



STETIG STEIGENDER DRUCK? – EINE MOMENTAUFNAHME ZUM GASNETZZUGANG IN DEUTSCHLAND

Für einen funktionierenden Gas-zu-Gas-Wettbewerb muss der Netzzugang in Deutschland umgestaltet werden. Das Jahr 2003 bringt dafür den nötigen Veränderungsdruck, wie Joachim Müller-Kirchenbauer und Wolfgang Zander* aufzeigen. Sie erläutern Vorzüge und konkrete Ausgestaltung eines Einspeise-/Entnahmeframeworks, das die richtigen Preissignale setzen kann.

Die Anzeichen verdichten sich: Das Jahr 2003 wird die entscheidenden Weichenstellungen für den Gas-zu-Gas-Wettbewerb in Deutschland bringen. Das gilt für den institutionellen Rahmen wie auch für die grundlegende inhaltliche Ausgestaltung der Marktregeln. Eine Momentaufnahme zum Gasnetzzugang in Deutschland zeigt, dass mit der EU-Energierechtsnovelle, der EnWG-Novelle, dem Fusionsverfahren E.ON/Ruhrgas und der Verbändevereinbarung Gas III im Jahre 2003 eine Kulmination der Ereignisse zu erwarten ist.

EU-Energierechtsnovelle

Mit der letzten Sitzung der EU-Energieminister Ende November 2002 wurde weitestgehend Konsens darüber erreicht, wie die Rahmenbedingungen für die Gasmarktliberalisierung und die Schaffung eines einheitlichen EU-Binnenmarkts für Erdgas aussehen sollen. Wesentliche Punkte hierbei sind die Vorschriften zum Unbundling und die Vorgaben zum regulierten Netzzugang. Der Startschuss für die freie Lieferantenwahl aller Kunden soll jetzt am 1. Juli 2007 fallen, nachdem alle Nicht-Haushaltskunden bereits ab dem 1. Juli 2004 diese Wahlfreiheit erhalten sollen.

Mit dem früheren Datum geht auch die Entflechtung der Transportnetzbetreiber einher. In den letzten Textfassungen der Novelle, die zum Ende des Jahres 2002 zur weiteren Beratung an das EU-Parlament überstellt wurden, wird den „Transmission System Operators“ die Pflicht auferlegt, ein rechtliches Unbundling vorzunehmen, also den Transportnetzbetrieb in einer separaten Gesellschaft zu führen. Darüber hinaus müssen über so genannte Chinese Walls, ein Nicht-Diskriminierungsprogramm und andere Maßnahmen

Interessenskonflikte für Mitarbeiter der Transportnetzgesellschaft ausgeschlossen werden.

So ist zum Beispiel eine Beteiligung der Mitarbeiter an Aktivitäten der Schwesterunternehmen im Bereich Erzeugung, Verteilung, Handel oder Vertrieb ausgeschlossen. Darüber hinaus ist die Unabhängigkeit der Entscheidungsfindung auf Seiten der Transportnetzgesellschaft sicherzustellen und ein jährlicher Bericht über das Nicht-Diskriminierungsprogramm an die Regulierungsbehörde zu erstellen.

Neben diesen Entflechtungsanforderungen schreibt die novellierte Richtlinie den Transportnetzbetreibern auch vor, wie sie ihre Aufgaben zu erfüllen haben: Neben dem Betrieb, der Unterhaltung und Entwicklung einer gaswirtschaftlich effizienten, sicheren und zuverlässigen Übertragungsinfrastruktur werden auch Informationspflichten eingefordert: gegenüber anderen Netzbetreibern zur Garantie eines sicheren und effizienten Netzbetriebs und gegenüber Netznutzern, um ihnen einen effizienten Netzzugang zu sichern.

Unbundling gilt als gesetzt

Diese Vorgaben werden in nahezu identischem Wortlaut auch für die Verteilnetzbetreiber gemacht. Ausnahmemöglichkeiten bestehen für die Mitgliedstaaten nur in zweierlei Hinsicht: Zum einen werden angesichts des erheblichen administrativen Aufwands Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100 000 Anschlussnehmern von der Verpflichtung zum Unbundling und anderen Nicht-Diskriminierungsmaßnahmen ausgenommen. Zum anderen kann die Unternehmensentflechtung der Verteilnetzbetreiber durch die Mitgliedstaaten bis zum 1. Juli 2007 aufgeschoben werden. Dies gilt allerdings nicht für die anderen Nicht-Diskriminierungsvorschriften. Ab 2007 ist weiterer Aufschub nur noch in Ausnahmefällen nach Prüfung und Genehmigung durch die EU-Kommission vorgesehen.

Eine Verhandlungslösung sieht die novellierte Richtlinie nur noch für den Zugang zu Speichern vor. Der Zugang zu den Netzen soll reguliert werden. Die Grundelemente des re-

gulierten Netzzugangs wie verteilte Tarife, Tarifgenehmigung oder Genehmigung der Tarifberechnungsmethode werden in Artikel 18 aufgeführt. Ergänzt werden sie durch die Festlegung der Rechte und Pflichten der Regulierungsbehörden in Artikel 25.

Deren Hauptaufgabe ist demnach, Diskriminierungsfreiheit, effektiven Wettbewerb und einen effizienten Markt zu sichern, wobei die Funktionen auf verschiedene nationale Behörden verteilt werden können. Eine einheitliche nationale Regulierungsbehörde ist also nicht mehr zwingend vorgesehen. Damit ist für die Umsetzung in Deutschland eine Aufteilung der Aufgaben auf das Bundeswirtschaftsministerium, das Bundeskartellamt und die Landeswirtschaftsministerien bzw. -kardellämter möglich. Die Regulierungsbehörden sollen gänzlich unabhängig von der Gasindustrie sein, so dass vor einer Belegung der Task Force im Bundeswirtschaftsministerium mit entsprechenden Aufgaben deren Zusammensetzung zwingend grundlegend verändert werden müsste.

Der Artikel 25 Absatz 2 beschreibt den Kern der Kompetenzen der Regulierungsbehörde. Sie ist demnach verantwortlich, ex-ante die Tarife oder zumindest die Methodik zu überprüfen und festzusetzen, nach der die Netztarife berechnet und die Zugangsbedingungen festgelegt werden. Dies gilt für den Anschluss und den Zugang zu nationalen Transport- und Verteilnetzen sowie für Flüssiggas-einrichtungen; zum anderen aber auch für die Festlegungen zum Bilanzvergleich. In Artikel 25 Absatz 4 wird der Regulierungsbehörde darüber hinaus das Recht zugesprochen, die Netzzugangsbedingungen zu korrigieren.

In Summe entstehen hieraus Rechtsgrundlagen, die einer Regulierungsbehörde weitreichende Möglichkeiten eröffnen können, Netzzugangsbedingungen mitzugestalten oder auch völlig neu zu erwerfen. Mit der Umsetzung dieser Richtliniennovelle, die auf europäischer Ebene im Rahmen des Frühjahrsgipfels 2003 verabschiedet werden dürfte, ist daher ein erheblicher Impuls für die

Entwicklung in Deutschland zu erwarten.

Klarzustellen ist hierbei, dass die EU-Kommission zwar in 2004 und 2005 Berichte erstellen muss, die in unterschiedlicher Tiefe die Effektivität der Regelungen und auch Alternativen dazu – speziell zum unternehmensrechtlichen Unbundling – behandeln sollen. Dies wird auch zu erneuten Diskussionen auf europäischer Ebene führen; nicht aber per se zu einem Memorandum der ab 1. Juli 2007 wirksamen Entflechtungsvorschriften für Verteilnetzbetreiber. Denn das Unbundling ist gesetzt, für eine Abänderung der Vorgaben oder der Fristen müssten Rat und Parlament erneut die Richtlinien novellieren.

EnWG-Novelle

Der zweite große Dreh- und Angelpunkt für die Entwicklung des Gaswettbewerbs in Deutschland ist die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes. Diese Überarbeitung der Umsetzung der ersten Gasbinnenmarktrichtlinie von 1996 (I) war schon für die letzte Legislaturperiode geplant und soll nun laut Koalitionsvertrag „umgehend unverzüglich“ bis zum 1. April 2003 verwirklicht werden.

Ihre vielfach diskutierten Inhalte bergen Stoff für eine erneut kontro-

vertierte Netzzugang, den die Richtlinie nicht mehr vorsehen wird, und das buchhalterische Unbundling, eben das die Richtlinie weit hinausgehen wird. Zu nennen ist auch die Verrechtlichung, mit der der Gesetzgeber das tut, was die Richtlinie einer Regulierungsbehörde aufgibt, nämlich Netzzugangsbedingungen mit samt einem Kalkulationsleitfaden zu genehmigen, ohne dass die fortlaufende Kontrolle der Einhaltung in denselben Händen läge.

Die zweite Bruchlinie verläuft entlang dessen, was schließlich verrechtlicht werden sollte, nämlich die Verbändevereinbarung Erdgas II (VV Erdgas II). Diese sollte zu Beginn des Gaswirtschaftsjahrs 2003/2004 durch eine VV Erdgas III ersetzt werden, könnte aber auch noch bis zum Jahresende 2003 in Form der „guten fachlichen Praxis“ geltendes deutsches Recht sein.

Man wird gespannt beobachten dürfen, ob eine Verabschiedung der unveränderten EnWG-Novelle tatsächlich bis Anfang April 2003 zu erreichen ist. Bei einer raschen Umsetzung der EnWG-Novelle dürfte dem Sofortvollzug kartellbehördlicher Entscheidungen die größte Bedeutung zukommen. Haben Beschwerden gegen die Anordnungen der Kartellämter keine abschließende Wirkung über die Dauer des gesamten Instanzenwegs mehr, kann dies zu einer erheblichen Dynamisierung der Entwicklung beitragen. Im anderen Fall dürfte eine Auseinandersetzung um die Inhalte einer veränderten EnWG-Novelle ebenfalls erheblich Fahrt in die Diskussionen bringen.

Fusionsverfahren E.ON/Ruhrgas

Auch die dritte große Bausteine der deutschen Gaswirtschaft, die geplante Übernahme der Ruhrgas durch E.ON, dürfte 2003 die entscheidende Phase durchlaufen. Die geplante Übernahme wurde vom Oberlandesgericht Düsseldorf nachhaltig auf Eis gelegt. Sie jetzt nach durchzusetzen, wird E.ON aber auch weitgehende Zusagen abverlangen, die auch Netzzugangskonzeption betreffen müssen. Solche Zusagen müssen deutlich über die bestehenden Anforderungen der EU-Richtlinie hinausgehen, um einen realen Wert darzustellen.

Dass ein entsprechend fortschrittliches – und für deutsche Verhältnisse revolutionäres – Netzzugangskonzept des größten deutschen Ferngasnetzbetreibers auch Auswirkungen auf alle anderen Transportnetzbetreiber hätte, versteht sich von selbst. Aber auch eine Aufgabe oder ein endgültiges Scheitern des Fusionsverfahrens müsste dazu führen, dass der Aufmerksamkeit, der sich bei fast allen Akteuren im deutschen Gasmarkt abzeichnet, nicht weiter fortbesteht, und entsprechend der Druck auf eine Weiterentwicklung zunehmen wird.

Verbändevereinbarung Erdgas III

Als vierter Einflussfaktor und Diskussionsgegenstand von Gewicht ist die VV Erdgas II zu nennen, beziehungsweise der Umbruch zu einer VV Erdgas III. Denn von einer Überarbeitung wird man nicht sprechen

verse Diskussion. Die ständige Erneuerung gilt deshalb als fraglich – so dringend notwendig sie allein wegen eines europäischen Vertragsverletzungsverfahrens und drohender Strafzahlungen in zweistelliger Millionenhöhe wäre.

Zwei Selbstbratstellen müssen hier aufgezeigt werden:

• Zum einen die Widersprüche zwischen den Inhalten der EnWG-Novelle und der europäischen Novelle, die dann bereits verabschiedet sein dürfte. Hierunter fallen der verhan-

* Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, Berater und Gesellschafter, Dr. Wolfgang Zander, geschäftsführender Gesellschafter, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen.

können, wenn die in der VV II selbst genannten Anforderungen erfüllt werden sollen: Mehr Wettbewerb und Transparenz als bisher, Börsenfähigkeit, Transaktionsunabhängigkeit und Bilanzkreisfähigkeit, um nur die Wichtigsten zu nennen. Auch wenn eine Nachfolgeregelung zur VV II nicht den Verhandlungen der Verbände, sondern dem Wirken einer Regulierungsbehörde entspringt, so dürfte der Übergang kaum sanfter ausfallen.

Die Verhandlungen hierzu beginnen sehr schleppend, obwohl die komplexen Themen und Regelungen bereits zum 30. September 2003 fertig entwickelt und verhandelt sein sollten. Bei allen beteiligten Verbänden laufen – wenngleich in unterschiedlicher Intensität – Vorbereitungsarbeiten, die den Prozess kurzfristig erheblich beschleunigen können.

Damit erhebt sich die Frage, welche weiterführenden Gestaltungsmöglichkeiten für ein Netzzugangsmodell gegeben sind oder weiterentwickelt werden können.

Grundlagen des Netzzugangs

Die Grundvoraussetzung für Wettbewerb im Gasmarkt und einen liquiden Cashhandel ist der Netzzugang, der den Zugang zu den Systemdiensten zwingend beinhaltet muss.

Regelzonen müssen eingeführt werden

Grundanforderung für ein Netzzugangsmodell ist also, allen Marktteilnehmern den Zugang zu allen Systemdiensten – Netznutzung/Transport, Strukturierung/Speicher, Qualitätsmanagement/Kompatibilität, Bilanzausgleich – zu ermöglichen. Alle diese Systemdienste werden durch den optimierten Einsatz des Gesamtsystems (Dispatching) der Gasinfrastruktur (Leitungssystem einschließlich Netzatmung, Speicher- und Mischanlagen; Regelzugriff auf Produktionsanlagen) erbracht.

Nur durch Zusammenführen aller relevanten Systeminformationen und integrierten Einsatz aller Systembestandteile können die Systemdienste technisch und wirtschaftlich effizient erbracht werden. Daher haben alle Systemdienste gleichermaßen den Charakter eines natürlichen Monopols, da der Transportnetz- oder Systembetreiber einziger Anbieter ist.

Dreh- und Angelpunkt: Das Netzpunktmodell

Unstreitig ist als Kernpunkt der Diskussion die Frage, ob ein Netzpunktmodell eingeführt oder die bisherige Punkt-zu-Punkt-Regelung beibehalten werden soll: Ist diese Frage geklärt, lassen sich auch in den übrigen Bereichen Fortschritte erzielen. Das Netzpunktmodell beinhaltet zum einen die Abwicklung der Netznutzung von der Einspeisestelle bis zur Entnahme in einem Zuge, das heißt, mit nur einem Ansprechpartner. Zum anderen werden die Netznutzungsentgelte ebenfalls nur an einen einzigen Netzbetreiber gezahlt, die Kosten vorgelagerter Netze werden über die Kostenwälzung von Netzbetreiber zu Netzbetreiber einbezogen. Auch der Bilanzausgleich muss grundsätzlich umgestaltet werden: Es wird nicht mehr für jedes Einzelgeschäft separat bilanziert, sondern analog zum Strombereich müssen Regelzonen mit der Mög-

lichkeit zur Bildung von Bilanzkreisen eingeführt werden.

Elemente von Netzpunktmodellen

Netzpunktmodelle können sehr unterschiedlich ausgestaltet werden. Zu klären ist, ob und in welcher Weise vom Einspeise- und Entnahmepunkt abhängige Entgeltkomponenten definiert werden und wie Transite Berücksichtigung finden. Die Verlagerung von Einspeisungen zwischen verschiedenen Einspeisepunkten hat eine Veränderung der Netzbelastung zur Folge. Werden hier keine unmittelbaren Preissignale gesetzt, erhöht sich die Gefahr von Netzengpässen. Unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten ist daher ein unmittelbares Preissignal für die Auswahl der Einspeisepunkte in hohem Maße wünschenswert.

Im deutschen Stromtransportnetz konnte darauf verzichtet werden, weil die Kraftwerke verhältnismäßig gleichmäßig über Deutschland und nahe den Lastschwerpunkten verteilt sind. Das ergibt eine recht niedrige mittlere Transportentfernung von 50 bis 70 km.

Im Gasnetz liegen jedoch andere Verhältnisse vor: Die durchschnittliche Transportentfernung ist mit 250

bis 300 km erheblich höher und die Einspeisestellen sind keineswegs gleichmäßig über Deutschland verteilt.

Eine ähnliche Situation ergibt sich auch für das europäische Stromnetz. Hier wird daher auf EU-Ebene seit einiger Zeit über ein sachgerechtes Modell für die Berücksichtigung von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme diskutiert. In anderen europäischen Ländern existieren im Strom- wie im Gassektor Entgeltssysteme, die eine Ortsabhängigkeit der Entgelte sowohl auf der Entnahme- als auch auf der Einspeiseite vorsehen. Diese europä-

Definitionen zum Lastmomentverfahren

Lastmoment eines Leitungsabschnitts:

Produkt aus Transportleistung P und Länge l



Summenlastmoment (eines Netzes):

Summe der Lastmomente aller Leitungsabschnitte

$$\text{mittlere Transportentfernung} = \frac{\text{Summenlastmoment}}{\text{Gesamtlast}}$$

sche Situation muss bei der Diskussion um ein Netzzugangsmodell für Deutschland zwingend berücksichtigt werden.

Unzweifelhaft ist, dass eine Einspeisekomponente bei korrekter Gestaltung volkswirtschaftlich sinnvolle Preissignale setzen würde. Problematisch ist allerdings das damit einhergehende Missbrauchspotenzial. Bei der Diskussion um eine Einspeisekomponente sind die Fragen nach einem zutreffenden Bemessungskriterium für die Einspeise- und Entnahmekomponenten und nach der Überprüfbarkeit der Entgeltgestaltung zu beantworten.

Lastmomentverfahren

Zunächst wird hier die Entgeltbestimmung bei ausreichender verfügbarer Kapazität, das heißt, ohne das Vorliegen von Netzengpässen betrachtet. Die Frage der Abwicklung und Bepreisung von Netzengpässen ist separat zu behandeln. Grundsätzlich kann eine Veränderung der Einspeisecharakteristik positive oder negative Änderungen der Transportbelastung zur Folge haben. Kenngrößen für die Transportbelastung von Netzen sind die Einspeise- bzw. Entnahmleistung, die mittlere Transportentfernung und die Transportleistung, genauer gesagt das Lastmoment.

Das Lastmoment eines Streckenabschnitts lässt sich definieren als das Produkt aus der Leistung und Länge dieses Streckenabschnitts. Beispielsweise beträgt das Lastmoment eines 50 km langen Leitungsstücks mit 30 MW Transportleistung 1 500 MW-km. Aus den Lastmomenten der einzelnen Streckenabschnitte lässt sich durch Addieren das Summenlastmoment des Gesamtnetzes ermitteln. Durch Dividieren mit der Gesamtlast lässt sich die mittlere Transportentfernung ermitteln.

Verändert man die Einspeise- oder Entnahmesituation, kann die daraus resultierende Veränderung der Transportbelastung anhand des Summenlastmoments bzw. der mittleren Transportentfernung nachprüfbar und quantitativ bestimmt werden. Das Lastmoment und die mittlere Transportentfernung sind daher geeignete Kenngrößen für die Festlegung etwaiger Einspeise- und Entnahmeentgelte auf Basis der Lastmomente dargestellt. Prinzipiell wäre auch eine Ableitung auf Basis der mittleren Transportentfernung möglich und würde unter sonst gleichen Voraussetzungen zu den gleichen Ergebnissen führen:

(1) Für die Ausgangssituation wird das Summenlastmoment des Netzes anhand der tatsächlichen physikalischen Lastflüsse ermittelt.

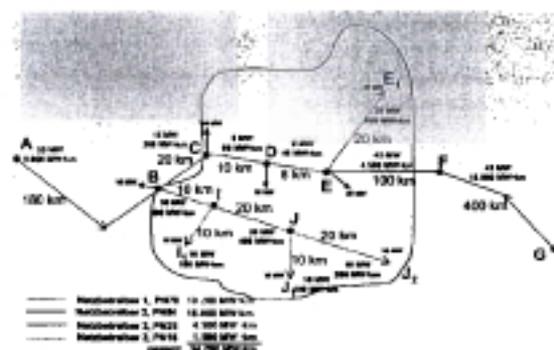
(2) Additiv zu der vorgefundenen Ausgangssituation wird nun ein zusätzlicher Transport ΔP von einem Einspeise- zu einem Entnahmepunkt untersucht. Die Einspeiseleistung wird am Einspeisepunkt und Entnahmeort in gleicher Weise um ΔP erhöht. Für das Netz ergibt sich bei diesem Fall ein neues Summenlastmoment.

(3) Schritt (2) wird nun wiederholt: Der Einspeisepunkt und der Leistungssprung ΔP wird konstant gehalten, jedoch werden die Entnahmepunkte variiert. Der (gewichtete) Mittelwert aller betrachteten Entnahmefälle ergibt eine quantifizierte Kenngröße für den Einfluss des untersuchten Einspeisepunkts auf die Transportbelastung im Netz.

(4) Schritt (3) wird nun für alle zu betrachtenden Einspeisepunkte wiederholt. Man erhält daraus für jeden denkbaren Einspeisepunkt ein neues, typisches Summenlastmoment als Kenngröße für dessen Einfluss auf die Transportbelastung des Netzes.

(5) Analog zu Schritt (4) kann dieses Verfahren auch für alle Entnahmepunkte durchgeführt werden, wobei als Parameter dann die Einspeisepunkte variiert werden und wiederum ein gewichteter Mittelwert über alle Einspeisepunkte gebildet wird. Im Ergebnis erhält man nun auch für jeden Entnahmepunkt die Veränderung des Summenlastmoments als Kenngröße für dessen Einfluss auf die Transportbelastung.

Die Größe MW-km ist unmittelbar bepreisbar, zum Beispiel nach den durchschnittlichen Systemkosten des Transportnetzbetreibers. Bezieht man die Änderung des Summenlastmoments auf den betrachteten Zusatztransportbedarf ΔP von hier



1 MW ergibt sich eine Größe Euro/MWh analog zu den Briefmarkenentgelten selbst. Das Netznutzungsentgelt könnte dann folgende Elemente aufweisen:

- Ortsabhängiges Einspeisentgelt
- Ortsunabhängiges Transportentgelt
- Ortsabhängiges Entnahmentgelt
- Systemdienstleistungsentgelte
- Verteilnetztarife

Die Entgelte für Transport, Entnahme und Systemdienstleistungen könnten vereinfachend zu einer Entnahmbriefmarke zusammengefasst werden. Die verschiedenen Entgeltkomponenten sind so aufeinander abzustimmen, dass sich eine Kostendeckung ergibt. Dabei besteht Gestaltungsspielraum hinsichtlich der Gewichtung der Einspeise- und Entnahmekomponenten.

Beispielsweise könnten die Einspeisentgelte so eingestellt werden, dass sich der Saldo über alle Einspeisepunkte zu Null ergibt. Die Vorgaben für die Gestaltung könnten in einem Kalkulationsleitfaden festgeschrieben werden, so dass sich für den einzelnen Netzbetreiber eine klare Vorgabe ergibt, die keinen Spielraum für missbräuchliche Gestaltung lässt.

Das Transportnetz könnte als virtueller Handelsplatz genutzt werden. Als besondere Vorteil erweist sich, dass dieses System auch Transite systemkonform bepreisen würde. Der Berechnungsalgorithmus ist sicherlich aufwendig, es werden jedoch lediglich Daten benötigt, die bei den Netzbetreibern im Rahmen der Netzplanung und Netzüberwachung ohnehin anfallen. Die Berechnungen sind nachprüfbar und können von

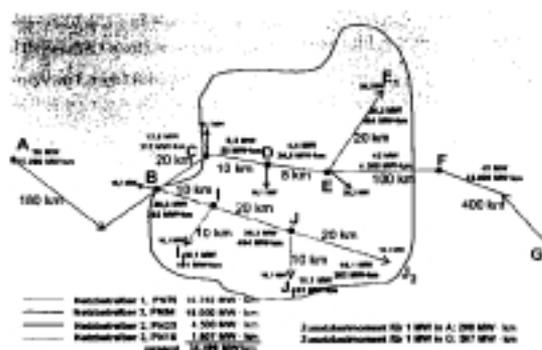
neutralen Dritten ausgeführt werden. Durch die Quantifizierung kann ein Missbrauch der Preisgestaltung wirksam begrenzt werden.

Offene Fragen des Lastmomentverfahrens

Die Anwendung des Lastmomentverfahrens erfordert eine Offenlegung der Eingangsdaten, insbesondere der Netzkomponenten und der physischen Lastflüsse. In den dargestellten Arbeitsschritten wurde lediglich eine konkrete Lastsituation während des Jahres betrachtet. Grundsätzlich ist hier eine Behandlung verschiedener Lastsituationen notwendig. Daraus können dann ein (gewichteter) Mittelwert gebildet oder verschiedene Tarifzeilen definiert werden.

Die Veränderung des Lastmoments bezogen auf eine Transportsituation ist nicht eindeutig berechenbar, wenn infolge von Lastflusssteuerung die Verteilung der Gasflüsse gezielt verändert wird. Dieses Problem kann dadurch gelöst werden, dass hier jeweils eine optimierte Situation hinsichtlich der Lastmomente zu betrachten ist. Die Optimierung des Lastmoments wäre auch ein Ansatz für die Problematik der Nutzung zweier paralleler Netze unterschiedlicher Netzbetreiber.

Durch unterschiedliche Netztopologie kann es sein, dass parallele Netze unterschiedlicher Länge zwei Netzpunkte verbinden. Um die Disparitäten zu vermeiden, könnten für die Berechnung die tatsächlichen Netztopologien durch fiktive Ersatznetze ersetzt werden, die jeweils die kürzeste



Luftlinienverbindung zwischen zwei Netzpunkten darstellen. Dies würde besonders dann zu sinnvollen Lösungen führen, wenn von einzelnen Netzpunkten auf ein Zonenmodell übergegangen wird, bei dem benachbarte Netzpunkte zusammengefasst werden.

Behandlung der Systemdienste

Das Netzpunktmodell in Form des Lastmomentverfahrens zeigt eine Möglichkeit auf, die Nutzung der Netzinfrastruktur zu organisieren. Für das Bereitstellen und Abrechnen anderer Systemdienste sind andere

Offen bleiben auch die Kostenzuordnung zu Arbeit und Leistung und die Frage, ob auf Basis der gebuchten Kapazitäten oder der tatsächlichen Einspeisungen und Entnahmen abgerechnet wird. Als Kompromisslösung könnten physische Lastflüsse zugrunde gelegt werden, die um witterungsbedingte Einflüsse bereinigt werden. So könnte eine Lastsituation bei Auslegungstemperatur (-12 bis -16 °C) unter Berücksichtigung abschaltbarer Verträge zugrunde gelegt werden, obwohl eine derartige Temperatur im betreffenden Jahr möglicherweise nicht aufgetreten ist.

Verbändevereinbarung vor Bewährungsprobe

Wegen zu beschreiten. Die Vorleistungen dafür müssen nicht vom Netzbetreiber erbracht werden. Anderen Akteuren gegenüber tritt dann der Transport- oder Systembetreiber als monopolistischer Nachfrager auf. Damit ist die Möglichkeit aufgewiesen, Vorleistungen per Ausschreibungswettbewerb zu beschaffen. Diese Betrachtungs- und Vorgehensweise ist aus dem Strommarkt in Form der Regulenergiebeschaffung bekannt, die das Bundeskartellamt gegenüber dem Übertragungsnetzbetreibern durchgesetzt hat.

Mit Blick auf die Gasnetze sind einige Unterschiede zu beachten, die gegenüber den Regulenergiemärkten Vereinfachungen (Gas ist im Gegen-

satz zu Strom speicherbar) wie auch Erschwernisse mit sich bringen (kein gesamteuropäisches Verbundnetz mit einheitlichen Qualitätsstandards). Gleichwohl ist eine Beschaffung über Ausschreibungen grundsätzlich möglich, wie nachfolgend für das Qualitätsmanagement skizziert wird (das gleiche gilt für den Bilanzausgleich analog):

- Das Bereitstellen von Maßnahmen zum Qualitätsausgleich erfolgt durch den Transportnetzbetreiber (Ausnutzung von Mischzonen, Pendelzonen, Speicher oder Misch- und Konvertierungsanlagen)
- Ebenso können bestimmte Verteilnetzbetreiber auf Basis bestehender Qualitätsspielräume in ihren Verteilnetzen solche Maßnahmen bereitstellen.
- Auch andere Marktteilnehmer sind in der Lage, zum Qualitätsausgleich beizutragen, etwa Kunden

durch unterbrechbare Bezugsverträge oder Händler durch die Aktivierung oder Deaktivierung von Zufließrechten auf verschiedene Lieferquellen (Bezugsverträge, Speicher oder Produktionsstätten).

• Net- und Speicherbetreiber sind verpflichtet – alle anderen Marktteilnehmer berechtigt – die ihnen zur Verfügung stehenden Möglichkeiten im Rahmen eines öffentlichen Ausschreibungsverfahrens oder qualitätsbasierten Beschaffungsverfahrens dem Dispatching als preisbeste Gebote zu offerieren.

• Aus den Angeboten wird eine merit order erstellt, der zufolge das Dispatching die jeweils preisgünstigsten aktiviert, bis der erforderliche Qualitätsausgleich hergestellt ist.

• Die Kosten, die dem Dispatching hierdurch entstehen, werden den Marktteilnehmern gegenüber abgerechnet. Eine Überdeckung der entstandenen Kosten ist auszuschließen.

• Basis für die Abrechnung gegenüber den Marktteilnehmern kann der gewichtete Durchschnitt der Qualitätsunterschiede der ihnen insgesamt zuzuordnenden Einspeisungen und Entnahmen sein.

• Die Marktteilnehmer sind berechtigt, ihre Qualitätsabweichungen durch Handelsgeschäfte untereinander oder durch eine gemeinsame Durchschnittsbildung zu minimieren, so dass nur noch die verbleibenden Unterschiede durch die Dispatcher ausgeglichen werden müssen.

• Hieraus können sie auch auf Maßnahmen anderer Marktteilnehmer zurückgreifen, die frei sind, ihre Möglichkeiten bilateral anderen zur Verfügung zu stellen oder in den zentralen Beschaffungsmarkt für den Qualitätsausgleich einzubringen.

Eine solche Vorgehensweise erfor-

dert weitere Entwicklungsarbeiten. Sie stellt die Transportnetzbetreiber sicherlich vor hohe Anforderungen hinsichtlich Simulation und Prognose der Vorgänge in ihren Netzen, bietet aber einen gangbaren Weg, Bilanzausgleich und Qualitätsmanagement marktorientierten Lösungen zuzuführen.

Fazit

Ein Einspeise-/Entnahmeverfahren ist volkswirtschaftlich sachgerecht, da es die richtigen Preissignale sowohl für Einspeise- als auch für Entnahmepunkte setzt. Ein Missbrauch kann durch Festlegung auf die Methode des Summenlastmoments wirksam begrenzt werden. Das Lastmomentverfahren bildet auch den Einfluss von Transiten auf die Netzbelastung sachgerecht ab. Eine Nachprüfbarkeit der Berechnung ist durch einen sachkundigen neutralen

Handelsmärkte in Frankreich, Deutschland und Großbritannien konzentrieren. Derzeit werde eine dreiköpfige Handelsabteilung für den Stromhandel und das Risikomanagement mit Sitz in London eingerichtet. Die für den Handel notwendigen Systeme sowie die Handelslizenzen müssten noch beschafft werden. Wann BNP konkret die operative Geschäftstätigkeit auf den europäischen Stromhandelsmärkten aufnimmt, teilte das Unternehmen nicht mit.

Der Energiehandel ist Teil des BNP-Geschäftsbereichs, in dem weltweit rund 750 Mitarbeiter angestellt sind. Die Bank hält Anteile an der französischen Strombörse Powernext in Paris und ist zudem Gründungsmitglied der Spanischen Börse Omel.

■ Dresdner Bank steigt bei EEX aus

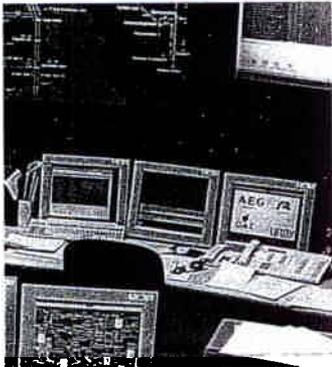
Die Dresdner Bank ist seit dem Jahreswechsel nicht mehr als Clearing-

Bank an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig aktiv. Eine Sprecherin der Dresdner Bank wollte den Rückzug nicht kommentieren. Nach dem Ausstieg der Bank können EEX-Handelsteilnehmer nunmehr nur noch zwischen sechs Clearing-Banken wählen: Bayerische Landesbank, Deutsche Bank AG, Credit Suisse First Boston, ING BHF-Bank AG, UBS Warburg AG und Carr Futures SNC. Anfang des vergangenen Jahres hatte bereits die Hypo

Leider ...
... sind uns bei der Veröffentlichung des Beitrags „Speicherbau am Bedarf vorbei?“ in ME6/2002, S. 10-13, einige Fehler unterlaufen. Wir bitten die Autoren und Leser um Entschuldigung. Die korrekte Version finden Sie auf unserer Internetseite

<http://www.emvg.de/artikel/bet.pdf>

Vereinsbank ihre Clearing-Funktion an der EEX niedergelegt.



Dritten ohne weiteres möglich.

Die offenen Fragen bestehen unabhängig vom Lastmomentverfahren und mindern dessen Vorteilhaftigkeit daher nicht; oder sie sind durch Festlegungen zu beantworten, die entweder im Rahmen der Verbände Verhandlungen oder anderweitig getroffen werden müssen. Aber auch hierfür existieren viel versprechende Ansätze, die für eine Weiterentwicklung hin zu marktkonformen und effizienten Regelungen zur Verfügung stehen. ■

■ Edf Trading setzt 8 Mrd. Euro um

Die Handelsgesellschaft Edf Trading Ltd. mit Sitz in London hat im abgelaufenen Geschäftsjahr einen Umsatz von mehr als 8 Mrd. Euro erzielt. Wie das Unternehmen mitteilte, sei damit der Umsatz aus dem Jahr 2001 nahezu verdreifacht worden. Das Joint Venture des französischen Stromkonzerns Electricité de France und des internationalen Handelshauses Louis Dreyfus konnte nach eigenen Angaben die Anzahl der Handelsgeschäfte in allen Sparten bis auf den Bereich Öl verdoppeln.

Insgesamt wurden im vergangenen Jahr über Edf Trading mehr als 600 Mio. MWh Strom, 85 Mrd. m³ Gas, 107 Mio. t Kohle und 23 Mio. t Öl gehandelt. Die Anzahl der Handelsgeschäfte lag bei über 100 000 Transaktionen.

■ BNP Paribas will Stromhandel starten

Das französische Bankhaus BNP Paribas will im Laufe des Jahres in den europäischen Stromhandel einsteigen. Dabei werde sich die Bank nach eigenen Angaben zunächst auf die