



1
2
3
4
5
6
7
8
9

Modalitäten für
Regelreserveanbieter in Österreich
(AGB RR)
Version 2.0

10 Inhaltsverzeichnis

11	1. Gegenstand	5
12	2. Begriffsbestimmungen	5
13	3. Qualifikation.....	10
14	3.1. Verfahren gemäß Art 18 Abs 5 lit a EBGL.....	10
15	3.2. Grundprinzipien bzw. Grundanforderungen für alle Reservearten.....	11
16	4. Regelreservearten	13
17	4.1. Primärregelreserve / Frequency Containment Reserves (FCR)	13
18	4.2. Sekundärregelreserve / Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)	13
19	4.3. Tertiärregelreserve / Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR).....	14
20	5. Allgemeine Grundsätze	15
21	5.1. Ausschreibungen	15
22	5.1.1. Verfahren.....	15
23	5.1.2. Gebotsabgabe.....	16
24	5.1.3. Schnittstellen zur Gebotsabgabe	16
25	5.1.4. Pflichten bei Gebotszuschlag.....	17
26	5.1.5. Stornierung einer Ausschreibung	17
27	5.1.6. Ersatzpreisberechnung	18
28	5.2. Abrechnung	18
29	5.3. Dokumentations- und Informationspflichten	20
30	5.4. Strafen und Pönalen	20
31	5.5. Notfallprozesse.....	21
32	5.5.1. Übernahme (FCR, aFRR und mFRR)	21
33	5.5.2. Intraday Emergency Call (IEC – aFRR und mFRR)	22
34	5.5.3. Ausfall von Free-Bids (aFRR und mFRR).....	24
35	5.5.4. Einweisung (FCR, aFRR und mFRR)	24
36	6. Spezifische Regelungen für Regelreservearten	24
37	6.1. Frequency Containment Reserves (FCR)	24
38	6.1.1. Ausschreibungsverfahren	24
39	6.1.2. Ausschreibungsprodukte	24
40	6.1.3. Gebotslegung.....	24
41	6.1.4. Zuschlag	25
42	6.1.5. Abrechnung Leistung	25
43	6.1.6. Abrechnung Energie	26
44	6.2. Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR).....	26
45	6.2.1. Ausschreibungsverfahren	26
46	6.2.2. Ausschreibungsprodukte	26
47	6.2.3. Gebotslegung.....	26
48	6.2.4. Zuschlag	27
49	6.2.5. Aktivierung.....	28

50	6.2.6.	Abrechnung Leistung	31
51	6.2.7.	Abrechnung Energie	31
52	6.2.8.	Nichtvergütung (Leistung) und Pönalisierung (Energie)	32
53	6.3.	<i>Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)</i>	34
54	6.3.1.	Ausschreibungsverfahren	34
55	6.3.2.	Ausschreibungsprodukte	35
56	6.3.3.	Gebotslegung	35
57	6.3.4.	Gebotsverlinkungen bei Gebotslegung	36
58	6.3.5.	Zuschlag	37
59	6.3.6.	Aktivierung	38
60	6.3.7.	Aktivierung von verlinkten Geboten	39
61	6.3.8.	Abrechnung Leistung	39
62	6.3.9.	Abrechnung Energie	39
63	6.3.10.	Nichtvergütung (Leistung) und Pönalisierung (Energie)	40
64	7.	Aussetzung der Markttätigkeiten	41
65	8.	Gültigkeit	42
66			

67

Versionsverlauf

Version	Änderung	Genehmigungsdatum
1.5	Erforderliche Ergänzungen für Elastic Demand	08.04.2025
1.6	Erforderliche Ergänzungen für ALPACA, weitere Ergänzungen für die alternative Schnittstelle	13.08.2025
2.0	Übernahme des Maßnahmen- und Erläuterungsdokuments in die Modalitäten, Verbesserung der Struktur des Dokuments, Aktualisierung der Referenzen auf EIWG, zusätzliche Ergänzungen für die alternative Schnittstelle, Neuregelung der Gültigkeit	

68

69

70

1. Gegenstand

- (1) Als zuständige Übertragungsnetzbetreiberin (TSO) bzw. Regelzonenführerin hat Austrian Power Grid AG (APG) die vorliegenden Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich Version 2.0 gemäß Art 18 Abs 1 lit a der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, geändert durch Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 der Kommission vom 22. Februar 2021 (kurz: EBGL) iVm Art 18 Abs 4, 5 sowie 7 EBGL ausgearbeitet.
- (2) Die in diesen Modalitäten festgelegten Rahmenbedingungen dienen – in Einklang mit den Erwägungsgründen von EBGL - dem Zweck, einen funktionierenden Energiebinnenmarkt zur Erhaltung der Versorgungssicherheit, der Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit und der Sicherstellung von fairen Energiepreisen sowie eines wirksamen Wettbewerbs am Regelreservemarkt zu ermöglichen. Weiters wird ein transparenter und diskriminierungsfreier Regelreservemarkt sowie eine faire, diskriminierungsfreie und marktbasierte Beschaffung gewährleistet.
- (3) In Zusammenhang mit der Teilnahme am Regelreservemarkt sind zusätzlich folgende Dokumente relevant:
 - a. Der jeweilige standardisierte Rahmenvertrag
 - b. Die jeweiligen Präqualifikationsbedingungen
- (4) Abbildungen und mathematische Gleichungen dienen der Unterstützung des Verständnisses der jeweiligen Bestimmungen. Im Zweifelsfall gelten die Bestimmungen in Textform.
- (5) Überschriften, die im vorliegenden Dokument verwendet werden, dienen ausschließlich der Übersicht und besseren Lesbarkeit und beeinflussen nicht die Interpretation der jeweiligen Bestimmungen.

2. Begriffsbestimmungen

- (1) Die Begriffsbestimmungen entsprechen den in Art 2 EBGL sowie in Art 3 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb geändert durch Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 der Kommission vom 22. Februar 2021 (SOGL) enthaltenen Begriffsbestimmungen.
- (2) Darüber hinaus werden die folgenden Begriffe definiert:

Aktivierungszeit

Die Aktivierungszeit ist die Zeit, innerhalb der der Anbieter die angeforderte Leistung mit seinen Technischen Einheiten vollständig zu aktivieren hat.

Aktivierung von Regelreserven

Unter Aktivierung von Regelreserven versteht man den Einsatz von vorgehaltener Regelleistung in der vereinbarten Gültigkeitsdauer entsprechend den Abweichungen der Frequenz vom Sollwert oder entsprechend den Anforderungen durch den Regelzonenführer.

Aktivierungsaufforderung

An den Anbieter über formal vereinbarte Prozesse gerichtete Aufforderung zur Einleitung der anbieterseitigen Aktivierung von mFRR.

Aktivierungsendzeitpunkt

Der entsprechend Aktivierungsaufforderung geforderte Endzeitpunkt einer Aktivierung von mFRR. Der Zeitpunkt entspricht dem Mittelpunkt der 10-minütigen Endrampe des Standardprofils.

Aktivierungsstartzeitpunkt

Der entsprechend Aktivierungsaufforderung geforderte Startzeitpunkt einer Aktivierung von mFRR. Der Zeitpunkt entspricht dem Mittelpunkt der 10-minütigen Startrampe des Standardprofils.

Aktivierungstyp

Unterscheidung zwischen „direktaktivierbar“ und „nur fahrplanaktivierbar“ bei mFRR (s. separate Definitionen).

Anbieter

Ein Anbieter hat das Präqualifikationsverfahren des Regelzonenführers erfolgreich abgeschlossen und ist somit nach Abschluss des jeweiligen Rahmenvertrags und unter Einhaltung der geltenden relevanten Vorgaben berechtigt, an den Ausschreibungen für die Regelreserve teilzunehmen.

Gebot

Ein Gebot ist durch das jeweilige Ausschreibungsprodukt, die angegebene Leistung in Megawatt (MW), den dazugehörigen Leistungs- und/oder Energiepreis in Euro pro Megawattstunde (EUR/MWh) sowie den Abgabezeitpunkt definiert.

Gebotszeitraum

Der Gebotszeitraum ist der Zeitraum zwischen Zeitpunkt der Markttöffnung und Marktschließung innerhalb dessen die Gebotsabgabe für eine Ausschreibung möglich ist.

Ausfall

Ein Ausfall bezeichnet ein Ereignis, infolgedessen ein Anbieter seine Vorhaltungs- und Aktivierungspflichten nach Zuschlagserteilung nicht bzw. nicht mehr erfüllen kann.

Ausschreibungsprodukt

Ein Ausschreibungsprodukt definiert das Produkt, das innerhalb einer Ausschreibung beschafft wird. Ein Produkt ist dabei durch die folgenden Eigenschaften gekennzeichnet: Produktzeitscheibe und Art der Reserve (positiv/negativ).

Bewerber

Ein Bewerber ist eine Person, die einen Antrag auf Präqualifikation stellt.

Direktaktivierung

Eine Direktaktivierung ist eine Aktivierung von mFRR mit einem „Aktivierungsstartzeitpunkt“ nach dem Beginn der Viertelstunde, für die das Gebot abgegeben wurde, und einem „Aktivierungsendzeitpunkt“ 15 Minuten nach dem Ende der Viertelstunde, für die das Gebot abgegeben wurde. Ausschließlich vom Anbieter als „direktaktivierbar“ gekennzeichnete Gebote können „direktaktiviert“ werden.

Energieausschreibungen

Eine Energieausschreibung dient der marktbasierten Beschaffung von aFRR und mFRR Energiemengen. In eine Energieausschreibung werden die Energiepreise der zugeschlagenen Gebote der jeweiligen Leistungsausschreibung übernommen. Die dadurch angelegten Energiegebote können bis zum jeweiligen Marktschließungszeitpunkt von den Anbietern

angepasst werden. Weiters können alle für die jeweilige Regelreserve präqualifizierten Anbieter zusätzliche Energiegebote, sog. „Free-Bids“, abgeben.

Einweisung

Unter Einweisung wird die Verpflichtung zur Bereitstellung und Erbringung von Regelreserve durch den Regelzonenführer im Falle einer erfolglosen Ausschreibung verstanden.

Erfolglose Ausschreibung

Eine Ausschreibung ist dann erfolglos, wenn durch die gültigen Gebote die benötigte Ausschreibungsmenge nicht komplett beschafft werden kann.

Fahrplanaktivierung

Eine Fahrplanaktivierung ist eine Aktivierung von mFRR mit einem „Aktivierungsstartzeitpunkt“ exakt am Beginn der Viertelstunde, für die das Gebot abgegeben wurde, und einem „Aktivierungsendzeitpunkt“ exakt am Ende der Viertelstunde, für die das Gebot abgegeben wurde. Ausschließlich vom Anbieter als „nur fahrplanaktivierbar“ gekennzeichnete Gebote können nur „fahrplanaktiviert“ werden. „Direktaktivierbare“ Gebote können „direktaktiviert“ oder „fahrplanaktiviert“ werden.

Free-Bid

Ein Gebot in der Energieausschreibung, das nicht aufgrund einer Verpflichtung zur Gebotsabgabe infolge eines Zuschlags in der Leistungsausschreibung abgegeben wird.

Gebotsverlinkung

Eine vom Anbieter im Zuge der Gebotsabgabe für mFRR bewusst gesetzte Abhängigkeit zu anderen mFRR-Geboten desselben Anbieters, innerhalb derselben Produktzeitscheibe oder produktzeitscheibenübergreifend, wodurch dieser eine bedingte Verfügbarkeit des abgegebenen Gebotes in Bezug auf seine mögliche Aktivierung bewirkt.

Intraday Emergency Call (IEC)

Ein Intraday Emergency Call dient der kurzfristigen Beschaffung von Regelreserve zur Sicherstellung der Netzsicherheit im Falle einer unvorhergesehenen Unterdeckung des Bedarfs, durch Ausfälle von Anbietern oder durch unzureichende Grenzkapazitäten.

IST-Wert

Die tatsächlich gemessene Regelenergielieferung des Anbieters.

Kooperationsmodus

Zustand in dem das Aktivierungssystem für mFRR der APG mit der europäischen Regelenergieplattform für mFRR verbunden ist und diese die Optimierung des mFRR-Einsatzes übernimmt.

Lokaler Modus

Zustand in dem das Aktivierungssystem für mFRR der APG von der europäischen Regelenergieplattform für mFRR getrennt ist und die Optimierung des mFRR-Einsatzes anhand der lokal zugeschlagenen mFRR-Gebote übernimmt.

Markttöfnungszeitpunkt

Zeitpunkt, zu dem eine Ausschreibung beginnt und Gebotsabgaben möglich sind. Gebräuchliche Ausdrücke sind auch „Gate Opening Time“ oder „GOT“.

Marktschließungszeitpunkt

Zeitpunkt, zu dem eine Ausschreibung endet und keine Gebotsabgabe mehr möglich ist. Gebräuchliche Ausdrücke sind auch „Gate Closure Time“ oder „GCT“.

Merit-Order-Liste

Die Merit-Order-Liste enthält alle in der Leistungs- bzw. Energieausschreibung zugeschlagenen Regelleistungs- bzw. Regelenergiegebote, ggf. samt deren zulässigen vom Anbieter gewählten Eigenschaften und Nebenbedingungen für die lokale bzw. internationale (Kooperationen) Optimierung.

Mindestlieferzeit

Die in der Aktivierungsaufforderung durch APG für mFRR angeführte, durch den Anbieter nicht zu unterschreitende Lieferzeit, innerhalb derer die Regelenergieaktivierung mit der vollen geforderten Regelleistung erbracht werden soll. Die Mindestlieferzeit umfasst die Zeit zwischen dem Ende der Startrampe (5 Minuten nach dem Aktivierungsstartzeitpunkt) und dem Start der Endrampe (5 Minuten vor dem Aktivierungsendzeitpunkt) des geforderten Standardprofils.

Monitoringintervall

Entspricht dem Zeitintervall, in dem die Einhaltung der Anforderungen an die Lieferung von aFRR mittels eines standardisierten Prüfprozesses bewertet wird.

Nur fahrplanaktivierbare Gebote

Energiegebote für mFRR, welche seitens des Anbieters als „nur fahrplanaktivierbar“ gekennzeichnet wurden. „Nur fahrplanaktivierbare Gebote“ werden ausschließlich für Fahrplanaktivierungen berücksichtigt und können nicht direktaktiviert werden.

Präqualifikation

Präqualifikation ist ein Verfahren, im Rahmen dessen der Bewerber nachweist, dass er die technischen, betrieblichen und organisatorischen Anforderungen erfüllt, um die jeweilige Regelreserve vorzuhalten und zu aktivieren. Ein Antrag auf Präqualifikation durch einen Bewerber erfolgt anhand der vom Regelzonenführer auf der APG Website veröffentlichten Präqualifikationsunterlagen in der jeweils aktuell gültigen Fassung.

Arbeitspunkt

Der Arbeitspunkt ist der Wirkleistungsvorgabewert des Anbieters, welcher eine etwaige Reserveaktivierung noch nicht beinhaltet. Arbeitspunkte können für Technische Einheiten, Reserveeinheiten, Reservegruppen und Reservepools definiert werden.

Regelband

Das Regelband ist der für die jeweilige Regelreserveart verfügbare Leistungsbereich relativ zum vom Anbieter aktuell vorgegebenen Arbeitspunkt in der/den dafür vorgesehenen technischen Einheit/en.

Produktzeitscheibe (PZS)

Eine Produktzeitscheibe entspricht der Gültigkeitsdauer eines Produkts für Regelleistung (siehe SPBC) bzw. Regelenergie (siehe EBGL).

Standardprofil

Das Standardprofil stellt den idealen Verlauf der zu aktivierenden mFRR über die Zeit dar. Es setzt sich zusammen aus einer 10-minütigen linearen Startrampe bis zum Erreichen der geforderten Regelleistung (Vollaktivierungszeitpunkt), gefolgt von der Lieferzeit innerhalb derer die geforderte Regelleistung konstant gehalten werden soll, und einer 10-minütigen linearen Endrampe zur Beendigung der Lieferung.

Sollwert

Die entsprechend Standardprofil geforderte Regelenergielieferung.

Technische Einheit

Eine Technische Einheit zur Bereitstellung von Regelreserve ist eine einzelne technisch nicht trennbare Erzeugungseinheit/Verbrauchseinheit eines Anbieters, welche zur Regelung verwendet wird.

Übernahme

Unter Übernahme wird die Übertragung der Vorhaltungs- und Aktivierungspflichten eines von einem Ausfall betroffenen Anbieters an einen übernehmenden Anbieter verstanden.

Übergebender Anbieter

Ein übergebender Anbieter ist ein Anbieter, der die Vorhaltungs- und Aktivierungspflichten gebotsscharf (d.h. im Ausmaß eines oder mehrerer gesamter Gebote) im Rahmen einer Übergabe an einen übernehmenden Anbieter überträgt.

Übernehmender Anbieter

Ein übernehmender Anbieter ist ein Anbieter, der die Vorhaltungs- und Aktivierungspflichten gebotsscharf (d.h. im Ausmaß eines oder mehrerer gesamter Gebote) im Rahmen einer Übergabe von einem vom Ausfall betroffenen Anbieter übernimmt.

Vom Ausfall betroffener Anbieter

Ein vom Ausfall betroffener Anbieter ist jener Anbieter, der seine Vorhaltungs- und Aktivierungspflichten nach Zuschlagserteilung aus technischen Gründen nicht (mehr) erfüllen kann.

Vorhaltung der Regelreserve

Vorhaltung der Regelreserve bedeutet, dass der Anbieter in seinen Technischen Einheiten die zugeschlagene Leistung im Ausmaß der vereinbarten Ausschreibungsprodukte zu jedem Zeitpunkt entsprechend den Anforderungen an die Regelreserve freihält.

Produktzeitscheibe (PZS)

Zeitraum innerhalb dessen die Lieferung des jeweiligen Produkts erfolgt

Linking

Gebotsverlinkungsarten gemäß Beschreibung mFRR IF: Technical, Parent-Child, Exclusive Group Orders. Aus der im mFRR IF angeführte Verlinkungsvariante Technical Linking werden in diesem Dokument zwei Verlinkungsarten abgeleitet und unter den Begriffen Technical Linking und Conditional Linking geführt. Die im mFRR IF angeführte Verlinkungsvariante Parent-Child Linking wird in diesem Dokument unter dem Begriff Multipart-Bid Linking geführt.

- (3) Jeglicher Verweis auf Rechtsakte bezieht sich auf die zum Zeitpunkt der Genehmigung des vorliegenden Dokuments gültige Version des jeweiligen Rechtsakts. Die folgenden Rechtsakte sind insbesondere relevant für die vorliegenden Modalitäten für Regelreserveanbieter:

a. Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) idgF

b. Implementation Framework der mFRR Plattform (mFRR IF)

Entscheidung 03/2020 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vom 24. Jänner 2020, Annex 1, im Original: „ACER Decision on the Implementation framework for mFRR Platform: Annex I Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation in accordance with Article 20 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing”

c. Methode zur Festlegung der Preise für die Regelarbeit (Pricing Methodology)

Entscheidung 01/2020 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vom 24. Jänner 2020, Annex 1, im Original: „ACER Decision on the methodology for pricing balancing energy: Annex I - Methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process in accordance with Article 30(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing”.

Überarbeitet durch Entscheidung 09/2024 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vom 05. Juli 2024

d. Methode für eine Liste an Standardprodukten für Regelleistung für Frequenzwiederherstellungsreserven und Ersatzreserven (SPBC)

Entscheidung 11/2020 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vom 17. Juni 2020, Annex 1, im Original: „ACER Decision on SPBC: Annex I – Methodology for a list of standard products for balancing capacity for frequency restoration reserves and replacement reserves in accordance with Article 25(2) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing”

3. Qualifikation

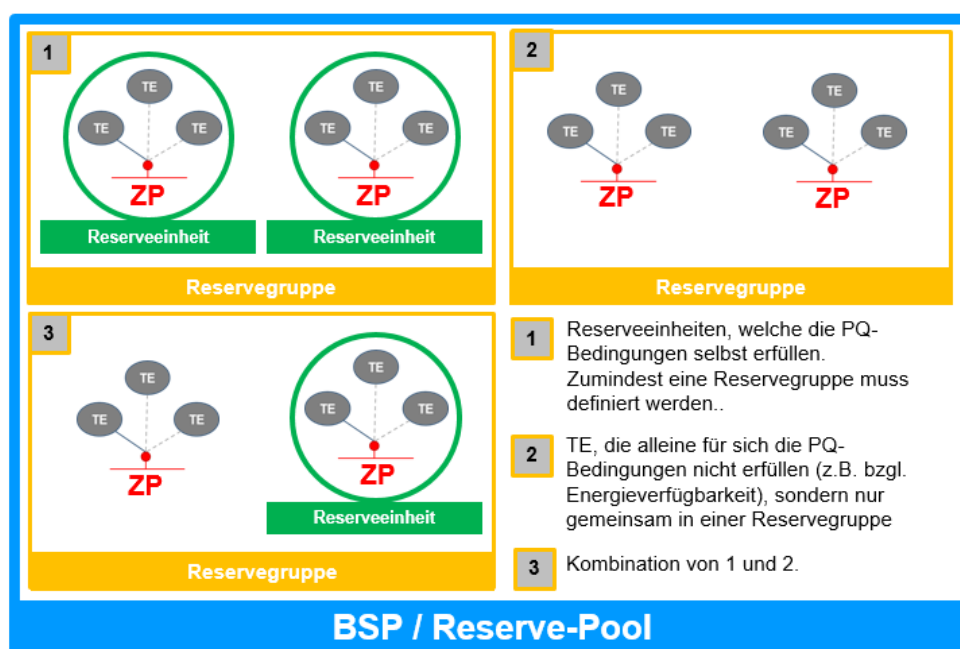
3.1. Verfahren gemäß Art 18 Abs 5 lit a EBGL

- (1) Für jede Regelreserveart muss ein eigenes Präqualifikationsverfahren abgeschlossen werden.
- (2) Für gleichartige Technische Einheiten kann nach Ermessen von APG ein verkürztes Verfahren zur Erweiterung der Präqualifikation angewandt werden.
- (3) Der Anbieter hat bei den zuständigen Bilanzgruppenverantwortlichen, deren Bilanzgruppen die technischen Einheiten zugeordnet sind, die grundsätzliche Zustimmung zur Vorhaltung und Aktivierung von Regelreserve einzuholen.
- (4) Vor einer Zulassung eines Anbieters muss je Regelreserveart gemäß Punkt 4 das jeweilige Präqualifikationsverfahren nach den aktuell gültigen Bedingungen der APG mit einem positiven Ergebnis abgeschlossen werden.
- (5) Für jede Regelreserveart muss nach erfolgreicher Präqualifikation ein Rahmenvertrag über die Teilnahme an den Ausschreibungen für die Regelreserve mit APG abgeschlossen werden.

- (6) Die erfolgreiche Präqualifikation sowie der Abschluss des Rahmenvertrags ermöglicht dem Anbieter, an den Ausschreibungen für die jeweilige Regelreserve teilzunehmen. Aus dieser Möglichkeit entsteht keine Verpflichtung zur Teilnahme an den Ausschreibungen.
- (7) Für die Vorhaltung und Aktivierung von Regelreserven darf der Anbieter ausschließlich einen Reserverpool von derartigen Technischen Einheiten einsetzen, die für diesen Zweck präqualifiziert sind.
- (8) Die dem Anbieter durch das Präqualifikationsverfahren entstehenden Kosten trägt der Anbieter. APG stellt dem Anbieter für den Antrag und das Durchlaufen eines Präqualifikationsverfahrens keine Kosten in Rechnung.
- (9) Der Anbieter verpflichtet sich zur Einhaltung der technischen Qualitätsmerkmale entsprechend dem Ergebnis des Präqualifikationsverfahrens.
- (10) Für den Fall, dass der Anbieter die im Präqualifikationsverfahren festgelegten Anforderungen dauerhaft nicht mehr erfüllt, wird der betroffenen Technischen Einheit die Präqualifikation entzogen. Der Entzug der Präqualifikation gilt ab offizieller schriftlicher Mitteilung durch APG. Ab dem Entzug der Präqualifikation dürfen die betroffenen Einheiten für den Reserverpool des Anbieters gemäß 3.2 nicht mehr berücksichtigt werden.
- (11) Der Anbieter ist verpflichtet, die APG schriftlich umgehend zu informieren, wenn sich wesentliche Änderungen an Unternehmens- oder Leistungsdaten bzw. an technischen Voraussetzungen zur Vorhaltung und Aktivierung von Regelreserve ergeben, die der Präqualifikation zugrunde liegen. Dies betrifft beispielsweise technische Eigenschaften präqualifizierter Anlagen sowie Bescheinigungen des Netzbetreibers, bei dem der Anschluss der Anlagen erfolgt.

3.2. Grundprinzipien bzw. Grundanforderungen für alle Reservearten

- (1) Die Zusammenfassung von Technischen Einheiten (einzelne technisch nicht trennbare Erzeugungs-/ Verbrauchseinheiten) durch den Anbieter ist gemäß folgender Aggregationsebenen zulässig:



ZP..... Zählpunkt **TE**.....Technische Einheit

Abbildung 1: Aggregationsebenen

- 336 (2) Die Einteilung in Reserveeinheiten und Reservegruppen eines Anbieters ist einmalig zu definieren
337 und auch für den Fall verschiedener Regelreservearten beizubehalten.
- 338 (3) Die Zusammenfassung aller Reservegruppen und/oder Reserveeinheiten eines Anbieters wird als
339 Reservepool bezeichnet. Wird vom Anbieter nur eine einzige Reservegruppe definiert, so ist diese
340 deckungsgleich mit dem Reservepool.
- 341 (4) Ausschließlich bei der zusätzlichen Nutzung der alternativen Schnittstelle kann ein Anbieter mehr als
342 einen (jedoch maximal zwei) Reservepools verwalten. In diesem Fall kann ein Anbieter einen
343 Reservepool für die Teilnahme über die alternative Schnittstelle gemäß 5.1.3(3) und einen zweiten
344 Reservepool für die Anbindung über herkömmliche Kommunikationswege definieren.
- 345 (5) Jede Technische Einheit eines Anbieters muss der Regelzone APG zugeordnet werden. Eine
346 gleichzeitige Zuordnung zu einer anderen Regelzone ist nicht zulässig.
- 347 (6) Jede Technische Einheit eines Anbieters muss einer Bilanzgruppe in der Regelzone APG zugeordnet
348 werden. Es ist zulässig, dass Technische Einheiten bzw. Reserveeinheiten eines Anbieters
349 unterschiedlichen Bilanzgruppen in der Regelzone APG zugeordnet werden. Die betroffenen
350 Bilanzgruppen sind im Rahmen der Präqualifikation über die Bereitstellung von Regelreserven aus
351 den jeweiligen Technischen Einheiten zu informieren bzw. sind allenfalls erforderliche
352 Vereinbarungen zu treffen. Der Anbieter muss eine Bilanzgruppe namhaft machen, über die die
353 Austauschprogramme für die Regelreserve mit der APG abgewickelt werden. Im Falle, dass der
354 Anbieter diese Bilanzgruppe nicht selbst betreibt, ist der Bilanzgruppenverantwortliche vom Anbieter
355 entsprechend zu informieren.
- 356 (7) Für jede Technische Einheit bzw. Reserveeinheit eines Anbieters muss der Netzanschlusspunkt bzw.
357 Zählpunkt angegeben werden. Der Anbieter hat die Netzbetreiber, an deren Netze seine Technischen
358 Einheiten angeschlossen sind, über die Bereitstellung von Regelreserve aus diesen Technischen
359 Einheiten zu informieren bzw. allenfalls erforderliche Vereinbarungen zu treffen.
- 360 (8) Das Konzept für die Bereitstellung von Regelreserve bzw. für den abgestimmten Einsatz der
361 Technischen Einheiten ist im Detail gemäß Präqualifikationsbedingungen zu beschreiben. Dazu
362 gehören im Speziellen die technische Beschreibung der zu präqualifizierenden Technischen Einheiten
363 sowie das Einsatzmanagement und die Selbstüberwachung der ordnungsgemäßen
364 Reserveaktivierung. Weiters ist die Zuordnung zu den Aggregationsebenen zu definieren. Zudem ist
365 in Form einer Übersicht darzulegen, wie die erforderliche Verfügbarkeit organisiert wird.
- 366 (9) Der Anbieter stellt APG im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens alle technischen Informationen
367 über die Technischen Einheiten sowie über deren Ansteuerung auf Basis des Einsatzkonzepts zur
368 Verfügung, die für die Beurteilung der grundsätzlichen Eignung der Technischen Einheiten zur
369 Reservebereitstellung und -aktivierung erforderlich sind.
- 370 (10) Technische Einheiten können grundsätzlich gleichzeitig verschiedene Reservearten bereitstellen
371 bzw. aktivieren. Unabhängig davon hat der Anbieter die entsprechend erforderliche Vorhaltung und
372 Aktivierung jeder Reserveart unabhängig voneinander sicherzustellen.
- 373 (11) Jeder Anbieter hat eine zentrale Kontaktstelle, welche für APG während der Zeiten, in denen der
374 Anbieter Regelreserve bereitzustellen hat, jederzeit erreichbar ist, kontinuierlich zu betreiben. Diese
375 Kontaktstelle ist zuständig für die Koordination und den Einsatz der dem Anbieter unter Vertrag
376 stehenden Technischen Einheiten zur Erbringung der Regelreserve. Die Kontaktstelle ist
377 Ansprechpartner für APG im Zusammenhang mit allen betrieblichen Fragen.

(12) Der Anbieter hat den Funktionsnachweis darüber zu führen, dass die für die Erbringung von Regelreserve gebotenen Technischen Einheiten die Anforderungen an die jeweilige Reserveart erfüllen.

(13) APG behält sich darüber hinaus das Recht vor, im Rahmen der Präqualifikation vor Ort eine Funktionskontrolle der Regelfähigkeit der Technischen Einheiten vorzunehmen. Dies kann im Rahmen von eigens angesetzten Funktionsprüfungen oder im laufenden Betrieb der Technischen Einheit erfolgen. APG berücksichtigt dabei die terminlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen des Anbieters soweit möglich. Der Anbieter hat alle hierzu notwendigen Maßnahmen zuzulassen und APG aktiv zu unterstützen.

(14) Der Anbieter ist zur kontinuierlichen Überwachung seiner Technischen Einheiten bzw. seines Pools verpflichtet und informiert APG unverzüglich, wenn er seinen vertraglichen Verpflichtungen zur Vorhaltung und Aktivierung der Regelreserve nicht bzw. nicht mehr in vollem Umfang nachkommen kann. Bei Störungen, die nicht länger als 10 Minuten dauern, kann diese Meldung unterbleiben.

4. Regelreservearten

4.1. Primärregelreserve / Frequency Containment Reserves (FCR)

(1) „Frequency Containment Reserves“ („Frequenzhaltungsreserven“) oder „FCR“ bezeichnet die zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven. (SOGL Art 3(2) Z6)

(2) Für Anbieter von FCR gelten neben den Grundprinzipien bzw. Grundanforderungen gemäß Punkt 3.2 und den Detail-Anforderungen gemäß den Präqualifikationsbedingungen der APG insbesondere die folgenden, einzuhaltenden Grundsätze:

- a. Lokale Frequenzmessung zumindest für jede Reserveeinheit mit der erforderlichen Genauigkeit; alternativ ist auch eine Frequenzmessung für jede Technische Einheit einer Reserveeinheit zulässig
- b. Aktivierung entsprechend der Abweichung der Frequenz vom Sollwert von 50 Hz (Statik), insbesondere im Hinblick auf die erforderliche Dynamik
- c. Gewährleistung der erforderlichen Verfügbarkeit
- d. Leittechnische Anbindung zur Übertragung der für das Monitoring erforderlichen online-Daten
- e. Beachtung der sonstigen informationstechnischen Vorgaben
- f. Einrichten eines Archives für die Detaildaten
- g. Beachtung des minimalen FCR-Bandes

(3) FCR wird als symmetrisches Band (in der Form „ $\pm$ xxx MW“) ausgeschrieben.

4.2. Sekundärregelreserve / Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)

(1) aFRR ist die automatische Wirkleistungsreserve, die zur Verfügung steht, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zu regeln bzw. um in einem Synchrongebiet, das mehr als eine Regelzone umfasst, den Ist-Leistungsaustausch auf den Soll-Leistungsaustausch zu regeln.

(2) aFRR wird getrennt nach positiver und negativer Richtung ausgeschrieben. Unter positiver aFRR versteht man dabei die Vorhaltung von positiver aFRR durch den Anbieter, d.h. bei einer Aktivierung wird entsprechend zusätzlich Energie in das Netz eingespeist bzw. der Bezug reduziert. Unter

negativer aFRR versteht man dabei die Vorhaltung von negativer aFRR durch den Anbieter, d.h. bei einer Aktivierung wird entsprechend zusätzlich Energie aus dem Netz bezogen bzw. die Einspeisung reduziert.

(3) Für Anbieter von aFRR gelten neben den Grundprinzipien bzw. Grundanforderungen gemäß Punkt 3.2 und den Detail-Anforderungen gemäß den Präqualifikationsbedingungen der APG insbesondere die folgenden, einzuhaltenden Grundsätze:

- a. Automatische Aktivierung der aFRR entsprechend dem von APG leittechnisch automatisch übermittelten Sollwert des Leistungs-Frequenz-Reglers mit der erforderlichen Dynamik gemäß 6.2.5.
- b. Leittechnische Anbindung zur Übertragung der Sollwerte durch APG sowie der für das Monitoring erforderlichen Online-Daten
- c. Beachtung der sonstigen informationstechnischen Vorgaben (Annex IT der Präqualifikationsbedingungen)
- d. Gewährleistung der erforderlichen Verfügbarkeit
- e. Einrichten eines Archives für die Detaildaten
- f. Beachtung des minimalen aFRR-Bandes

4.3. Tertiärregelreserve / Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)

(1) mFRR ist die manuell aktivierte Wirkleistungsreserve, die zur Verfügung steht, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zu regeln. mFRR stellt eine Ergänzung zur aFRR dar, insbesondere zur Kompensation des Ausfalls des größten Kraftwerksblocks oder einer sonstigen größeren Abweichung vom Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Bedarf in der Regelzone APG.

(2) mFRR wird getrennt nach positiver und negativer Richtung ausgeschrieben. Unter positiver mFRR versteht man dabei die Vorhaltung von positiver mFRR durch den Anbieter, d.h. bei einer Aktivierung wird entsprechend zusätzlich Energie in das etz eingespeist bzw. der Bezug reduziert. Unter negativer mFRR versteht man hingegen die Vorhaltung von negativer mFRR durch den Anbieter, d.h. bei einer Aktivierung wird entsprechend zusätzlich Energie aus dem Netz bezogen bzw. die Einspeisung reduziert.

(3) Für Anbieter von mFRR gelten neben den Grundprinzipien bzw. Grundanforderungen gemäß Punkt 3.2 und den Detail-Anforderungen gemäß den Präqualifikationsbedingungen der APG insbesondere die folgenden, einzuhaltenden Grundsätze:

- a. Aktivierung der mFRR entsprechend den von APG übermittelten Aktivierungszeitpunkten und der zulässigen Fahrweise gemäß 6.3.6.
- b. Automatischer Empfang der Aktivierungsaufforderung von APG; in begründeten Fällen bleibt eine telefonische Mitteilung vorbehalten.
- c. Leittechnische Anbindung zur Übertragung der für das Monitoring erforderlichen Online-Daten
- d. Beachtung der sonstigen informationstechnischen Vorgaben (Annex IT der Präqualifikationsbedingungen)
- e. Gewährleistung der erforderlichen Verfügbarkeit
- f. Einrichten eines Archives für die Detaildaten
- g. Beachtung des minimalen mFRR-Bandes

5. Allgemeine Grundsätze

5.1. Ausschreibungen

5.1.1. Verfahren

- (1) APG veröffentlicht die Leistungs- und Energieausschreibungen auf der APG Website.
- (2) Die Veröffentlichung umfasst die Gebotszeiträume, Ausschreibungsprodukte sowie Bedarfe an Regelreserve, jeweils getrennt für Leistungs- und Energieausschreibungen sowie getrennt für FCR, aFRR und mFRR.
- (3) Die Leistungsausschreibungen finden kalendertäglich statt.
- (4) Falls im Rahmen einer Leistungsausschreibung für einzelne Produktzeitscheiben eine Differenz zwischen ausgeschriebener und zugeschlagener Menge verbleibt, wird diese Differenz erneut ausgeschrieben (Second Call).
- (5) Falls auch nach einem Second Call weiterhin eine solche Differenz verbleibt, wird diese erneut ausgeschrieben (Last Call). Hierbei fordert APG die Anbieter zumindest per E-Mail und nach Möglichkeit telefonisch auf, noch verfügbare Leistungen anzubieten. Sobald feststeht, dass ein Last Call erforderlich ist, informiert APG die E-Control Austria über die Höhe der Fehlmenge und den bisherigen Verlauf der Ausschreibung.
- (6) Falls nach einem Last Call der Regelreservebedarf immer noch nicht gedeckt ist, kann eine Einweisung gemäß 5.5.4 erfolgen.
- (7) APG wird nach erfolgter Zuschlagsentscheidung den Anbieter mittels E-Mail informieren, dass er die Entscheidung über die Annahme der Gebote über sein Benutzerkonto auf der elektronischen Ausschreibungsplattform einsehen kann. Die jeweiligen Zuschläge sind auf der Ausschreibungsplattform ersichtlich.
- (8) APG veröffentlicht die Ausschreibungsergebnisse und die Aktivierungsdaten in anonymisierter Form und übermittelt die Daten gemäß Verordnung (EU) 543/2013 in gebotsscharfer Form an E-Control Austria (diese Daten werden nicht veröffentlicht).
 - a) Gemäß Art 12 Abs 3 lit f EBGL iVm Art 12 Abs 4 EBGL veröffentlicht APG die in der Leistungsausschreibung abgegebenen und zugeschlagenen Gebote.
 - b) Gemäß Art 12 Abs 3 lit b EBGL iVm Art 12 Abs 4 EBGL veröffentlicht APG die in der Energieausschreibung gültig abgegebenen und für die Bildung der Merit Order Liste berücksichtigten Gebote.
- (9) APG hat das Recht, aufgrund von besonderen und begründeten Umständen, wie zum Beispiel das Fehlen von Geboten, den Marktschließungszeitpunkt kurzfristig zu verschieben. Eine rechtzeitige Verschiebung ist beim Zusammentreffen von Wochenend- und Feiertagen ebenfalls möglich. Diese Änderung des Marktschließungszeitpunktes wird veröffentlicht und die Marktteilnehmer werden im Vorhinein informiert.
- (10) APG ist berechtigt, das Gebot eines Anbieters auszuschließen, wenn der begründete Verdacht besteht, dass der Anbieter gegen das wettbewerbsrechtliche Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung gemäß Art. 102 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, § 5 Kartellgesetz 2005 idgF, oder einer anderen auf den Anbieter anwendbaren kartellrechtlichen Bestimmung verstoßen hat, oder sich marktmissbräuchlich im Sinne der Verordnung (EU) 1227/2011 (REMIT) verhalten hat.

5.1.2. Gebotsabgabe

- (1) Gebote können beliebig oft innerhalb des Gebotszeitraumes geändert werden. Dabei wird ein neuer Eingangszeitstempel vergeben.
- (2) Ein Gebot muss vollständig sein. D.h. alle im Zuge der elektronischen Eingabe geforderten Angaben müssen enthalten sein. Der Anbieter ist für die Richtigkeit und Vollständigkeit seiner Angaben verantwortlich.
- (3) Die Ausarbeitung eines Gebots samt den erforderlichen Vorleistungen und Kalkulationen erfolgen ausschließlich auf Kosten des Anbieters.
- (4) Gebotsverlinkungen werden ausschließlich durch den Anbieter im Zuge der Gebotsabgabe in der Energieausschreibung gesetzt. In der Leistungsausschreibung ist lediglich bereits die Angabe eines Technical Linking für das Energiegebot möglich (Übertrag in die Energieausschreibung).
- (5) Es liegt im Interesse und in der Verantwortung des Anbieters Gebotsverlinkungen entsprechend den zulässigen Regeln gemäß Punkt 6.3.4 zu setzen. APG haftet nicht für Fehlerfälle, unzulässige Kombinationen von Gebotseigenschaften oder vom Anbieter nicht erwartete Optimierungsergebnisse, welche auf eine entsprechend dieser geltenden Regeln unzulässige Gebotsabgabe zurückzuführen sind.

5.1.3. Schnittstellen zur Gebotsabgabe

- (1) APG stellt für die Beschaffung der Regelreserve eine elektronische Ausschreibungsplattform zur Verfügung.
- (2) Die Gebotsabgabe erfolgt mittels der hierfür von APG zur Verfügung gestellten elektronischen Ausschreibungsplattform. Die entsprechenden Anweisungen bezüglich Eingabe sind zu befolgen.
 - a. Der Anbieter wird unmittelbar über die erfolgreiche oder erfolglose Abgabe bzw. Änderung der Gebote informiert.
 - b. Das abgegebene Gebot ist für den jeweiligen Anbieter nach Ablauf des Gebotszeitraums bindend.
 - c. Abgegebene Energiepreise sind erst mit dem Marktschließungszeitpunkt der jeweiligen Energieausschreibung für den Anbieter bindend.
 - d. Jedem Gebot wird eine eindeutige Gebotsnummer zugeordnet.
- (3) APG kann eine alternative Schnittstelle für die Gebotsabgabe und für die leittechnische Anbindung zur Aktivierung von Regelreserve gemäß 4.1(2), 4.2(3) und 4.3(3) anbieten.
 - a. Für eine Teilnahme über diese alternative Schnittstelle muss ein separater Reservepool verwaltet werden.
 - b. Eine Teilnahme über die alternative Schnittstelle ist nur möglich, sofern dies mit den Sicherheitskonzepten der APG vereinbar ist.
 - c. Bei der erstmaligen Teilnahme über die alternative Schnittstelle kann auf Antrag des Anbieters eine einmalige Testphase eingerichtet werden. Während dieser Testphase ist eine Teilnahme am aFRR- oder am mFRR-Regelenergiemarkt zulässig. Zusätzlich kann der Anbieter gleichzeitig an beiden Regelenergiemärkten teilnehmen; in diesem Fall gelten diese als zwei gesonderte Teilnahmen des Anbieters. In sämtlichen Fällen erfolgt eine ordnungsgemäße Abrechnung der vom Anbieter gelieferten Energie. Eine Pönalisierung aufgrund allfälliger Untererfüllungen findet während der Testphase nicht statt. Erfüllt der Anbieter seine Pflichten nicht oder weist

über einen längeren Zeitraum pönalisierungsrelevantes Verhalten auf, kann er vorübergehend von der Testphase ausgeschlossen werden. Aus technischen Gründen beträgt das maximale Gebotsvolumen pro Anbieter 2 MW. Die maximale Dauer einer Testphase beträgt 3 Monate. Gleichzeitig können sich höchstens 5 Anbieter in einer Testphase befinden, wobei je Reservemarkt (aFRR bzw. mFRR) maximal 3 Anbieter zugelassen sind. Die Einzelheiten zum Anmeldeprozess zur Testphase werden auf der Website der APG veröffentlicht.

- d. Bei der Verwendung der alternativen Schnittstelle kommen alle Regelungen des jeweiligen Rahmenvertrags zur Anwendung.

- (4) Der Bewerber/Anbieter muss im Zuge der Präqualifikation bzw. der Registrierung als Anbieter für jede Regelreserve die gewünschte Schnittstelle zur Gebotsabgabe namhaft machen.

- a. Es kann sowohl die konventionelle Schnittstelle laut Punkt 5.1.3(1) als auch die alternative Schnittstelle laut Punkt 5.1.3(3) bzw. beide Schnittstellen namhaft gemacht werden.

- b. Die jeweilige Schnittstelle muss pro Regelreserve extra namhaft gemacht werden.

5.1.4. Pflichten bei Gebotszuschlag

- (1) Durch einen Zuschlag in einer Ausschreibung auf der Ausschreibungsplattform der APG kommt ein Einzelvertrag zwischen APG und dem Anbieter zustande.

- (2) Nach Abschluss des Einzelvertrages zwischen dem Anbieter und der APG auf Basis einer Leistungsausschreibung für aFRR und mFRR ist der Anbieter verpflichtet, mindestens das Volumen der zugeschlagenen Gebotsmenge auch im Rahmen der Energieausschreibung zur Verfügung zu stellen. Die Vergütung des zugeschlagenen Leistungspreises erfolgt unabhängig davon, ob dieses Volumen in der/den entsprechenden Energieausschreibung(en) zugeschlagen wurde.

- (3) Anbieter, deren Gebot(e) in der Leistungsausschreibung zugeschlagen wurde(n), haben in der Energieausschreibung dafür zu sorgen, dass die von ihnen gewählten Gebotseigenschaften, Gebotsverlinkungen oder nachträgliche Änderungen an Geboten die Verfügbarkeit der vorzuhaltenden Leistung nicht beeinträchtigen.

- (4) Nach Abschluss eines Einzelvertrages zwischen dem Anbieter und der APG auf Basis einer Energieausschreibung für aFRR und mFRR bzw. auf Basis einer Leistungsausschreibung für FCR ist der Anbieter verpflichtet, in der entsprechenden PZS die vertraglich vereinbarte Regelreserve ständig und vollständig für jede in der betreffenden PZS mögliche Aktivierung bereitzustellen. Die Erfüllung muss in der Regelzone APG wirken und entsprechend der geforderten Fahrweise erfolgen (siehe Punkt 6.2.8 bzw. 6.3.10).

5.1.5. Stornierung einer Ausschreibung

- (1) Bei Störungen der Ausschreibungsplattform, der einzelnen Übertragungswege oder bei anderen schwerwiegenden Systemeinschränkungen hat APG das Recht, die aktuelle Ausschreibung auszusetzen bzw. eine Ausschreibung zu annullieren und falls möglich zu einem späteren Zeitpunkt zu wiederholen.

- (2) Im Fall einer Aussetzung oder Annullierung einer Energieausschreibung verlieren alle bis dahin getätigten Eingaben ihre Gültigkeit. Für die Bildung der Merit-Order-Liste werden die gemäß Punkt 5.1.6 berechneten Ersatzenergiepreisgebote herangezogen. Free-Bids werden in diesem Fall nicht berücksichtigt.

- (3) Im Fall einer Aussetzung oder Annullierung einer Ausschreibung bestehen keine Ansprüche des Anbieters gegenüber APG. Der Anbieter wird über die Aussetzung oder Annullierung einer Ausschreibung unverzüglich informiert.

5.1.6. Ersatzpreisberechnung

- (1) Im Falle der Stornierung einer Energieausschreibung gemäß Punkt 5.1.5 werden für die Bildung einer Merit-Order-Liste von APG berechneten Ersatzenergiepreisgebote pro Anbieter mit Zuschlag in der jeweiligen Leistungsausschreibung herangezogen.
- (2) Die Ersatzenergiepreisgebote werden pro Produktzeitscheibe einer Energieausschreibung und pro Anbieter mit Zuschlag in der jeweiligen Leistungsausschreibung berechnet. Als Berechnungsgrundlage dienen (a) die Zuschlagsmengen der jeweiligen Leistungsausschreibung pro Anbieter und Produktzeitscheibe (Gebotsstruktur) und (b) die Durchschnittspreise der Energiegebote, die der jeweilige Anbieter in den der jeweiligen Leistungsausschreibung vorangegangenen erfolgreich durchgeführten Energieausschreibungen der letzten 14 Tage gültig abgegeben hat. Für die Berechnung der Ersatzenergiepreisgebote wird eine Hilfs-Merit-Order-Liste je Anbieter in 1 MW Schritten berechnet. Diese Hilfs-Merit-Order-Liste besteht aus den Durchschnittspreisen je 1 MW Schritt der vom jeweiligen Anbieter abgegebenen Energiepreise der relevanten erfolgreich durchgeführten Energieausschreibungen. Mittels dieser Hilfs-Merit-Order-Liste werden die Ersatzenergiepreise der jeweiligen Gebotsstruktur zugewiesen. Dabei erhält die jeweilige Menge der Gebotsstruktur den Durchschnittspreis der davorliegenden 1 MW Preise, begrenzt mit der jeweiligen davorliegenden Menge der Gebotsstruktur. Das bedeutet zum Beispiel, dass die ersten 5 MW einer Gebotsstruktur den Durchschnittspreis der ersten 5 MW der Hilfs-Merit-Order-Liste erhalten. Die zweiten 5 MW der Gebotsstruktur erhalten den Durchschnittspreis des 6. MWs bis zum 10. MW der Hilfs-Merit-Order-Liste.
- (3) Hat ein Anbieter innerhalb der letzten 14 Kalendertage vor dem Marktschließungszeitpunkt für den Liefertag, der von einer Stornierung einer Energieausschreibung gemäß 5.1.5 betroffen ist, keine gültigen Energiepreise in den jeweiligen Produktzeitscheiben abgegeben, findet das Verfahren nach Pkt. 5.1.6(2) Anwendung; es wird jedoch eine Hilfs-Merit-Order-Liste verwendet, die aus den Energiepreisgeboten aller Anbieter gebildet wird.
- (4) Sollte die für eine Produktzeitscheibe in der jeweiligen Leistungsausschreibung gebotene Menge eines Anbieters die Menge dessen gemäß Pkt. 5.1.6(2) bzw. Pkt. 5.1.6(3) berechneter Hilfs-Merit-Order-Liste übersteigen, wird den über die Länge der Hilfs-Merit-Order-Liste hinausgehenden Mengen der höchste Preis der gemäß Pkt. 5.1.6(2) bzw. Pkt. 5.1.6(3) berechneten Ersatzenergiepreisgebote zugeordnet.
- (5) Wird eine Energieausschreibung erstellt und werden Gebote aus einer Leistungsausschreibung dafür übernommen, bei denen keine Energiepreise abgegeben wurden, so werden Energiepreise entsprechend Ersatzenergiepreisberechnung voreingestellt. Diese können durch den Anbieter im Zuge der Energieausschreibung angepasst werden.

5.2. Abrechnung

- (1) Abrechnungszeitraum ist der Kalendermonat.
- (2) APG erstellt monatlich eine Rechnung bzw. Gutschrift je Anbieter. Der Rechnungs- bzw. Gutschriftbetrag wird zuzüglich bzw. abzüglich allfälliger Vertragsstrafen gemäß Punkt 5.4 für den Zeitraum eines Kalendermonats ermittelt.

(3) Zahlungen aufgrund von Gutschriften der APG erfolgen am letzten Kalendertag des auf den Abrechnungszeitraum folgenden Monats. Für den Fall, dass der Monatsletzte kein Bankwerktag ist, erfolgt die Zahlung am nächstfolgenden Werktag. Die Zahlungen erfolgen stets unter dem Vorbehalt einer Berichtigung, falls sich nachträglich Beanstandungen ergeben sollten. Rechnungen sind bis zum letzten Werktag des auf den Abrechnungszeitraum folgenden Monats oder 5 (fünf) Bankarbeitstage nach Erhalt der Rechnung - jeweils der spätere Termin - fällig. Die Gutschriften/Rechnungen werden ausschließlich per E-Mail seitens APG übermittelt.

(4) Die folgenden Daten sind im abzuschließenden Rahmenvertrag festzulegen:

- a) Rechnungsadresse
- b) UID-Nummer
- c) IBAN
- d) Erklärung Umsatzsteuerbetrugsbekämpfungsverordnung
- e) E-Mail-Adresse für die Übermittlung der Gutschrift bzw. Rechnung
- f) Kaufmännische Ansprechpartner (Telefonnummer und E-Mail-Adresse)

(5) Bei Zahlungsverzug eines Vertragspartners werden ab dem der Fälligkeit folgenden Tag die gesetzlichen Verzugszinsen verrechnet.

(6) Die Zahlungsrichtung für die gemäß 5.2(8) berechneten Regelreservemengen wird entsprechend Artikel 46 EBGL (Tabelle 1) folgendermaßen festgesetzt:

	Positiver Energiepreis	Negativer Energiepreis
Positive Regelreserve	Zahlung APG an Anbieter	Zahlung Anbieter an APG
Negative Regelreserve	Zahlung Anbieter an APG	Zahlung APG an Anbieter

Tabelle 1: Zahlungsrichtungen Regelreserve

(7) Die im Rahmen von aFRR und mFRR erbrachte Regelreservemenge wird gemäß 5.2(8) getrennt nach Lieferung und Bezug pro 15-Minuten Abrechnungsperiode ermittelt und entsprechend von APG zeitgerecht (werktäglicher Fahrplanversand) an den Bilanzgruppenverantwortlichen des Anbieters und den Bilanzgruppenkoordinator übermittelt. Der Anbieter ist verpflichtet, die von APG übermittelten Daten zur Regelreservemenge bis zum dritten Werktag des auf den Abrechnungsmonat folgenden Monats zu prüfen und im Anlassfall Einspruch zu erheben. Im Fall eines Einspruches werden sich die Vertragspartner bemühen, ein Einvernehmen herzustellen. Kommt ein Einvernehmen innerhalb der von den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO; betrifft auch Regelungen hinsichtlich regelblocküberschreitenden Datenaustausches) vorgegebenen Fristen nicht zustande, gelten die Daten der APG. Eventuell anfallende Kosten werden vom Verursacher getragen.

(8) Die von APG im Rahmen des Monitorings von aFRR und mFRR ermittelten Daten werden dem Anbieter zum Zwecke der Prüfung regelmäßig unentgeltlich zur Verfügung gestellt. Der Anbieter muss die zur Verfügung gestellten Daten spätestens bis zum achten Werktag des auf den Abrechnungsmonat folgenden Monats prüfen und eventuelle Abweichungen an APG melden. Eine nachträgliche Änderung der Daten ist nach Ablauf dieser Frist nicht möglich. Vom Anbieter während der genannten Frist gemeldete Abweichungen führen zu einer Verlängerung der Frist bis zur Klärung.

5.3. Dokumentations- und Informationspflichten

- (1) Der Anbieter verpflichtet sich die Dokumentations- und Informationspflichten gemäß aktuellen technischen Präqualifikationsbedingungen und gemäß Rahmenvertrag zu erfüllen.

5.4. Strafen und Pönalen

- (1) APG hat das Recht, die ordnungsgemäße Bereitstellung mit Hilfe der vom Anbieter zur Verfügung gestellten Daten gemäß den Präqualifikationsbedingungen jederzeit zu überprüfen. Erfüllt der Anbieter seine vertragswesentlichen Pflichten, insbesondere die Pflichten gemäß Punkten 5.1.4 und 5.3 aus Gründen, die der Anbieter zu vertreten hat, nicht oder nicht ordnungsgemäß, so ist APG berechtigt eine Vertragsstrafe zu fordern, wobei die Nachweispflicht für das Nichtvorliegen dieses Anspruchs beim Anbieter liegt. Die Höhe ergibt sich aus den folgenden Absätzen bzw. gemäß spezifischen Regelungen für Regelreservearten.
- (2) Die Höhe der Energiepreis-Pönale wird gebotsscharf berechnet und orientiert sich an folgenden Kriterien:
 - a) Dauer des Ausfalls
 - b) Ausgefallene Energiemenge
 - c) Höhe des für die Vergütung relevanten Preises gemäß Punkt 5.2(8).

Die nähere Beschreibung des Berechnungsmodus der Energiepreis-Pönale findet sich in Punkt 6.2.8 für aFRR und Punkt 6.3.10 für mFRR.
- (3) Für die Ermittlung der Nichtvergütung des Leistungspreises wird die Differenz zwischen zugeschlagener und aktivierter Leistung herangezogen, weil davon ausgegangen wird, dass in diesem Fall im Reservepool die Leistung nicht bzw. nicht vollständig vorgehalten wurde.
- (4) Im Falle eines IEC wird dem ausfallenden Anbieter die allfällige Pönale und Nichtvergütung des Leistungspreises für den Zeitbereich, in der die Reserve für APG nicht zur Verfügung steht, verrechnet.
- (5) Eine Meldung an APG über einen allfälligen Ausfall ist gemäß den Bestimmungen des Rahmenvertrags durchzuführen.
- (6) APG informiert die Anbieter ex-post nach bestem Vermögen über Mindererfüllungen per E-Mail. Es besteht jedoch kein Rechtsanspruch auf diese Information. Im Fall von Abweichungen (Mindererfüllungen) liegt die Bringschuld beim Anbieter. Anbieter sind zum vollständigen Selbstmonitoring verpflichtet.
- (7) Bei Verstößen gegen die Pflichten gemäß Punkten 5.1.4 und 5.3 kann APG den Anbieter von der weiteren Teilnahme an den Ausschreibungen für Regelleistung und Regelenergie ausschließen. Erfüllt der Anbieter seine Pflichten nicht, so kann er zunächst für zwei Wochen von den Ausschreibungen ausgeschlossen werden. Erfüllt der Anbieter wiederholt seine Pflichten innerhalb eines Jahres nicht, so kann er von APG dauerhaft von den Ausschreibungen ausgeschlossen werden. Davon unabhängig besteht seitens APG das Recht zur außerordentlichen Kündigung.
- (8) Die Regelungen gemäß Punkt 5.4 gelten nicht für Zuschläge im Last Call gemäß Punkt 5.1.1(5).
- (9) Sollte ein Vertragspartner (mit einem gültigen Einzelvertrag gemäß Punkt (1)) durch höhere Gewalt, z.B. durch Krieg, Terror, Naturgewalten, Anordnungen der öffentlichen Hand oder durch sonstige Umstände, die abzuwenden nicht in seiner Macht liegt bzw. dies mit einem angemessenen technischen und wirtschaftlichen Aufwand nicht erreicht werden kann, an der Vertragserfüllung

698 gehindert sein, so ruht seine Vertragsverpflichtung, bis diese Umstände und deren Folgen beseitigt
699 sind. In derartigen Fällen kann der jeweils andere Vertragspartner keine Entschädigung
700 beanspruchen. Der betroffene Vertragspartner wird mit allen angemessenen Mitteln dafür sorgen,
701 dass er seinen Verpflichtungen aus diesem Vertrag ehestmöglich wieder nachkommt. Der jeweils
702 andere Vertragspartner wird für den Zeitraum des Ruhens seiner Verpflichtungen von der
703 Gegenleistungspflicht befreit. Der betroffene Vertragspartner informiert den jeweils anderen Partner
704 unverzüglich.

705 **5.5. Notfallprozesse**

706 Sollte die Leistungserbringung der FCR, der aFRR oder der mFRR nach Zuschlagserteilung nicht möglich
707 sein, so können die ausgefallenen Mengen mittels der folgenden Prozesse ersetzt werden.

708 **5.5.1. Übernahme (FCR, aFRR und mFRR)**

- 709 (1) Sollte die Leistungserbringung nach Zuschlagserteilung aus technischen Gründen nicht möglich sein,
710 kann der der vom Ausfall betroffene Anbieter gebotsscharf (d.h. im Ausmaß eines oder mehrerer
711 gesamter Gebote) seine Pflicht zur Bereitstellung und Aktivierung von Regelreserve an einen oder
712 mehrere für die jeweilige Regelreserve präqualifizierte Anbieter übertragen.
- 713 (2) Vertragspartner der APG bleibt der übertragende Anbieter. Der übernehmende Anbieter wird
714 ausschließlich für diesen tätig. Darüber hinaus ist dem übernehmenden Anbieter eine Übergabe an
715 einen Dritten nicht erlaubt.
- 716 (3) Der übergebende Anbieter meldet den Ausfall, die Übernahme und den übernehmenden Anbieter
717 telefonisch und im Nachgang per E-Mail an die operative Kontaktstelle der APG und nennt die
718 Gebotsnummer des zu übergebenden Gebotes, sowie die ausgefallene Menge der vorzuhaltenden
719 Regelreserve.
- 720 (4) Die Übernahme für FCR ist nur für die gesamte PZS bzw. schnellstmöglich nach dem Ausfall bis zum
721 Ende der jeweiligen PZS möglich. Die Übernahme kann auch für mehrere PZS erfolgen. Die Meldung
722 über die Übernahme muss schnellstmöglich nach dem Ausfall bzw. spätestens 30 Minuten vor Beginn
723 der zu übernehmenden PZS erfolgen.
- 724 (5) Die Übernahme der Bereitstellung und Aktivierung für aFRR und mFRR ist gebotsscharf nur für ganze
725 PZS möglich, deren jeweilige Energieausschreibung noch nicht abgeschlossen wurde
726 (Marktschließungszeitpunkt liegt in der Zukunft). Die Übernahme kann gebotsscharf auch für
727 mehrere PZS erfolgen.
- 728 (6) APG wird für aFRR und mFRR die folgenden Maßnahmen hinsichtlich bereits vom Anbieter
729 abgegebener Gebote setzen:
- 730 a. APG wird die betreffenden Gebote dem übernehmenden Anbieter gebotsscharf zuordnen,
731 wobei die Summe der betreffenden Gebote größer oder gleich der ausgefallenen Leistung sein
732 muss. Sollte der übergebende Anbieter die richtigen Gebotsnummern nicht nennen können,
733 oder es APG auf Grund der Anzahl der Gebote (größer 10 Gebote) nicht möglich sein, die
734 betroffenen Gebote in einem adäquaten Zeitraum im Ausschreibungssystem für die Übernahme
735 auszuwählen, wird APG dem übernehmenden Anbieter die Gebote beginnend mit dem aus Sicht
736 der APG ungünstigsten Energiepreis zuordnen.
- 737 (7) Durch die Ausfallsmeldung des übergebenden Anbieters werden im Zeitraum des gemeldeten
738 Ausfalls alle Free-Bids des übergebenden Anbieters in den noch geöffneten bzw. nicht

739 abgeschlossen Energieausschreibungen gelöscht und nicht für den Zuschlag der jeweiligen
740 Energieausschreibung bzw. für die Berechnung der jeweiligen Merit-Order-Liste berücksichtigt. Die
741 insgesamt vom übernehmenden Anbieter zu erbringenden Mengen dürfen die Mengen, für die er
742 präqualifiziert wurde, nicht überschreiten.

743 (8) APG wird die notwendigen aFRR- und mFRR-Aktivierungen beim übernehmenden Anbieter
744 durchführen.

745 (9) Kann der übergebende Anbieter seiner Verpflichtung zur ständigen und vollständigen Vorhaltung von
746 FCR wieder nachkommen, muss er dies bis eine Stunde vor Beginn der nächsten PZS telefonisch und
747 per E-Mail an die APG operative Kontaktstelle sowie per E-Mail an die abwicklungstechnische
748 Kontaktstelle der APG melden und hat sodann ab der folgenden PZS der Verpflichtung zur ständigen
749 und vollständigen Vorhaltung wieder nachzukommen.

750 (10) Kann der übergebende Anbieter seiner Verpflichtung zur ständigen und vollständigen Vorhaltung von
751 aFRR und mFRR wieder nachkommen, muss er dies telefonisch und per E-Mail an die APG operative
752 Kontaktstelle sowie per E-Mail an die abwicklungstechnische Kontaktstelle der APG melden und hat
753 sodann ab jener PZS, deren jeweilige Energieausschreibung noch nicht abgeschlossen wurde
754 (Marktschließungszeitpunkt liegt in der Zukunft), diesen wieder nachzukommen.

755 (11) APG rechnet die getätigten Aktivierungen (aFRR und mFRR) und die entsprechende Vorhaltung von
756 Regelreserve mit dem übergebenden Anbieter ab. Da die übernommenen Gebote in der Merit-Order-
757 Liste dem übernehmenden Anbieter zugeordnet werden, wirkt sich dies auch auf die Abrechnung mit
758 den involvierten Anbietern aus.

759 **5.5.2. Intraday Emergency Call (IEC – aFRR und mFRR)**

760 (1) Sollte die Leistungserbringung eines Anbieters nach Zuschlagserteilung aus technischen Gründen
761 nicht möglich sein und ist eine Übernahme gemäß Punkt 5.5.1 nicht möglich, ist APG berechtigt einen
762 IEC durchzuführen, dessen Ablauf in den folgenden Punkten (4) bis (12) beschrieben ist.

763 (2) Sollten Kooperationspartner, die im Zuge von internationalen aFRR-Kooperationen für APG
764 Regelleistung beschafft haben, längerfristige Ausfälle melden, kann APG einen IEC gemäß den
765 Punkten (7) bis (11) durchführen. Dies ist zusätzlich auch möglich, wenn im Rahmen einer
766 internationalen aFRR-Kooperation eine Methode gemäß Art 33 Abs 6 EBGL zur Anwendung kommt
767 und dies die Einhaltung der Anforderungen hinsichtlich der Betriebssicherheit gemäß SOGL
768 unterstützt.

769 (3) Falls das Auftreten einer netztechnischen Situation (bspw. ungeplante Nichtverfügbarkeit von
770 Grenzleitung, Grenzkapazitätseinschränkung) nach Abschluss der Leistungsausschreibung dazu
771 führen sollte, dass eine Bedarfsdeckung nicht mehr erreicht werden kann, kann APG einen IEC für
772 aFRR und mFRR gemäß den Punkten (7) bis (11) durchführen.

773 (4) Der vom Ausfall betroffene Anbieter meldet den Ausfall telefonisch und per E-Mail an die operative
774 Kontaktstelle der APG und nennt die Gebotsnummern der ausgefallenen Gebote bzw. den
775 ausgefallenen Anteil der vorzuhaltenden aFRR/mFRR.

776 (5) APG wird die folgenden Maßnahmen hinsichtlich bereits vom Anbieter abgegebener Gebote setzen:
777 a. Die vom Anbieter gemeldete ausgefallene aFRR/mFRR (in MW) wird von APG aus der jeweiligen
778 Merit-Order-Liste gelöscht, wobei die Summe der betroffenen Gebote größer oder gleich der
779 ausgefallenen Leistung sein muss. Sollte der vom Ausfall betroffene Anbieter die jeweilige

- Gebotsnummer nicht nennen oder es APG auf Grund der Anzahl der Gebote (größer 10 Gebote) nicht möglich sein, die betroffenen Gebote in einem adäquaten Zeitraum im Ausschreibungssystem für den IEC auszuwählen, wird APG die Gebote beginnend mit dem aus Sicht der APG ungünstigsten Energiepreis aus der jeweiligen Merit-Order-Liste löschen. Durch die Ausfallsmeldung des vom Ausfall betroffenen Anbieters wird das jeweilige Ausschreibungsprodukt automatisch erneut in einem IEC mit den Anbietern ausgeschrieben.
- b. Durch die Ausfallsmeldung des betroffenen Anbieters werden im Zeitraum des gemeldeten Ausfalls alle Free-Bids des betroffenen Anbieters in den noch geöffneten bzw. nicht abgeschlossenen Energieausschreibungen gelöscht und für den Zuschlag der jeweiligen Energieausschreibung bzw. für die Berechnung der jeweiligen Merit-Order-Liste nicht berücksichtigt.
 - c. Energiegebote deren Energieausschreibung bereits abgeschlossen wurde, werden automatisch vom Ausschreibungssystem der APG beginnend mit dem aus Sicht der APG ungünstigsten Energiepreis ausgewählt und auf nicht verfügbar gesetzt. Für diese Gebote können keine Ersatzmaßnahmen festgelegt werden.
 - d. Für Free-Bids, deren Energieausschreibung noch nicht abgeschlossen wurde (Marktschließungszeitpunkt liegt in der Zukunft), können keine Ersatzmaßnahmen festgelegt werden.
- (6) Für den Zeitraum eines Ausfalls darf der ausgefallene Anbieter keine zusätzlichen Energiegebote in den vom Ausfall betroffenen Energieausschreibungen abgeben.
- (7) APG wird die Ausschreibungszeiträume der IECs im Ausschreibungssystem veröffentlichen und dabei die zu ersetzenden PZS bekanntgeben. Zusätzlich werden die Anbieter per E-Mail gleichzeitig über den IEC informiert.
- (8) Die erste von einem IEC betroffene PZS ist grundsätzlich diejenige, für die eine Energieausschreibung noch nicht abgeschlossen wurde (Marktschließungszeitpunkt liegt in der Zukunft). Die letzte von einem IEC betroffene PZS ist grundsätzlich die letzte des aktuellen Kalendertages (d.h. PZS-Ende um 24:00). Es ist auch möglich, einen IEC auf nur eine einzige PZS zu beschränken.
- (9) Die Preise der im IEC abzugebenden Gebote unterliegen den folgenden Regeln:
- a. Der Leistungspreis wird von APG festgelegt und entspricht dem 1,1-fachen Wert des teuersten in der relevanten Leistungsausschreibung zugeschlagenen Gebots der zu ersetzenden Produkte.
 - b. Die Abgabe von Energiepreisen ist optional.
 - c. Falls ein Energiepreis abgegeben wird, darf dieser den 1,1-fachen Wert des Energiepreises des letztgereihten zugeschlagenen Gebots der betroffenen Produkte in der relevanten Leistungsausschreibung im Fall von positiver aFRR/mFRR nicht übersteigen bzw. im Fall von negativer aFRR/mFRR nicht unterschreiten.
 - d. Sollte kein Energiepreis abgegeben worden sein, wird der Energiepreis festgelegt auf den 1,1-fachen Wert des Energiepreises des letztgereihten zugeschlagenen Gebots der betroffenen Produkte in der relevanten Leistungsausschreibung. Falls der Energiepreis des letztgereihten zugeschlagenen Gebots der betroffenen Produkte in der relevanten Leistungsausschreibung der negativen aFRR/mFRR jedoch positiv ist, wird der Energiepreis festgelegt auf den 0,9-fachen Wert des Energiepreises dieses Gebots.

821 e. Ein optional abgegebener Energiepreis wird in die jeweilige Energieausschreibung übernommen
822 und kann dort bis zum Marktschließungszeitpunkt angepasst werden.

823 (10) Der Zuschlag nach Marktschließungszeitpunkt wird gemäß Punkt 6.2.4 (aFRR) bzw. Punkt 6.3.5
824 (mFRR) ermittelt.

825 (11) Die Anbieter werden per E-Mail über die Zuschläge des IEC informiert. Die Anbieter müssen sodann
826 die im IEC zugeschlagenen Mengen zusätzlich zu den aus dem regulären Verfahren zugeschlagenen
827 Mengen für die im E-Mail genannten PZS vorhalten und bei Bedarf erbringen. Aus einem Zuschlag
828 entstehen die in Punkt 5.1.4 genannten Pflichten.

829 (12) Für die in einem IEC zugeschlagenen Mengen kann der ausgefallene Anbieter keine
830 Wiederverfügbarkeit melden.

831 (13) Bei Nutzung der alternativen Schnittstelle ist eine Teilnahme am IEC nicht möglich.

832 **5.5.3. Ausfall von Free-Bids (aFRR und mFRR)**

833 (1) Vom Ausfall betroffenen Free-Bids werden im Zeitraum des gemeldeten Ausfalls in den noch
834 geöffneten bzw. nicht abgeschlossenen Energieausschreibungen gelöscht. Es können keine
835 Ersatzmaßnahmen festgelegt werden.

836 (2) Vom Ausfall betroffene Free-Bids in Energieausschreibungen, die bereits geschlossen wurden, werden
837 automatisch vom Ausschreibungssystem der APG storniert.

838 (3) Für den Zeitraum eines Ausfalls darf der ausgefallene Anbieter keine zusätzlichen Free-Bids in den
839 vom Ausfall betroffenen Energieausschreibungen abgeben.

840 **5.5.4. Einweisung (FCR, aFRR und mFRR)**

841 Sowohl bei erfolglos verlaufener Ausschreibung als auch beim Verbleib einer Differenz zwischen
842 benötigter und zugeschlagener Menge nach einem IEC hat APG gemäß § 147 Abs 3 ElWG die
843 Betreiber von technisch geeigneten Erzeugungsanlagen gegen Ersatz der tatsächlichen
844 Aufwendungen zur Bereitstellung und Erbringung von Regelreserve zu verpflichten.

845 **6. Spezifische Regelungen für Regelreservearten**

846 **6.1. Frequency Containment Reserves (FCR)**

847 **6.1.1. Ausschreibungsverfahren**

848 (1) Der Gebotszeitraum für Leistungsausschreibungen beginnt D-7, 10:30 Uhr und endet D-1, 08:00 Uhr.

849 **6.1.2. Ausschreibungsprodukte**

850 (1) Die PZS entsprechen Blöcken von vier Stunden.

851 (2) Diese Blöcke umfassen die Zeitintervalle 00:00 bis 04:00, 04:00 bis 08:00, 08:00 bis 12:00, 12:00 bis
852 16:00, 16:00 bis 20:00 und 20:00 bis 24:00 Uhr.

853 **6.1.3. Gebotslegung**

854 (1) Ein Gebot umfasst die folgenden Angaben:

855 a) PZS, auf die sich das Gebot bezieht

- 856 b) Menge der gebotenen FCR in der Darstellung des FCR-Bandes, angegeben in der Form „± xxx MW“
- 857 bezogen auf den Arbeitspunkt bei 50 Hz
- 858 c) Leistungspreis (exklusive Umsatzsteuer) in zwei Nachkommastellen in EUR/MW bezogen auf die
- 859 jeweilige PZS
- 860 d) Teilbarkeit/Unteilbarkeit des Gebots
- 861 e) Der Standort muss nicht angegeben werden, da der Standort „Regelzone APG“ als ausreichend
- 862 angesehen wird.
- 863 (2) Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW.
- 864 (3) Die Mindestgebotsgröße beträgt ± 1 MW.
- 865 (4) Bei unteilbaren Geboten beträgt die Maximalgebotsgröße ± 25 MW.

866 **6.1.4. Zuschlag**

- 867 (1) Der Zuschlag erfolgt auf Basis aller für die jeweilige Leistungsausschreibung eingegangenen gültigen
- 868 Gebote, separat für jede PZS.
- 869 (2) Die Zuschlagsentscheidung erfolgt diskriminierungsfrei nach wirtschaftlichen Kriterien mit dem Ziel,
- 870 die erwarteten Kosten für das Gesamtsystem zu minimieren. Im Falle von netzbedingten
- 871 Einschränkungen kann zur Aufrechterhaltung von Systemsicherheit und Systemstabilität von den
- 872 nachfolgend genannten Kriterien abgewichen werden. Derartige Abweichungen sind zu begründen
- 873 und zu veröffentlichen.
- 874 (3) Die Information über die Annahme der Angebote in der Leistungsausschreibung ergeht spätestens
- 875 dreißig (30) Minuten nach Marktschließungszeit.
- 876 (4) Es können Zuschläge über Teilmengen der als teilbar gebotenen FCR vergeben werden. Diese
- 877 Teilmengen umfassen mindestens die Mindestgebotsgröße und höchstens die gebotene FCR.
- 878 (5) Die Gebote werden nach den folgenden Kriterien gereiht und der Zuschlag der Gebote wird nach den
- 879 folgenden Kriterien erteilt:
- 880 a) Niedrigster Leistungspreis;
- 881 b) Bei Gleichheit der Leistungspreise: Früherer Eingangszeitstempel
- 882 (6) APG hat das Recht, im Zuge der internationalen FCR-Cooperation die Zuschlagsentscheidung einer
- 883 gemeinsamen wirtschaftlichen Optimierung mit den jeweiligen Kooperationspartnern zu
- 884 unterwerfen und die Zuschläge auf Basis dieser Optimierung zu erteilen.
- 885 (7) Ein als teilbar markiertes Gebot mit einem Leistungspreis unter dem Grenzpreis darf im Rahmen der
- 886 gemeinsamen Auktion der Kooperation nicht abgelehnt werden.

887 **6.1.5. Abrechnung Leistung**

- 888 (1) Die Abrechnungsgrundlagen je Anbieter bilden die von der APG ermittelten Zuschlagsmengen in MW
- 889 multipliziert mit dem für die Vergütung relevanten Preis in EUR/MW. Nach Durchführung des
- 890 Monitoring-Prozesses (siehe Punkt 6.2.8) werden ggf. Nichtvergütungen berücksichtigt.
- 891 (2) Für die Vergütung der Leistungsvorhaltung für jedes zugeschlagene Gebot wird der Grenzpreis
- 892 herangezogen.
- 893 (3) Der Grenzpreis entspricht dem Leistungspreis des teuersten zugeschlagenen Gebots je
- 894 Leistungsausschreibung.

895 (4) Der Grenzpreis für Österreich und alle Kooperationspartner ohne Verletzung des Import- oder
896 Exportlimits ist der höchste zugeschlagene Leistungspreis dieser Kooperationspartner in der
897 gemeinsamen Leistungsausschreibung.

898 (5) Ein lokaler Grenzpreis ergibt sich bei Verletzung des Import- oder Exportlimits für Österreich. In
899 diesem Fall ist der Grenzpreis für Österreich der höchste zugeschlagene Leistungspreis in Österreich
900 in der gemeinsamen Leistungsausschreibung.

901 (6) Mögliche Fehlmengen auf den österreichischen Bedarf werden in einer weiteren lokalen
902 Leistungsausschreibung (Second Call) beschafft. Der Grenzpreis dieser Leistungsausschreibung ist der
903 höchste zugeschlagene Leistungspreis in dieser lokalen Leistungsausschreibung (Second Call).

904 **6.1.6. Abrechnung Energie**

905 (1) Energiemengen, die sich aus der Aktivierung der FCR ergeben, werden nicht vergütet.

906 **6.2. Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)**

907 **6.2.1. Ausschreibungsverfahren**

908 (1) Der Gebotszeitraum für Leistungsausschreibungen beginnt D-7, 10:30 Uhr und endet D-1, 09:00 Uhr.

909 (2) Der Gebotszeitraum für Energieausschreibungen beginnt nach der Beendigung und
910 Ergebnisveröffentlichung der jeweiligen Leistungsausschreibungen und endet 25 Minuten vor Beginn
911 der jeweiligen Produktzeitscheibe.

912 (3) APG behält sich das Recht vor, im Zuge von internationalen aFRR-Kooperationen, die
913 Zuschlagsentscheidung des Second Call einer gemeinsamen wirtschaftlichen Optimierung mit den
914 jeweiligen Kooperationspartnern zu unterwerfen und die Zuschläge auf Basis dieser Optimierung zu
915 erteilen.

916 (4) Die Energieausschreibungen finden kontinuierlich im Zeitraster der jeweiligen
917 Energieproduktzeitscheiben statt.

918 **6.2.2. Ausschreibungsprodukte**

919 (1) Die PZS im Rahmen von Leistungsausschreibungen entsprechen Blöcken von vier Stunden (Leistungs-
920 PZS).

921 (2) Die Leistungs-PZS umfassen die Zeitintervalle 00:00 bis 04:00, 04:00 bis 08:00, 08:00 bis 12:00, 12:00
922 bis 16:00, 16:00 bis 20:00 und 20:00 bis 24:00 Uhr.

923 (3) Die PZS im Rahmen von Energieausschreibungen entsprechen Blöcken von 15 Minuten (Energie-PZS).

924 (4) Die erste Energie-PZS eines Liefertags beginnt um 00:00 Uhr und endet um 00:15 Uhr. Alle weiteren
925 Energie-PZS des Liefertags reihen sich nahtlos an die jeweils vorhergehende PZS an.

926 **6.2.3. Gebotslegung**

927 (1) Ein Gebot in der Leistungsausschreibung umfasst die folgenden Angaben:

- 928 1. Leistungs-PZS, auf die sich das Gebot bezieht;
- 929 2. Produkt, auf das sich das Gebot bezieht (positive oder negative aFRR);
- 930 3. Menge der gebotenen positiven bzw. negativen aFRR in MW;

- 931 4. Leistungspreis (exklusive Umsatzsteuer) in zwei Nachkommastellen in EUR/MWh bezogen auf die
 932 jeweilige Leistungs-PZS sowie auf das jeweilige Produkt;
- 933 5. Optional: Energiepreis (exklusive Umsatzsteuer) in zwei Nachkommastellen in EUR/MWh bezogen
 934 auf das jeweilige Produkt. Es sind positive und negative Energiepreise zulässig. Ein optional
 935 abgegebener Energiepreis wird in die jeweilige Energieausschreibung übernommen und kann dort
 936 bis zum Marktschließungszeitpunkt angepasst werden. Sollte kein Energiepreis abgegeben worden
 937 sein, wird der gemäß Punkt 5.1.6(2) und (3) für das jeweilige Gebot berechnete Ersatzenergiepreis
 938 in die jeweilige Energieausschreibung übernommen und kann dort bis zum
 939 Marktschließungszeitpunkt angepasst werden.
- 940 (2) Ein Gebot in der Energieausschreibung umfasst die folgenden Angaben:
- 941 1. Energie-PZS, auf die sich das Gebot bezieht;
- 942 2. Produkt, auf das sich das Gebot bezieht (positive oder negative aFRR);
- 943 3. Menge der gebotenen positiven bzw. negativen aFRR in MW;
- 944 4. Energiepreis (exklusive Umsatzsteuer) in zwei Nachkommastellen in EUR/MWh bezogen auf die
 945 jeweilige Energie-PZS sowie auf das jeweilige Produkt. Es sind positive und negative
 946 Energiepreise zulässig.
- 947 (3) Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW.
- 948 (4) Die Mindestgebotsgröße beträgt 1 MW.
- 949 (5) Das systemtechnische Limit für Gebotspreise in der Energieausschreibung wird gemäß Pricing
 950 Methodology festgelegt.

951 **6.2.4. Zuschlag**

- 952 (1) Der Zuschlag erfolgt auf der Basis aller für die jeweilige Ausschreibung eingegangenen gültigen
 953 Gebote, separat für jede Leistungs- bzw. Energie-PZS sowie separat je Produkt.
- 954 (2) Der Zuschlag erfolgt diskriminierungsfrei nach wirtschaftlichen Kriterien mit dem Ziel, die erwarteten
 955 Kosten für das Gesamtsystem zu minimieren. Im Falle von netzbedingten Einschränkungen kann zur
 956 Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und Systemstabilität von den vorstehend genannten
 957 Kriterien abgewichen werden. Derartige Abweichungen sind zu begründen und zu veröffentlichen.
- 958 (3) APG hat das Recht, im Zuge von internationalen aFRR-Kooperationen, die Zuschlagsentscheidung
 959 einer gemeinsamen wirtschaftlichen Optimierung mit den jeweiligen Kooperationspartnern zu
 960 unterwerfen und die Zuschläge auf Basis dieser Optimierung zu erteilen.
- 961 (4) Die Information über die Annahme der Gebote in der Leistungsausschreibung ergeht spätestens
 962 dreißig (30) Minuten nach Marktschließungszeit.
- 963 (5) Die Information über die Annahme der Gebote in der Energieausschreibung ergeht spätestens
 964 fünfzehn (15) Minuten nach Marktschließungszeit.
- 965 (6) Es können Zuschläge über Teilmengen der im Gebot genannten Menge vergeben werden. Diese
 966 Teilmengen umfassen mindestens die Mindestgebotsgröße und höchstens die gebotene Menge an
 967 aFRR.
- 968 (7) Die Gebote der Leistungsausschreibung werden nach den folgenden Kriterien gereiht und die
 969 Zuschläge gemäß dieser Reihung erteilt:
- 970 a. Niedrigster Leistungspreis;

- 971 b. Bei Gleichheit der Leistungspreise erfolgt der Zuschlag nach einem reproduzierbaren Zufall.
 972 (8) Die Gebote der Energieausschreibung werden nach den folgenden Kriterien gereiht:
 973 a) Niedrigster Energiepreis bei positiver aFRR bzw. höchster Energiepreis bei negativer aFRR;
 974 b) Bei Gleichheit der Energiepreise erfolgt der Zuschlag nach einem reproduzierbaren Zufall.
 975 (9) Die zuzuschlagenden Mengen in Leistungsausschreibungen werden entsprechend den
 976 Dimensionierungsregeln nach Art 157 SOGL bestimmt.
 977 (10) Sämtliche gültige Gebote der Energieausschreibung werden bezuschlagt.
 978 (11) Sämtliche in den Energieausschreibungen bezuschlagten Gebote werden an die Europäische
 979 Plattform für den Austausch von Regularbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit
 980 automatischer Aktivierung gemäß Art 21 EBGL weitergeleitet.

981 6.2.5. Aktivierung

- 982 (1) Die Aktivierung hat entsprechend eines von APG als Online-Signal übermittelten Sollwerts zu
 983 erfolgen. Der Anbieter hat entsprechend der Leistungsvorgabe durch APG (Stellgröße/Sollwert)
 984 unverzüglich die entsprechende aFRR in seinen Technischen Einheiten des Reservepools zu
 985 aktivieren. Die tatsächlich aktivierte aFRR (IST-Wert) muss diesem Sollwert unter Berücksichtigung
 986 der folgenden Anforderungen folgen, wobei sich der Wert der geforderten Leistungsänderung aus
 987 dem Verlauf des Sollwertes der letzten 5 Minuten ergibt:
 988 a. Maximale Aktivierungszeit von 5 Minuten (gilt auch für die Änderung in allen Geboten im Fall
 989 von Vollabrufen in beide Richtungen innerhalb des Betrachtungszeitfensters sowie für anteilige
 990 Abrufe eines Reservepools)
 991 b. davon allfällige Reaktionszeit von maximal 30 Sekunden
 992 c. Aktivierung innerhalb des Akzeptanzkanals
 993 d. Die maximale Änderung des Sollwerts ist begrenzt durch das Regelband des Reservepools
 994 (2) Der Akzeptanzkanal wird von APG im Monitoringintervall von 2 Sekunden anhand der folgenden
 995 Bestimmungen ermittelt:
 996 a. Der Gradient für die obere Grenze des Akzeptanzkanals zum Zeitpunkt t , t , ist definiert als der
 997 Betrag der Differenz des maximalen Sollwerts im Zeitbereich von 302 Sekunden ($t-302$) bis 32
 998 Sekunden ($t-32$) vor dem Zeitpunkt t und des maximalen Sollwerts, s , im Zeitbereich von 32
 999 Sekunden ($t-32$) bis zum Zeitpunkt t , dividiert durch 270 Sekunden.
 1000 b. Der Gradient für die untere Grenze des Akzeptanzkanals zum Zeitpunkt t , t , ist definiert als der
 1001 Betrag der Differenz des minimalen Sollwerts im Zeitbereich von 302 Sekunden ($t-302$) bis 32
 1002 Sekunden ($t-32$) vor dem Zeitpunkt t und des minimalen Sollwerts im Zeitbereich von 32
 1003 Sekunden ($t-32$) bis zum Zeitpunkt t , dividiert durch 270 Sekunden. Das Ergebnis darf jedoch
 1004 nicht kleiner sein als der minimale Gradient, definiert als Erbringung in Höhe von 1 MW
 1005 innerhalb von 270 Sekunden.
 1006 c. Die Gradienten für die obere bzw. untere Grenze des Akzeptanzkanals dürfen jedoch nicht
 1007 kleiner sein als der minimale Gradient, definiert als Erbringung in Höhe von 1 MW innerhalb von
 1008 270 Sekunden.
 1009 d. Die obere Grenze des Akzeptanzkanals, oga , ist definiert als maximaler Sollwert, s , im Zeitraum
 1010 von 32 Sekunden vor dem Zeitpunkt t bis zum Zeitpunkt t oder dem Wert der oberen Grenze

des Akzeptanzkanals zum vorhergehenden Zeitpunkt (t-2) abzüglich des aktuellen Gradienten, je nachdem, welcher Wert größer ist.

- e. Die untere Grenze des Akzeptanzkanals, uga , ist definiert als minimaler Sollwert, s , im Zeitraum von 32 Sekunden vor dem Zeitpunkt t bis zum Zeitpunkt t oder dem Wert der oberen Grenze des Akzeptanzkanals zum vorhergehenden Zeitpunkt (t-2) zuzüglich des aktuellen Gradienten, je nachdem, welcher Wert kleiner ist.
- f. Sofern der Sollwert konstant bleibt oder betragsmäßig steigt, stellt der Sollwert somit die betragsmäßige Obergrenze bzw. äußere Grenze des Akzeptanzkanals dar.
- g. Sofern der Sollwert betragsmäßig reduziert wird, wird die Obergrenze des Akzeptanzkanals für 30 Sekunden auf Höhe des vorhergehenden maximalen Sollwerts der vorhergehenden 30 Sekunden gehalten und anschließend um den Wert des Gradienten verringert.
- h. Sofern der Sollwert betragsmäßig reduziert wird, wird die Untergrenze des Akzeptanzkanals für 30 Sekunden auf Höhe des vorhergehenden minimalen Sollwerts der vorhergehenden 30 Sekunden gehalten und anschließend um den Wert des Gradienten erhöht.
- i. Ist ein Anbieter neben der aktuellen auch in der darauffolgenden Produktzeitscheibe kontrahiert, wird der Akzeptanzkanal weiter fortgeführt.

$$g_{oga}(t) = \frac{\max\{1MW, |\max\{s(t-302), \dots, s(t-32)\} - \max\{s(t-32), \dots, s(t)\}|\}}{270 \text{ sec.}}$$

Gleichung 1: Bestimmung des Gradienten g_{oga}

$$g_{uga}(t) = \frac{\max\{1MW, |\min\{s(t-302), \dots, s(t-32)\} - \min\{s(t-32), \dots, s(t)\}|\}}{270 \text{ sec.}}$$

Gleichung 2: Bestimmung des Gradienten g_{uga}

$$oga(t) = \max\{s(t-32), \dots, s(t), oga(t-2) - g_{oga}(t)\}$$

Gleichung 3: Bestimmung der oberen Grenze des Akzeptanzkanals

$$uga(t) = \min\{s(t-32), \dots, s(t), uga(t-2) + g_{uga}(t)\}$$

Gleichung 4: Bestimmung der unteren Grenze des Akzeptanzkanals

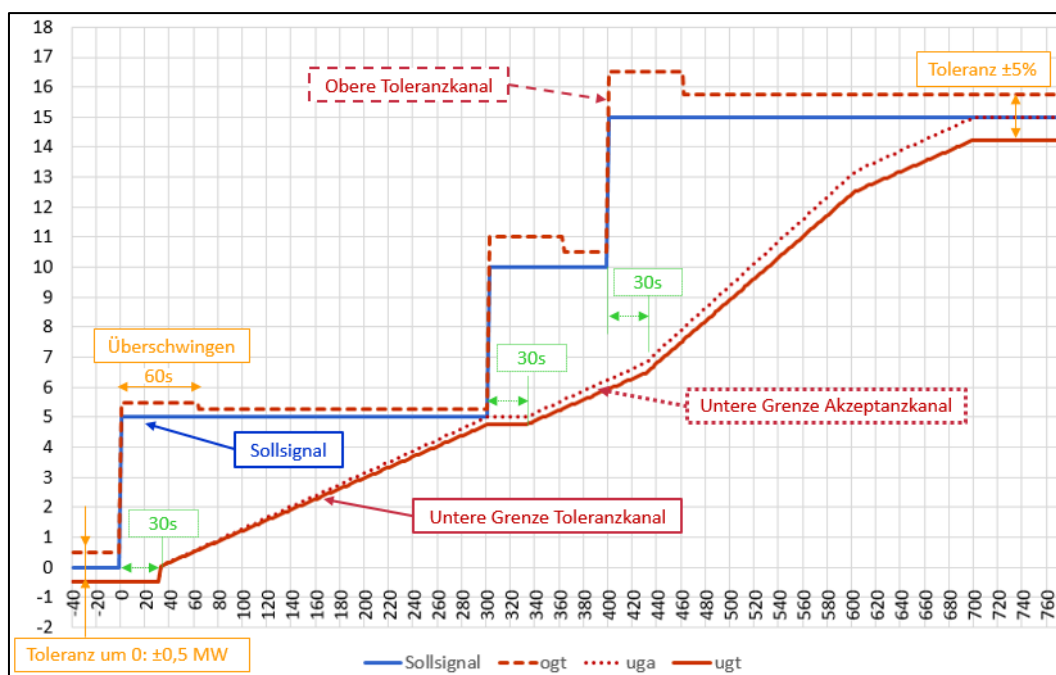


Abbildung 2: Akzeptanzkanal und Toleranzkanal Beispiel 1 (Sollwert entspricht „Obere Grenze Akzeptanzkanal“)

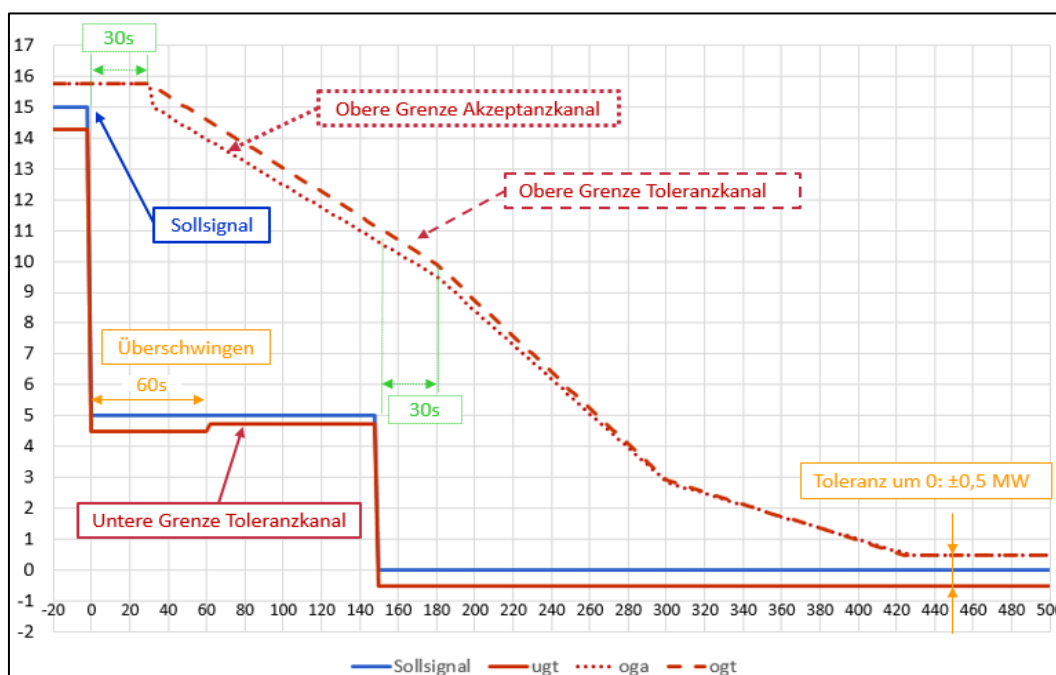


Abbildung 3: Akzeptanzkanal und Toleranzkanal Beispiel 2 (Sollwert entspricht „Untere Grenze Akzeptanzkanal“)

- (3) Die Aktivierung von aFRR muss an den in der technischen Präqualifikation ausgewiesenen Bereitstellungsorten erfolgen.
- (4) Die Aktivierung bzw. Deaktivierung der aFRR hat dabei während der gesamten Periode der Lieferverpflichtung in derselben Weise - ggf. auch unter zusätzlicher Berücksichtigung eines von APG vorgegeben Gradienten - zu erfolgen (also auch knapp vor bzw. nach einem etwaigen Produktwechsel). Im Falle einer Änderung der Zusammensetzung des Reservepools bzw. im Fall eines Produktwechsels darf die aktivierte aFRR des Bewerbers grundsätzlich nicht springen. Vom Anbieter wird bei der Berechnung der Prozessgrößen die erforderliche Koordination erwartet.

- 1048 (5) Die Aktivierung wird entsprechend der Merit-Order-Liste auf Basis der Energiepreise durchgeführt.
 1049 Nur im Falle von netzbedingten Einschränkungen kann zur Aufrechterhaltung von Systemsicherheit
 1050 und Systemstabilität von den in Punkt 6.2.4 genannten Kriterien abgewichen werden. Derartige
 1051 Abweichungen sind zu begründen und zu veröffentlichen.
- 1052 (6) APG hat das Recht, im Zuge internationaler aFRR-Kooperationen mit anderen TSOs die Aktivierung
 1053 auf Basis einer gemeinsamen Merit-Order-Liste aller Kooperationspartner durchzuführen bzw. die
 1054 Aktivierung einer vorherigen gemeinsamen Aktivierungsoptimierung mit den Kooperationspartnern
 1055 zu unterwerfen.
- 1056 (7) APG wird von positiven Regelenergieabrufen, welche über die gemäß Punkt 6.2.4(9) ausgeschriebene
 1057 positive Menge hinausgehen, absehen, wenn die entsprechenden Gebote eine dynamisch ermittelte
 1058 Preisgrenze¹ überschreiten (Elastische Nachfrage).
- 1059 (8) APG wird von negativen Regelenergieabrufen, welche über die gemäß Punkt 6.2.4(9)
 1060 ausgeschriebene negative Menge hinausgehen, absehen, wenn die entsprechenden Gebote eine
 1061 dynamisch ermittelte Preisgrenze¹ unterschreiten (Elastische Nachfrage).
- 1062 (9) Stellt APG einen gemäß SOGL vom Normalzustand abweichenden Zustand fest, kann APG die in den
 1063 Punkten 6.2.5(7) bzw. 6.2.5(8) bestimmte Elastische Nachfrage unmittelbar, auch innerhalb der
 1064 Produktzeitscheibe, aussetzen.
- 1065 (10) APG wird auf ihrer Website in den Sprachen Deutsch und Englisch veröffentlichen:
- 1066 a) Im störungsfreien Betrieb bis spätestens 30 Minuten nach Ende der betroffenen
 1067 Produktzeitscheibe und ansonsten jedenfalls schnellstmöglich, die entsprechend den Punkten
 1068 6.2.5(7) bzw. 6.2.5(8) bestimmten und an die internationale Sekundärregelreservekooperation
 1069 übermittelten Mengen und Preise sowie Informationen zu allfälligen Anpassungen oder
 1070 Aussetzungen der Anwendung der Elastischen Nachfrage.
- 1071 b) Vor Anwendung der Elastischen Nachfrage, die den angewandten Werten des nicht-elastischen
 1072 Teils der Elastischen Nachfrage (power threshold) und Preisen der Elastischen Nachfrage
 1073 zugrundeliegenden Regeln zu deren Bestimmung.
- 1074 c) Vor Anwendung der Elastischen Nachfrage, die angewandten Dimensionierungsregeln nach Art.
 1075 157 SOGL und die Aufteilung zwischen Sekundär- und Tertiärregelreserve.

1076 **6.2.6. Abrechnung Leistung**

- 1077 (1) Die Abrechnungsgrundlagen je Anbieter bilden die von der APG ermittelten Zuschlagmengen in MW
 1078 multipliziert mit dem zugeschlagenen Leistungspreis in EUR/MW/h und mit der Anzahl der Stunden
 1079 der jeweiligen PZS. Nach Durchführung des Monitoring-Prozesses werden ggf. Nichtvergütungen
 1080 berücksichtigt.

1081 **6.2.7. Abrechnung Energie**

- 1082 (1) Die Abrechnungsgrundlage je Anbieter für die aktivierte aFRR sind die jeweils einer
 1083 Abrechnungsperiode von 15 Minuten zugeteilten und gemäß den Punkten 6.2.5(2)a bis (2)i
 1084 ermittelten Abrechnungswerte.

¹ Die Methode zur dynamischen Ermittlung der Preisgrenze wird spätestens zwei Wochen vor Inkrafttreten auf der APG-Website veröffentlicht.

- (2) Die abrechnungsrelevanten aFRR-Mengen werden für jeden Anbieter in einer Granularität entsprechend dem Monitoringintervall von 2 Sekunden, getrennt für positive und negative aFRR, ermittelt und sind definiert als IST-Wert der aFRR-Mengen begrenzt mit dem Wert der äußeren (von 0 weiter entfernten) Grenze des Akzeptanzkanals gemäß Punkt 6.2.5.
- (3) Zusätzlich wird getrennt für positive und negative aFRR ein „Rampenkonto“ geführt. Dabei wird in jedem Monitoringintervall die Differenz aus Sollwert abzüglich der abrechnungsrelevanten aFRR-Menge (entspricht dem IST-Wert) ermittelt und dem „Rampenkonto“ zugerechnet. Pönalerelevante Fehlmengen gemäß den Punkten 6.2.5(2)a bis (2)i werden dem „Rampenkonto“ nicht zugerechnet. Die Zurechnung startet ab dem ersten Monitoringintervall mit Sollwert ungleich Null. Die für das aktuelle Monitoringzeitintervall ermittelte Menge des „Rampenkontos“ wird jeweils zum Kontostand des vorhergehenden Monitoringintervalls addiert. Die Summe aller dem „Rampenkonto“ zugerechneten Mengen, darf für positive aFRR den Wert von 0 nicht unterschreiten und für negative aFRR den Wert von 0 nicht überschreiten. Sobald die äußere (von 0 weiter entfernte) Grenze des Akzeptanzkanals den Wert 0 annimmt, wird das „Rampenkonto“ auf 0 zurückgesetzt.
- (4) Für jene Monitoringintervalle, in denen die Summe des „Rampenkontos“ einen Wert von 0 annimmt, werden die abrechnungsrelevanten aFRR-Mengen definiert als IST-Wert der aFRR-Mengen begrenzt mit dem Sollwert. Für jene Monitoringintervalle, in denen die Summe des „Rampenkontos“ nicht einen Wert von 0 annimmt, werden die abrechnungsrelevanten aFRR-Mengen definiert als IST-Wert der aFRR-Mengen begrenzt mit dem Wert der äußeren (von 0 weiter entfernten) Grenze des Akzeptanzkanals gemäß Punkt (2).
- (5) Die gemäß den Punkten (2) bis (4) ermittelten abrechnungsrelevanten aFRR-Mengen werden den der geforderten Aktivierung zugrundeliegenden Energiegeboten des jeweiligen Anbieters gemäß Gebotsmengen der einzelnen Energiegebote zugeteilt.
- (6) Sollten die gemäß den Punkten (2) bis (4) ermittelten abrechnungsrelevanten aFRR-Mengen höher sein, als die in dieser Produktzeitscheibe gemäß Zuschlag aktivierbaren Mengen (in MWh), erfolgt die Zuteilung der Differenz auf die für die Aktivierung ausschlaggebenden und der Berechnung der äußeren (von 0 weiter entfernten) Grenze des Akzeptanzkanals zugrundeliegenden Energiegebote der vorhergehenden Produktzeitscheibe.
- (7) Die gemäß Punkt (5) einzelnen Energiegeboten zugeteilten Mengen werden für positive (negative) aFRR mit dem Maximum (Minimum) aus dem grenzüberschreitenden Grenzarbeitspreis, der gemäß Pricing Methodology ermittelt und von der Europäischen Plattform für den Austausch von Regularbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit automatischer Aktivierung gemäß Art 21 EBGL berechnet und dem Monitoringintervall zugeordnet wurde, und dem für den Zuschlag in der Energieausschreibung berücksichtigten Energiepreis des Gebots vergütet.
- (8) Im Falle der Stornierung einer Energieausschreibung laut Punkt 5.1.5 werden für die Abrechnung der jeweiligen Aktivierungen anstelle der in der stornierten Energieausschreibung abgegebenen Energiepreise die von APG berechneten Ersatzenergiepreisgebote gemäß Punkt 5.1.6 herangezogen.

6.2.8. Nichtvergütung (Leistung) und Pönalisierung (Energie)

- (1) Die Fehlmenge ist definiert als Summe des Volumens sobald der IST-Wert den Toleranzkanal in Richtung Mindererfüllung gemäß Punkt 6.2.5 verlässt bis zur Rückkehr des IST-Werts in den Toleranzkanal. Übererfüllungen werden für die Ermittlung der Fehlmenge nicht berücksichtigt.

- (2) Der Toleranzkanal, als Zone zwischen oberer Grenze des Toleranzkanals, ogt , sowie unterer Grenze des Toleranzkanals, ugt , wird im Monitoringintervall von 2 Sekunden berechnet und wird als Bereich in Höhe von 5% oberhalb sowie unterhalb des Werts der jeweiligen Akzeptanzkanalgrenzen, oga bzw. uga , (siehe Punkt 6.2.5) festgelegt. Darüber hinaus wird ein Überschwingen von 10% des Sollwerts, maximal jedoch 10 MW in den ersten 60 Sekunden nach einer Sollwertänderung in der Bildung des Toleranzkanals berücksichtigt. Nach einem Überschwingen gibt es eine Pausezeit von 60 Sekunden für weiteres Überschwingen bezüglich Abrufe in gleicher Höhe des vorgehenden. Dies verhindert kontinuierliches Überschwingen des Kanals im Grenzbereich der Merit-Order-Liste.

$$ogt(t) = oga(t) + |oga(t)| * 0,05$$

Gleichung 5: Bestimmung der oberen Grenze des Toleranzkanals

$$ugt(t) = uga(t) - |uga(t)| * 0,05$$

Gleichung 6: Bestimmung der unteren Grenze des Toleranzkanals

- (3) Ist ein Anbieter in der darauffolgenden PZS nicht mehr kontrahiert, fällt das Sollwert zwangsläufig auf null. Der Toleranzkanal bildet sich wie gewohnt aus. Eine Verpflichtung zu einem speziellen Verhalten nach Ende der PZS gibt es in diesem Fall nicht.

- (4) Die Bagatellgrenze für allfälliges Rauschen, ungeplante Umschaltspitzen oder kurze Wertfehler, wird dynamisch auf Basis der Summe der Zuschläge der jeweiligen PZS des jeweiligen Anbieters für die positive und negative Richtung ermittelt. Dabei werden 5% der Energiemenge von 5 min der Summe aller Zuschläge herangezogen.

$$Bagatellgrenze_{positiv} = \frac{1}{12} h * \sum Zuschläge_{positiv} MW * 0,05$$

Gleichung 7: Bestimmung der positiven Bagatellgrenze

$$Bagatellgrenze_{negativ} = \frac{1}{12} h * \sum Zuschläge_{negativ} MW * 0,05$$

Gleichung 8: Bestimmung der negativen Bagatellgrenze

- (5) Fehlmengen sind pönalisierungsrelevant, sobald die Bagatellgrenze überschritten wird
- (6) Für eine pönalisierungsrelevante Fehlmenge wird die nicht vorgehaltene Leistung nicht vergütet. Diese Nichtvergütung ergibt sich aus der Differenz der Summe zugeschlagenen Gebote des Anbieters und der tatsächlich erbrachten Leistung (Mittelwert des IST-Werts für die Dauer der Abweichung). Dies gilt für positive und negative Gebote separat. Das ermittelte Volumen wird entsprechend den zugeschlagenen Geboten des Anbieters von oben nach unten den einzelnen Geboten zugeordnet (siehe Abbildung 4). Pro Gebot wird jeweils die nicht vorgehaltene Leistung mit dem jeweiligen Leistungspreis dieses Gebots und der ausgefallenen Zeit multipliziert, um in Summe das Ausmaß der Nichtvergütung des Leistungspreises zu ermitteln.

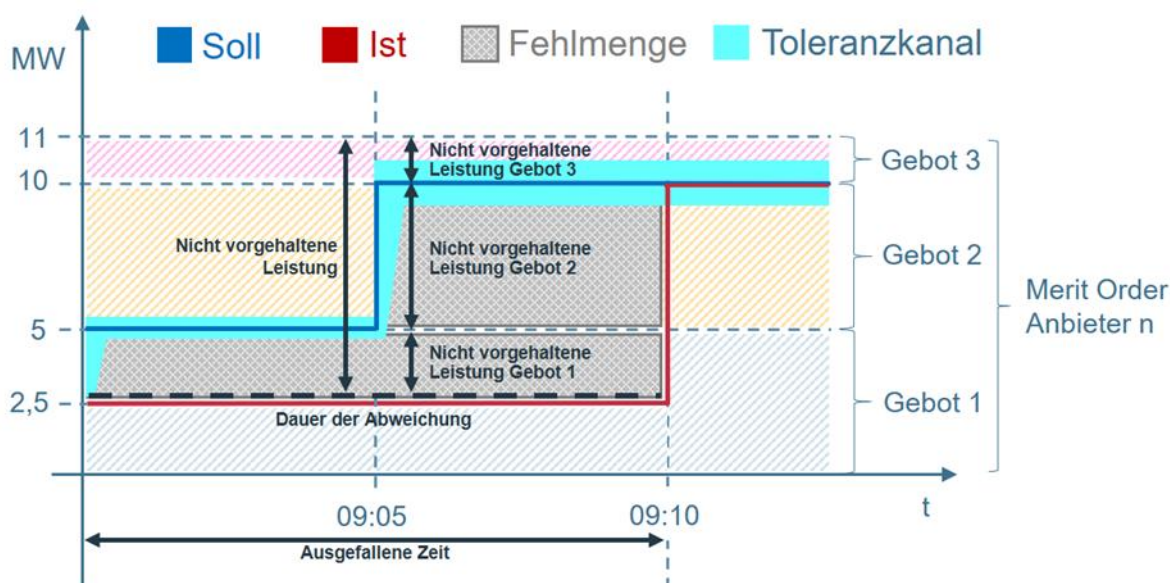


Abbildung 4: Schema Nichtvergütung Leistungspreis

$$\text{Nicht vorgehaltene Leistung} = \sum (\text{Leistung}_{\text{Gebot } n}) - \text{Leistungsmittelwert}_{\text{Istwert f.d. Dauer d. Abweichung}} \text{ MW}$$

Gleichung 9: Berechnung der Nicht vorgehaltenen Leistung

Nichtvergüteter Leistungspreis

$$= \sum (\text{Nicht vorgehaltene Leistung}_{\text{Gebot } n} * \text{ausgefallene Zeit} * \text{Leistungspreis}_{\text{Gebot } n}) \text{ EUR}$$

Gleichung 10: Berechnung der Nichtvergütung des Leistungspreises

- (7) Die Energiepreispönale ergibt sich aus pönalisierungsrelevanten Fehlmengen, die im Monitoringintervall angebotsscharf zugeordnet und mit den jeweiligen Verrechnungspreisen gemäß 6.2.7(5) verrechnet werden, die für den jeweiligen Anbieter für den entsprechenden Zeitraum gelten.

$$\text{Energiepreispönale} = \sum (\text{Fehlmenge}_{\text{Gebot } n} * \text{Verrechnungspreis}_{\text{Gebot } n}) \text{ EUR}$$

Gleichung 11: Berechnung Energiepreis-Pönale

6.3. Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)

6.3.1. Ausschreibungsverfahren

- (1) Der Gebotszeitraum für Leistungsausschreibungen beginnt D-7, 10:30 Uhr und endet D-1, 10:00 Uhr.
- (2) Der Gebotszeitraum für Energieausschreibungen beginnt nach der Beendigung und Ergebnisveröffentlichung der jeweiligen Leistungsausschreibungen und endet 25 Minuten vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe.
- (3) Die Energieausschreibungen finden kontinuierlich im Zeitraster der jeweiligen Energieproduktzeitscheiben statt.

1180 **6.3.2. Ausschreibungsprodukte**

- 1181 (1) Die PZS im Rahmen von Leistungsausschreibungen entsprechen Blöcken von vier Stunden (Leistungs-
1182 PZS).
- 1183 (2) Die Leistungs-PZS umfassen die Zeitintervalle 00:00 bis 04:00, 04:00 bis 08:00, 08:00 bis 12:00, 12:00
1184 bis 16:00, 16:00 bis 20:00, 20:00 bis 24:00 Uhr.
- 1185 (3) Die PZS im Rahmen von Energieausschreibungen entsprechen Blöcken von 15 Minuten (Energie-PZS).
- 1186 (4) Die erste Energie-PZS eines Liefertags beginnt um 00:00 Uhr und endet um 00:15 Uhr. Alle weiteren
1187 Energie-PZS des Liefertags reihen sich nahtlos an die jeweils vorhergehende PZS an.

1188 **6.3.3. Gebotslegung**

- 1189 (1) Ein Gebot in der Leistungsausschreibung umfasst die folgenden Angaben:
- 1190 a. Energie-PZS, auf die sich das Gebot bezieht;
- 1191 b. Produkt, auf das sich das Gebot bezieht (positive oder negative mFRR);
- 1192 c. Menge der gebotenen positiven bzw. negativen mFRR in MW;
- 1193 d. Leistungspreis (exklusive Umsatzsteuer) in zwei Nachkommastellen in EUR/MWh bezogen auf
1194 die jeweilige Leistungs-PZS sowie auf das jeweilige Produkt;
- 1195 e. Optional: Energiepreisangabe (exklusive Umsatzsteuer) in zwei Nachkommastellen in EUR/MWh
1196 bezogen auf das jeweilige Produkt. Es sind positive und negative Energiepreise zulässig. Ein
1197 optional abgegebener Energiepreis wird in die jeweilige Energieausschreibung übernommen
1198 und kann dort bis zum Marktschließungszeitpunkt angepasst werden. Sollte kein Energiepreis
1199 abgegeben worden sein, wird der gemäß Punkt 5.1.6(2) und (3) für das jeweilige Gebot
1200 berechnete Ersatzenergiepreis in die jeweilige Energieausschreibung übernommen und kann
1201 dort bis zum Marktschließungszeitpunkt angepasst werden.
- 1202 f. Der Aktivierungstyp ist als „direktaktivierbar“ vorgegeben und kann nicht angepasst werden.
1203 Andere Aktivierungstypen können in der Leistungsausschreibung nicht abgegeben werden. In
1204 der Leistungsausschreibung abgegebene und in die Energieausschreibung übernommene
1205 Gebote werden als „direktaktivierbar“ vorgemerkt.
- 1206 g. Anbieter müssen angeben, ob ihr Gebot in Bezug auf die Aktivierung unteilbar oder teilbar
1207 (Angabe eines Mindestwertes möglich) ist.
- 1208 h. Optional: Die Angabe eines Technical Linkings zu einem Gebot der vorangegangenen PZS, um im
1209 Fall einer Direktaktivierung dieses vorangegangenen Gebots eine Aktivierung auszuschließen.
1210 Diese Angabe wird im Fall eines Zuschlags in die Energieausschreibung übertragen.
- 1211 i. Der Standort muss nicht angegeben werden, da der Standort „Regelzone APG“ als ausreichend
1212 angesehen wird.
- 1213 (2) Ein Gebot in der Energieausschreibung umfasst die folgenden Angaben:
- 1214 a. Energie-PZS, auf die sich das Gebot bezieht;
- 1215 b. Produkt, auf das sich das Gebot bezieht (positive oder negative mFRR);
- 1216 c. Menge der gebotenen positiven bzw. negativen aFRR in MW;
- 1217 d. Energiepreis (exklusive Umsatzsteuer) in zwei Nachkommastellen in EUR/MWh bezogen auf die
1218 jeweilige Energie-PZS sowie auf das jeweilige Produkt. Es sind positive und negative
1219 Energiepreise zulässig.

- 1220 e. Der Standort muss nicht angegeben werden, da der Standort „Regelzone APG“ als ausreichend
1221 angesehen wird.
- 1222 f. In der Energieausschreibung kann der Anbieter zwischen den Aktivierungstypen
1223 „direktaktivierbar“ und „nur fahrplanaktivierbar“ wählen. Aus der Leistungsausschreibung
1224 übernommene Energiegebote werden mit dem Typ „direktaktivierbar“ übernommen. Bis zum
1225 Marktschließungszeitpunkt hat der Anbieter die Möglichkeit, den Aktivierungstyp bestehender
1226 Gebote zu ändern. Eine derartige Änderung ist nur zulässig, wenn die Summe aller Gebote mit
1227 dem Aktivierungstyp „direktaktivierbar“ des jeweiligen Anbieters und der betreffenden PZS in
1228 Summe größer/gleich dem Zuschlag in der betreffenden Leistungsausschreibung ist.
- 1229 g. Anbieter haben anzugeben, ob ihr Gebot in Bezug auf die Aktivierung (nicht den Zuschlag)
1230 unteilbar oder teilbar (Angabe eines Mindestwertes möglich) ist.
- 1231 h. Optional: Gebotsverlinkungen gemäß Punkt 6.3.4
- 1232 (3) Im Rahmen von Energieausschreibungen muss sichergestellt sein, dass die Abgabe bzw. Änderung
1233 von Energiegeboten durch den Anbieter zu keiner Unterschreitung des zur Verfügung zu stellenden
1234 Volumens führt (siehe Punkt 5.1.4). Gebotsverlinkungen (siehe Punkt 6.3.4) können die Verfügbarkeit
1235 und daher Anrechenbarkeit von Geboten zur Deckung dieses Volumens beeinflussen. Das Setzen
1236 oder Ändern einer Gebotsverlinkung ist deshalb nur zulässig, wenn die Verfügbarkeit dieses
1237 Volumens dadurch nicht eingeschränkt wird. In Bezug auf die Anrechenbarkeit verlinkter Gebote für
1238 die Deckung dieses Volumens gelten die folgenden Regeln:
- 1239 a. Gebote des Aktivierungstyps „nur fahrplanaktivierbar“ werden nicht angerechnet.
1240 b. Conditionally-Linked-Bids werden nicht angerechnet.
1241 c. Multipart-Bids werden angerechnet; Direktaktivierbarkeit vorausgesetzt.
1242 d. Aus einer Exclusive-Group wird ausschließlich das kleinste Gebot der Gruppe angerechnet;
1243 Direktaktivierbarkeit vorausgesetzt.
1244 e. Ein Technically-Linked-Bid wird nur angerechnet, wenn die folgenden 3 Bedingungen gleichzeitig
1245 erfüllt sind: Das Gebot muss direktaktivierbar sowie im Falle einer Teilnahme in einer Exclusive-
1246 Group das kleinste Gebot dieser Gruppe sein und es darf keinen Conditional-Link aufweisen.
- 1247 (4) Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW.
- 1248 (5) Die Mindestgebotsgröße beträgt 1 MW.
- 1249 (6) Die Maximalgebotsgröße beträgt 25 MW.
- 1250 (7) Das systemtechnische Limit für Gebotspreise in der Energieausschreibung wird gemäß Pricing
1251 Methodology festgelegt.

1252 **6.3.4. Gebotsverlinkungen bei Gebotslegung**

- 1253 (1) Anbieter haben die Möglichkeit, in ihren Energiegeboten Gebotsverlinkungen zu setzen, welche in
1254 der Aktivierungsoptimierung, sowohl im Kooperationsmodus als auch im Lokalen Modus,
1255 berücksichtigt werden.
- 1256 (2) Gemäß mFRR IF sind die folgenden Verlinkungsvarianten möglich:
- 1257 a. Technical Linking
1258 b. Conditional Linking
1259 c. Multipart Bid Linking

- 1260 d. Exclusive Group Linking
- 1261 (3) Regeln für die Anwendung von Technical Linking
- 1262 a. Ein Gebot einer Produktzeitscheibe kann maximal mit einem (1) Gebot der vorigen PSZ verlinkt
- 1263 werden
- 1264 (4) Regeln für die Anwendung von Conditional Linking
- 1265 a. Ein Gebot einer PZS kann mit maximal 3 Geboten der vorhergehenden PSZ und mit maximal 3
- 1266 Geboten der vor-vorhergehenden PZS über ein Conditional Linking verlinkt werden.
- 1267 b. Ein Gebot eines Conditional Linking kann nicht Teil einer Multipart-Bid-Verlinkung sein.
- 1268 c. Ein Gebot eines Conditional Linking kann nicht Teil einer Exclusive-Group-Verlinkung sein.
- 1269 (5) Regeln für die Anwendung von Multipart-Bid-Linking
- 1270 a. Wird für ein Gebot einer PZS eine Multipart-Bid Verlinkung gesetzt, muss diese mindestens für
- 1271 ein weiteres Gebot derselben PZS gesetzt werden. Verlinkungsangaben ohne Bezüge zwischen
- 1272 mindestens 2 Geboten derselben PZS sind nicht zulässig.
- 1273 b. Die Preise der Multipart-Bid-verlinkten Gebote einer PZS müssen unterschiedlich sein.
- 1274 c. Die Aktivierungsrichtungen der Multipart-Bid-verlinkten Gebote einer PZS müssen gleich sein.
- 1275 d. Die Aktivierungstypen der Multipart-Bid-verlinkten Gebote einer PZS müssen gleich sein.
- 1276 e. Ein Gebot einer Multipart-Bid-Verlinkung kann nicht Teil einer anderen Multipart-Bid-Verlinkung
- 1277 sein.
- 1278 f. Ein Gebot einer Multipart-Bid-Verlinkung kann nicht Teil einer Exclusive-Group-Verlinkung sein.
- 1279 g. Ein Gebot einer Multipart-Bid-Verlinkung kann nicht Teil eines Conditional-Linkings sein.
- 1280 (6) Regeln für die Anwendung von Exclusive Group Linking
- 1281 a. Wird für ein Gebot einer PZS eine Exclusive-Group-Verlinkung gesetzt, muss diese mindestens
- 1282 für ein weiteres Gebot derselben PZS gesetzt werden. Verlinkungsangaben ohne Bezüge zu
- 1283 mindestens einem anderen Gebot derselben PZS sind nicht zulässig.
- 1284 b. Die maximale Anzahl an Exclusive-Group-verlinkten Geboten pro PZS und pro Anbieter darf nicht
- 1285 überschritten werden. Sie wird von APG, abhängig von internationalen und/oder lokalen
- 1286 technischen Beschränkungen bestimmt.
- 1287 c. Die Aktivierungstypen der Exclusive-Group-verlinkten Gebote einer PZS müssen gleich sein.
- 1288 d. Ein Gebot einer Exclusive-Group-Verlinkung kann nicht Teil einer Multipart-Bid-Verlinkung sein.
- 1289 e. Ein Gebot einer Exclusive-Group-Verlinkung kann nicht Teil einer anderen Exclusive-Group-
- 1290 Verlinkung sein.
- 1291 f. Ein Gebot einer Exclusive-Group-Verlinkung kann nicht Teil eines Conditional-Linkings sein.
- 1292 **6.3.5. Zuschlag**
- 1293 (1) Der Zuschlag erfolgt auf der Basis aller für die jeweilige Ausschreibung eingegangenen gültigen
- 1294 Gebote, separat für jede Leistungs- bzw. Energie-PZS sowie separat je Produkt.
- 1295 (2) Der Zuschlag erfolgt diskriminierungsfrei nach wirtschaftlichen Kriterien mit dem Ziel, die erwarteten
- 1296 Kosten für das Gesamtsystem zu minimieren. Im Falle von netzbedingten Einschränkungen, kann zur
- 1297 Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und Systemstabilität von den vorstehend genannten
- 1298 Kriterien abgewichen werden. Derartige Abweichungen sind zu begründen und zu veröffentlichen.

- 1299 (3) APG hat das Recht, im Zuge von internationalen mFRR-Kooperationen, die Zuschlagsentscheidung
1300 einer gemeinsamen wirtschaftlichen Optimierung mit den jeweiligen Kooperationspartnern zu
1301 unterwerfen und die Zuschläge auf Basis dieser Optimierung zu erteilen.
- 1302 (4) Die Information über die Annahme der Gebote in der Leistungsausschreibung ergeht spätestens
1303 dreißig (30) Minuten nach Marktschließungszeit.
- 1304 (5) Die Information über die Annahme der Gebote in der Energieausschreibung ergeht spätestens
1305 fünfzehn (15) Minuten nach Marktschließungszeit.
- 1306 (6) Es können Zuschläge über Teilmengen der im Gebot genannten Menge vergeben werden. Diese
1307 Teilmengen umfassen mindestens die Mindestgebotsgröße und höchstens die gebotene Menge an
1308 mFRR.
- 1309 (7) Die Gebote der Leistungsausschreibung werden nach den folgenden Kriterien gereiht und die
1310 Zuschläge gemäß dieser Reihung erteilt:
- 1311 a. Niedrigster Leistungspreis;
- 1312 b. Bei Gleichheit der Leistungspreise erfolgt der Zuschlag nach einem reproduzierbaren Zufall.
- 1313 (8) Die Gebote der Energieausschreibung werden nach den folgenden Kriterien gereiht:
- 1314 a. Niedrigster Energiepreis bei positiver mFRR bzw. höchster Energiepreis bei negativer mFRR;
- 1315 b. Bei Gleichheit der Energiepreise erfolgt der Zuschlag nach einem reproduzierbaren Zufall.
- 1316 (9) Die zuzuschlagenden Mengen in Leistungsausschreibungen werden entsprechend den
1317 Dimensionierungsregeln nach Art 157 SOGL bestimmt.
- 1318 (10) Sämtliche gültigen Gebote der Energieausschreibung werden bezuschlagt. Die Anrechenbarkeit der
1319 Gebote auf die jeweils in den Leistungsausschreibungen zugeschlagenen Mengen pro Leistungs-PZS
1320 richtet sich nach den Regeln laut Punkten 6.3.3 und 6.3.4. Die Teilbarkeit von mFRR-Geboten ist nur
1321 für die Aktivierungsoptimierung relevant.
- 1322 (11) Sämtliche in den Energieausschreibungen bezuschlagten Gebote werden an die Europäische
1323 Plattform für den Austausch von Regularbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller
1324 Aktivierung gemäß Art 20 EBGL weitergeleitet.

1325 **6.3.6. Aktivierung**

- 1326 (1) Die Aktivierung erfolgt diskriminierungsfrei nach wirtschaftlichen Kriterien mit dem Ziel, die
1327 erwarteten Kosten für das Gesamtsystem zu minimieren. Dabei ist das Überspringen unteilbarer
1328 Gebote und teilweise-teilbarer Gebote zulässig. Das Überspringen voll-teilbarer Gebote ist nicht
1329 zulässig. Zusätzlich gelten die durch Gebotsverlinkungen gesetzten Nebenbedingungen (siehe Punkt
1330 6.3.4). Im Falle von netzbedingten Einschränkungen, kann zur Aufrechterhaltung der
1331 Systemsicherheit und Systemstabilität von den vorstehend genannten Kriterien abgewichen werden.
1332 Derartige Abweichungen sind zu begründen und zu veröffentlichen.
- 1333 (2) Die geforderte Lieferung direktaktivierter Gebote reicht vom Aktivierungszeitpunkt bis zum Ende der
1334 folgenden PZS.
- 1335 (3) Die geforderte Lieferung von „nur fahrplanaktivierbaren Geboten“, bzw. fahrplanaktivierter
1336 direktaktivierbarer Gebote beginnt mit dem Beginn der PZS und schließt mit dem Ende jener PZS ab,
1337 aus deren Merit-Order-Liste es aktiviert wurde. Die Zeitpunkte dieser Beschreibung beziehen sich auf
1338 jene, die der Anbieter in seiner Aktivierungsaufforderung erhält.

1339 (4) Die Aktivierung erfolgt auf elektronischer Basis durch APG und mindestens für eine Dauer von 5
 1340 Minuten (Mindestlieferzeit) bezogen auf den Zeitraum der Vollaktivierung der geforderten Leistung
 1341 entsprechend dem vorgegebenen Standardprofil.

1342 (5) Die in der Aktivierungsaufforderung angegebenen Aktivierungsstart- bzw. Endzeitpunkte
 1343 entsprechen den Rampenmittelpunkten des Standardprofils.

1344 (6) APG hat das Recht, im Zuge internationaler mFRR-Kooperationen mit anderen TSOs die Aktivierung
 1345 auf Basis einer gemeinsamen Merit-Order-Liste aller Kooperationspartner durchzuführen bzw. die
 1346 Aktivierung einer vorherigen gemeinsamen Aktivierungsoptimierung mit den Kooperationspartnern
 1347 zu unterwerfen.

1348 **6.3.7. Aktivierung von verlinkten Geboten**

1349 (1) Eine Multipart-Bid Verlinkung ist eine Gebotsverlinkung in Form einer Gruppe innerhalb derselben
 1350 PZS; mit der Bedingung, dass ein Gebot einer Multipart-Bid-Verlinkung nur dann aktiviert werden
 1351 kann, wenn auch alle anderen Gebote dieser Multipart-Bid Verlinkung mit niedrigeren Preisen
 1352 (positive Aktivierungsrichtung) bzw. höheren Preisen (negative Aktivierungsrichtung) zur Gänze
 1353 aktiviert werden.

1354 (2) Wird zumindest ein Multipart-verlinktes Gebot fahrplan- oder direktaktiviert, werden alle Gebote
 1355 dieser Verlinkung für Direktaktivierungen der gegebenen PZS nicht-verfügbar.

1356 (3) Ist ein Multipart-verlinktes Gebot von einer „Nicht-Erreichbarkeit“ (gestörter Aktivierungsprozess
 1357 oder gestörte Verbindung mFRR-Aktivierungssystem<>Anbieter) betroffen und wird für eine
 1358 Aktivierung ausgeschlossen, sind davon auch alle damit verlinkten Gebote betroffen.

1359 (4) Ein mittels Technical-Linking verlinktes Gebot ist für die PZS, für die dieses Gebot abgegeben wurde,
 1360 nicht für eine Aktivierung verfügbar, wenn das damit verlinkte Gebot der vorangegangenen PZS
 1361 direktaktiviert wurde. Diese Nicht-Verfügbarkeit gilt auch für Gebote, die über Multipart-Bid- oder
 1362 Exclusive-Group-Verlinkungen mit diesem Gebot in Bezug stehen.

1363 (5) Wird ein Gebot einer Exclusive-Group fahrplan- oder direktaktiviert, werden alle anderen Gebote
 1364 dieser Verlinkung für eine Aktivierung in der gegebenen PZS ausgeschlossen.

1365 (6) Ist ein Gebot einer Exclusive-Group von einer „Nicht-Erreichbarkeit“ (gestörter Aktivierungsprozess
 1366 oder gestörte Verbindung mFRR-Aktivierungssystem<>Anbieter) betroffen und wird für eine
 1367 Aktivierung ausgeschlossen, sind davon auch alle damit verlinkten Gebote betroffen.

1368 **6.3.8. Abrechnung Leistung**

1369 Die Abrechnungsgrundlagen je Anbieter bilden die von der APG ermittelten Zuschlagsmengen in MW
 1370 multipliziert mit dem zugeschlagenen Leistungspreis in EUR/MW/h und mit der Anzahl der Stunden
 1371 der jeweiligen PZS. Nach Durchführung des Monitoring-Prozesses werden ggf. Nichtvergütungen
 1372 berücksichtigt.

1373 **6.3.9. Abrechnung Energie**

1374 (1) Die Abrechnungsgrundlagen je Anbieter für die aktivierte mFRR sind die jeweils einer
 1375 Abrechnungsperiode von 15 Minuten zugeteilten und gemäß Punkt 6.3.10(1) bis (5) ermittelten
 1376 Abrechnungswerte.

- 1377 (2) Die Abrechnungswerte ergeben sich aus der Multiplikation der unter Berücksichtigung von 6.3.10
1378 abrechnungsrelevanten Energie mit dem für das betreffende Zeitintervall und den zutreffenden
1379 Aktivierungstyp gültigen Verrechnungspreis entsprechend Pricing Methodology.
- 1380 (3) Die abrechnungsrelevante mFRR-Energie wird getrennt nach positiver und negativer Richtung
1381 ermittelt.
- 1382 (4) Der Mengenermittlung liegen jeweils 15-Minuten-Werte auf Basis der tatsächlichen Lieferung (IST-
1383 Wert) zugrunde. Die Energiemengen werden stets jener 15-Minuten-Abrechnungsperiode zugeteilt,
1384 in der sie erbracht wurden. Sollte die so ermittelte Energie betragsmäßig über der entsprechend
1385 Standardprofil geforderten 15-Minuten-Menge (Sollwert) liegen, wird letztere als Verrechnungsbasis
1386 herangezogen.
- 1387 (5) Die zu verrechnenden Grenzarbeitspreise werden nach den Vorgaben der Pricing Methodology
1388 ermittelt. Dabei unterscheidet sich die Preisberechnung für eine Direktaktivierung von der
1389 Preisberechnung für eine Fahrplanaktivierung, da eine Direktaktivierung im Vergleich zu einer
1390 Fahrplanaktivierung in die folgende Produktzeitscheibe reicht und deshalb Teilen dieser Lieferung
1391 unterschiedliche Preise zugeteilt werden.
- 1392 (6) Erfolgt der Aktivierungszuschlag über die Aktivierungsoptimierung der Europäischen Plattform für
1393 den Austausch von Regularbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller Aktivierung
1394 (Art 20 EBGL), wird der grenzüberschreitende Grenzarbeitspreis (entsprechend Pricing Methodology)
1395 herangezogen. Erfolgt der Aktivierungszuschlag über die lokale Aktivierungsoptimierung der APG (im
1396 Fall einer Trennung von der Regelreservekooperation), wird der aus der lokalen Optimierung
1397 ermittelte Grenzarbeitspreis herangezogen, dessen Berechnung nach denselben Grundsätzen
1398 (entsprechend Pricing Methodology) unter Berücksichtigung ausschließlich lokaler Gebote erfolgt.
- 1399 (7) Im Falle der Stornierung einer Energieausschreibung gemäß Punkt 5.1.5 werden für die Abrechnung
1400 der jeweiligen Aktivierungen anstelle der in der stornierten Energieausschreibung abgegebenen
1401 Energiepreise die von APG berechneten Ersatzenergiepreisgebote gemäß Punkt 5.1.6 herangezogen.

1402 6.3.10. Nichtvergütung (Leistung) und Pönalisierung (Energie)

- 1403 (1) Die Fehlmenge ist definiert als Summe des Volumens zwischen dem Zeitpunkt, zu dem der IST-Wert
1404 die Toleranzschwelle in Richtung Mindererfüllung überschreitet, bis zum abermaligen Erreichen der
1405 Toleranzschwelle. Die Toleranzschwelle ist definiert mit 5% des Betrags der in der
1406 Aktivierungsaufforderung geforderten Leistung in Richtung Mindererfüllung. Übererfüllungen
1407 werden für die Ermittlung der Fehlmenge nicht berücksichtigt.

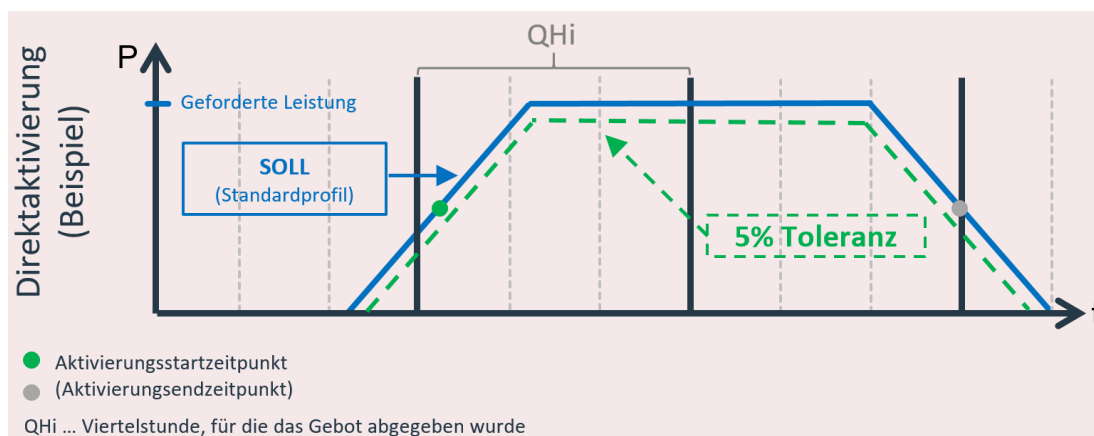


Abbildung 5: Gefordertes Standardprofil und Toleranzschwelle

- 1410 (2) Die Bagatellgrenze für allfälliges Rauschen, ungeplante Umschaltspitzen oder kurze Wertfehler, wird
 1411 dynamisch auf Basis der Summe der Zuschläge der jeweiligen PZS des jeweiligen Anbieters für die
 1412 positive und negative Richtung ermittelt. Dabei werden 5% der Energiemenge von 5 min der Summe
 1413 aller Zuschläge herangezogen.

$$1414 \quad Bagatellgrenze_{positiv} = \frac{1}{12} h * \sum Zuschläge_{positiv} MW * 0,05$$

1415 **Gleichung 12: Bestimmung der positiven Bagatellgrenze**

$$1416 \quad Bagatellgrenze_{negativ} = \frac{1}{12} h * \sum Zuschläge_{negativ} MW * 0,05$$

1417 **Gleichung 13: Bestimmung der negativen Bagatellgrenze**

- 1418 (3) Fehlmengen sind pönalisierungsrelevant, sobald die Bagatellgrenze überschritten wird.
- 1419 (4) Für eine pönalisierungsrelevante Fehlmenge wird die nicht vorgehaltene Leistung nicht vergütet.
 1420 Diese Nichtvergütung ergibt sich aus der Differenz der Summe zugeschlagenen Gebote des Anbieters
 1421 und der tatsächlich erbrachten Leistung (Mittelwert des IST-Werts für die Dauer der Abweichung).
 1422 Dies gilt für positive und negative Gebote separat. Das ermittelte Volumen wird entsprechend den
 1423 zugeschlagenen Geboten des Anbieters von oben nach unten den einzelnen Geboten zugeordnet
 1424 (siehe Abbildung 4). Pro Gebot wird jeweils die nicht vorgehaltene Leistung mit dem jeweiligen
 1425 Leistungspreis dieses Gebots und der ausgefallenen Zeit multipliziert, um in Summe das Ausmaß der
 1426 Nichtvergütung des Leistungspreises zu ermitteln.

$$1427 \quad \text{Nicht vorgehaltene Leistung} \\ 1428 \quad = \sum (Leistung_{Gebot\ n}) - Leistungsmittelwert_{Istwert\ f.d.\ Dauer\ d.\ Abweichung} MW$$

1429 **Gleichung 14: Berechnung der Nicht vorgehaltenen Leistung**

$$1430 \quad \text{Nichtvergüteter Leistungspreis} \\ 1431 \quad = \sum (Nicht\ vorgehaltene\ Leistung_{Gebot\ n} * ausgefallene\ Zeit \\ 1432 \quad * Leistungspreis_{Gebot\ n}) EUR$$

1433 **Gleichung 15: Berechnung der Nichtvergütung des Leistungspreises**

- 1434 (5) Die Energiepreispönale ergibt sich aus pönalisierungsrelevanten Fehlmengen, die gemäß Auftreten
 1435 im 15min Raster aufgeteilt und mit den jeweiligen Verrechnungspreisen verrechnet werden, die für
 1436 den jeweiligen Anbieter für den entsprechenden Zeitraum gelten. Auch bei negativen Energiepreisen
 1437 ist der Energiepreis an APG zu vergüten. Die Berechnung wird mit absoluten Zahlen durchgeführt.

$$1438 \quad Energiepreispönale = \sum (Fehlmenge_{Viertelstunde\ n} * Verrechnungspreis_{Viertelstunde\ n}) EUR$$

1439 **Gleichung 16: Berechnung Energiepreis-Pönale**

1440 7. Aussetzung der Markttätigkeiten

- 1441 (1) Die für die Aussetzung und Wiederaufnahme von Marktaktivitäten geltenden Bestimmungen
 1442 entsprechen der Beilage 1 zu Bescheid V ER 01/18 von E-Control Austria von 04. Juli 2019, mit Titel:
 1443 „Konsultierter Vorschlag für Bestimmungen zur Aussetzung und Wiederaufnahme von
 1444 Marktaktivitäten, Stand: 13.11.2018“

- 1445 (2) Die für die Abrechnung im Falle einer Aussetzung von Marktaktivitäten geltenden Bestimmungen
1446 entsprechen der Beilage 1 zu Bescheid V ER 04/18 von E-Control Austria von 04. Juli 2019, mit Titel:
1447 „Konsultierter Vorschlag für Bestimmungen für die Abrechnung im Falle einer Aussetzung von
1448 Marktaktivitäten, Stand 23.11.2018“

1449 **8. Gültigkeit**

- 1450 (1) Diese Modalitäten und darauffolgende Änderungen der Modalitäten werden durch die
1451 Regulierungsbehörde E-Control Austria genehmigt. APG wird die genehmigten Modalitäten
1452 mindestens zwei Wochen vor Gültigkeit auf ihrer Website veröffentlichen und die
1453 Regelreserveanbieter darüber per Email informieren.
- 1454 (2) Mit Inkrafttreten der Gültigkeit dieser Modalitäten werden alle bis dahin geltenden Modalitäten für
1455 Regelreserveanbieter außer Kraft gesetzt.

1456

1457 [Ende des Dokuments]