

# NEBENWIRKUNGEN UND HAUSMITTEL – DIE EU-VERORDNUNG ÜBER GRENZÜBERSCHREITENDEN STROMHANDEL

**Die Grundsatzfragen des regulierten oder verhandelten Netzzugangs, den Zeitpunkt der Marktöffnung, das Unbundling und die ex-ante- oder ex-post-Kontrolle der Netznutzungsentgelte werden von den vieldiskutierten Neufassungen der Strom- und der Gasbinnenmarkttrichtlinie geregelt. Doch es gibt weitere EU-Regelwerke mit weitreichenden Auswirkungen auf große Teile der deutschen Energiewirtschaft. Joachim Müller-Kirchenbauer, Hans-Martin Struck, Volker Siedentopp, Thomas Reukauf und Dominic Nailis\* wenden sich im folgenden Beitrag der weniger beachteten EU-Verordnung über grenzüberschreitenden Stromhandel zu, die ohne eine explizite Umsetzung in nationales Recht gilt.**

## Harmonisierung der Netzzugangsentgelte als Nebenwirkung

Die EU-Binnenmarkttrichtlinien für Strom (Richtlinie 96/92/EG vom 19.12.1996) und Gas (Richtlinie 98/30/EG vom 22.06.1998) werden für eine beschleunigte Marktöffnung novelliert. Sie werden ergänzt durch die „Verordnung über den Netzzugang für den grenzüberschreitenden Stromhandel“, die unmittelbar und ohne eine entsprechende Umsetzung in nationale Gesetze gelten soll.

Im Fokus der Verordnung stehen:

- Ausgleichszahlungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern für grenzüberschreitende Stromflüsse zur Kompensation der Netzinanspruchnahme durch Stromtransite (Inter TSO Compensation)
- Die Behandlung von Engpasskapazitäten, die vorwiegend an den internationalen Grenzkuppelstellen auftreten, und für die ein entsprechendes Engpassmanagement betrieben werden muss (Congestion Management).

Die EU-Verordnung wendet sich aber auch einem dritten Thema zu: Der Harmonisierung der Netzzugangsregelungen in den verschiedenen Mitgliedstaaten. Dies ist die wenig beachtete Nebenwir-

kung und ein wichtiger Punkt für die Gesamtbewertung, denn hier können Eingriffe in die Netzzugangsregelungen der einzelnen Mitgliedstaaten erfolgen, die grundsätzlich eher im Rahmen der novellierten Richtlinien als im Rahmen der Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel zu vermuten wären. Zusätzliches Gewicht bekommt dieser Aspekt, weil nicht nur die grundlegenden Vorgaben formuliert, sondern auch Gremien und Verfahrensweisen für die weitere Ausgestaltung und Umsetzung festgelegt werden.

### Definition des „grenzüberschreitenden Stromflusses“

über die Stellungnahme des Parlaments (13.03.2002) sowie die Vorgaben des Europäischen Rats in Stockholm (23./24.03.2001) und Barcelona (15./16.03.2002) zu den jetzt von der Kommission vorgelegten (07.06.2002) und von der dänischen Präsidentschaft überarbeiteten (30.07.2002) Textfassungen entwickelt. Dieser Prozess wurde durch den CEER (Council of European Energy Regulators) und sein Gegenüber ET-SO (European Transmission System Operators) auf den regelmäßigen Treffen des Florenz-Forums (Regulatorenkonferenz) begleitet.

Grundlegende Regelungsinhalte beschreibt Artikel 1; Artikel 2 gibt eine Reihe von Definitionen, darunter die des „grenz-

\* Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer ([Joachim.MKirchenbauer@bet-aachen.de](mailto:Joachim.MKirchenbauer@bet-aachen.de)), Dominic Nailis, Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH, Aachen; Hans-Martin Struck, GEW RheinEnergie AG, Köln; Volker Siedentopp, Stadtwerke Hannover AG; Thomas Reukauf, Citivorks AG; München.

### Entwicklung der Verordnung

Die Verordnung hat sich seit der Vorlage durch die Kommission (13.03.2001)

überschreitenden Stromflusses“ als „Durchleiten eines physikalischen Leistungsflusses durch ein Übertragungsnetz eines Mitgliedstaates aufgrund der Tätigkeit von Erzeugern oder Verbrauchern außerhalb dieses Mitgliedstaates“.

### Ausgleichsmechanismus für externe Netznutzung

Artikel 3 beschreibt den „Inter TSO Compensation Mechanism“, also den Mechanismus, nach dem die Übertragungsnetzbetreiber einen Ausgleich für die Kosten erhalten sollen, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse über ihr Netz entstehen (externe Netznutzung). Artikel 3 präzisiert im Weiteren, dass dieser Ausgleich jeweils von den Übertragungsnetzbetreibern geleistet werden soll, aus deren Netzen diese grenzüberschreitenden Stromflüsse stammen und/oder in denen sie enden. Von großer Bedeutung ist Absatz 4 dieses Artikels 3, der in knappen Worten der Kommission die entscheidenden Kompetenzen zuweist: „Die Kommission entscheidet ... über die zu leistenden Ausgleichszahlungen.“

Damit würde der seit März dieses Jahres angewandte ETSO-Mechanismus stark reformbedürftig werden. Zum einen mit Blick auf das Gesamtvolumen, das von ETSO bislang nur grob und ohne wirkliche Belege auf 200 Mio. €/a geschätzt wurde (entsprechend 5 % der Jahreskosten der europäischen Übertragungsnetze von knapp 4 Mrd. €). Zum anderen aber mit Blick auf den Einzahlungsmechanismus, der aktuell noch zu einem Großteil auf einer T-Komponente von 1 €/MWh auf Fahrplangeschäfte (Exportprogramme) basiert. Dieser dürfte so nicht fortgeführt werden, wie in Artikel 4, Absatz 5, festgelegt wird: „Auf einzelne Stromtransaktions-transaktionen wird kein besonderes Netzentgelt erhoben.“ Bei entsprechendem Nachweis der Kosten könnten die Einzahlungen aber leicht durch ein einfaches Bonus-Malus-System ersetzt werden, mit dem zusätzlich die richtigen Anreize gesetzt würden: Einspeisung in Exportländern und Entnahme in Importländern sollten durch einen entsprechenden Malus beaufschlagt werden.

### Engpassmanagement

Artikel 6 beschreibt allgemeine Vorgaben für das Engpassmanagement: Festgelegt wird der Vorrang diskriminierungsfreier, marktorientierter Lösungen, von

denen wirksame wirtschaftliche Signale an die Marktteilnehmer und beteiligten Übertragungsnetzbetreiber ausgehen sollen. Diskriminierende oder ineffiziente Zuteilungsverfahren (Eigentumsvorrang, first come first served, Pro-Rata-Verfahren) sind damit vom Tisch und bedürfen keiner eingehenden Behandlung mehr.

Diese klaren Vorgaben werden der Bedeutung der Engpassproblematik für den europäischen Strombinnenmarkt durchaus gerecht. Abbildung 1 verdeutlicht dies anhand der zahlreichen Engpässe (rot) und der erheblichen Finanzvolumina, die mit ihrer Vergabe erwirtschaftet werden. Die genauen Zahlen liegen nicht vor, doch lässt sich auf Grund von Schätzungen der EU das Volumen mit gut 600 Mio. € allein für das Jahr 2001 nach unten abgrenzen.

Den Kriterien der Verordnung genügen Auktionen, die grundsätzlich explizit oder implizit durchgeführt werden können. Explizite Auktionen finden heute an den meisten europäischen Grenzen statt. Der Einführung impliziter Auktionen (Ersteigerung einer Energielieferung samt Übertragungskapazität) bzw. des „market splitting“-Verfahrens wird vielfach entgegengehalten, diese seien mit bilateralem Handel in vermaschten Netzen nicht zu vereinbaren. Neuere Veröffentlichungen der ETSO („Reconciliation of market splitting with co-ordinated auction concepts“ vom Februar 2002) belegen allerdings das Gegenteil.

Außerdem legt die Verordnung fest, dass Maßnahmen zur Behebung eines Netzengpasses (Counter Trading, Redispatch) Vorrang vor der Bewirtschaftung bzw. Zuteilung der knappen Kapazitäten haben. Eine Kürzung einmal zugeleitener Kapazitäten soll es nur in Fällen höherer Gewalt geben. Ein Zurückbehaltungsrecht des Netzbetreibers für bestimmte Kapazitätsanteile wird ausgeschlossen, mit Ausnahme von Maßnahmen zur Wahrung von Sicherheitsstandards. Das in Absatz 4 des Artikels 6 festgelegte Prinzip „use it or loose it“ steht im Widerspruch zu den Vorgaben der Leitlinien, in denen die Möglichkeit festgeschrieben wird, Kapazitätsrechte auf ei-

nem Sekundärmarkt zu handeln. Mit Blick auf die Einnahmen, die die Übertragungsnetzbetreiber durch die Vergabe knapper Kapazitäten erzielen, gibt die Kommission in der Verordnung vor, dass diese für die Sicherung der vergebenen Kapazitäten, für die Bereitstellung neuer Übertragungskapazitäten oder aber für die Absenkung der Netzentgelte verwendet werden sollen.

### Harmonisierung der Netzentgelte und Allokationssignale

In Artikel 4 der Verordnung werden als Grundlagen für den Netzzugang transparente, diskriminierungsfreie und entfernungsunabhängige Netznutzungsentgelte genannt. Diese sollen zu größeren Teilen der Entnahme zugeordnet werden (L-Komponente für Load), die Verordnung schließt aber auch einspeiseseitige Netznutzungsentgelte nicht ausdrücklich aus (G-Komponente für Generation).

Die Zuordnung der Übertragungsnetz-

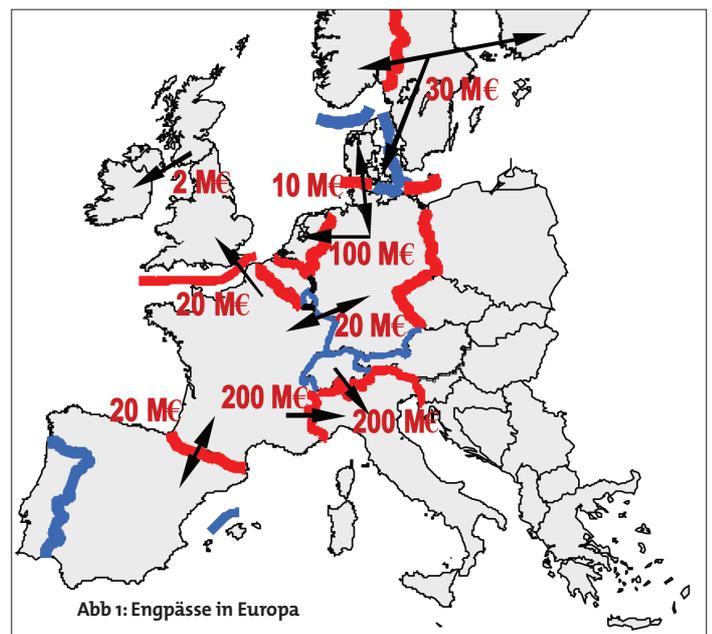


Abb 1: Engpässe in Europa

kosten zu Erzeugung oder Entnahme (Verhältnis G : L) ist ein gewichtiger Aspekt für den europäischen Strombinnenmarkt. In den meisten europäischen Ländern werden die Netzkosten direkt und vollständig dem Verbraucher zugerechnet. In einigen Ländern existiert allerdings auch eine unterschiedlich stark ausgeprägte G-Komponente.

Abbildung 2 zeigt die Aufteilung der nationalen Netznutzungsentgelte auf G- und L-Komponente. Die symbolisierten Handelsgeschäfte (Pfeile) zeigen die Wettbewerbsverzerrungen: Für das Lieferbeispiel von Norwegen nach Deutschland

**Diskriminierende oder ineffiziente Zuteilungsverfahren sind vom Tisch**

**Zuordnung der Netzkosten zu Erzeugung und Entnahme**

**Unterschiedliche nationale Schwerpunkte in der Entgeltgestaltung**

(roter Pfeil) addieren sich die einspeise- und entnahmeseitigen Netznutzungsentgelte auf gut 7 €/MWh, für das Lieferbeispiel von Deutschland in die Niederlande (blauer Pfeil) sind in Deutschland keine und in den Niederlanden nur Teile der Entgelte für das Übertragungsnetz zu zahlen, in der Summe etwas über 3 €/MWh. Die Notwendigkeit einer Harmonisierung liegt damit klar auf der Hand. Dabei spricht auch in der EU alles für die einfachste Variante, die in Deutschland bereits praktiziert wird: Eine Harmonisierung auf G = 0 und vollständige Kostenzuordnung auf die Entnahme (100 % L-Komponente).

Die vollständige Kostenzuordnung auf die Verbraucherseite stellt eindeutig die einfachste, transparenteste und praktikabelste Form der Harmonisierung dar und entspricht auch dem verbrauchsorientierten Zweck und Aufbau der Elektrizitätsversorgung. Bereits heute werden in den meisten europäischen Staaten die Übertragungsnetzkosten zu 100 % direkt der Entnahme zugeordnet (Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Portugal, Schweiz, Spanien), für die Verteilungsnetze gilt das Prinzip L = 100 % ohnehin ausnahmslos.

Über Allokationssignale steht in Artikel 4 der Verordnung: „Gegebenenfalls müssen von der Höhe der den Erzeugern und/oder Verbrauchern berechneten Entgelte ortsabhängige Preissignale ausgehen und diese den Umfang der verursachten Netzverluste und -engpässe berücksichtigen.“ Die weiteren Bestimmungen des Artikels 4 sehen vor, die im Rahmen des Ausgleichsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern geleisteten Zahlungen und verbuchten Einnahmen bei der Festsetzung der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen. Ziel der Allokationssignale ist die verursachungsgerechte Kostenzuordnung und insbesondere die damit verbundene Implementierung von Anreizen für den verbrauchsnahe Betrieb bzw. Neubau von Erzeugungseinheiten.

Absatz 4 des Artikels 4 lautet: „Sind geeignete und wirksame Preissignale gemäß Absatz 2, das heißt die genannten Allokationssignale, vorhanden, werden die den Erzeugern und Verbrauchern für den Zugang zu den nationalen Netzen in Rechnung gestellten Entgelte unabhängig von dem in dem zugrunde liegenden Geschäftsvertrag genannten Herkunfts- bzw.

Bestimmungsland des Stroms berechnet.“ Diese Formulierung wird gelegentlich so interpretiert, dass nur wenn ein bereits ausgereiftes System von Allokationssignalen in Kraft wäre, auf die derzeit erhobene T-Komponente des ETSO-Mechanismus verzichtet werden müsste. Demgegenüber stellt aber Absatz 5 des Artikels 4 unmissverständlich klar: „Auf einzelne Stromtransaktionsverfahren wird kein besonderes Netzentgelt erhoben.“

Auch wenn damit eine zwingende Verbindung zwischen Einführung von Allokationssignalen und Wegfall der T-Komponente nicht gegeben ist, müssen sachgerechte und praktikable Allokationssignale

Entwickelt werden.

Bestimmung durch kommunale Anlagen einen erheblichen Anteil. Die Auslegung auf einen gerichteten Transport über weite Entfernungen (in Schweden sind dies beispielsweise 114 TWh über eine durchschnittliche Entfernung von 300 km, während in Deutschland die durchschnittliche Transportentfernung in einer Größenordnung von 50 bis 70 km liegt) macht auch deutlich, warum in der Entgeltgestaltung unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt wurden. In Großbritannien wie in Skandinavien steht für die Netzentgeltsystematik die Übertragungsfunktion im Vordergrund, verschärft durch teilweise bestehende

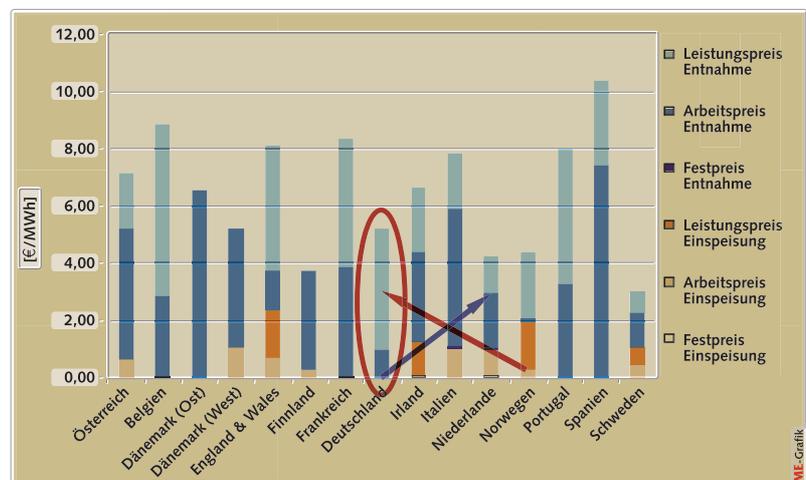


Abb. 2: Aufteilung der Netznutzungsentgelte auf G- und L-Komponente

**Ausgleich zwischen Netzbetreibern in die Entgelte einbezogen**

Bei der Entwicklung der Netznutzungsentgelte ist zunächst festzuhalten, dass die europäische Diskussion stark geprägt ist durch die Modelle aus Schweden sowie aus England und Wales, die bereits über Bonus-Malus-Systeme in G- und L-Komponente verfügen. Beide Länder weisen aber Besonderheiten in den Netzstrukturen auf, die für andere europäische Länder, insbesondere Deutschland, nicht gelten. Während in Skandinavien und auch in Großbritannien ein Langstreckentransport über weite Entfernungen gewährleistet werden muss, ist dies in Deutschland nicht der Fall. In den Vergleichsländern liegen Schwerpunkte der Erzeugung im Norden und Verbrauchsschwerpunkte im Süden, während in Deutschland eine bessere räumliche Verteilung von Erzeugung und Last gegeben ist, die über ein eng vermaschtes Verbundnetz miteinander verknüpft sind. Insbesondere sind häufig die Erzeugungskapazitäten in unmittelbarer Nähe der Verbrauchsschwerpunkte angesiedelt worden. Daran hat die dezentrale Erzeu-

Engpässe zwischen den einzelnen Netzgebieten im Norden oder Süden.

Im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem steht hingegen die Verteilungsfunktion und nicht die des Ferntransportes im Vordergrund. Daraus folgt, dass in Großbritannien und Skandinavien eine differenzierte Gestaltung der Übertragungsentgelte vorgenommen wurde, und damit ist auch naheliegend, aber keineswegs zwingend, einen Teil der Kosten des Übertragungsnetzes den Erzeugern zuzuordnen. In Deutschland hingegen ist die hundertprozentige Kostenzuordnung auf die Entnahme eine logische Folgerung aus der Charakteristik und Historie des Aufbaus des Versorgungssystems.

Für Allokationssignale ergibt sich damit ebenfalls eine andere Schwerpunktsetzung. Steht die Übertragungsfunktion im Vordergrund, ist nach Übertragungsnetzknuten zu differenzieren; die Entwicklung der Nodal-Pricing-Systeme in Großbritannien und Skandinavien ist Konsequenz dieser Sichtweise. Demgegenüber steht bei überwiegender Bedeutung der Verteilungsfunktion die Netzentlas-

tung durch dezentrale Einspeisungen im Vordergrund. Hier muss nach der Netzebene bzw. Spannungsebene der Einspeisung differenziert werden. Dezentrale Einspeisungen ersetzen Netzkapazität vorgelagerter Netze, mit der Konsequenz, dass ein Ausbau vermieden sowie bei mittel- und langfristiger Betrachtung Netzinfrastruktur eingespart werden kann. Die Bemessung der damit erreichten Vorteile muss über die langfristigen Grenzkosten für die Aufrechterhaltung oder Neuschaffung von Infrastruktur bewertet werden. Eine gute Annäherung an diese langfristigen Grenzkosten für die Netzinfrastruktur sind die aus Vollkosten gebildeten Netznutzungsentgelte nach dem deutschen System der VV II und die Zahlung des Entgeltes für vermiedene Netznutzung nach deren Ziffer 2.3.3.

#### Dynamisierung über Leitlinien und „Komitologie“

Artikel 7 der Verordnung bedeutet eine weitere Dynamisierung des Prozesses auf europäischer Ebene. Zunächst werden in Artikel 7 Leitlinien eingeführt, die von der Kommission erlassen und verändert werden können. Im ersten Absatz werden Leitlinien zum Ausgleichsmechanismus behandelt und schon recht detaillierte Vorgaben hierfür gemacht, beispielsweise zur Ermittlung der Ausgleichszahlungen, zu den Zahlungsverfahren sowie zur Mengen- und Kostenermittlung.

Im zweiten Absatz des Artikels 7 wird auf noch zu erlassende Leitlinien für die Harmonisierung verwiesen. Die Vorgaben hierzu sind weniger detailliert und streben eine schrittweise Harmonisierung an. Sie beziehen auch den Ausgleich zwischen Übertragungsnetzbetreibern in die nationalen Netznutzungsentgelte ein. Hierin bestehen die entscheidenden Vorgaben mit Blick auf die Vereinheitlichung des Verhältnisses der Erzeugung zur Last, allerdings ohne jede konkrete Vorgabe zur genauen Schlüsselung.

Der dritte Absatz in Artikel 7 verweist in knapper Form auf die bereits vorliegenden Leitlinien zum Engpassmanagement.

In Artikel 8 werden die nationalen Regierungsbehörden dann auf die Einhaltung der gemäß Artikel 7 durch die Kommission erlassenen Leitlinien verpflichtet, so dass ein regulatorischer Durchgriff seitens der Kommission bis auf die nationale Ebene bestehen wird!

Artikel 12 verweist schließlich auf die Entscheidung des Rates, mit der das Ko-

mitologieverfahren etabliert wurde (1999/468/EG). Dort sind die so genannten „Advisory Procedure“ und „Regulatory Procedure“ hinterlegt, die nun auch für Ausgleichsmechanismus, Engpassmanagement und Harmonisierung zum Tragen kommen sollen. Gebildet wird jeweils ein

#### Komitee berät Kommission

Komitee mit Vertretern aller Mitgliedstaaten unter dem Vorsitz der Kommission. Dieses wird nach der Advisory Procedure von der Kommission zu geplanten Maßnahmen befragt und äußert hierzu seine fachliche Meinung, die dann in der weiteren Beschlussfassung durch die Kommission soweit wie möglich berücksichtigt werden soll. Die Kommission muss dann das Komitee darüber unterrichten, inwieweit dessen vorgebrachte Meinung in die abschließende Beschlussfassung der Kommission eingegangen ist, ohne dass die Advisory Procedure dem Komitee noch explizite Mitentscheidungsbefugnisse zustehen würde.

Die Regulatory Procedure startet mit den gleichen Verfahrensschritten, weist dem Komitee aber Mitwirkungsrechte zu, bis hin zum Verweis zur weiteren Beschlussfassung an den Rat.

#### Fazit

Die Vorgaben aus Brüssel werden weitreichende Auswirkungen auf die Systematik des Netzzugangs und der Netznutzungsentgelte sowie die Stellung von Erzeugern und Händlern in Deutschland haben.

Durch die Verlagerung entscheidender Kompetenzen auf die Kommission und ein Komitee, das mit höchster Wahrscheinlichkeit aus dem CEER hervorgehen dürfte, ist hier für die nahe Zukunft eine erhebliche

Dynamisierung der Entwicklung auf europäischer Ebene zu erwarten. Die bisherigen Vorschläge des CEER lassen vermuten, dass eine Harmonisierung bei entsprechender Rechtslage rasch vorangetrieben wird. Mit einer Verabschiedung der novellierten Richtlinie und der Verordnung ist im Nachgang zum EU-Ministerratstreffen am 03./04.10.2002 möglicherweise bereits zum Frühjahrsgipfel 2003 zu rechnen. Richtlinie und Verordnung werden dann binnen 20 Tagen nach Veröffentlichung geltendes Recht. Für die Richtlinie gilt voraussichtlich eine Frist von einem weiteren Jahr für die Umsetzung in nationales Recht.

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

Dabei ist zum einen eine europaweite Harmonisierung zu  $G = 0$  anzustreben, damit die Nebenwirkungen der EU-Verordnung nicht überhand nehmen. Zum anderen ist auf eine sachgerechte Ausgestaltung der Allokationssignale zu achten; hier ist das Netznutzungsentgelt der VV II genau das richtige Hausmittel, das für die deutschen Verhältnisse – und auch überall sonst, wo der Verteilcharakter eng vermaschter Netze dominiert – genau die richtigen Anreize setzt. ■

**Verabschiedung schon zum Frühjahrsgipfel 2003 möglich**