

E-Control  
Rudolfsplatz 13a  
1010 Wien  
Per E-Mail an: [marktregeln-strom@e-control.at](mailto:marktregeln-strom@e-control.at)

Kontakt	DW	Unser Zeichen	Ihr Zeichen	Datum
Dipl.-Volksw. Alexandra Gruber/Ha	211	AG – 04/2018		22.03.2018

## **Konsultation: Änderungen betreffend Kapitel 1, 3 und 11 der Sonstigen Marktregeln Strom Stellungnahme von Oesterreichs Energie zu Kapitel 3**

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu den Begutachtungsentwürfen betreffend Änderungen der Kapitel 1, 3 und 11 der Sonstigen Marktregeln Strom.

Österreichs E-Wirtschaft steht nach wie vor zum Ziel eines integrierten Elektrizitätsbinnenmarkts mit ungehindertem Stromaustausch. Vor dem Hintergrund des hohen und weiter steigenden Anteils Erneuerbarer Energien ist es aus unserer Sicht wesentlich, dass die Gebotszonen im EU-Strommarkt möglichst groß und liquide sind, um eine effiziente sichere Kundenversorgung gewährleisten zu können. Oesterreichs Energie ist vehement für die Aufrechterhaltung der gemeinsamen Preiszone AT-DE eingetreten und hält den Preiszonensplit für den falschen Weg, der letztlich den notwendigen Druck, innerstaatliche Netzengpässe durch Leitungsausbau zu beheben, reduziert.

Zum Entwurf Kapitel 3 der Sonstigen Marktregeln Strom (SoMa 3, V 6.0) nehmen wir wie folgt Stellung:

### **SoMa 3, Punkt 2.3.1.2, Longterm & Day-ahead Abschnitt**

Aus unserer Sicht ist die zur Konsultation vorgelegte Fassung mit zwei verschiedenen Varianten, PTRs bzw. FTRs, für die kommerziellen Marktteilnehmer nicht annehmbar, da sie keine definitive Aussage über das ab 01.10.2018 zur Anwendung kommende Verfahren macht. Nur eine zeitgerechte und definitive Festlegung ermöglicht es den kommerziellen Marktteilnehmern, die notwendigen technischen und administrativen Vorbereitungen – insbesondere interne und durch externe IT-Dienstleister zu vollziehende Änderungen bei den Fahrplanprozessen, Testphasen, Schulung der Mitarbeiter – vorzunehmen. Eine weitere Konsultation der geplanten Änderungen der SoMa 3 ist nach Vorliegen der Entscheidung über FTRs oder PTRs sowie der zugehörigen Prozesse jedenfalls erforderlich.

Die Händler von Oesterreichs Energie haben sich mehrfach für die Implementierung von PTRs ausgesprochen, weil es den Marktteilnehmern nur mit PTRs weiterhin möglich ist, Strom tatsächlich physisch über die Grenze zu bekommen. Im Sinne einer maßvollen Einschränkung der Handelstätigkeit auch mit Bewirtschaftung der Grenze AT-DE geht es darum, die verbleibenden Möglichkeiten und Freiheitsgrade der Händler ab 01.10.2018 nicht weiter zu reduzieren als notwendig und die maximal mögliche Grenzkapazität sicherzustellen.

Für Österreichs E-Wirtschaft sind eine erfolgreiche Umsetzung des Flow Based Market Coupling, eine erfolgreiche Umsetzung von XBID und die Integration der Grenze AT-DE ins CWE Flow Based Market Coupling wesentlich.

Bisher haben sich physische Übertragungsrechte als gängige Methode bewährt und werden folglich an nahezu jeder Grenze gelebt. Die Marktteilnehmer haben mit diesem Design zur Abwicklung regelzonenüberschreitender Stromhandelsgeschäfte ausreichend Erfahrung und Vorkehrungen, was die Minimierung von Transaktionskosten erlaubt. Eine Änderung dieses bewährten Designs von Übertragungsrechten hin zu FTRs setzt aus Sicht von Oesterreichs Energie ausreichend liquide Märkte auf beiden Seiten der Grenze voraus und sollte in den Kapazitätsberechnungsregionen harmonisiert erfolgen.

### **SoMa 3, Punkt 2.3.1.2, Intra-day Abschnitt**

Eine GOT von D-1, 22:00 Uhr, schränkt den ID-Handel immens ein, insbesondere für die ersten Stunden eines Tages kann es zu erheblichen Liquiditätsdefiziten kommen. Oesterreichs Energie hat ihre Position, dass die Berechnung der physikalischen Lastflüsse vorverlegt bzw. beschleunigt werden kann, um die GOT im ID-Handel früher ansetzen zu können, auch bei anderen Konsultationen und im Rahmen der XBID-Vorbereitungen eingebracht.

Oesterreichs Energie plädiert entsprechend dafür, dass der Start für den regelzonenüberschreitenden Intradayhandel für die Regelzongrenzen zu Deutschland nur, falls endgültig notwendig, und dann erst zum spätestmöglichen Zeitpunkt auf 22:00 Uhr verschoben wird.

Zu Phase 1, Anmeldung

Ist im Fall der zeitgerechten Umsetzung des XBID-Projektes tatsächlich eine Reservierung der Kapazitäten notwendig? – Hier ist eine Klarstellung erforderlich.

Zu Phase 2, Technische Prüfung und Abgleich

In den Ausführungen der vollständigen Nutzung der Grenzkapazitäten werden bei abweichenden Zeitreihen diese sofort verworfen. Müssen im Abweichungsfall aber nicht die Fahrplanzeitreihen an die reservierten Kapazitäten angepasst werden, um eine Kapazitätsüberbuchung zu verhindern? – Wir bitten auch hier um entsprechende Präzisierung.

Wie gestaltet sich der Prozess der Kapazitätsanmeldung, wenn das Projekt XBID nicht zeitgerecht zur Trennung der DE/AT-Preiszone umgesetzt werden kann?

### **SoMa 3, Punkt 5.2, Weitere Beispiele für Fahrplananmeldungen: Beispiel 3**

Bei den Verfügbarkeitsfahrplänen gibt es bezüglich der Meldung der technischen Leistungsgrenze bei Nichtverfügbarkeit unserer Meinung nach Inkonsistenzen zwischen der Beschreibung unter 2.3.5 und dem Beispiel 3 unter 5.2.

Unter 2.3.5 (Verfügbarkeitsfahrpläne und -meldungen) wird unter Punkt 1 und 2 spezifiziert, welche Zeitreihen anzugeben sind:

- a) Zeitreihe mit der Vorlaufzeit, bei Nichtverfügbarkeiten ist „99.999“ anzugeben.
- b) Eine Zeitreihe mit der revidierten Leistung, d.h. der nicht verfügbaren Leistung aufgrund von z.B. Revisionen, Reparaturen, Defekten.
- c) Eine Zeitreihe mit der technischen Leistungsobergrenze.

Die verfügbare Leistung ergibt sich dann aus technischer Leistungsgrenze minus revidierter Leistung.

In dem Beispiel zur Meldung einer Nichtverfügbarkeit (Beispiel 3) ist die Meldung einer vollständigen Nichtverfügbarkeit nun aber so dargestellt, dass in der Zeitreihe zur Meldung der revidierten Leistung die gesamte technische Leistung angeführt wird, die technische Leistungsobergrenze aber mit 0 angegeben wird.

Das ist aus unserer Sicht nicht konsistent mit den Vorgaben in 2.3.5 und stellt zudem auch einen logischen Widerspruch dar: Die angegebene revidierte Leistung wäre dann ja größer als die angegebene technische Maximalleistung.

Nach unserer Auffassung ist das Beispiel dahingehend zu korrigieren, dass auch im Falle einer kompletten Nichtverfügbarkeit (Vorlaufzeit = 99.999) die technische Leistungsobergrenze anzugeben ist, die revidierte Leistung der technischen Leistungsobergrenze entspricht, und die verfügbare Leistung somit 0 ist (verfügbare Leistung = technische Leistungsobergrenze minus revidierte Leistung).

### **Redaktionelle Anpassungen**

Der Ersatz des Begriffs „Abstimmung“ durch den Begriff „Abgleich“ (in Bezug auf die Prüfung der Fahrplanzeitreihen) wurde noch nicht vollständig vorgenommen. Z.B. wird in den Diagrammen auf den Seiten 12 und 19 noch der Begriff „Abstimmung“ verwendet. Außerdem werden nach wie vor Begriffe verwendet, die in Deutschland explizit nicht mehr verwendet werden sollen, z.B. „Nominierung“. Auch der Verweis auf ESS IG 2.3 (in 2.4.1 Grundregeln) ist antiquiert, diese Regel ist nirgendwo zu finden.

Insgesamt entsprechen die aktuellen punktuellen Änderungen betreffend Prozess und Format nicht dem Harmonisierungsziel, eine grundlegende Redaktion ist geboten.

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen Ihnen für Fragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Leonhard Schitter  
Präsident

Dr. Barbara Schmidt  
Generalsekretärin