

lfdNr	Bezug	Absender	Stellungnahme	Anmerkung E-Control/APG
1	Punkt 2.3.1.2 Longterm & Day-ahead Abschnitt	Oesterreichs Energie	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 Veröffentlichung einer der Varianten in SoMa 3 erfolgt nach der Entscheidung für einen Produkttyp. Marktteilnehmern wurde in der Konsultation die Möglichkeit gegeben, eine Präferenz für ein Produkt zum Ausdruck zu bringen bzw zur praktischen Ausgestaltung für beide Varianten Stellungnahmen abzugeben. Eine weitere Konsultation ist daher nicht vorgesehen.
2	Punkt 2.3.1.2 Longterm & Day-ahead Abschnitt	Oesterreichs Energie	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.	Die Präferenz von Teilen des Marktes sind bekannt. Die Unterschiede zwischen PTRs und FTRs liegen im Zeithorizont, der zur Festlegung von physischen Lieferungen herangezogen wird. Das Ausmaß der Kapazität bleibt unverändert.
3	Punkt 2.3.1.2 Longterm & Day-ahead Abschnitt	Oesterreichs Energie	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.	Die angeführten Charakteristika für die Umsetzung sind geplant.
4	Punkt 2.3.1.2 Longterm & Day-ahead Abschnitt	Oesterreichs Energie	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 Vorkahrungen, 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.	siehe Anmerkung 2
5	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	Oesterreichs Energie	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.	Die Kapazitätsbewirtschaftung für die Grenze DE/AT wird im Rahmen der CWE Region koordiniert. Die GOT um 22:00 Uhr wird ident bei allen anderen CWE Grenzen unter XBID sein. Dies ist erforderlich um zukünftig gesichert und koordiniert Intraday Kapazitäten berechnen und vergeben zu können. Der D-1 Netzsicherheitsbeurteilungsprozess legt einen Maßnahmenplan fest, der die Grundlage für die Entscheidungen zur Umsetzung der EPM-Maßnahmen bildet. Durch einen verfrühten Start des zonenüberschreitenden ID-Handels, wird diese Planung auf falsche Grundlagen gestellt, was zu Fehlentscheidungen bei der Umsetzung von EPM-Maßnahmen führt. Die technischen und organisatorischen Rahmenbedingungen für die internationale Berechnung und Koordination lassen derzeit keinen früheren Zeitpunkt für einen geordneten Abschluss des D-1 Netzsicherheitsbeurteilungsprozess als 22:00 Uhr zu. Eine Möglichkeit zur Vorverlegung dieses Prozesses und damit auch den Start für den ID-Handel wäre, den DayAhead-Marktabschluss auf europäischer Ebene dementsprechend vorzuerlegen. Dies wird beobachtet und soll auch mittelfristig angestrebt werden.
6	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	Oesterreichs Energie	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.	siehe Anmerkung 5
7	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt Phase 1	Oesterreichs Energie	Zu Phase 1, Anmeldung: Ist im Fall der zeitgerechten Umsetzung des XBID-Projektes tatsächliche eine Reservierung der Kapazitäten notwendig? – Hier ist eine Klarstellung erforderlich.	Der Begriff "Reservierung" in den sonstigen Marktregeln bezieht sich auf den Erwerb der Übertragungsrechte über Auktionen bzw. in weiterer Form über die Allokation gemäß dem "first-come-first-served" Prinzip. Dieser ist somit an allen engpassbehafteten Grenzen anwendbar. Bei Regelzongrenzen mit Market Coupling im Dayahead und Intraday entfällt die explizite Reservierung von Kapazitäten durch Bilanzgruppen welche an der Börse handeln. (die Vergabe von Übertragungsrechten erfolgt implizit über das Matching der Gebote)

lfdNr	Bezug	Absender	Stellungnahme	Anmerkung E-Control/APG
8	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt Phase 2	Oesterreichs Energie	Zu Phase 2, Technische Prüfung und Abgleich: In den Ausführungen der vollständigen Nutzung der Grenzkapazitäten werden bei abweichenden Zeitreihen diese sofort verworfen. Müssten im Abweichungsfall aber nicht die Fahrplanzeitreihen an die reservierten Kapazitäten angepasst werden, um eine Kapazitätsüberbuchung zu verhindern? – Wir bitten auch hier um entsprechende Präzisierung.	<p>Wurde im Kapitel präzisiert bzw. korrigiert. Die Annahme ist richtig, im Falle von Abweichungen werden die Fahrplanzeitreihen an die reservierten Kapazitäten angepasst.</p> <p>Sofern auch dann noch Diskrepanzen im Abgleich mit dem Partner-TSO bestehen, so gelten die zuletzt erfolgreich abgeglichenen (an den Grenzen zu DE) bzw. die Minimum Werte (an allen anderen Grenzen).</p> <p>Dies ist auch Grundlage der internationalen Vereinbarungen mit anderen Übertragungsnetzbetreibern im Kontext des Operation Handbooks und der System Operation Guideline. Diese fordern eine Regelung, die anzuwenden ist, sofern zwei TSOs keine Einigung über die angemeldeten Fahrplanwerte erzielen können.</p>
9	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	Oesterreichs Energie	Wie gestaltet sich der Prozess der Kapazitätsanmeldung, wenn das Projekt XBID nicht zeit-gerecht zur Trennung der DE/AT-Preiszone umgesetzt werden kann?	Die ÜNB in DE und AT evaluieren in Moment wie Intraday Kapazität in solch einem Fall vergeben werden könnte, auch in diesem Fall ist davon auszugehen, dass rein implizite Kapazitätsvergabe zur Verfügung gestellt wird.
10	Punkt 5.2 Beispiel 3	Oesterreichs Energie	Bei den Verfügbarkeitsfahrplänen gibt es bezüglich der Meldung der technischen Leistungs-grenze bei Nichtverfügbarkeit unserer Meinung nach Inkonsistenzen zwischen der Beschreibung unter 2.3.5 und dem Beispiel 3 unter 5.2.	Das Beispiel 3 im Kapitel 5.2. und die Beschreibung im Kapitel 2.3.5 sind konsistent. Im Bsp. ist eine Nicht-Verfügbarkeit mit Revidierter Leistung von 150 MW angeführt. Die Maximale Leistung ist 0 MW und entspricht der verfügbaren Leistung von ebenfalls 0 MW. Würde diese ZR als verfügbar gemeldet (Vorlaufzeit <= 99999) so wäre die Revidierte Leistung 0 MW und die Maximale Leistung 150 MW.
11	Punkt 5.2 Beispiel 3	Oesterreichs Energie	<p>Unter 2.3.5 (Verfügbarkeitsfahrpläne und -meldungen) wird unter Punkt 1 und 2 spezifiziert, welche Zeitreihen anzugeben sind:</p> <p>a) Zeitreihe mit der Vorlaufzeit, bei Nichtverfügbarkeiten ist „99.999“ anzugeben.</p> <p>b) Eine Zeitreihe mit der revidierten Leistung, d.h. der nicht verfügbaren Leistung aufgrund von z.B. Revisionen, Reparaturen, Defekten.</p> <p>c) Eine Zeitreihe mit der technischen Leistungsobergrenze.</p> <p>Die verfügbare Leistung ergibt sich dann aus technischer Leistungsgrenze minus revidierter Leistung.</p>	siehe Anmerkung 10
12	Punkt 5.2 Beispiel 3	Oesterreichs Energie	<p>In dem Beispiel zur Meldung einer Nichtverfügbarkeit (Beispiel 3) ist die Meldung einer voll-ständigen 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.</p> <p>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 Leistungs-obergrenze minus revidierte Leistung).</p>	siehe Anmerkung 10
13	allgemein	Oesterreichs Energie	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.	<p>Abstimmung' wurde vollständig mit dem Begriff 'Abgleich' ersetzt.</p> <p>Der Begriff 'Nominierung' wurde ebenfalls noch an einer Stelle in 'Fahrplananmeldung' geändert. Eine zwingende Änderung dieses Begriffs ist APG jedoch nicht bekannt, insbesondere auf welchen Annahmen diese Vorgaben innerhalb Deutschlands beruhen.</p> <p>Der Verweis auf den ESS IG 2.3 ist so alt wie das Format selbst, dass in der Nachrichtenübertragung angewendet wird. Solange in Österreich für die Fahrplananmeldung ESS Version 2.3 verwendet wird, ist auch die Referenzierung korrekt.</p>
14	allgemein	Oesterreichs Energie	Insgesamt entsprechen die aktuellen punktuellen Änderungen betreffend Prozess und Format nicht dem Harmonisierungsziel, eine grundlegende Redaktion ist geboten.	<p>Die Bedeutung bzw. der Hintergrund des Harmonisierungsziels ist nicht eindeutig nachvollziehbar. In Zusammenarbeit wurde mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ein Fahrplanprozess erarbeitet, der in gleicher Form wie an den anderen Grenzen in der CWE Region verläuft.</p> <p>Eine rein APG orientierte Harmonisierungslösung aller Regelzonengrenzenprozesse ist im Sinne einer konstruktiven und effizienten Zusammenarbeit aller involvierten Parteien schwer umsetzbar.</p> <p>Eine weitere Harmonisierung der vorhandenen Prozesse wird APG seitig jedenfalls auch im Zuge der Integration von XBID an anderen Regelzonengrenzen angestrebt.</p>

lfdNr	Bezug	Absender	Stellungnahme	Anmerkung E-Control/APG
15	allgemein	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	Der Text wurde schon mehrfach überarbeitet und die letzte Änderung, die aufgrund der Trennung der Preiszonen AT/DE vorgenommen wurde, erzeugt ein wahres Flickwerk an Formulierungen und inhaltlichen Inkonsistenzen. Neben einer inhaltlichen Bereinigung wäre ein redaktionelle Überarbeitung wünschenswert.	im Zuge der Stellungnahmen wurden vereinzelte Inkonsistenzen die als solche gemeldet wurden, bereinigt.
16	allgemein	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	Insbesondere möchten wir auf inhaltliche Mängel des Vorschlags hinweisen: Statt einer Harmonisierung der Regeln im regelzonenüberschreitenden Fahrplanprozess wird eine neue Sonderregelung AT/DE produziert, sowohl was den zeitlichen Meldeprozess betrifft als auch die technischen Fahrplanparameter (Codierung).	siehe Anmerkung 14
17	Punkt 2.3.1.2 Longterm & Day-ahead Abschnitt	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	Die Definition von zwei Varianten, nämlich die Handhabung von PTR oder FTR, für die Nutzung von Kapazitätsrechten ist unsere Ansicht nach nicht akzeptabel. Marktregeln sollten im Sinne einer Regel robust und klar sein. Falls es noch keine belastbare Entscheidung gibt, ist auch keine Regel anzuführen.	siehe Anmerkung 1
18	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	Die unterschiedlichen Beginnzeiten für den Intradayhandel an den unterschiedlichen Regelzongengrenzen sind nicht nachvollziehbar und stehen in krassem Widerspruch zu den in den Network Codes geforderten Harmonisierung der Regeln.	Die APG arbeitet gemeinsam mit anderen ÜNB und Strombörsen intensiv an der XBID-Integration von weiteren Gebotszongengrenzen. Mit der Integration einer Grenze (und damit mit der Überführung in das Single Intraday Coupling) werden auch die grenzüberschreitenden Handelszeiten harmonisiert.
19	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	Eine Nominierung an der RZ Grenze nach DE erübrigt sich nach der Einführung von XBID, die vor dem Oktober 2018 geplant ist.	
20	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	In den gleichzeitig konsultierten Regeln in DE (20180227_Prozessbeschreibung_Fahrplanabwicklung_in_Deutschland_Version_4.0.pdf) ist explizit keine Intraday-Fahrplananmeldung nach AT vorgesehen (siehe Seite 72, hier steht „Nur implizit über XBID“).	korrekt
21	Punkt 2.3.2.2	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	Beim Anmeldeverfahren für Intraday-Fahrpläne wird für das Matching noch immer die Senkenregel angeführt. Im europäischen Kontext gilt aber spätestens ab dem Inkrafttreten der SO GL (Guideline System Operation vom 2.8.2017) die Minimum Regel. Diese sollte auch im Gleichklang innerhalb der RZ APG zur Anwendung kommen.	Die Senkenregel bezieht sich grundsätzlich nur auf die Abwicklung der internen Fahrpläne (lt. AB-BKO) und wird in den sonstigen Marktregeln nur exemplarisch erwähnt.  Die System Operation Guideline und andere internationale Vereinbarungen mit Übertragungsnetzbetreibern fordern Mindestregelungen, welche dann zur Anwendung kommen, wenn sich diese nicht einigen können. Hierzu zählt auch die Minimumregel, die als solche Beschrieben ist. Eine anderweitige Festlegung ist durchaus zulässig, sofern sie im Normalfall den einwandfreien Betrieb und funktionierende Abgleichverfahren gewährleisten. Dass also mit Inkrafttreten der Guideline die Minimumregel für alle Verfahren gilt, ist nicht korrekt <u>Auszug aus Artikel 112(2)</u> "Bei externen ÜNB-Fahrplänen einigt sich jeder ÜNB mit dem betreffenden ÜNB auf die Werte des Fahrplans. Wird keine Einigung erzielt, gilt der niedrigere Wert"
22	Punkt 2.4.1	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	Der Verweis auf die Basisregeln „entsprechend dem ESS IG 2.3, Kap. 3.3“ erscheint veraltet, da seit 2012 bzw. 2015 die Version 4.1. gültig ist.	siehe Anmerkung 13
23	Punkt 3.1	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	Der Übertragungsweg E-Mail ist nicht mehr zeitgemäß, da er unsicher ist und die Übertragungszeit nicht kalkulierbar ist. Es ist höchst an der Zeit, ein synchrones Kommunikationsverfahren wie zB AS-4 (wie im Bereich der Gasnominierungen) einzusetzen.	Dies ist Gegenstand einer aktuellen Überarbeitung im AK Datenaustausch von Österreichs Energie (EDA)
24	Punkt 3.1	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	Durch nicht zeitgerecht beim RZF eingelangte Intraday-Nominierungen verbleiben immer wieder offene Positionen, vor allem im regelzonenüberschreitenden Handel.	durch den rein impliziten Handel an der Strombörse und dem überarbeiteten Fahrplananmeldeprozess wird dieses Problem künftig weitestgehend gelöst
25	allgemein	EVN AG	wir schließen uns vollinhaltlich der Stellungnahme von Österreichs Energie (OE) an	
26	Punkt 2.3.1.2	EVN AG	Zur Stellungnahme von OE wollen wir insbesondere auch auf die Anmerkungen zu den Varianten „Physical Transmission Rights“ (PTRs) und „Financial Transmission Rights“ (FTRs) in Punkt 2.3.1.2 verweisen. Für die österreichischen Marktteilnehmer ist ein diskriminierungsfreier Marktzugang zum deutschen Marktgebiet auch nach Einführung zum XBID-Markt essentiell.	
27	Punkt 2.3.1.2	EVN AG	Ein Gleichklang in der „Gate Opening Time“ (GOT) zur Anmeldung von grenzüberschreitenden Intraday-Handelsgeschäften mit Deutschland ist dafür erforderlich. Diesem Anspruch wird EPEX laut vorliegenden Informationen durch die geplante Einführung einer GOT um 18 Uhr in Deutschland und Österreich gerecht. Auch die Beibehaltung des Beginns zur Anmeldung von Intraday-Handelsgeschäften an allen übrigen Grenzen des österreichischen Marktgebiets um 18 Uhr spricht für die Belassung des heute gültigen GOTs an der Deutsch-Österreichischen Grenze.	siehe Anmerkung 5

lfdNr	Bezug	Absender	Stellungnahme	Anmerkung E-Control/APG
28	Punkt 2.3.1.2	EVN AG	Darüber hinausgehend sollte die letztmögliche Änderung regelzonenüberschreitender Fahrpläne drastisch verkürzt werden. Sowohl 45 Minuten für Stundenprodukte als auch bis zu 90 Minuten für Viertelstundenprodukte (45 Minuten zur vollen Stunde) sind bei einem lokalen Fließhandel bis zu fünf Minuten vor Lieferung ein Hemmnis für die Liquidität der grenzüberschreitenden Märkte und nicht mehr zeitgemäß. Daher plädieren auch wir dafür, dass der Start für den regelzonenüberschreitenden Intraday-Handel für die Regelzongrenzen zu Deutschland nur, falls überhaupt notwendig, und dann erst zum spätestmöglichen Zeitpunkt auf 22:00 Uhr verschoben wird.	Die Festlegung der Vorlaufzeiten für regelzonenüberschreitende Handelsgeschäfte und deren Fahrplananmeldung (GCT) ist unabhängig vom Intraday-Handelsbeginn.  Der Status zur möglichen Verkürzung der Vorlaufzeiten für Fahrplanänderungen ist unverändert zu den bereits in der Vergangenheit geführten Gesprächen. Die damit notwendige Planung und die Durchführung von entlastenden Maßnahmen, bei plötzlich auftretenden kritischen Netzsituationen die durch die Handelsaktivitäten in solch kurzen Fristen herbeigeführt werden, sind operativ nicht mehr zu bewältigen. Die aus dem heutigen kurzfristigen Handel resultierende Dynamik und die damit verbundenen Anforderungen an den Prozess der Netzsicherheitsberechnung und Maßnahmenplanung sind bereits jetzt nur mit großem Aufwand unter enger internationaler Koordination zu bewältigen. Eine weitere Verkürzung der Vorlaufzeiten birgt, zusammen mit dem notwendigen Ausbau des Übertragungsnetzes, der damit verbundenen Abschaltung von wichtigen Betriebsmitteln und der somit reduzierten Übertragungskapazität in den kommenden Jahren, eine hohe Gefährdung der Netzsicherheit.
29	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	Wir würden es vorziehen, wenn der Startzeitpunkt für den grenzüberschreitenden Intradayhandel für die Regelzongrenzen zu Deutschland erst mit der tatsächlichen Einführung der Intraday-Kapazitätsberechnung auf 22:00 Uhr verschoben wird.	siehe Anmerkung 5
30	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	Außerdem würden wir es begrüßen, wenn die Berechnung der physikalischen Lastflüsse vorverlegt bzw. beschleunigt werden könnte, um diesen Startzeitpunkt früher ansetzen zu können.	Die derzeitigen europäischen Marktregeln, als auch die technischen und organisatorischen Rahmenbedingungen für die internationale Berechnung und Koordination lassen keinen früheren Zeitpunkt für einen geordneten Abschluss des D-1 Netzsicherheitsbeurteilungsprozess als 22:00 Uhr zu. Eine Möglichkeit zur Vorverlegung dieses Prozesses und damit auch den Start für den ID-Handel, wäre den DayAhead Marktabschluss auf europäischer Ebene dementsprechend vorzuverlegen.
31	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	Bei Problemen mit der Kapazitätsberechnung oder der Kapazitätszuteilung wird der grenzüberschreitende Handel möglicherweise stark eingeschränkt.	
32	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	Wir geben auch zu bedenken, dass es bei nur zwei Stunde Vorlaufzeit insbesondere für die ersten Stunden eines Tages leichter zu Liquiditätsproblemen kommen kann.	Siehe Anmerkung 5
33	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	Für die letzte Stunde des folgenden Tages hat man zum selben Zeitpunkt 25 Stunden Zeit, einen Intradayfahrplan anzumelden.	
34	Punkt 2.3.1.2	LINZ STROM GmbH	Wir denken die Konsultation wurde zu früh ausgeschrieben: Die Passage mit Variante A (PTRs) und Variante B (FTRs) in Punkt 2.3.1.2. ist unklar und damit irritierend, wir wissen damit nicht, welche Vorbereitungen wir zur Anpassung unserer Systeme treffen müssen	siehe Anmerkung 1
35	Punkt 2.3.1.2	LINZ STROM GmbH	In weiteren Abschnitten wird aus unserer Sicht oft nur Bezug auf PTRs genommen („Nominierung“): Logischerweise müsste zusätzlich auch die Variante B (FTRs) berücksichtigt werden; bei einer Entscheidung für eine endgültige Variante wird eine weitere Konsultation dieses Kapitels nötig sein	Eine weitere Berücksichtigung bei der Implementierung von FTRs ist im nachfolgenden Text nicht erforderlich, da die Fahrplananmeldung wegfällt. Daher wurde im Text auch bewusst auf ergänzende Hinweise verzichtet; siehe Anmerkung 1
36	Punkt 2.3.1.2	LINZ STROM GmbH	Laut Aussagen im Marktforum der APG vom 19.03.2018 wurden angeblich FTRs zur Genehmigung bei den CORE-Regulierungsbehörden eingereicht und es wird erwartet, dass diese Variante höchstwahrscheinlich vorgeschrieben wird: Wir haben keinerlei Skepsis gegenüber Variante B mit den Financial Transmission Rights - bisher haben wir keinen Stromhandel außerhalb des gemeinsamen Marktgebiets mit Deutschland durchgeführt und müssten daher mit dieser Variante weniger Anpassungen in unserem Fahrplanmanagementsystem vornehmen	siehe Anmerkung 1
37	Punkt 2.3.1.2	LINZ STROM GmbH	Voraussetzung für das effiziente Funktionieren von FTRs sind liquide Märkte und auch die Gebührensituation an den Börsen, da die von Deutschland nach Österreich zu transportierenden Mengen in beiden Börsengebieten eingebracht werden	
38	Punkt 2.3.1.2 Intraday Abschnitt	LINZ STROM GmbH	Zum Intraday Abschnitt in Punkt 2.3.1.2. sehen wir die Gefahr, dass sich der Beginn des Intraday-Handels zwischen Deutschland und Österreich um 22:00 Uhr schlecht auf die Liquidität im Intraday-Markt - speziell auf die ersten Stunden eines Tages - auswirken wird	Siehe Anmerkung 5

lfdNr	Bezug	Absender	Stellungnahme	Anmerkung E-Control/APG
39	allgemein	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	<p>Aus Sicht der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG ist die zur Konsultation vorgelegte Fassung mit zwei verschiedenen Formen der Anmeldung/Reservierungen von Grenzkapazitäten – Stichwort PTR (Physical Transmission Rights) und FTR (Financial Transmission Rights) – sowie der weiterhin offenen Dimensionierung der Grenzkapazitäten – Stichwort flow based Market Coupling oder NTC – für die kommerziellen Marktteilnehmer nicht annehmbar, da sie keine definitiven Aussagen über die ab 01.10.2018 zu Anwendung kommende Verfahren zur Engpassbewirtschaftung abgibt.</p> <p>Nur eine zeitgerechte und definitive Festlegung ermöglicht es kommerziellen Marktteilnehmern wie TIWAG, ihre technischen und administrativen Prozesse – insbesondere den Fahrplanprozessen, den internen und durch IT-Vorlieferanten bestimmten Änderungen und Zeitdauern, Testphasen, Schulungen der Mitarbeiter – dahingehend anzupassen, dass eine Ausgeglichenheit der Bilanzgruppe und daraus folgend insgesamt der österreichischen Regelzone weiterhin gewährleistet ist. Anderenfalls entsteht aus Sicht der TIWAG für die Unternehmen einerseits und den Wirtschaftsstandort Österreich ein beträchtliches Risiko- und Schadenspotential.</p>	siehe Anmerkung 1
40	allgemein	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	<p>Da die grundsätzliche Entscheidung zu der Form der Bewirtschaftung von Grenzkapazitäten noch nicht vorliegt und demnach die jeweiligen Prozesse – insbesondere jenen für PTR versus FTR – zwischen den einzelnen Betroffenen – z.B. NEMO, TSO etc. – und daraus abgeleitet die entsprechenden Details – z.B. XBID und keine separaten Nominierungen – noch nicht vorliegen, sind konkrete und vollumfassende Stellungnahmen nicht möglich. Eine weitere Konsultation der geplanten Änderungen der SoMa ist nach Vorliegen der Entscheidung über die Form der Anmeldung/Reservierung von Grenzkapazitäten sowie den zugehörigen Prozessen zwingend erforderlich.</p>	Die konsultierte Form der Marktregeln beinhalten alle prozeduralen Beschreibungen für beide Varianten (PTR/FTR)
41	allgemein	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	<p>Generell stellt sich für TIWAG als kommerziellen Marktteilnehmer alleinig die Verwendung von auf PTR basierenden Fahrplananmeldungen und den zugehörigen Reservierungen von Grenzkapazitäten über die unterschiedlichen Zeiträume – z.B. Jahr, Monat, DA, ID – als für die Unternehmung sowie den Standort Österreich sinnvoll und praktikabel dar. Nur diese Form garantiert aus Sicht der TIWAG eine höchstmögliche Transparenz über die dem Markt zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten und die damit verbundene tatsächliche Nutzung und einen effizienten Ausgleich der Ressourcen von Deutschland und Österreich. Dies insbesondere durch den in beiden Ländern hohen Anteil an bestehender und weiterhin in starken Zubau befindlichen saisonal erheblich schwankenden Erzeugung – z.B. der Wasser-, Windkraft, PV – einerseits und den ebenfalls saisonal stark unterschiedlichen Verbräuchen – z.B. durch den Tourismus in Österreich – andererseits. Verstärkt wird dies durch den Rückgang des kommerziellen Betriebes an thermischen Anlagen.</p>	siehe Anmerkung 1 und Anmerkung 2
42	Punkt 2.3.1.2	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	<p>Der Startzeitpunkt des ID-Handels (gate opening time, GOT) mit 22:00 Uhr ist aus Sicht der kommerziellen Marktteilnehmer nicht akzeptabel, da insbesondere für die ersten Stunden des ID-Handels durch die verkürzte Reaktionszeit eine ausreichende Liquidität nicht gesichert ist. Auch an den anderen Grenzen bei denen die Vergabe von Grenzkapazitäten zum Teil bereits seit Jahren erfolgreich vorgenommen wird, wurde der Startzeitpunkt auf 18:00 Uhr belassen.</p> <p>Insbesondere kleiner Marktteilnehmer mit keiner durchgängig besetzten Leitstelle würden aus unserer Sicht in der Startphase des ID nicht teilnehmen können, damit diskriminiert oder zumindest mit unverhältnismäßigen Kosten belastet.</p>	siehe Anmerkung 5
43	Punkt 2.3.1.2	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	<p>Der in den Änderungen zu den SoMa beschriebene Prozess lässt aus unserer Sicht deutliche Unklarheiten offen. Hieraus ergeben sich für uns nachstehende Fragen:  In den Beschreibungen wird von einer zur Trennung der österreichisch-deutschen Preiszone fristgerechten Umsetzung des XBID-Projektes aus.  - Wie gestaltet sich der Prozess der Kapazitätsanmeldung, wenn dies nicht zeitgerecht erfolgen kann?  - Ist im Fall der zeitgerechten Umsetzung des XBID-Projektes tatsächlich eine Reservierung der Kapazitäten notwendig?</p>	
44	Punkt 2.3.1.2	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	<p>In den Ausführungen der vollständigen Nutzung der Grenzkapazitäten werden bei abweichenden Zeitreihen Fahrplananmeldungen sofort verworfen.  - Müssten im Abweichungsfall nicht die Fahrplanzeitreihen an die reservierten Kapazitäten angepasst werden, um eine Kapazitätsüberbuchung zu verhindern?  Wir bitten um eine diesbezügliche Klärstellung.</p>	siehe Anmerkung 8

lfdNr	Bezug	Absender	Stellungnahme	Anmerkung E-Control/APG
45	Punkt 2.3.1.2 Longterm & Day-ahead Abschnitt	VERBUND Trading GmbH	VERBUND Trading steht grundsätzlich der Einführung von PTR und FTR neutral gegenüber, bevorzugt aber jene Variante der Transmission Rights, die die meisten Grenzkapazitäten sicherstellt. Nachdem die Einführung von FTR eine Voraussetzung für die Aufnahme Österreichs ins CWE-Market Coupling darstellt, wodurch für den DA- und ID-Handel – sofern technisch möglich – zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung stehen können, stehen wir einer Einführung von FTR (Variante B) anstatt PTR nicht negativ gegenüber.	
46	Punkt 2.3.1.2 Longterm & Day-ahead Abschnitt	VERBUND Trading GmbH	Es wird davon ausgegangen das bei Variante B in Zukunft keinerlei regelzonenüberschreitende Fahrplanmeldung für die Grenze AT-DE notwendig sind. Dies stellt eine deutliche Vereinfachung in der Abwicklung für die Marktteilnehmer dar.	
47	Punkt 2.3.1.2 Longterm & Day-ahead Abschnitt	VERBUND Trading GmbH	Im Falle einer Entscheidung für Variante A (Physical Transmission Rights PTR) muss sichergestellt sein, dass eine Longterm-Fahrplanmeldung, in welcher einzelne Fahrplanspalten mit Exporten und Importen enthalten sind, für welche noch keine Kapazitätsrechte vergeben worden sind (wie beispielweise Grenze AT-DE) nicht pauschal als Ganzes (Reasoncode A02) abgelehnt werden, sondern bis zum Matching-Zeitpunkt oder dem Einlangen der Kapazitätsrechtedokumente akzeptiert werden. Wenn eine Fahrplananmeldung vor dem Einlangen eines RDL/RDS-Dokuments abgesetzt wird, erwarten wir uns entsprechend ESS die korrekten Rückmeldungen zu erhalten (A75).	das Systemverhalten an engpassbehafteten Grenzen ist bereits heute in dieser Form gegeben. Mit Einführung des Engpasses an der Grenze AT/DE werden Fahrpläne auch weiterhin nicht abgelehnt, sollten noch keine Rechte vorhanden sein
48	Punkt 2.3.1.2 Longterm & Day-ahead Abschnitt	VERBUND Trading GmbH	Das in Kraft treten der Marktregeländerungen darf nur in Folge der Inbetriebnahme des „Flow Based Market Coupling“ und „XBID“ erfolgen ansonsten kommt es zu einer nachteiligen Wettbewerbssituation für österreichische Marktteilnehmer.	siehe Anmerkung 4
49	Punkt 2.3.1.2 Phase 1	VERBUND Trading GmbH	Ein Start des Intradayhandels um 22 Uhr ist abzulehnen, da sie österreichische Marktteilnehmer benachteiligt. Die bestehende Regel ist beizubehalten bis XBID tatsächlich in Betrieb ist. In Deutschland werden Intradayfahrpläne vor dem Start des Intradayprozesses zur Prüfung zurückgestellt und nicht abgelehnt. Dieses Vorgehen ist zu priorisieren.	siehe Anmerkung 5
50	Punkt 2.3.1.2 Phase 1 Anmeldung	VERBUND Trading GmbH	Änderungen von regelzonenüberschreitenden Fahrplänen während der Intraday Phase bedingen eine rollierende Meldung bis spätestens 45 Minuten vor der Erfüllung. Eine Verkürzung der Vorlaufzeit ist wünschenswert! (Viertelstundenmatching) Eine geplante Vorlaufzeitverlängerung durch XBID für grenzüberschreitenden Handel auf 60 Minuten ist abzulehnen.	Eine Verlängerung durch XBID im Vergleich zu den bestehenden Regelungen zur Vorlaufzeit ist nicht geplant.
51	Punkt 2.3.1.2 Phase 1 Anmeldung	VERBUND Trading GmbH	Im Sinne der Erhöhung der Marktliquidität und Transparenz ist eine Automatisierung der Reservierung und Vergabe der Kapazität an allen Grenzen (elektronische Plattform) anzustreben.	Die APG arbeitet gemeinsam mit anderen ÜNB und Strombörsen intensiv an der XBID-Integration von weiteren Gebotszongengrenzen.
52	Punkt 2.3.1.2 Phase 1 Anmeldung	VERBUND Trading GmbH	Für die Planungssicherheit der Händler im Intradayhandel ist im Falle eines Intraday-Stopp ein standardisierter Ablauf mit Frühwarnsystem und definierten Vorlaufzeiten zu implementieren.	Ein Frühwarnsystem oder Vorlaufzeiten zur Aktivierung eines Intraday-Stopps würde die Wirkung der Maßnahme "ID-Stopp" selbst konterkarieren, da nicht gewährleistet werden kann, dass die Händler im Intradayhandel den Engpass vor der Aktivierung des Stopps nicht noch zusätzlich verschlimmert.
53	Punkt 2.4.2.4 Umsetzung d	VERBUND Trading GmbH	Die Harmonisierung der Marktregeln und die Ausnahmen für die Regelzongengrenzen zu Deutschland sind zu begrüßen.	