

# Netzzugangsmodell Gas Gestaltungselemente eines Netzknotenmodells

**Die Verbändevereinbarung Erdgas II (VV Gas II) ist seit wenigen Monaten in Kraft, doch die Verhandlungen zur Nachfolgeregelung VV Gas III haben bereits begonnen. Die beteiligten Verbände haben sich hierbei ehrgeizige Ziele gesetzt. Angestrebt wird ein ähnlicher Paradigmenwechsel, wie er seinerzeit beim Übergang von der VV Strom I zur VV Strom II stattgefunden hat.**

VON DR.-ING. WOLFGANG ZANDER, DR.-ING. JOACHIM MÜLLER-KIRCHENBAUER

Die neue VV Gas III soll – so haben es die Verbände in der VV II Gas fest vereinbart – erhebliche Vereinfachungen des Netzzugangsmodells bringen. Das neue Modell soll börsentauglich sein und auch die Bildung von Bilanzkreisen anstelle einer transaktionsbezogenen Bilanzierung ermöglichen. Derartig grundlegende Verbesserungen im Netzzugang sind auch bitter nötig, hat sich doch der Markt bisher kaum entwickelt. Immer noch haben weniger als 100 Fälle von Lieferantenwechsel pro Jahr stattgefunden. Es verwundert daher nicht, dass die Bundesrepublik zunehmend unter Druck der EU-Behörden gerät. Dabei wird nicht nur kritisiert, dass Deutschland die gesetzlichen Voraussetzungen für die Umsetzung der EU-Richtlinie nicht erfüllt hat. Auch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wurde immer noch nicht vollzogen. Die EU-Kommission bemängelt auch offen die unbefriedigenden Netzzugangsregelungen der deutschen VV Gas II.

Verstärkt wird der Druck seitens Brüssel durch die Überlegungen zur Novellierung der EU-Richtlinie. Insbesondere die verschärften Regelungen zur Entbündelung und zur staatlichen Aufsicht dürften weitere Veränderungen für Deutschland auslösen. Der deutsche Gesetzgeber hat sich in vielen Fragen immer noch nicht festgelegt: Unklar ist, ob die Verrechtlichung der VV Strom und Gas nun kommt oder nicht. Auch die Aufwertung des Bundeskartellamts mit der Verbesserung der Möglichkeiten des Sofortvollzugs sind immer noch nicht entschieden. Verstärkt wird diese gesetzgeberische Hän-

gepartie durch die unklare Situation bei der Fusion E.ON – Ruhrgas. In diesem Umfeld mit vielen Fragezeichen müssen die Marktteilnehmer und auch die Verhandlungspartner der VV Gas III ihre Strategie festlegen.

Beim derzeitigen Stand der Liberalisierung des Gasmarkts ist auch zu berücksichtigen, dass in Deutschland nur eine eingeschränkte staatliche Aufsicht stattfindet und auf absehbare Zeit stattfinden wird. Ein konsensfähiges Netzzugangsmodell muss daher möglichst einfach gestaltet und auch ohne die Verletzung berechtigter Geheimhaltungsinteressen der Netzbetreiber transparent und überprüfbar sein. Anderenfalls bestehen zu viele Anreize für den Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung der Transportnetzbetreiber.

## DREH- UND ANGELPUNKT: NETZKNOTENMODELL

Es ist unstrittig, dass der Kernpunkt der Diskussion die Frage ist, ob ein Netzknotenmodell eingeführt oder die bisherige Punkt-zu-Punkt-Regelung beibehalten wird: Erst wenn diese Frage geklärt ist, lassen sich auch in den übrigen Bereichen Fortschritte erzielen. Das Netzknotenmodell beinhaltet zum einen die Abwicklung der Netznutzung von der Einspeisestelle bis zur Entnahme in einem Zug, d. h. 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 Möglichkeit zur Bildung von Bilanzkreisen eingeführt werden. Auch in den Bereichen Kapazitätszuteilung (Netzengpassmanagement), Speicherzugang und Qualitätsmanagement müssen erhebliche Verbesserungen erzielt werden.

## ELEMENTE VON NETZKNOTENMODELLEN

Netzknotenmodelle können sehr unterschiedlich ausgestaltet werden. Zu klären ist insbesondere, ob bzw. in welcher Weise vom Einspeise- und Entnahmeort abhängige Entgeltkomponenten definiert werden und wie Transite Berücksichtigung finden. Die Verlagerung von Einspeisungen zwischen den verschiedenen Einspeisepunkten hat de facto die 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 hierauf verzichtet werden, da die Kraftwerke verhältnismäßig gleichmäßig über Deutschland verteilt und nahe den Lastschwerpunkten liegen, somit die mittlere Transportentfernung mit 50 bis 70 km recht niedrig ist. Im Gasnetz liegen jedoch andere Verhältnisse vor: Die durchschnittliche Transportentfernung ist mit 250 km erheblich größer 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 örtlichen Ungleichgewichten zwischen Einspeise und Entnahme diskutiert. In anderen europäischen Ländern existieren im Strom- wie im Gassektor Entgeltsysteme, die eine Ortsabhängigkeit der

Entgelte sowohl auf der Entnahme- als auch auf der Einspeiseseite vorsehen. Diese europäische 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. Folgende Fragen sind daher bei der Diskussion um eine Einspeisekomponente zu behandeln:

- Was ist ein zutreffendes Bemessungskriterium für die Einspeise- und Entnahmekomponenten?
- Wie wird eine Überprüfbarkeit der Entgeltgestaltung hergestellt?

Zunächst wird hier die Entgeltbestimmung bei ausreichender verfügbarer Kapazität, d.h. 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:

- Einspeise- bzw. Entnahmleistung, in Verbindung mit der

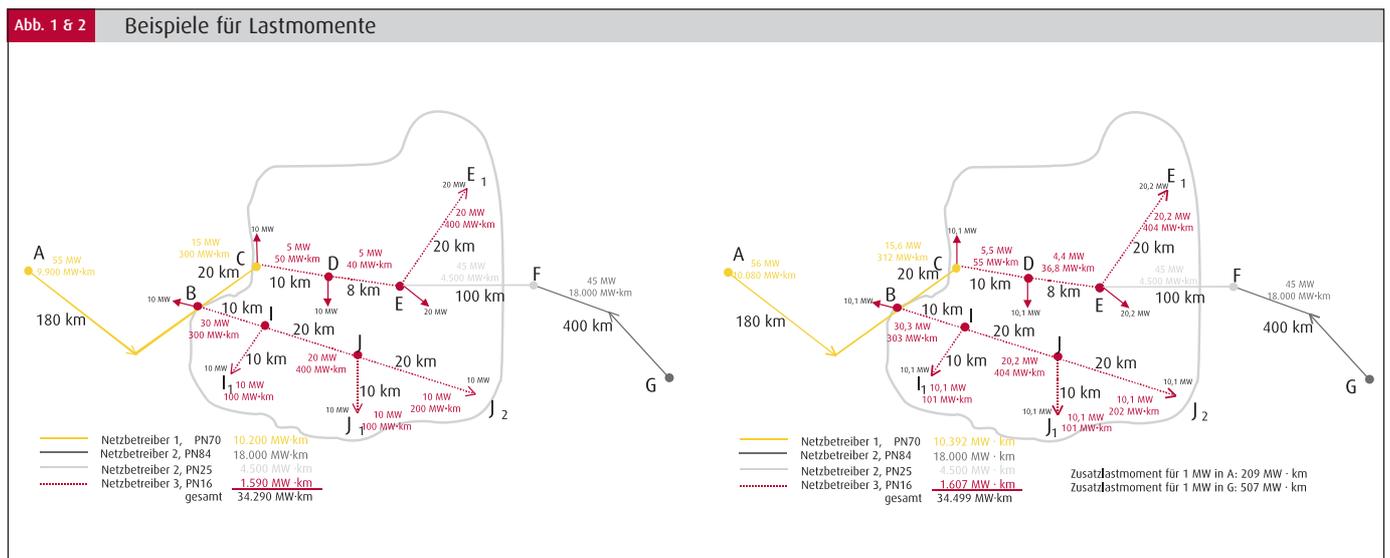
Das Lastmoment eines Streckenabschnitts lässt sich definieren als das Produkt aus der Leistung und Länge dieses Streckenabschnitts. Beispielsweise beträgt das Lastmoment eines 50 km langen Leitungsstücks mit einer Transportleistung von 30 MW 1.500 MW x km. Aus den Lastmomenten der einzelnen Streckenabschnitte lässt sich das Summenlastmoment des Gesamtnetzes durch einfache Addition ermitteln. Hieraus ergibt sich die mittlere Transportentfernung zu.

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

Verändert man die Einspeise- oder Entnahmesituation, kann die 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 Entnahmentgeltkomponenten. Im Folgenden wird das Vorgehen zur Bestimmung der Einspeise- und Entnahmentgelte auf Basis der Lastmomente als Kenngröße dargestellt. Prinzipiell wäre auch eine Ableitung auf Basis der mittleren Transportentfernung möglich und

tatsächlichen physikalischen Lastflüsse ermittelt.

2. Additiv zu der vorgefundenen Ausgangssituation wird nun ein zusätzlicher Transport  $\Delta P$  von einem Einspeise- zu einem Entnahmepunkt untersucht. Die Einspeiseleistung wird am Einspeise- und Entnahmepunkt in gleicher Weise um  $\Delta P$  erhöht. Für das Netz ergibt sich bei diesem Fall ein neues Summenlastmoment.
3. Schritt 2 wird nun wiederholt: Der Einspeiseort und der Leistungssprung  $\Delta P$  wird konstant gehalten, jedoch werden die Entnahmepunkte variiert. Der (gewichtete) Mittelwert aller betrachteten Entnahmefälle ergibt ein 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 hieraus für jeden denkbaren Einspeisepunkt ein neues, typisches Summenlastmoment als Kenngröße für dessen Einfluss auf die Transportbelastung des Netzes.
5. Analog Arbeitsschritt 4 kann dieses Verfahren auch für alle Entnahmepunkte durchgeführt werden, wobei als Parameter dann jeweils die Einspeisepunkte variiert werden und wiederum ein gewichte-



- mittleren Transportentfernung, oder die Kombination beider Größen, die
- „Transportleistung“ bzw. genauer: das „Lastmoment“.

würde unter sonst gleichen Voraussetzungen zu den gleichen Ergebnissen führen (Abb. 1, Abb. 2).

1. Für die Ausgangssituation wird das Summenlastmoment des Netzes anhand der

ter Mittelwert über alle denkbaren Einspeisepunkte gebildet wird. Im Ergebnis erhält man nun auch für jeden Entnahmepunkt die Veränderung des Summenlast-

moments als Kenngröße für dessen Einfluss auf die Transportbelastung.

Für einen zusätzlichen Transportbedarf  $\Delta P$  von 1 MW könnten sich anhand einer groben Abschätzung auf Basis der wenigen öffentlich verfügbaren Angaben zur Auslastung der Gastransportleitungen Zusatzlast-

deckung ergibt. Hier besteht dann noch Gestaltungsspielraum hinsichtlich der Gewichtung der Einspeise- und Entnahmekomponenten. Beispielsweise könnten die Einspeiseentgelte 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 Handlungspunkt genutzt werden. Als besonderer 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 Drit-

ten 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, d. h. insbesondere der Netzkomponenten und der physischen Lastflüsse. In den oben dargelegten Arbeitsschritten wurde auch lediglich eine Betrachtung für eine konkrete Lastsituation während des Jahres dargestellt. Grundsätzlich ist hier eine Betrachtung verschiedener Lastsituationen notwendig, über die dann ggf. ein (gewichteter) Mittelwert zu bilden ist oder verschiedene Tarifzeiten zu definieren wären. Zum Teil ist die Veränderung des Lastmoments bezogen auf eine Transportsituation nicht eindeutig berechenbar, z. B. 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 mit unterschiedlichen physischen Längen zwei Netzpunkte verbinden. Um die Disparitäten zu vermeiden, könnten die tatsächlichen Netztopologien durch fiktive Ersatznetze ersetzt werden, die z. B. jeweils die kürzeste Luftlinienverbindung zwischen zwei Netzpunkten darstellen. Dies würde insbesondere dann zu sinnvollen Lösungen führen, wenn von einzelnen Netzpunkten auf ein Zonenmodell übergegangen wird, bei dem benachbarte Netzpunkte zusammengefasst werden.

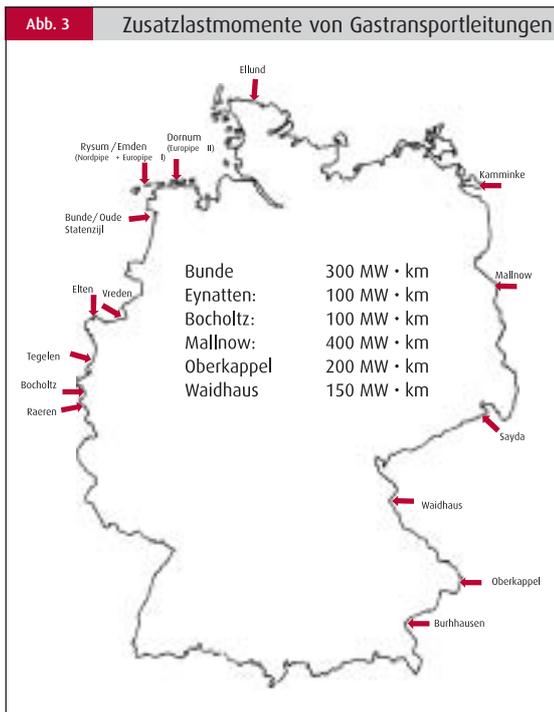
Offen bleibt auch die Kostenzuordnung zu Arbeit und Leistung und die Frage, ob auf Basis der gebuchten Kapazitäten oder der tatsächlichen Einspeisungen und Entnahmen abgerechnet wird. Als mögliche Kompromisslösung könnten physische Lastflüsse zugrunde gelegt werden, die um witterungsbedingte Einflüsse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

### NETZZUGANG IM WEITEREN SINN

Neben dem Netzzugang in Form der Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur bestehen bekanntlich weitere Anforderungen, um einen wirtschaftlich effektiven Netzzugang zu gewährleisten. Systematisch zeigt das die folgende Grundsatzüberlegung:

Die Grundvoraussetzung für Wettbewerb im Gashandelsmarkt und einen liquiden Gashandel ist der Netzzugang. Um diesen Zweck zu erfüllen, muss der Netzzugang den Zugang zu den Systemdiensten zwingend beinhalten. Grundanforderung für ein Netzzugangsmodell ist also, allen Marktteilnehmern den Zugang zu allen Systemdiensten zu ermöglichen. Dazu zählen:

(1) Netznutzung/Transport



momente in folgenden Größenordnungen ergeben (siehe Abb. 3).

Die Größe MW x km ist unmittelbar bepreissbar, z. B. nach den durchschnittlichen Systemkosten des Transportnetzbetreibers. Bezieht man die Änderung des Summenlastmoments auf den jeweils betrachteten Zusatztransportbedarf  $\Delta P$  von hier 1 MW ergibt sich eine Größe Euro/MW analog zu den Briefmarkenentgelten selbst. Das Netznutzungsentgelt könnte dann insgesamt die folgenden Elemente aufweisen:

1. Ortsabhängiges Einspeiseentgelt
2. Ortsunabhängiges Transportentgelt
3. Ortsabhängiges Entnahmeentgelt
4. Systemdienstleistungsentgelte
5. unverändert die Verteilnetzbriefmarke

Die Elemente 2 bis 4 könnten vereinfachend zu einer Entnahmebriefmarke zusammengefasst werden. Die verschiedenen Entgeltkomponenten sind so aufeinander abzustimmen, dass sich insgesamt eine Kosten-

- (2) Strukturierung/Speicher
- (3) Qualitätsmanagement/Kompatibilität
- (4) Bilanzausgleich

Alle diese Systemdienste werden durch den optimierten Einsatz des Gesamtsystems (Dispatching) der Gasinfrastruktur (Leitungssystem incl. Netzatmung, Speicher- und Mischanlagen incl. Regelzugriff auf Produktionsanlagen) erbracht. Nur durch Zusammenführung aller relevanten Systeminformationen und durch 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 dieser Systemdienste ist.

Gleichwohl können Vorleistungen für die Bereitstellung dieser Systemdienste definiert werden, die grundsätzlich auch von anderen Akteuren erbracht werden können. Diesen gegenüber tritt dann der Transportnetz- oder Systembetreiber als monopolistischer Nachfrager auf. Damit ist die Möglichkeit aufgezeigt, die Beschaffung der Vorleistungen in einem Ausschreibungsmarkt wettbewerblich durchzuführen. Diese Betrachtungs- und Vorgehensweise ist aus dem Strommarkt in Form der Regelenergiebeschaffung bekannt, die das Bundeskartellamt gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern durchgesetzt hat. Mit Blick auf die Gasnetze sind einige Unterschiede zu beachten, die gegenüber den Regelenergiemärkten Vereinfachungen (Gas ist im Gegensatz zu Strom speicherbar) wie auch Erschwernisse mit sich bringen (kein gesamteuropäisches Verbundnetz mit einheitlichen Qualitätsstandards).

Gleichwohl ist die grundsätzliche Anwendbarkeit eines Beschaffungsmarktes über Ausschreibungen gegeben, wie nachfolgend für das Qualitätsmanagement skizziert wird (für den Bilanzausgleich gilt eine analoge Vorgehensweise):

- Die Bereitstellung von Maßnahmen zum Qualitätsausgleich erfolgt durch den Transportnetzbetreiber (Ausnutzung von Mischzonen, Pendelzonen, Speicher oder Misch- und Konvertierungsanlagen)

- Ebenso kann die Bereitstellung solcher Maßnahmen durch Verteilnetzbetreiber auf Basis bestehender Qualitätsspielräume in ihren Verteilnetzen erfolgen.

- Auch andere Marktteilnehmer sind in der Lage, zum Qualitätsausgleich beizutragen, etwa Kunden durch unterbrechbare Bezugsverträge oder Händler durch die Aktivierung oder Deaktivierung von Zugriffsrechten auf verschiedene Lieferquellen (Bezugsverträge, Speicher oder Produktionsstätten).

- Netz- und Speicherbetreiber sind verpflichtet - alle anderen Marktteilnehmer berechtigt - die ihnen zur Verfügung stehenden Möglichkeiten im Rahmen eines öffentlichen Ausschreibungsverfahrens oder quasibörslichen Beschaffungsverfahrens dem Dispatching als bepreiste Gebote anzubieten.

- Aus den Angeboten wird eine merit order erstellt, derzufolge 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 den Marktteilnehmern gegenüber 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 den Dispatch ausgeglichen werden müssen.

- Hierzu 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 Maßnahmen zum Qualitätsausgleich einzubringen.

Eine solche Vorgehensweise erfordert weitere Entwicklungsarbeiten bis zu einer möglichen Umsetzung. 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-/Entnahmemodell ist volkswirtschaftlich sachgerecht, da es die richtigen Preissignale sowohl für Einspeise- als auch für Entnahmepunkte setzt. Ein denkbarer 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 Dritten ohne Weiteres möglich. Die noch verbleibenden offenen Fragen bestehen entweder 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. Auch hierfür existieren aber vielversprechende Ansätze, die für eine Weiterentwicklung hin zu marktkonformen und effizienten Regelungen zur Verfügung stehen. ■

## zur Person

### Dr.-Ing. Wolfgang Zander

- Jahrgang 1958
- Studium Elektrotechnik in Aachen
- Promotion 1989 in Aachen
- Mitgründer und geschäftsführender Gesellschafter BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH in Aachen

### Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer

- Jahrgang 1968
- Studium Maschinenwesen in München und Berlin Studium Wirtschaftswissenschaften in Aachen
- Promotion 1999 in Essen
- Mitarbeiter bei IC-Consult Aachen
- seit 1999 Berater und Gutachter und seit 2003 Gesellschafter bei BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH in Aachen