

Stellungnahme

Az.:BK7-10-001 Festlegungsverfahren zum Kapazitätsmanagement

Einleitungsverfügung der Bundesnetzagentur
vom 09.02.2010

Berlin, 18. Mai 2010

1) Konsistenz mit den verordnungsrechtlichen Vorgaben:

Der BDEW befürwortet eine Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum Kapazitätsmanagement auf Basis der neuen, derzeit im Entwurf vorliegenden Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV). Das Inkrafttreten der neuen GasNZV sollte abgewartet werden, um inkonsistente Regelungen und spätere Änderungen zu vermeiden. Ansonsten ist mit erneuten, nicht unerheblichen Änderungs- bzw. Anpassungserfordernissen zu rechnen, und zwar zum Teil noch innerhalb von laufenden Umsetzungsfristen, so dass zusätzliche Umsetzungskosten bis zu Stranded Investments entstehen können. Zudem vermeidet man die Übernahme von veralteten Regelungen, die derzeit zur Diskussion stehen, wie z.B. das First Come First Served Verfahren (FCFS), welches sich jetzt in Punkt 2.2 der Erläuterung und ersten Stellungnahme der 13 Fernleitungsnetzbetreiber in § 3 (4) wiederfindet. Dieses sollte durch ein Auktionsverfahren ersetzt werden.

2) Angemessene Implementierungsfristen:

Die in der Einleitungsverfügung beschriebenen Maßnahmen des zukünftigen Kapazitätsmodells sehen weitreichende Neuerungen sowie Änderungen zur bisherigen Abwicklung vor. Die Umsetzung dieser Maßnahmen bedarf einer umfassenden Anpassung der bestehenden IT-Systeme bzw. ihrer kompletten Neuaufstellung, ohne die eine qualitätsgesicherte Einführung des zukünftigen Modells nicht zu realisieren ist. Gerade die Entwicklung bei der Einführung von GABi Gas zeigte - bis heute - sehr deutlich auf, dass komplexe Vorgaben ebenso komplexe und ausreichend getestete IT-Systeme erfordern.

Gleichwohl sind die im Rahmen der Festlegung geregelten Maßnahmen nicht hinreichend, um eine konkrete Umsetzung in Gestalt neuer IT-Systeme zu ermöglichen. Hierzu bedarf es weiterer Beschreibungen, deren gründliche Ausarbeitung mit erforderlichen Umsetzungsfristen verbunden werden muss. Ohne eine solche Umsetzungs- bzw. Implementierungsfrist kann keine qualitätsgesicherte Umsetzung des geforderten Modells erfolgen.

Eine realistische und vollständige Einführung des Systems kann aus der zuvor genannten Aufstellung frühestens zum 01.01.2012 erfolgen, wenn die Endfassung der Festlegung zum Kapazitätsmanagement und die Vorgaben der aktuell novellierten GasNZV bis Mitte 2010 vorliegen. Jede spätere Vorlage verzögert die Einführung, durch den aus Sicht des BDEW notwendigen Umsetzungszeitraum von 18 Monaten, entsprechend nach hinten.

Die Einleitungsverfügung sieht zahlreiche neue Prozesse und Produkte vor. Die Implementierung erfordert entsprechende IT-Systeme, deren Bereitstellung einen zusätzlichen Kostenaufwand bei allen Marktparteien bedeutet. Da diese Kosten durch die regulatorischen Anpassungen bedingt sind, ist sicherzustellen, dass sie im System der Anreizregulierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten für die Netzbetreiber Berücksichtigung finden.

3) Keine Verschlechterung der Produktverfügbarkeit oder -qualität:

Die Umsetzung der Einleitungsverfügung bzw. die Neuregelungen zum Kapazitätsmanagement dürfen nicht zu einer Verringerung des Angebotes an fester Kapazität führen. Zudem muss die Qualität fester Kapazitätsprodukte durch eine Neuregelung bestehen bleiben und dürfen nicht ausgehöhlt werden. Die bisherigen festen Kapazitätsrechte müssen dem Markt weiterhin entsprechend zur Verfügung stehen. Über den § 16 EnWG hinausgehende Rechte zur Unterbrechung werden abgelehnt. Gründe sind:

- notwendige Planbarkeit für den Transportkunden,
- notwendige Vertragssicherheit.

4) Änderung der Bestandsverträge:

Bestehende Kapazitätsrechte sollten im Grundsatz nicht angetastet werden. Anpassungen im Kapazitätsmanagement, die operativen Charakter haben, sind allerdings auch für bestehende Verträge umzusetzen, damit die Netzbetreiber den Netzzugang abwickeln können. Die Inhaber bestehender Kapazitätsrechte sollen grundsätzlich die Möglichkeit erhalten, diese auf die neuen Kapazitätsprodukte (B.I.2) umzustellen.

Der BDEW lehnt allerdings die verbindliche Einführung sog. Bündelprodukte als Ersatz für Entry- /Exit-Buchungen (B.I.1.b) ab und plädiert dafür, beide Produkte optional anzubieten. Bestehende Verträge müssen bezüglich des Lieferortes „Netzkopplungspunkt“ nicht angepasst werden, soweit die betreffenden Transportkunden dies nicht ausdrücklich wünschen. Im Falle der Einführung von ausschließlichen Bündelprodukten auch für bestehende Verträge wäre eine Vertragsanpassung dagegen erforderlich. Damit wäre eine Anpassung sämtlicher Gasbezugsverträge mit dem Erfüllungsort „Grenze“ verbunden. Diese Anpassung wäre keineswegs nur eine rein technische Vertragsanpassung. Vielmehr würde jeder Vertrag neu zu verhandeln sein, da mit dem Ort des Eigentumsübergangs auch wesentliche Aspekte der Kosten- und Risikoverteilung zwischen den Vertragspartnern verbunden sind.

Zu den Vorschlägen im Einzelnen:

B.I.1. Zusammenfassung Netzkopplungspunkte

Aus Sicht der Transportkunden ist eine Bedingung für die Zusammenfassung von Netzkopplungspunkten, dass derzeit bestehende Nominierungsersatzverfahren weiterhin unbeschränkt möglich bleiben, um die Generierung eines zusätzlichen Regelernergiebedarfs zu vermeiden und damit eine wirtschaftliche Versorgung der Kunden zu gewährleisten.

B.I.1.a) Zusammenfassung mehrerer physikalischer Netzkopplungspunkte in einen zusammengefassten Punkt (Ein- oder Ausspeisezone)

Die vorgeschlagene Bildung von Ein- bzw. Ausspeisezonen durch Zusammenfassung mehrerer Ein- bzw. Ausspeisepunkte ist aus Sicht der Transportkunden grundsätzlich zu begrüßen. Voraussetzung ist allerdings, dass die verfügbaren, frei zuordenbaren Kapazitäten durch die Zonung nicht eingeschränkt werden. Andernfalls verfehlt die Zonung als Erleichterung für den Transportkunden ihren Zweck. Deshalb muss in jedem Einzelfall feststehen, dass die Zonung zu keiner Verminderung von festen, frei zuordenbaren, verfügbaren Kapazitäten in der neu geschaffenen Zone führt. Es dürfen insbesondere keine Einschränkungen der freien Zuordenbarkeit geschaffen werden. Dies wird in der Regel voraussetzen, dass die zusammenzufassenden Punkte in einem direkten hydraulischen Zusammenhang miteinander stehen und die betreffenden vor- bzw. nachgelagerten Netzbetreiber die Zonenbildung in gleicher Weise darstellen können. Die Zonenbildung setzt also eine eingehende Abwägung von Aufwand und Nutzen durch die betroffenen Netzbetreiber im Einzelfall voraus, die in einem transparenten Verfahren zu erfolgen hat. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass bei einer Zonenbildung punktbezogene Lastflusszusagen durch den Händler allein nicht mehr erfolgen können, jedoch durch zonenbezogene Lastflusszusagen und komplexe Kooperationsvereinbarungen der TSO ersetzt werden müssten.

Aus dem Vorstehenden ergibt sich, dass die Auswahl der Punkte, die zusammengefasst werden sollen, durch den betreffenden Netzbetreiber unter Berücksichtigung der netztechnischen Gegebenheiten zu erfolgen hat. Die Zonenbildung muss in Abstimmung zwischen den Netzbetreibern erfolgen. Bei angrenzenden Netzbetreibern muss die Zonung auf beiden Seiten in gleicher Weise erfolgen, damit sie für den Transportkunden einen Nutzen erbringt. Dies setzt auch voraus, dass die Regelungen für die Abwicklung der Transporte auf beiden Seiten kompatibel sind.

Die betroffenen Marktpartner sind im Vorfeld mit einzubeziehen.

Zonung und Bündelung (s.u. B.I.1b) stellen kapazitätsrelevante Gestaltungen durch die Netzbetreiber dar, die zwar grundsätzlich miteinander kombiniert werden können, aber als Produkte unabhängig voneinander zu entwickeln und den Transportkunden anzubieten sind.

B.I.1b) Zusammenfassung von korrespondierenden Ein-/Ausspeisepunkten zwischen Fernleitungsnetzbetreibern ("bundling")

Gebündelte Produkte werden als Option, nicht aber als Zwangsprodukte unter Ausschluss der separaten Buchbarkeit von Entry- und Exit-Kapazitäten begrüßt. Handel an den durch eine Zonung entstehenden "virtuellen Kopplungspunkten" (bzw. am physikalischen Flansch) muss möglich bleiben. Gleichzeitig sollten die Netzbetreiber "combined products" anbieten, um den Transportkunden die entsprechende Wahlmöglichkeit zu bieten.

Netznutzer müssen aus folgenden Gründen weiterhin Entry- und Exit-Kapazitäten getrennt voneinander buchen können:

- Wenn der Eigentumsübergang nicht mehr an Entry- oder Exitpunkten erfolgen dürfte, würde dies eine massive Einschränkung der Handelsmöglichkeiten bedeuten. Grundsätzlich ist der Markt jedoch an Flexibilitäten interessiert. Die konkrete Ausgestaltung der Handelsgeschäfte sollte dem Markt überlassen bleiben, unnötige und unangemessene Eingriffe in bestehende Gasbezugsverträge sollten nicht erfolgen.

Auch in voll entwickelten Märkten hat der Flanschhandel seine Berechtigung. Ein europäisches Beispiel hierfür ist das „beach trading“ in Großbritannien, wo noch vor Einspeisung in das Transco Netz, bilateraler Handel und Tausch möglich ist.

- Durch ein Verbot des Handels am Flansch müssten praktisch alle bestehenden (Langfrist-) Verträge mit Drittstaatenproduzenten neu verhandelt werden. Dies käme einer grundsätzlichen Vertragsrevision gleich, wie oben bereits ausgeführt. Bestehende Verträge sollten nur soweit erforderlich, im Rahmen der operativen Abwicklung angepasst werden. Hierzu zählt nicht die Vereinbarung des Lieferortes.

Das Ergebnis der aktuellen Konsultation von ERGEG zu „Capacity Allocation“ zeigt, dass die überwiegende Mehrheit der Marktteilnehmer ein Nebeneinander von Bündelprodukten und Entry-/Exit-Buchungen fordert.

Sofern für ein Angebot zusammengefasster Ein- und Ausspeisekapazitäten an Grenzkopplungspunkten Abweichungen zu den Regelungen im innerdeutschen System notwendig sind, müssen die Transportkunden konsultiert werden. Das Ziel sollten europäisch-einheitliche Regelungen sein.

Die optionale Bündelung der Kapazitäten sollte analog zur KoV III § 24 (2) erfolgen, in dem der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber des abgebenden Netzes die erforderlichen Buchungen tätigen kann und die Nominierungen und das Matching regelt.

B.1.2) Zeitlicher Ablauf der Vereinheitlichung und Entgeltbildung

Jährliche Kapazitätsprodukte generell sowie der Beginn von jährlichen Kapazitätsprodukten zum 01.01. eines Jahres ist aus Sicht des BDEW nicht notwendig, wenn die maximale Laufzeit von Transportkapazitätsprodukten nur ein Quartal beträgt. Die Buchung von langfristigen Kapazitätsprodukten wird dann durch die Kombination von Quartalsbuchungen erfolgen. Entsprechend darf die Anzahl der maximal buchbaren Quartale nicht beschränkt werden. Durch Quartalsprodukte als längst möglich buchbares Kapazitätsprodukt wird eine Zersplitterung des Auktionsprozesses vermieden. Transportkunden können in Auktionen nur für ein Produkt bieten und nicht für eine Kombinationen von sich gegenseitig überlagernden Produkten.

Der Beginn von jährlichen Kapazitätsprodukten zum 01.01. eines Jahres wäre zudem inkonsistent zu vertraglichen Regelungen (Gasjahr), im größten Teil der den deutschen Gasmarkt versorgenden Lieferverträge.

Aus Händlersicht begrüßen wir, dass die Entgeltbildung für feste Kapazitätsprodukte so ausgestaltet ist, dass die Entgelte für Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit von mehr als einem Tag der Summe der gemäß GasNEV zu Stande gekommenen „regulierten Entgelte“ der Tageskapazitäten innerhalb dieser Laufzeit entsprechen.

Aus Sicht der Netzbetreiber erhöht allerdings eine solche Maßnahme, neben der angekündigten Laufzeitbeschränkung der Transportkapazitätsbuchungen und den Regelungen in der Anreizregulierungsverordnung, das Auslastungsrisiko nochmals und vermindert die Planungssicherheit der TSOs. Die Folgen sind zwangsläufig ein Ansteigen der spezifischen Tarife, wenn sich herausstellen sollte, dass tendenziell eher ein Profil bezüglich der Kapazität gebucht wird.

B.I.3) Rückgabe von Kapazitäten

Die Möglichkeit einer Rückgabe von Kapazitätsrechten an den Netzbetreiber durch den Transportkunden kann als entgeltfreie Option eingeführt werden.

Aus Sicht des BDEW ist es allerdings das vorrangige Ziel, einen liquiden Sekundärhandel von Transportkapazitäten zu etablieren. Der Sekundärhandel sollte über eine entsprechende Plattform auf Basis von anonymisierten Verfahren ermöglicht werden. Ein entsprechendes Instrument könnte z.B. ein zentrales Clearing sein. Es wäre auf jeden Fall der falsche Weg, Anonymität herzustellen, indem die Sekundärvermarktung in die Primärvermarktung integriert würde, wie es z.B. bei einer ausschließlichen Möglichkeit zur Rückgabe von Kapazität der Fall wäre. Die Sekundärhandelsplattform sollte zudem auch bilaterale Transaktionen ermöglichen. Über die zukünftige Gestaltung der Sekundärhandelsplattform und der oben genannten Anforderungen wird derzeit zwischen trac-x und ihren Nutzern diskutiert.

B.I.4) Nominierung

Bei der Umsetzung der neuen Regeln zur Nominierung ist insbesondere auch darauf zu achten, dass die in der KoV III § 24 (4) geforderten Regelungen zu Nominierungsersatzverfahren auch zukünftig angewandt und erfüllt werden. Die bestehenden Nominierungsersatzverfahren/OFC können wie bisher durchgeführt werden, unterliegen jedoch u.U. den Begrenzungen, die durch die Einschränkung der Renominierungsrechte für GÜPs und MÜTs entstehen.

B.I.4 a) Termin: Nominierungen um 10:00; D-1

Das Vorziehen des Zeitpunktes für die initiale Nominierung an GÜPs und MÜTs auf 10:00 Uhr (gegenüber derzeit 14:00 Uhr) ist zwar grundsätzlich möglich, jedoch mit Nachteilen verbunden:

- Unter den gegebenen Rahmenbedingungen (fehlende Daten und Einschränkung der Renominierung) wird es an einzelnen Tagen zu einer Erhöhung der Differenzmengen und damit zu einer weiteren Steigerung des Regelenergiebedarfs kommen. U.a., weil die Ergebnisse der Stromauktion an der EEX erst um 13 Uhr feststehen und damit insbesondere die Nominierungen der regelenergielevanten Gaskraftwerke erst zu diesem Zeitpunkt feststehen können.
- Die bisherigen Erfahrungen im Großhandelsgeschäft an den VPs zeigen, dass bereits jetzt viele Händler und Endverbraucher ihre vertraglichen Pflichten zur frühzeitigen Mengenanmeldung – u.a. aufgrund der schlechten Datenlage – kaum sinnvoll erfüllen können. Ein Vorziehen des Zeitpunktes für die Transportnominierung an GÜPs und MÜTs entzieht den Lieferanten Reaktionsmöglichkeiten auf eine geänderte Kundenabnahme und führt damit tendenziell zu höheren Differenzmengen.
- Bei Verträgen, die Lieferungen an GÜPs betreffen, ist zu berücksichtigen, dass die neuen inländischen Regeln soweit mit den Rahmenbedingungen des jeweiligen Nachbarlandes abgestimmt werden müssen, damit sich keine Nachteile für eine der beiden Seiten ergeben.

Nach der initialen Nominierung um 10.00 Uhr muss für den Transportkunden die Möglichkeit bestehen, nicht unter die Einschränkung der Renominierung fallende, nicht genutzte Kapazitäten weiterhin über die Sekundärhandelsplattform zu vermarkten. Zudem ist aus BDEW Sicht anzumerken, dass die Preisfindung auf der Sekundärhandelsplattform dem Markt überlassen werden sollte und nicht über eine Regulierung des Preises für Kapazitäten erfolgt.

B.I.4.b) Einschränkung der Renominierung:

Für den BDEW sind Eingriffe in bestehende Verträge der Netznutzer generell sehr kritisch zu bewerten. So sollte die Limitierung der Renominierungsrechte nicht zu einer Diskriminierung von flexiblen Aufkommen außerhalb eines Marktgebietes gegenüber flexiblen Aufkommen innerhalb des Marktgebietes führen. Dennoch besteht die Bereitschaft, auf Basis des vorgelegten Vorschlags für zusätzliches Angebot an Kurzfrist-Kapazität zu sorgen.

Die Einschränkung der Renominierung sollte nicht mit einem vollständigen Entzug der Kapazitätsrechte einhergehen. Vielmehr sollte die entsprechend dem Vorschlag der Einleitungsverfügung an D-1 zu „entziehende“ Kapazität in „unterbrechbare“ Kapazität (mit niedrigster Unterbrechungswahrscheinlichkeit) umgewandelt werden. Die Kapazität steht damit dem Day-ahead-Markt und dem Intra-day-Markt firm zur Verfügung und kann durch den ursprünglichen Kapazitätsinhaber ohne zusätzlichen Transaktionsaufwand auf unterbrechbarer Basis genutzt werden.

Die Beschränkung der Renominierung nach unten erzeugt aus Sicht des BDEW keine zusätzliche freie Kapazität (lediglich in Gegenrichtung), kann stattdessen aber den Regelenergiebedarf erhöhen.

Bei der Ausgestaltung der Einschränkung der Renominierung ist es wichtig, dass sich diese Einschränkung nicht auf die gebuchte Kapazität bezieht, sondern auf die in den Bilanzkreis eingebrachte Kapazität. Die zum Zeitpunkt der initialen Nominierung um 10.00 Uhr in den Bilanzkreis eingebrachte Kapazität reflektiert die Veränderung der gebuchten Kapazität durch die auf dem Sekundärmarkt ver- oder gekauften Kapazitätsrechte. § 8 des Standardangebotes der Fernleitungsnetzbetreiber vom 29.04.2010 sollte dementsprechend überprüft werden.

Zudem ist darauf hinzuweisen, dass dem Transportkunden keine kommerziellen Nachteile daraus entstehen dürfen, dass aus dem Vorziehen der Nominierung auf 10:00 Uhr und den erst später durch GABi Gas erfolgenden Datenlieferungen mögliche Differenzmengen resultieren, die dann nicht mehr im Rahmen des vorgeschlagenen Renominierungsbandes ausgeglichen werden können.

B.II) Mögliche weitere Verpflichtungen

B.II.1) Kapazitätsauktionen auf Basis der bestehenden GasNZV

Die Einführung eines Auktionsverfahrens ist zu begrüßen, allerdings sollte dies wie unter Punkt 1 der Stellungnahme beschrieben, auf Basis der neuen GasNZV erfolgen. Eine Regelung nach § 10 der gültigen GasNZV ist daher aus Sicht des BDEW nicht zielführend und es wäre mit nicht unerheblichen Änderungs- bzw. Anpassungserfordernissen nach Inkrafttreten der neuen GasNZV zu rechnen. Die Beschränkung der zu vergebenen festen Kapazitäten (Laufzeiten) über Auktionsverfahren sollte ebenfalls konsistent zur neuen GasNZV erfolgen.

Das zu entwickelnde Auktionsverfahren muss sicherstellen, dass dem auf Kapazitäten bietenden Händler im Auktionsverlauf eine transparente Einschätzung über Angebot und Nachfrage an den GÜPs und MÜTs möglich ist. Diese Information ist eine wesentliche Basis bei der Bestimmung der Bieterpreise und Bietertranchen.

Sonstige Anmerkungen:

Zum Standardangebot gemäß Festlegungsverfahren vom 09. Februar 2010 zum Kapazitätsmanagement sollten aus Handelssicht noch folgende Anmerkungen gemacht werden:

§ 8 (Nominierung an [...] Buchungspunkten) des vorliegenden Standardangebotes sollte wie unter Punkt B.I.4.b) beschrieben, im Hinblick auf die Berechnungsbasis der Renominierungsbeschränkung geprüft werden, um zu gewährleisten, dass nur die Kapazität beschränkt wird, die nicht zuvor bereits über die Sekundärhandelsplattform vermarktet wurde.

§ 8 Punkt 9 sollte gestrichen werden, da durch die 10.00 Uhr Grenze eine eindeutige Regelung für die Renominierungsbeschränkung gegeben ist.

§ 9 (Besondere Haftungsregelung) ist zu streichen, da dies in Konkurrenz zu den bestehenden AGBs der TSO steht und zu einer unnötigen Dopplung führt.

Ansprechpartner:

Katharina Stecker
Telefon: +49 30 300199-1562
katharina.stecker@bdew.de

Eric Ahlers
Telefon: +49 30 300199-1650
eric.ahlers@bdew.de