

Fragenliste zu „Zwischenberichten“ KEMA-Gutachten zu Entry-Exit Tarifierung und Bilanzierung (22.12.2012)

VERBUND nimmt im Zuge der bis 13/01/12 laufenden zweiten Konsultation zu der seitens E-Control vorgestellten „Zwischenberichte zu den KEMA-Gutachten zu Entry-Exit Tarifierung und Bilanzierung“ auf Expertenebene wie folgt Stellung:

1. Zwischenbericht Entry-Exit

Fragen an die Marktteilnehmer:

- Das Konzept enthält die Empfehlung einer individuellen Kapazitätsvermarktung inkl. eines Erlösausgleichsmechanismus (aufgrund der integrierten Tarifberechnung) zwischen Netzbetreibern, wie sehen Marktteilnehmer diese Empfehlung, welche Alternativen wären vorstellbar?

Das Konzept der individuellen Kapazitätsvermarktung läuft der Idee eines einheitlichen Marktgebietes ohne Unterscheidung Fernleitung und Verteilernetzgebiet zuwider. Eine individuelle Kapazitätsvermarktung durch den jeweiligen TSO birgt die Gefahr der faktischen Etablierung mehrerer getrennter Entry/Exit-Zonen. Darüber hinaus konterkariert ein solches Modell die Intention des Gesetzgebers bei der Neueinrichtung des Marktgebietsmanagers, welcher als zentrale Stelle unabhängig (zertifiziert) als Makler zu agieren und eine entsprechende Plattform einzurichten hat. Alternativ könnte der Marktgebietsmanagers den Betrieb dieser Plattform an die Börse auslagern und diese übernimmt die Rolle des zentralen Vermarkters.

Ebenfalls anzumerken ist, dass im Falle einer individuellen Kapazitätsvermarktung, jeder TSO seinen Interessen folgen wird, welche nicht zwangsweise mit den Gesamtinteressen des Marktes übereinstimmen müssen. Eine individuelle Kapazitätsvermarktung könnte so zu einer reduzierten Auslastung der technisch vorhandenen Kapazitäten, im Vergleich zu einer gemeinsamen Vermarktung, führen. Eine erhöhte Auslastung der technisch vorhandenen Kapazitäten - aufgrund der „übergeordneten“ Führung des Systems - wurde durch AGGM bewiesen (siehe Jahresbericht AGGM). Entsprechend ist aus Sicht VERBUND eine gemeinsame Vermarktung im neuen System durch den Marktgebietsmanager – oder einem von diesem Beauftragten – sicherzustellen.

- Wie sehen Marktteilnehmer bei direkter Zuordnung von Netzkosten auf Speicherpunkte die Tarifierung an Speicherpunkten auf Basis simpler Jahreskapazitäten bzw. durch Netzzutrittsentgelte versus einer Tarifierung die die individuelle Speichernutzung reflektiert (z.B. kurzfristige Netzkapazitätsprodukte), also Kostendeckung durch Netznutzungsentgelte?

Aus Sicht VERBUND ist eine Kostendeckung durch das Netznutzungsentgelt festzusetzen, wobei die Netznutzung sowohl einen Anteil Leistungs- als auch Arbeitsentgelt zu beinhalten hätte. Zu beachten ist

dabei, dass die Gesamtkostenbelastung durch die Aufteilung des derzeitigen Systemnutzungstarifes auf die künftig unterschiedlichen „Teiltarife“ in Summe zu keiner Mehrbelastung für den Endverbraucher führt. Es soll die Summe der Tarifentgelte aus Entry/Exit, Speichertarif und Netznutzung Endverbrauch gegenüber dem Status Quo nicht höher werden. Insbesondere ist dafür Sorge zu tragen, dass seitens der Speicherunternehmen nur die Tarifikosten, die auch tatsächlich an das Speicherunternehmen verrechnet werden, anteilig weiterverrechnet werden.

Grundsätzlich ist hier anzumerken, dass § 73 Abs. 5 GWG normiert, dass das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz (Einspeicherung) auf Basis der vertraglichen Leistung zu entrichten ist.

- Inwieweit halten Marktteilnehmer das Angebot von nicht-festen Kapazitäten, z.B. in der Form von unterbrechbaren Kapazitäten in Klassen mit unterschiedlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten für sinnvoll und akzeptabel?

Solange die Altverträge nicht vollständig in das neue Marktmodell übergeführt sind, sind solche Kapazitäten nicht akzeptabel. Jedoch kann durch die Einführung solcher Kapazitäten die ausweisbare Kapazität maximiert werden und für kurzfristigen Handel zur Verfügung stehen. Sie sind analog einer festen Kapazität einem UIOLI-Prinzip zu unterwerfen. Der Wert der Kapazität sinkt aus Sicht des Handels jedoch mit zunehmender Unterbrechungswahrscheinlichkeit.

- Wie werden Kapazitäten mit Beschränkung der freien Zuordenbarkeit durch Marktteilnehmer beurteilt? Sind diese Kapazitäten notwendig um ausreichend feste Kapazitäten bereitzustellen, und können ggf. andere Instrumente wie z.B. unterbrechbare Kapazitäten oder Lastflusszusagen den gleichen Effekt erzielen?

Das Vorliegen von Kapazitäten mit Beschränkung der freien Zuordenbarkeit ist ein klarer Hinweis auf die Existenz eines Engpasses. Fraglich ist, ob es sich um einen tatsächlich physikalisch bedingten Engpass handelt, oder einen vertraglich begründeten Engpass. Darüber hinaus ist es fraglich, ob mit der Einführung von Kapazitäten mit Beschränkung der freien Zuordenbarkeit nicht entgegen der Forderung des dritten Binnenmarktpakets wiederum ein pfadabhängiges Modell geschaffen wird. Bei der vollständigen Marktzuführung sämtlicher Kapazität inklusive der aus Altverträgen würde sich diese Frage gar nicht erst stellen (vergleiche Kapazitätsvergabe im Strombereich).

- Wie schätzen Marktteilnehmer das Potenzial für das Angebot von Lastflusszusagen in Österreich ein und wie müssten diese gestaltet sein?

Vorab wäre zu definieren, welche konkreten Anforderungen an Lastflusszusagen gestellt werden. Lastflusszusagen sollten aus Transparentgründen im Rahmen einer Ausschreibung oder einem transparenten Instrument angeboten und abgewickelt werden. Das Potenzial ist zumindest

deckungsgleich mit den aktuell bei AGCS registrierten Ausgleichsanbietern bzw. können durch entsprechende Ausgestaltung des Beschaffungsmodus auch weitere Marktteilnehmer eingebunden werde. Keinesfalls darf das Instrument der Lastflusszusage als Vorwand für Kapazitätshortung dienen.

- Wie beurteilen Marktteilnehmer die Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten und die Anwendung von Saisonalitätsfaktoren?

Saisonalitätsfaktoren sind abzulehnen, da dadurch der hocheffiziente KWK-Anlagenbetrieb massiv verteuert werden würde.

2. Zwischenbericht Balancing

Fragen an die Marktteilnehmer:

Fragen unter Annahme getrennter Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesysteme für Fernleitungsnetz und Verteilergebiet

In diesem Modell erfolgt die Einführung einer Tagesbilanzierung nur im Fernleitungsnetz auf Basis der Vorgaben der Balancing FG und NC. Im Verteilergebiet wird das bestehende Stundensystem und Gastag beibehalten.

- Wie können bei unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreisen im Fernleitungsnetz und Verteilergebiet individuelle Optimierungsstrategien von Netzbenutzern zulasten des Gesamtsystems verhindert werden?

Eine Optimierung wird nur dann ergebnislos bleiben, wenn der entsprechende Anreiz - dh Preisstellung - nicht gegeben ist. Solange eine Arbitragemöglichkeit dauerhaft besteht, wird es Versuche einer Optimierung zu Gunsten der bestmöglichen Beschaffung geben. Ergo kann ein solches Unterfangen nur dann unterbunden werden, wenn beispielsweise durch Pönaen eine preisliche Gleichstellung erreicht wurde. Da dies jedoch willkürlich und die ob genannte Bedingung zwingend erforderlich erscheint, steht alternativ nur die Einführung eines einheitlichen Ausgleichsenergiepreissystems.

- Soll es im Fernleitungsnetz Toleranzen pro Bilanzgruppe geben? In welcher Höhe und wie können diese ausgelegt sein (stündlich, kumulativ)?

Es soll nur Toleranzen - kumulativ - abhängig vom Bilanzgruppentyp (Handel bzw. Endverbrauch) und unabhängig von der Netzebene geben. Das Toleranzband sollte z.B. in Abhängigkeit des Gesamtumsatzes unter Berücksichtigung des Bilanzgruppentyps definiert werden.

Handelsbilanzgruppen hätten ein relativ zu Bilanzgruppen mit Endverbrauch geringes Toleranzband.

Handelsbilanzgruppen sollten abgesehen von Nominierungsfehlern stets ausgeglichen sein, d.h. die Prognostizierbarkeit deren Verhaltens bzw. die Eintrittswahrscheinlichkeit allfälliger auftretender

Abweichungen ist relativ einfach im Vergleich zum Verhalten des Endverbrauchs zu bestimmen. Das für

die Gesamtheit der Bilanzgruppen zur Anwendung kommende Toleranzband bestimmt sich über das gesamte im Marktgebiet nutzbare Linepack.

Fragen unter Annahme eines einheitlichen Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesystems für das Marktgebiet:

In diesem Modell wird für das Marktgebiet ein den netztechnischen Notwendigkeiten gerechtes Tagesbilanzierungsregime eingeführt.

- Soll es unterschiedliche, kundengruppenspezifische Umlagesysteme für die untertägige Strukturierung geben? Wäre eine Wahlfreiheit des Netznutzers, sich einer bestimmten untertägigen Kundengruppe anzuschließen (etwa über einen Modulationstarif) einer zwangsweisen Einordnung vorzuziehen?

Kundengruppenspezifische Umlagesysteme bedeuten mit hoher Wahrscheinlichkeit unterschiedliche Preise für Ausgleichsenergie. Es könnte somit ein Anreiz entstehen, bestimmte Kundengruppen im Sinne einer Optimierung systematisch entsprechend differenziert zu behandeln, um allfällige Vorteile zu nutzen bzw. Nachteile auszugleichen.

VERBUND lehnt ein kundengruppenspezifisches Umlagesystem daher ab.

- Wie können bei unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreisen in angrenzenden Marktgebieten individuelle Optimierungsstrategien von Netzbenutzern zulasten des österreichischen Systems verhindert werden?

Allgemein sollte die Berücksichtigung des nachstehenden Grundsatzes in der Ausgestaltung der Preisbildung für Ausgleichsenergie dies weitestgehend verhindern helfen und eine höhere Verursachergerechtigkeit gewährleisten:

- *Belohnung eines systemstabilisierenden Verhaltens respektive Bestrafung eines destabilisierenden Verhaltens durch die Preisbildung für Ausgleichsenergie; die Systematik der Belohnung/Bestrafung kann im Detail erst bei näherer Kenntnis der Gestaltung des VHP diskutiert werden*

Eine Harmonisierung mit den Nachbarmärkten ist unbedingt anzustreben und ehest umzusetzen, insbesondere in Richtung NCG.

- Sollen untertägige Beschränkungen auf Stundenbasis oder auf kumulierter Basis gesetzt werden?

Abweichungen sollten grundsätzlich stündlich festgestellt werden, wobei innerhalb der geltenden Toleranzen eine stündliche, kumulative Bestimmung der Abweichung erfolgen soll. Über das Toleranzband hinausgehende Abweichungen sind stundenscharf zu betrachten. Eine stündliche Betrachtung hat aus unserer Sicht den Vorteil, dass der Anreiz für eine bestmögliche Prognose entsprechend hoch ist und eine gewisse Kompatibilität mit dem Strommarkt/Stromausgleichssystem (abgesehen von den Nominierungsfristen, Vorlaufzeiten) gegeben ist. Die Verstromung von Gas ist

künftig ein bestimmender Faktor innerhalb der Gesamtgasabnahme, weshalb eine Commodity-übergreifende Betrachtung zweckmäßig erscheint.

Zu bedenken ist im Rahmen dieser Fragestellung nach unserer Ansicht jedoch auch die Nominierungssystematik und ganz besonders die Ausgestaltung der künftigen am Virtuellen Handelspunkt gehandelt Produkte. Da hierzu jedoch noch keine hinreichende Information verfügbar ist, ist eine abschließende Beantwortung der gegenständlichen Frage schwierig.

Für beide Ausgestaltungsarten:

- Welche Veröffentlichungs- und Informationspflichten sind notwendig, um den Zielen eines marktorientierten Ausgleichsmodells zu entsprechen?
 - *Informationen über den physischen Zustand und die Effizienz des Netzes,*
 - *ex ante und ex post Informationen über Angebot und Nachfrage von Kapazität auf der Grundlage von Nominierungen, Prognosen und tatsächlichen Lastflüssen sowie Angebot und Nachfrage nach Netzkapazität selbst, Wartungsarbeiten, Ausgleich von Mengenabweichungen und Verfügbarkeit und Zugang zu Speichereinrichtungen,*
 - *zentrale Veröffentlichung der Auktionsdaten, insb. der technisch verfügbaren Kapazität, Sicherheitsmargen, nominierten Kapazität, angebotenen Kapazität,*
 - *zugeteilte Kapazität, erzielte Preise, anonymisierte Bids und Angebotskurve.*

- Welche Bemessungsgrundlage sollte für Toleranzen herangezogen werden?

Bemessungsgrundlage muss das gesamte verfügbare Linepack innerhalb des Marktgebiets sein. Dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Kosten hierfür über die entsprechenden Tarife gedeckt werden, es entstehen dem Netzbetreiber somit durch die Nutzung des Linepacks keine zusätzlichen Kosten.

- Sollte es zwangsweise ein auf Prognose und zeitnahe Ausgleich basierendes Ausgleichsverfahren etabliert werden oder ist unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit zum nachträglichen Ausgleich eines entstandenen Ungleichgewichts ebenfalls zu berücksichtigen?

Bei einem nachträglichen Ausgleich stellt sich die Frage der Kostenzuordnung im Fall des Abrufes von Ausgleichsenergie/Beschaffung von Ausgleichsenergie am VHP. In der Folge kann es zu einer einseitigen, nicht verursachergerechten Kostenbelastung kommen. Aus Gründen der Transparenz und Nachvollziehbarkeit ist aus Sicht VERBUND daher ein auf Prognose und zeitnahe Ausgleich basierendes Ausgleichsverfahren zu etablieren.

- Sollte es in der Bilanzzone Toleranzen für den Stabilitätsgrad des Gesamtsystems geben? Sollten Netzbenutzer einen Anreiz zum Systemausgleich erhalten?

Toleranzen für den Stabilitätsgrad des Gesamtsystems gibt es vermutlich aus Sicht des sicheren Netzbetriebes aufgrund der Vielzahl der denkbaren Systemzustände in der Praxis ohnedies. Es erscheint jedoch zweifelhaft, ob eine allgemeine Kenntnis selbiger nicht zu einem Optimierungsanreiz im Sinne der Lukrierung von Kostenvorteilen bei dazu in der Lage befindlichen Marktteilnehmer führt. Wesentlich ist, dass die entsprechenden Netzbetreiber tatsächlich diskriminierungsfrei agieren, so dass in der Folge derart kritische Kennzahlen nicht zeitnah veröffentlicht werden müssen.