverbindlichen Regulierungsrahmens finden sich freiwillige Abkommen wieder, und die festgelegten Grundsätze und Regeln formen einen so genannten „Code of Good Conduct“, der jedoch keine Verbindlichkeiten und damit keine höhere Regulierungssicherheit auf EU-Ebene schafft. Es sind die nationale Interessen, welche den Prozess der Konsensbildung zu einem Kräfterennen einzelner Mitgliedsstaaten degradieren und letztlich scheitern lassen. Die Kommission empfindet deshalb das so genannte „EREGG+-Konzept“ als den mindestens notwendigen Ansatz *„für rasche und wirksame Fortschritte bei der Harmonisierung der für eine effiziente Abwicklung des grenzübergreifenden Handels notwendigen technischen Aspekte“*.⁴⁶ Dieser Ansatz würde die Rolle der EREGG formalisieren und sie zur Strukturierung verbindlicher Entscheidungen für die Regulierungsbehörden und Marktakteure ermächtigen. Ein weiterführender Schritt wäre die Schaffung einer einzigen neuen Stelle auf Gemeinschaftsebene. Beide Konzepte würden eine laut Kommission „notwendige“ Delegation von Befugnissen bewirken, jedoch auch eine Änderungen des Rechtsrahmens erforderlich machen.⁴⁷

3.2 Verordnung (EG) Nr. 1228/2003

Mit der am 26. Juni 2003 erlassenen Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel werden jene Grundsätze festgeschrieben, die letztlich eine Harmonisierung der Regulierungsmechanismen in Aussicht stellen. Darunter fällt im Speziellen die Schaffung

⁴⁶ KOM (2006) 841.

⁴⁷ Vgl. Glachant/Lévêque (2006), S. 18; KOM (2006) 841, S. 15 u. 16.

- eines Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Lastenflüsse,
- harmonisierter Grundsätze der Tarifierungsmethoden für den Netzzugang und
- harmonisierter Grundsätze für die Kapazitätsberechnungs- bzw. -vergabesysteme zwischen den nationalen Übertragungsnetzen.

3.2.1 Ausgleichsmechanismus zwischen ÜNB nach Artikel 3

Da sich die Ein- und Ausspeisung elektrischer Energie aufgrund des Kirchhoffschen Gesetzes auf das gesamte Netz auswirkt und nicht vor den Grenzen der Mitgliedländer halt macht, entstand im Zuge des Liberalisierungsprozesses der Bedarf nach einem Ausgleichsmechanismus, um jene negativen (bzw. positiven) Externalitäten⁴⁸ zu internalisieren.

Die damit auftretenden Ausgleichszahlungen werden von der Kommission hinsichtlich ihrer Höhe festgelegt und sind von jenen ÜNB zu zahlen, aus deren nationalem Übertragungsnetz die grenzüberschreitenden Stromflüsse stammen bzw. in dem sie enden. Die Kosten, die sich auf Grund dieser Lastenflüsse ergeben, *„werden auf der Grundlage der zu erwartenden langfristigen durchschnittlichen zusätzlichen Kosten ermittelt.“*⁴⁹ Sollten aufgrund der durchgeleiteten Stromflüsse Nutzen generiert werden, so müssen diese zur Verringerung des erhaltenen Ausgleichs herangezogen werden. Damit der Ausgleichsmechanismus zu einem zuverlässigen Ergebnis führt, müssen von den Mitgliedstaaten und Regulierungsbehörden die erforderlichen Informationen hinsichtlich der Kosten der ÜNB sowie der Daten der einzelnen Stromflüsse der Kommission übermittelt werden.

⁴⁸ In der Verordnung werden diese als „grenzüberschreitende Stromflüsse“ bezeichnet. Vgl. VO (EG) Nr. 1228/2003 Artikel 2 (2) b.

⁴⁹ VO (EG) Nr. 1228/2003 Artikel 3 (6).

3.2.2 Netzzugangsentgelte nach Artikel 4

Gemäß Verordnung müssen die von den Netzbetreibern eingehobenen Netzzugangsentgelte transparent, nichtdiskriminierend und entfernungsunabhängig sein, der Netzsicherheit Rechnung tragen und *„die tatsächlichen Kosten insofern widerspiegeln, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen“*.⁵⁰ Bei der Festlegung der Tarife müssen Netzverluste, Engpässe und Investitionskosten für Infrastruktur sowie geleistete Ausgleichszahlungen und verbuchte Einnahmen berücksichtigt werden. Des Weiteren muss der Anteil, den die Erzeuger am gesamten Netzentgelt zu tragen haben („Generation“ - G), grundsätzlich niedriger als jener der Verbraucher („Load“ - L) sein.

3.2.3 Kapazitätsberechnung und -vergabe nach Artikel 5 ff.

Ein sicheres Engpassmanagement erfordert zunächst den Austausch von Informationen zwischen den ÜNB. Die grundsätzlich zu veröffentlichenden Daten werden in Artikel 5 genannt und enthalten auch Angaben über das von der jeweiligen Regulierungsbehörde genehmigte Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität.

Mit den in Artikel 6 festgelegten Grundsätzen für das Engpassmanagement werden die Regeln für den Umgang mit Engpässen bzw. nicht genutzten Kapazitäten bestimmt. Neben Transparenz und Nichtdiskriminierung werden für das Engpassmanagement marktorientierte Lösungen vorgeschrieben, die auf nichttransaktionsabhängigen Methoden beruhen, d.h. *„Methoden, die keinen Unterschied zwischen den Verträgen einzelner Marktteilnehmer machen.“*⁵¹

⁵⁰ VO (EG) Nr. 1228/2003 Artikel 4 (1).

⁵¹ VO (EG) Nr. 1228/2003 Artikel 6 (1).

Die Nutzung der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen darf nur in Notfällen eingeschränkt werden, in denen ein „Redispatching“ oder „Countertrading“ nicht mehr durchführbar ist. Dies erfolgt stets diskriminierungsfrei, wobei der Marktteilnehmer für jede Einschränkung der ihm bereits zugewiesenen Kapazität zu entschädigen ist, ausgenommen in Fällen höherer Gewalt.

Weitere Grundsätze behandeln die Verwendung der Einnahmen⁵² aus dem Engpassmanagement sowie die allgemeine Verpflichtung der ÜNB, *„die auf der überlasteten Verbindungsleitung in gegenläufiger Richtung beanspruchten Kapazitäten“*⁵³ zu saldieren, um die Nutzung der Leitung zu maximieren.

Die Verordnung schließt mit grundlegenden Bestimmungen betreffend Regulierungsbehörden und Leitlinien ab, wobei letztere in rechtsverbindlicher Form im Anhang festgehalten werden, sofern sie im Komitologie-Verfahren angenommen werden. Diese Leitlinien (ob in verbindlicher Form oder noch als konsolidierter Entwurf) sollen die Basis für die Erläuterung der Regulierungsmechanismen in dieser Arbeit bilden.

⁵² Unter bestimmten Voraussetzungen des Artikels 7 VO (EG) Nr. 1228/2003 können neue Gleichstrom-Verbindungsleitungen (in Ausnahmefällen auch neue Wechselstrom-Verbindungsleitungen) von der Regelung bezüglich der Einnahmenverwendung ausgenommen werden. Diese Befreiung umfasst weiters jene Regelungen des „Third Party Access“ gemäß Artikel 20 sowie bestimmte Eingriffsmöglichkeiten der Regulierungsbehörde (inklusive der Methoden der Tarifierung für Übertragung und Verteilung) nach Artikel 23 der Richtlinie 2003/54/EG. Diese Regelung liefert ein treffendes Beispiel für so genannte „Regulation Holidays“. Vgl. hierzu z.B. Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 22-26.

⁵³ VO (EG) Nr. 1228/2003 Artikel 6 (5).

4 Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse

„Loop flows are almost textbook examples of economic externalities. They result from an agent's action and influence (limit or enhance) the possibilities of other agents to act.“

Wie bereits in den beiden vorangegangenen Kapiteln erläutert und hier nochmals in den Worten von Boucher und Smeers (2001, S. 18) angeführt, können sich Tätigkeiten von Erzeugern und/oder Verbrauchern eines Mitgliedsstaats auf das Übertragungsnetz eines anderen auswirken. Diese „grenzüberschreitenden Stromflüsse“ repräsentieren negative bzw. positive Externalitäten, die – ökonomischen Grundsätzen folgend – internalisiert werden sollten.

Auch das klassische Dilemma, dass Grenzkostenpreise (im Elektrizitätssektor „Nodal Prices“ – kurzfristige marginale Preise mit geografischer Differenzierung) zur Abdeckung der Gesamtkosten nicht ausreichen und Durchschnittskostenpreise nicht das Effizienzkriterium erfüllen, macht so genannte „Complementary Charges“ zu einer Notwendigkeit, wie in Kapitel 4 bezüglich der Tarifstrukturen noch ausführlicher erläutert wird.⁵⁴

Der erforderliche Ausgleich für die Nutzung benachbarter Netze findet zunächst in Verordnung 1228/2003 einen Rahmen, der *„nicht mehr auf expliziten Entgelten für einzelne Handelstransaktionen (grenzüberschreitende Entgelte oder Transitentgelte), sondern auf einem globalen Ausgleichsmechanismus auf der Grundlage der physikalischen Lastenflüsse beruht.“*⁵⁵ Fixe Entgelte für grenzüberschreitende Übertragungen, wie sie die ETSO-Mitglieder (European Transmission System Operators) im Rahmen des Florenzer Forums in den Jahren 2002

⁵⁴ Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 16; Rubio-Odériz/Pérez-Arriaga (2000), S. 448.

⁵⁵ KOM (2007) 250, S. 6.

bis 2004 vereinbarten, wurden als ein Haupthindernis für die Entwicklung des grenzüberschreitenden Handels gesehen, da sie vor allem die Gefahr des „Pancaking“ in sich bargen. Hierbei wurde von den einzelnen an einer länderübergreifenden Transaktion beteiligten ÜNB auf die regionalen Entgelte das eigene einfach aufgeschlagen, um ihre jeweiligen Systemkosten zu decken. Durch die vielfache Addition der Netzzugangsentgelte mussten hierbei auch mehrfach deren Grundkomponenten bezahlt werden.

Besonders in einem vermaschten Stromnetz wie dem europäischen, in welchem, der Verordnung 1228/2003 folgend, *„gegenläufige kommerzielle Stromflüsse saldiert werden und die physikalischen Lastflüsse fast nie mit dem Vertragspfad übereinstimmen“*,⁵⁶ ist ein auf den physikalischen Lastenflüssen basierender globaler Ausgleichsmechanismus sehr sinnvoll. Dazu ist anzumerken, dass bei der Implementierung eines ITC-Mechanismus („Inter-TSO-Compensation“-Mechanismus) momentan insbesondere die Kompensation und damit Gerechtigkeit bei der Verteilung der Kosten im Vordergrund steht und nicht die Aussendung effizienter Preissignale.⁵⁷

Da für den Ausgleichsmechanismus die von der Kommission erarbeiteten Leitlinien⁵⁸ mangels eines politischen Konsenses noch nicht angenommen wurden, basierte das Schema für den Ausgleich zwischen ÜNB in den vergangenen Jahren lediglich auf den freiwilligen Vereinbarungen zwischen den ETSO-Mitgliedern. Der daraus resultierende ETSO-Mechanismus repräsentiert eher einen Verhaltenscode („Code of Good Conduct“) und hat keine verbindliche Wirkung. Neben diesem Mangel an Rechts- und Regulierungssicherheit ist es auch die Unvereinbarkeit mancher Eigenschaften mit der Verordnung 1228/2003, die einen Schatten auf diese Form der Regulierung wirft.

⁵⁶ KOM (2007) 250, S. 6.

⁵⁷ Vgl. KOM (2007) 250, S. 6; FRS/RSCAS (2005), S. 11 u. 25.

⁵⁸ Siehe Draft Guidelines on Inter TSO Compensation KOM (2004).

Das folgende Kapitel nimmt sich der Methodik des zu diesem Zeitpunkt praktisch relevanten Mechanismus an und versucht zu klären, in wie weit durch dieses von ETSO entwickelte Modell die Anforderungen des gemeinschaftsrechtlichen Rahmens, insbesondere der Verordnung 1228/2003 bzw. des Leitlinienentwurfs der Kommission, ihre Erfüllung finden.

4.1 Der ETSO-Mechanismus

In einer Presseveröffentlichung vom 15. Juni 2007 verkündete ETSO, dass auf Bitten der Europäischen Kommission und der ERGEG neuerlich ein freiwilliges Übereinkommen zwischen 27 Mitgliedsländern hinsichtlich der Kompensation für Transitströme erzielt wurde. Dadurch wird der bis dato verwendete „Interims-ITC-Mechanismus“ neuerlich forciert, bis letzten Endes eine Einigung auf verbindliche Leitlinien erlangt wird.⁵⁹

Wie die meisten Ausgleichsmechanismen verwendet auch die ETSO-Methode die Nutzung von nationalen Übertragungsnetzen bei grenzüberschreitendem Stromhandel als entscheidendes Kriterium für die Evaluierung und Allokation von Kosten. Eine Unterscheidung der verschiedenen möglichen Ansätze lässt sich zunächst aufgrund der Tatsache treffen, welche Art von grenzüberschreitenden Stromflüssen bei der jeweiligen Methode letztlich einen Anspruch auf Ausgleichszahlungen erwachsen lässt – grenzüberschreitende Ströme oder Transitströme.

Die Methodik nach ETSO beruht auf Transitströmen (so genannten „Transits“), die laut Definition ihren Anfangs- sowie ihren Endpunkt außerhalb des Netzes eines ÜNB haben, wobei jenes für die Kostenevaluierung bzw. -allokation entscheidende Kriterium der Nutzung nur durch solche gegeben sein kann. Grenzüberschreitende Ströme hingegen umfassen – der Definition folgend – all jene Ströme, die

⁵⁹ Vgl. www.etsa-net.org (Stand: 27.09.2007).

zumindest eine Grenze kreuzen, wodurch neben „Transits“ auch Import- und Exportflüsse Berücksichtigung finden.⁶⁰

Obwohl die Beschränkung des Verfahrens auf „Transits“ dem Artikel 3 (1) der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 widerspricht, wonach der ÜNB *„einen Ausgleich für die Kosten, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse über ihre Netze entstehen“*, erhalten soll, bilden auch in dem Leitlinienentwurf der Europäischen Kommission Transitströme die Basis für die Berechnung von Kompensationszahlungen.⁶¹ Jedoch kann für eine Ausweitung des Mechanismus auf alle grenzüberschreitenden Ströme eine Vielzahl an Argumenten⁶² angeführt werden. So würde dies

- im Einklang mit den Bestimmungen der Verordnung 1228/2003 stehen,
- jeden Erzeuger bzw. Verbraucher erfassen, da auch Im- und Exporte enthalten sind,
- dem Ansatz mehr Konsistenz verleihen, da die Identifikation von Transitströmen komplexer ist und Simplifikationen bzw. (willkürliche) Annahmen erfordert,
- in Einklang mit der Engpassmanagementmethode stehen, die im Rahmen der Verordnung 1228/2003 entwickelt wurde, und
- konsistent mit dem Paradigma eines IEM sein.

Trotz der angeführten Argumente konzentriert sich das ETSO-Verfahren auf die Nutzung durch „Transits“, obwohl es von ETSO etwas irreführend als „Cross-Border-Trade“-Mechanismus (CBT-Mechanismus) betitelt wird. Dabei handelt es sich um eine vereinfachte Variante der „With-and-without“-Methode für „Transits“, die sich im konkreten Fall in vier Schritte unterteilen lässt⁶³:

⁶⁰ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 17.

⁶¹ Vgl. KOM (2004), Punkt 3.1.

⁶² Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 18 u. 19.

⁶³ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 38; siehe auch Anhang.

1. Identifikation des horizontalen Netzes (HN);
2. Berechnung des Kostenanteils des HN in jeder ÜNB-Zone und in der gesamten Region, der Transitströmen zurechenbar ist und letztlich zur Gesamtausgleichszahlung führt;
3. Definition der Verantwortung jedes einzelnen ÜNB an „Transits“ und damit auch des Anteils am Gesamtausgleich;
4. Festlegung der Nettzahlung für jeden ÜNB im ITC-Mechanismus.

Wie bei anderen Ausgleichsverfahren lassen sich diese Schritte in den Kategorien der Kostenevaluierung und der Kostenallokation zusammenfassen.

4.1.1 Kostenevaluierung nach ETSO

Die Evaluierung der Kosten, die grundlegend für die Determination der Ausgleichszahlungen der einzelnen ÜNB sind, bedingt die Identifikation des horizontalen Netzes (HN).⁶⁴ Hierfür wird die „Allocation-of-Transit-Flow“- (ATF)-Näherungsmethode herangezogen, die für jeden Bestandteil (Leitungen und Transformatoren) eines Netzes festlegt, ob er Teil des HN ist oder nicht.⁶⁵ Der Transitstrom wird im ETSO-Verfahren nach der Standarddefinition als Minimum von Import- und Exportströmen, welche stündlich an den Interkonnektoren eines Landes⁶⁶ gemessen werden, bestimmt. Diese konventionelle Definition eines „Transits“ kann bei der Berechnung der Ausgleichszahlungen zu Ungerechtigkeiten führen und ist einer der Kritikpunkte an der ETSO-Methode, wie im späteren Verlauf

⁶⁴ Laut Definition ist das horizontale Netz jener Teil des gesamten Übertragungsnetzes, der potentiell Transitströme transportiert. Normalerweise handelt es sich um Netze mit einer Spannung von 220 kV und mehr. Unter bestimmten Voraussetzungen können auch Leitungen mit niedrigerer Spannung im HN inkludiert sein. Hierbei besteht die Möglichkeit der „Physical Inclusion“ und/oder „Economic Inclusion“. Vgl. ETSO (2005a), Appendix 2.

⁶⁵ Vgl. IfED (2004), S. 39.

⁶⁶ Der Begriff „Land“ wird von ETSO durchgehend verwendet, obwohl die Grenzen mancher ITC-Parteien nicht mit den nationalen übereinstimmen. Vgl. ETSO (2005a), Appendix 1.

noch genauer erläutert wird. Eine angemessene Definition wäre erforderlich, um Überkompensationen zu vermeiden.⁶⁷

4.1.1.1 Definition des horizontalen Netzes

Für ein einheitliches Vorgehen bei der Bestimmung des HN im EWR müssen die dafür verwendeten „Transits“ hinsichtlich Größe und Muster (Verlauf) standardisiert werden. So wurde von den ETSO-Mitgliedern die Standardgröße eines Transitstroms mit 100 MW festgelegt, und der Verlauf muss die Mannigfaltigkeit an möglichen „Transits“ und deren Einwirkung auf das Netz widerspiegeln, weshalb von der ATF-Methode alle möglichen „One-to-one“-Transitmuster einbezogen werden. Ein realer Transitstrom kann deshalb als eine Kombination mehrerer „One-to-one Transits“ gesehen werden. Für einen ÜNB mit N Verbindungslinien ergeben sich dadurch $N * (N - 1)$ solcher Muster.

Um das HN zu identifizieren, wird von dem Verfahren die Einwirkung aller möglichen elementaren Transitströme modelliert. Dabei wird der Regel Folge geleistet, dass jene Elemente des Übertragungsnetzes einbezogen werden, bei denen ein „Transit“ von 100 MW, der zwischen zwei Interkonnektoren fließt, einen signifikanten Einfluss (absolute Veränderung von mehr als 1 MW) auf den Stromfluss hat, während in den anderen Verbindungslinien kein Strom fließt.⁶⁸

Um die Einwirkung einzelner „Transits“ zu simulieren, werden von einem Simulationsadministrator aufgezeichnete „Snapshots“ als Referenzwerte (z.B. von UCTE) herangezogen, um wie bei der „With-and-without“-Methode zu einem festgelegten Zeitpunkt durch einen Situationsvergleich mit und ohne elementaren Transitstrom den Einfluss auf die einzelnen Elemente zu bestimmen. Die Berechnung des prozentuellen Anteils der Leitungsstrecke des HN an der Gesamtlänge

⁶⁷ Vgl. ETSO (2005c), S. 2; FRS/RSCAS (2005), S. 19 u. 86.

⁶⁸ In dem Leitlinienentwurf der Kommission ist das HN auf die gleiche Weise definiert. Vgl. KOM (2004) 3.1.

erfolgt dabei pro rata, während für Transformatoren der nominelle Anteil an Energie herangezogen wird.⁶⁹

4.1.1.2 Kosten des horizontalen Netzes

Nachdem die einzelnen horizontalen Netze bestimmt wurden, übermitteln die einzelnen Mitglieder die Gesamtkosten der Infrastruktur sowie etwaige Übertragungsverluste ihres HN. Als Grundlage für die Festlegung der Kosten des HN dient die „Regulated Asset Base“ (RAB) des einzelnen ÜNB, welche die Zustimmung der nationalen Regulierungsbehörde benötigt und publiziert werden muss. Diese beinhaltet jedoch lediglich die regulierten Kosten des bereits bestehenden Netzes und lässt die von der Verordnung 1228/2003 vorgeschriebenen „Forward Looking Long Run Average Incremental Cost“ (LRAIC) außer Acht; dies ist ein weiterer Kritikpunkt, der im späteren Verlauf erläutert wird.

Die „Regulated Asset Base“ inkludiert die Abschreibungs-, Betriebs- und Wartungskosten eines Übertragungsnetzbetreibers, jedoch nicht jene durch ergänzende Serviceleistungen („Ancillary Services“) verursachten Kosten. Die im HN verzeichneten Verluste werden hingegen von einem „Average Loss Model“ erfasst.⁷⁰

⁶⁹ Vgl. ETSO (2005c), S. 2; FRS/RSCAS (2005), S. 19, 20, 37 u. 38; ETSO (2005a), Appendix 1.

⁷⁰ Vgl. ETSO (2005c), S. 4; ETSO (2005a), S. 5 u. Appendix 1; FRS/RSCAS (2005), S. 21. ERGEG zieht in ihrem Entwurf eines neuen Leitlinienvorschlags den Ansatz der „Total Annual Regulated Revenue From Transmission Network Operation“ jenem der RAB vor, da dieser eine gleiche Basis für interne sowie externe Akteure schafft und eine konsistente Behandlung unter den Mitgliedsländern verspricht. Vgl. ERGEG E06-CBT-09-08 (2006), S. 5.

4.1.2 Kostenallokation nach ETSO

Die Bestimmung des verursachungsgerechten Anteils von Transitströmen an den Gesamtkosten der einzelnen HN erfordert zunächst die Festlegung eines „länderspezifischen“ (bzw. ÜNB-spezifischen) „Transit Key“, welchen der Quotient von Transitströmen und der Summe von „Transits“ und Verbrauch („Load“) bildet. Dies ist in der nachfolgenden Formel festgeschrieben:

$$KEYep(k, M) = \frac{\sum_{m \in M} Tep(k, m)}{\sum_{m \in M} Tep(k, m) + \sum_{m \in M} L(k, m)}$$

k ...Land

M ...erster Monat des Jahres 2006 (bei ETSO 2005)

$Tep(k, m)$...Transit in GWh

$L(k, m)$...Last in GWh

Die Berechnung erfolgt auf einer jährlichen Basis, wobei nicht die maximale Spitzenleistung, sondern die durchschnittliche Nutzung des Netzes ausschlaggebend ist.

Der daraus resultierende Durchführungsschlüssel liefert in Verbindung mit den Kosten des HN die Höhe der Ausgleichszahlung, auf die ein ÜNB Anspruch hat. Werden nun diese einzelnen Berechtigungen aufsummiert, so erhält man die Höhe des gesamten Ausgleichsfonds.

Die Verantwortung der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber für Transitströme wird letztlich mit Hilfe des „Net Flow“ erfasst und erfolgt deshalb unabhängig von den oben aufgezeigten Berechnungen der Ausgleichszahlung. Dieser ist definiert als der stündliche Nettostrom in Import- oder Exportrichtung eines Landes, also als absoluter Wert des Unterschieds zwischen Importen und Exporten. Die Zahlung in den Ausgleichsfonds erfolgt im Verhältnis zum „Net Flow“, wobei die Höhe des

Beitrags nicht davon abhängt, ob der ÜNB ein Nettoimporteur oder Nettoexporteur ist.⁷¹

Der Nettostand jedes einzelnen Teilnehmers am CBT-Mechanismus ergibt sich letzten Endes aus der Differenz zwischen Zahlungsanspruch und Zahlungsverpflichtung.⁷²

4.2 Kritikpunkte des ETSO-Mechanismus

Nach der Abkehr von expliziten Entgelten wurde der CBT-Mechanismus als Interimslösung eingeführt und trotz Unvereinbarkeit mit der bestehenden Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel beibehalten bzw. nur geringfügig geändert. Im Folgenden sollen die Kritikpunkte kurz erläutert werden, die im Zuge der letzten Jahre gegen den ETSO-Mechanismus erhoben wurden.

4.2.1 Die Verwendung von Transitströmen

Wie bereits einleitend erwähnt, ist der ETSO-Mechanismus jenen ITC-Methoden zurechenbar, welche die Nutzung des Netzes durch Transitströme für die Bestimmung des Ausgleichs heranziehen, während Im- und Export als Verursacher von Netzwerkkosten in den Mechanismus nicht einbezogen werden.

Die Vorteile, die durch eine Berücksichtigung aller grenzüberschreitenden Stromflüsse generiert werden können, fanden zuvor bereits ausführlich Erwähnung. Es ist in weiterer Folge anzumerken, dass durch die Verwendung von „Transits“ vor allem auch eine Problematik hinsichtlich

⁷¹ Länder, die nicht am CBT-Mechanismus teilnehmen (z.B. UK, Bulgarien, Russland, Albanien), so genannte „Perimeter Countries“, müssen für die Nutzung fremder Netze eine fixe Gebühr von 1€/MWh leisten. Hier ergibt sich vor allem ein Problem bei EU-Mitgliedsstaaten, da sie als „Perimeter Country“ ein explizites Entgelt zahlen müssen, was nach Artikel 4 (5) der VO (EG) Nr. 1228/2003 untersagt ist. Vgl. ETSO (2005c), S. 5.

⁷² Vgl. ETSO (2005c), S. 4 u. 5.

der richtigen Definition entsteht. Die Standarddefinition diesbezüglich lautet:

$$T_i = \text{Min}(X(t)_i, M(t)_i)$$

T_i ...der Transitstrom einer Entität i

$X(t)_i$...während der Stunde t an den Interkonnektoren der Entität i

gemessene Ströme in Exportrichtung

$M(t)_i$... während der Stunde t an den Interkonnektoren der Entität i

gemessene Ströme in Importrichtung

Diese von ETSO (aber auch der Kommission und ERGEG)⁷³ verwendete konventionelle Definition eines „Transits“ kann zu ungerechten Ausgleichszahlungen führen. So wird der interne Stromverlauf eines Landes von der ETSO-Methode nicht berücksichtigt. Diese bestimmt lediglich den Fluss elementarer Transitströme zwischen den Interkonnektoren. Dabei können zwei sehr verschiedene Situationen mit unterschiedlichen Fließmustern den gleichen Kompensationsvorgang auslösen. Des Weiteren ist es bedenklich, dass die Resultate der durch die Standarddefinition bestimmten Vorgehensweise stark von den politischen Grenzen abhängig sind. Diese Abhängigkeit kann nicht nur zu Fehlallokationen wie zum Beispiel Überkompensationen führen, sondern widerspricht auch dem „Single System Paradigma“.⁷⁴

Anstelle von Mechanismen wie jenem nach ETSO bieten sich alternative Ansätze an, welche die gesamten grenzüberschreitenden Stromflüsse in ihrer Methodik berücksichtigen. Nennenswert sind hier die „Average-Participation“-Methode, die „Marginal-Participation“-Methode sowie die „Aumann-Shapley“-Methode.⁷⁵

⁷³ Vgl. KOM (2004) 2.1; ERGEG E06-CBT-09-08 (2006), S. 7.

⁷⁴ FRS/RSCAS (2005), S. 41 u. Annex 1.

⁷⁵ Siehe Anhang.

4.2.2 Die Unvereinbarkeit mit Artikel 3 (6)

Die Verordnung 1228/2003 sieht in Artikel 3 Paragraph 6 vor, dass die in den Ausgleichsmechanismus einbezogenen Kosten auf der Grundlage der „forward-looking LRAIC“⁷⁶ ermittelt werden, wobei Verluste, Investitionen in neue Infrastruktur und ein angemessener Teil der Kosten der existierenden Infrastruktur Berücksichtigung finden sollen. Bei der Kostenevaluierung werden laut Verordnung Standardkostenverfahren angewendet, und etwaige durch grenzüberschreitende Stromflüsse generierte Nutzen schmälern den Ausgleich.

Von diesen genannten Vorgaben vermag die ETSO-Methode lediglich zwei zu erfüllen. Die Interimslösung, die durch diese Methode erzielt wird, basiert auf der Kompensation von Kosten der bestehenden Infrastruktur sowie von Verlusten. Die zu erwartenden langfristigen durchschnittlichen zusätzlichen Kosten (LRAIC) finden jedoch keinen Eingang in die Kostenevaluierung, und an Stelle von Standardkostenverfahren werden die auf nationaler Ebene festgelegten RAB herangezogen. Zudem unterscheidet der ETSO-Mechanismus nicht zwischen „Transits“, die Kosten verursachen oder Nutzen stiften.

Eine mögliche Ursache, warum die geforderten LRAIC von ETSO über die Jahre stets außer Acht gelassen wurden, findet sich in der von Boucher und Smeers (2003, S. 16 u. 17) begründeten Tatsache, dass eine Messung der LRAIC des grenzüberschreitenden Stromhandels technisch schwierig, wenn nicht unmöglich, ist. Die Problematik entsteht jedoch bereits bei den vorgeschriebenen Punkten der Kostenevaluierung, denn der geforderte angemessene Teil der Kosten der vorhandenen Infrastruktur ist nicht Teil der LRAIC, und so schreiben die Autoren:

„This change of language introduces both a logical contradiction and a change of substance: one imposes incremental costs but allows embedded costs. [...] This logical inconsistency is unlikely to have

⁷⁶ Kriterien nach denen die LRAIC festgesetzt werden sollen finden sich in den Draft Guidelines on Inter TSO Compensation KOM (2004) 3.

much practical impact. While all drafts of the Regulation advocate 'forward-looking long-run average incremental costs', the Forum [Florence Regulatory Forum, d. Verf.] neither discussed nor implemented anything but embedded costs."

Dies lässt erahnen, dass das Außerachtlassen der LRAIC viel mehr aus einer praktischen Notwendigkeit erfolgt, denn mit der Berechnung der LRAIC sind folgende Schwierigkeiten verbunden:⁷⁷

1. Aufgrund der Unteilbarkeit und der Verbundvorteile eines Netzes ist die langfristige Kostenfunktion nur schwer zu bestimmen.
2. Die Kostenfunktion weist die Eigenschaften der Nicht-Konvexität und der Nicht-Differenzierbarkeit auf, was die Bedenken bezüglich Willkür bei der Berechnung bestärkt.
3. Die Externalitäten, die den kurz- als auch langfristigen Betrieb durchdringen, machen es schwierig, die inkrementellen Kosten den einzelnen Transaktionen bzw. Stromflüssen zuzurechnen.

So stellen Boucher und Smeers (2003, S. 21) weiters fest:

„As ETSO recognizes, we indeed cannot compute sensible [sic!] the forward-looking long run average incremental costs of transaction in a set of linked meshed electrical networks [like in the European Economic Area (EEA), d. Verf.]. Even moving from a set of linked networks to a single network would still lead to an extremely difficult problem that could only be solved at the cost of drastic simplification."

Anstelle der Allokation von LRAIC durch den Durchführungsschlüssel des ETSO-Mechanismus werden die „Sunk Costs“ des HN für den Ausgleich der Netznutzung herangezogen.

Ein weiteres Problem entsteht durch die Verwendung nationaler Kosten anstelle von Standardkosten, da diese mit falschen Anreizen für ÜNB und Regulatoren verbunden sein können. Da der ETSO-Mechanismus auf

⁷⁷ Vgl. Boucher/Smeers (2003), S. 18.

„Flow Patterns“ beruht, wird ein ÜNB möglicherweise dazu verleitet, vom optimalen Verteilungspfad abzuweichen, um damit die Kosten seines horizontalen Netzes und gleichzeitig seinen Anspruch auf Kompensation zu erhöhen. Die Verwendung von Standardkosten würde Subventionen von Ländern mit geringeren Kosten an jene mit höheren Kosten verhindern. Die Tatsache, dass damit für die nationalen Regulierungsbehörden die Kostenevaluierung an Komplexität zunehmen würde, liefert womöglich einen der Gründe für die Verwendung der einzelnen RAB im ETSO-Verfahren.⁷⁸

4.2.3 Probleme der Kostenallokation

Die Schwierigkeit einer verursachungsgerechten Verteilung der Kosten mittels der ETSO-Methode entspringt der Tatsache, dass sie die Verantwortung für die Nutzung einzelner Elemente des HN nicht einzelnen Akteuren bzw. ÜNB zuschreibt, sondern die Verantwortung für die gesamte externe Nutzung erfasst, also den Einfluss aller internationalen Stromflüsse auf das ÜNB-Netz misst. Die ETSO-Methode berechnet zudem die Ausgleichsansprüche der einzelnen ÜNB unabhängig von ihren Zahlungsverpflichtungen und vernachlässigt bei der Berechnung letzterer das Nahverhältnis zwischen den Netzen und damit deren reale Einwirkung auf fremde Netze. Zwar wird zunächst der Ausgleich jedes ÜNB festgelegt, die Allokation der Verantwortung für die Netznutzung erfolgt im Anschluss jedoch mittels eines Ad-hoc-Kriteriums, welches in diesem Fall der „Net Flow“ darstellt.

Eine Aggregation aller externen Stromflüsse bedeutet weiters, dass eine Berechnung von örtlichen Signalen nicht möglich ist. Diese spielen vor allem in Märkten wie dem europäischen IEM, wo ein regionaler Markt aus einer Vielzahl an Systemen entsteht, eine wichtige Rolle.⁷⁹

⁷⁸ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 26 u. 27; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 15.

⁷⁹ Vgl. Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 1.

Weitere Kritik lässt sich bezüglich des „Transit Key“ äußern, der lediglich ein grobes Maß bei der Identifikation von „Transits“ darstellt.⁸⁰

4.3 Konklusion

Obwohl im vorangehenden Kapitel ein möglicher Erklärungsversuch hinsichtlich des Außerachtlassens der LRAIC mit Hilfe der Erläuterungen von Boucher und Smeers (2003, S. 16-21) unternommen wurde, stellt sich dennoch die Frage, warum trotz all der genannten Kritikpunkte über die Jahre am ETSO-Mechanismus festgehalten wurde.

Bezüglich des ersten und des letzten der genannten Kritikpunkte schneiden Ansätze wie die „Average-Participation“-Methode, die „Aumann-Shapley“-Methode, aber auch die „Marginal-Participation“-Methode im Vergleich wesentlich besser ab als der ETSO-Mechanismus. Dies wird durch die qualitative Analyse der einzelnen Ausgleichsmechanismen hinsichtlich des Kostenkausalitätsprinzips im Anhang auch nachgewiesen.

Gründe für das Festhalten an dieser Methode finden sich einerseits in den Eigenschaften der leichten Implementierung, Nachvollziehbarkeit und Überprüfbarkeit. Die Methodik des ETSO-Mechanismus ist leicht zu verstehen und erfordert nur eine begrenzte Menge von Inputs. Dies ist vor allem in einem vermaschten Elektrizitätsmarkt wie dem europäischen ein entscheidender Vorteil.⁸¹

Andererseits entspricht das ETSO-Verfahren (noch) vorherrschenden Denkmustern, wonach das nationale Wohl dem gemeinschaftlichen Wohl der EU vorgezogen wird. Diese politischen Grenzen spiegeln sich auch in der freiwilligen Vereinbarung der ETSO-Mitglieder wider und zeigen auch

⁸⁰ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 41, 42 u. 44.

⁸¹ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 39-47.

in der Elektrizitätswirtschaft jene Problematik auf, der sich ein Staatenverbund wie die EU stellen muss.

„In the European example the national regulator typically regulates the national network and there is no counterpart to FERC [Federal Energy Regulatory Commission, d. Verf.], which in the US has jurisdiction over inter-state (and thus inter-TSO) flows.“⁸²

Wie bereits in Kapitel 2.1 erwähnt, könnte diesem Problem nur mit einem Transfer von Souveränität von den Mitgliedsländern zur Europäischen Gemeinschaft entgegengesteuert werden. Glachant und Lévêque (2006, S. 16) treffen über die jetzige Situation folgende Aussage:

“Whatever we wished, the infrastructures of the European internal market are administered by organisations for whom the internal market is not the principal or normal mission or performance criteria and who have no explicit incentive to establish close operational cooperation with neighbours to facilitate a unified functioning of the market.”

Nach Brunekreeft et al. (2004, S. 15) gewinnt die „Inter-Network Compensation“ dann an Bedeutung, wenn Investmententscheidungen davon betroffen sind. Werden Investitionen mittels LRAIC im Ausgleichsmechanismus berücksichtigt, so spielen nationale bzw. regionale Grenzen in diesem Kontext eine entscheidende Rolle. Demgemäß werden zukünftige Infrastrukturprojekte, die aufgrund geringer Nutzung dem lokalen ÜNB niedrigere Ausgleichszahlungen offerieren als Kosten anfallen würden, diesem ÜNB unzureichende Anreize bieten, auch wenn die gleichen Projekte auf gemeinschaftlicher Ebene für andere ÜNB mit einem großen Nutzen verbunden wären. Durch den ITC-Mechanismus sollte in solchen Situationen die Weiterentwicklung transeuropäischer Netze gefördert werden.⁸³ Der Ausgleichsmechanismus müsste deshalb

⁸² Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 15.

⁸³ Eine Lösung bietet ein Ansatz, der auf dem Coase-Theorem basiert und den ÜNB einen frei vereinbaren Ausgleich für neue Investitionen ermöglicht. Interessante Perspektiven liefert in diesem Zusammenhang auch der Ansatz der „Merchant

über politische Grenzen hinausgehen und effiziente Signale an die Entscheidungsträger aussenden. Ob dies „nur“ durch einen eigenständigen europäischen Regulator bzw. europäische Übertragungsnetzbetreiber zu erreichen ist, sei dahin gestellt.⁸⁴

Entscheidend ist, dass der von ETSO gewählte Ausgleichsmechanismus eher als Kompromisslösung denn als ökonomisch effizientes Werkzeug in Erscheinung tritt, besonders wenn andere Ansätze wie beispielsweise die „Average-Participation“- oder „Aumann-Shapley“-Methode in der wissenschaftlichen Literatur durchwegs als positiv ersehen wurden.⁸⁵

Vielmehr zeigt sich in diesem Zusammenhang, dass die in der Theorie funktionierenden Ansätze häufig der politischen Realität weichen müssen. Hierzu ist jedoch festzuhalten, dass der ETSO-Mechanismus auch in diesem bestimmten politischen Kontext sehr wohl verbesserungsfähig ist.

Transmission Investment“, obwohl dieser für regulierte Netzwerkverbindungen nicht geeignet ist. Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 28; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 22.

⁸⁴ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 28 u. 29; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 15. Siehe auch Anhang.

⁸⁵ Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002); Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 17; FRS/RSCAS (2005); Kattuman/Green/Bialek (2004). Siehe auch Anhang.

5 Harmonisierung der Tarifstrukturen

Der Liberalisierungsprozess des europäischen Elektrizitätsmarktes hatte – im Gleichklang mit der Segmentierung der Wertschöpfungskette – zumeist eine Teilung der Energiepreise von den Netzwerkservicetarifen zur Folge. Während erstere das Potential eines wettbewerbsmäßig organisierten Marktes beinhalten, dienen letztere zum Zwecke der Deckung jeweiliger Gemeinkosten, die in den natürlichen Monopolbereichen der Übertragungs- und Verteilungsnetzwerke anfallen.

Im Zuge ihrer Bestimmung kommt den Netzentgelten große Bedeutung zu, da ihre gewählte Struktur einen bedeutenden Einfluss auf die Nutzung und Entwicklung des Netzes ausübt. Laut Brunekreeft et al. (2004, S. 3 u. 4) führt die Tarifstruktur im Idealfall zu einer Förderung

- einer effizienten kurzfristigen Nutzung des Netzes,
- effizienter Investitionen in die Ausweitung des Netzes,
- effizienter Signale für das Treffen von Investitionsentscheidungen von Erzeugern und Verbrauchern,
- von Fairness und politischer Durchführbarkeit und
- der Kostendeckung.

Bei der Erreichung dieser Zielvorgaben kommt es jedoch zu einer Diskrepanz, die sich aufgrund der beiden übergeordneten Zielkriterien der Kostendeckung und der Effizienz einstellt. Bezüglich des Attributs der Effizienz wird für die Evaluierung geeigneter Mechanismen häufig das Kostenkausalitätsprinzip herangezogen. Da im Sinne der ökonomischen Theorie dieses Prinzip nicht notgedrungen zu kostendeckenden Tarifen führt und eine verursachungsgerechte Verteilung der gesamten mit dem Netz verbundenen Gemeinkosten in der Praxis kaum möglich ist, verwenden viele Länder eine mehrteilige Tarifstruktur zur Abdeckung der gesamten Kosten. Grundsätzlich unterteilen sich die Kosten in zwei Kategorien: die Kosten der Netzinfrastruktur sowie die damit verbundenen Aufwendungen für Netzbetrieb und Netzwartung auf der einen Seite,

verwandte Kosten, die durch die Nutzung des Netzes entstehen, auf der anderen Seite. Letztere umfassen Übertragungsverluste, Kosten des Engpassmanagements und bestimmter Netzdienstleistungen („Ancillary Services“) sowie Gebühren, die nur indirekt mit der ÜNB-Tätigkeit zusammenhängen, wie besondere Förderungen und die Deckung der „Stranded Costs“, die einer gewissen Gemeinwohlverpflichtung nachkommen.⁸⁶

Über einen längeren Zeitraum betrachtet resultiert die Unvereinbarkeit der beiden Zielaspekte vor allem auch aus spezifischen Eigenschaften, die dem Netzbetrieb anhaften. Aufgrund der Unteilbarkeit des Netzes, den stark steigenden Skalenerträgen und gewissen Beschränkungen, welche die Zuverlässigkeit des Systembetriebs gewährleisten, bleibt auch nach einer verursachungsgerechten Kostenallokation ein bestimmter Anteil an „verbleibenden Kosten“ bestehen, der in weiterer Folge mit Hilfe eines zweitbesten Preisschemas sozialisiert werden muss.⁸⁷

Diese Überlegungen führen letzten Endes zu einer Tarifstruktur, die sich laut Hunt (2002, S. 196-201) aus drei grundlegenden Netzentgelten zusammensetzt: Netznutzungsentgelte, Netzverbindungsentgelte und Netzzugangsentgelte. Diese sollen im nächsten Kapitel kurz erörtert werden.

5.1 Grundlegende Arten der Netzentgelte

Die weiterführenden Erörterungen beziehen sich auf die Tarifstruktur der Übertragungsnetze, da diese auch den Kern der Tarifharmonisierung im EWR bilden. Die Auffächerung der Netzentgelte stützt sich ganz auf den Vorschlag Hotellings (1938), wonach die Preissetzung der tatsächlichen Nutzung an den kurzfristigen Grenzkosten festzumachen ist und die

⁸⁶ Vgl. Pérez-Arriaga/Smeers (2003), S. 180; KOM (2007) 250, S. 6 u. 7.

⁸⁷ Vgl. Pérez-Arriaga/Smeers (2003).

Investitionskosten auf einem anderen Weg gedeckt werden, im konkreten Fall durch komplementäre Netzentgelte.

5.1.1 Netznutzungsentgelte

Wie bereits erwähnt, würde ein effizientes Preisschema für die kurzfristige Nutzung des Übertragungsnetzes dessen kurzfristige Grenzkosten verrechnen. Um den bereits genannten Tarifeigenschaften nach Brunekreeft et al. (2004) zu entsprechen, müssen Netzwerktarife einen bestimmten Grad sowohl an zeitlicher als auch an geographischer Differenzierung aufweisen, um die nötigen Signale an die handelnden Marktakteure auszusenden. Während sich die zeitliche Ausbildung von Unterschieden nach der jeweiligen Saison und den „Peak“- bzw. „Off-Peak“-Stunden gestaltet, vollzieht sich die geographische Preisdifferenzierung anhand bestimmter Zonen („Zones“) oder Knoten („Nodes“), die auch namensgebend für die damit verbundenen Preisschemata sind und in weiterer Folge kurz erläutert werden.

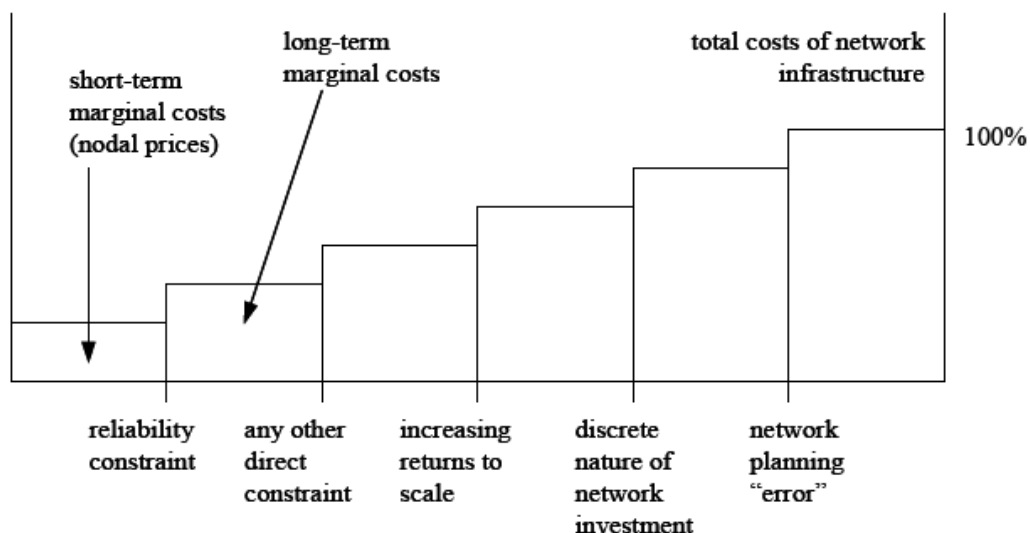
Das „*Nodal Pricing*“, auch als „*Locational Marginal Pricing*“ bekannt, misst laut Definition der Übertragungsleistung zwischen zwei Knoten jenen Wert bei, der sich aus der Differenz der Energiepreise an den besagten Knoten errechnet. Diese Knotenpreise repräsentieren die Grenzkosten der Elektrizität, die je nach Zeit und Ort variieren und somit die erforderlichen Differenzierungen aufweisen, um an die Marktteilnehmer perfekte kurzfristige Preissignale auszusenden. Bei der Untersuchung dieser Preise innerhalb eines kurzfristigen Zeitraums können nach Pérez-Arriaga und Smeers (2003, S. 184) folgende positive Eigenschaften festgestellt werden:

- Unabhängigkeit von Transaktionen, deshalb nicht diskriminierend;
- effiziente kurzfristige ökonomische Signale;
- Internalisierung der Einwirkung von Übertragungsverlusten und Engpässen;
- Messung der Grenzkosten der elektrischen Energie am jeweiligen Knoten.

Aufgrund dieser Merkmale lässt sich erkennen, dass die Knotenpreise von den Charakteristika eines Übertragungsnetzes abhängen und somit auch der jeweiligen Netzwerktopologie Rechnung getragen wird.

Da sich jedoch die langfristigen Grenzkosten aus Gründen wie der Unteilbarkeit des Netzes, den stark steigenden Skalenerträgen und bestimmten sicherheitstechnischen Beschränkungen von den kurzfristigen unterscheiden, kann mittels „Nodal Prices“ nur ein Teil der Kosten gedeckt werden, was die Einführung von komplementären Netzentgelten zu einem zwingenden Erfordernis macht.⁸⁸ Dies wird in Abbildung 5 dargestellt, wobei vor allem der geringe Anteil der kurzfristigen Grenzkosten auffällt:

Abbildung 5 - Kostentreiber des Übertragungsnetzes



Quelle: Pérez-Arriaga (2003), Folie 8.

⁸⁸ Vgl. Pérez-Arriaga/Smeers (2003), S. 181-185.

Ein weiterer Nachteil, der den Knotenpreisen häufig angelastet wird, zeigt sich in der hohen Komplexität, welche diese Form der Preissetzung mit sich bringt. Jene wurzelt in der Variation der Preise, die mit der Änderung von Ort und Zeit einhergeht. In großen Systemen würden die vollständig differenzierten Preise des „Nodal Pricings“ eine Preissetzung an tausenden von Knoten bedeuten. Um diesen Aufwand zu reduzieren, besteht die Möglichkeit, einzelne Knoten innerhalb bestimmter Zonen zusammenzufassen und somit einen einheitlichen Preis innerhalb dieser Gebiete zu implementieren.⁸⁹

Beim so genannten „*Zonal Pricing*“ dient nicht mehr die Preisdifferenz der elektrischen Energie zwischen zwei Knoten, sondern jene zwischen zwei Zonen zur Bestimmung des Wertes der Übertragungsleistung, wobei jede Zone einen „Spot“-Energiepreis hat. Dieses Preisschema verfolgt die Absicht, den Erzeugern Anreize zu geben, sich innerhalb der Grenzen von Hochpreiszonen niederzulassen und Beschränkungen aufgrund von Engpässen zwischen den Zonen entgegenzuwirken. Da beim „Zonal Pricing“ Engpässe innerhalb einer Zone nicht berücksichtigt werden, entsteht ein gemeinschaftlicher Marktplatz, der die Wettbewerbsfähigkeit der Terminmärkte maximiert.⁹⁰

In Europa dominieren momentan vor allem Preissetzungsverfahren, die sich auf das „Zonal Pricing“ stützen. Dies ist einerseits im Einklang mit jener Interimslösung, die versucht, einen IEM mittelfristig zunächst über die Integration regionaler Märkte zu erreichen, wie es bereits aufgrund eines Beschlusses der Kommission für das Engpassmanagement verbindlich festgelegt wurde.⁹¹ Andererseits werden dadurch jedoch auch jene Probleme reflektiert, die im Kapitel 3.1 bereits erörtert wurden und auf einem dezentralen, national geprägten Regulierungssystem fußen. So

⁸⁹ Vgl. Pérez-Arriaga/Smeers (2003), S. 185; Rothwell/Gómez (2003), S. 115; Wilson (2002), S. 1322.

⁹⁰ Vgl. Wilson (2002), S. 1323; Rothwell/Gómez (2003), S. 115.

⁹¹ Vgl. Beschluss der Kommission (2006/770/EG).

schreibt Newbery (2006, S. 7) über das bisherige Versäumnis Europas, das „Nodal Pricing“ einzuführen:

„Europe is still some way from embracing the nodal pricing model, perhaps because it sits too comfortably with an interventionist approach to pricing and market power mitigation, with all the compensating regulatory rules and devices needed to offset the objectionable effects of local market power.“

Wohl ist es nach Smeers (2003, S. 164) jedoch auch die „*angebliche Komplexität*“ des „Nodal Pricing“, aufgrund welcher anderen Methoden in Europa der Vorzug gegeben wird.

5.1.2 Netzverbindungsentgelte

Durch eine effiziente Preisfestsetzung, die im Bereich der Netznutzungsentgelte vor allem mittels „Nodal Pricing“ erreicht wird, setzt sich ein Regulierungssystem der nahezu unausweichlichen Gefahr aus, dass nicht alle mit dem Übertragungsnetz verbundenen Kosten abgedeckt werden. So können auf längere Sicht mittels dieser Preise nicht die gesamten Investitionskosten des Übertragungsnetzes gedeckt werden, und es müssen zusätzliche Entgelte eingeführt werden, um den verbleibenden Betrag der regulierten Kosten ausgleichen zu können.

Die hier betrachtete Gebühr der Netzverbindungsentgelte soll zur Abdeckung all jener langfristigen Kostenpunkte dienen, die direkt dem Verhalten eines Marktakteurs zurechenbar sind, wie zum Beispiel die Leitung, mit der ein neuer Erzeuger ans Übertragungsnetz angeschlossen wird. Dabei kann diese, je nach Berechnungsbasis, eine Form annehmen, die zwischen den beiden Extremen der „Deep Connection Charges“ und der „Shallow Charges“ liegt. Diese Entscheidung hängt vor allem davon ab, inwieweit das Kostenkausalitätsprinzip auf die „verbleibenden Kosten“ anwendbar ist – oder einfach ausgedrückt, wie viele der verbleibenden Kostenpunkte verursachungsgerecht verteilt werden können.

Durch den Einsatz der „*Deep Connection Charges*“ wird von Seiten des Regulators der Versuch unternommen, einen möglichst großen Anteil der „verbleibenden Kosten“ aufgrund der individuellen Verantwortung der Marktteilnehmer zu verteilen. Diese Variante der Netzverbindungsentgelte hat den Vorteil, dass aufgrund der verursachungsgerechten Verteilung dem Effizienzkriterium entsprochen wird und sich jener Teil, der im Zuge der Netzzugangsentgelte mittels zweitbesten Lösungen sozialisiert werden muss, verringert.

Bei dieser Vorgehensweise tritt jedoch das Problem auf, dass, je tiefer diese Gebühren in die Kostenstrukturen vordringen, die Werte, die sie annehmen, zunehmend streitbarer werden. So lässt sich zum Beispiel für neue Verbindungsleitungen nicht immer eindeutig feststellen, welche Kosten ihnen zurechenbar sind, vor allem dann nicht, wenn diese in Zusammenhang mit strategischen Überlegungen stehen, die auch andere Teile des Netzes einschließen (z.B. Unteilbarkeit von der vorrausschauenden Bauweise für zukünftigen Bedarf, überkapazitärer Ausbau aufgrund von Kostenasymmetrien,...). Aufgrund dieser Tatsachen gestaltet es sich schwierig, für die Festlegung der „*Deep Connection Charges*“ einfache und transparente Kriterien zu schaffen, da diese mit zunehmender Tiefe von den subjektiven Einschätzungen des Entscheidungsträgers abhängig sind. Ein weiterer Nachteil dieser Art von Netzverbindungsentgelten zeigt sich in Form von Diskriminierung, die neuen Erzeugern (und auch Kapazitätsexpansionen) entgegengebracht wird. Dies ist besonders für Märkte von Bedeutung, bei denen versucht wird, die Marktmacht einiger weniger Akteure durch den Eintritt von neuen zu reduzieren.⁹²

Orientiert sich der Regulator hingegen bei der Festlegung der Netzverbindungsentgelt an einer „*Shallow*“-Basis, so werden lediglich jene Kostenpunkte direkt zugewiesen, deren Verursacher auch eindeutig identifiziert werden können. Die Form der „*Shallow Charges*“ verfügt über den Vorzug einer einfachen Anwendbarkeit und fördert den Eintritt neuer

⁹² Vgl. Hunt (2002), S. 198 u. 199; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 10-12.

Erzeuger, gleichzeitig weist sie jedoch auch einen geringeren Grad an Effizienz als die „Deep Connection Charges“ auf. Dies begründet sich darin, dass nur ein verhältnismäßig geringer Teil der „verbleibenden Kosten“ mit dieser Form der Netzverbindungsentgelte verursachungsgerecht verteilt wird. Ein relativ großer Anteil an nicht abgedeckten Kosten muss deshalb im weiteren Verlauf in die Netzzugangsentgelte integriert und somit sozialisiert werden.⁹³

Laut Glachant und Lévêque (2006, S. 13-18) bilden die verschiedenen Netzverbindungsentgelte (und auch die Netzzugangsentgelte) in Europa einen „Irrgarten“, welcher für Verwirrung im EWR sorgt. Dies begründet sich in der großen Bandbreite, die zwischen den beiden Extremen der „Deep Connection Charges“ und der „Shallow Charges“ liegt und in einer Vielzahl an Tarifsetzungsmethoden zum Ausdruck kommt. Die Autoren sehen in diesen Tatsachen erneut die Problematik des „nationalen Tropismus“, welche im Zuge der Harmonisierung der Netzverbindungsentgelte (bzw. Netzzugangsentgelte) zu lösen ist.

5.1.3 Netzzugangsentgelte

Aufgrund der realen Gegebenheiten können nicht alle Kosten durch die Netznutzungs- und Netzverbindungsentgelte gedeckt werden, was den Einsatz von Netzzugangsentgelten erforderlich macht. Diese werden von Regeln determiniert, die auf einem längerfristigen Zeitraum aufbauen. Sie basieren deshalb häufig auf der Zielvorgabe einer minimalen Verzerrung der Nutzung, um die kurzfristige Effizienz nicht zu gefährden. Sofern eine langfristige Kostenkausalität im Netz identifiziert werden kann, steht einer verursachungsgerechten Allokation der „verbleibenden Kosten“ nichts im Weg. Da dies in der Praxis jedoch nicht oft der Fall ist, wird das Gros dieser Kosten mittels einer zweitbesten Lösung abgedeckt.

⁹³ Vgl. Glachant/Lévêque (2006), S. 15 u. 16; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 10-12; Hunt (2002), S. 198 u. 199.

Mit dem „*Ramsey Pricing*“ bietet sich eines der bekanntesten zweitbesten Preisschemen an, dessen Implementierung streng genommen zu einer Modifizierung der Knoten- bzw. Zonenpreise führen würde, da die Ramsey-Regel einen Aufschlag⁹⁴ auf den effizienten Preis vorsieht, welcher (unter der Annahme, dass keine Kreuzpreiselastizitäten bestehen) invers proportional zur Elastizität der Nachfrage ist. Dies wird häufig als die am besten durchführbare Form der Preissetzung erachtet, doch weist sie auch viele Nachteile auf, wie zum Beispiel die

- Notwendigkeit der Schätzung der Elastizität der Energiepreise auf Seiten der Netznutzer;
- Modifizierung der Knoten- bzw. Zonenpreise, welche zu einer Störung der kurzfristigen Effizienz führen kann;
- Preisdiskriminierung, die bei benachteiligten Parteien ein Ungerechtigkeitsempfinden wecken könnte.⁹⁵

Eine einfache Alternative zu Ramsey-Preisen bilden so genannte „*Postage-Stamp*“-Preise, die unabhängig von der Distanz und basierend auf der Menge der Energie oder der Kapazität berechnet werden, wodurch sich ein Preisaufschlag somit proportional zur Nachfrage eines Nutzers ermittelt. Der Einsatz dieser äußerst simplen Methode wird häufig damit gerechtfertigt, dass sie den Wettbewerb innerhalb des Marktes fördere. Jedoch kann die einfache Modellierung der Kostenfunktion den vorherrschenden Bedingungen in einem Übertragungsnetz aus ökonomischer Sicht nicht gerecht werden. Sie bietet deshalb auch eine große Angriffsfläche für die Seite der Kritiker. Besonders der gänzliche Verzicht auf eine Preisdifferenzierung und die damit verbundenen Signale

⁹⁴ Es bestehen noch weitere Regel (z.B. Allais-Regel, Oftel-Regel,...), aufgrund derer man versucht proportionale Preisaufschläge zu definieren, die ein mögliches Defizit bei der Übertragung (bzw. Verteilung) ausgleichen sollen.

⁹⁵ Vgl. Pérez-Arriaga/Smeers (2003), S. 193-195; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 13 u. 14.

macht diese Vorgehensweise für den an permanenten strukturellen Engpässen leidenden EWR unattraktiv.⁹⁶

Während sich Länder wie Deutschland und Frankreich noch mit dieser verhältnismäßig (besonders im Bezug auf die Größe und Topologie dieser Länder) einfachen Methode begnügen, versuchen andere Länder wie Großbritannien und Norwegen neue Lösungswege zu erschließen, bei denen in die Preisstrukturen bestimmte Anreizmechanismen implementiert werden. Diese als „*Incentive Pricing*“ (oder „*Performance-based Ratemaking*“) bekannten regulativen Preissysteme knüpfen die Einkünfte der ÜNB an bestimmte Leistungsziele anstatt an die Kosten.⁹⁷

Aufgrund der verschiedenen Arten der Strukturierung und der zugrunde gelegten Kosten ist der EWR auch im Bereich der Netzzugangsentgelte mit einer Vielzahl unterschiedlicher Tarife konfrontiert. Dieser nach Glachant und Lévêque (2006, S.13-18) „undurchdringliche Irrgarten“ an Netzzugangsentgelten bildet zugleich den Ausgangspunkt der Harmonisierung der Tarifierungsmethoden, dessen Grundsätze in der Verordnung 1228/2003 Artikel 4 festgeschrieben sind. Im folgenden Kapitel wird zunächst erläutert, welche Auswirkungen divergierende Tarifstrukturen auf den Wettbewerb haben, um anschließend zu klären, welche Maßnahmen die EU zu einer Harmonisierung der Netzentgelte setzt.

5.2 Harmonisierung der Netzzugangsentgelte

Betrachtet man die Problematik, die sich aufgrund unterschiedlicher Tarifstrukturen für den EWR ergibt, muss man neben der Höhe der einzelnen nationalen bzw. regionalen Tarife auch deren Verteilung zwischen Erzeugern und Verbrauchern berücksichtigen. Das folgende Unterkapitel nimmt sich dieser Problemstellung an und behandelt damit

⁹⁶ Vgl. Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 15; Glachant/Lévêque (2006), S. 15; Rothwell/Gómez (2003), S. 105.

⁹⁷ Vgl. Rothwell/Gómez (2003), S. 247.

jenes Thema, das für eine Harmonisierung der Tarife ausschlaggebend ist.

5.2.1 Auswirkungen unterschiedlicher Netzzugangsentgelte auf den Wettbewerb

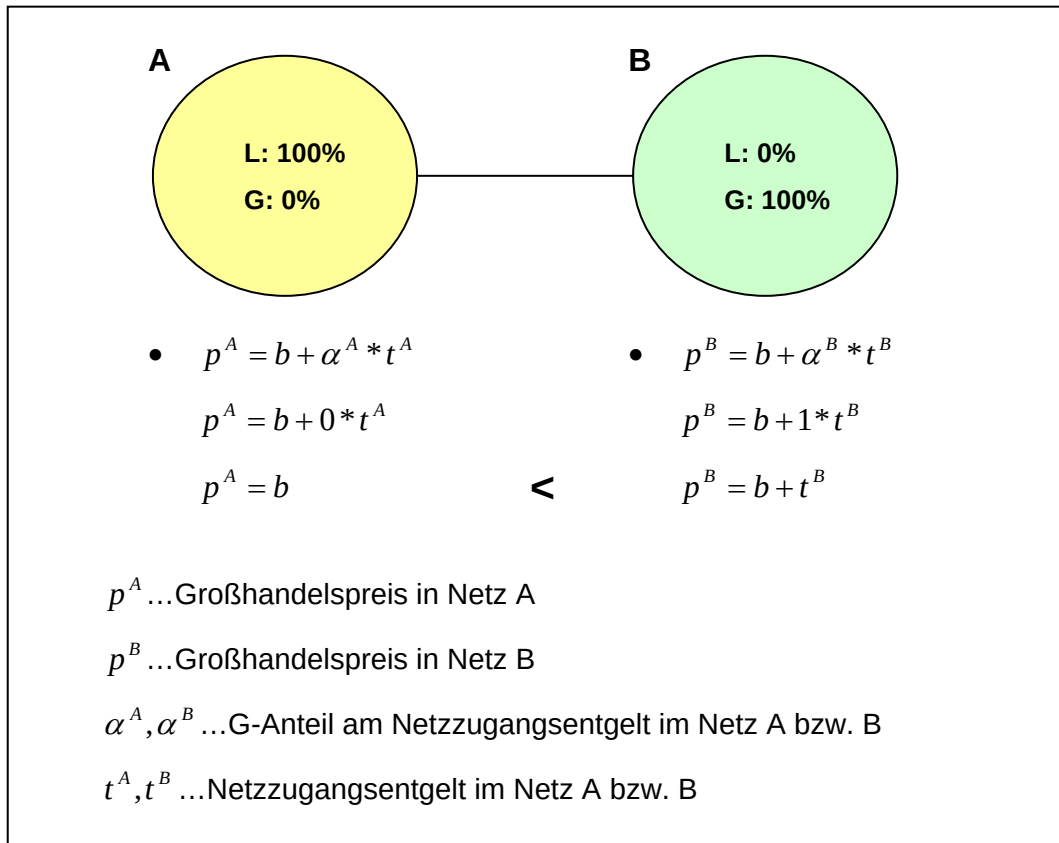
In den Aufgabenbereich eines Regulators fällt neben der Bestimmung der Höhe der Netzzugangsentgelte auch deren Allokation zwischen Erzeugern (G) und Verbrauchern (L). Im Wesentlichen entspricht diese Form von komplementären Netzzugangsentgelten nichts anderem als einer Steuer, deren Zweck die Deckung der noch verbliebenen Kosten darstellt. Ökonomische Prinzipien legen deshalb nahe, dass in einem gänzlich integrierten bzw. isolierten Markt unter perfekten Wettbewerbsbedingungen dieses Allokationsproblem quasi nicht existiert.⁹⁸ Ein Erzeuger, der einen Anteil α am Netzzugangsentgelt t zu tragen hat, wird diesen Anteil stets auf sein effizientes Gebot b aufschlagen, wodurch ein Großhandelspreis von $b + \alpha * t$ generiert wird. Da ein Verbrauch den verbliebenen Anteil des Netzzugangsentgelts $(1 - \alpha) * t$ zu begleichen hat, ergeben sich deshalb für ihn letzten Endes die Gesamtkosten von $b + t$. Die Verbraucher zahlen somit die Produktionskosten und das gesamte Netzzugangsentgelt.

Problematisch wird die Allokation der Netzzugangsentgelte dann, wenn zwei miteinander verbundene Systeme einen unterschiedlichen Grad der Verteilung zwischen G und L aufweisen, aufgrund welcher es zu Wettbewerbsverzerrungen kommen kann. Dies soll im Folgenden durch ein Beispiel aufgezeigt werden, das den Extremfall wiedergibt, bei dem im Netz A das gesamte Netzzugangsentgelt dieses Netzes den Konsumenten angelastet wird, während es im Netz B die Erzeuger gänzlich zu tragen haben (unter der Annahme, dass die Erzeuger zu den

⁹⁸ Brunekreeft et al. (2004, Appendix) zeigen, dass diesem Grundsatz auch unter nicht-perfekten Wettbewerbsbedingungen entsprochen wird, wenn die Erzeuger über eine gewisse Marktmacht verfügen und Gebote abgeben, die oberhalb des effizienten Preises liegen.

gleichen Kosten Strom produzieren $b^A = b^B = b$ und die Verbindungsleitung keine Kapazitätsengpässe aufweist):

Abbildung 6 - Wettbewerbsverzerrung durch Unterschiede in der Tariffallokation



Durch die unterschiedliche Gestaltung der Allokation in den beiden Märkten hätten die Erzeuger im Netz A vergleichsweise einen Wettbewerbsvorteil gegenüber den Erzeugern aus Netz B. Der Großhandelspreis p^A , den erstere verlangen, enthält lediglich die Produktionskosten b , wohingegen im Großhandelspreis der letzteren p^B auch das gesamte Netzzugangsentgelt dieses Netzes inbegriffen ist. So könnten die Erzeuger des Systems A den von ihnen erzeugten Strom an Konsumenten in beiden Netzen zu einem niedrigeren Preis anbieten. Demzufolge wären die Konsumenten beider Netze besser gestellt, wenn sie den Strom aus Netzwerk A beziehen. Eine wirkliche Kostenersparnis werden jedoch nur die Konsumenten aus Netz B realisieren können, wenn sie den Strom aus Netz A beziehen, da sie so jenem G-Anteil am Netzzugangsentgelt entgehen, der mit Hilfe des Großhandelspreises p^B

transportiert wird. Verteilungspolitisch stellt sich hier jedoch auch die Frage, ob es gerecht ist, dass das gesamte Netzzugangsentgelt im Netz A von dessen internen Konsumenten alleine zu begleichen ist, während jene Konsumenten des benachbarten Systems ohne die Entrichtung eines solchen am Netz A partizipieren können.

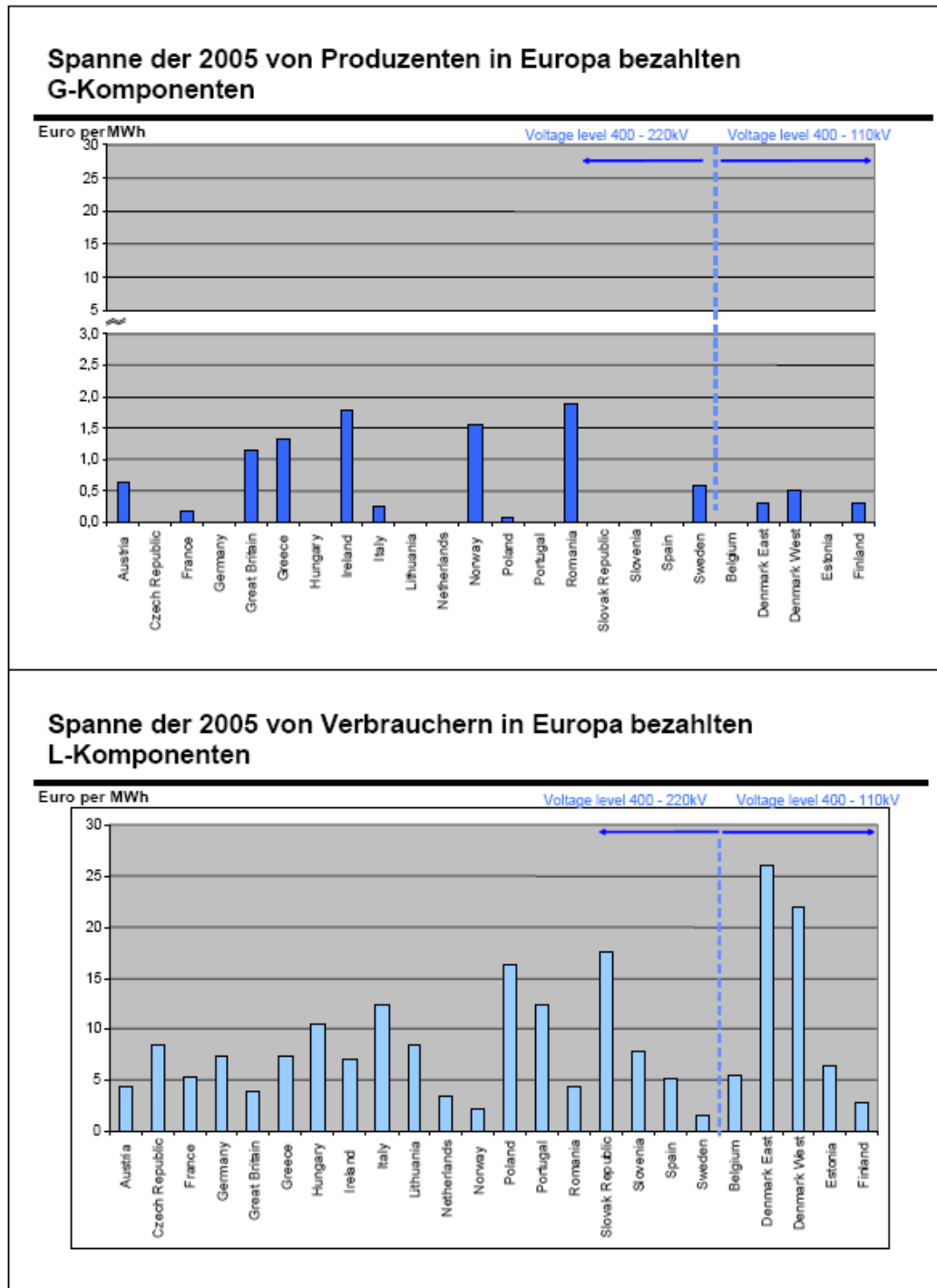
Bei diesem Beispiel muss berücksichtigt werden, dass es starken Vereinfachungen unterliegt, nichtsdestotrotz weist es auf eines der wesentlichen Probleme hin, welche die Integration des europäischen Elektrizitätssektors mit sich bringt. Wie in Kapitel 3 bereits besprochen, wird in der Verordnung 1228/2003 auf die Erforderlichkeit von verbindlichen Leitlinien in diesem Regulierungsbereich hingewiesen, die jedoch trotz Entwurfsvorlagen bis dato noch keine Annahme im Komitologie-Verfahren fanden. Dies kann laut Verordnung allerdings nur im Einklang mit dem Erlass von verbindlichen Leitlinien für den ÜNB-Ausgleichsmechanismus einhergehen. Die folgenden Erörterungen stützen sich deshalb auf die bereits veröffentlichten Arbeiten der Europäischen Kommission und der ERGEG.

5.2.2 Harmonisierungsbemühungen im EWR

Im Entwurf der Leitlinien für die Tarifsetzung des Übertragungsnetzes finden sich bereits konkrete Regulierungsschritte, welche im Bereich der Tarifierung die Integration des europäischen Elektrizitätsmarkts vorantreiben sollen. Die Ursache für diesen Bedarf an Vorgaben auf europäischer Ebene findet sich in den erheblichen Unterschieden, die bei den Netzzugangsentgelten im EWR festgestellt wurden. Demzufolge variiert das durchschnittliche Netzentgelt im Bereich der L-Entgelte zwischen 2 €/MWh (Schweden) und 27 €/MWh (Ostdänemark) und im Bereich der G-Entgelte zwischen 0 €/MWh (mehrere Mitgliedsstaaten) und ca. 1,8 €/MWh (Irland). Diese Unterschiede lassen sich aufgrund unterschiedlicher struktureller Zusammensetzungen der Kostenbasen erklären, welche die Grundlage für die Berechnungen dieser

Übertragungsstarife bilden.⁹⁹ Abbildung 7 zeigt die Differenz hinsichtlich der der G- und L-Komponenten im Ländervergleich:

Abbildung 7 - Höhe der Übertragungsentgelte in Europa



Quelle: Europäische Kommission (2007), KOM (2007) 250, Anhang 2.

⁹⁹ Vgl. KOM (2007) 250, S. 6 u. 7.

Die Harmonisierung dieser Entgelte ist ein notwendiger Schritt, um gleiche Wettbewerbsvoraussetzungen auf dem Strommarkt zu schaffen. Die weiteren Erfordernisse, die diesbezüglich in der Verordnung 1228/2003 festgelegt wurden, werden von den Mitgliedsstaaten bereits größtenteils erfüllt. So basieren die Übertragungsnetztarife mehrheitlich auf „Entry-Exit“-Tarifsystemen, die entfernungsunabhängig sind. Des Weiteren fällt der Großteil der Hauptkomponente der Tarifstrukturen, nämlich jene der Netzzugangsentgelte, zumeist zu Lasten der Verbraucher, wie es im Artikel 4 (2) der Verordnung vorgesehen ist. Diese Praxis findet ihre Begründung in der Tatsache, dass die Erzeugung von Elektrizität sowie die Errichtung von Erzeugungsanlagen stärker von standortbezogenen Preissignalen abhängig ist, als dies für Verbraucher bezüglich ihres Konsums zutreffen würde (mit Ausnahme von Großkunden). Wie bereits erläutert, können sich komplementäre Netzentgelte auf die Effizienz kurzfristiger Preissignale auswirken, weshalb hier *„vorbehaltlich der Notwendigkeit geeigneter und wirksamer standortbezogener Preissignale“*¹⁰⁰ dieser Weg gewählt wird. Somit folgen die G-Entgelte im IEM mehrheitlich einem relativen Anteil G, der nahe oder gleich Null ist.¹⁰¹

Die verbleibenden Unterschiede in der Höhe, der Verteilung und der Struktur der Netzzugangsentgelte stehen im Mittelpunkt der Harmonisierungsbemühungen, wobei der Harmonisierung der G-Entgelte (im Bereich der Übertragungsnetze) die größte Bedeutung beigemessen wird. Dies begründet sich wieder mit dem höheren Einfluss von Preissignalen auf die Erzeuger. Das Mittel zum Zweck bildet in diesem Zusammenhang das so genannte „National Average G“. Dieser Regulierungsmechanismus verfolgt das Ziel einer Harmonisierung der G-Entgelte basierend auf den nationalen Durchschnittswerten der Netzzugangsentgelte für Erzeuger. Dabei steht es den Mitgliedsländern offen, das G-Entgelt hinsichtlich interner Regionen zu variieren und damit nationale standortbezogen Signale zu generieren, sofern sich der

¹⁰⁰ VO (EG) Nr. 1228/2003 Artikel 4 (2).

¹⁰¹ Vgl. Draft Guidelines on Transmission Tarification KOM (2004); ERGEG E07-EFG-23-06 (2007), S. 10.

ationale Durchschnitt dieser Entgelte in einem auf europäischer Ebene festgelegten Rahmen befindet.¹⁰²

Der Wert des jährlichen „National Average G“ wird mit Hilfe des arithmetischen Durchschnitts aller stündlichen Tarife des Jahres gebildet, wobei diese sowohl „Off-Peak“- als auch „Peak“-Tarife sowie saisonal bedingte Variationen inkludieren. Die Berechnung erfolgt dabei mittels Division der gesamten jährlichen G-Entgelte durch die gesamte von den Erzeugern ins Übertragungsnetz injizierte Menge an elektrischer Energie. Bei den Kalkulationen sollen etwaige Netzverbindungsentgelte sowie Gebühren für „Ancillary Services“ (z.B. primäre und sekundäre Kontrolle, Energieausgleich, reaktive Energie) und Verluste nicht berücksichtigt werden. Für Mitgliedsstaaten, die ihre Netzzugangsentgelte innerhalb ihres Systems je nach Region differenzieren, wird ein gewichteter Durchschnitt eingesetzt, der auf der jeweiligen Erzeugung basiert.¹⁰³

Die Berechnungen umfassen nur all jene Erzeuger, die direkt mit dem Übertragungsnetz verbunden sind und Strom injizieren. So werden Erzeuger, die in einem niederen Spannungsbereich angesiedelt sind oder Energie für den eigenen Bedarf generieren, nicht inkludiert.¹⁰⁴ Das jährliche „National Average G“ berechnet sich demnach mittels folgender Formel:

$$\bar{G} = \frac{\sum C_n}{\sum W_n}$$

$\bar{G}$...„National Average G“

C_n ... gesamtes jährliches G-Entgelt in € bezahlt von Erzeuger n

W_n ...gesamte jährliche Energiemenge in MWh eingespeist in das Übertragungsnetz durch Erzeuger n

¹⁰² Vgl. Draft Guidelines on Transmission Tarification KOM (2004), S. 2.

¹⁰³ Vgl. Draft Guidelines on Transmission Tarification KOM (2004), Annex; Guidelines on Transmission Tarification ERGEG (2005).

¹⁰⁴ Vgl. ERGEG E06-CBT-09-06 (2006), S. 2.

Die Werte, die sich damit für die einzelnen Mitgliedsländer ergeben, müssen in weiterer Folge innerhalb vorbestimmter Rahmen liegen, die sich laut den Leitlinienentwürfen der Europäischen Kommission und der ERGEG wie folgt definieren:

- generell zwischen 0 und 0,5 €/MWh (KOM, ERGEG), mit Ausnahme von
- Finnland, Norwegen, Schweden und Dänemark (Nordel) mit maximal 0,85 €/MWh (KOM) bzw. 0,7 (ERGEG),
- Großbritannien, Irland und Nordirland mit maximal 2,5 (ERGEG).

Während in der Entwurfsvorlage der Europäischen Kommission darauf verwiesen wird, dass Harmonisierungsanstrengungen in den Bereichen der Netzverbindungsentgelte, der Entgelte für Verluste und bestimmter Gebühren für „Ancillary Services“ nicht notwendig sind, bekundet die ERGEG in ihrer Version, dass eine Harmonisierung in diesem Bereich sehr wohl untersucht werden muss, da mit diesen Entgelten kurzfristige Signale und der effiziente Betrieb des Netzes verbunden sind.

Parallel zu diesem Regulierungsschritt muss von den Mitgliedsländern verlangt werden, dem ITC-Mechanismus beizutreten und marktorientierte Engpassmanagementmethoden zu implementieren. Diese Kombination von Regulierungsmechanismen würde laut Europäischer Kommission den Einfluss der standortbezogenen Signale auf europäischer Ebene stark erhöhen. Von einer Schaffung solcher Signale durch paneuropäische Übertragungsnetztarife wird aufgrund der unsicheren Auswirkungen während dieser Phase des Integrationsprozesses noch abgesehen.¹⁰⁵

¹⁰⁵ Vgl. Draft Guidelines on Transmission Tarification KOM (2004); Guidelines on Transmission Tarification ERGEG (2005). ETSO stimmt dieser Entscheidung zu, da die Schaffung von anderen, effizienteren lokalen Signalen durch die Implementierung marktorientierter Engpassmanagementmethoden im gesamten EWR vorrangig ist. Vgl. ETSO (2005b), S. 1.

5.3 Kritik an den Harmonisierungsanstrengungen

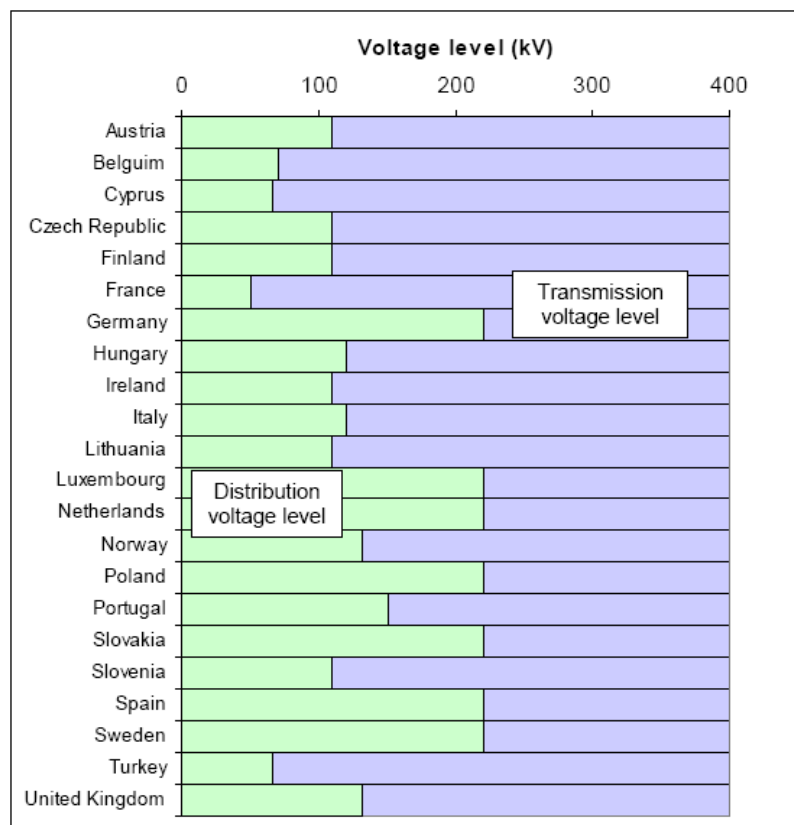
Von Seiten der ÜNB wurde im Zuge eines Positionsschreibens¹⁰⁶ von ETSO Kritik an einzelnen Punkten des Leitlinienentwurfes geübt. So stimmt die Vereinigung den Rahmenvorgaben für die „National Average Gs“ grundsätzlich zu, doch stößt man sich an deren expliziter Verankerung in der Entwurfsvorlage, die laut ETSO zu einer Einschränkung der Flexibilität bei der Setzung nationaler standortbezogener Signale führt. Dies wird damit begründet, dass diesbezüglich durch mehr Autonomie der Mitgliedsländer die Kosten der vorherrschenden Fließmuster durch die Übertragungsnetztarife besser reflektiert werden könnten.

ETSO nimmt ferner einen gegenteiligen Standpunkt bei der Beurteilung des ITC-Mechanismus bezüglich lokaler Preissignale ein. Dieser würde keine Signale schaffen, die sich auf die Standortwahl der Erzeuger und Verbraucher auswirken. Nach ETSO sollten die beiden Regulierungsmechanismen getrennt behandelt werden.

Ein weiterer Kritikpunkt betrifft den Umfang der Betroffenen, den die Regulierung umfasst. So würde man sich auf Seiten von ETSO wünschen, dass nicht nur Erzeuger des Übertragungsnetzes davon betroffen sind, sondern auch jene des Verteilungsnetzes. Damit würde Diskriminierung vermieden werden, wobei man jedoch nicht auf eine Differenzierung bei der Tariffestsetzung hinsichtlich unterschiedlicher Spannungsebenen verzichten müsste. Ein weiteres Argument, warum dieser Regulierungsschritt für das gesamte Netz umgesetzt werden sollte, ist mit den unterschiedlichen Definitionen des Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzes in den einzelnen Mitgliedsstaaten gegeben. Abbildung 8 stellt die Variation der Begriffsdefinitionen hinsichtlich der beiden Spannungsebenen in den beteiligten Ländern dar:

¹⁰⁶ Vgl. ETSO (2005b).

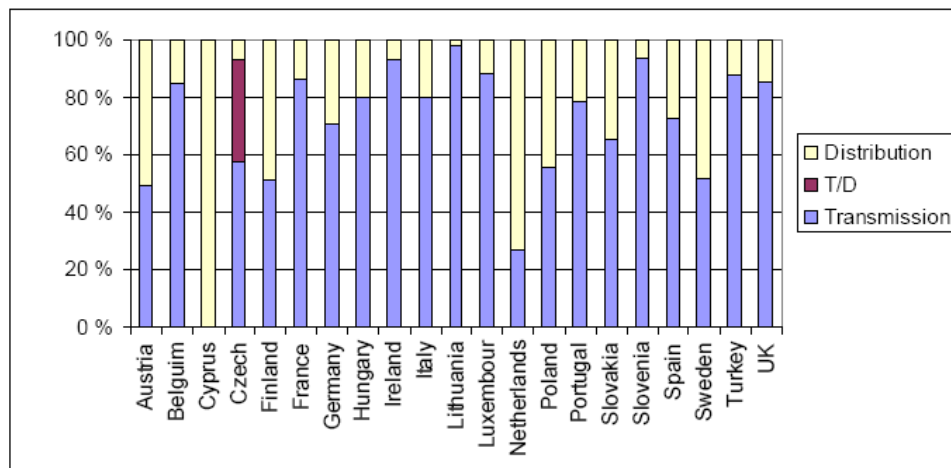
Abbildung 8 - Klassifizierung der Spannungsebenen



Quelle: ERGEG E06-CBT-12-04 (2006), S. 3.

ERGEG zufolge variiert demnach unter den Mitgliedsländern auch die Anzahl der mit dem Übertragungsnetz verbundenen Erzeuger sehr stark. In Abbildung 9 wird dieser Unterschied, den nationalen Klassifikationen folgend, in relativen Größen dargestellt:

Abbildung 9 - Relative Anteile der Erzeuger im jeweiligen Spannungsbereich



Quelle: 1 ERGEG E06-CBT-12-04 (2006), S. 4.

Im Durchschnitt finden sich 75% der Erzeuger laut Definition im Übertragungsnetz wieder, weshalb die verbleibenden 25% nicht unter die Regelungen der Harmonisierungsbemühungen fallen. Diese unterliegen lediglich den Bestimmungen der Kostendeckungsprinzipien der nationalen bzw. regionalen ÜNB, was wiederum zu einer Verzerrung des Wettbewerbs führen kann.¹⁰⁷

5.4 Konklusion

Anhand des nordischen Marktes ist ersichtlich, dass eine einheitliche Setzung der Netzzugangsentgelte (oder auch Netzverbindungsentgelte) auf einer übergeordneten Ebene keine Notwendigkeit für das Funktionieren des gemeinsamen Handels darstellt.¹⁰⁸ Jedoch wird, wie aus Kapitel 5.2.1 ersichtlich ist, ein gewisses Mindestmaß an Kompatibilität der Tarife vorausgesetzt werden müssen, um die Integration des europäischen Elektrizitätssektors gewährleisten zu können.

Fraglich bleibt, ob mit dem vorgeschlagenen Instrument der „National Average Gs“ der richtige Weg eingeschlagen wird, da bis auf einzelne

¹⁰⁷ Vgl. ERGEG E06-CBT-12-04 (2006), S. 4.

¹⁰⁸ Vgl. Glachant/Lévêque (2006), S. 17.

Ausnahmen bei der Mehrzahl der Mitgliedsländer keine Differenzierung stattfindet. So muss der Kritik nach ETSO entsprochen werden, wonach mit den fixen Rahmenvorgaben die Flexibilität der nationalen bzw. regionalen ÜNB eingeschränkt wird und die erheblichen Unterschiede bei den Systemstrukturen und den Kostentreibern wenig Beachtung finden.

Hier lässt sich natürlich das Gegenargument vorbringen, dass bereits viele Mitgliedsländer den G-Anteil auf 0% abgesenkt haben und sich somit eher „spontan“ eine Harmonisierung der Netzzugangsentgelte vollzieht. Doch ist diese Freiheit Glachant und Lévêque (2006, S. 16) zufolge „trügerisch“. In einem System, das neben einem L-Anteil von 100% auch noch „Shallow Cost“ im Bereich der Netzverbindungsentgelte verwendet, würde an die Erzeuger kein ökonomisches Signal ausgesendet werden, das auf der Netzinfrastruktur beruht. Dadurch würde für sie der falsche Eindruck entstehen, dass das Netz „frei“ wäre und ihr Verhalten weder einen Einfluss auf die Verfügbarkeit noch auf die Kosten der Infrastruktur hätte.

Dies ist auch hinsichtlich einer effizienten Kostenverteilung äußerst bedenklich. Besonders bei der oben genannten Konstellation der „Shallow Cost“ mit einem L-Anteil von 100% würde noch ein Großteil der Netzverbindungsentgelte in die Netzzugangsentgelte integriert werden und somit den Verbrauchern zur Last fallen. Dies würde wohl kaum im Sinne des Kostenkausalitätsprinzips liegen. Bei einem momentanen Anteil von 60% der Infrastrukturkosten am Großhandelspreis für Strom wird dies auch verteilungspolitisch schwer zu rechtfertigen sein.

Zukünftige Regulierungsschritte im Bereich der Netzzugangstarife sollten zunächst auf einheitlichen Begriffsdefinitionen von Übertragungs- und Verteilungsnetz in den Leitlinien aufbauen. Dies würde eine gewisse Konsistenz für den Einsatz der Regulierungsmechanismen bedeuten und Diskriminierung vorbeugen. Zudem müssten die Harmonisierungsanstrengungen auch auf das Verteilungsnetz ausgeweitet werden, um auch hier einer Verzerrung des Wettbewerbs vorbeugen zu können. Wenn am Instrument des „National Average G“ festgehalten

werden sollte, wäre es sinnvoll, bei der Definition der Rahmen nationale bzw. regionale Unterschiede bei den Kostentreibern (z.B. Landesgröße, Gesamtkonsum, Per-Capita-Konsum) und Netzwerkstrukturen zu berücksichtigen, um diese differenzierter zu gestalten.

6 Harmonisierung des Engpassmanagements

Seit Beginn des Marktliberalisierungsprozesses ist der Anteil des grenzüberschreitenden Stromhandels stetig gestiegen¹⁰⁹, was natürlich auch zu einer intensiveren Nutzung der europäischen Verbundnetze führte. Da jedoch bestimmte Gruppen an Marktteilnehmer infolge der Trennung des potentiellen Wettbewerbsbereiches vom natürlichen Monopolbereich der Wertschöpfungskette („Unbundling“) nur noch geringe Kenntnisse über das Netz und dessen Leistungsfähigkeit haben, verlangt es nach klaren und einheitlichen Strukturen bei den Kapazitätsberechnungs- und -vergabesystemen der Mitgliedsländer.

Ziel der in diesem Zusammenhang auf europäischer Ebene festgelegten Regeln ist der diskriminierungsfreie Zugang zu den Interkonnektoren für alle Marktbeteiligten sowie eine ökonomisch effiziente Allokation der verfügbaren Kapazitäten. Dies wird insbesondere durch ein zielgerichtetes Engpassmanagement angestrebt, welches von ausschlaggebender Bedeutung für ein Wachsen des grenzüberschreitenden Handelsvolumens im EWR ist. Neben den Regelungen in der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 umfasst der legale Rahmen des Engpassmanagements momentan als einziger unter den Regulierungsmechanismen auch verbindliche Leitlinien. Die wesentlichen Schritte dieses Regulierungsmechanismus sollen im Anschluss erläutert werden.

6.1 Engpassmanagement im EWR

Ein Engpass entsteht laut Definition dann, wenn bei der Durchführung aller angemeldeten und prognostizierten Transaktionen das (n-1)-Planungskriterium nicht eingehalten werden kann. Dieses Kriterium eines sicheren Übertragungsnetzbetriebs bedeutet, *„dass in jeder Situation unabhängig vom Schaltzustand oder herrschender Transitsituation jedes*

¹⁰⁹ Vgl. KOM (2007) 250, S. 2-4.

beliebige Betriebsmittel ausfallen kann [sic!] ohne dass ein weiteres Betriebsmittel überlastet werden darf.“¹¹⁰

Einfach gesprochen entsteht ein Engpass, wenn die Anforderungen der Transaktionen die für den Handel zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten übersteigen. Aufgrund eines Sicherheitskalküls der ÜNB werden diese nie 100% der tatsächlichen Kapazität an den Verbindungsleitungen betragen. Sobald nun ein Engpass an einer Grenze auftritt, bedarf es an im Voraus festgelegten und vereinbarten Regeln, die ein effizientes Engpassmanagement möglich machen. Im Wesentlichen umfasst dieses die Schritte der Kapazitätsberechnung und der Kapazitätsvergabe.

6.1.1 Kapazitätsberechnung

Um nicht nur den ÜNB, sondern auch allen weiteren Marktteilnehmern einen Zugang zu den Daten über die Leistungsfähigkeit des europäischen Verbundnetzes zu verschaffen, wurde von ETSO 1999 eine Plattform für die Veröffentlichung der Übertragungskapazitäten an den Interkonnektoren ins Leben gerufen. Hierfür arbeitete ETSO einheitliche Definitionen für Übertragungskapazitäten aus, die eine harmonisierte Kapazitätsberechnung der ÜNB unterstützen sollen. Diese enthalten vor allem die wichtigen Begriffe der Nettoübertragungskapazitäten („Net Transfer Capacity“, NTC) und der verfügbaren Übertragungskapazitäten („Available Transfer Capacity“, ATC), die den Marktteilnehmern zur Planung und Durchführung ihrer Transaktionen dienen.

Da es sich bei der Berechnung der Übertragungskapazitäten in einem vermaschten Netzwerk um eine hochkomplexe Aufgabe handelt und die Darstellung dieses Prozesses auch für Nicht-Spezialisten nachvollziehbar

¹¹⁰ Zeitler/Emery (2004), S. 489. Die Beschränkungen bei der Übertragung von Elektrizität folgen aus den physikalischen Gesetzen. So müssen Hitze-, Spannungs- und Stabilitätsgrenzen beim Netzbetrieb berücksichtigt werden, um Ausfälle zu vermeiden. Siehe ETSO (2000), S. 4 u. 5.

sein soll, unterscheidet ETSO hinsichtlich der Definitionen klar zwischen dem geplanten Handel und den realen Stromflüssen. So bezieht sich die Begriffsgruppe, die von ETSO für den Berechnungsvorgang festgelegt wurde, lediglich auf die kommerziell eingeplanten Transaktionen. Die Bestimmung der realen Stromflüsse an den Verbindungsleitungen erachtet man dabei als nicht nützlich für die gegenwärtigen Kapazitätsvergabemechanismen und als nicht transparent für die Marktteilnehmer. Die Verantwortung wird in diesem Bereich einfach den ÜNB übertragen und vom Berechnungsprozess der NTC nur implizit erfasst. Da es jedoch naturgemäß zu großen Diskrepanzen zwischen den geplanten Transaktionen und den realen Stromflüssen kommt, zeigt sich hier bereits der erste Kritikpunkt an der Methode der Kapazitätsberechnung.¹¹¹

6.1.1.1 Berechnungsmethode nach ETSO¹¹²

Um an die NTC- bzw. ATC-Werte zu gelangen, die laut ETSO die ausschlaggebenden Indikatoren für das Handeln der Marktteilnehmer bilden, muss zunächst die Gesamtübertragungskapazität („Total Transfer Capacity“ – TTC) bestimmt werden. Diese repräsentiert das maximale Volumen, das von den Erzeugern an einer Verbindungsleitung zwischen zwei Systemen transferiert werden kann, ohne einen Engpass zu generieren, oder die Sicherheit der Systeme zu gefährden.

Da dieser Wert ex ante festgelegt wird, müssen zunächst Szenarien modelliert und Lastenflüsse simuliert werden, aus denen sich letztlich ein so genannter Standardfall („Base Case“) ableiten lässt, der den Ausgangspunkt für die Berechnung der TTC bildet. Die Szenarien entsprechen dabei den beiden typischen „Peak“-Perioden des Sommers und Winters. Für den Standardfall werden die Informationen aller ÜNB zusammengefügt, um ein globales Lastenflussmodell generieren zu können, das die harmonisierte Grundlage für die weiteren Berechnungen

¹¹¹ Vgl. ETSO (2001), S. 4 u. 5.

¹¹² Vgl. ETSO (2000) u. ETSO (2001).

bildet. Durch die Berücksichtigung der physikalischen Faktoren bei der Modellierung wird der physikalische Stromfluss zwar implizit erfasst, doch wird dieser aufgrund einer Vielzahl von Annahmen nie mit dem tatsächlichen Energiestrom übereinstimmen.

Ausgehend vom Standardfall wird nun mittels simulierter Lastenflüsse der Austausch zwischen zwei Systemen nachempfunden. Dabei wird zunächst die erzeugte Strommenge von einem Netz ins benachbarte verschoben (simultanes Addieren und Subtrahieren), um zusätzliche grenzüberschreitende Stromflüsse zu provozieren. Dies geschieht solange, bis die physische Belastbarkeitsgrenze erreicht ist, und Sicherheitsprobleme in einem der beiden Systeme oder an der Verbindungsleitung auftreten würden. Derselbe Vorgang wiederholt sich vice versa für den anderen Systembetreiber, und so entstehen zwei Werte, welche die Grenzen der Belastbarkeit für jedes der beiden Systeme widerspiegeln.

Um die Netzsicherheit gewährleisten zu können, wird von jedem ÜNB eine Kapazitätsspanne bestimmt, die Raum für etwaige Eingriffe zum Erhalt der Zuverlässigkeit des Systems offen lässt. Diese so genannte „Transmission Reliability Margin“ (TRM) wird dann genutzt, sobald unbeabsichtigte Abweichungen, Not austausche zur Hütung des Gleichgewichts oder Ungleichheiten aufgrund inakkuratere Berechnungen auftreten.

Der für den kommerziellen Handel vorgesehene Anteil der NTC berechnet sich in Folge aus der Differenz der gesamten Übertragungskapazität und der Sicherheitsspanne:

$$NTC = TTC - TRM$$

Die beiden Werte, die sich daraus für jede Seite einer Grenze ergeben, bilden die Maxima für das wechselseitige Austauschprogramm, bis zu dessen Grenze keine Engpässe auftreten sollten.

Die Werte der TTC, TRM und NTC können je nach Transferrichtung, aber auch hinsichtlich des Zeithorizonts variieren. Bei letzterem lässt sich zwischen einer Planungsphase und einer Allokationsphase unterscheiden. Während man sich bei der Planungsphase auf in der Vergangenheit beobachteten Zustände („Snapshots“) und Schätzungen zukünftiger Entwicklungen bezieht, können in der Allokationsphase – je nach Fragmentierung der Märkte – bereits fest vereinbarte Werte für die Berechnung der Übertragungskapazitäten herangezogen werden. Der Stromhandel erfolgt ein Jahr bis einen Tag oder sogar wenige Stunden vor dem tatsächlichen Exekutionszeitpunkt, und die daraus resultierenden Programme müssen von den Szenarien einbezogen werden, womit sich auch die Werte der Übertragungskapazitäten ändern.

Die NTC können nun auf die verschiedenen Zeitfenster (Terminmarkt, Spotmarkt, „Intra-Day“-Markt) verteilt werden, um einerseits dem langfristigen Handel mit der „Ware Strom“ auch die nötige Übertragung versichern zu können, und andererseits damit auch Kapazitäten für den kurzfristigen Handel und etwaige Anpassungen bereitgestellt sind. Die Distribution der vorhandenen Kapazitäten an die unterschiedlichen Allokationszeitpunkte und die einhergehenden Märkten erfolgt im EWR laut ERGEG¹¹³ nach folgenden Methoden:

- Maximierung der Übertragungskapazität für langfristige Auktionen (Terminmarkt),
- Verfügbarkeit der gesamten Kapazität für kurzfristige Auktionen (Spotmarkt),
- Aufteilung der Kapazitäten unter den verschiedenen Zeitfenstern (z.B. 1/3 für Jahres-, 1/3 für Monats- und 1/3 für Tagesauktionen).

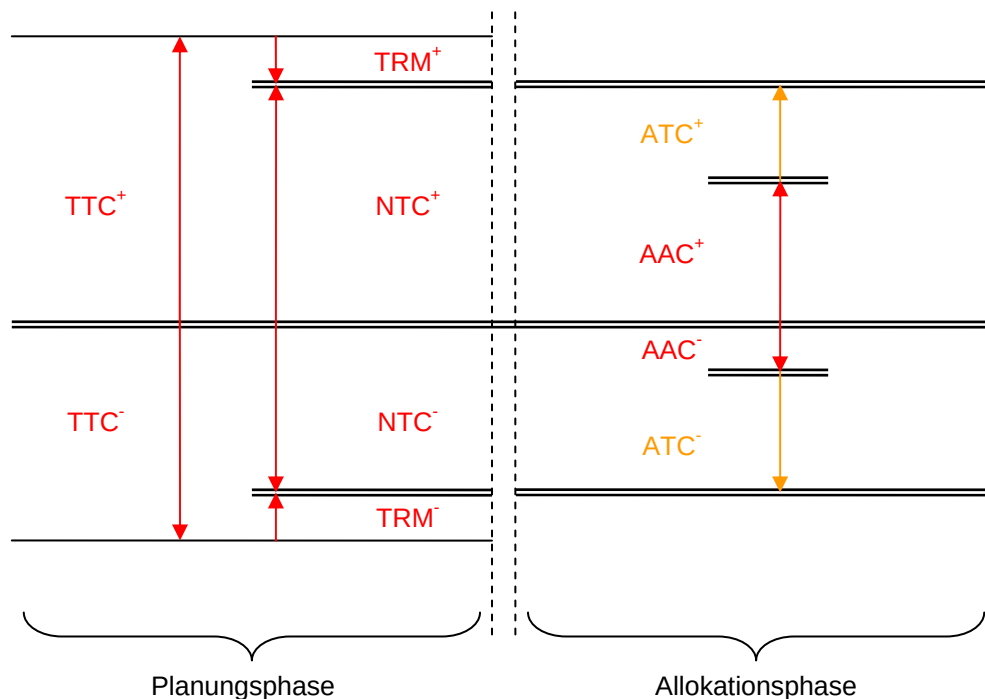
Aus der Verteilung der Kapazitäten resultieren letztlich zwei Werte, die eine Aufteilung der NTC in vergebene und noch verfügbare Kapazitäten wiedergeben und die ebenso wie der NTC-Wert im Zeitablauf variieren

¹¹³ Vgl. ERGEG E07-EFG-23-06 (2007), S. 15.

können – „Already Allocated Capacity“ (AAC) und „Available Transmission Capacity“ ($ATC = NTC - AAC$).

Abschließend bietet Abbildung 10 nochmals eine Übersicht der verschiedenen Begriffsdefinitionen nach ETSO in den beiden Phasen der Planung und der Allokation, wobei eine der beiden Transferrichtungen mit „+“ ausgewiesen ist (z.B. von A nach B), während die entgegengesetzte Richtung mit „-“ angezeigt wird (z.B. von B nach A):

Abbildung 10 - Definitionen der Übertragungskapazitäten nach ETSO



Quelle: ETSO (2001), S. 7.

6.1.1.2 Kritik an der Kapazitätsberechnung nach ETSO

Der erste Kritikpunkt richtet sich auf das Phänomen der so genannten „Parallelströme“, welche in der Berechnung der NTC-Werte nur implizit im Zuge der Evaluierung des Standardfalls erfasst werden. Diese beruhen auf der Tatsache, dass in einem vermaschten Netz wie zum Beispiel dem kontinentaleuropäischen, jede einzelne Transaktion zu einem gewissen Grad alle Energieströme beeinflusst und somit auch die

Übertragungskapazitäten. So kann der Austausch zwischen zwei benachbarten Ländern auch als ein Teil eines direkten Stromes interpretiert werden, der sich ferner aus allen weiteren Stromflüssen zusammensetzt.¹¹⁴

Boucher und Smeers (2001, S. 34) sehen in diesem Zusammenhang eine Ursache für einen unvollkommenen Markt, die sich vor allem dann manifestiert und zu Konsequenzen führt, wenn in einem System bei der Übertragung wenig Spielraum offen ist. Die Schwierigkeit, die sich aufgrund der TTC und folglich auch der NTC ergibt, wird von ihnen mit folgenden Worten erklärt:

„A TC [Transmission Capacity, d. Verf.] market does not trade the physical services that marketers use and TSOs produce. It trades something else, namely a synthetic (derivative) transmission service (the TC) without trading the underlying physical services (line uses or point to point transmission service).“

Die wechselseitigen Abhängigkeiten werden also nicht bei der Berechnung der NTC beachtet, weshalb Smeers (2003, S. 165) diese auch als „physikalische Fiktion“ bezeichnet.

Auch die Europäische Kommission stellt in ihrem Erfahrungsbericht über die Verordnung 1228/2003 der aktuellen Kapazitätsberechnungsmethode ein schlechtes Zeugnis aus, da bei dieser die Auswirkungen von Ringflüssen („Loop Flows“) auf Drittländer *„unzulänglich berücksichtigt werden“*, und die Handelsströme deshalb selten mit den physikalischen übereinstimmen.¹¹⁵

Ein weiterer Kritikpunkt entspringt der Tatsache, dass es sinnlos ist, mehrere NTC-Werte zu addieren, da diese auf spezifischen Annahmen für In- und Outputs beruhen, die vom jeweiligen ÜNB selbst getroffen werden. Somit können die publizierten Werte zum Beispiel nicht kombiniert

¹¹⁴ Vgl. ETSO (2000), S. 7; u. ETSO (2001), S. 10.

¹¹⁵ Vgl. KOM (2007) 250, S. 4.

werden, um Möglichkeiten für den Transaktionspfad eines bestimmten Stromflusses festzustellen.¹¹⁶

ETSO sind diese Kritikpunkte durchaus bewusst und sie beziehen dazu auch Stellung in ihren Publikationen. Begründet wird ihr Vorgehen mit dem Argument, dass die genaue Berechnung der physikalischen Realität ein hochkomplexer Prozess ist, dessen Ergebnis nicht sehr nützlich für die Marktteilnehmer ist, da es auf Kosten der Transparenz geht. Das Management der tatsächlichen Stromflüsse sei ferner Aufgabe der einzelnen ÜNB und müsse auch in deren Verantwortungsbereich wahrgenommen werden.¹¹⁷

Letzten Endes bleibt fraglich, ob dieses Verhältnis, das zugunsten der Transparenz und auf Kosten einer ökonomisch effizienten Lösung gewählt wurde, sich durch das Argument rechtfertigen lässt, dass der Berechnungsvorgang auch für „Nicht-Spezialisten“ verständlich sein soll. Bezüglich der geäußerten Kritik wurde mit dem regionalen Ansatz, der in den Richtlinien¹¹⁸ festgeschrieben wurde und als Interimslösung auf dem Weg zum IEM gilt, ein Schritt in die richtige Richtung gesetzt. So muss im Zuge eines kompatiblen Engpassmanagements auch die Kapazitätsberechnung innerhalb der sieben genannten Regionen durch die jeweiligen ÜNB koordiniert werden. Diese Koordinierung sieht *„die Verwendung eines gemeinsamen Übertragungsmodells, das auf effiziente Weise mit voneinander abhängigen physikalischen Ringflüssen umgeht und Abweichungen zwischen den physikalischen und den kommerziellen Lastenflüssen berücksichtigt“*¹¹⁹ vor.

¹¹⁶ Vgl. Boucher/Smeers (2001), S. 31, ETSO (2001), S. 10.

¹¹⁷ Vgl. ETSO (2001), S. 3-5.

¹¹⁸ Vgl. Beschluss der Kommission (2006/770/EG), Punkt 3.

¹¹⁹ Beschluss der Kommission (2006/770/EG), Punkt 3.5 a).

6.1.2 Kapazitätsvergabe

Für den grenzüberschreitenden Stromhandel ist nach der Definition der Übertragungskapazitäten vor allem auch die Wahl eines geeigneten Allokationsmechanismus bei auftretenden Engpässen von essentieller Bedeutung. Laut Kommission kommen im EWR momentan folgende Kapazitätsvergabemethoden zum Einsatz:

1. Einbehaltung durch vertikal integrierte Unternehmen,
2. vorrangige Vergabe für Altverträge,
3. explizite Auktionen,
4. implizite Auktionen und
5. „Intra-Day“-Vergabe.¹²⁰

Die beiden ersten Methoden sind mit den Grundsätzen der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 unvereinbar, was durch ein Urteil des Europäischen Gerichtshofs in der Rechtsache C-17-03 bescheinigt wurde. Ebenso disparat und fern einer ökonomisch effizienten Lösung sind Verfahren der Kapazitätsvergabe, die sich auf eine Prioritätsregel stützen (z.B.: „First-come-first-served“-Methode, „Pro-Rata“-Methode,...).¹²¹

Die Vorgaben der Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel werden nur von expliziten und impliziten Auktionen erfüllt, welche auch in den Leitlinien zum Engpassmanagement als einzig zulässige Vergabemethoden ausgewiesen sind. Für das „Intra-Day“-Engpassmanagement wurde mit dem 1. Jänner 2008 ein Stichtag festgesetzt, mit welchem koordinierte Mechanismen für diesen Vergabebereich eingeführt werden müssen, „um

¹²⁰ Die Allokation mittels „Intra-Day“-Vergabe erfolgt aufgrund des Reihenfolgeprinzips üblicherweise nach Beendigung der „Day-ahead“-Auktion, wobei ein Anteil der verfügbaren Kapazität diesem Verteilungsmodus zugewiesen ist.

¹²¹ Bei dieser Form der Kapazitätsvergabe stellt sich eine Marktunvollkommenheit aufgrund eines fehlenden Marktes für Übertragungskapazitäten ein. Siehe Boucher/Smeers (2001), S. 1-8.

die Handelsmöglichkeiten zu maximieren und den grenzüberschreitenden Austausch von Ausgleichsenergie zu ermöglichen.“¹²²

Grundsätzlich dürfen Netzzugänge des grenzüberschreitenden Handels nur dann beschränkt werden, wenn ein Engpass auftritt. Ist dies der Fall, so sind vom ÜNB für das Engpassmanagement „geeignete, im Voraus festgelegte und vereinbarte Regeln und Vereinbarungen“ heranzuziehen, deren Methoden „effiziente ökonomische Signale an die Marktteilnehmer und ÜNB“ aussenden. Die Praktiken dürfen keine Ungleichheiten beim Umgang mit unterschiedlichen Transaktionen aufweisen und der Netzzugang kann einem Marktteilnehmer nur unter bestimmten Umständen verweigert werden (bei Gefährdung des sicheren Netzbetriebs während der monetäre Wert des Antrags niedriger als alle anderen Anträge ist). Für die Beschränkung des Netzzugangs ist eine Kompensationszahlung zu leisten, was jedoch laut ERGEG nicht in allen Mitgliedsstaaten der Fall ist.¹²³

Die folgenden Erörterungen beziehen sich auf die marktorientierte Kapazitätsvergabemethode der expliziten und impliziten Auktion sowie den Bereich der „Intra-Day“-Vergabe, da diese neben der Erfüllung der rechtlichen Vorgaben auch ein hohes Potential für die Integration des europäischen Elektrizitätsmarkts aufweisen.

6.1.2.1 Kapazitätsvergabe mittels expliziter Auktion

Bei der expliziten Auktion erfolgt die Allokation auf einem eigenständigen Markt, der die Übertragungsrechte (-pflichten) unabhängig von der „Ware Strom“ handelt. Die hiervon betroffenen NTC-Werte können zuvor zwischen den ÜNB aufgeteilt werden (üblich ist 50:50) und anschließend

¹²² Vgl. Beschluss der Kommission (2006/770/EG), Punkt 1.9.

¹²³ Vgl. Beschluss der Kommission (2006/770/EG), Punkt 1; ERGEG E07-EFG-23-06 (2007), S. 15.

eigenständig oder in Koordination¹²⁴ mit dem benachbarten Übertragungsnetz versteigert werden. Erfolgt die Allokation der Netzressourcen mittels Kooperation der benachbarten ÜNB, so informieren diese zunächst den zentralen Auktionator über die verfügbaren Kapazitäten. Bei einer autonomen Abwicklung des Prozesses finden die einzelnen Schritte dezentral, auf beiden Seiten der Grenze statt.

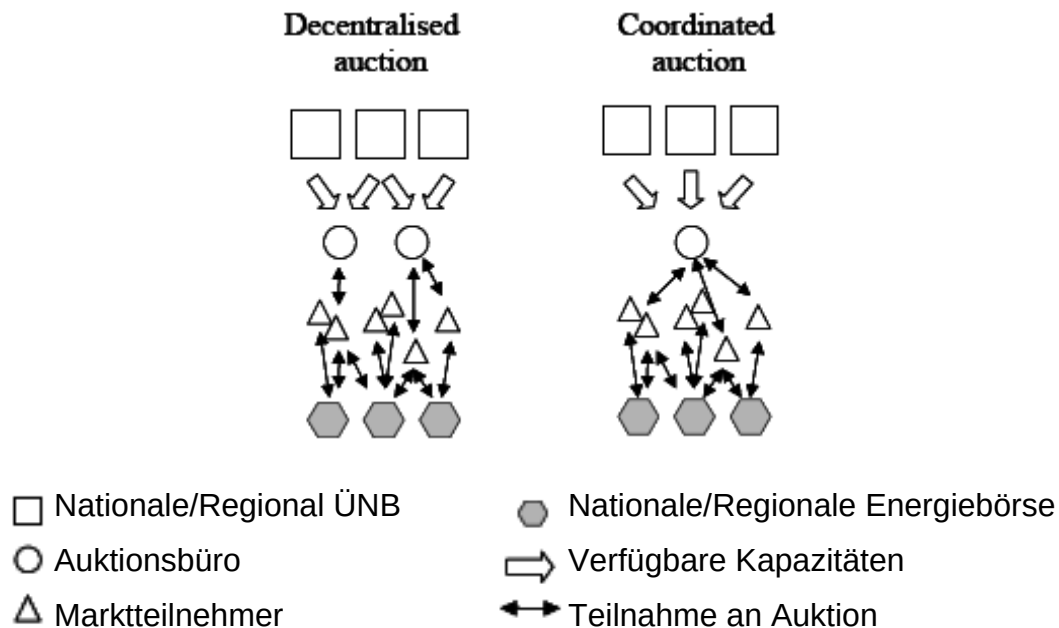
Nachdem im Anschluss an die Bekanntgabe der vorhandenen Netzressourcen die Marktteilnehmer bis zu einem bestimmten Stichpunkt ihre Gebote für die von ihnen benötigte Übertragungskapazität abgegeben haben, werden diese vom zuständigen Auktionsbüro gesammelt und arrangiert. Beginnend mit dem höchsten gebotenen Preis, erfolgt die Anordnung und damit auch der Zuschlag an die teilnehmenden Parteien in absteigender Reihenfolge, bis schließlich das gesamte NTC-Kontingent verbraucht ist. Der Algorithmus, der hier für die Kapazitätsvergabe zum Einsatz kommt, ist mit dem Mechanismus des „Nodal Pricing“ vergleichbar. Sollte die an der Verbindungsleitung vorhandene Kapazität nicht zur Gänze genutzt werden, woraus zu schließen ist, dass kein Engpass entsteht, so ist von betroffenen Marktteilnehmern kein Entgelt für die Übertragungsleistung im Zuge des Engpassmanagements zu zahlen. Ein solches Engpassentgelt wird nur dann eingefordert, wenn nicht alle Gebote im Rahmen der Auktion angenommen werden können und somit ein so genannter „Bottleneck“ bei der grenzüberschreitenden Übertragung entsteht. Die Preissetzung erfolgt zumeist nach dem bereits beschriebenen „Marginal Pricing“, bei dem jenes Gebot, das als letztes angenommen wird, den Preis für alle anderen Transaktionen vorgibt.¹²⁵

Abbildung 11 zeigt die Allokationsmethode der expliziten Auktion in dezentralisierter bzw. koordinierter Form sowie die daraus resultierenden Beziehungen unter den Marktakteuren:

¹²⁴ Für eine genauere Beschreibung der koordinierten Auktion siehe Athanasiadis/Chatzarakis/Athanasiadis/Fourlaris (2006), S. 413.

¹²⁵ Vgl. Athanasiadis/Chatzarakis/Athanasiadis/Fourlaris (2006), S. 412; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 18.

Abbildung 11 - Die Formen der expliziten Auktion



Quelle: Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 19.

An den meisten europäischen Grenzen kommen explizite Auktionen für die langfristige Allokation von Übertragungskapazitäten zum Einsatz. In Kontinentaleuropa findet sich diese Auktionsform auch bei der kurzfristigen „Day-ahead“-Verteilung wieder.¹²⁶ Dabei weist diese marktorientierte Vorgehensweise des Engpassmanagements sowohl Vor- als auch Nachteile auf:

Die explizite Auktion bietet vor allem in der koordinierten Form eine genau bestimmte und nicht kontroverse Allokation knapper Übertragungskapazitäten. Der Auktionator berücksichtigt dabei die Interessen der Marktteilnehmer auf beiden Seiten der Grenze, während er die optimale Aufteilung der grenzüberschreitenden Übertragungsrechte bestimmt. Unter idealen ökonomischen Bedingungen kommt das Ergebnis dieses Vorgangs einer ökonomisch effizienten Anordnung der Erzeuger sehr nahe.¹²⁷

¹²⁶ Vgl. ERGEG E07-EFG-23-06 (2007), S. 14.

¹²⁷ Vgl. Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 18; Boucher/Smeers (2001), S. 38 u. 39.

Einer der großen Nachteile der expliziten Auktion resultiert aus ihrer essentiellen Eigenschaft der getrennten Vergabe der Übertragungskapazitäten von der tatsächlichen gehandelten Strommenge. Da diese Kapazitäten in einem vorgezogenen Markt gehandelt werden und die Lastenverteilung („Dispatching“) letzten Endes in Echtzeit erfolgt, werden aufgrund der hohen Volatilität von Angebot und Nachfrage die Bedingungen für eine optimale Verteilung nur äußerst selten vorliegen. Dadurch wird es hier üblicherweise zu Abweichungen kommen. Die einzige Lösung für dieses Problem wäre die Einschlebung eines Spot- oder „Intra-Day“-Marktes für Übertragungsrechte, der es den Marktteilnehmern erlaubt, die nötigen Anpassungen vorzunehmen.¹²⁸ Ein koordinierter Mechanismus für das „Intra-Day“-Engpassmanagement ist seit 1. Jänner 2008 durch die Leitlinien des Engpassmanagements vorgeschrieben, um eben diese Lücke zu schließen.¹²⁹

In einem vermaschten Stromnetz führt die oben genannte Eigenschaft der expliziten Auktionen dazu, dass es keine Garantie dafür gibt, dass die Netzressourcen jenen zukommen, die ihnen auch den höchsten Wert beimessen. So kann der Fall eintreten, dass der Markt für Kapazitäten zwar im Gleichgewicht ist, das Angebot an physikalischer Übertragung mit der Nachfrage jedoch nicht übereinstimmt, was besonders bei beschränkten Netzwerkkapazitäten problematisch wird. Es ist nach Boucher und Smeers (2001, S. 40-42) deshalb nicht möglich, die Übertragungskapazitäten unabhängig von den Transaktionen, die nach ihnen verlangen, zu bestimmen. Der Preis für die Übertragung bei einem Engpass spiegelt deshalb auch nicht die Opportunitätskosten der genutzten Netzressourcen wider.

Die oben beschriebene Unabhängigkeit von der „Ware Strom“ kann den Anreiz in sich bergen, dass Marktteilnehmer zum Spielen neigen. So könnten Erzeuger, die grundsätzlich keinen Bedarf an den Netzressourcen hätten, doch Gebote abgeben, um ihre Mitbewerber zu schädigen. Letzten

¹²⁸ Vgl. Boucher/Smeers (2001), S. 38 u. 39.

¹²⁹ Vgl. Beschluss der Kommission (2006/770/EG), Punkt 1.9.

Endes stellt sich mit der expliziten Auktion auch ein Allokationsmechanismus dar, der aufgrund einer geringeren Elastizität der Nachfrage mehr Spielraum für die Ausübung von Marktmacht offen lässt.¹³⁰

6.1.2.2 Kapazitätsvergabe mittels impliziter Auktion

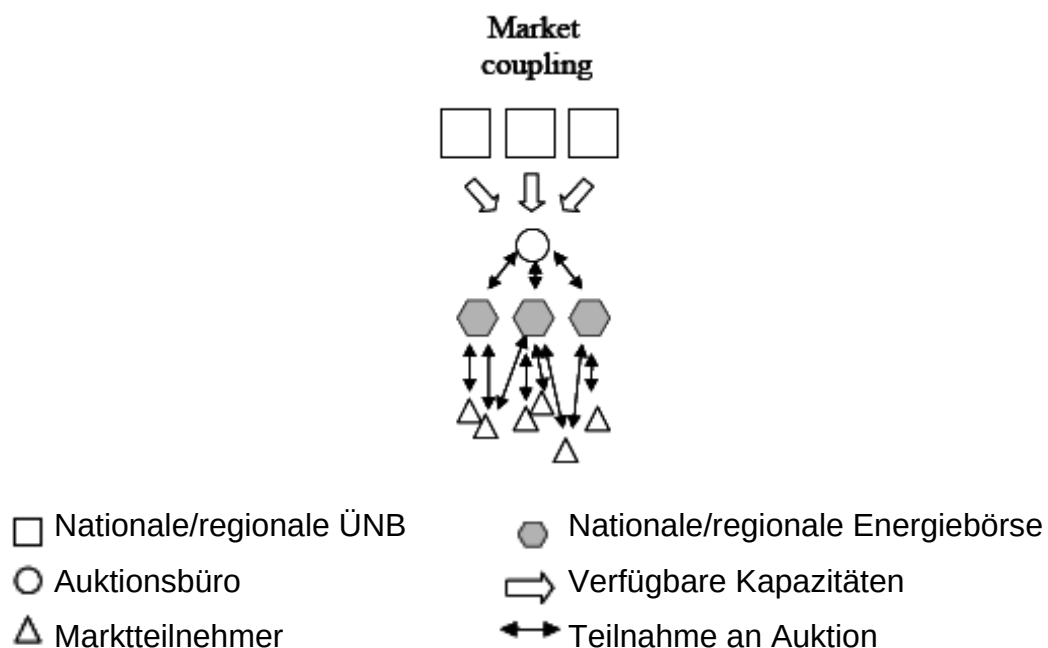
Wie sich aus der Bezeichnung erschließen lässt, erfolgt die Vergabe der Übertragungskapazitäten bei dieser Form der Netzressourcenallokation gepaart mit dem tatsächlich gehandelten Strom. In diesem Zusammenhang findet man in der Literatur häufig die Bezeichnung der Marktkopplung („Market Coupling“), die auf eine simultane Abwicklung der Märkte verweist, genauso wie den Begriff der Marktteilung („Market Splitting“), der sich auf die Aufteilung einer beteiligten Energiebörse in geographische Gebotszonen bezieht, wie es bei dieser Methode der Fall ist.

Bei der impliziten Auktion wird zunächst der zentrale Auktionator von den beteiligten ÜNB über die für den Handel verfügbaren NTC informiert. Im Anschluss erfolgt die Abgabe von Geboten nicht durch einzelne Marktteilnehmer, wie es bei der expliziten Auktion der Fall ist, sondern in kumulierter Form durch die nationalen Elektrizitätsbörsen. Diese aggregieren hierfür alle bei ihnen eingegangenen Gebote und Angebote für die „Ware Strom“ und erzeugen dadurch eine Nettonachfragekurve. Dieser Prozess liefert den „Pool“-Preis für das gesamte Marktgebiet. Im Anschluss werden die nationalen Energiebörsen in einzelne Gebotszonen aufgeteilt, welche wiederum, je nach bestehenden Beschränkungen an den Interkonnektoren, zu geographischen Einheiten an beiden Seiten eines Engpasses zusammengefasst werden können. Für jede dieser durch Engpässe definierten Zonen wird neuerlich ein „Pool“-Preis bestimmt.

¹³⁰ Vgl. Athanasiadis/Chatzarakis/Athanasiadis/Fourlaris (2006), S. 412; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 20.

Bei genauerer Beobachtung lässt sich aus dieser Vorgehensweise das Schema des „Nodal Pricings“ erkennen: die Gebiete stromabwärts eines Engpasses weisen einen höheren „Pool“-Preis auf als jene stromaufwärts. Der Preis für die Übertragung über eine beschränkte Verbindungsleitung bzw. das Engpassentgelt lässt sich somit aus dieser Differenz ermitteln. Mit Hilfe dieser Methode können die zuständigen ÜNB die optimale Nutzung der vorhandenen Kapazitäten zwischen zwei Ländern bzw. Regionen bestimmen und den für diese Lösung erforderlichen Anteil den nationalen Energiebörsen zukommen lassen. Basierend auf den gegebenen Nettoex- bzw. -importe klären die nationalen Elektrizitätsbörsen ihre lokalen Märkte, wobei die Differenz zwischen den „Pool“-Preisen den ÜNB als Engpasserlös zukommt.¹³¹ Abbildung 12 liefert einen Überblick des Prozesses und der Beziehungen unter den beteiligten Marktakteuren:

Abbildung 12 - Die implizite Auktion und ihre Akteure



Quelle: Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 19.

¹³¹ Vgl. Athanasiadis/Chatzarakis/Athanasiadis/Fourlaris (2006), S. 412; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 19.

Diese Form der Kapazitätsvergabe kommt im EWR für die kurzfristige Allokation zum Einsatz („Day-ahead“ und/oder „Intra-Day“). Beispiele hierfür liefern der nordische Markt und Teile Kontinentaleuropas.¹³² Dabei überzeugt die Methode der Marktkopplung besonders durch folgende Vorteile:

Die Vorgehensweise einer impliziten Auktion weist den Vorzug auf, dass Übertragungskapazitäten erst nach der Übermittlung der Angebote und Nachfragen an die Energiebörse festgelegt werden. Die dadurch zur Verfügung gestellte Information ermöglicht eine Steigerung der Produktions- und Allokationseffizienz. Ein weiterer Vorteil des mit diesem Prozess verbundenen integrierten Marktdesigns ist eine klare Kostenersparnis durch eine straffere Koordination, da diese im Vergleich zur expliziten Vergabe einen geringeren Grad an Bürokratie aufweist. Die ökonomischen Schlüsselaspekte dieses Modells bilden die Optimierung der gesamten Erzeugung, Übertragung und Reserve im Voraus und eine auf systemweiten Opportunitätskosten basierende Preisbildung.¹³³

Die Methodik, die bei der Marktkopplung zum Einsatz kommt und mit dem „Nodal-Pricing“-Schema vergleichbar ist, überzeugt besonders durch eine Entlastung der Engpässe aufgrund von Marktmechanismen und einer besseren langfristigen Nutzung der Netzressourcen. So werden Stromkonsumenten, die in Hochpreisgebieten angesiedelt sind, ihr Verhalten ändern und zu anderen Substituten wechseln. Erzeuger hingegen erhalten ortsgebundene Preissignale, die ihre Wirkung darin erzielen, dass sich in den Gebieten mit höheren „Pool“-Preisen mehrere Erzeugungsanlagen niederlassen und die dort vorhandene Stromknappheit reduzieren. Gleichzeitig wird dadurch der Wettbewerb gesteigert, was im Normalfall eine Reduktion der Preise zur Folge hat.¹³⁴

¹³² Vgl. ERGEG E07-EFG-23-06 (2007), S. 14.

¹³³ Vgl. Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 19 u. 20; Wilson (2002), S. 1303-1305.

¹³⁴ Vgl. Athanasiadis/Chatzarakis/Athanasiadis/Fourlaris (2006), S. 412.

Die Schwierigkeiten der Marktkopplung treten bei der Durchführung in einem größeren Maßstab auf. Diese würde weitgehend harmonisierte Marktstrukturen und eine einheitliche Marktorganisation erforderlich machen, die im EWR zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vorliegen. Aus institutioneller Sicht bedarf es an Energiebörsen, was wiederum die Implementierung des institutionalisierten Handels bedeuten würde. Darüber hinaus verlangt die Methode nach einheitlichen Ausgleichsmechanismen an beiden Seiten eines Engpasses. Die Einführung einer gemeinsamen Marktkopplung im europäischen Raum würde die Koordination einer großen Gruppe von Interessensvertretern („Stakeholder“) bedeuten, welche einerseits zu einem Verlust der durch den Prozess gewonnen Effizienz führen könnte und andererseits zu Bedenken hinsichtlich eines sicheren Netzbetriebs von Seiten der ÜNB anregt.

In der Literatur wird bezüglich eines geeigneten Engpassmanagementschemas zumeist dem „Nodal Pricing“ der Vorzug erteilt. Dieses konnte sich im Europäischen Wirtschaftsraum noch nicht durchsetzen, wozu in Kapitel 5.1.1 bereits kurz Stellung bezogen wurde. Brunekreeft et al. (2004, S. 21) nennen noch folgende Gründe für die Nicht-Einführung des Knotenpreisschemas:

- a) eine signifikant geringere Anzahl an Kontrollzonen in Europa (17-27) gegenüber zum Beispiel den USA (ca. 200), was den Bedarf an einer vollkommen integrierten Lösung reduzieren könnte;
- b) verhältnismäßig große Kontrollzonen, die häufig mit den politischen Grenzen zusammenfallen und den Mitgliedsländern mehr politisches Gewicht verleihen; und
- c) die Tatsache, dass die Interkonnektoren häufig die schwächsten Leitungen in einem Übertragungssystem repräsentieren.

Wird basierend auf diesen oder anderen Gründen die Implementierung eines Knotenpreisschemas nicht angestrebt, so ist laut Literatur aus theoretischer Sicht in punkto Engpassmanagement die Marktkopplung

gegenüber der expliziten Auktion zu bevorzugen. Dies begründet sich aus den oben bereits genannten Argumenten der beiden Allokationsmethoden, die sich auf die Methodik und das damit verbundene Marktdesign beziehen. Betrachtet man letzteres, so ist es für Hunt (2002, S. 154) vor allem die Ineffizienz des dezentralisierten Modells,¹³⁵ die dem integrierten System den Vorrang einräumt:

„The decentralized model ends up requiring separate markets for congestion energy, imbalance energy, ‘regular’ energy, and also for reserves. All of this is the same energy, at the same time, in the same place, and therefore, the same product. In an efficient market they should all be at the same price – the decentralized model creates complexity, bureaucracy, and inefficiency and does not ensure that the prices converge.”

6.1.3 Verwendung von Engpasserlösen

Die oben beschriebenen marktorientierten Methoden der Kapazitätsvergabe, die im Zuge des Engpassmanagements zum Einsatz kommen, werden im Normalfall Erlöse generieren, die sich entweder durch den Handel auf eigenständigen Märkten für Übertragungskapazitäten einstellen, oder sich implizit aus der Preisdifferenz zweier benachbarter Poolmärkte ableiten. Diese werden im Anschluss basierend auf prädefinierten Kriterien zwischen den beteiligten ÜNB aufgeteilt. Um hier im Sinne der Marktintegration zu handeln, finden sich auch in diesem Zusammenhang Regelungen in den Leitlinien, die Negativanreize für die Verringerung von Engpässen vorbeugen und Transparenz bei der Verteilung und Verwendung dieser Gewinne schaffen sollen.¹³⁶ Als Kontrollorgane agieren hierbei die nationalen Regulierungsbehörden, denen es in regelmäßigen Abständen auch obliegt, in einem Bericht die Erlöse und deren Verwendung für den Zeitraum eines Jahres offen zu legen.

¹³⁵ Die Bezeichnung „dezentrales Modell“ bezieht sich hier auf die Auffächerung in einzelne Märkte für die „Ware Strom“ und die verschiedenen Serviceleistungen der ÜNB.

¹³⁶ Vgl. Beschluss der Kommission (2006/770/EG), Punkt 6.

Der aus den Beschränkungen der Verbindungsleitungen resultierende Erlös („Congestion Revenue“, CR) ist laut Verordnung 1228/2003 Artikel 6 von den ÜNB für die Gewährleistung bzw. den Ausbau der Verbindungskapazitäten oder für die Senkung des Netzentgelts zu verwenden. Ausnahmen von den Regelungen des Artikels 6 bietet Artikel 7 der Verordnung in Form von „Regulation Holiday“ unter bestimmten Voraussetzung für die Errichtung neuer Interkonnektoren.

Neben den konkreten Zahlungen, welche die Marktteilnehmer im Zuge des Engpassmanagements an die ÜNB leisten, fallen auch bestimmte sozioökonomische Kosten eines Engpasses („Socioeconomic Cost of Congestion“, SCC) an, die den Wertverlust repräsentieren, der durch die Einschränkung des grenzüberschreitenden Stromhandels hervorgerufen wird. Demzufolge belaufen sich die kurzfristigen Gesamtkosten, welche die betroffenen Marktakteure für einen auch so genannten „Bottleneck“ zu tragen haben, auf die Summe von CR+SCC. Im Zuge der letztgenannten Alternative für die Verwendung von Engpasserlösen, welche die Reduzierung der Übertragungsnetzentgelte beinhaltet, können die besagten Kosten durch diese Form der Rückverteilung auf die SCC gesenkt werden. Für eine Senkung der sozioökonomischen Kosten eines Engpasses müsste die Verwendungsmöglichkeit der Investition in den Ausbau der Verbindungskapazitäten herangezogen werden, die auch dem EWR aufgrund der momentan vorherrschenden schwachen Verbindungen zwischen den einzelnen Märkten großen Nutzen stiften würde.¹³⁷

Wie aus dem Erfahrungsbericht der Europäischen Kommission (2007) ersichtlich ist, wurden die generierten Engpasserlöse „*leider*“ am häufigsten für eine Senkung der Netzentgelte verwendet, und nur in wenigen Fällen (z.B. nordische Länder, Niederlande) sind diese einer alternativen Investition in die Netzinfrastruktur zuteil geworden. Die momentan vorliegende Situation bei der Verwendung der Engpasszahlungen wird auch von Seiten der ERGEG bestätigt.¹³⁸

¹³⁷ Vgl. Meeus/Purchala/Belmans (2005), S. 31.

¹³⁸ Vgl. KOM (2007) 250, S. 7; ERGEG E07-EFG-23-06 (2007), S. 20.

6.1.4 Regionaler Ansatz als Interimslösung

Da ein integriertes Engpassmanagement für den gesamten europäischen Markt infolge der genannten Schwierigkeiten in Theorie und Praxis zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht greifbar ist, wurde mit dem Erlass der Leitlinien¹³⁹ auch die Initiative einer regionalen Koordination ins Leben gerufen, die einen Zwischenschritt zum IEM darstellt. Dieser Ansatz dient dazu, innerhalb der Regionen eine gemeinsame, koordinierte Methode für das Engpassmanagement zu etablieren, wobei sich diese aus folgenden Länderkonstellationen zusammensetzen:

- a) *Nordeuropa* (Dänemark, Schweden, Finnland, Deutschland und Polen)
- b) *Nordwesteuropa* (Benelux, Deutschland und Frankreich)
- c) *Nordgrenzen Italiens* (Italien, Frankreich, Deutschland, Österreich, Slowenien und Griechenland)
- d) *Mittelosteuropa* (Deutschland, Polen, Tschechische Republik, Ungarn, Österreich und Slowenien)
- e) *Südwesteuropa* (Spanien, Portugal und Frankreich)
- f) *Vereinigtes Königreich, Irland und Frankreich*
- g) *Baltische Staaten* (Estland, Lettland und Litauen)

Die Koordination zwischen den einzelnen ÜNB einer der besagten Regionen umfasst hierbei alle Stufen von der Kapazitätsberechnung bzw. -vergabe bis hin zum sicheren Netzbetrieb. Dies betrifft im Besonderen die Verwendung eines gemeinsamen Übertragungsmodells, die Vergabe und Nominierung von Kapazitäten, die Bereitstellung von Informationen inklusive einheitlicher Zeitraster und Strukturen, einen einheitlichen Rahmen für Verträge, die Überprüfungen im Sinne der Netzsicherheit, sowie die Rechnungslegung und die Bezahlung von Engpassmanagementmaßnahmen.

¹³⁹ Vgl. Beschluss der Kommission (2006/770/EG), Punkt 3.

Die Ergreifung der Initiative in diesem Bereich wurde vor allem deshalb notwendig, da der momentan unter den Mitgliedsstaaten praktizierte bilaterale Ansatz lange nicht den nötigen Grad an Koordination mit sich bringt, der für die vollständige Integration des Marktes notwendig wäre. So ist es auch Ziel der Leitlinien, dass die jetzigen bilateralen Methoden der Kapazitätsberechnung und -vergabe durch die oben genannten Maßnahmen einer regionalen Koordination ersetzt werden.

Der regionale Ansatz symbolisiert einen Paradigmenwechsel, da der Fokus vom bilateralen Handel zweier benachbarter Länder auf die regionale Optimierung der Nutzung der Netzressourcen gelegt wird. Von Seiten der Kommission wird das regionale Konzept als Entwicklung gesehen, die sich zunächst natürlich vollzogen hat und jetzt durch ihren offiziellen Status als pragmatisches Werkzeug für die Erreichung eines gesamteuropäischen Marktes dient.¹⁴⁰

6.2 Kritik an den Engpassmanagementmethoden im EWR

Bezüglich der Kapazitätsberechnung für den grenzüberschreitenden Handel und der hierfür zum Einsatz kommenden NTC-Werte wurde nicht nur in der Literatur, sondern auch von Seiten der Kommission Kritik geübt, die konkret den Bedarf nach einem ausgereifteren Berechnungsmodell äußert. Diesem Zweck soll ihres Erachtens nach eine lastenflussbasierte Methode dienen, die auf einem globalen Netzmodell beruht, ohne hierbei einer Ex-ante-Disaggregation der Gesamtkapazität in bilaterale Nettokapazitäten zu verfallen. Das besagte Modell würde sich demzufolge näher an den physikalischen Realitäten bewegen und somit einen höheren Grad an Netzsicherheit gewährleisten, während es laut Kommission gleichzeitig über große potentielle Vorteile in einem vermaschten Stromnetz verfügt.¹⁴¹

¹⁴⁰ Vgl. KOM (2007) 250, S. 10.

¹⁴¹ Vgl. KOM (2007) 250, S. 5.

Bei der Wahl einer geeigneten marktorientierten Kapazitätsvergabemethode hat es in Europa momentan den Anschein, dass der koordinierten expliziten Auktion der Vorzug gegeben wird, obwohl, von einem theoretischen Standpunkt betrachtet, die Vorteile der Marktkopplung klar überwiegen.¹⁴² Auch die Europäische Kommission misst dieser Methode das größere Potential für die Integration des europäischen Marktes bei. Demnach haben sektorspezifische Untersuchungen ergeben, dass die gegenwärtigen Formen der expliziten Auktion die Verbindungskapazitäten nur ineffizient nutzen und die Integration des Marktes verhindern. Folglich sollten vor allem implizite Tagesauktionen gefördert werden, die eine Maximierung der Nutzung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten versprechen.¹⁴³ Ein wesentlicher Fortschritt im Bereich der Regelmärkte dürfte in naher Zukunft mit der vorgeschriebenen Einführung der „Intra-Day“-Vergabe erzielt werden, welche eine Ausweitung des Handelsvolumens für den grenzüberschreitenden Stromaustausch bedeutet.

Damit diese viel versprechenden Mechanismen im europäischen Raum auch greifen können, müsste die bis jetzt noch bestehende Diversifikation unter den vorherrschenden Marktstrukturen und Organisationsmustern durch eine intensive Zusammenarbeit und einen klaren Regulierungsrahmen ersetzt werden. Der regionale Ansatz bietet diesbezüglich zwar einen Schritt in die richtige Richtung, doch werden die hierfür getroffenen Bemühungen noch allzu häufig von der nationalen Ausrichtung der Übertragungsnetzbetreiber bzw. Regulierungsbehörden überschattet. So übt die Methode der Auktion zwar einen gewissen Druck auf die Nutzer, jedoch nicht auf die Manager von Interkonnektoren aus. Auch im Bereich des Engpassmanagements stellt sich demzufolge die Frage, ob die Integration des europäischen Marktes alleine durch die Kooperation der nationalen Regulierungsbehörden erreicht werden kann

¹⁴² Die Verwendung beider Mechanismen an einer Grenze ist theoretisch möglich, doch führt dies laut Meeus et al. (2005, S. 32 u. 33) zu einer Destabilisierung der Preise und eröffnet den Unternehmen mit Marktmacht mehr Möglichkeiten, diese auch auszuüben.

¹⁴³ Vgl. KOM (2006) 851; KOM (2006) 841.

oder ob an einer eigenständigen Institution auf europäischer Ebene bzw. dem „ERGEG+-Konzept“ kein Weg vorbei führt.

6.3 Konklusion

Im Laufe der vergangenen Jahre konnten im Bereich des Netzzugangs und der Netznutzung durchaus gewisse Teilerfolge erzielt werden, sei dies nun durch die in den Leitlinien verbindlich gewordene Abkehr von Prioritätsregeln und Hinwendung zu ökonomisch sinnvollen marktorientierten Kapazitätsvergabemethoden oder durch den ersten wirklichen Schritt Richtung Integration durch das Einsetzen der regionalen Märkte. Betrachtet man jedoch die momentane Situation bei der Kapazitätsvergabe, so wird schnell ersichtlich, dass die Umsetzung des regionalen Konzepts noch mehr einem Wunschbild als den realen Gegebenheiten entspricht. So sind die Vergabemechanismen meist nicht koordiniert, woraus eine Verzerrung des Wettbewerbs resultiert und großes Potential bei der Verwendung der Netzressourcen ungenutzt bleibt. Diese Inkonsistenz auf nationaler Ebene bei den Kapazitätsvergaberegeln hat eher zu einer Segmentierung des Marktes geführt, was dadurch noch verschärft wird, dass die ÜNB bzw. die Regulierungsbehörden beim Engpassmanagement häufig die nationalen Interessen über die gemeinschaftlichen stellen. Demgemäß werden interne Engpässe an die nationalen Grenzen verlagert, die Kapazitäten an den Interkonnektoren als erstes beschränkt oder Einigungen bezüglich der Umsetzung der marktorientierten Mechanismen verzögert.¹⁴⁴

Eine Verbesserung der Netznutzung liegt aber häufig auch nicht im Interesse der vertikal integrierten und meist stark konzentrierten Unternehmen, die von einer künstlichen Knappheit profitieren können. Eine Lösung würde hier oft nur mit einer schärferen Entflechtung mittels „Ownership Unbundling“ oder dem Einsetzen eines „Independent System Operator“ (ISO) erreicht werden.

¹⁴⁴ Vgl. KOM (2006) 841, S. 8.

Aufgrund der Segmentierung, die im europäischen Raum momentan noch vorherrscht, werden in den Regelenenergiemärkten etablierte Unternehmen oft begünstigt und der Markteintritt für neue Mitbewerber erschwert. Aus Angst vor einem Kontrollverlust im wichtigen Bereich der Energieversorgung verfolgen Mitgliedsstaaten jedoch oft die Strategie, den Aufbau „nationaler Champions“ zu fördern.

Der diskriminierungsfreie Zugang zu und die diskriminierungsfreie Nutzung von jenen natürlichen Monopolbereichen der Übertragung und Verteilung stellt einen der wesentlichen Schlüsselaspekte bei der Liberalisierung der marktorientierten Segmente der Wertschöpfungskette dar. Die richtigen Initiativen wurden von Seiten der EU bereits ergriffen, jedoch muss sie jetzt auch sicherstellen, dass dem Prozess die nötige Dynamik erhalten bleibt und die Koordination auf europäischer Ebene hinreichend gefördert wird. Ein weiterer logischer Schritt, der einer erfolgreichen Einführung eines regional koordinierten Engpassmanagements folgen könnte, wäre eine gemeinsame Planung beim Ausbau von Übertragungskapazitäten, da die Kosten-Nutzen-Analyse so mancher Investition eine andere Perspektive erhält, sobald man sie von einer regionalen anstelle einer nationalen Ebene betrachtet.

7 Konklusion

„Nichts braucht mehr Regulierung und Staat als die freie Marktwirtschaft.“ Gerhard Kocher¹⁴⁵

Die Europäische Kommission vertritt nach wie vor die Ansicht, dass ein wettbewerbsorientierter, integrierter Markt, basierend auf einem gemeinsamen Wettbewerbs- und Regulierungsrahmen, die einzige Möglichkeit repräsentiert, eine gesicherte und nachhaltige Zukunft für den europäischen Energiesektor zu erreichen.¹⁴⁶

Um dieser Zielvorstellung zu entsprechen, wird auf europäischer Ebene vor allem eine Ausweitung des grenzüberschreitenden Stromhandels forciert, welche die nötigen effizienzfördernden Markteffekte mit sich bringen soll. Trotz eines stetigen (jedoch geringen) Anstiegs der grenzüberschreitenden Stromflüsse über die vergangenen Jahre hat dieser nicht das nötige Ausmaß erreicht, das den erwünschten Wettbewerbsdruck auf die bestehenden Strukturen ausüben würde. Eine Steigerung der Transaktionen an den Interkonnektoren war vor allem dann beobachtbar, wenn Handelsmöglichkeiten zwischen zwei Regionen bestanden, deren Preise aufgrund der geographischen Differenzierung ein unterschiedliches Niveau annahmen.¹⁴⁷

Dieser Einfluss von ortsabhängigen Preissignalen auf europäischer Ebene, welcher für eine Zunahme des grenzüberschreitenden Handelsvolumens ausschlaggebend ist, kann durch das Zusammenspiel der in dieser Arbeit erörterten Regulierungsmechanismen gesteigert werden.

¹⁴⁵ <http://www.zitate.eu> (Stand: 01.05.2008).

¹⁴⁶ Vgl. KOM (2006) 841, S. 24 u. 25.

¹⁴⁷ Vgl. KOM (2007) 250, S. 10.

Die inhärente Kapazitätsknappheit an den Interkonnektoren, die momentan die Situation im europäischen Verbundnetz charakterisiert, verlangt zunächst nach einem effektiven Engpassmanagement. Wie in Kapitel 6 gezeigt wurde, können mittels marktorientierter Kapazitätsvergabemethoden die Preisunterschiede zwischen den Regionen explizit gemacht und somit die nötigen Signale an die Marktakteure ausgesandt werden. Der Fortschritt, der in diesem Bereich mit dem Erlass verbindlicher Leitlinien und dem damit einhergehenden regionalen Ansatz erzielt wurde, soll hier nicht klein geredet werden, doch mangelt es im europäischen Netz an vielen wichtigen Stellen noch an der vollständigen Implementierung der damit verbundenen Regelungen. Zu oft führen dabei der Einfluss von vertikal integrierten Unternehmen zu Diskriminierung und das Vorziehen nationaler Interessen zu ineffizienten Ergebnissen. Es sollte in diesem Zusammenhang nicht vergessen werden, dass es sich bei den meisten ÜNB um nationale Entitäten handelt, deren Vorgehen häufig von den Interessen der einzelnen Mitgliedsstaaten geprägt wird.

Um den Weg für eine effiziente Verteilung der Kapazitäten zu ebnen und somit die nötigen Wettbewerbsimpulse für den Markt zu schaffen, wäre ein härteres Eingreifen der Europäischen Kommission bei der Durchsetzung der bereits erlassenen Leitlinien wünschenswert.

Sollte das Ziel eines gesteigerten grenzüberschreitenden Stromhandels erreicht werden, so ist auch fest damit zu rechnen, dass die Netznutzung in ÜNB-Bereichen, die an einer Transaktion grundsätzlich unbeteiligt sind, durch das vermehrte Auftreten von Ringflüssen zunimmt. Es ist die Aufgabe eines funktionierenden ITC-Mechanismus, in diesem Fall sowohl negative als auch positive Externalitäten zu kompensieren. Um das Kriterium der Effizienz zu erfüllen, müsste die hier zum Einsatz kommende Allokationsmethode weitestgehend dem Kostenkausalitätsprinzip entsprechen. In der Praxis wird diese Evaluierung aus Gründen der Wirtschaftlichkeit jedoch stets in Relation zum Berechnungsaufwand und den damit verbundenen Kosten erfolgen, die mit fortschreitender

Identifikation der individuellen Kostenkomponenten exponential steigen werden. Des Weiteren wird das Festhalten an einer verursachungsgerechten Verteilung zu dem Problem führen, dass je tiefer diese Gebühren in die Kostenstrukturen vordringen, die Werte, die sie annehmen, zunehmend streitbarer werden. Dies findet seine Ursache vor allem darin, dass im Zuge des Auseinanderdividierens der einzelnen Kostenpunkte die sachliche Argumentation zunehmend einer subjektiven Beurteilung weichen werden muss.

Der in diesem Bereich bestehende ETSO-Mechanismus ist zwar von allen Beteiligten leicht zu handhaben, jedoch führt er, wie in Kapitel 4 und im Anhang festgestellt wurde, in keiner Weise zu einer verursachungsgerechten Verteilung der entstandenen Kosten bzw. Nutzen. Sofern das Kompensationsverfahren Einfluss auf Investitionsentscheidungen nimmt, ist es auch wichtig, dass ein eingesetzter Mechanismus die nötigen Signale an die Marktbeteiligten aussendet, was bei der ETSO-Methode jedoch nicht der Fall ist.

Letzten Endes spielt auch die Wahl einer geeigneten Tarifstruktur eine entscheidende Rolle bei der Entwicklung eines funktionierenden IEM. Wie aus Kapitel 5 ersichtlich, besteht hier die Möglichkeit mit Hilfe der Netzentgelte ortsgebundene Preissignale zu generieren, die den Betrieb des Netzes effizienter gestalten. Der hierfür eingesetzte Regulierungsmechanismus des „National Average G“ führt jedoch dazu, dass die Unterschiede der Systemstrukturen häufig nicht ausreichend berücksichtigt werden können und standortbezogene Preissignale bei den Übertragungsnetztarifen oft nur grob ausdifferenziert sind.

Die Aussendung wirksamer ortsgebundener Signale ist neben der Steigerung des Handelsvolumens auch für die Lenkung von Investitionsentscheidungen von ausschlaggebender Bedeutung. Abseits der genannten Kritikpunkte an den Regulierungsmechanismen bildet hier das Fehlen an verbindlichen Leitlinien im Bereich der Ausgleichsmechanismen und der Tarifharmonisierung und der dadurch

bestehende Mangel an Regulierungssicherheit eine weitere Hürde. Oft existieren die nötigen Strukturen für die Schaffung eines IEM noch nicht, und so wird der Ruf nach einem koordinierten Netzausbau, der einer gesamteuropäischen Zielsetzung folgt und Kosten sowie Risiken gerecht unter den Mitgliedsländern verteilt, immer lauter. Eine Initiative in diesem Feld ist mit der TEN-E-Leitlinie¹⁴⁸ gegeben, welche die Entwicklung der Elektrizitätsinfrastruktur im EWR fördern soll.

Um das Wirken der Regulierungsmechanismen gewährleisten zu können, bedarf es an harmonisierten Marktstrukturen und Organisationsformen in den Mitgliedsstaaten. In Kapitel 2 wurde der entscheidende Einfluss des Marktdesigns sowie dessen Vielzahl an Ausgestaltungsmöglichkeiten erörtert. Im Vergleich zum Elektrizitätssektor der USA konnte sich in Europa jedoch noch kein Standarddesign durchsetzen, mit welchem bestehende Barrieren zwischen den einzelnen Märkten aufgelöst werden könnten. Eine Durchsetzung mittels europäischer Vorgabe ist in diesem Bereich jedoch kaum vorstellbar, da ein europäischer Mitgliedsstaat über wesentlich mehr Souveränität und politisches Gewicht gegenüber seiner übergeordneten Instanz verfügt als ein amerikanischer Bundesstaat und die nationalen Kompetenzen bei der Ausgestaltung der Marktstrukturen noch größtenteils unangetastet bleiben.

Hinsichtlich der Regulierung, deren Konzept der Kooperation in Kapitel 3 vorgestellt wurde, ist eine Verlagerung der zuständigen Institutionen von nationaler auf europäische Ebene von Seiten der Kommission zumindest vorstellbar. Wahrscheinlicher ist jedoch die Umsetzung des „ERGEG+-Konzepts“, wobei der ERGEG ein erhöhter Grad an Befugnissen zukommen soll, um somit die Konsistenz und die Sicherheit der Regulierung zu steigern.

Abschließend bleibt nur noch zu sagen, dass mit der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätssektors ein enormes Experiment ins Rollen gebracht wurde, das vor allem aufgrund der besonderen Eigenschaften

¹⁴⁸ Vgl. KOM (2006) 846.

der „Ware Strom“ seine Tücken aufweist und somit hohe Anforderungen an die Entwicklung und Umsetzung geeigneter Regulierungsmechanismen stellt. Doch gerade in dieser Extremsituation wird das Wirken und folglich die Notwendigkeit regulativer Maßnahmen in der freien Marktwirtschaft erkennbar, womit dem am Anfang des Kapitels verwendeten Zitat nur ausdrücklich beigeprpflichtet werden kann.

„Nichts braucht mehr Regulierung und Staat als die freie Marktwirtschaft.“ Gerhard Kocher

Bibliographie

Monographien

Fiorenzani, Stefano: Quantitative Methods for Electricity Trading and Risk Management. Advanced Mathematical and Statistical Methods for Energy Finance, Palgrave Macmillan, Basingstoke, 2006.

Gerke, Wolfgang/Hennies, Marc/Schäffner, Daniel: Der Stromhandel. Grundlagen, Profile, Perspektiven. Ein Wegweiser für Unternehmen, Marktteilnehmer an der Börse und den Endverbraucher, F.A.Z.-Institut für Management-, Markt- und Medieninformation GmbH, Frankfurt a. M., 2000.

Hunt, Sally: Making Competition Work in Electricity, John Wiley & Sons Inc., New York, 2002.

Rothwell, Geoffrey/Gómez, Tomás: Electricity Economics. Regulation and Deregulation, IEEE Press, Piscataway, NJ, 2003.

Beiträge aus Sammelwerken

Boltz, Walter: Die europäischen Dimensionen: Aktuelle Entwicklungen der Strommarktregulierung auf Ebene der Europäischen Union, in: Holoubek, Michael/Boltz, Walter (Hrsg.): Strommarktregulierung. Aktuelle Fragen aus der Sicht von Akteuren und Betroffenen, Wilhelm Braumüller Universitäts-Verlagsbuchhandlung Ges.m.b.H., Wien, 2005.

Curien, Nicolas: Cost Allocation Methods, in: Lévêque, François (Hrsg.): Transport Pricing of Electricity Networks, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London, 2003, S. 73-101.

Green, Richard: Restructuring the Electricity Industry in England and Wales, in: Griffin, James M./Puller, Steven L. (Hrsg.): Electricity Deregulation. Choices and Challenges, The University of Chicago Press, Chicago, Ill., 2005, S. 98-144.

Griffin, James M./Puller, Steven L.: A Primer on Electricity and the Economics of Deregulation, in: Griffin, James M./Puller, Steven L. (Hrsg.): Electricity Deregulation. Choices and Challenges, The University of Chicago Press, Chicago, Ill., 2005, S. 1-28.

Joskow, Paul L.: The Difficult Transition To Competitive Electricity Markets in the United States, in: Griffin, James M./Puller, Steven L. (Hrsg.): Electricity Deregulation. Choices and Challenges, The University of Chicago Press, Chicago, Ill., 2005, S. 31-97.

Newbery, David M. (1996): The Restructuring of UK Energy Industries. What Have We Learned?, in: Stevens, Paul (Hrsg.): The Economics of Energy. Volume II, Edward Elgar Publishing Limited, Cheltenham (UK)/Northampton, MA (USA), 2000, S. 447-476.

Pérez-Arriaga, Ignacio J./Smeers Yves: Guidelines on Tariff Setting in: Lévêque, François (Hrsg.): Transport Pricing of Electricity Networks, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London, 2003, S. 176-203.

Staropoli, Carine: Reforming the Reform in the Electricity Industry. Lessons from the British Experience, in: Glachant, Jean-Michel/Finon, Dominique (Hrsg.): Competition in European Electricity Markets. A Cross-country Comparison, Edward Elgar Publishing, Cheltenham (UK)/Northampton, MA (USA), 2003, S. 57-79.

Zeitler, Guntram/Emery, Marc: Tagesgerechte Engpassvorhersage (DACF), in: Nelles, Dieter (Hrsg.): VDE Kongress 2004 Berlin. Innovationen für Menschen - 18.-20. Oktober 2004 in Berlin - Band 1: Fachtagungsberichte ITG, ETG, VDE Verlag GmbH, Berlin/Offenbach, 2004, S. 487-493.

EU-Papers

Beschluss der Kommission vom 9. November 2006 zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Text von Bedeutung für den EWR) (2006/770/EG), ABl. L 312/59 vom 11.11.2006, S. 1.

Draft Guidelines on Inter TSO Compensation, KOM, 1. September 2004.
http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_11/ec_inter_tso_comp.pdf (Stand: 15.10.2007)

Draft Guidelines on Transmission Tarification, KOM, 1. September 2004.
http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_11/ec_g_and_1.pdf (Stand: 15.10.2007)

Mitteilung der Kommission. Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003 (Abschlußbericht), KOM (2006) 851.
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/com/2006/com2006_0851de01.pdf (Stand: 15.10.2007)

Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament. Aussicht für den Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarkt, KOM (2006) 841.
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/com/2006/com2006_0841de01.pdf (Stand: 15.10.2007)

Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament. Bericht über die Erfahrungen mit der Anwendung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 „Verordnung über den grenzüberschreitenden Stromhandel“, KOM (2007) 250.

http://www.ec.europa.eu/energy/electricity/report_2006/doc/report_1228_2003/de.pdf (Stand: 20.09.2007)

Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament. Vorrangiger Verbundplan, KOM (2006) 846.

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0846:FIN:DE:PDF> (Stand: 14.03.2008)

Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 27 vom 30.1.1997, S. 20–29.

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:DE:HTML> (Stand: 27.09.2007)

Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl. Nr. L 176 vom 15.7.2003, S. 37–56.

http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/oj/2003/l_176/l_17620030715de00370055.pdf (Stand: 27.09.2007)

Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen (Text von Bedeutung für den EWR), ABl. Nr. L 33 vom 4.2.2006, S. 22–27.

http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/oj/2006/l_033/l_03320060204de00220027.pdf (Stand: 27.09.2007)

Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Text von Bedeutung für den EWR), ABl. Nr. L 176 vom 15.7.2003, S. 1–10.

http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/oj/2003/l_176/l_17620030715de00010010.pdf (Stand: 27.09.2007)

Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft (Konsolidierte Fassung), ABl. Nr. C 325 vom 24. Dezember 2002.

http://eur-lex.europa.eu/de/treaties/dat/12002E/pdf/12002E_DE.pdf

(Stand: 27.09.2007)

Artikel aus Fachjournalen

Athanasiadis, Nikolaos/Chatzarakis, George E./Athanasiadis, Efsthios/Fourlaris, Dimitrios: Analysis and Future Prospects for Cross-Border Congestion Management Methods for the European Electricity Market, in: Electrical Engineering, 6, 2007, S. 509-517.

Boucher, Jacqueline/Smeers, Yves: Towards a Common European Electricity Market. Paths in the Right Direction ... still far from an Effective Design, in: Journal of Network Industries, 3, 2001, S. 375-424.

Evans, Francisco/Zolezzi, Juan M./Rudnick, Hugh: Cost Assignment Model for Electrical Transmission System Expansion: An Approach Through the Kernel Theory, in: IEEE transactions on Power System, 18-2, 2003, S. 625-632.

Hogan, William W.: Contract Networks for Electric Power Transmission, in: Journal of Regulatory Economics, 4, 1992, S. 211-242.

Hogan, William W.: Regional Transmission Organizations. Millennium Order on Designing Market Institutions for Electric Network Systems, Harvard Electricity Group, John F. School of Government, Harvard University, Cambridge, MA, 2000.

<http://ksghome.harvard.edu/~whogan/hjp0500a.pdf> (Stand: 10.10.2007)

Hotelling, Harold: The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates, in: *Econometrica*, 6-3, 1938, S. 242-269.

Kattuman, Paul A./Green, Richard/Bialek, Janusz W.: Allocating Electricity Transmission Costs through Tracing: A Game-theoretic Rationale, in: *Operations Research Letters*, 32, 2004, S. 114-120.

Llopis-Rivas, Regina: Getting to Real-time Load-flow, in: *Electric Perspectives*, 28-1, 2003, S. 73-75.

Meeus, Leonardo/Purchala, Konrad/Belmans, Ronnie: Development of the Internal Electricity Market in Europe, in: *The Electricity Journal*, 18-6, 2005, S. 25-35.

Rubio-Odériz, Javier/Pérez-Arriaga, Ignacio J.: Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods, in: *IEEE Transactions on Power Systems*, 15-1, 2000, S. 448-454.

Smeers, Yves: Market Incompleteness in Regional Electricity Transmission. Part I: The Forward Market, in: *Networks and Spatial Economics*, 3-2, 2003, S. 151-174.

Stamtsis, Georgios C./Erich, István: Use of Cooperative Game Theory in Power System Fixed-Cost Allocation, in: *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 151-3, 2004, S. 401-406.

Stigler, Heinz/Todem, Christian: Optimization of the Austrian Electricity Sector (Control Zone of VERBUND APG) by Nodal Pricing, in: Central European Journal of Operation Research, 13-2, 2005, S. 105-125.

Tan, X./Lie, T.T.: Application of the Shapley Value on Transmission Cost Allocation in the Competitive Power Market Environment, in: IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, 149-1, 2002, S. 15-20.

Wilson, Robert: Architecture of Power Markets, in: Econometrica, 70-4, 2002, S. 1299-1340.

Working Papers

Boucher, Jacqueline/Smeers, Yves: The European Regulation on Cross Border Trade: Can One Do without a Standard Market Design?, Preliminary Version, März 2003.

<http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/news/spring03/Smeers.pdf>

(Stand: 17.10.2007)

Brunekreeft, Gerd/Neuhoff, Karsten/Newbery, David: Electricity Transmission: An Overview of the Current Debate, Cambridge Working Papers in Economics, CWPE 0463, Department of Applied Economics, University of Cambridge, November 2004.

<http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/ep60.pdf>

(Stand: 03.03.2007)

Glachant, Jean-Michel/Lévêque, François: Electricity Internal Market in the European Union: What to Do Next?, Cambridge Working Papers in Economics, CWPE 0623 and EPRG 0605, Faculty of Economics (Formerly DAE), University of Cambridge, März 2006.

<http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/wp/eprg0605.pdf>

(Stand: 03.03.2007)

Green, Richard/Lorenzoni, Arturo/Perez, Yannick/Pollitt, Michael: Benchmarking Electricity Liberalisation in Europe, Cambridge Working Papers in Economics, CWPE 0629 and EPRG 0609, University of Birmingham, Bocconi University, Milan, University of Paris XI, University of Cambridge, März 2006.

<http://www.dspace.cam.ac.uk/bitstream/1810/131686/1/eprg0609.pdf>

(Stand: 05.03.2007)

Newbery, David M.: Market Design, Cambridge Working Papers in Economics, CWPE 0615 and EPRG 0609, Faculty of Economics, University of Cambridge, Februar 2006.

<http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/wp/eprg0515.pdf>

(Stand: 15.08.2007)

Vázquez, Carlso/Olmos, Luis/Pérez-Arriaga, Ignacio J.: On the Selection of the Slack Bus in Mechanisms for Transmission Network Cost Allocation that Are Based on Network Utilization, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas, Juni 2002.

<http://www.eeh.ee.ethz.ch/pscc02/papers/s27p03.pdf> (Stand: 17.10.2007)

Sonstige Publikationen

Consentec: Study on the Further Issues Relating to the Inter-TSO Compensation Mechanism, 13. Februar 2006.

http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/2006_03_tso_compensation_mechanism.pdf (Stand 05.12.2007)

EREGG – Application of G-Charge across EU According to Draft Guidelines on Transmission Tarification, E06-CBT-12-04, 6. Dezember 2006.

http://www.ceer-eu.org/portal/page/portal/EREGG_HOME/EREGG_DOCS/EREGG_DOCUMENTS_NEW/ELECTRICITY_FOCUS_GROUP/E06-CBT-12-04_Appl_Gcharge_2006-12-06.pdf (Stand: 31.01.2008)

ERGEG – Compliance with Electricity Regulation 1228/2003 – An ERGEG Monitoring Report, E07-EFG-23-06, 18. Juli 2007.

http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_14/ergreg_compliance_r.pdf (Stand: 31.01.2008)

ERGEG – ERGEG Draft Proposal on Guidelines on Inter TSO Compensation, E06-CBT-09-08, 10. April 2006.

http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_PC/ARCAHIVE1/ITC_Mechanism/E06-CBT-09-08_ITCGuidelines_0.pdf

(Stand: 20.09.2007)

ERGEG – European Energy Regulators' Work Programme 2007, Ref: C06-WPDC-06-04, Public version, 6. Dezember 2006.

http://www.e-control.at/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_DOCS/ERGEG_WORK_PROGRAMME/C06-WPDC-06-04_CEER-ERGEG_WP2007_Public.pdf (Stand: 22.03.2007)

ERGEG – Guidelines on Transmission Tarification, 18. Juli 2005.

http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_DOCS/ERGEG_DOCUMENTS_NEW/ELECTRICITY_FOCUS_GROUP/ERGEG_2005-07-25_TTGUIDELINES_PROPOSAL.PDF (Stand: 20.09.2007)

ERGEG – Reporting to the European Commission on TSO Charging Structures and Values of “Annual National G”, E06-CBT-09-06, 6. Dezember 2006.

http://www.ceer-eu.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_DOCS/ERGEG_DOCUMENTS_NEW/ELECTRICITY_FOCUS_GROUP/E06-CBT-09-06_ReportingTarification_2006-12-06.pdf (Stand: 31.01.2008)

ETSO – Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets, Final Report, April 2001.

<http://www.ets-net.org/upload/documents/Transfer%20Capacity%20Definitions.pdf> (Stand: 10.02.2008)

ETSO – ETSO Comments on Draft Guidelines on Transmission Tarification – ERGEG Public Consultation, 9. Juni 2005, (zit. 2005b).

<http://www.etsonet.com/upload/documents/ETSO%20comments%20to%20tariff%20guidelines.pdf> (Stand: 31.01.2008)

ETSO – ETSO Proposal for the 2006 CBT Mechanism, December 2005, (zit. 2005c).

<http://www.ets-net.org/upload/documents/ETSO%20proposal%20for%202006%20CBT.pdf> (Stand: 20.09.2007)

ETSO – Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM), Information for User, März 2000.

<http://www.ets-net.org/upload/documents/NTC%20Users%20information.pdf> (Stand: 10.02.2008)

ETSO – The Current ETSO ITC Model and Possible Development, 25. Juni 2005, (zit. 2005a).

<http://www.ets-net.org/upload/documents/Current%20ITC%20model%2005.pdf> (Stand: 01.11.2007)

Florence School of Regulation: A Study on the Inter-TSO Compensation Mechanisms, European University Institute, FRS/RSCAS, October 2006.

http://www.iue.it/RSCAS/e-texts/051031-ITCStudy-FinalReportCover_000.pdf (Stand: 17.10.2007)

Institut für Energiedienstleistungen (IfED): Praxis des Cross-Border-Trading – Diskriminierungsfreier grenzüberschreitender Stromhandel, 14. November 2004.

http://www.ifed.biz/Extern/CBT_EXTERN_Final.pdf (Stand: 20.09.2007)

Pérez-Arriaga, Ignacio J.: Locational Prices in Transmission Networks, Präsentation beim CMI Transmission Workshop, Cambridge, 18. u. 19. Juli 2003.

<http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/news/transmission/perezarriagaprices.pdf> (Stand: 25. März 2008)

UCTE Operation Handbook (final v2.5 E, 24.06.2004).

<http://www.ucte.org/publications/ophandbook/> (Stand: 07.08.2007)

Anhang – Verursachungsgerechte Verteilung von ITC-Kostenallokationsverfahren

Der Anhang konzentriert sich auf die qualitative Analyse ausgewählter ITC-Kostenallokationsverfahren hinsichtlich des Schlüsselaspekts der ursachengerechten Verteilung von Ausgleichszahlungen.

Zu diesem Zweck werden folgende Kategorien zur Beurteilung herangezogen:

1. Der Typus von internationalen Stromflüssen, der Ausgleichsansprüche begründet:

Diese Kategorie unterteilt sich in zwei Ausprägungen – grenzüberschreitende Stromflüsse und Transitstromflüsse (Transits). Bezüglich der Beurteilung wird den grenzüberschreitenden Flüssen der Vorzug erteilt, da dies im Sinne einer fairen Kostenallokation im Rahmen der Internalisierung negativer bzw. positiver Auswirkungen so genannter Ringflüsse („Loop Flows“) liegt und damit auch alle internationalen Stromflüsse Berücksichtigung finden. Des Weiteren kommen für die Identifizierung von Transits häufig willkürliche Regeln und heuristische Schätzungen zum Einsatz, die zu Verzerrungen bei der Beurteilung der Nutzung der Netzwerkelemente führen.¹⁴⁹

2. Die Grundlage für die Festsetzung internationaler Stromflüsse:

In diesem Punkt treten Unterschiede zwischen den Allokationsverfahren hinsichtlich der Bezugnahme auf den internen Stromverlauf auf. Für eine faire Zuordnung der Nutzung von Übertragungsnetzelementen bietet sich der Einsatz eines („DC“- oder „AC“-)¹⁵⁰ „Load-Flow“-Algorithmus an.¹⁵¹

¹⁴⁹ Vergleiche hierfür die in Kapitel 3.1 genannten Punkte (2,3 und 5) nach FRS/RSCAS (2005), S. 18 u. 19; Consentec (2006), S. 32 u. 40.

¹⁵⁰ Die Frage, welche der beiden Methoden zu bevorzugen ist, steht häufig zur Diskussion. Für einen kurzen Überblick siehe Consentec (2006), S. 31 Fußnote 13.

¹⁵¹ Vgl. Llopis-Rivas (2003), S. 73-75; Stigler/Todem (2005), S. 112-118.

Durch diesen Ansatz werden komplexe Netzwerktopologien berücksichtigt, die in Form von Ex-ante-„Snapshots“ für die weiterführenden Berechnungen zur Festlegung der Nutzungsverantwortung von internationalen Stromflüssen verwendet werden können. Dabei sollen von einer repräsentativen Anzahl von „Snapshots“ nicht nur topographische Charakteristiken, sondern auch zumindest saisonale und tägliche Variationen einbezogen werden, um somit neben einer geographischen auch eine zeitliche Differenzierung einzubeziehen.¹⁵²

In weiterer Folge verlagert sich im Rahmen dieses Punktes das Interesse auch noch auf die mit der jeweiligen Methode einhergehenden Allokationsregeln und die damit verbundenen Annahmen und Simplifikationen, mit deren Hilfe der Stromverlauf letztlich modelliert wird.

3. „Single System Paradigm“ – Die Unabhängigkeit von politischen Grenzen:

Dieses Paradigma dient nicht nur als Grundsatz für die Entwicklung des IEM, sondern hat auch einen entscheidenden Einfluss auf das Ergebnis einer Allokationsmethode. Ist eines der Verfahren abhängig von politischen Grenzen, so können verschiedene Konfigurationen dieser Grenzen zu einer ungleichen Bewertung ein und derselben Situation führen. Dies ist vor allem ein Problem, das mit der Standarddefinition von Transits einhergeht und in einen ungerechtfertigten Anspruch auf Ausgleichszahlungen münden kann. In diesem Sinne sind jene Methoden zu bevorzugen, die autonom von politischen Grenzen sind.¹⁵³

4. Die Art und Weise der Zuordnung von Verantwortung

Kostenallokationsverfahren können auch nach der Art und Weise der Zuordnung der Verantwortung für die Nutzung einzelner Netzelemente klassifiziert werden. Die Verantwortlichkeiten werden je nach Methode für

¹⁵² Vgl. ERGEG E06-CBT-09-08 (2006), Annex A.

¹⁵³ Vgl. FRS/RSCAS (2005), Annex 1; Glachant/Lévêque (2006); Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 7.

individuelle Marktteilnehmer identifiziert oder als Gesamtverantwortung aller externen Akteure zusammengefasst. Für eine verursachungsgerechte Zuordnung ist einem individuellen Netzkostenallokationslevel der Vorzug einzuräumen. Hierfür lässt sich das Argument anführen, dass die identifizierte Gesamtverantwortung vom zuständigen ÜNB den einzelnen Marktakteuren zugerechnet werden muss. Werden die Kosten nun verursachungsgerecht verteilt, kommt es zu keiner Verzerrung des Wettbewerbs. Sollten sie aber vom ÜNB sozialisiert werden, so wird der Wettbewerb verzerrt und dadurch auch der Anreiz zu handeln.¹⁵⁴

5. Berücksichtigung durch „Loop Flows“ generierter Nutzen:

Ebenso wie negative müssen auch positive Externalitäten Einzug in das Allokationsverfahren finden. Die Ausgleichszahlung, auf welche der betroffene ÜNB Anspruch erhält, sollte dabei um jene Nutzen reduziert werden, die in seinem Netz durch internationale Stromflüsse generiert werden, um dem Grundsatz der verursachungsgerechten Verteilung treu zu bleiben.¹⁵⁵

6. „Non-Transaction-Based Charges“ – Die Unabhängigkeit der ITC-Entgelte von kommerziellen Transaktionen:

Dieses Kriterium besagt, dass explizite Entgelte vermieden werden sollten, da sie in keiner Relation zur Nutzung der Übertragungsnetze stehen. Die Kostenallokationsverfahren müssen den gesamten Pfad, der durch internationale Ströme beeinflusst wird, in ihrer Methodik berücksichtigen und dürfen sich nicht nur auf den „Contract Path“ beziehen, da in diesem „Loop Flows“ nicht enthalten sind. Problematisch wird es vor allem dann, wenn es zu Diskriminierung von internationalen

¹⁵⁴ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 8 u. 37; Boucher/Smeers (2001), S. 19.

¹⁵⁵ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 12.

Stromflüssen gegenüber heimischen kommt. Explizite Entgelte bergen auch immer die Gefahr des „Pancaking“ in sich.¹⁵⁶

Anhand dieser sechs Kategorien werden folgende Kostenallokationsmechanismen untersucht:

- die „Average-Participation“-Methode für Transits (APT) bzw. alle grenzüberschreitenden Stromflüsse (AP),¹⁵⁷
- die „Marginal-Participation“-Methode (MP),
- die „Aumann-Shapley“-Methode (AS),
- die „With-and-without“-Methode für Transits (WWT) bzw. alle grenzüberschreitenden Stromflüsse (WW) und
- der ETSO-Mechanismus (2005).

Den angeführten Allokationsmethoden ist gemein, dass sie als Grundlage für die Verteilung der Kosten den ökonomischen Nutzen, den eine Übertragungseinrichtung seinen Benützern liefert, heranziehen. Diese Vorgehensweise wird als die effizienteste betrachtet, ist in der Praxis jedoch schwer umzusetzen. Deshalb verwenden die meisten Methoden den Gebrauch der Netzwerkkomponenten für ihre Berechnungen.¹⁵⁸

Der Beitrag zu den indirekten Kosten reflektiert hierbei die Nutzung des Übertragungsnetzes durch die einzelnen Marktteure. Auch soll ein durch die Verwendung generierter Nutzen den Verantwortlichen zugerechnet werden. Dadurch werden Anreize geschaffen, die Wohlfahrt mindernde Handlungen zu reduzieren und jene Handlungen, welche die

¹⁵⁶ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 12 u. 13; Boucher/Smeers (2001), S. 20-26; Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 7; Kattuman/Green/Bialek (2004), S. 115; Hogan (1992), S. 10-15; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 15 u. 16.

¹⁵⁷ Die „Simplified-Average-Participation“-Methode sowie die „Modified-Average-Participation“-Methode werden als Abwandlungen der AP-Methode hier nicht behandelt.

¹⁵⁸ Vgl. Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 1. Diese Ansicht ist jedoch nicht unumstritten, da im Gebrauch kein effizientes ökonomisches Maß gesehen wird. Dies begründet sich darin, dass ein eingespeistes Megawatt für verschiedene Akteure unterschiedlich profitabel ist, was durch den Gebrauch alleine nicht widerspiegelt wird. Vgl. Rubio-Odériz/Pérez-Arriaga (2000), S. 452.

Wohlfahrt steigern, zu fördern. Ziel des Kostenkausalitätsprinzips ist das Etablieren subventionsfreier Preise, was impliziert, dass die Nutzer für ihre privaten Kosten und die ihnen zurechenbaren Externalitäten aufkommen.

Die Problematik bezüglich dieses Konzepts der Kostenallokation besteht in der Tatsache, dass eine verursachungsgerechte Zuordnung der oben genannten Kosten nur dann erfolgen kann, wenn für die Nutzung des Übertragungsnetzes eine trennscharfe Abgrenzung für die einzelnen Marktakteure durchführbar ist. Nur wenn die nutzentragenden Marktakteure (in diesem Fall die Benutzer) unzweifelhaft identifiziert werden können, ist es auch möglich, die Kostenverantwortungen zu bestimmen, die für eine verursachungsgerechte Allokation erforderlich sind. Sollte für einen Teil der Gemeinkosten eine Zuordnung von individueller Verantwortung nicht möglich sein (was in der Praxis häufig der Fall ist, da die fortschreitende Aufschlüsselung dieser Kosten mit steigendem Aufwand verbunden ist und die Identifikation der individuellen Nutzung an bestimmten Netzwerkkomponenten schlichtweg unmöglich ist), so müsste der verbleibende Anteil der Kosten aufgrund eines „zweitbesten Preisschemas“ verteilt und somit sozialisiert werden.¹⁵⁹

Für die Analyse der einzelnen Allokationsmechanismen hinsichtlich des Kostenkausalitätsprinzips muss demzufolge die Annahme getroffen werden, dass eine Aufteilung der Gemeinkosten theoretisch Möglich ist.

„Average-Participation“-Methode (AP)

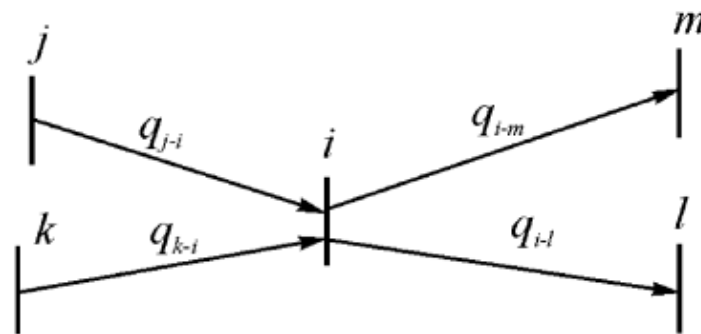
Die AP-Methode umfasst neben Transits auch die Ströme des Im- und Exports. Dadurch werden im Sinne einer verursachungsgerechten Allokation alle internationalen Transaktionen umfasst, auch jene, bei denen sich nur ein Knotenpunkt außerhalb eines ÜNB-Bereichs befindet. Die Vorteile, die sich dadurch für die Kostenverteilung ergeben, wurden bereits mehrfach erläutert.

¹⁵⁹ Pérez-Arriaga/Smeers (2003), S. 190-202.

Für die Bestimmung der einzelnen grenzüberschreitenden Transaktionen werden dem AP-Mechanismus die bestehenden Protokolle der physikalischen Stromflüsse zugrunde gelegt, welche den spezifischen Konditionen des jeweiligen Systems entsprechen.¹⁶⁰ Durch die AP-Methode werden der Einsatz künstlicher Ströme und die Kreation fiktiver Szenarien vermieden, und so scheint dieses Kostenallokationsverfahren im Ansatz dem Kostenkausalitätsprinzip zu entsprechen. Dem kann auf den ersten Blick nichts entgegengehalten werden; die Analyse des nächsten notwendigen Schrittes des Verteilungsmechanismus fördert jedoch ernsthafte Zweifel zutage.

Für die Verteilung der einzelnen Versorgungs- bzw. Lastenströme verwendet die AP-Methode eine einfache heuristische Regel, die an den Knotenpunkten des Netzes die eingehenden Ströme proportional auf die ausgehenden Ströme aufgliedert. Ein allgemeines Beispiel dieser „Proportional Sharing Rule“ wird in Abbildung 13 dargestellt:

Abbildung 13 - Proportional Sharing Rule



Quelle: Kattuman/Green/Bialek (2004), S. 115.

Für den dargestellten Fall würde sich die in den Knoten i eingehende Energie q_{j-i} proportional zu deren Größe auf die beiden ausgehenden Ströme q_{i-m} und q_{i-l} verteilen. Dies ist in folgender Formel festgeschrieben:

¹⁶⁰ Vgl. Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 2; FRS/RSCAS (2005), S. 9, 32, 33, 39 u. 47.

$q_{j-i} \frac{q_{i-m}}{q_{i-m} + q_{i-l}}$ fließt nach q_{i-m}

$q_{j-i} \frac{q_{i-l}}{q_{i-m} + q_{i-l}}$ fließt nach q_{i-l}

Mit Hilfe dieser Verteilungsregel wird nun eine Stromladung, von ihren Ein- bzw. Ausspeisungspunkt ausgehend, durch das gesamte Netz verfolgt („Tracing“).¹⁶¹

Während diese Vorgehensweise einerseits als intuitiv erachtet wird und die Annahmen, die hinsichtlich der Verteilung getroffen werden, laut einer Studie der Florence School of Regulation (2005, S. 47) eine berechnete und ökonomisch sinnvolle Vereinfachung konstituieren, werden in der Literatur andererseits auch viele Kritikpunkte genannt, die dem Grundsatz einer verursachungsgerechten Verteilung entgegenstehen. Nach Kattumann et al. (2004, S. 115) ist es, der konventionellen Erkenntnis folgend, in einem vermaschten Netz unmöglich, einen Stromfluss von seinem Induktions- bis zu seinem Entnahmepunkt zu verfolgen, und auch Vázquez et al. (2002, S. 2 u. 5) sehen in der „Proportional Sharing Rule“ eine Methode, die nicht ganz konform mit den technischen Prinzipien der Übertragung ist. So ist auch nach Brunekreeft et al. (2004, S. 17) die Wahl der Allokationsregel trotz der Rechtfertigung mittels Shapley-Werten¹⁶² in der AP-Methode offenbar willkürlich, und auch Rubio-Odériz et al. (2000, S. 452) sehen für das hier angewendete grobe Prinzip der Proportionalität weder eine ökonomische noch eine physikalische Begründung.

Demzufolge kann die Auffassung vertreten werden, dass die AP-Methode hinsichtlich der Festlegung internationaler Transaktionen und ihrer Grundlage, obwohl sie auf den realen Stromflüssen eines Versorgungssystems basiert, aufgrund der Annahme der „Proportional Sharing Rule“ nicht dem Prinzip der Kostenkausalität entspricht und somit nicht im Sinne einer verursachungsgerechten Kostenallokation ist.

¹⁶¹ Vgl. Kattumann/Green/Bialek (2004), S. 115-116.

¹⁶² Vgl. Kattumann/Green/Bialek (2004).

Das AP-Verfahren ist des Weiteren unabhängig von der Lage politischer Grenzen und somit konsistent mit dem „Single System Paradigm“. Dies begründet sich darin, dass zunächst die Verantwortlichkeiten den einzelnen Akteuren an den individuellen Knoten zugerechnet werden und erst im weiteren Verlauf die Gesamtverantwortung einer ÜNB-Zone aus den darin befindlichen Ein- und Ausspeisungsknoten aggregiert wird. Ferner sind in der AP-Methode für die Festlegung der Verantwortungen keine weiteren Aggregationen vorgesehen, die das „Single System Paradigm“ verletzen könnten (wie z.B. bei den beiden vereinfachten Varianten des AP-Verfahrens – der „Simplified-Average-Participation“-Methode sowie der „Modified-Average-Participation“-Methode).¹⁶³

Wie bereits im Hinblick auf das „Single System Paradigm“ erwähnt, stützt sich das AP-Verfahren auf die Identifikation der Verantwortung auf der Ebene des individuellen Akteurs/Knotens. Dies ist auch aus Abbildung 13 und der Berechnungsmethodik des Tracing-Ansatzes ersichtlich. Kritisch ist in diesem Zusammenhang nur die Aggregation von Erzeugung und Last in eine Nettoposition zu betrachten, da dadurch das Resultat des Berechnungsalgorithmus signifikant beeinflusst wird und eine verursachungsgerechte Zuteilung nicht mehr gewährleistet ist. Die Kombination beider Fließmuster weist nämlich nicht die „Neat Superposition Property“ auf.¹⁶⁴

Durch die AP-Methode werden etwaige Nutzen, die einem ÜNB aufgrund des Gebrauchs seines Netzes durch internationale Transaktionen zukommen, nicht explizit als Gegenlast in die Kostenallokation einbezogen. Jedoch findet dieser Nutzen implizit Einzug in das Verfahren, da von der Methode berücksichtigt wird, wenn externe Ströme in die entgegengesetzte Richtung von vorherrschenden lokalen Strömen fließen.

¹⁶³ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 32-34 u. 40.

¹⁶⁴ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 9, 33 u. Annex 2; Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 2 u. 6; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2004), S. 17.

Eine explizite Einbeziehung des generierten Nutzens würde jedoch eher im Sinne einer verursachungsgerechten Verteilung liegen.¹⁶⁵

Durch die Anwendung der AP-Methode wird im Rahmen eines Ausgleichsmechanismus auf explizite Entgelte verzichtet. Die Ausgleichszahlungen können aufgrund der identifizierten Verantwortungen determiniert werden und basieren nicht auf einzelnen kommerziellen Transaktionen.

„Average-Participation“-Methode für Transits (APT)

Die Variante der APT-Methode unterscheidet sich in ihrer Methodik nicht von dem AP-Verfahren, jedoch bringt der alleinige Einsatz von Transitströmen für die Nutzungsevaluierung von Übertragungsnetzen hinsichtlich einer Beurteilung anhand des Kostenkausalitätsprinzips Änderungen mit sich. Diese beruhen auf der grundlegenden Annahme, dass die gegenseitige Einwirkung benachbarter Länder identisch ist. Des Weiteren benötigt diese Form der AP-Methode eine Regel zur Verteilung der Transits an die jeweiligen Interkonnektoren. Diese erfolgt für die Gesamtsumme der Transitströme aufgrund der jeweiligen Beiträge der einzelnen Verbindungsleitungen an Import und Export eher auf eine willkürliche Weise.¹⁶⁶

Neben der Tatsache, dass ein auf Transits basierendes Allokationsverfahren Im- und Exportströme vom Ausgleichsmechanismus ausklammert, ist es vor allem die Standarddefinition für Transitströme, die das Verfahren von politischen Grenzen abhängig macht. Wie bereits einleitend erläutert, sind dies keine konvergenten Eigenschaften einer verursachungsgerechten Kostenverteilung.

„Marginal-Participation“-Methode (MP)

Ebenso wie die AP-Methode verwendet das MP-Verfahren als ursächliches Kriterium für den Anspruch auf Ausgleichszahlungen den

¹⁶⁵ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 40.

¹⁶⁶ Vgl. Consentec (2006), S. 40.

Gebrauch des Übertragungsnetzes durch grenzüberschreitende Stromflüsse und weist in diesem Punkt deshalb jene Vorteile auf, die bereits oben erläutert wurden.

Die MP-Methode ist auch als „Areas-of-Influence“-Methode bekannt und basiert auf der Messung der inkrementellen Effekte, die durch die Induktion (bzw. Entnahme) eines zusätzlichen MW an den einzelnen Elementen des horizontalen Netzes (HN) ausgelöst werden. Dem wird die Annahme zugrunde gelegt, dass ein linearer Zusammenhang zwischen Stromfluss durch eine Leitung und dem Verhalten eines bestimmten Marktakteurs besteht. Die dadurch ermöglichte Bestimmung der inkrementellen Beteiligung eines einzelnen Akteurs an der Nutzung der Elemente des Übertragungsnetzes werden mit Hilfe eines „Load-Flow“-Modells für jeden Knoten und jede Leitung für eine repräsentative Anzahl an „Load-Flow“-Szenarien ermittelt.¹⁶⁷

Um die Gesamtpartizipation eines Einzelnen festlegen zu können, müssen zunächst „Marginal Participation Sensitivities“ $A_{i,j}$ bestimmt werden. Diese Sensitivitätswerte lassen sich am besten mit der Feststellung gleichsetzen:

„...how much the flow through line j increases when the generation at bus i is increased in 1 MW and the demand at the slack bus is increased in 1 MW (ignoring losses).“¹⁶⁸

Die Gesamtbeteiligungen lassen sich dann für jeden Marktakteur aus dem Produkt seiner Nettoein- bzw. -ausspeisung und den bereits ermittelten „MP Sensitivities“ berechnen. So partizipiert ein Handelnder i an der Leitung j in einem Ausmaß von $A_{i,j} * (g_i - d_i)$. Die evaluierten Kosten einer Übertragungsleitung werden im Anschluss den verschiedenen Beteiligten ihrer Gesamtpartizipation folgend pro rata zugewiesen.¹⁶⁹

¹⁶⁷ Vgl. Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 2; FRS/RSCAS (2005), S. 35 u. 40.

¹⁶⁸ Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 2.

¹⁶⁹ Vgl. Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 2; FRS/RSCAS (2005), S. 35.

Den physikalischen Eigenschaften von elektrischer Energie folgend, verlangt eine Ein- oder Ausspeisung an einem Knoten, wie sie bei dieser Methode erforderlich ist, wiederum nach einer Aus- bzw. Einspeisung an einem anderen Punkt, um das System im Gleichgewicht zu halten. Aufgrund dieser Tatsache müsste für die Durchführung der MP-Methode die Annahme getroffen werden, dass die Verteilung innerhalb eines Systems optimal auf einen Anstieg der Erzeugung bzw. Last reagiert. Um diese Annahme zu umgehen, bedient sich das MP-Verfahren einer speziellen Vereinfachung, indem es einen Referenzknoten – einen so genannten „Slack Bus“ – bestimmt, welcher jede Änderung in Erzeugung oder Verbrauch absorbiert.¹⁷⁰

Der Wahl des „Slack Bus“ bzw. „Slack Node“ kommt große Bedeutung zu, da diese Entscheidung stark das Ergebnis beeinflusst. Grundsätzlich kann jeder Punkt eines Systems als entsprechender Knoten, der inkrementelle Anstiege ausgleicht, definiert werden, jedoch muss dieser dann für alle weiteren Knotenpunkte gleich bleiben. Als gängiger Ansatz bieten sich jedoch die Wahl einer Hauptverbraucherstelle als „Slack Node“ (wie z.B. die größte Stadt innerhalb eines Systems) oder die Verwendung eines „Distributed Virtual Node“ an, wobei bei letzteren alle Erzeuger und/oder Verbraucher proportional zu ihrer erzeugten bzw. verbrauchten Menge auf ein Ungleichgewicht reagieren.¹⁷¹

An dem oben dargestellten Algorithmus wird häufig Kritik erhoben, vor allem was die Wahl des „Slack Bus“ betrifft. Deshalb sind die daraus resultierenden Sensitivitätswerte hinsichtlich einer verursachungsgerechten Verteilung der Kosten besonders kritisch zu betrachten. So lässt sich das Allokationsproblem unter der Verwendung

¹⁷⁰ Vgl. Rubio-Odériz/Pérez-Arriaga (2000), S. 449; Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 2; FRS/RSCAS (2005), S. 35.

¹⁷¹ Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 2 u. 3; FRS/RSCAS (2005), S. 35. Nach Rubio-Odériz et al. (2000) ist erstere der genannten konventionellen Wahlmöglichkeiten, die einzig zulässige, wobei sie zusätzlich ein radiales Netz voraussetzen. Vgl. Rubio-Odériz/Pérez-Arriaga (2000), S. 449.

eines einzelnen „Slack Bus“ mathematisch zwar elegant lösen, doch bedeutet dies gleichzeitig, dass der Einflussbereich eines einzelnen Marktteilnehmers sehr weit abgesteckt ist. Dies stellt vor allem dann ein verteilungspolitisches Problem dar, wenn die Verbindungen zwischen den ÜNB-Bereichen nur schwach ausgestaltet sind, wie es momentan im EWR noch der Fall ist. Diese so genannten „Sunk Flows“ werden von der MP-Methode nicht identifiziert und führen zu ungerechten Ausgleichszahlungen, wenn der marginale Wert in einer Leitung laut MP-Methode signifikant ist, obwohl er in der Realität vernachlässigbar wäre.¹⁷²

Bezüglich der Modellierung realer Stromflüsse ergibt sich ein weiteres Problem aufgrund der Annahme einer linearen Beziehung zwischen den „Marginal Participations“ und der Gesamtnettoein- bzw. -ausspeisung. Aufgrund dieser unterstellten Linearität besteht die Möglichkeit, dass die aggregierte Gesamtpartizipation aller Akteure aller Knoten an einem bestimmten HN-Element größer (oder kleiner) ist als der tatsächliche Energiefluss. Aufgrund dessen kann auch eine Gesamtbeteiligung an einer Übertragungsleitung, die größer ist als ihre realisierbare Kapazität, als Ergebnis der Berechnungen nicht ausgeschlossen werden, was wiederum den Kritikpunkt der „Sunk Flows“ untermauert.¹⁷³ Auch nach Brunekreeft et al. (2004, S. 16) haftet dem MP-Mechanismus eine gewisse Willkür an, die zu Über- oder Unterkompensierungen führen kann.

Die MP-Methode ist, ebenso wie das AP-Verfahren, unabhängig von bestehenden politischen Grenzen und somit in diesem Punkt im Sinne einer verursachungsgerechten Kostenallokation.

Eine Gemeinsamkeit, die die beiden Allokationsverfahren ebenfalls teilen, ist die Zuweisung von Verantwortung an den Kosten auf einer individuellen Ebene. Diese wird für ein einzelnes Element des HN mit Hilfe des Algorithmus der MP-Methode den einzelnen Marktbeteiligten an

¹⁷² Vgl. Rubio-Odériz/Pérez-Arriaga (2000), S.450; Vázquez/Olmos/Pérez-Arriaga (2002), S. 4, 8 u. 9; FRS/RSCAS (2005), S. 40.

¹⁷³ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 35 u. Annex 3.

den verschiedenen Knoten proportional zur Gesamtbeteiligung zugeteilt. Die Kompensationszahlungen auf Ebene der ÜNB werden dann aus diesen individuellen Ausgleichen aggregiert. Diese Vorgehensweise entspricht einer fairen und vor allem verursachungsgerechten Zuordnung der herbeiführten Kosten im HN.¹⁷⁴

Aufgrund der Fokussierung auf inkrementelle Effekte ermöglicht der Algorithmus der MP-Methode auch jene grenzüberschreitenden Stromflüsse zu bestimmen, welche die Gesamtdurchleitung eines HN-Elements reduzieren und somit einen Nutzen für den ÜNB generieren. Dies wird im Zuge der Berechnungen dahingehend berücksichtigt, dass die marginale Partizipation und folglich auch die Gesamteilhabe eines bestimmten Knotens an einem bestimmten Element mit einem negativen Vorzeichen versehen sind. Damit wird die Gesamtverantwortung des einzelnen Marktbeteiligten an den Kosten vermindert und somit auch der Ausgleichsanspruch des ÜNB reduziert. Diese Verfahrensweise entspricht dem Kostenkausalitätsprinzip.¹⁷⁵ Dies lässt sich aus ökonomischer Sicht aufgrund der proportionalen Zuweisung der Kompensation bestätigen.¹⁷⁶

Die Ausgleichsansprüche basieren nicht auf kommerziellen Transaktionen, sondern fußen auf den individuellen Verantwortungen der Akteure.

„Aumann-Shapley“-Methode (AS)

Auch bei der Aumann-Shapley-Methode bilden alle grenzüberschreitenden Stromflüsse ebenso wie bei den beiden vorangegangenen Kostenallokationsverfahren die Basis für die Berechnung der Ausgleichszahlungen.

Um die große Anzahl an Lastenverteilungsmustern entsprechend den unterschiedlichen Zeitperioden zu erfassen, verwendet die Methode ein

¹⁷⁴ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 35 u. Annex 3.

¹⁷⁵ FRS/RSCAS (2005), S. 40 u. Annex 3.

¹⁷⁶ Vgl. Consentec (2006), S. 37 u. 38.

(„AC“- oder „DC“-) „Power-Flow-Programm“, um einer realitätsgetreuen Abbildung der Netzwerksituation so nahe wie möglich zu kommen. Die Schwierigkeit, mit der das „Aumann-Shapley“-Verfahren hierbei konfrontiert wird, wurzelt im spieltheoretischen Ansatz der Methode, der sich auf der kooperativen Spieltheorie begründet und eine Bestimmung der realen Stromflüsse für alle möglichen Koalitionen zwischen den Marktakteuren erfordert.¹⁷⁷

Der innovative Ansatz der „Aumann-Shapley“-Methode verwendet als Grundlage für die Darstellung der Kostenallokation von Gemeinkosten die kooperative Spieltheorie. Die Aufteilung der Kosten einer gemeinsam genutzten Anlage, wie sie durch das Übertragungsnetz im konkreten Fall gegeben ist, erfolgt hierbei unter den kooperierenden Marktteilnehmern. Die Anreize für das Bilden von Koalitionen begründen sich in den Eigenschaften eines natürlichen Monopols und der Möglichkeit der Kostenreduktion durch die Nutzung von gegenläufigen Stromflüssen („Counter Flows“). Diese Kostenersparnisse stellen gleichzeitigen die Auszahlungen („Pay Off“) am Ende eines Spiels dar und müssen unter den Beteiligten gerecht aufgeteilt werden.¹⁷⁸

Ziel der kooperativen Spieltheorie ist die Analyse von Interaktionen aller Beteiligten („Spieler“) $N = \{1, 2, \dots, N\}$ in einem kooperativen Umfeld, wobei das Hauptaugenmerk auf den Abschluss eines Abkommens über die Aufteilung eines gemeinsamen Nutzens oder einer gemeinsamen Last gerichtet wird. Den Kern dieses Spiels bilden jene Vereinbarungen, welche die Bedingungen erfüllen, dass weder ein einzelner Mitspieler $i \in N$ noch eine Koalition von Mitspielern $S \subset N$ besser gestellt ist, wenn er bzw. sie die große Koalition N verlässt. Im konkreten Fall der Bestimmung gerechter Ausgleichszahlungen wird dieser Kern von einer Menge subventionsfreier Allokationen gebildet. Das Kostenallokationsproblem stellt sich ferner so dar, dass die individuellen

¹⁷⁷ Vgl. Stamtsis/Erich (2004), S. 403 u. 404; Tan/Lie (2002), S. 15 u. 18.

¹⁷⁸ Vgl. Tan/Lie (2002), S. 15; Kattuman/Green/Bialek (2003), S. 117 u. 118; Stamtsis/Erich (2004), S. 401; Evans/Zolezzi/Rudnick (2003), S. 625.

Outputs $i \in N$ als Spieler fungieren, die aggregierten Marktsegmente $S \subset N$ die Koalitionen bilden, und die zentrale Vereinbarung des Spiels durch die Kostenallokationsregel dargestellt wird.¹⁷⁹

Im Rahmen der Beurteilung der „Aumann-Shapley“-Methode bezüglich des Kostenkausalitätsprinzips stellt sich nun die Frage, ob mit den „Aumann-Shapley“-Werten eine Allokation im Kern des Spiels gegeben ist.

Da Kostensubadditivität keine ausreichende Restriktion der Kostenstruktur darstellt, wird in der Literatur die Konvexität der Kostenfunktion als hinreichende Bedingung genannt, die gewährleistet, dass sich der Allokationsmechanismus im Kern des Spiels befindet. Laut Definition ist dies dann gegeben, wenn mit zunehmender Größe der ursprünglichen Koalition die inkrementellen Kosten, die durch den Beitritt einer weiteren Koalition verursacht werden, proportional abnehmen:

$$\begin{aligned} \text{Konvexität: } & T \subset S \text{ und } U \subseteq N - S \\ & \Rightarrow F(S \cup U) - F(S) \leq F(T \cup U) - F(T). \end{aligned}$$

Curien (2003) hat für diesen Fall bewiesen, dass der „Shapley“-Wert eine baryzentrische Stellung im Kern einnimmt.¹⁸⁰

Nachdem die Bedingungen geklärt wurden, die gewährleisten, dass sich die Kostenallokation im Kern des Spiels befindet, stellt sich hinsichtlich einer verursachungsgerechten Verteilung noch die Frage, ob mit dem „Aumann-Shapley“-Ansatz ein geeignetes Verfahren gegeben ist. Dieses berechnet den durchschnittlichen inkrementellen Beitrag zu den Gesamtkosten, den ein Spieler im Rahmen seiner Koalition leistet.

¹⁷⁹ Vgl. Evans/Zolezzi/Rudnick (2003), S. 625; Curien (2003), S. 87 u. 88.

¹⁸⁰ Vgl. Curien (2003), S. 88 u. 89.

Die Methode nach Aumann und Shapley unterteilt sich in die Allokation der Fixkosten mit Hilfe des „Shapley Value“ (SV) und jene der variablen Kosten mittels „Aumann Value“ (AV).

Der „Shapley Value“ eines Outputs $i \in N$ wird durch den Durchschnitt der inkrementellen Kosten berechnet, welcher über die gesamte Breite N der Produktion für alle möglichen Anordnungen gebildet wird. Die genannten Kosten können auch als jener inkrementelle Beitrag gesehen werden, den ein Spieler i an eine Koalition leistet. Die gleichmäßige Gewichtung dieser Zahlungen ist abhängig von der Anzahl der möglichen Koalitionen, die durch die Beteiligten der großen Koalition gebildet werden können. Eine kompakte Darstellung findet sich in folgender Formel wieder:

$$SV_i = \sum_{s=0}^{n-1} \frac{(s-1)!(n-s)!}{n!} \sum_{S \subset N - \{i\} | S|=s} [C(q_{s+\{i\}}) - C(q_s)]$$

$n!$ gibt die Anzahl der möglichen Koalitionen wieder, die durch alle Beteiligten der großen Koalition gebildet werden können. Für die Berechnung des SV eines Outputs i werden jedoch nicht alle Anordnungen in Betracht gezogen, sondern nur jene verschiedenen Ordnungsmöglichkeiten der Outputs, die i vorangehen $(s-1)!$, und jene Konstellationen $(n-s)!$ in denen die verbleibenden Outputs i folgen können. s stellt dabei die Größe einer Subkoalition dar. Dies ergibt eine Gesamtzahl von $(s-1)!(n-s)!$ Anordnungsmöglichkeiten, und der gesamte Term $\frac{(s-1)!(n-s)!}{n!}$ stellt einen Gewichtungsfaktor dar, der die inkrementellen Beiträge $C(q_{s+\{i\}}) - C(q_s)$, wo i in S erscheint, zu gleichen Teilen vergibt.

Die Methode der Berechnung des SV beruht auf der Annahme, dass der Anteil eines Spielers in einer Koalition an den Gemeinkosten durch die inkrementellen Kosten determiniert wird, welche entstehen, wenn er einer Koalition beitrifft. Aus diesem Grund müssen bei der Evaluierung des SV

alle Anordnungsmöglichkeiten, in denen ein Spieler sich einer Koalition anschließen kann, berücksichtigt werden, da von der Reihenfolge der Beitritte der einzelnen Spieler auch ihre inkrementellen Kosten abhängig sind. Der SV kann deshalb auch im Sinne der Wahrscheinlichkeitsrechnung als die erwarteten inkrementellen Kosten (unter Berücksichtigung einer normalverteilten Wahrscheinlichkeit über alle möglichen Anordnung des Eintritts) gesehen werden.¹⁸¹

Bei der Zuweisung der Kosten verwendet der Mechanismus zunächst eine egalitäre Allokationsregel, um im weiteren Verlauf die einzelnen Beiträge unter Berücksichtigung des Kostenkausalitätsprinzips zu korrigieren. Dabei werden jene Outputs „bestraft“, die höhere Kosten verursachen, wobei der Algorithmus sich auf ihre „Stand-alone“-Kosten bezieht und auch Kostensynergieeffekte zwischen den Outputs berücksichtigt.¹⁸²

Dies wirft die Frage auf, warum ein Mechanismus, der dem Kostenkausalitätsprinzip folgt, nicht auch für die Verteilung der variablen Kosten zum Einsatz kommt. Ein Nachteil des SV verbirgt sich darin, dass die Methode das Verhalten der Kostenfunktion bei ununterbrochener Variation des Outputlevels nicht berücksichtigt. Der „Shapley“-Ansatz beachtet lediglich inkrementelle Transaktionen, bei denen die Menge eines Output diskontinuierlich von 0 auf q_i ansteigt. Die Anwendung des „Standard-SV“ für die Verteilung der fixen Kosten $F(S)$ (für $S \subset N$) lässt sich aufgrund ihrer diskontinuierlichen Eigenschaft rechtfertigen. Die Verteilung der variablen Kosten $V(q)$ würde jedoch eine generalisierte „Shapley“-Prozedur erfordern, bei der alle möglichen ununterbrochenen Pfade von 0 zu q_i berücksichtigt werden, wodurch sich die geschlossene Zahl der inkrementellen Kosten des „Standard-Shapley-Verfahrens“ in eine unendliche Zahl an marginalen Kosten wandeln würde. Die Feststellung des Erwartungswertes und die im Vorfeld erforderliche

¹⁸¹ Vgl. Curien (2003), S. 74 u. 75; Tan/Lie (2002), S. 16.

¹⁸² Vgl. Curien (2003), S. 78-80.

Integration entlang jeder Kurve (in einem n-dimensionalen Hyperwürfel) würden letzten Endes in einer unpraktikablen Berechnung münden.

Aumann schlägt für dieses Problem eine einfache approximative Berechnungsmethode vor, in der er die marginalen Kosten entlang einer Durchschnittskurve integriert und nicht den Durchschnitt über alle möglichen Kurven bildet. Für diese Vorgehensweise bietet sich die gerade Verbindung zwischen dem Outputlevel 0_N und q als natürliche Durchschnittskurve an, die die charakteristische lineare Eigenschaft $q(x) = x \cdot q$, wo $x \in [0,1]$ und $q(0) = 0_N$ bzw. $q(1) = q$, aufweist.¹⁸³ Dadurch ergibt sich für die Berechnung des „Aumann Value“ folgende Formel:

$$AV_i = \int_0^1 \frac{\partial V}{\partial q_i}(x \cdot q) \cdot q_i \cdot dx$$

Für die Funktion der Gesamtkosten ergibt sich aufgrund der Aufteilung der fixen und variablen Kosten auf die Allokationsmethoden nach Shapley und Aumann folgende Darstellung:

$$ASV_i = f_i^{Sh} + c_i^{Au} \cdot q_i \quad \text{wo:}$$

$$f_i^{Sh} = \sum_{s=0}^{n-1} \frac{s!(n-s-1)!}{n!} \sum_{S \subset N - \{i\}; |S|=s} [C(q_{S+\{i\}}) - C(q_S)],$$

$$c_i^{Au} = \int_0^1 \frac{\partial V}{\partial q_i}(x \cdot q) \cdot q_i \cdot dx$$

Bezüglich der Beurteilung der „Aumann-Shapley“-Methode und der Erfüllung des Kostenkausalitätskriteriums kann zunächst für den „Shapley Value“ festgehalten werden, dass mit diesem Ansatz ein einzigartiges Allokationsverfahren gegeben ist, *„that virtually all researchers consider*

¹⁸³ Vgl. Curien (2003), S. 81 u. 82.

fair and equitable.¹⁸⁴ Laut Kattuman et al. (2003, S. 119) ist die Verteilung nach dem SV symmetrisch, fair, monoton und additiv. Vor allem die Eigenschaft der Monotonie garantiert, dass die generierten Entgelte nicht-negativ sind, und somit kein Spieler einen anderen subventioniert. Auch nach Stamtsits et al. (2004, S. 402) hält der SV die bereits genannten Axiome, ebenso wie bei Curien (2003, S. 76-78), der bei seiner axiomatischen Charakterisierung dem SV neben Anonymität, Monotonie, Partizipation und Dezentralisierbarkeit die Eigenschaft der Kausalität nachweist, welche den Mittelpunkt dieser Untersuchung bildet.

Auch die Kombination des AV und SV bildet nach Curien (2003, S. 82-84) ein „Winning Team“, und seine Analyse bestätigt, dass der AV die Eigenschaften der Skalierbarkeit, der Konsistenz, der Monotonie und der Dezentralisierbarkeit erfüllt.

Aufgrund dieser Ergebnisse steht mit der „Aumann-Shapley“-Methode ein anspruchsvoller Kostenallokationsmechanismus zur Verfügung, der zumindest in theoretischer Hinsicht besonders im Bezug auf das Kostenkausalitätsprinzip überzeugen kann.

Das Verfahren nach Aumann und Shapley ist unabhängig von bestehenden politischen Grenzen und erfüllt deshalb die Bedingung des „Single System Paradigm“. Des Weiteren ist mit dem ASV_i der durchschnittliche inkrementelle Beitrag eines einzelnen Spielers i gegeben, den er im Rahmen seiner Koalition leistet. Dadurch werden die Kosten der gemeinsam genutzten Anlage durch das Verfahren an die einzelnen Beteiligten verteilt. Im Zuge des kooperativen Spieles geschieht dies durch den „Aumann-Shapley“-Mechanismus in einer sowohl individuell als auch gemeinschaftlich akzeptablen Art und Weise.¹⁸⁵

¹⁸⁴ Tan/Lie, S. 15.

¹⁸⁵ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 30; Kattuman/Green/Bialek (2003), S. 117.

Die inkrementelle Einwirkung einer Transaktion auf den Stromfluss eines HN-Elements nimmt bei der AS-Methode einen positiven oder negativen Wert an. Dadurch wird im Rahmen des kooperativen Spiels der Tatsache Rechnung getragen, dass die Spieler durch das Schließen von Koalitionen aufgrund gegenläufiger Ströme profitieren und die Gesamtkosten senken können. Das Verfahren erfasst sowohl den Nachteil als auch den Nutzen eines Outputs i im Vergleich zu jedem anderen Output, wenn i einer Koalition beitrifft.¹⁸⁶

Ferner zeigt sich durch diese Art der Zuweisung der einzelnen Beiträge, dass sich die Ausgleichszahlungen nicht auf explizite Entgelte begründen und somit dem Grundsatz der „Non-Transaction-Based Charges“ entsprochen wird.

„With-and-without“-Methode (WW)

Den Mittelpunkt der „With-and-without“-Methode für grenzüberschreitende Stromflüsse bildet der Vergleich zweier Szenarien, wobei zunächst jenes Szenario formuliert wird, welches die aktuellen Stromflüsse des gesamten Systems umfasst. Im Anschluss wird für den anstehenden Vergleich und somit für die Feststellung der Einwirkung der grenzüberschreitenden Stromflüsse auf den internen Stromfluss ein fiktives Szenario generiert, bei dem diese internationalen Transaktionen entfernt werden und somit eine Situation ohne externen Einfluss erzeugt wird.

Obwohl der WW-Methode zugute kommt, dass alle grenzüberschreitenden Stromflüsse bei dem Verfahren berücksichtigt werden, so kann sich durch das Entfernen derselbigen die schwierige Situation einstellen, dass der Bereich eines ÜNB in ein Ungleichgewicht gerät. Dieses Problem muss bei der Modellierung des Systems berücksichtigt werden, wobei es jedoch zu einer Verzerrung der

¹⁸⁶ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 41; Stamtsis/Erlich (2004), S. 401; Curien (2003), S. 80; Tan/Lie, S. 17.

Stromflüsse und der damit verbundenen Ausgleichsansprüche kommen kann.¹⁸⁷

Für die Definition der Stromübertragung an den einzelnen HN-Elementen und des Fließmusters des gesamten Systems wird ein „Load-Flow“-Modell herangezogen. Basierend auf den für den ÜNB spezifischen „Load-Flow“-Daten werden die für die beiden Szenarien erforderlichen Stromflüsse innerhalb des Verfügungsbereiches einer Entität berechnet. Da der eingesetzte Algorithmus diese als Resultat der Erzeugungs- und Lastenmuster sowie unter Berücksichtigung der physikalischen Eigenschaften eines Netzes bestimmt, bietet das „Load-Flow“-Modell eine den physikalischen Gesetzen folgende, genaue Grundlage für die WW-Methode.¹⁸⁸

Mit Hilfe dieser Vorgehensweise wird auf der ersten Stufe zunächst jenes Referenzszenario determiniert, das die aktuelle Situation eines ÜNB-Systems darstellt. Danach wird auf dieselbe Art und Weise ein zweites Szenario modelliert, das eine fiktive Situation exklusive grenzüberschreitender Stromflüsse darstellt und somit in einer Schätzung jener Energieströme der systeminternen Netznutzung resultiert. Die Netznutzung wird für beide Szenarien aus der Summe der Produkte der Leitungslänge $l_{x,y}$ und der Stromflüsse über diese Leitungen $I_{x,y}$ gebildet:

$$U_x = l_{1,2} * I_{1,2} + l_{2,3} * I_{2,3} + \dots + l_{n-1,n} * I_{n-1,n}$$

$$U_x^{wcb} = l_{1,2} * I_{1,2}^{wcb} + l_{2,3} * I_{2,3}^{wcb} + \dots + l_{n-1,n} * I_{n-1,n}^{wcb}$$

U_x ...die gesamte Netznutzung eines Landes x

U_x^{wcb} ...die Netznutzung ohne grenzüberschreitende Stromflüsse
eines Landes x

¹⁸⁷ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 37 u. Annex 4.

¹⁸⁸ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 37; Consentec (2006), S. 31 u. 45.

Die Differenz beider Beträge $U - U^{wcb}$ spiegelt die externe Nutzung des betroffenen Übertragungsnetzes wider und wird für die Berechnung der Kompensationszahlung herangezogen. Für die Bestimmung des Ausgleichs bestehen mehrere Möglichkeiten. So kann für dessen Berechnung die anteilige externe Nutzung am gesamten HN oder an den einzelnen Elementen herangezogen werden. Als Quotient dient in beiden Fällen das Verhältnis zwischen den externen und den gesamten Stromflüssen eines ÜNB-Bereichs. Für eine Entität x ergibt sich eine Ausgleichszahlung $Comp_x$, die sich mit folgender Formel aus dem Produkt der Kosten des HN und dem relativen Anteil der externen Nutzung an der Gesamtnutzung berechnen lässt:

$$Comp_x = Cost(HN_x) * \frac{U - U^{wcb}}{U}$$

Die Beiträge, die die einzelnen ÜNB an dieser Kompensationszahlung zu tragen haben, werden ihnen aufgrund ihrer Verantwortung für die Erzeugung von grenzüberschreitenden Stromflüssen zugewiesen. Für die Bestimmung der Verantwortlichkeiten kann als approximativer Wert zum Beispiel der Nettoimport bzw. -export ($net(I/E)$) eines jeden ÜNB herangezogen werden. So ergibt sich für eine Entität y ein Anteil an der Ausgleichszahlung der Entität x von

$$Payment_{yx} = Comp_x * \frac{net(I/E)_y}{(net(I/E)_x + net(I/E)_y + \dots + net(I/E)_{n-1} + net(I/E)_n)}$$

Das Befolgen dieses Konzepts der „Net Flows“ bringt jedoch das Problem mit sich, welches auf der Annahme, dass der gegenseitige Einfluss benachbarte Entitäten identisch sei, beruht, wodurch die geographische Lage der ÜNB-Bereiche von der Methode schlichtweg vernachlässigt wird. Unabhängig von der geographischen Nähe der einzelnen Netze wird einem ÜNB vorgegeben, jedem anderen ÜNB in seiner Umgebung denselben Anteil an der jeweiligen Kompensationszahlung zu leisten.

Dass dies nicht im Sinne des Kostenkausalitätsprinzips liegen kann, ist augenscheinlich.¹⁸⁹

Die WW-Methode basiert auf dem Effekt, den internationale Stromflüsse auf das interne System einer Entität haben. Die für den Szenarienvergleich notwendige Identifikation externer Energiebewegung, die für die Modellierung des zweiten Szenarios eine unumgängliche Bedingung darstellt, verlangt nach einer Bezugnahme auf die politischen Grenzen und ist deshalb von deren Lage abhängig. Damit entspricht das Verfahren nicht dem „Single System Paradigm“.¹⁹⁰

Die WW-Methode ist so konstruiert, dass zunächst die gesamte externe Nutzung eines ÜNB-Bereiches erfasst und dann aufgrund eines bestimmten Ad-hoc-Kriteriums an die beteiligten Entitäten aufgeteilt wird. Die Berechnung der Ausgleichsansprüche erfolgt somit unabhängig von jener der Verantwortungen für die Finanzierung dergleichen. Die Methode fördert nicht eine Zuweisung der Verantwortlichkeit für die Netznutzung auf individueller Ebene und verfügt bei ihrer Vorgehensweise in diesem Zusammenhang über keine innewohnende Konsistenz.¹⁹¹

Ein Grundsatz, der in der Consentec-Studie (2005, S. 36) geäußert wird, besagt:

„By principle, only load flow based methods [...] can detect if cross-border flows (partially) relieve lines or transformers [...], which is the prerequisite for taking such relief into account as benefits contributing to a reduction of compensation payments.“

Demzufolge eröffnet auch das WW-Verfahren die Möglichkeit, jene internationalen Stromflüsse zu identifizieren, die einen positiven Nutzen für den betroffenen ÜNB mit sich bringen. Diese Nutzen stiftende Einwirkung einer internationalen Transaktion auf das Netz einer Entität

¹⁸⁹ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 37, 38, 41 u. Annex 4; Consentec (2006), S. 24, 25 u. 81.

¹⁹⁰ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 37 u. 41.

¹⁹¹ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 37 u. 41.

kann jedoch beeinflusst werden, wenn im zweiten Szenario das Entfernen der grenzüberschreitenden Stromflüsse eine Adjustierung des Systems aufgrund eines dadurch erzeugten Ungleichgewichts nötig macht.¹⁹² In Folge dessen auftretende Verzerrungen liegen nicht im Interesse einer verursachungsgerechten Verteilung.

Im Gegensatz zu den bereits besprochenen Verfahren (AP, MP und AS), deren spezieller Algorithmus es ermöglicht, dass der Austausch zwischen „Perimeter“-Ländern und „Edge“-Ländern als normale Ein- bzw. Ausspeisung behandelt werden kann und somit ein fixes Entgelt als Ausgleichszahlung nicht benötigt wird, verfügt die WW-Methode nicht über diese Vorzüge. Vielmehr verlangt sie nach einer speziellen Behandlung jener Stromflüsse, die von außenstehenden Ländern verursacht werden und Auswirkungen auf die Systeme der (z.B. am EWR) beteiligten Entitäten haben.¹⁹³ Hier besteht Bedarf für den Einsatz expliziter Entgelte, und damit wird zumindest im Bezug auf „Perimeter“-Länder dem Grundsatz der „Non-Transaction-Based Charges“ unter der WW Methode nicht entsprochen.

„With-and-without“-Methode für Transits (WWT)

Durch die alleinige Berücksichtigung der Transitströme und nicht aller grenzüberschreitenden Energieströme besteht bei der WWT-Methode die nicht unproblematische Forderung nach einer Definition von Transits. Dies geschieht bei dem WWT-Verfahren wie bei vielen anderen Methoden unter Zuhilfenahme einer heuristischen Schätzung von Transitströmen aufgrund der Import- und Exportbewegungen an elektrischer Energie. Diese Vorgehensweise ist auch als Standarddefinition von Transits bekannt und setzt diese als Minimum der Import- und Exportströme fest.¹⁹⁴

¹⁹² Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 41; Consentec (2006), S. 24 u. 51.

¹⁹³ Vgl. Consentec (2006), S. 76.

¹⁹⁴ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 37.

Mit dieser willkürlichen Regel zum Auffinden von Transitströmen ergeben sich neben dem von der WW-Methode bekannten Problem der Gleichsetzung des Einflusses wechselseitiger Stromflüsse benachbarter Entitäten weitere Schwierigkeiten aufgrund dieses Vorgehens bei der Festlegung und Allokation der transitierenden Energieströme. So werden im zweiten Szenario die Stromflüsse an manchen Interkonnektoren auf Null gesetzt, womit impliziert wird, dass diese Verbindungsleitungen ausschließlich von Transits genutzt werden, was zumeist nicht der realen Situation unter diesen Umständen entsprechen würde. Weiters werden Ländern, die zu einem bestimmten Zeitpunkt über alle Interkonnektoren exportieren bzw. importieren, keine Transitströme zugeschrieben und somit auch keine Kompensationszahlung, obwohl sie zu einem anderen Zeitpunkt vielleicht nicht nur grenzüberschreitende Ströme generieren, sondern auch Transits beherbergen.¹⁹⁵ Die vorgetragene Problematik lässt die WWT-Methode bezüglich des Kostenkausalitätsprinzips in keinem guten Licht erscheinen.

Die WWT-Methode ist ebenfalls, wie das WW-Verfahren, nicht unabhängig von politischen Grenzen. Dem kommt die Verwendung der Standarddefinition für die Identifikation der Transitströme noch erschwerend hinzu, da daraus ungerechtfertigte Ausgleichszahlungen resultieren können.¹⁹⁶

Hinsichtlich der weiteren Punkte teilt der WWT-Mechanismus die Stärken und Schwächen der WW-Methode. So können mit ihr ebenfalls Nutzen stiftende Stromflüsse identifiziert werden, jedoch können sich hier aufgrund der spezifischen Definition von Transits Verzerrungen ergeben.¹⁹⁷

¹⁹⁵ Vgl. Consentec (2006), S. 32 u. 40.

¹⁹⁶ Siehe hierzu das Beispiel in Annex 1 FRS/RSCAS (2005).

¹⁹⁷ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 41.

ETSO-(CBT-)Mechanismus 2005

Mit dem CBT-Mechanismus stellt sich jenes Allokationsverfahren dar, welches zum jetzigen Zeitpunkt unter den ETSO-Mitgliedsländern (und auch einigen außenstehenden, benachbarten Ländern) basierend auf einer freiwilligen Übereinkunft die Grundlage für die Evaluierung und Verteilung von Ausgleichszahlungen bildet. Diese Methode der Kostenallokation kann als vereinfachte Version des WWT-Verfahrens betrachtet werden und bezieht sich folglich ebenfalls lediglich auf Transitströme, deren Festlegung, auf heuristische Schätzungen fußend, auf Export- und Importströmen beruht.¹⁹⁸

Ebenso wie bei der WWT-Methode verwendet der ETSO-Mechanismus die Standarddefinition für Transits, um diese zu determinieren, welche in den Vorlagen des ETSO-ITC-Modells wie folgt lautet:

„Transit is defined as the hourly minimum of export and import for an ITC party, where export and import are the sums of physical flows (measured values) on all exporting lines and all importing lines respectively. The values are accumulated and reported each month.“¹⁹⁹

Aus dieser Definition lässt sich schließen, dass die wechselseitigen Einwirkungen benachbarter Länder identisch sind und somit der Bestimmung der Transitströme (wie bei WWT) eine sehr vereinfachte Annahme zugrunde liegt, die keine Rücksicht auf die geographischen bzw. physikalischen Gegebenheiten nimmt.

Während sich viele der bereits besprochenen Methoden bei der Bestimmung der physikalischen Stromflüsse auf „Load-Flow“-Modelle stützen, orientiert sich der CBT-Mechanismus nach ETSO dabei an jenen Energieströmen, die in einer vorbestimmten jährlichen Periode an den Interkonnektoren gemessen wurden. Die Verwendung von Ex-post-Daten bietet den Vorteil, dass ihre Eruiierung wesentlich unkomplizierter als jene Festlegung der für ein „Load-Flow“-Modell notwendigen Ex-ante-Daten ist.

¹⁹⁸ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 38; Consentec (2006), S. 32.

¹⁹⁹ ETSO (2005a), S. 1.

Die ETSO-Methode kann also in jenen Systembereichen, die von ihr in das Allokationsverfahren miteinbezogen werden, mit einer höheren Anzahl an repräsentativen Szenarien arbeiten, die noch dazu genau sind, während ein „Load-Flow“-Modell aufgrund der höheren Komplexität mit einer bedeutend geringeren Anzahl an „Snapshots“ arbeitet. Der entscheidende Nachteil, den die ETSO-Methode jedoch mit sich bringt, besteht eben in der Tatsache, dass das Verfahren nur die Bereiche an den Interkonnektoren abdeckt und jene Informationen, die die interne Situation eines Systems betreffen (Topologie, Ursprung der Stromflüsse,...), vollkommen außer Acht lässt. Aufgrund dessen werden bei der Berechnung der Ausgleichszahlungen die internen Fließmuster der einzelnen ÜNB nicht berücksichtigt, wodurch der Fall eintreten kann, dass gleichen Kompensationszahlungen, die sich durch den ETSO-Mechanismus aus ähnlichen Ausgangssituationen herleiten, vollständig unterschiedliche Verwendungsmuster zugrunde liegen. Das Fließmuster wird letztlich durch die Simulation eines Transits bestimmt, der eine zusätzliche Leistung von 100 MW zwischen jeweils zwei der vorhandenen Interkonnektoren mit sich bringt, wobei jedes Element als Teil des HN determiniert wird, dessen Stromfluss sich durch diesen Elementartransit um mehr als 1 MW ändert.²⁰⁰

In der Art und Weise, mit welcher der CBT-Mechanismus versucht, die reale Netzwerksituation darzustellen, kann kein klarer Vorteil erkannt werden, und die Kriterien der Netznutzung und der verursachungsgerechten Verteilung werden nur äußerst unzureichend bzw. gar nicht erfüllt.

Die Bestimmung der Ausgleichsgrößen und der Verantwortungen an der Entstehung von Transits erfolgt bei der ETSO-Methode getrennt voneinander, was wiederum der Konsistenz des Verfahrens nicht dienlich ist.

²⁰⁰ Vgl. Consentec (2006), S. 42 u. 43; FRS/RSCAS (2005), S. 38 u. 41.

Bei der Allokation der Kosten erfasst die ETSO-Methode den durch internationale Transaktionen bedingten Anteil des Gesamtstromflusses als aggregierte Größe. Um die Höhe des dadurch gerechtfertigten Ausgleichsanspruchs festzulegen, bedient sich das Verfahren einer Kennzahl, die sich aus den Transit- und Gesamtströmen bildet. Die Kompensationszahlung lässt sich durch die Multiplikation der Kosten des horizontalen Netzes mit diesem so genannten „Transit Key“ ermitteln:

$$KEYep(k, M) = \frac{\sum_{m \in M} Tep(k, m)}{\sum_{m \in M} Tep(k, m) + \sum_{m \in M} L(k, m)}$$

k ...Land

M ...erster Monat des Jahres 2006 (bei ETSO 2005)

$Tep(k, m)$...Transit in GWh

$L(k, m)$...Last in GWh

Mit Hilfe des „Transit Key“ erfolgt eine proportionale Aufteilung der Kosten des HN zwischen lokalen und Transitströmen.²⁰¹ Die Bestimmung der Verantwortlichkeiten an den aggregierten externen Stromflüssen erfolgt daraufhin unabhängig von dieser Berechnung.

Um die Verantwortung eines ÜNB an Transitströmen festlegen zu können, wendet der ETSO-Mechanismus das Konzept der Nettoströme („Net Flows“) an. Dabei ist der stündliche „Net Flow“ als absoluter Wert der Differenz zwischen Import und Export definiert.²⁰² Die für die Berechnungen notwendigen stündlich gemessenen Werte übermitteln die Beteiligten für eine vorbestimmte Zeitperiode, üblicherweise vom 1. Juli des Jahres (n-2) bis zum 30. Juni des Jahres (n-1). Weiters müssen die Länder, die sowohl Grenzen mit anderen beteiligten ITC-Ländern als auch mit „Perimeter Countries“ haben („Edge Countries“), jenen Beitrag aus

²⁰¹ Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 11 u. 38; Consentec (2006), S. 31 u. 35.

²⁰² Vgl. FRS/RSCAS (2005), S. 38.

ihren „Net-Flow“-Berechnungen ausschließen, der von den „Perimeter Countries“ in Im- oder Exportrichtung an den Transitströmen besteht.²⁰³

Die Verteilung der einzelnen ÜNB an dem Gesamttransit erfolgt ebenfalls proportional, je nach Nettoimport oder -export. Hier wird ebenso wie für die Allokation des Kompensationsanspruchs die Kritik erhoben, dass die Verteilung der Verantwortung geographische und „elektrische“ Nähe der Netze nicht berücksichtigt.²⁰⁴

Überprüft man nun den CBT-Mechanismus nach ETSO hinsichtlich des Kostenkausalitätsprinzips, so lassen sich keine Hinweise finden, dass die Verteilungsmechanismen dem Anspruch einer verursachungsgerechten Allokation gerecht werden. Dieses Problem wurzelt in der relativen Vielzahl an Vereinfachungen und Annahmen, die der Methodik des ETSO-Verfahrens anhaften. Diese Form der Kritik findet sich auch in der Consentec-Studie (2005, S. 31), die von der Europäischen Kommission in Auftrag gegeben wurde, in folgendem Wortlaut wieder:

„The current mechanism (ETSO2005) is a very rough approximation of how injection and offtakes influence power flows on line and transformers in external grids. For both the determination of compensation and the allocation of the responsibilities for external grid use it underlies many assumptions that highly aggregate single aspects and often not properly reflecting the laws of physics.“

Der CBT-Mechanismus arbeitet mit jenen Stromflüssen, die an den Verbindungsleitungen zwischen zwei Entitäten gemessen werden. Die dadurch bestehende Abhängigkeit von der Lage der politischen Grenzen wird durch die Verwendung der Standarddefinition für die Determinierung der Transitströme zusätzlich verstärkt, womit das Verfahren das „Single System Paradigm“ nicht erfüllen kann.

Den vorangegangenen Methoden der WW- und WWT-Verfahren gleich, berechnet der ETSO-Mechanismus zunächst die Gesamtnutzung durch

²⁰³ ETSO (2005a), 2.1 u. Appendix 3.

²⁰⁴ FRS/RSCAS (2005), S. 11 u. 38.

externe Stromflüsse, in diesem Fall unter Verwendung der aggregierten Transitströme, um sie im weiteren Verlauf aufgrund der separat ermittelten Verantwortung der einzelnen ÜNB proportional zu verteilen. Der individuellen Nutzung des HN durch die Marktteure wird in Folge dessen keine Rechnung getragen, wodurch es bei der Allokation der Kosten zu Verzerrungen kommen kann.

Da der ETSO-Mechanismus nicht auf einem „Load-Flow“-Modell basiert, können etwaige Ströme, die das Netz entlasten und somit einen Nutzen generieren, von der Methode nicht identifiziert werden. Dadurch gehen die betroffenen Transitströme undifferenziert in die Berechnung ein, gleich ob sie Kosten verursachen oder Nutzen stiften.²⁰⁵

Ein weiterer Kritikpunkt, der sich an die bereits genannten anreicht, findet sich in dem Unvermögen wieder, den Austausch zwischen „Perimeter“-Ländern und „Edge“-Ländern als normale Transaktion zu behandeln. Da die Nutzung des Netzes durch Drittländer mit dem CBT-Mechanismus nicht feststellbar ist, wird der Einsatz von expliziten Entgelten (1€/MWh, 2005) beim Ausgleich mit „Perimeter Countries“ zu einer Notwendigkeit. Aufgrund dieser Eigenschaft wird das Prinzip der „Non-Transaction-Based Charges“ nur zum Teil erfüllt.²⁰⁶

Konklusion

Aus der Analyse der sieben verschiedenen Allokationsmechanismen lässt sich eine Rangordnung erstellen, die auf der simplen Grundlage beruht, dass eine Methode für jede Kategorie einen Punkt erhält, sofern sie in dieser das Prinzip der Kostenkausalität erfüllt. Bei einer strengen Beurteilung nach diesem Kriterium würde sich aufgrund der Untersuchung folgendes Bild abzeichnen:

²⁰⁵ Vgl. Consentec (2006), S. 36; FRS/RSCAS (2005), S. 41.

²⁰⁶ Vgl. Consentec (2006), S. 54; ETSO (2005a), Appendix 3.

	AP	APT	MP	AS	WW	WWT	ETSO
Typus von int. Stromflüssen	1	0	1	1	1	0	0
Grundlagen für die Festlegung	0	0	0	1	0	0	0
Single System Paradigm	1	0	1	1	0	0	0
Zuordnung der Verantwortung	1	1	1	1	0	0	0
Berücksichtigung von Nutzen	0	0	1	1	1	1	0
Non-Transaction-Based Charges	1	1	1	1	0	0	0

Unter der Annahme, dass jeder Kategorie die gleiche Bedeutung beigemessen wird, dass also keine Skalierung existiert, die den einzelnen Punkten aufgrund ihrer Prioritätsordnung gewichtet, würde sich aufgrund dieser Daten folgende Rangordnung ableiten lassen:

1. Aumann-Shapley-Methode (6)
2. Marginal-Participation-Methode (5)
3. Average-Participation-Methode (4)
4. Average-Participation-Methode für Transits (2)
With-and-without Methode (2)
5. With-and-without Methode für Transits (1)
6. ETSO Mechanismus 2005 (0)

So zeigt sich, dass der „Aumann-Shapley“-Methode zumindest aus theoretischer Sicht bei der Wahl eines ITC-Mechanismus der Vorzug einzuräumen werden sollte. Sie erfüllt in allen Kategorien das Prinzip der Kostenkausalität und ist somit auch das einzige Verfahren, dessen Allokationsregeln und Annahmen sich mit den Grundsätzen einer verursachungsgerechten Verteilung verbinden lassen. Aufgrund dieses

Ergebnisses lässt sich erneut bestätigen, was bereits Curien (2003, S. 76) in seinen Überlegungen anführt:

„...are there many ‘good’ methods doing as well as the Shapley value, or does the latter hold some kind of a unique position that would make it method of reference for allocating costs, a reference that could hardly be reached in practice, but that should be aimed at? [...] the answer is definitely yes!”²⁰⁷

Wie bereits aus dem Zitat ersichtlich, stellt sich bei der besagten Methode das Problem bei der Umsetzung von der Theorie in die Praxis ein, was jedoch nicht Teil der vorangegangenen Untersuchung war. Trotzdem konstituiert die „Aumann-Shapley“-Methode jene Referenzmethode, die wichtige Richtwerte liefert, welche von dem zum Einsatz kommenden ITC-Mechanismus auf jeden Fall berücksichtigt werden sollten. Um es noch einmal mit dem Zitat von Tan et al. (2002, S. 15) auszudrücken:

„The game-theoretic Shapley Value is a promising alternative solution to produce a unique allocation that virtually all researchers consider fair and equitable. “

Einem besonders schlechten Zeugnis muss sich die momentan im EWR praktizierte ETSO-Methode stellen. Diese liefert ein inkonsistentes Regelwerk, das in keinem der beurteilten Kategorien den Grundsatz der Kostenkausalität erfüllen konnte. Dieses Resultat ist kohärent mit jenem Ergebnis der qualitativen Evaluierung durch Consentec (2006, S. 50), die der ETSO-Methode folgende Beurteilung attestiert:

„ETSO2005 is clearly the simplest method, but also the one with the least accuracy. Its only advantage with respect to accuracy is the utilisation of hourly metered data; however, we believe that it is outweighed by other aspects of accuracy in which ETSO2005 is weaker than all other methods considered.”

²⁰⁷ Curien beweist im weiteren Verlauf seiner Arbeit, dass sich diese Aussage auch für den „Aumann-Shapley“-Wert treffen lässt.

Generell lässt sich bei den Allokationsverfahren feststellen, dass mit steigender Qualität auch die Komplexität der Methode steigt. Wie bereits im oberen Zitat erwähnt, stellt der CBT-Mechanismus nach ETSO die einfachste Methode dar, liefert aber jedoch gleichzeitig das schlechteste Ergebnis bezüglich einer verursachungsgerechten Allokation der Kosten. Im Gegensatz dazu reüssiert die „Aumann-Shapley“-Methode in jeder der genannten Kategorien, ist in der Praxis aufgrund ihrer hohen Komplexität jedoch kaum umsetzbar.

Eine weitere Aussage, die aufgrund des Resultats der Untersuchung getroffen werden kann, ist die Tatsache, dass jene Methoden, die sich auf alle grenzüberschreitenden Stromflüsse beziehen, einen höheren Rang einnehmen, als jene, die lediglich Transits für die Feststellung des Ausgleichs verwenden (mit Ausnahme des WW-Verfahrens, welches sich auf der gleichen Ebene wie die APT-Methode befindet).

Auch wird jenen Verteilungsverfahren eine gerechtere Allokation bescheinigt, die die Verantwortung für die Nutzung des Übertragungsnetzes auf einer individuellen Ebene zuweisen und nicht die Gesamtverantwortung der externen Stromflüsse an der Netznutzung bestimmen, um diese im weiteren Verlauf auf die einzelnen Akteure aufzuteilen.

Abstract

Die Regulierung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist zu einem kritischen Schlüsselaspekt für die erfolgreiche Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes geworden. Diese Arbeit liefert einen Überblick über die bestehende Situation und deckt gleichzeitig Problemfelder in einem Abgleich von Theorie und Praxis auf. Den Kernpunkt bilden dabei jene Regulierungsmechanismen, die in der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates verankert wurden. Diese umfassen die Kompensation von Externalitäten, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse verursacht werden, sowie die Harmonisierung des Engpassmanagements an den Interkonnektoren und der länderspezifischen Tarifstrukturen. Nach einer kurzen Einführung in die Grundlagen des Stromhandels und in den bestehenden rechtlichen Rahmen beinhaltet der Hauptteil der Arbeit die Untersuchung der Regulierungsmechanismen bezüglich ihrer Wirkung und die Erörterung der Ergebnisse in einem ökonomischen bzw. wirtschaftspolitischen Kontext. Abschließend bietet der Anhang eine qualitative Analyse ausgewählter ITC-Kostenallokationsverfahren hinsichtlich des Kriteriums einer ursachengerechten Verteilung von Ausgleichszahlungen.

HANNES MILLENDORFER

Margaretenstraße 154/3	Geburtsdatum	05/05/1982
1050 Wien	Geburtsort	Eisenstadt
E-Mail: hannes.millendorfer@univie.ac.at	Staatsangehörigkeit	Österreich

SCHULBILDUNG

09/1988 – 06/1992	Volksschule Sigleß
09/1992 – 06/1996	Gymnasium d. Diözese Eisenstadt
09/1996 – 06/2000	Bundesrealgymnasium Eisenstadt, Maturaabschluss

PRÄSENZDIENST

09/2000 – 05/2001	Stabskompanie Militärkommando Burgenland, Eisenstadt; <i>Tätigkeit in der Militärgeographie</i>
-------------------	---

STUDIUM

WS 2001/02 – SS 2008	Betriebswirtschaftszentrum (Universität Wien) Studium der Internationalen Betriebswirtschaft; <i>Spezialisierung in den Kernfachkombinationen „Innovations- und Technologiemanagement“ und „Public Utility Management“</i>
01/2006 – 05/2006	Studium an der „ESCP-EAP European School of Management“ (Paris) im Rahmen eines Erasmus-Auslandssemesters

STIPENDIUM

05/2008	Bewilligung eines Stipendiums zur Teilnahme am „Europäischen Forum Alpbach“ vom 14. bis 30. August 2008 durch den Club Alpbach Burgenland
---------	---

BERUFSERFAHRUNG

05/2001 – 03/2002	Freier Mitarbeiter des Finanzdienstleisters „SKE“ <i>„Sales Assistant“ im Bereich der Vermögensberatung</i>
03/2007 – 06/2007	Studienassistent an der Universität Wien, Institut für Finanzwirtschaft, Fachbereich für Finanzdienstleistungen und Öffentliche Wirtschaft
04/2007 – 06/2007	Projektassistent an der Universität Wien, Institut für Finanzwirtschaft, Fachbereich für Finanzdienstleistungen und Öffentliche Wirtschaft <i>Thema: „Wettbewerb auf den Schienen: Eine empirische Studie zur Erfahrung Großbritanniens“ (gefördert durch den Jubiläumsfonds der OENB)</i>
03/2008 – 07/2008	Studienassistent an der Universität Wien, Institut für Betriebswirtschaft, Fachbereich für Finanzdienstleistungen und Öffentliche Wirtschaft/Verwaltung

SPRACHEN und AUSLANDSAUFENTHALTE

Deutsch	Muttersprache
Englisch	Verhandlungssicher
Französisch	Fortgeschritten
Spanisch	Grundkenntnisse

Absolvierung eines Ungarischkurses im Rahmen der Mitarbeiterfortbildung der Universität Wien.

1996 und 1998	EF-Sprachreisen nach Hastings und Edinburgh
01/2006 – 05/2006	Erasmus-Auslandssemester in Paris

COMPUTERKENNTNISSE

Word, Excel, Power Point, Access, Erfahrung mit Delphi, HTML und Java Script