



**RAT DER
EUROPÄISCHEN UNION**

**Brüssel, den 22. Mai 2007 (23.05)
(OR. en)**

9860/07

ENER 146

ÜBERMITTLUNGSVERMERK

Absender: Herr Jordi AYET PUIGARNAU, Direktor, im Auftrag des
Generalsekretärs der Europäischen Kommission

Eingangsdatum: 16. Mai 2007

Empfänger: der Generalsekretär/Hohe Vertreter, Herr Javier SOLANA

Betr.: 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“

Die Delegationen erhalten in der Anlage das Kommissionsdokument - KOM(2007) 250 endgültig

Anl.: KOM(2007) 250 endgültig



KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

Brüssel, den 15.5.2007
KOM(2007) 250 endgültig

**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“**

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“

(Text von Bedeutung für den EWR)

1. EINLEITUNG

Mit diesem Bericht wird der Verpflichtung der Kommission gemäß Artikel 14 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel¹ nachgekommen, einen Bericht über die Erfahrungen mit der Anwendung der Verordnung zu veröffentlichen. Ziel der Verordnung ist die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel und somit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt. Die Verordnung schafft einen Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse und legt harmonisierte Grundsätze für die Übertragungsentgelte sowie Regeln für die Vergabe der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten fest.

2. ENTWICKLUNG DER GRENZÜBERSCHREITEND GEHANDELTEN STROMMENGEN

Die grenzüberschreitenden Stromflüsse in Europa sind seit der Marktliberalisierung Jahr für Jahr stetig gestiegen. Im Durchschnitt stammen jedoch nur 10% des EU-Elektrizitätsverbrauchs aus grenzüberschreitenden Stromflüssen. Das Schaubild 1 zeigt die allgemeine Entwicklung der Stromflüsse in den Ländern der EU27 sowie in Norwegen und der Schweiz.

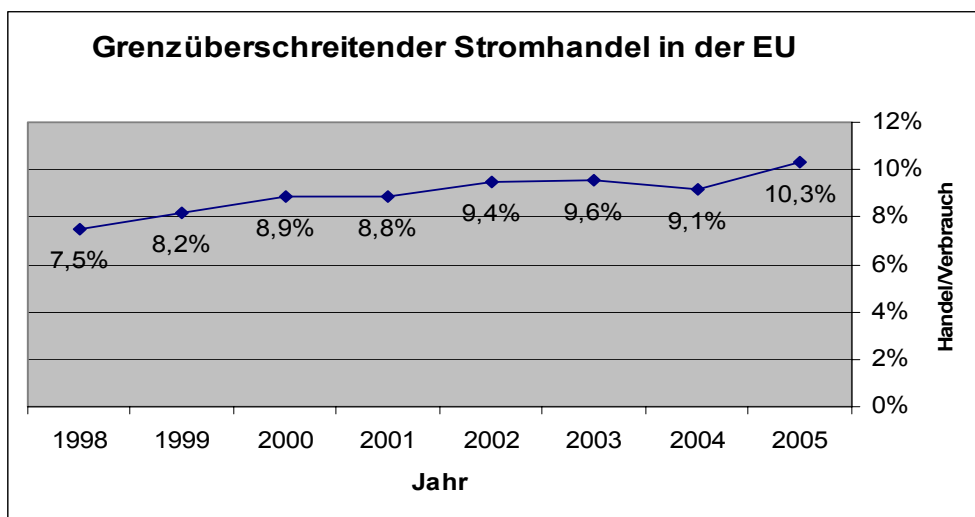


Schaubild 1: Entwicklung der grenzüberschreitenden Stromflüsse zwischen den EU-Mitgliedstaaten, Norwegen und der Schweiz (Prozentsatz der grenzüberschreitenden Stromflüsse verglichen mit dem Bruttostromverbrauch).

¹ ABl. L 176 vom 15.7.2003, S. 1.

Schaubild 2 zeigt die grenzüberschreitenden Stromflüsse innerhalb und zwischen bestimmten Regionen Europas, wie sie in den geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement² definiert wurden, und zusätzlich dazu in Südosteuropa. In diesem Schaubild wurden die Länder, die mehreren Regionen angehören, der Region zugerechnet, zur der sie den stärksten Bezug in punkto Stromflüsse haben. Die Schweiz wurde in die Region Mittelwesteuropa und Norwegen in die Region Nordeuropa einbezogen. Das Schaubild vermittelt nur ein ungefähres Bild der Wirklichkeit und gibt nicht alle Merkmale der geographischen Märkte wider. So sind z. B. der deutsche und der österreichische Markt in der Praxis weitgehend integriert.

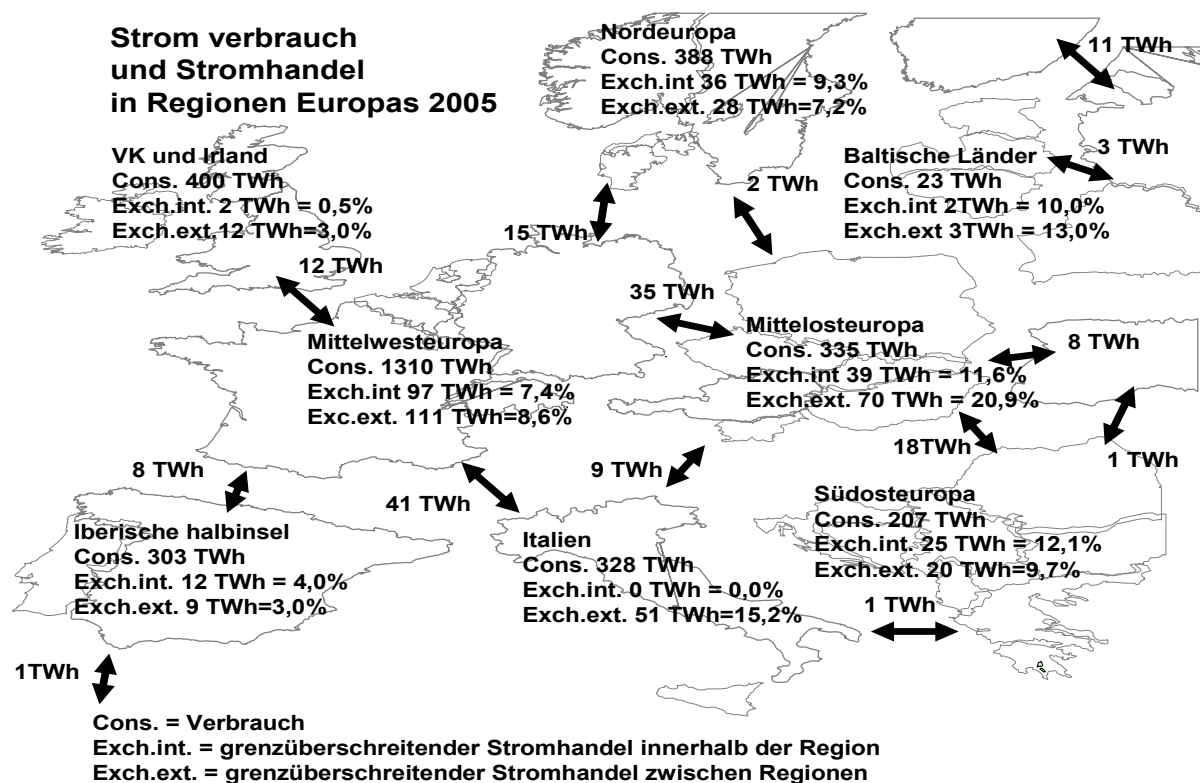


Schaubild 2: Stromverbrauch und -handel in Regionen Europas 2005³.

Aus dem Schaubild geht hervor, dass Mittelwesteuropa (MWO) mit einem jährlichen Verbrauch von 1310 TWh die größte Region ist. Die Region MWO treibt einen erheblichen Stromhandel mit allen benachbarten Regionen, vor allem mit Italien (41 TWh) und mit der Region Mittelosteuropa (MOE) (35 TWh). Bis vor kurzem war die baltische Region von den übrigen EU-Regionen getrennt, doch hat die Verbindungsleitung von Estland nach Finnland, die im Dezember 2006 in Betrieb genommen wurde, diese Isolation beendet.

² 2006/770/EG: Beschluss der Kommission vom 9. November 2006 zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. L 312 vom 11.11.2006, S. 59-65.

³ Quellen: UCTE, Nordel, DTi, baltische ÜNB.

Vom Gesamtstromverbrauch in diesen Regionen (3271 TWh) werden 6,5 % (213 TWh) grenzüberschreitend innerhalb der Regionen, 4,3 % (141 TWh) zwischen den Regionen und 0,7 % (24 TWh) mit Drittländern gehandelt. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die physikalischen Lastflüsse nur ein ungefährender Indikator für die an den Grenzen tatsächlich gehandelten Mengen sind. Werden die kommerziellen Stromflüsse in gegenläufiger Richtung saldiert, können die gehandelten Bruttomengen höher als die physikalischen Mengen sein. Wegen Ringflüssen und der aktuellen Kapazitätsberechnungsmethode, bei der die Auswirkungen auf Drittländer unzulänglich berücksichtigt werden, stimmen überdies die Handelsströme selten mit den physikalischen Lastflüssen überein.

Die aktuellen Handelsmuster zwischen den Regionen und die ihnen zugrunde liegenden Verbindungskapazitäten zeigen deutlich, dass es Raum für eine weitergehende Integration der Regionen zu einem europäischen Markt gibt. Dies wird zu einer höheren Preiskonvergenz zwischen Regionen mit ähnlichem Energieerzeugungsmix und zu einer besseren Nutzung von Arbitragemöglichkeiten zwischen Regionen mit unterschiedlichem Erzeugungsmix wie dem mittelwesteuropäischen Markt und dem nordeuropäischen Markt führen.

Insgesamt werden die Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Handels bei weitem nicht genutzt. Bestätigt wurde dies durch die Ergebnisse der sektorspezifischen Untersuchung der Elektrizitäts- und Erdgasmärkte⁴. Zum Teil ist dies auf die mangelnde Integration der Großhandels- und der Ausgleichsmärkte zurückzuführen, in anderen Fällen gibt es in vielen Ländern noch kein zuverlässiges Preissignal zur Lenkung des grenzüberschreitenden Handels.

3. ENTWICKLUNG VON METHODEN FÜR DEN GRENZÜBERSCHREITENDEN HANDEL

Der Erlass der geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement war ein Fortschritt bei der Konzipierung des EU-Elektrizitätsbinnenmarktes. Diese Leitlinien enthalten praktische Regeln für die Umsetzung mehrerer Grundsätze, die bereits in der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 enthalten waren. Die wichtigsten Elemente der Leitlinien sind die Einteilung der EU in Regionen (sieben Regionen plus Südosteuropa), die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), ein gemeinsames, koordiniertes Kapazitätsberechnungs- und -vergabesystem zu betreiben, und schließlich die Transparenzanforderungen.

Auf überlasteten Verbindungsleitungen werden derzeit die folgenden Kapazitätsvergabemethoden verwendet (siehe auch Schaubild in Anhang 1):

- (1) Einbehaltung (vertikal integriertes Unternehmen behält die Kapazität für sich)
- (2) vorrangige Vergabe für Altverträge
- (3) explizite Auktionen
- (4) implizite Auktionen
- (5) bei der „intra-day“-Vergabe: Reihenfolgeprinzip und anteilig.

⁴ Untersuchung des europäischen Erdgas- und des europäischen Elektrizitätssektors gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003, KOM(2006)851, siehe Teil b II.3 Marktintegration.

Nur koordinierte explizite und implizite Auktionen erfüllen die Anforderungen der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003. Die Einbehaltung wird noch auf einigen alten Handelsverbindungen verwendet und eine gewisse vorrangige Vergabe erfolgt noch für Altverträge trotz des Urteils des Europäischen Gerichtshofs in der Rechtssache C-17/03⁵. Die Kommission hat in diesen Fällen bereits rechtliche Schritte eingeleitet.

In Zukunft wird mehr Kapazität durch implizite Auktionen vergeben werden. Die sogenannte Marktkopplungsmethode, die vom europäischen Dachverband der Übertragungsnetzbetreiber (ETSO) und vom Verband der europäischen Strombörsen (EuroPex) entwickelt wurde, hat derzeit das größte Potenzial, den europäischen Elektrizitätsmarkt durch implizite Auktionen im vortäglichen Stadium zu integrieren. Aus der sektorspezifischen Untersuchung⁶ ging hervor, dass explizite Auktionen in der Form, wie sie gegenwärtig praktiziert werden, vielfach zu einer ineffizienten Nutzung der Verbindungskapazität führen und die Marktintegration verhindern.

Die Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität erfolgte bisher weitgehend auf der Grundlage der von der ETSO entwickelten Methodik der Nettoübertragungskapazität (NTC). Ausgereifere Kapazitätsberechnungsmethoden, in die die Kapazitätsvergabe integriert ist, wurden vor kurzem vorgeschlagen und sind für die Einhaltung der geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement notwendig. Die aussichtsreichste Methode ist die sogenannte lastflussbasierte Methode. Bei dieser Methode wird die verfügbare Kapazität in einem globalen Netzmodell berechnet, ohne dass die Gesamtkapazität in suboptimaler Weise ex-ante in bilaterale NTC-Werte disaggregiert wird. Durch die lastflussgestützte Methode kann gewährleistet werden, dass die aus ihr resultierenden physikalischen Lastflüsse aller beteiligten ÜNB die Grenzen eines sicheren Netzbetriebs nicht überschreiten. Diese Methode verfügt über große potenzielle Vorteile bei der Verwendung in einem stark vermaschten Übertragungsnetz.

Es sind noch große Anstrengungen zur Umsetzung der neuen Vereinbarungen, einschließlich der in den geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement festgelegten Vereinbarungen, erforderlich. Daher konnten nicht alle Hauptprojekte die geplanten Ergebnisse bis zum 1. Januar 2007 liefern, dem Termin für die Realisierung eines gemeinsamen, koordinierten Kapazitätsberechnungs- und -vergabesystems, das den geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement entspricht. Die Schwierigkeiten sind zunächst technischer Art, da das System getestet werden und robust sein muss, bevor es implementiert wird. Darüber hinaus ist es vielfach eine politische Herausforderung, eine Einigung auf Änderungen beim Marktergebnis zu erzielen. Selbst wenn eine bessere Methode den Gesamtnutzen für die Marktbeteiligten verbessern und eine sichere und effizientere Nutzung der vorhandenen Infrastruktur mit sich bringen würde, könnte die an bestimmten Grenzen zu vergebende Kapazität zurückgehen.

Bei der Entwicklung des Zugangs zum grenzüberschreitenden „intra-day“-Handel wurden einige Fortschritte erzielt. Dies wird auch durch die geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement gefordert, da koordinierte Maßnahmen für das „intra-day“-Engpassmanagement ab dem 1. Januar 2008 vorgeschrieben sind.

⁵ Vereniging voor Energie, Milieu en Water und andere gegen Directeur van de Dienst uitvoering en toezicht energie, ABl. C 182 vom 23.7.2005, S. 2.

⁶ Untersuchung des europäischen Erdgas- und des europäischen Elektrizitätssektors gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003, KOM(2006)851, siehe Teil b II.3.5.3.

Die nationalen Regulierungsbehörden und die Kommission werden die Durchführung der geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement genau verfolgen. Die Kommission ist bereit, im Falle der Nichteinhaltung der neuen Leitlinien Vertragsverletzungsverfahren einzuleiten.

4. AUSGLEICHSMECHANISMUS ZWISCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBERN

In der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 wird auch der Rahmen vorgegeben, innerhalb dessen der Ausgleich für die Nutzung benachbarter Netze nicht mehr auf expliziten Entgelten für einzelne Handelstransaktionen (grenzüberschreitende Entgelte oder Transitentgelte), sondern auf einem globalen Ausgleichsmechanismus auf der Grundlage der physikalischen Lastflüsse beruht. In einem vermaschten Stromnetz, in dem gegenläufige kommerzielle Stromflüsse saldiert werden und die physikalischen Lastflüsse fast nie mit dem Vertragspfad übereinstimmen, ist dies sehr sinnvoll.

Fortschritte hinsichtlich des ÜNB-Ausgleichsmechanismus erfolgten auf freiwilliger Basis durch den Prozess des Florenzer Forums. Die erste freiwillige Vereinbarung wurde im März 2002 zwischen ETSO-Mitgliedern geschlossen, wengleich diese nach wie vor ein Entgelt für die grenzüberschreitende Übertragung von 1 €/MWh enthielt, das je nach Land entweder von allen Netznutzern oder ausgehend von den Export- und Importtransaktionen erhoben wurde. Dieses Entgelt wurde 2003 auf 0,5 €/MWh gesenkt und 2004 schließlich abgeschafft.

Die freiwillige Vereinbarung zwischen den ÜNB beruhte auf einer Methode, die die Realität der grenzüberschreitenden Stromflüsse vereinfacht. Diese Vereinfachung war mit mehreren Mängeln behaftet, die für einige Teilnehmer immer weniger tragbar wurden. Die ETSO hat an der Verbesserung der Methodik gearbeitet und das sogenannte IMICA-Modell (Improved Modelling for Infrastructure Cost Allocation, verbesserte Modellierung für die Allokation von Infrastrukturkosten) vorgelegt, durch das einige Mängel des vorherigen Systems behoben werden. Da die Methode sehr kompliziert ist und über die Grundsätze der Methode für den ÜNB-Ausgleichsmechanismus noch diskutiert wird, wird 2007 ein neuer Interimsmechanismus für den Ausgleich zwischen den ÜNB mit einigen Verbesserungen implementiert.

Die Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas (ERGEG) hat an Leitlinien für den ÜNB-Ausgleichsmechanismus gearbeitet, die von der Kommission gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 erlassen werden sollen. Allerdings wurde in der ERGEG nach mehreren Versuchen und mehreren in Frage kommenden Methoden, wobei die letzte und aussichtsreichste die IMICA-Methode war, bis Ende 2006 keine Einigung erzielt.

Die Kommission geht noch der Frage nach, ob die Arbeit der ERGEG eine ausreichende Grundlage dafür ist, Leitlinien mit der Unterstützung des durch Artikel 13 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 eingesetzten Ausschusses für den grenzüberschreitenden Stromhandel zu erlassen.

5. HARMONISIERUNG DER NETZZUGANGSENTGELTE

Bei den Netzzugangsentgelten gibt es erhebliche Unterschiede (siehe auch Schaubild in Anhang 2). Das durchschnittliche Netzentgelt für eine Last, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist (L-Entgelt), beträgt zwischen 2 €/MWh (Schweden) und 27 €/MWh (Ostdänemark). Das durchschnittliche Netzentgelt für einen Erzeuger, der an das Übertragungsnetz angeschlossen ist (G-Entgelt), beträgt zwischen 0 €/MWh (mehrere Mitgliedstaaten) und ca. 1,8 €/MWh (Irland). Es gibt mehrere Faktoren, die diese Unterschiede erklären. In diesen Entgelten sind über die unterschiedlichen Infrastrukturkosten hinaus Verluste, ortsabhängige Preissignale, Netzdienstleistungen und Gebühren, die nicht direkt mit den ÜNB-Tätigkeiten zusammenhängen, enthalten bzw. nicht enthalten. Die übrigen Gebühren hängen meistens mit Gemeinwohlverpflichtungen zusammen, etwa mit der Förderung erneuerbarer Energiequellen und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), und mit „stranded costs“.

Eine Entgeltharmonisierung ist erforderlich, damit gleiche Wettbewerbsvoraussetzungen auf dem Strommarkt herrschen, und sie ist eines der Hauptthemen, mit dem sich die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 befasst. Obwohl im Rahmen des Florenzer Forums bereits seit mehreren Jahren verbindliche Leitlinien für die Entgelthöhe ausgearbeitet werden, können diese gemäß der Verordnung nicht unabhängig von den Leitlinien für den ÜNB-Ausgleichsmechanismus erlassen werden. Ziel der Leitlinien für die Übertragungsentgelte ist es, nach und nach die Spreizung des G-Entgelts zu verringern. Der Grund hierfür ist, dass das G-Entgelt für gleiche Wettbewerbsvoraussetzungen wichtiger ist als das L-Entgelt.

6. ENGPÄSSE

Festzustellen ist, dass die Engpassmuster volatiler geworden sind, selbst wenn es bislang keine einheitliche Methode für die Kompilierung und die Veröffentlichung von Daten über das Auftreten von Engpässen gibt. In der Vergangenheit waren die Stromflüsse, für die häufig langfristige Verträge maßgeblich waren, relativ stabil. Eine höhere Volatilität kann als Zeichen eines besser funktionierenden Marktes betrachtet werden, der über die Verbindungsleitungen zu einem höheren Handelsvolumen in beiden Richtungen führt. In einigen Fällen könnte diese Entwicklung auch auf eine neue Handelsstrategie von Akteuren mit einer marktbeherrschenden Stellung in einem Markt zurückzuführen sein: die grenzüberschreitend gehandelten Strommengen werden optimiert.

Durch marktorientierte Mechanismen beziehen die ÜNB Engpasserlöse, die den Preisunterschied zwischen den Zonen und die über die einzelnen Verbindungsleitungen gehandelten Strommengen widerspiegeln. An Grenzen, an denen explizite Auktionen bereits seit einiger Zeit genutzt werden, wurden im Jahr 2005 (2004) die folgenden Erlöse erzielt⁷: Deutschland 158 Mio. € (98 Mio. €), Niederlande 48 Mio. € (35 Mio. €), Tschechische Republik 44 Mio. € (41 Mio. €), Polen 41 Mio. € (9 Mio. €) und Dänemark (Grenzen zu Deutschland) 28 Mio. € (19 Mio. €). In der nördlichen Region wurden im Rahmen des Markttrennungssystems die folgenden aggregierten Engpasserlöse erzielt⁸: 48 Mio. € im Jahr 2004, 117 Mio. € im Jahr 2005 und 104 Mio. € im Jahr 2006. 2006 wurden mehrere

⁷ Die Angaben wurden den Internet-Seiten der Auktionsbüros entnommen. Es wurde davon ausgegangen, dass die Erlöse an den einzelnen Verbindungsleitungen zwischen den beteiligten ÜNB im Verhältnis 50:50 geteilt werden.

⁸ Nordel

explizite Auktionen eingeführt, um die Methoden der Einbehaltung, der vorrangigen Vergabe für Altverträge oder des Reihenfolgeprinzips zu ersetzen, die mit der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 und dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs in der Rechtssache C-17/03 nicht vereinbar sind.

Gemäß der Verordnung dürfen Engpasserlöse nur für die Gewährleistung der Kapazitätsverfügbarkeit, für den Bau von Infrastruktur oder für die Senkung des Netzentgelts verwendet werden. Leider wurden die Engpasserlöse am häufigsten für die Entgeltensenkung verwendet. Nur in einigen Fällen wurde den Netzinvestitionen der Vorzug gegeben (nordische Länder, Niederlande). Nach den geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement müssen die Regulierungsbehörden ab 2007 jährlich einen Bericht über die Erhebung und die Nutzung von Engpasserlösen veröffentlichen.

7. ZUGANG ZU GRENZÜBERSCHREITENDEM STROM FÜR DIE ENDNUTZER

Die Grenzen zwischen den Ländern und den Regelzonen sind nach wie vor ein bedeutendes Hemmnis für eine wahre Marktintegration. Ein mittelfristiges Ziel ist es, eine regionale Harmonisierung des Marktes zu erreichen und neue Infrastruktur so zu bauen, dass die Marktteilnehmer durch Grenzen weniger behindert werden als dies gegenwärtig der Fall ist. Eine solche Situation (geringere Behinderung durch Grenzen) gibt es weitgehend für Großhandelsmarktteilnehmer im Nord-Pool-Gebiet. Bieten die Marktteilnehmer des nordischen Marktes auf dem Spotmarkt für den Folgetag, optimiert das System automatisch die Nutzung der grenzüberschreitenden Infrastruktur. Der Ausgleichsmarkt wird auch durch die Nutzung der Gebote aus der gesamten Region integriert. Allerdings geht dieser nordische Markt noch nicht direkt bis zum Einzelhandelsmarkt, da die Verbraucher noch dazu verpflichtet sind, Versorger in Anspruch zu nehmen, die im gleichen Land niedergelassen sind. An der Verwirklichung eines wirklichen nordischen Endnutzermarktes wird gearbeitet. Ein weiteres Beispiel für integrierte Großhandelsmärkte sind Deutschland und Österreich. Die Integration der Einzelhandelsmärkte dieser Länder ist ebenfalls in der Diskussion.

8. VERSORGUNGSSICHERHEIT

Das Jahr 2003 - das erste Jahr, in dem die Verordnung in Kraft war - erwies sich im Hinblick auf die Stromversorgungssicherheit als schwierig. In Italien gab es im September 2003 wegen Schwierigkeiten auf den Verbindungsleitungen zur Schweiz und wegen Mängel bei der Begrenzung der Weiterverbreitung der Störung einen großen Stromausfall. Ebenfalls im September 2003 kam es in Südschweden und in Ostdänemark zu einem großen Stromausfall. Weniger weit reichende Stromausfälle waren 2003 in London und Helsinki zu verzeichnen. Der jüngste Stromausfall vom 4. November 2006 betraf das gesamte Synchrongebiet der Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie (UCTE). Dieser Störfall hatte seinen Ursprung in Norddeutschland und führte dazu, dass das UCTE-Gebiet in drei Teile geteilt wurde und in weiterer Folge annähernd 10 % der Last im westlichen Gebiet vom Netz genommen wurden, um die Integrität des Übertragungsnetzes zu bewahren.

Da große Netzstörungen höchst selten vorkommen, lassen sich noch keine Schlüsse ziehen, was die Wahrscheinlichkeit betrifft, dass sich Stromausfälle häufiger oder weniger häufig als vor der Zunahme der grenzüberschreitenden Übertragung ereignen. Der Stromausfall in Italien hat jedoch deutlich gemacht, dass die ÜNB über keine ausreichenden Rahmenregelungen verfügten, um europaweit ein hohes Niveau des Netzbetriebs zu

gewährleisten. Die Zusammenarbeit beruhte auf nichtbindenden Empfehlungen ohne eine Überwachung und Durchsetzung dieser Empfehlungen. Folglich begann die UCTE damit, die Empfehlungen in ein Handbuch von Regeln zu verwandeln, die durch eine verbindliche Vereinbarung zwischen allen ÜNB, die der UCTE angehören, durchgesetzt und überwacht werden. Dieser Prozess ist noch nicht abgeschlossen, wenngleich erhebliche Fortschritte gemacht wurden.

Insbesondere im Zuge des Prozesses des Florenzer Forums wurde darüber diskutiert, ob verbindliche Sicherheitsvorschriften auf europäischer Ebene erforderlich sind. Solche Vorschriften wären im Wege der Verordnung bereits möglich, wenngleich die Kommission sich bislang dafür entschieden hat, keine entsprechenden Vorschläge vorzulegen.

Der jüngste ETSO-Bericht über die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten⁹ ergab, dass bis 2012 für den Großteil des europäischen Netzes diesbezüglich keine größeren Bedenken bestehen. Nach 2012 könnte die Lage kritisch werden, falls die Investitionen langsamer als prognostiziert erfolgen. Die Lage kann sich relativ schnell ändern, wenn neue Investitionen bekannt gegeben werden, wie in Italien, Spanien, den Niederlanden und Deutschland. Wegen ihres hohen Wasserkraftanteils sind die nordischen Länder von den Niederschlägen abhängig. In trockenen Jahren wie 2006 kann daher die Erzeugungskapazität zum Problem werden.

Im ETSO-Bericht wird der Einfluss grenzüberschreitender Verbindungsleitungen auf die Angemessenheit der Erzeugungskapazität auf regionaler Ebene berücksichtigt, wobei davon ausgegangen wurde, dass die ÜNB die Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten im Falle extremer Nachfragespitzen nicht einseitig abschalten würden. Das Verhalten einiger ÜNB in solchen Situationen ist allerdings nicht sehr vorhersehbar. Einige Beispiele zeigen, dass heimische Kunden ausländischen Kunden vorgezogen werden könnten, was ein Verstoß sowohl gegen die Richtlinie 2003/54 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt¹⁰ und die Richtlinie 2005/89 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen¹¹ ist. Dieses wichtige Thema wird im Rahmen der Durchführung der zuletzt genannten Richtlinie erörtert werden.

9. ORTSABHÄNGIGE PREISSIGNALE

Ortsabhängige Preissignale sind eine grundlegende Voraussetzung für das Funktionieren des Elektrizitätsmarktes. Ortsabhängige Preissignale beziehen sich auf alle Übertragungsentgelte und Bedingungen, die sich auf den kurzfristigen Kraftwerkseinsatz und die langfristige Ansiedelung neuer Erzeugungsanlagen und stromintensiver Kunden auswirken.

Zurzeit geht im EU-Strommarkt das stärkste netzbezogene ortsabhängige Preissignal von Engpasseffekten aus. Das Vorhandensein von Engpässen bedeutet effektiv, dass der Markt in zwei Preiszonen geteilt ist und der Engpass einen Preisunterschied zwischen den Zonen aufrecht erhält. Dies ist ein starkes Preissignal, wenn es für ein Unternehmen um die Frage geht, wo es in Erzeugungskapazität investieren soll. Darüber hinaus gibt es in einigen Ländern (Vereinigtes Königreich, Schweden und Norwegen) im Netzzugangsentgelt auch eine

⁹ Generation adequacy, an assessment of the interconnected European power systems 2008-2015 May 2006, ETSO

¹⁰ ABl. L 175 vom 15.7.2003, S. 37.

¹¹ ABl. L 33 vom 4.2.2006, S. 22.

„eingebaute“ ortsabhängige Preissignalkomponente. Dieses Preissignal soll sowohl das kurzfristige Verhalten (Dispatching) als auch das langfristige Verhalten (Investitionen) beeinflussen. In den Entgelten sind noch keine europaweiten ortsabhängige Preissignale enthalten, die die aus den Engpässen resultierenden Preissignale ergänzen könnten. Bevor sich ein europaweites ortsabhängiges Preissignal in vertretbarer Weise in die Entgelte einbauen lässt, könnte eine Harmonisierung der Netzentgelte erforderlich sein.

In einigen Mitgliedstaaten, insbesondere in großen Ländern mit einem einheitlichen Preisgebiet, in denen Engpässe nicht explizit erkannt werden, gibt es hinsichtlich der ortsabhängigen Preissignale ein größeres Problem. So gibt es in Deutschland eine hohe Marktdurchdringung mit Windkraft im Norden des Landes mit vorrangigem Dispatching. Obwohl es Engpässe zwischen Nord- und Süddeutschland gibt, bedeutet die Beibehaltung eines einheitlichen Preisgebiets, dass es das ortsabhängige Preissignal für herkömmliche Erzeuger nicht gibt. Auch in Schweden und in Österreich gibt es keine ortsabhängigen Preissignale für die Erzeugung, da nach wie vor ein einheitliches Preisgebiet besteht. In Frankreich gibt es für Strom ein einheitliches Preisgebiet und für Gas einen Zonentarif: dadurch entstehen Engpässe im Elektrizitätsübertragungsmarkt, während es wirtschaftlicher wäre, Primärenergie statt Elektrizität zu transportieren. Lastflussgestützte Vergabemethoden dürften mehr Informationen über die Stellen, an denen Engpässe im Stromnetz auftreten, liefern.

10. SCHLUSSEFOLGERUNGEN

Seitdem die Strommärkte in Europa liberalisiert wurden, hat es einen stetigen jedoch geringem Anstieg der grenzüberschreitenden Stromflüsse gegeben. Maßgeblich hierfür war die Möglichkeit, Handel zwischen Preisgebieten mit Preisunterschieden zu treiben. Die Methoden für die Kapazitätsberechnung und die Kapazitätsvergabe haben sich beträchtlich weiterentwickelt, wobei die im November 2006 erlassenen Leitlinien für das Engpassmanagement zu einer weiteren Verbesserung führen könnten. Die Leitlinien erfordern Methoden, die auf einer weiter gehenden regionalen Optimierung der Netznutzung statt auf einer Fokussierung auf den bilateralen Handel zwischen zwei benachbarten Ländern beruhen. Dadurch wird auch für ein sichereres Management der physikalischen Lastflüsse gesorgt werden.

Allerdings gibt es Anzeichen dafür, dass der Betrieb des Übertragungsnetzes manchmal nah an dessen physikalischen Grenzen erfolgt. Der Stromausfall in Italien im Jahr 2003 und in der UCTE im Jahr 2006 haben gezeigt, wie kostspielig ein Störfall im europaweiten Übertragungsnetz sein kann. Daher muss die Handelszunahme mit einem stärker koordinierten Netzbetrieb und mit dem Bau neuer Infrastruktur einhergehen, einschließlich der Modernisierung bestehender Leitungen, des Baus neuer Leitungen und, soweit erforderlich, Investitionen in andere Netzkomponenten. Wegen des lokalen Charakters von Strom ist dieses Steigerungspotenzial nicht unbegrenzt, dennoch gibt es erheblichen Spielraum für die Optimierung der Nutzung der vorhandenen Übertragungsmittel. Dieses vorausgeschickt ist die Steigerung der Stromflüsse kein Ziel an sich. Es geht vielmehr um die Möglichkeit des Transports von Strom, der eine notwendige Voraussetzung für den grenzüberschreitenden Handel und ein grundlegendes Element eines gut funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarktes ist.

Der europäische Markt beruht immer mehr auf einem regionalen Konzept. Diese Entwicklung vollzog sich zuerst auf natürliche Weise entsprechend den physikalischen Gegebenheiten des Netzes. Mit der Festlegung der Regionen in den geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement und mit der Entwicklung der regionalen Strominitiativen durch die ERGEG hat der regionale Ansatz einen offiziellen Status erlangt. Dieser regionale Ansatz sollte jedoch als pragmatisches Werkzeug angesehen werden, das dazu dient, einen gesamteuropäischen Markt zu erreichen. A priori gibt es keinen schwerwiegenden Grund, weshalb es bei der Umsetzung des Strommarktes große Unterschiede zwischen den Regionen geben sollte.

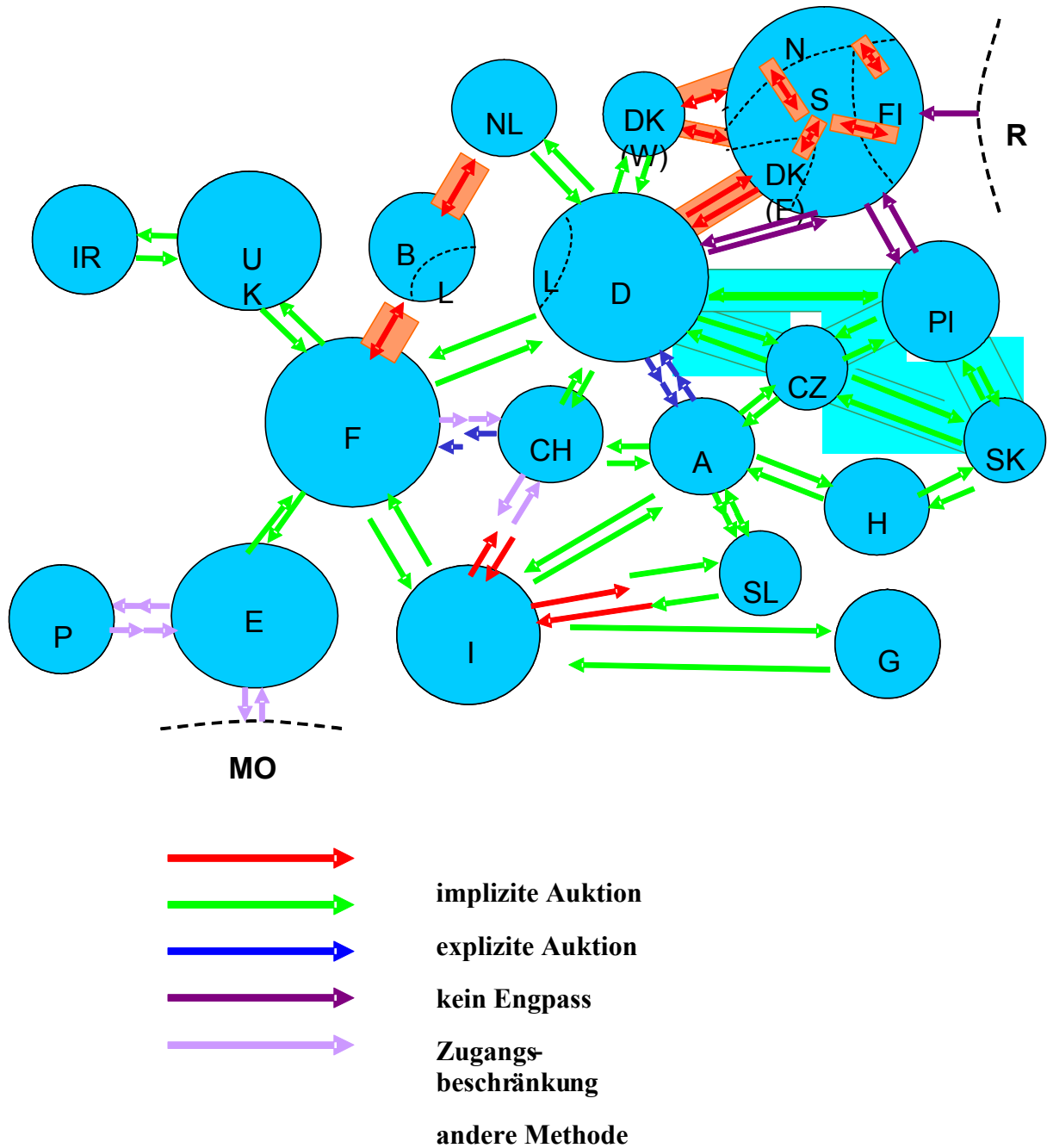
Die geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement traten am 1. Dezember 2006 in Kraft. Die Leitlinien für den ÜNB-Ausgleichsmechanismus und die Leitlinien für die Entgeltharmonisierung sind in Arbeit und sollten 2007 von der Kommission erlassen werden. Mit diesen Leitlinien werden die in der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 vorgesehenen Regeln geschaffen, mit Ausnahme der Regeln für die Sicherheit und Zuverlässigkeit. Inzwischen ist deutlich geworden, dass eine Reihe von Fragen behandelt werden müssen, für die in der Verordnung keine detaillierten Leitlinien vorgesehen sind. In der folgenden vorläufigen Liste sind die noch ungelösten Fragen im Zusammenhang mit dem grenzüberschreitenden Handel enthalten, von denen nur einige vollständig unter die Verordnung fallen. Die meisten Fragen werden jedoch bereits im Rahmen verschiedener Initiativen der ERGEG angesprochen:

- (1) Regeln für die Sicherheit und Zuverlässigkeit: Regeln zwischen den ÜNB zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs. In Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 ist bereits ein Mandat für den Erlass von Leitlinien durch die Kommission enthalten.
- (2) Regeln für den Netzanschluss: Diese regeln das Verhältnis zwischen den ÜNB und den Kunden (Erzeuger, Verteilernetzbetreiber und große Endkunden).
- (3) Regeln für den Stromhandel: Harmonisierung von Handelsvereinbarungen, Zeitplänen und Produkten, einschließlich des „intra-day“-Handels.
- (4) Transparenzregeln: Ausführliche Regeln für den Datenaustausch und die Veröffentlichung zwischen den Marktteilnehmern. Die geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement befassen sich bereits mit Transparenzregeln.
- (5) Regeln für Ausgleichs- und Reservestrom: Diese zielen auf die weitere Integration der Märkte für Ausgleichs- und Reservestrom ab. Die geänderten Leitlinien für das Engpassmanagement befassen sich bereits mit dem grenzüberschreitenden Austausch von Ausgleichsenergie.
- (6) Regeln für den Datenaustausch und die Abwicklung: Diese zielen auf die Integration des Einzelhandelsmarktes durch ausreichend harmonisierte Regeln für den Datenaustausch und die Abwicklung ab.
- (7) Regeln für Investitionsanreize, die ortsabhängige Preissignale enthalten: Diese sollen einen europäischen Rahmen für effiziente Investitionssignale für Investitionen sowohl in die Erzeugung als auch in das Netz schaffen.

Die Notwendigkeit und die Detailgenauigkeit dieser Regeln müssen noch erörtert werden, auch sind weitere Studien erforderlich, um den notwendigen „Input“ zu bekommen. Es hat sich jedoch herausgestellt, dass für eine weitere Integration des Binnenmarktes ein kohärenter Satz an Regeln erforderlich ist, wie in der Mitteilung der Kommission über die Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt¹² ausgeführt wurde. Viele dieser Regeln bestehen bereits, jedoch auf nationaler Basis oder in einzelnen Unternehmen, wobei die nationalen Regulierungsbehörden unterschiedliche Aufsichtsbefugnisse haben. Die Inkompatibilität dieser Regeln ist möglicherweise eines der größten Hemmnisse für die Marktintegration. In der Mitteilung über die Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt wird ausgeführt, welche Funktion die Regulierungsbehörden bei der Festlegung, Überwachung und Durchsetzung dieser Regeln haben und wie die ÜNB an diesem Prozess beteiligt werden sollten.

¹² Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt, KOM(2006) 841.

Vergabe für den Folgetag (update Januar 2007)



Anhang 2: Höhe der Übertragungsentgelte in Europa

(Quelle: ETSO-Bericht aus 2006: *ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2005*)

