



An die

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
Rudolfsplatz 13A
1010 Wien

per E-Mail an
marktregeln@e-control.at

DI Dr. Erich Wagner
erich.wagner@energieallianz.at
Tel. +43 1 904 10-13323
Datum, 27.11.2014

Begutachtung der Sonstigen Marktregeln, Kapitel 3

Sehr geehrte Damen und Herren!

Zu den vorgeschlagenen Änderungen der Sonstigen Marktregeln Kapitel 3, Version 5.6 dürfen wir wie folgt Stellung nehmen:

Das vorliegende Dokument ist sowohl inhaltlich als auch syntaktisch unausgereift und stark verbesserungswürdig. Inhaltlich kritisieren wir vor allem die im Entwurf implizit eingeschlagene Festlegung des Informationslaufs (Kraftwerk->BGV->TSO->ENSTO-E) für Meldungen an die Transparenzplattform, anstelle der Meldung an die EEX in ihrer Rolle als data provider. In dieser Form wird der Entwurf von uns jedenfalls abgelehnt.

Dennoch begrüßen wir die im Rahmen der Konsultation eingeräumte Möglichkeit zur Stellungnahme, obwohl die Frist mit zwei Wochen relativ kurz bemessen ist. Noch mehr erstaunt aber die vorgeschlagene kurze Umsetzungsfrist bis zum 1.3.2015, da mit den geplanten Änderungen wesentliche Umstellungen, vor allem IT-technischer Natur, notwendig wären. Wir gehen davon aus, dass noch weitere iterative Konsultationsphasen notwendig sein werden. Als positives Beispiel für einen derartigen Prozess möchten wir das „Festlegungsverfahren zur Änderung des Bilanzkreisvertrages“ BNetzA, Beschlusskammer 6, anführen.

Die Änderung der SoMa Kapitel 3 hat auch Auswirkungen auf die SoMa Kapitel 2, die ebenfalls zu ändern wären.

Im Allgemeinen fehlt uns im Dokument der Bezug auf die von ACER bzw. der EU moderierten europäischen Marktregelprozesse und die entsprechenden Vorgaben der Network Codes, zumal manche der vorgeschlagenen Neuerungen aus unserer Sicht nicht im Einklang mit den Network Codes stehen.

Weiters erscheint uns die Neudefinition von technischen Fahrplanformaten, die nicht von ENTSO-E autorisiert sind, problematisch. Mit diesen, nur für Österreich geltenden, Formatregeln werden die BGV zu aufwändigen und wohl kostspieligen IT-Anpassungen gezwungen.

Stattdessen fehlt die schon seit geraumer Zeit anstehende und mehrfach geforderte „Änderung der Übertragungswege“: Die Kommunikation per E-Mail (SMTP) ist fehleranfällig und bezüglich der „Reisezeit“ der Nachrichten nicht verlässlich. Der Übertragungsweg E-Mail ist nicht mehr adäquat.

- ➔ Daher wäre eine Umstellung auf synchrone Übertragungswege (zB Webservice, AS2 oder AS3, oder die von den Verteilnetzbetreibern bereits erfolgreich umgesetzte Lösung mit Ponton X/P) überfällig.

Darüber hinaus möchten wir eine Endredaktion des Textes anregen, da manche verwendete Formulierungen unklar, irreführend bzw. sprachlich verbesserungswürdig erscheinen.

Beispiele dafür sind die Begriffe „grenzspezifisch“ statt „regelzonenüberschreitend“ (S 10,13,15), „Abwicklung der Abschnitte“ (wird teils in zeitlichem, teils in prozesstechnischem Zusammenhang verwendet – S 11), „Longterm“ (dieser Begriff bezieht sich eigentlich auf Reservierungen – S 11) „grenzabhängig“ (es geht nicht um nationale Grenzen – S 15), „(Einschränkungen, Kapazitätsgrenzen, Machbarkeit)“ (der Begriff „Machbarkeit“ ist unbestimmt – S 13), „zeitliche Abschnitte“ (siehe oben – S 12, 15), „Für die vorliegende Zeitreihe liegt zum Zeitpunkt der Fahrplanübermittlung noch kein gültiges Rechtedokument vor“ (unklarer Begriff – S 43), etc.

Unsere Anmerkungen im Detail:

Seite 6

„Dieses Dokument beschreibt die Umsetzung des ENTSO Scheduling Systems (ESS) für das Fahrplanmanagement in Österreich. Als Grundlage dient der ESS Implementation Guide (ESSIG) V 2.3.“

- ➔ „ESSIG 3.2“ bedeutet „ENTSO Scheduling System (ESS) Implementation Guide, Version 2.3“. Hier sollte der Bezug zur Website der ENTSO-E als Quellverweis hergestellt werden. Der Stand dieses Dokuments ist April 2003.

Kapitel 1.2

Gefordert wird die Meldung von „blockscharfen“ Fahrplänen für die Kraftwerkserzeugung und –Verfügbarkeit.

Zur Planung der Netzsicherheit werden in den Network Codes „Operational Planning and Scheduling (NC OPS)“, „Operational Security (NC OS)“ sowie „Requirements for Generators

(NC RfG)“ Vorgaben gemacht. Diese Regelwerke zielen darauf ab, signifikante Anlagen (Significant Grid Users) zu identifizieren und deren Verfügbarkeit an die ÜNB bzw. VNB zu melden. Signifikante (=systemrelevante) Anlagen sind bestimmte Kraftwerke (Power Generating Modules, Type B, C und D nach NC RfG) und Verbraucher (demand facilities).

Der Artikel 25 des NC OS fordert die Bekanntgabe der Verfügbarkeit am Kraftwerksknoten (Connection Point) - und nicht „blockscharf“.

“Article 25

Scheduled data exchange between TSOs, DSOs and Significant Grid Users according to Article 1(5)(a) and Article 1(5)(d) connected to the Distribution Network

1. Each Significant Grid User which is a Power Generating Facility Owner according to the Article 1(5)(a) and Article 1(5)(d) and with Connection Point to the Distribution Network, shall provide its TSO and/or its DSO with its scheduled unavailability, Active Power restriction and its forecast scheduled Active Power output at the Connection Point.”

- ➔ Die in den vorgeschlagenen SoMa Kap 3 „blockscharfe“ Abgrenzung geht nicht konform mit den Network Codes.
- ➔ Kraftwerksbetreiber optimieren derzeit ihre Kraftwerke in der Regel nicht „blockscharf“. Auch müsste die Relevanz der Daten für die APG geprüft werden. Wenn z.B. mehrere Blöcke auf eine Leitung geschaltet werden können, bringt eine „blockscharfe“ Meldung keinen Mehrwert für den RZF.

Die Beurteilung der Verfügbarkeit hat gemäß dem NC OPS Artikel 32 in den Klassen „available“, „unavailable“ und „testing“ zu erfolgen. Die Meldung ergeht per Fahrplan.

- ➔ Die Angabe der „Vorlaufzeit“ ist darin aber nicht vorgesehen.

Im Vergleich zu DE, wo die RZF sicherlich mit größeren Herausforderungen zur Erhaltung der Netzstabilität konfrontiert sind, erachten wir die gewünschten Meldepflichten (insbesondere der Vorlaufzeiten für KW) für übertrieben. Derartige Informationsanforderungen gibt es in DE nicht.

- ➔ Wir verlangen die Streichung der Übermittlungsanforderung für „Vorlaufzeiten“.

Phase 1: Anmeldung (Nominierung)

Seite 13

„Im Longterm Abschnitt dürfen ausschließlich grenzüberschreitende Fahrpläne mit Programmen (Zeitreihen) auf Basis von Jahres- und Monatskapazitätsvergaben gemeldet werden.“

- ➔ „Longterm“ bezieht sich auf die Art der Kapazitätsreservierung, aber nicht auf die Fahrplanmeldung. Da gibt es nur Day-ahead und Intraday. Der Begriff ist zu streichen.

„Im Day-ahead Abschnitt werden zusätzlich Programme auf Basis der Tageskapazitäten gemeldet.“

- ➔ An nicht engpassbehafteten Regelzongengrenzen, z.B. nach Deutschland, wäre demnach eine Day-ahead Anmeldung gar nicht möglich.

Fußnote: „Nominierungsmodalitäten: Alle Details zu den aktuell, grenzspezifisch gültigen Nominierungsmodalitäten (frühestmögliche Anmeldung, Anmeldeschluss, Korrekturzyklen, Cutofftime etc.) und deren Hinweise sind der APG Homepage zu entnehmen. Fahrpläne, welche nicht den gültigen Nominierungsmodalitäten entsprechen, werden abgelehnt.“

- ➔ Es erfolgt eine unzulässige Delegation zur Ausgestaltung der Marktregeln von der E-Control an die APG. Insbesondere stellt sich die Frage, ob die APG rechtlich überhaupt dazu ermächtigt werden darf, die Nominierungsmodalitäten eigenständig zu ändern. Die Veröffentlichung von Teilen der Marktregeln über die Homepage der APG stellt keine geeignete Veröffentlichungsweise dar und widerspricht § 22 Ziff. 1 des E-ControlG.

Seite 14

„Der regelzonenüberschreitende Intraday-Handel beginnt D-1 um 21:00. Intraday-Fahrpläne, welche vor diesem Zeitpunkt beim Regelzonenführer eintreffen, werden abgelehnt.“

- ➔ Die zeitliche Änderung von D-1 18.00 Uhr auf D-1 21.00 läuft der Verwirklichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie der fairen Teilnahme der österreichischen Marktteilnehmer an der deutsch-österreichischen Preiszone zuwider. Vielmehr sollte der Start der Intra-day Nominierungen zeitgleich mit Deutschland durchgeführt werden. Die vorgeschlagene Regelung wird aus dem Blickwinkel des europäischen Wettbewerbsrechtes als bedenklich erachtet.

Kapitel 2.3.4 Erzeugungsfahrpläne

Seite 22:

„Benötigt werden Erzeugungsdaten für jeden einzelnen Block pro Kraftwerk, die in den Netzebenen 1 und 3 (größer/gleich 110 kV) einspeisen bzw. für Pumpspeicherung entnehmen, oder eine Summenkraftwerksnettoleistung von größer/gleich 25 MW (unabhängig von dem Spannungsniveau der Einspeisung) aufweisen. Dies gilt auch für Eigenerzeuger.“

- ➔ Die Änderung der Grenze für die Aktualisierung der Erzeugungsfahrpläne auf 25 MW bedeutet einen sehr hohen Prozessaufwand und ist daher abzulehnen. Als Kriterium „je Block“ würde sich in vielen Fällen die Grenze für das Kraftwerk sogar erhöhen.
- ➔ Die Meldegrenze ist mit 50 MW je Kraftwerk beizubehalten.

„Für Kraftwerke unterhalb der Netzebene 3 und kleiner 25 MW Summenkraftwerks-nettleistung, sind ebenfalls Fahrpläne anzugeben, sofern der Regelzonenführer oder der Netzbetreiber die Notwendigkeit dieser Information .. begründet.“

- ➔ Wie soll die Begründung erfolgen und mitgeteilt werden?
Die Formulierung „Erzeugungsfahrplan (Datenbank)“ ist missverständlich.

- ➔ Ist damit ein Fahrplan (als Informationsdatei) oder eine physische Datenbank gemeint?

„Zusätzlich sind Fahrpläne für Kraftwerke deren Erzeugung dargebotsabhängig ist (z.B. Windparks), für den übernächsten Tag bis 14:30 Uhr an diese zentrale Datenbank des RZF zu senden.“

- ➔ Gerade für volatile Erzeugungseinheiten wie Windparks ist die Prognose aber besonders unsicher und wird kaum einen Mehrwert an Information bringen.
- ➔ Wir verlangen die Streichung dieser Regel.

Seite 23

„Die Nichteinhaltung der Erzeugungsfahrpläne ... ist unzulässig, ...“.

- ➔ Hier fehlt die Angabe von Sanktionen bzw. sonstigen Auswirkungen.

„Um die Qualität der übermittelten Fahrpläne und der Messung, sowie der angewendeten Modelle (Abschätzung der sonstigen Erzeugung, Modelle zur Berechnung der Energieflüsse im Netz) beurteilen zu können, benötigen die NB und der RZF die tatsächlichen blockscharfen (gemessenen) ¼ h Werte der Erzeugungseinheiten (und Speicherpumpen), für die prognostizierte Erzeugungsdaten abzugeben sind. Diese sind vom BGV zeitnahe (spätestens am Folgetag) an den RZF zu senden.“

- ➔ Wie soll der BGV die blockscharf gemessenen ¼ h Werte an den RZF senden?

Seite 24

„Der BGV sendet dem RZF (und im Rahmen der E-EnLD-VO 2014 §11 der E-Control) die Verfügbarkeitsdaten in Form von Fahrplänen und sonstigen Meldungen.“

- ➔ In welcher Form sind „sonstige Meldungen“ zu erstatten?

Seite 25

„Bei jeder Änderung der Verfügbarkeitsdaten gemäß Punkt 1 und 2 nach dem genannten Meldezeitpunkt (geplant oder auch ungeplant), hat eine Stunde nach Entscheidung bzw. nach Eintritt der Änderung eine aktualisierte Meldung (Fahrplan) bei Zutreffen einer der folgenden Kriterien zu erfolgen:“

→ Wie ist der „Entscheidungszeitpunkt“ definiert?

Kapitel 2.3.1.2 Fahrplanrückmeldungen

„Um 16:30 Uhr, D-1, wird den Antragstellern die Information via „Time Series Confirmation Report“ übermittelt ..“

→ Die Bestätigung der Day-Ahead Anmeldungen soll nicht wie bisher „bis um“ sondern „um“ 16:30 erfolgen. Eine Erklärung, warum vom derzeitigen Modell abgegangen wird, fehlt.

Formattechnische Aspekte

3. Übertragung der Nachrichten

„Die Übertragung einer XML Nachricht erfolgt über E-Mail (Protokoll SMTP) als nicht komprimierter Anhang zu dieser Mail. Als Mailformat muss „Nur-Text“ oder HTML verwendet werden.“

→ E-Mail Kommunikation ist für zeitkritische Prozesse nicht mehr zeitgemäß. Selbst die VNB verwenden mittlerweile mit Ponton X/P eine synchrone Übertragungsplattform, und das für nicht-zeitkritische Informationen.

Seite 24

„Eine Zeitreihe mit der Angabe zur Vorlaufzeit ab Anforderung bis zur Lieferung der maximal möglichen Leistung (i.d.R.: Engpassleistung) in Stunden. Bei Nichtverfügbarkeiten (aufgrund von z.B.: Revisionen, Reparaturen oder Defekten) ist die Vorlaufzeit mit der Menge „99999“ anzugeben.“

→ Die Ausprägung „99999“ ist nicht ENTSO-E konform.

Seite 32 und 39

Das E(N)TSO Scheduling System (ESS) wird zur Abbildung der Produkte „Wirkleistung“ oder „Wirkenergie“ verwendet.

Der BusinessType „A70“ bedeutet nach ENTSO „Production unavailable“. Schon rein syntaktisch kann das Feld nicht mit einer „Vorlaufzeit“ belegt werden.

Weiters ist die Maßeinheit „Stunde“ (HOU) im ENTSO Dokument „ENTSO-E GENERAL CODE LISTS FOR DATA INTERCHANGE“ nicht vorgesehen. Zulässige Einheiten (StandardUnitOfMeasureTypeList) sind: MWH, MAW, MAH, MAR, KWT, KWH, etc. – aber nicht HOU für Stunden.

- ➔ Die im SoMa Entwurf enthaltene Interpretation bzw. Erweiterung des internationalen Standards würde eine für Österreich einzigartige IT-technische Anforderung bedeuten.
- ➔ Die Umsetzung kann nicht durch reine Parametrierung vorhandener System erfolgen.

Wir ersuchen höflich um Kenntnisnahme und Berücksichtigung unserer Einwände und zeichnen

mit freundlichen Grüßen.

ENERGIEALLIANZ Austria GmbH