



Gemeinsame Stellungnahme der Netznutzerverbände zur abgestimmten Entwurfsversion der Kooperationsvereinbarung V von BDEW, VKU und GEODE vom 3. Mai 2012

22. Mai 2012

Sehr geehrter Herr Mielke,

am 4. Mai wurde den Netznutzerverbänden eine Entwurfsfassung der KoV V von BDEW, VKU und GEODE übergeben. Nach Prüfung der Veränderungen können wir diesem Entwurf aus Netznutzersicht bedauerlicherweise – noch nicht – unterstützen. Die von uns in den Netznutzerforen eingebrachten wesentlichen Kritikpunkte haben leider keine Berücksichtigung gefunden. Für die Netznutzerverbände stellt sich damit einhergehend auch die Frage nach der Sinnhaftigkeit der Netznutzerforen. Nach unserem Verständnis dienen die Netznutzerforen zur gleichberechtigten Beteiligung der Netznutzer an der Erarbeitung einheitlicher Bedingungen bei der Gewährung des Netzzugangs durch die Netzbetreiber, wie es § 24 EnWG vorsieht. Wenn die Netznutzer aber keine Möglichkeit haben, wichtige Regelungen zu beeinflussen, ist eine gleichberechtigte Beteiligung nicht gegeben. Im Folgenden finden Sie nochmals die Punkte, die aus Netznutzersicht in der KOV V dringend zu berücksichtigen sind.

KAPAZITÄTSMANAGEMENT

Die Netznutzerverbände begrüßen die Einführung von KARLA und deren Implementierung in die KOV V. Auch erachten wir die ersten Erfahrungen mit den Versteigerungen auf Trac-x, abgesehen von den bekannten Schwierigkeiten bei der Einrichtung der Day-Ahead-Auktionen an diversen Punkten und einer mangelhaften

Darstellung der Auktionsergebnisse, als durchaus vielversprechend. Wenn es gelingt diese „Kinderkrankheiten“ möglichst schnell zu beseitigen, ist in der Tat davon auszugehen, dass sich Trac-x europaweit als führende Kapazitätsplattform behaupten kann. Zudem unterstützen wir ausdrücklich, dass hinsichtlich der Einführung von gebündelten Nominierungen (§12 Ziffer 14 der Anlage 1 zur KoV V) der erste, viel zu komplexe Prozessvorschlag zurückgestellt wurde und noch einmal neu über eine besser geeignete Lösung nachgedacht wird. Durch diese Entscheidung konnten erhebliche und unnötige Kosten in den Unternehmen vermieden werden. Dennoch sehen wir gerade im Bereich des Kapazitätsmanagements weiterhin erheblichen Handlungsbedarf in folgenden Punkten:

Mangelhafte Entwicklung des Sekundärmarktes

Die auf dem Netznutzerforum vom 20.3.2012 vorgebrachte mangelnde Wertschätzung seitens der BNetzA für eine zügige Weiterentwicklung des Sekundärmarktes können wir nicht nachvollziehen. Wir betrachten die Entwicklung eines liquiden und funktionstüchtigen Sekundärmarktes als wesentliche Voraussetzung, um eine effiziente Nutzung der Transportkapazitäten sicherzustellen und tatsächliche physische Engpässe im System identifizieren zu können. Der Sekundärmarkt stellt eine wichtige Ergänzung zur Primärkapazitätsvermarktung dar und ist aus Sicht der Transportkunden besonders deshalb wichtig, solange die Kapazitätsrückgabe von den Fernleitungsnetzbetreibern noch nicht vollständig implementiert ist. Aufgrund der nachrangigen Vermarktung der zurückgegebenen Kapazitäten durch die Netzbetreiber wird es immer ein Interesse bei den Transportkunden geben, ungenutzte Kapazität über den Sekundärhandel zu veräußern. Aus diesem Grund begrüßen wir die von Trac-x im März 2012 vorgenommenen Anpassungen und Funktionalitätserweiterungen auf der Sekundärplattform als lang erwarteten Schritt in die richtige Richtung.

Dennoch ist die aktuelle Situation im Sekundärmarkt aus unserer Sicht in keiner Weise zufriedenstellend. Bisher ist es weder im Kurzfrist- noch im Langfristbereich gelungen, einen intensiven Handel mit Kapazitäten zu etablieren. So wurden im vierten Quartal 2011 auf TRAC-X secondary lediglich Transportkapazitäten mit einem Handelsvolumen von insgesamt 2.297,91 GWh/h/d umgesetzt. Dies bedeutet einen Rückgang um knapp 75% im Vergleich zum Vorjahreszeitraum (Vorjahreszeitraum:

8.552,69). Nur zehn von insgesamt 76 eingestellten Langfrist-Einträgen wurden erfolgreich sekundär vermarktet. Es sind keine Anzeichen erkennbar, dass sich an dieser enttäuschenden Entwicklung gegenwärtig etwas ändern würde.

Die Gründe hierfür liegen insbesondere in den undurchsichtigen rechtlichen Rahmenbedingungen, v.a. hinsichtlich der Ungereimtheiten im Zusammenspiel zwischen Primär- und Sekundärmarkt und deren Auswirkungen auf die Netznutzer. So ist für viele Netznutzer nicht ersichtlich und auch nicht plausibel erklärbar, inwieweit Beschränkungen der Renominierungsrechte aus KARLA durch Aktivitäten auf dem Sekundärmarkt aufgehoben, neu auferlegt oder auch „weitervererbt“ werden. Auch hinsichtlich der unterschiedlichen Behandlung zwischen Übertragung und Überlassung herrschen bei den Netznutzern große Ungewissheiten, die im Zuge der diesmaligen Anpassung der Kooperationsvereinbarung hätten beseitigt werden müssen.

Beispiel: Kauft ein Transportkunde über die Sekundärplattform eine Kapazität im Sinne einer Übertragung, hat er sicherzustellen, dass der Verkäufer nicht mit dieser Kapazität vielleicht schon mehr als 10% an dem betreffenden Punkt gebucht hatte. Denn dann ist die Kapazität - so klein sie auch sei - renominierungsbeschränkt! Der Verkäufer bleibt ebenfalls mit seiner Kapazität renominierungsbeschränkt, auch wenn er nach dem Verkauf (deutlich) unter die 10% fällt. Gleichzeitig soll aber jemand der vorher unter der 10%-Hürde lag und nicht renominierungsbeschränkt war und durch einen Zukauf über die 10% steigt, dann auch noch für die gesamte Kapazität renominierungsbeschränkt werden? Ein solches System macht keinen Sinn und führt die Regelungen der Festlegung „KARLA“ ad absurdum.

Wir sehen hier eine massive Benachteiligung einzelner Netznutzer mit hemmenden Wirkungen auf das gesamte Marktgeschehen. Wir erwarten daher folgende Änderungen:

- Eine Klarstellung, dass durch den Verkauf im Sinne einer Übertragung von Sekundärkapazitäten Renominierungsbeschränkungen beim Verkäufer aufgehoben werden können.
- Eine Klarstellung, dass der Käufer einer Sekundärkapazität keiner Renominierungsbeschränkung unterliegt solange seine kontrahierten Kapazitäten in Summe nicht 10% der gesamten Kapazität übersteigen.

- Die zügige Umsetzung (bis spätestens 1. Januar 2013) der Einführung einer Möglichkeit zur Übertragung von Ein- und Ausspeiseverträgen zwischen Transportkunden bis zum Tag D-1, 11:00 Uhr auf der Sekundärplattform.

Weiterhin ist für uns nicht ersichtlich, weshalb Day-Ahead-Kapazitäten, die über die Sekundärplattform erworben werden, einer 10-tägigen Implementationsfrist unterliegen. Dies ist eine Benachteiligung gegenüber DA-Kapazität, die auf der primären Kapazitätplattform erworben wurde und direkt nach der Auktion in die Bilanzkreise oder (Sub-)Bilanzkreise (SBK) eingebracht werden darf (siehe jedoch die Anmerkung weiter unten zum Renominierungsverbot). Der seitens der Netzbetreiber vorgeschlagene Work-Around, durch Buchung einer langfristigen 1 kWh/h Kapazität an jedwedem Punkt der eventuell in einer DA-Sekundärauktion erworben werden könnte, jedoch auch jeweils für jeden in Frage kommenden SBK stellt allein von der Abwicklungssicht eine Farce dar. Warum sollen die Transportkunden Kapazitäten erwerben und den FNB bezahlen, die sie nicht benötigen nur damit der Prozess der FNB bequem funktioniert? Es sollte dringend erwirkt werden, dass die 10-Tage Implementationsfrist abgeschafft bzw. die Einbringung von DA-Kapazität gleichbehandelt wird.

Verbot der Renomierung von festen Day-Ahead-Kapazitäten aus der Auktion

Grundsätzlich ist für uns hinsichtlich der Beschränkung, wonach man nach 20 Uhr nicht renominieren kann, der Nutzen für das Gesamtsystem weiterhin nicht nachvollziehbar. Ärgerlich ist hierbei aber vor allem, dass diese Beschränkung – bedingt durch technische Probleme auf Seiten der Netzbetreiber – zu weiteren zusätzlichen Kosten bei den Netznutzern führt bzw. bereits geführt hat. Denn gemäß § 14 Ziffer 12 der Anlage 1 gilt der Ausschluss der Renominierung gemäß Ziffer 10 Satz 2 für alle gebuchten Kapazitäten am selben Buchungspunkt, die in demselben Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkonto (SBK) eingebracht sind. Dies bedeutet, dass bei Day-Ahead-Auktionen erworbene Kapazitäten in separate SBKs nominiert werden müssen, um zu vermeiden, dass auch „saubere“ anderweitige Kapazitäten ab 20 Uhr nicht mehr renominiert werden dürfen. Insbesondere die automatisierte Zuordnung der jeweiligen Transportverträge auf diese SBKs ist in den Logistiksystemen der Unternehmen mit hohen IT-Kosten verbunden.

Vor diesem Hintergrund plädieren wir dafür die in § 14 Ziffer 12 der Anlage 1 eingebrachte Regelung zu ändern und stattdessen Netzbetreiber dazu zu verpflichten, schnellstmöglich ihre technischen Probleme in den Griff zu bekommen.

NETZKONTENABRECHNUNG

Im vorliegenden Entwurf der KOV V werden neue Vorschläge zur Abrechnung der Netzkonten von Ausspeisenetzbetreibern unterbreitet. Hiernach sollen SLP-Abweichungen abgerechnet werden, wenn der Netzkontosaldo „0“ gemäß Ziffer 14 mit der Summe der Monatsausspeiseallokationen der SLP-Ausspeisepunkte ins Verhältnis gesetzt wird und dabei eine Überschreitung eines positiven Schwellenwertes von über 10% ermittelt wird. Dabei erfolgt die Abrechnung nur für die den Schwellenwert von 10% übersteigende Menge unter Verwendung des RLM-Mehr-/Mindermengenpreises des jeweiligen Monats.

Eine Abrechnung der Netzkonten wird von den Netznutzerverbänden ausdrücklich begrüßt. Vor dem Hintergrund, dass seitens der beiden MGVs Gaspool und NetConnect regelmäßig Schätzungen bezüglich des Regelenergiebedarfs genannt werden, die ca. zwei Drittel auf die Netzkonten und nur ca. ein Drittel auf die Bilanzkreise zuordnen, kann dies ein sehr effektives Mittel sein, um die Kosten der Regelenergie deutlich zu senken. Im vorliegenden Entwurf sind diese Anreize aber noch deutlich zu schwach und bleiben hinter dem zurück, was die Bundesnetzagentur, vertreten durch den Beschlusskammervorsitzenden der Beschlusskammer 7 Herrn Mielke, im Netznutzerforum am 26. April 2012 vorgab. Demnach soll bei einer Überschreitung des Schwellenwertes von 10% eine Abrechnung auf null stattfinden. Als Alternative wurde die Herabsetzung des Schwellenwertes von 5% genannt, wobei nur für die den Schwellenwert von 5% übersteigende Menge unter Verwendung des RLM-Mehr-/Mindermengenpreises des jeweiligen Monats abgerechnet würde.

Leider wurde weder das Prinzip noch der Schwellenwert im Vorfeld mit den Netznutzerverbänden diskutiert. Aus unserer Sicht hätte die Konsultation eigentlich über das aktuell eingestellte Festlegungsverfahren zu GABi Gas erfolgen müssen, zumal dort auf die Vorschläge im Evaluierungsbericht verwiesen wurde. In diesem wurden sogar explizit dazu eingeladen Vorschläge zu unterbreiten. Die Konsultation

dieser Vorschläge hat nie stattgefunden. Weder im Festlegungsverfahren zu GABi Gas, noch im Rahmen des Prozesses zur Ausarbeitung der Änderungsmaßnahmen für die KOV V. Die Netznutzerverbände wurden hier mehr oder minder vor fast vollendete Tatsachen gestellt. Eine frühzeitige und gleichberechtigte Einbeziehung der Netznutzer, wie Sie in § 24 EnWG vorgesehen ist, hat hier nicht stattgefunden. Gerade vor dem Hintergrund, dass die jährliche Kosten für die Regelenergieumlage mittlerweile mit etwa 500 Mio. € zu beziffern sind, ist eine Einbeziehung der Netznutzerverbände umso gebotener.

Im Rahmen der GABi-Konsultation wurde der Markt auch zur Transparenz bezüglich Regelenergieentstehung und Einkauf befragt. In den von den Netznutzerverbänden und anderen Marktteilnehmern eingereichten Stellungnahmen wurde dabei die immer noch mangelnde Transparenz kritisiert. Trotzdem sprechen sich BDEW, VKU, GEODE und Bundesnetzagentur im vorliegenden Entwurf in § 47 Ziffer 10 dafür aus, dass nur diejenigen Netzbetreiber mit einer Abweichung in ihrem Netzkonto von mehr als +/- 50 % auf der Internetseite des Marktgebietsverantwortlichen im öffentlich zugänglichen Bereich veröffentlicht werden. Bei solchen Schwellenwerten bleibt eine derartige Regelung vorhersagbar wirkungslos.

Aus Sicht der Netznutzerverbände bestünde hier aber eine echte Chance das System ohne Zusatzkosten durch Transparenz wesentlich effizienter zu gestalten. Dies geschieht indem die Netzkontenstände aller Netzbetreiber – monatlich aktualisiert - auf der Internetseite des Marktgebietsverantwortlichen im öffentlich zugänglichen Bereich veröffentlicht werden. Nur so ist für die Netznutzer und damit für die Öffentlichkeit auch nachvollziehbar, wer im Bereich der Standardlastprofilkunden für den immens hohen Regelenergiebedarf verantwortlich ist. Die Daten liegen in den vorhandenen Systemen vor und müssten lediglich öffentlich bereitgestellt werden. Im Bereich der Baufortschritte von Verteilnetzen im Strombereich ist die Bundesnetzagentur den Schritt Effizienzverbesserung über Transparenzherstellung ja schon gegangen. Die Netznutzerverbände schließen sich in diesem Sinne den dazu geäußerten Worten des neuen Präsidenten der Bundesnetzagentur Herrn Jochen Homann zu diesem Thema an: "Trotzdem glaube ich, dass mehr Transparenz dem einen oder anderen Beteiligten etwas mehr auf die Sprünge helfen kann."

Forderungen der Netznutzerverbände zur Änderung des KOV V-Entwurfs:

1. Eine vollständige Abrechnung des Netzkontostandes findet dabei bei einer Überschreitung eines positiven Schwellenwertes von über 5% statt
2. Vollständige Transparenz über alle Netzkonten durch monatlich aktualisierte Veröffentlichung auf der Internetseite des Marktgebietsverantwortlichen im öffentlich zugänglichen Bereich

BILANZKREISMANAGEMENT

1. Mengenmeldung der Ist-Entnahmen von RLM-Ausspeisungen: 14 statt 19 Uhr

Die korrekte Ermittlung und zeitnahe Bereitstellung der Allokationsdaten ist seit Einführung von „GABi Gas“ eine einzige Baustelle. Die von der BNetzA 2008 festgelegten Regeln für den Ausgleich und die Abrechnung von Bilanzkreisen enthielten leider keine hinreichend genauen Vorgaben für die Datenermittlung und Bereitstellung all jener Informationen, die die Bilanzkreisverantwortlichen zur Vermeidung von Bilanzungleichgewichten benötigen. Die Netzbetreiber schlossen die Regelungslücke in der folgenden KoV III daher in ihrem Sinne und ignorierten die Anforderungen der Bilanzkreisverantwortlichen. Es kam wie es kommen musste – und insbesondere die übermittelten SLP-Allokationsdaten wurden zu spät oder fehlerhaft geliefert. Da die wirtschaftlichen Risiken fehlerhafter Allokationsdaten der Ausspeisenetzbetreiber bislang nur die Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen hatten, stellte die Einführung des Datenclearing-Prozesses mit der KoV IV für die Marktteilnehmer eine erste große Erleichterung dar. Nun wird mit der KoV V endlich die von den Netznutzern lange geforderte Netzkontoabrechnung implementiert, um Ausspeisenetzbetreiber anzureizen, die Qualität ihrer SLP-Allokationsdaten zu verbessern.

Leider wurde auf die vom bne zur KoV V erneut im Netznutzerforum vorgetragene Forderung nach einer **zeitnahen Übermittlung der „Ist-Entnahmen“ an Ausspeisepunkten zu leistungsgemessenen Letztverbrauchern am Liefertag** nicht weiter eingegangen. Von den Netzbetreibern gab es dazu keine Antwort – außer, dass dieser Punkt „mitgenommen“ werde. Aber die Regelung in § 16 Ziffer 5 der Anlage 4 zur KoV V (Entwurf) blieb bislang unverändert und weiterhin werden die für den Zeitraum **von 6 bis 12 Uhr ermittelten Ist-Mengen erst spätestens 19 Uhr dem BKV zur**

Verfügung gestellt. Mit diesem Zeitverzug übermittelte Bilanzkreisinformationen sind für den BKV zum unmittelbaren Ausgleich seines Bilanzkreises praktisch wertlos. Die **Mengenmeldung der Ist-Mengen** muss **spätestens 14 Uhr beim Bilanzkreisverantwortlichen** eingehen.

Dabei sind die gesetzlichen Vorgaben hierzu klar in § 26 Absatz 1 der GasNZV formuliert: *„Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortliche haben sich gegenseitig sowie den Transportkunden und den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich alle Informationen zur Verfügung zu stellen, die zur Vermeidung, zum Ausgleich und zur Abrechnung von Bilanzungleichgewichten erforderlich sind.“*

Auch geltende Vorgaben der Bundesnetzagentur missachten die Netzbetreiber mit dieser Regelung: Denn für **RLM-Entnahmestellen sind gemäß** Nr. 4 im Prozess D. 1.6.2. der Anlage zu **GeLi Gas bei der regelmäßigen Ablesung die Messwerte „unverzüglich nach der Auslesung der Messwerte im Stundentakt“ zu übermitteln**. Das heißt, **die Lastgänge sind** nicht nur im Stundentakt zu erfassen sondern **auch stündlich auszulesen und** – nach entsprechender Plausibilisierung und ggf. erforderlicher Ersatzwertbildung – **unverzüglich an den Transportkunden zu übermitteln**. In diesem Prozessschritt sind neben dem Lastgang auch „alle abrechnungs- oder bilanzierungsrelevanten Informationen für das Datum der regelmäßigen Ablesung“ zu übermitteln. Diese Anpassung muss auch im Lieferantenrahmenvertrag (§ 6 Ziffer 4 der Anlage 3 zum KoV V-Entwurf) umgehend erfolgen.

Ohne Verringerung des bestehenden „7-Stunden-Zeitverzugs“ sehen wir in der späten Datenbereitstellung auch einen Konflikt mit dem geplanten europäischen Netzkodex Gasbilanzierung, welcher ebenfalls Vorgaben für eine zeitnahe Bereitstellung dieser Intra-Day-Werte bei Ausspeisepunkten mit leistungsgemessen Entnahmestellen vorsieht.

Denn die Praxis zeigt auch, dass es besser geht: Zahlreiche Ausspeisenetzbetreiber (ANB) übermitteln die Daten bereits viel früher und senden diese direkt an die Bilanzkreisverantwortlichen. Sofern die Datenübermittlungswege von der Entnahmestelle zum Ausspeisenetzbetreiber der Grund für das lange 6-Stunden-Zeitfenster zur Ermittlung der Ist-Mengen ist, sind die ANB in der Pflicht, für eine geeignete Datenübermittlungen zu sorgen. Diese Anstrengung werden die betreffenden

Netzbetreiber aber nur realisieren, wenn das Zeitfenster für die Datenermittlung verkleinert wird.

2. Prozess Fallgruppenwechsel in enger Abstimmung zum Lieferantenwechsel

Bei der Belieferung von RLM-Entnahmestellen wirkt sich deren Zuordnung zu einer Fallgruppe – mit oder ohne Tagesband – erheblich auf die Kosten der Bilanzierung aus. Insbesondere vor dem Hintergrund des dramatischen Anstiegs der Regelenergieumlage, ist die Wahl der Fallgruppe für die RLM-Entnahmestellen ein nicht unwesentlicher Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit einer Erdgasbelieferung. Die Termine für den Wechsel der Fallgruppe sind zwar in GABi Gas geregelt (zu Beginn jeder Umlageperiode und beim Wechsel des Lieferanten), aber gerade **in Verbindung mit dem Lieferantenwechsel** gibt es eine **hohe Fehlerquote beim Fallgruppenwechsel** (rund 30 %). Selbst beim Fallgruppenwechsel zu Beginn der Umlageperiode liegt der Fehler einer falschen oder nicht umgesetzten Zuordnung der gewählten Fallgruppe noch immer bei 10 bis 5 %, wie Bilanzkreisverantwortliche aus der Praxis berichten.

Leider wurde die Anpassung des Prozesses Fallgruppenwechsel erstmalig auf dem Netznutzerforum am 26. April vorgestellt – viel zu spät für eine Diskussion mit den Bilanzkreisverantwortlichen und Transportkunden. Anlass der Änderung ist zwar die Umsetzung des Lieferantenwechsels innerhalb kürzerer Fristen nach der EnWG-Novelle 2011. Jedoch ist bereits der alte Prozess mit längeren Fristen extrem fehlerbehaftet. Wird nun die nach den Entwürfen geplante **Fristverkürzung bei gleichzeitiger Beibehaltung des unnötig komplexen Prozesses** umgesetzt, ist zu erwarten, dass die **Übernahme des Fallgruppenwechsels auf großer Breite fehlläuft**. Wird die Fallgruppe nicht wie vom BKV gewählt und angemeldet übernommen, stellt das ein erhebliches wirtschaftliches Risiko für ihn dar. Bislang bleibt den BKV nur die Möglichkeit, den Fallgruppenwechsel zu Beginn der nächsten Periode durch nochmaliges Anstoßen „korrigieren“ zu lassen – aber auch hier ohne „Erfolgsgarantie“, dass der Wechsel klappt. Bei diesen **extrem hohen Fehlerquoten** und den bisher **einseitig auf die Netznutzer abgewälzten Risiken** einer fehlerhaften Umsetzung durch die Netzbetreiber ist **dringend ein Korrekturprozess für den Fallgruppenwechsel erforderlich**.

Das **Problem hinter diesen Fehlern liegt im Kern in den getrennten Prozessen bei den Ausspeisenetzbetreibern** – und lässt sich nach unserer Einschätzung auch nur dort lösen: Im Rahmen der Umsetzung des Lieferantenwechsels nach GeLi Gas erstellen

die Netzbetreiber Zuordnungslisten, welche aber nicht zu 100 % mit den Deklarationslisten übereinstimmen, mit den die Netzbetreiber die Fallgruppenzuordnung und auch den Fallgruppenwechsel nach GABi Gas abwickeln. Die Ausspeisenetzbetreiber lassen diese Differenzen jedoch unbeachtet mit der Folge, dass der Fallgruppenwechsel mit einer unangemessen hohen Fallzahl misslingt – das wirtschaftliche Risiko trägt (i. d. R.) der Bilanzkreisverantwortliche.

Kurzfristig müssen die Fristen „Lieferantenwechsel“ und „Fallgruppenwechsel“ miteinander abgestimmt werden. Denn die Fehlerquote beim Wechsel der Fallgruppe liegt um ein Vielfaches höher, wenn der Wechsel ohne Angabe der Zählpunktbezeichnung veranlasst wird im Vergleich zu einer Meldung mit Zählpunkt-Angabe. Der Zählpunkt – beim Fallgruppenwechsel keine obligatorische Angabe – liegt dem Bilanzkreisverantwortlichen erst dann vor, wenn der Ausspeisenetzbetreiber den Lieferantenwechsel bestätigt hat. Kurz gesagt: Der **Prozess Fallgruppenwechsel sollte nach der Antwortfrist des ANB auf den Lieferantenwechsel eingerichtet werden.**

Neben der **Verschlinkung der Prozesskette** (MGV kann rausgenommen werden, da er ohnehin keine aktive Rolle hier hat), **muss den Bilanzkreisverantwortlichen die Korrektur der Fallgruppe zu Beginn des nächsten Monats ermöglicht werden.**

Überdies sei an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass alle Ausspeisenetzbetreiber die **Zuordnungsermächtigungen wie vereinbart umsetzen müssen.** Der Hintergrund ist, dass manche ANB Beschränkungen wie z. B. „nur RLMoT“ in den Zuordnungsermächtigungen ignorieren und alles Mögliche zuordnen.

ABRECHNUNG MEHR- UND MINDERMENGEN (SLP)

Bei jeder Anpassung der Kooperationsvereinbarung ist die Vereinheitlichung und Vereinfachung der **Mehr- und Mindermengenabrechnung (für SLP-Entnahmestellen)** eine der Hauptforderungen der Netznutzer. Jedes Jahr werden die Argumente ausgetauscht, die Netzbetreiber versprechen Verbesserungen ohne sich auf einen einzigen Punkt verbindlich festzulegen und jedes Mal ändert sich am Ende doch nichts. Das Ergebnis ist: Noch immer dürfen die Ausspeisenetzbetreiber eines der vier Verfahren zur Abrechnung der Mehr- und Mindermengen wählen, die alle im Leitfaden

Geschäftsprozesse Bilanzkreismanagement beschrieben sind. Der ganze **Prozess ist hochgradig ineffizient** und die **4 Abrechnungsvarianten bieten nur scheinbar eine größere Genauigkeit gegenüber einem einzigen, bundesweit einheitlichen** Verfahren zur Abrechnung der Mehr- und Mindermengen.

Diese Unbestimmtheit wirkt sich zudem nachteilig auf den Lieferantenrahmenvertrag aus: § 8 Ziffer 3 der Anlage 3 zum KoV V-Entwurf regelt diesen wichtigen Punkt nur vage und verweist stattdessen auf Einzelregelungen der Netzbetreiber in deren Ergänzenden Geschäftsbedingungen. Damit regelt jeder der fast 700 Gasverteilnetzbetreiber die Mehr- und Mindermengenabrechnung individuell.

Überdies haben die Netzbetreiber **für jedes der 4 Verfahren zur Ermittlung der Mehr- und Mindermengen (MMM) jeweils ein anderes Verfahren zur Berechnung des MMM-Preises festgelegt**, der in der Abrechnung zur Anwendung kommt. *„Für die Abrechnung der SLP-Mehr-/Mindermengen kommen je nach Verfahren unterschiedliche Preise zum Einsatz“*, heißt es hierzu im Leitfaden Bilanzkreismanagement (Seite 168 in der Fassung vom 3. Mai 2012). Die Abgrenzung der zur Preisbildung herangezogenen Zeiträume und mittleren Ausgleichsenergiepreise erscheint zum Teil willkürlich und ist in keinem Fall mehr nachvollziehbar. Diesem ineffizienten Prozess und der Hinhaltenaktik der Netzbetreiber sollte die Bundesnetzagentur ein Ende bereiten und die Standardisierung der Mehr- und Mindermengenabrechnung durch eine entsprechende Festlegung nach Konsultation aller Marktteilnehmer herbeiführen.

SICHERHEITSLAISTUNG UND VORAUSZAHLUNGEN

Bei vermutlich keinem anderen Punkt der Netzzugangsverträge tritt die **Einseitigkeit der Vertragsgestaltung in den Anlagen zur Kooperationsvereinbarung** stärker hervor. Nach den Vorgaben der Gasnetzzugangsverordnung (§ 4) **dürfen Netzbetreiber bzw. Marktgebietsverantwortliche Sicherheiten nur in begründeten Einzelfällen verlangen**. Aus Perspektive der Netznutzer ist unverständlich, warum die bereits umstrittenen Regeln der KoV IV nun mit der KoV V zu Lasten der Netznutzer noch einmal erheblich verschärft werden sollen.

Die Netznutzerverbände erkennen grundsätzlich das Interesse der Netzbetreiber an der Sicherung der Zahlungen aus diesen Verträgen an. Allerdings darf dies nicht zu einer **Übersicherung zu Lasten der Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen** und zu einem System führen, in dem Regelungen zu Sicherheitsleistungen und Vorauszahlungen **praktisch als Hürden beim Netzanschluss** (z. B. Biogasanlagen) **und Netzzugang** wirken. Diese Gefahr sehen wir jedoch deutlich – insbesondere auch für neue Marktteilnehmer, durch die nun abermals verschärften Regelungen. Das Hinterlegen einer Sicherheitsleistung für **alle** neu abgeschlossenen Bilanzkreisverträge i.H.v. 100.000 € wird von den Netznutzerverbänden abgelehnt. Dies ist eine unzumutbare Markteintrittsbarriere. Zudem dürfen die Neuregelungen in keinem Fall dazu führen, dass Transportkunden oder Bilanzkreisverantwortliche, von denen in der Vergangenheit keine Sicherheitsleistungen gefordert wurden, zukünftig Sicherheiten hinterlegen müssen.

Die Ergänzungen in den Vertragsentwürfen vom 3. Mai 2012 verkürzen zum einen die Fristen für Netznutzer, die Unbegründetheit der Anforderung von Sicherheitsleistungen eines Netzbetreibers zu widerlegen. **Hochgradig diskriminierend und in der Sache ungeeignet** ist zudem die **Aufnahme von diversen Ratings als Beleg für unzureichende Bonität**, auf deren Grundlage die Netzbetreiber die Anforderung von Sicherheitsleistungen begründen können. Insbesondere die daraus abgeleitete **automatisch vorliegende begründete Besorgnis bei nicht vorliegendem Rating ist hanebüchen**. Gerade auch neue und oder kleine Marktteilnehmer würden durch eine solche Regelung unangemessen diskriminiert. Die Erstellung eines Ratings sowie dessen Aktualisierung ist zudem sehr teuer und darf daher nicht über die Regelungen in dem Lieferantenrahmenvertrag der Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber de facto als Voraussetzung für den Netzzugang implementiert werden. Ein **wirksames Instrument Zahlungsausfallrisiken zu minimieren** ist nicht zuletzt die **zeitnahe Rechnungstellung der Netzbetreiber** – das gilt gerade auch für die Abrechnung der Mehr- und Mindermengen.

Statt einer Verschärfung, für die wir weder Anlass noch gesetzliche Grundlage sehen, sollte dieser Dauerstreitpunkt mit hohem diskriminierendem Potential **dringend durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur nach Konsultation aller Marktbeteiligten gelöst werden**. In einem solchen Verfahren müssen sowohl die Interessen der Netznutzer wie auch Netzbetreiber angemessen und in einem ausgewogenen Verhältnis

berücksichtigt werden. Da sich zwischen Strom und Gassektor weder Risiken noch Netzzugangsmodell so stark unterscheiden, kann in Grunde fast vollständig auf die **Festlegung der Beschlusskammer 6 zum Bilanzkreisvertrag Strom (Az.: BK6-06-013) vom 29. Juni 2011** zurückgegriffen werden.

Für Rückfragen:

Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.

Anne Köhler, +49 30 7 400 548 14, anne.koehler@bne-online.de

EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V.

Joachim Rahls, +49 5141 / 4839006, Joachim.Rahls@de.bp.com

Verband der chemischen Industrie e.V.

Dr. Alexander Kronimus, +49 69 / 2556 1967, kronimus@vci.de

VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

Valentin Höhn, +49 201 / 810 84 18, y.hoehn@vik.de