

Salzburg AG · Postfach 170 · A 5021 Salzburg

Energie Control Austria - Vorstand
Rudolfplatz 13a
1010 Wien

vorab per Mail

Zeichen EH/ Ram
Mitarbeiter Dr. Rainer
Durchwahl 2176
Fax-Durchwahl 2135
martin.rainer@salzburg-ag.at

Seite 1/4
120112_B_EC_Konsultation.doc

Beantwortung der Fragenliste zum Zwischenbericht KEMA

13.Jänner 2012

Sehr geehrter Herr DI Boltz,
sehr geehrter Herr Mag. Graf,

anbei senden wir Ihnen die Beantwortung der Fragenliste zum Zwischenbericht der KEMA vom 20.12.2011 aus der Sicht des BGV / Händlers / Versorgers Salzburg AG.
Über eine entsprechende Berücksichtigung im aktuellen Marktregelprozess würden wir uns freuen.

1) Entry / Exit

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

Eine individuelle Kapazitätsvermarktung je TSO bringt einerseits einen enormen Aufwand für Kunden am Sekundärmarkt und bedingt andererseits die Einrichtung von zusätzlichen IT Systemen bei jedem TSO. Aus unserer Sicht ist eine zentrale Vermarktung nach deutschem Vorbild über eine einzelne, zentrale Plattform sinnvoll (TRAC-X).

- *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?*

Nach unserer Vorstellung ist an den Speicherpunkten die Möglichkeit zur Buchung langfristiger Kapazitäten (größer 1 Jahr) bis zu kurzfristigen Kapazitäten (bis intraday) erforderlich. Bei der Buchung langfristiger Kapazitäten zu fixierten Kosten kann die individuelle Speichersituation die zum tatsächlichen Zeitpunkt der Ein-/ Ausspeicherung vorherrscht nicht reflektiert werden. Über eine derartige Differenzierung der Kosten würde zusätzlich eine Verzerrung am Speichermarkt geschaffen und die individuellen Kosten wären für Nutzer nicht kalkulierbar.

Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation

Firmensitz: Bayerhamerstraße 16 · 5020 Salzburg · Österreich · office@salzburg-ag.at · www.salzburg-ag.at · DVR: 0027685 · UID: ATU33790403
Offenlegung nach §14 UGB: Aktiengesellschaft, Salzburg · Landesgericht Salzburg · Firmenbuch: FN 51350s · Bankverbindung: Raiffeisenverband Salzburg
Konto-Nr. 45 005 BLZ 35000 IBAN: AT66 3500 0000 0004 5005 BIC: RVSAAT2S · Salzburger Sparkasse Konto-Nr.1800 BLZ 20404
IBAN: AT81 2040 4000 0000 1800 BIC: SBGSAT2S

■ **Strom Erdgas Fernwärme Wasser Verkehr Telekommunikation Kabel-TV Internet Telefonie**

- *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?*

Der Mehraufwand für eine Klassifizierung ist erheblich. Die Angabe der Unterbrechungswahrscheinlichkeit könnte einfacher über einen Zusatzkennzahl im Sinne eines „Überbuchungsgrades“ oder aber der direkten Angabe der „Unterbrechungswahrscheinlichkeit“ anstatt der Angabe einer Klasse gegeben werden.

- *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 Lastflussszusagen den gleichen Effekt erzielen?*

Das Ziel muss die Maximierung der festen Kapazitäten sein. Dieses ist mit allen der oben genannten Methoden erzielbar. Unserer Meinung nach sollte die Anzahl der unterschiedlichen Typen von Instrumenten allerdings möglichst gering gehalten werden. Die Unterscheidung in feste und unterbrechbare Kapazitäten sollte dabei ausreichend sein.

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

Lastflussszusagen sind generell problematisch, da diese bei unerwarteten Einschränkungen oder ungeplanten Ereignissen in der Kette der vorgelagerten Netze nicht eingehalten werden können und somit nicht als firm gewertet werden können.

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

Die Einführung von unterjährigen Kapazitätsprodukten bis hin zu intraday Produkten ist unbedingt erforderlich, da dadurch die Möglichkeit geschaffen wird auch kurzfristig die Buchung dem tatsächlichen Kapazitätsbedarf anzupassen. Dies darf nicht durch „Aufschläge“ auf kurzfristige Produkte unattraktiv gestaltet werden, da damit der Anreiz zur kurzfristigen Kapazitätsanpassung entfällt. Die Einführung von Saisonalitätsfaktoren hingegen ist sinnvoll, da sie die saisonell bedingten unterschiedlichen Kosten der Kapazitäten widerspiegelt. Hier sollte analog dem deutschen Modell der Grundsatz gelten: Die Summe der Kosten der kurzfristigen Kapazitätsprodukte ist gleich den Kosten für die langfristige Buchung.

2) Balancing

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

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

Die Optimierung kann aus unserer Sicht bei Existenz von 2 Systemen nicht verhindert werden.

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

Jede Einführung von Toleranzen verwässert das Prinzip, dass Abweichungen das System prinzipiell belasten und in de facto ausgeglichen werden müssen. Wir plädieren daher (wie auch bisher bewährt) für die Beibehaltung eines stündlich bilanzierenden Ausgleichsenergiesystems.

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?*

Die Abweichungen zwischen Einspeisung und Verbrauch muss in Summe ausgeglichen werden, unabhängig davon welche Kundengruppe diese verursacht hat. Bei der Auflage von mehreren gruppenspezifischen Umlagesystemen wird lediglich mehr Komplexität geschaffen. Zusätzlich nimmt man über eine Wahlmöglichkeit der Zuordnung in Kauf, dass ähnliche Kunden unterschiedlich behandelt werden. Auch für den BGV bedeutet eine Abrechnung von mehr als einer Gruppe einen abzulehnenden Mehraufwand.

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

Ähnlich wie zwischen Fernleitungs- und Verteilnetz sehen wir außer einer kompletten Integration der Gebiete bzw. Ausgleichssysteme keine Lösung.

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

Beschränkungen auf Stundenbasis haben unserer Meinung nach einen direkteren Lenkungseffekt und können leichter umgesetzt werden.

Für beide Ausgestaltungsarten:

- *Welche Veröffentlichungs- und Informationspflichten sind notwendig, um den Zielen eines marktorientierten Ausgleichsmodells zu entsprechen?*

Hier könnte der österreichische Strommarkt (Mit Daten zu Market Maker bzw. Minutenreserve) als gutes Vorbild dienen.

- *Welche Bemessungsgrundlage sollte für Toleranzen herangezogen werden?*

Wir halten wie erwähnt Toleranzen für nicht sinnvoll. Generell könnten jedoch die am Vortag angemeldeten Stunden- / Tageswerte als Basis für eine Toleranzbemessung gelten.

- *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?*

Ein nachträglicher Mengenausgleich ändert nichts an der Unausgeglichenheit in der betreffenden Stunde. Durch das Nachliefern der Mengen würde lediglich verhindert, dass sich der TSO um den kumulierten Anteil der Ausgleichsmengen kümmern muss. - Der stündliche Ausgleich muss dennoch erfolgen. Ein rein finanzieller Ausgleich der Kosten dieses Stundenausgleiches, abgerechnet durch eine neutrale Stelle erscheint zweckmäßig.

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

Toleranzen halten wir aus den oben angeführten Gründen für nicht sinnvoll. Anreizen zur Unterstützung des Systemausgleichs, wie sie auch im bestehenden System angewendet werden und gut funktionieren, ist der Vorzug zu geben. Die Möglichkeiten der Netzstabilisierung durch die Netznutzer soll voll ausgeschöpft werden.

Freundliche Grüße

Salzburg AG
für Energie, Verkehr und Telekommunikation

