

Wien Energie GmbH | 1030 Wien | Postfach 500

An die
Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Public Affairs

Kontakt: Mag. Rainer Anzböck
Telefon: +43 (0)1 4004-31601
Telefax: +43 (0)1 4004-9931601
Email: rainer.anzboeck@wienenergie.at
Datum: 25.11.2014

Per Email: Marktregeln-Strom@e-control.at

Stellungnahme der Wien Energie GmbH zum Begutachtungsentwurf der „Sonstigen Marktregeln“ Kapitel 3 (Fahrpläne) sowie Kapitel 10 (Informationsübermittlung von Netzbetreibern und anderen Marktteilnehmern; Grundsätze des 1. und 2. Clearings

Sehr geehrte Damen und Herren,

nachfolgend übermitteln wir Ihnen die Stellungnahme der Wien Energie GmbH zum Begutachtungsentwurf der „Sonstigen Marktregeln“ Kapitel 3 (Fahrpläne). Wien Energie gibt zu Kapitel 10 keine Stellungnahme ab.

Kapitel 3, Fahrpläne

Die Umsetzungsfrist bis zum 1.3.2015 halten wir für ambitioniert, da mit den geplanten Änderungen wesentliche Umstellungen, vor allem IT technischer Natur, notwendig wären.

Im Allgemeinen fehlt uns im Dokument der Bezug auf die von ACER bzw. der EU angestrebten 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 Fahrplan Formaten, die nicht von ENTSO autorisiert sind, problematisch. Mit diesen, nur für Österreich geltenden, Formatregeln, werden die Bilanzgruppenverantwortlichen zu möglicherweise kostspieligen IT Anpassungen gezwungen und gleichzeitig der Marktzugang für neue Bilanzgruppenverantwortliche erschwert.

Ausständig ist ebenfalls 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 (z.B. Webservice, AS2 oder AS3, oder die von den Verteilnetzbetreibern bereits erfolgreich umgesetzte Lösung mit PONTON) längst überfällig.

Außerdem ist eine Endredaktion des Textes wünschenswert, da manche verwendete Formulierungen unklar, irreführend sind. Beispielsweise verweisen wir auf die Begriffe „grenzspezifisch“ statt „regelzonenüberschreitend“ (Seiten 10,13,15).

Anbei unsere Anmerkungen im Detail:

Seite 6, 1. Absatz

„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 übrigens April 2003.

Kapitel 1.2, Leistungseinheiten

Seite 7

Für die Beurteilung der Netzsicherheit und der Netzberechnungen bzw. der Lastprognosen wird die Meldung von „*blockscharfen*“ Fahrplänen für die Kraftwerkserzeugung und –verfügbarkeit gefordert.

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 Übertragungsnetzbetreiber bzw. Verteilnetzbetreiber zu melden. Signifikante (=systemrelevante) Anlagen sind bestimmte Kraftwerke (Power Generating Modules, Type B, C und D nach NC RfG) und Verbraucher (demand facilities). Artikel 25 des NC OS fordert die Bekanntgabe der Verfügbarkeit am Kraftwerksknoten (Connection Point) und nicht blockscharf.

Article 25 NC OS

„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 dem Begutachtungsentwurf „blockscharfe“ Abgrenzung ist unserer Ansicht nach nicht konform mit den Network Codes und wird insofern abgelehnt.

Kapitel 3.2.1.2 Anmeldung, Prüfung und Bestätigung von Fahrplänen

Seite 15

„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.“

Wir sehen in der sprachlichen Formulierung ein Problem. Zwischen den Regelzonen in Deutschland und Österreich existiert kein Engpass und damit auch kein Kapazitätsmanagement. Für den angeführten Fall wäre - bei genauer Auslegung des Textes - eine Day-ahead Fahrplan Anmeldung nicht vorgesehen und nicht möglich.

Seite 16

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

Die Zeitangabe sollte ersetzt werden mit „bis 16:30 Uhr“. Die exakte Zeit 16:30 Uhr wird in der Praxis nicht einzuhalten sein.

Seite 17

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

Der regelzonenüberschreitende Intradayhandel beginnt D-1 um 21:00 statt wie bisher um 18 Uhr. Aus unserer Sicht geht dies in eine komplett falsche Richtung. Alle Marktteilnehmer wünschen eine Harmonisierung mit Deutschland (gemeinsamer Strommarkt) mit Start Intradaynominierungen D-1 um 15:30 (gleich nach dem Zeitpunkt der Day-Ahead Confirmationfrist).

„Aus netztechnischen Erfordernissen kann es auch an nicht engpassbehafteten Grenzen zu einer Sperre des Intradayhandels (Intraday-Stopp) kommen. Als Konsequenz werden Programmänderungen der betroffenen Energierichtungen abgelehnt.“

Ein genaue Begründung/ Erläuterung für eine Sperre ist in den Marktregeln aufzunehmen (critical loadflows ist nicht ausreichend) sowie die vom Übertragungsnetzbetreiber getätigten Gegenmaßnahmen (Redispatch, EPM usw. – jeweils Anfrage bzw. Ablehnung/Zuschlag in anonymisierter Form). Diese sind zeitgleich mit dem Stopp zu veröffentlichen.

Kapitel 2.3.4 Erzeugungsfahrpläne

Seite 25f

„Der Regelzonenführer und der Netzbetreiber benötigen zur Berechnung von Lastflüssen und zur Beurteilung der Sicherheit ihrer Netze von den Bilanzgruppen blockscharfe Erzeugungsdaten (Zeitreihen mit Nettowerten), in Form von Erzeugungsfahrplänen. D.h. ein Erzeugungsfahrplan besteht in der Regel aus mehreren Datenzeitreihen.“

Derzeit stehen Erzeugungsfahrpläne je Transformatorblock für Kraftwerke mit mehreren Generatoren nicht in der Optimierung zur Verfügung. Eine Ertüchtigung der Optimierung würde hohe Kosten verursachen.

Angesichts des Aufwandes sollte die Definition eine Ausnahme beinhalten, die die Relevanz der Daten für die APG berücksichtigt. Wenn z.B. mehrere Blöcke nur auf eine Leitung geschaltet werden können, bietet eine blockscharfe Meldung keinen Mehrwert für den Regelzonenführer.

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

Die Änderung der Grenze für die Aktualisierung der Erzeugungsfahrpläne auf 25 MW bedeutet einen sehr hohen Prozessaufwand und ist daher abzulehnen. Wenn diese Änderung je Block gilt, würde sich in vielen Fällen die Grenze für das Kraftwerk sogar erhöhen. Daher ist eine Grenze von 50 MW pro Kraftwerk beizubehalten.

Es muss weiters eine Ausnahme für Windparks geben, da sonst ein erheblicher Mehraufwand für die Prognoseerstellung entstehen kann. Parks die über die OeMAG vermarktet werden, werden vom Betreiber üblicherweise nicht prognostiziert. Daher sollten diese Daten entweder von OeMAG oder dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Weiters stellt es eine Herausforderung dar, für volatile Erzeugungsanlagen eine Prognose zu erstellen.

Seite 26

„Alle Erzeugungsdaten (Zeitreihen) sind vom Regelzonenführer in einem zentralen Erzeugungsfahrplan (Datenbank) zu hinterlegen.“

Die Formulierung „Erzeugungsfahrplan (Datenbank)“ ist missverständlich.

Ist damit ein Fahrplan (als Informationsdatei) oder eine physische Datenbank gemeint? Eine Klarstellung erscheint erforderlich.

Seite 28

„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.“

Es ist nicht erkennbar, in welchem Format die Daten von dem Bilanzgruppenverantwortlichen an den Regelzonenführer übermittelt werden sollen. Eine Klärung ist erforderlich.

2.3.5 Verfügbarkeitsfahrpläne und -meldungen

Seite 28

„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.“

Es ist nicht erkennbar, in welchem Format die „sonstigen Meldungen“ übermittelt werden sollen?

Seite 29

„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 30

„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.“

Die Aktualisierung der Meldung von Verfügbarkeitsdaten mit maximal einer Stunde Verzögerung erfordert einen extrem ressourcenaufwendigen Prozess und ist in der Praxis nicht umsetzbar.

Realistischer, mit vertretbarem Ressourcenaufwand verbunden und bezüglich der Qualität der Information für APG mit geringen Abstrichen verbunden, wäre eine wöchentliche Aktualisierung der Änderung von Verfügbarkeitsdaten.

Deshalb ersuchen wir um entsprechende Änderung.

2.4.2.3 Codetabellen

Seite 40

Die Angabe von Stunden (HOU) ist 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.

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

Die im Begutachtungsentwurf enthaltene Interpretation bzw. Erweiterung des internationalen Standards würde eine für Österreich einzigartige IT-technische Anforderung bedeuten.

3.1 Übertragung der Nachrichten

Seite 58

„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.“

Eine E-Mail Kommunikation ist für zeitkritische Prozesse nicht mehr zeitgemäß. Daher erscheint eine Umstellung auf synchrone Übertragungswege (z.B. Webservice, AS2 oder AS3, oder die von den Verteilnetzbetreibern bereits erfolgreich umgesetzte Lösung mit PONTON) längst überfällig.

Mit der Bitte um Berücksichtigung. Für Rückfragen stehen wir sehr gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Mag. Gabriele Maderbacher
Leitung Public Affairs