

# **Anhang**

# **Ausgleichsenergiebewirtschaftung**

## **zu den AB-BKO**

V 00.19

## Dokumentenverwaltung

### Dokument-Historie

Version	Status	Datum	Verantwortlicher	Änderungsgrund
1.00	Genehmigt	13.09.2001	E-CONTROL	Beilage zu Bescheid v. 13.09.2001, ZI. G BKA 02/01
2.00	Genehmigt	26.11.2001	E-CONTROL	Änderung Marktschluss
3.00	Genehmigt	26.03.2002	E-Control	Änderung Zeitblockintervalle, Marketmaker
4.00	Genehmigt	18.09.2002	E-Control	Umstellung UCTE-Zeitabläufe
5.00	Genehmigt	20.12.2002	E-Control	Einführung Nachverrechnung, 2.Clearing
6.00	Genehmigt	30.09.2003	E-Control	Berücksichtigung UCTE Feiertagsregel
7.00	Genehmigt	17.2.2004	E-Control	Verlängerung AB-BKO, Sekundärregelenergiebeschaffung über Börse, mathemat. Formel (Beilage zu Bescheid v.17.2.2004)
8.00	Genehmigt	4.10.2004	E-Control	Marketmaker, Zeitblöcke Minutenreserve
9.00	Genehmigt	15.03.2005	E-Control	Neues Preismodell Clearingpreisberechnung
10.00	Genehmigt	14.11.2007	E-Control	Änderung Nachverrechnung, NV Fahrpläne
11.00	Genehmigt	20.04.2009	E-Control	Umstellung SR-Rücklieferzeitraum
12.00	Genehmigt	22.07.2009	E-Control	Differenzmengen aus SEKREG Rücklieferprogramm über Strombörse
13.00				Zusammenlegung der Regelzonen
14.00	Genehmigt	21.12.2011	E-Control	Beilage zum Bescheid vom 21.12.2011
15.00	Genehmigt	8.04.2015	E-Control	Cross Border Regelenergieverrechnung
16.00	Genehmigt		E-Control	Anpassung Preismodell und Cross Border Regelenergieverrechnung
17.00	Genehmigt	05.10.2017	E-Control	Risikomanagement
18.00	Genehmigt	06.12.2018	E-Control	GLEB
0.19	Konsultation			AEP Modell 2021

---

## **Inhaltsverzeichnis**

<b>Dokumentenverwaltung</b> .....	<b>2</b>
<b>Dokument-Historie</b> .....	<b>2</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>3</b>
<b>1 Anwendungsbereich und Abgrenzung Regelenergie zu Ausgleichsenergie</b> .....	<b>4</b>
<b>2 Bilanzausgleich</b> .....	<b>4</b>
<b>3 Veröffentlichungspflichten und Transparenz</b> .....	<b>5</b>
<b>4 Technisches Clearing</b> .....	<b>5</b>
<b>5 Verrechnung der Ausgleichsenergie</b> .....	<b>7</b>
5.1 Verfahren zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie.....	7
5.2 Zuordnung der Regelreservekosten .....	14
<b>6 Verrechnung des Zusätzlichen Abrechnungsmechanismus (ZAM)</b> .....	<b>15</b>
<b>7 Übergangsbestimmungen</b> .....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
<b>8 Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>16</b>

## **1 Anwendungsbereich und Abgrenzung Regelenergie zu Ausgleichsenergie**

Die nachfolgenden Bestimmungen beschreiben die Organisation der Ausgleichsenergiebewirtschaftung.

Zur Abgrenzung von Regelenergie zu Ausgleichsenergie führt der Regelzonenführer ("RZF") Sonderbilanzgruppen, in welchen die vom RZF tatsächlich von den Anbietern der Regelenergie in Anspruch genommene Tertiär- sowie Sekundärregelenergie und der auf Grund regeltechnischer Erfordernisse und messtechnischer Einschränkungen unvermeidbare, ungewollte Energieaustausch mit den anderen Netzen des europäischen Netzverbundes je Abrechnungsperiode (1/4h) voneinander abgegrenzt registriert werden.

## **2 Bilanzausgleich**

Der RZF ermittelt die notwendige Leistungsbandbreite, um das von der Summe der Bilanzgruppen ("BG") in der Regelzone erwartete Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch soweit auszugleichen, dass die Einhaltung der technischen Regeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung jederzeit möglich ist.

Zur Abwicklung der Mengen der Regelenergie führt der BKO Komponenten, auf welchen die Abrufe je Anbieter und Richtung verzeichnet werden. Regelenergieanbieter registrieren sich beim Regelzonenführer. Der Regelzonenführer übermittelt die Stammdaten als Grundlage der Komponenteneinrichtung dem BKO.

Der Bilanzausgleich innerhalb einer Regelzone setzt sich aus drei Regelenergiekomponenten zusammen:

- 1) Sekundärregelenergie
- 2) Tertiärregelenergie
- 3) Ungewollter Energieaustausch

Für den ungewollten Energieaustausch mit anderen Regelzonen legen die technischen Regeln fest, dass die innerhalb einer Woche festgestellte Menge (Montag 0:00 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr) nach Tarifzeiten bewertet und in der Folgewoche mit einem Kompensationsprogramm als entsprechende Bandlieferung innerhalb der jeweiligen Tarifzeiten ausgeglichen werden muss. Die dafür bereitzustellenden Energiemengen werden entweder international ausgeschrieben oder über eine Strombörse aufgebracht.

### **3 Veröffentlichungspflichten und Transparenz**

Der BKO ist laut § 23 (5) 5 EIWOG i.V. mit Artikel 3 (1) a GLEB verpflichtet, Informationen zur Sicherung eines transparenten, diskriminierungsfreien und möglichst liquiden Regelenergiemarktes bereitzustellen.

Grundlage zur Erfüllung dieser Verpflichtung im Sinne der Versorgungssicherheit und Transparenz ist die Übermittlung der Auktionsdaten des RZF an den BKO.

Der RZF teilt die ausgeschriebene Primär-, Tertiär-, und Sekundärregelung getrennt nach abzugebender und aufzunehmender Leistung dem Bilanzgruppenkoordinator („BKO“) mit. Der BKO veröffentlicht zur Information der Marktteilnehmer die vom RZF festgelegte Leistungsbandbreite der Regelenergiekomponenten.

Sobald die Angebotsverfahren für Energiemenge und -leistung betreffend der Regelenergiekomponenten ungewollter Austausch, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Sekundärregelenergie, Tertiärregelleistung und Tertiärregelenergie abgeschlossen sind und die Zuschläge erteilt wurden, werden die angebotenen sowie zugeschlagenen Angebotsmengen und Angebotspreise je Anbieter und Angebot vom RZF an den BKO übermittelt.

Informationen betreffend die abgerufene Energiemenge je Anbieter und Angebot sowie die auf Nicht verfügbar gestellten Angebote werden am Folgetag des Abrufs vom RZF an den BKO übermittelt.

Der BKO wird die Angebotsmengen und -preise, Zuschlagsmengen und -preise entsprechend § 23 (5) 5 EIWOG in anonymisierter Form veröffentlichen.

Der BKO wird jedem Regelenergieanbieter dessen persönliche, im Rahmen des Auktionsverfahrens abgegebenen, zugeschlagenen und abgerufenen Angebote zur Verfügung stellen. Dadurch soll dem Regelenergieanbieter gemeinsam mit dessen Bilanzdaten auch dessen Regelenergieangebote zur Ansicht in einem System im Sinne eines „Single Point of Information“ angeboten werden. Der Regelzonenführer ist verpflichtet, zu diesem Zweck die Daten in nicht anonymisierter Form an den BKO zu übermitteln.

Das vorläufige im ¼ Stunden Takt ermittelte Regelzonendelta wird unmittelbar vom RZF an den BKO zum Zwecke des Risikomanagements des BKO und der Marktteilnehmer übermittelt.

### **4 Technisches Clearing**

Das „Technische Clearing“ umfasst die Datenübernahme, das „Erste Clearing“, das „Zweite Clearing“ und eine eventuelle Nachverrechnung.

Die Datenübernahme umfasst je Clearingperiode insbesondere:

- von den BGV: die internen Fahrpläne getrennt nach Bezug und Lieferung
- vom ÜNB: die externen Fahrpläne getrennt nach Bezug und Lieferung

- vom RZF: die Abruffahrpläne der einzelnen Regelenergiekomponenten getrennt nach Anbieter sowie Bezug und Lieferung
- von den NB: die Summe aus aggregierten Lastprofilzählwerten (Zeitreihen aus Viertelstundenwerten) und aggregierten synthetischen Lastprofilen, getrennt für Erzeugung und Verbrauch, je Lieferant und BG, sowie die Zeitreihen der Netzkupplstellen, welche unter die Datenverantwortung des NB fallen.

Der BKO bestimmt die Menge der Ausgleichsenergie ausschließlich aus den ihm von BGV, RZF und ÜNB zur Verfügung gestellten und den jeweiligen BG zugeordneten Fahrplanwerten sowie dem jeweils den BG durch den Netzbetreiber zugeordneten Mengenaggregat der Zeitreihen tatsächlicher Viertelstunden-Messwerte in kWh und den Lastprofilen je Netzbetreiber und BG, gesondert nach Ein- und Ausspeisung.

Das **Erste Clearing** findet monatlich statt und ist die Bestimmung der viertelstündlichen Ausgleichsenergie je BG mittels Saldenbildung aus der Aggregation der Fahrpläne und der Summe aus aggregierten Zählwerten (Zeitreihen aus Viertelstundenwerten) sowie aggregierten synthetischen Lastprofilen entsprechend den vorläufigen Verbrauchswerten.

Die Datenzulieferung hat vom NB an den BKO innerhalb von 8 (acht) Werktagen, ab dem Monatsletzten zu erfolgen, für welche die Daten gültig sind. Fordert der BKO fehlende oder fehlerhafte Daten nach, sind diese von den Netzbetreibern innerhalb von 2 (zwei) weiteren Werktagen nachzuliefern.

Eine **Nachverrechnung** kann ausschließlich innerhalb von 6 Monaten nach Abschluss des „Ersten Clearings“ für einzelne Monate und einzelne BG auf Wunsch der betroffenen BGV erfolgen und dient einer Mengenkorrektur im Fall mangelnder Datenqualität der Basisdaten (aggregierte Zählwerte). Im Rahmen einer Nachverrechnung können neben Messwerten auch interne Fahrpläne geändert werden, wenn einer der beiden betroffenen Marktteilnehmer („Datenverantwortlicher“) dies bei APCS beantragt und der zweite betroffene Marktteilnehmer dieser Änderung schriftlich (Fax) binnen 2 Werktagen zustimmt.

Der BKO ist berechtigt, dem BGV, auf dessen Wunsch die Nachverrechnung erfolgt, für die Nachverrechnungen ein dem Aufwand entsprechendes zusätzliches Entgelt zu verrechnen.

Das **Zweite Clearing** findet wie das „Erste Clearing“ monatlich, allerdings jeweils für das 15 Monate zurückliegende Monat statt und berücksichtigt die im Zuge der Ablesung ermittelten tatsächlichen Energiemengen. Zudem werden beim „Zweiten Clearing“ auch allfällig offenen Mengenkorrekturen aus dem „Ersten Clearing“ (z.B. Ersatzwerte, rückwirkender Kundenwechsel, Änderungen aus Wechselterminen) berücksichtigt.

Spätestens am letzten Arbeitstag des aktuellen Monats hat die Lieferung der Daten des 14 Monate zurückliegenden Monats an den BKO an die vorgesehenen Datenbereiche zu erfolgen. Für die

Daten des „Zweiten Clearings“ sind dieselben Zählpunkt- bzw. Komponentenbezeichnungen wie beim „Ersten Clearing“ zu verwenden.

Als Clearingschluss für das „Zweite Clearing“ ist der auf der Homepage der APCS veröffentlichte Clearingkalender maßgeblich. Nach Clearingschluss steht den Marktteilnehmern ein Zeitraum für die Überprüfung ihrer Daten bis zum als Stichtag „Qualitätsprüfung bis“ bezeichneten Tag laut Clearingkalender zur Verfügung. Nach diesem Stichtag ist eine Änderung der Daten nicht mehr möglich.

Eine **rückwirkende Änderung von Fahrplänen** (darunter fallen auch Netzverlustfahrpläne) im Rahmen des „Zweiten Clearings“ ist nicht zulässig. Mit dem 2. Clearing ist der gesamte Clearingprozess abgeschlossen. Nachverrechnungen des 2. Clearings sind daher nicht zulässig.

## **5 Verrechnung der Ausgleichsenergie**

Die Verrechnung der Ausgleichsenergie an die BGV erfolgt über den Ausgleichsenergiepreis für die gemäß Pkt. 4 errechnete Ausgleichsenergiemenge (Energieförderung gem. UStG).

Der Ausgleichsenergiepreis wird je Viertelstunde berechnet und ist für die gelieferte und bezogene Ausgleichsenergie gleich hoch.

### **5.1 Verfahren zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie**

Sei  $V_t$  das (mit Vorzeichen behaftete) Delta der Regelzone (d.h. des Systems) in einer Viertelstunde  $t$  als Leistung.

$V_t$  gibt an, wie viel Leistung in der Regelzone im Mittel durch Sekundärregelung, Tertiärregelung und ungewollter Austausch durch Regelungen aufgebracht, oder rückgenommen wurde.

Dabei ist  $V_t$  positiv, wenn als Mittel Regelleistung in das System eingebracht werden musste, negativ, wenn aus dem System rückgenommen werden musste.

#### **5.1.1 Berechnung des Preises der Regelennergie**

Für die Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises wird als erster Schritt ein Preis für Regelennergie für positive und negative Abweichungen je Viertelstunde  $t$  bestimmt.

##### **5.1.1.1 Berechnung des mengengewichteten Preises für Sekundärregelennergie**

Die mengengewichteten Durchschnittspreise sowie die Mengen der aktivierten Sekundärregelennergie werden dem BKO vom RZF zur Verfügung gestellt.

Die Daten werden vom RZF getrennt nach positiver und negativer Aktivierung berechnet. In die Berechnung fließen sämtliche Aktivierungen ein, die zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts in der Regelzone APG benötigt werden. Dies schließt Angebote in fremden Regelzonen ein, welche für die Regelzone APG aktiviert wurden. Angebote, welche in der Regelzone APG aktiviert wurden, jedoch für eine fremde Regelzone bestimmt waren, werden bei der Berechnung ausgeschlossen.

### **5.1.1.2 Berechnung des mengengewichteten Preises für Tertiärregelenergie**

Die mengengewichteten Durchschnittspreise sowie die Mengen der aktivierten Tertiärregelenergie werden dem BKO vom RZF zur Verfügung gestellt.

Die Daten werden vom RZF getrennt nach positiver und negativer Aktivierung berechnet. In die Berechnung fließen sämtliche Aktivierungen ein, die zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts in der Regelzone APG benötigt werden. Dies schließt Angebote in fremden Regelzonen ein, welche für die Regelzone APG aktiviert wurden. Angebote, welche in der Regelzone APG aktiviert wurden, jedoch für eine fremde Regelzone bestimmt waren, werden bei der Berechnung ausgeschlossen.

### **5.1.1.3 Berechnung des mengengewichteten Regelenergiepreises**

Für ein „Viertelstundenintervall“  $t$  sind nun folgende Werte gegeben:

- $P_{SREpos,t}$  . . . Durchschnittspreis aktivierter positiver Sekundärregelenergie in der Viertelstunde  $t$
- $P_{TREpos,t}$  . . . Durchschnittspreis aktivierter positiver Tertiärregelenergie in der Viertelstunde  $t$
- $P_{SREneg,t}$  . . . Durchschnittspreis aktivierter negativer Sekundärregelenergie in der Viertelstunde  $t$
- $P_{TREneg,t}$  . . . Durchschnittspreis aktivierter negativer Tertiärregelenergie in der Viertelstunde  $t$
- $E_{SREpos,t}$  . . . Menge aktivierter positiver Sekundärregelenergie in der Viertelstunde  $t$
- $E_{TREpos,t}$  . . . Menge aktivierter positiver Tertiärregelenergie in der Viertelstunde  $t$
- $E_{SREneg,t}$  . . . Menge aktivierter negativer Sekundärregelenergie in der Viertelstunde  $t$
- $E_{TREneg,t}$  . . . Menge aktivierter negativer Tertiärregelenergie in der Viertelstunde  $t$
- $P_{SREposMOL,t}$  . . . Niedrigster Preis der lokalen positiven Sekundärregelenergie Merit Order List in der Viertelstunde  $t$
- $P_{SREnegMOL,t}$  . . . Höchster Preis der lokalen negativen Sekundärregelenergie Merit Order List in der Viertelstunde  $t$



#### **5.1.1.4 Berechnung des positiven Regelenergiepreises**

Der mengengewichtete Durchschnittspreis für positive Regelenergie  $P_{REposAkt,t}$  im „Viertelstundenintervall“  $t$  errechnet sich als:

$$P_{REposAkt,t} := \frac{E_{SREpos,t} \cdot P_{SREpos,t} + E_{TREpos,t} \cdot P_{TREpos,t}}{E_{SREpos,t} + E_{TREpos,t}}$$

#### **5.1.1.5 Berechnung des negativen Regelenergiepreises**

Der mengengewichtete Durchschnittspreis für negative Regelenergie  $P_{REnegAkt,t}$  im „Viertelstundenintervall“  $t$  errechnet sich als:

$$P_{REnegAkt,t} := \frac{E_{SREneg,t} \cdot P_{SREneg,t} + E_{TREneg,t} \cdot P_{TREneg,t}}{E_{SREneg,t} + E_{TREneg,t}}$$

#### **5.1.1.6 Berechnung des Wertes vermiedener Aktivierung**

Sollten in einer Viertelstunde  $t$  keine Aktivierungen in der relevanten Richtung von Sekundärregelenergie bzw. Tertiärregelenergie stattfinden wird zur Bestimmung eines Regelenergiepreises der Wert der vermiedenen Aktivierung (VoAA) errechnet.

Der Wert der vermiedenen Aktivierung wird durch den niedrigsten bzw. höchsten Preis auf den lokalen Merit Order Listen für positive bzw. negative Sekundärregelenergie bestimmt.

$$P_{VoAA,pos,t} := P_{SREposMOL,t}$$

$$P_{VoAA,neg,t} := P_{SREnegMOL,t}$$

### **5.1.1.7 Berechnung des Preises der Regelenergie**

Bei Aktivierungen von Sekundär- und bzw. oder Tertiärregelenergie ist der Preis der Regelenergie in der Viertelstunde  $t$  der mengengewichte Preis der aktivierten Regelenergie.

Sollte in einer Viertelstunde  $t$  weder Aktivierungen von Sekundär- noch Tertiärregelenergie vorliegen, bestimmt der Wert der vermiedenen Aktivierung den Regelenergiepreis.

$$P_{REpos,t} := \begin{cases} P_{REposAkt,t}, & E_{SREpos,t} + E_{TREpos,t} > 0, \\ P_{VoAA,pos,t}, & E_{SREpos,t} + E_{TREpos,t} = 0 \end{cases}$$

$$P_{REneg,t} := \begin{cases} P_{REnegAkt,t}, & E_{SREneg,t} + E_{TREneg,t} > 0, \\ P_{VoAA,neg,t}, & E_{SREneg,t} + E_{TREneg,t} = 0 \end{cases}$$

### **5.1.2 Börsenpreiskopplung**

Zur Vermeidung von systemschädlichen Anreizen werden bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises mehrere Börsenindizes berücksichtigt.

Grundsätzlich werden bei der Berechnung Preise des Spotmarktes herangezogen.

Der primäre Preis  $P_{ID15}$  ist der ID3 Preisindex des viertelstündlichen Intradaymarktes der EPEX SPOT.

Der sekundäre Preis  $P_{ID60}$  ist der ID3 Preisindex des stündlichen Intradaymarktes der EPEX SPOT.

Der tertiäre Preis  $P_{DA}$  ist der stündliche day-ahead Spotmarktpreis (Market Coupling Preis) der EPEX SPOT.

Zur Vermeidung von ungeeigneten Preissignalen aus nicht ausreichend liquiden einzelnen Marktzeitscheiben werden die Preise des Intradaymarktes  $P_{ID15}$  und  $P_{ID60}$  bei Unterschreitung von Volumen-Schwellwerten mit dem Day-Ahead-Börsenpreis  $P_{DA}$  mengengewichtet.

Die stündlichen Preise und das stündliche Handelsvolumen in MWh/h gelten für alle Viertelstunden  $t$  der jeweiligen Stunde.

Es gelten jeweils die Preise der österreichischen Preiszone.

Nachträgliche Änderungen des Day-Ahead-Börsenpreises  $P_{DA}$  sowie der Intraday-Börsenpreise  $P_{ID15}$  und  $P_{ID60}$  werden in der Periodenabrechnung berücksichtigt, sofern die Änderungen innerhalb der Datenfrist für die jeweilige Abrechnung bekanntgegeben werden. Änderungen des Day-Ahead-Börsenpreises  $P_{DA}$  sowie der Intraday-Börsenpreise  $P_{ID15}$  und  $P_{ID60}$  werden grundsätzlich nicht bei Nachverrechnungen und Endabrechnungen berücksichtigt.

### 5.1.2.1 Berechnung des Börsenpreisindex

Zusätzlich werden produktspezifische Auf- bzw. Abschläge zu den oben definierten Börsenpreisindizes festgelegt. Die Auf- bzw. Abschläge bilden sich aus dem Maximum eines absoluten und prozentuellen Auf- bzw. Abschläge. Die absoluten Auf- bzw. Abschläge sind im Anhang ersichtlich.

Um große Sprünge der Börsenpreisindizes bei einem Durchlauf des DRZ nahe Null zu vermeiden, werden die Preise bei absoluten Abweichungen kleiner dem Leistungsschwellwert  $L_{rampe}$  durch eine lineare Funktion („Rampe“), in Abhängigkeit von  $V_t$ , korrigiert.

$$P_{ID15,marked,t} := \begin{cases} P_{ID15,t} + \text{sgn}(V_t) * \max(P_{ID15,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{ID15,t})), & \text{abs}(V_t) > L_{rampe} \\ P_{ID15,t} + \frac{V_t}{L_{rampe}} * \max(P_{ID15,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{ID15,t})), & \text{abs}(V_t) \leq L_{rampe} \end{cases}$$

$$P_{ID60,marked,t} := \begin{cases} P_{ID60,t} + \text{sgn}(V_t) * \max(P_{ID60,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{ID60,t})), & \text{abs}(V_t) > L_{rampe} \\ P_{ID60,t} + \frac{V_t}{L_{rampe}} * \max(P_{ID60,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{ID60,t})), & \text{abs}(V_t) \leq L_{rampe} \end{cases}$$

$$P_{DA,marked,t} := \begin{cases} P_{DA,t} + \text{sgn}(V_t) * \max(P_{DA,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{DA,t})), & \text{abs}(V_t) > L_{rampe} \\ P_{DA,t} + \frac{V_t}{L_{rampe}} * \max(P_{DA,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{DA,t})), & \text{abs}(V_t) \leq L_{rampe} \end{cases}$$

### 5.1.2.2 Berechnung der Gewichtungsfaktoren und des Börsenpreisindex

$$w_{ID15,t} := \min\left(1; \frac{L_{ID15,t}}{L_{Schwelle,ID15}}\right)$$

$$w_{ID60,t} := \min\left(\left(1 - w_{ID15,t}\right); \frac{L_{ID60,t}}{L_{Schwelle,ID60}}\right)$$

$$w_{DA,t} := (1 - w_{ID15,t} - w_{ID60,t})$$

Die Leistungsvolumen  $L_{ID15,t}$  und  $L_{ID60,t}$  errechnen sich aus dem Durchschnitt der Kauf- und Verkauforders des jeweiligen Marktes. Die Leistungsschwellwerte  $L_{Schwelle,ID15}$  und  $L_{Schwelle,ID60}$  sind als Parameter im Anhang angegeben.

Der Börsenpreisindex  $P_{px,t}$  für die Börsenpreiskopplung errechnet sich als gewichtete Summe der „gerampten“ Börsenpreisindizes.

$$P_{px,t} := P_{ID15,marked,t} * w_{ID15,t} + P_{ID60,marked,t} * w_{ID60,t} + P_{DA,marked,t} * w_{DA,t}$$

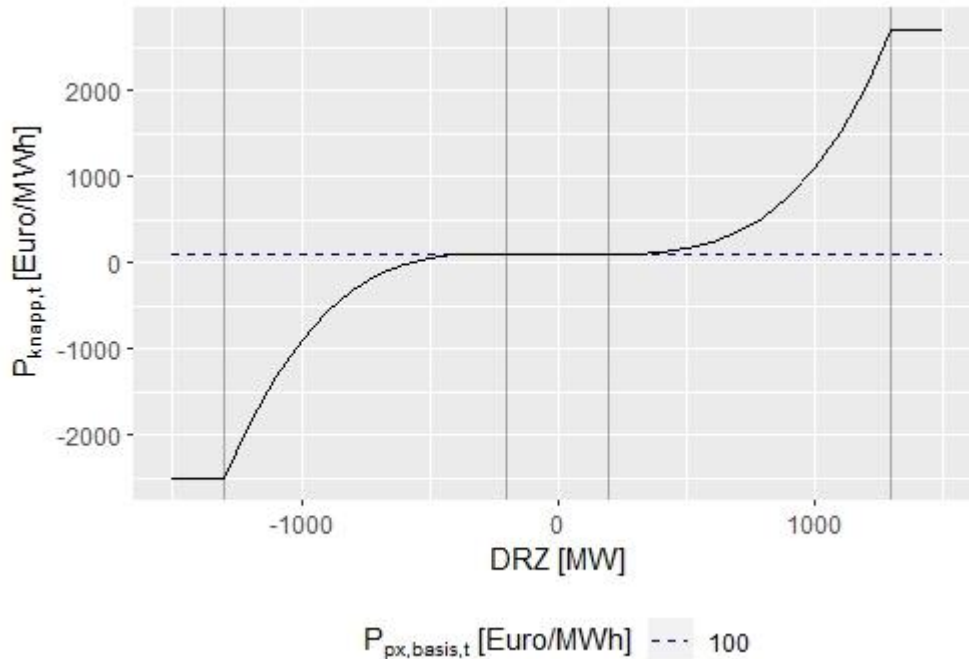
### 5.1.3 Berechnung des Preises der Knappheitsfunktion

Der Preis der Knappheitsfunktion  $P_{knapp,t}$  wird gebildet durch den Basisbörsenpreisindex  $P_{px,basis,t}$  und eine polynomische Funktion dritten Grades, in Abhängig von  $V_t$ . Die polynomische Funktion gilt lediglich in einem gewissen Bereich von  $V_t$ . Der Bereich wird vom Totband  $L_{tot}$  und der Kappung  $L_{kapp}$  begrenzt.

Der leistungsmäßige Schnittpunkt  $L_{Schnitt}$  sowie preismäßige Schnittpunkt  $P_{Schnitt}$  stellen Parameter der Funktion dar.

Der Basisbörsenpreisindex  $P_{px,basis,t}$  wird als gewichtete Summe der (nicht „gerampten“) Börsenindizes gebildet.

$$P_{px,basis,t} = P_{ID15,t} * w_{ID15,t} + P_{ID60,t} * w_{ID60,t} + P_{DA,pos,t} * w_{DA,t}$$



$$P_{knapp,t} := \begin{cases} P_{px,basis,t}, & \text{abs}(V_t) \leq L_{tot} \\ P_{px,basis,t} + \text{sgn}(V_t) * P_{Schnitt} * \left( \frac{\text{abs}(V_t) - L_{tot}}{L_{Schnitt} - L_{tot}} \right)^3, & L_{tot} < \text{abs}(V_t) \leq L_{kapp} \\ P_{px,basis,t} + \text{sgn}(V_t) * P_{Schnitt} * \left( \frac{L_{kapp} - L_{tot}}{L_{Schnitt} - L_{tot}} \right)^3, & L_{kapp} < \text{abs}(V_t) \end{cases}$$

### 5.1.4 Berechnung des Ausgleichsenergiepreises

Der Ausgleichsenergiepreis  $P_{A,t}$  errechnet sich nun als

$$P_{A,t} := \begin{cases} \min(P_{REneg,t}; P_{px,t}; P_{knapp,t}), & V_t < 0, \\ \max(P_{REpos,t}; P_{px,t}; P_{knapp,t}), & V_t \geq 0, \end{cases}$$

Sind alle Regelzonenabweichungen für den vorangegangenen Monat und alle das Vormonat betreffenden Kosten und Erträge der Angebotsverfahren bekannt, wird der Ausgleichsenergiepreis veröffentlicht.

### **5.1.5 Parameter der Ausgleichsenergiepreisformel**

$P_{ID15,mark}$	5 EUR/MWh
$P_{ID60,mark}$	10 EUR/MWh
$P_{DA,mark}$	15 EUR/MWh
$L_{Schwelle,ID15}$	200 MW
$L_{Schwelle,ID60}$	200 MW
$L_{tot}$	200 MW
$L_{kapp}$	1300 MW
$L_{Schnitt}$	1000 MW
$P_{Schnitt}$	1000 EUR/MWh
$L_{rampe}$	50 MW

### **5.1.6 Anwendung von Ersatzpreisen**

Sollten die endgültigen Daten gemäß Punkt 5.1.1 nicht bis zum Tag der Plausibilitätsprüfung entsprechend dem Clearingkalender vorliegen, ist der BKO berechtigt, den Börsenpreisindikator  $P_{px}$  gemäß 5.1.2 anstelle des Ausgleichsenergiepreises in den entsprechenden Viertelstunden anzuwenden. Der BKO wird bei Vorliegen der endgültigen Daten die Ausgleichsenergiepreise im Zuge einer Nachverrechnung unmittelbar korrigieren.

## **5.2 Zuordnung der Regelreservekosten**

Den Erlösen aus der Verrechnung der Ausgleichsenergie werden folgende Kosten und Erlöse des Monats gegengerechnet:

- Kosten und Erlöse aus den vom RZF für die Tertiärregelung gekauften und verkauften Energielieferungen
- Kosten und Erlöse aus den vom RZF für die Sekundärregelung gekauften und verkauften Energielieferungen
- Kosten und Erlöse aus den vom RZF gekauften und verkauften Energielieferungen des ungewollten Austausches
- Kosten und Erlöse aus Pönalen, einbehaltenen Leistungspreisen sowie Entgeltreduktion bei \_Verletzung Aktivierungspflicht
- Kosten und Erlöse aus den vom RZF für die regelzonenüberschreitenden Regelenergiekomponenten gekauften und verkauften Energielieferungen

- Kosten und Erlöse aus Korrekturen regelzonenüberschreitender Regelenergiekomponenten, sofern die Korrekturen Abrechnungszeiträume betreffen, die nicht länger als drei Jahre zurückliegen
- Kosten für Ausgleichsenergiemengen, welche nach Vertragskündigung durch den BKO nicht durch die Verwertung der individuellen Sicherheiten eines Marktteilnehmers gedeckt werden konnten. Diese Kosten sind gemäß ElWOG § 77a (4) auf ein Jahr zu verteilen.

Kosten und Erlöse aus der Ausgleichsenergieverrechnung werden den Kosten und Erlösen der unter Punkt 5.2 angeführten Komponenten gegenübergestellt und nach Monatsende zwischen BKO und RZF zur Verrechnung gebracht. Dabei werden die Erlöse aus der Ausgleichsenergieverrechnung zur Deckung der Kosten der obigen Liste herangezogen. Differenzbeträge werden durch den RZF verwahrt, bis eine gesetzliche Regelung ihre Verwendung festlegt.

## **6 Verrechnung des Zusätzlichen Abrechnungsmechanismus (ZAM)**

Kosten und Erlöse für die im Rahmen der Tertiärregelung zugekauften negativen Leistung werden getrennt von der Verrechnung der Ausgleichsenergie über einen zusätzlichen Abrechnungsmechanismus (ZAM) gemäß GLEB Artikel 44 (3) den Bilanzgruppen zur Verrechnung gebracht.

Für das ganze Monat wird der konstante Preis des ZAM  $P_{ZAM}$  (in €/MWh) als

$$P_{ZAM} := \frac{K_{TRL}}{E_{E+V}}$$

festgelegt, wobei  $E_{E+V}$  in dieser Formel die Summe der Erzeugungs- und Verbrauchsmenge aller Bilanzgruppen im Monat und  $K_{TRL}$  die Kosten der TRL Leistungsauktionen sind.

Nach Vorliegen sämtlicher Erzeugungs- und Verbrauchsmengen, in der Regel nach dem Ende der Datennachlieferungsfrist für das erste Clearing, wird der Preis des ZAM veröffentlicht.

## 7 Abkürzungsverzeichnis

APG	Austrian Power Grid AG
BG	Bilanzgruppe
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010
EPEX	EPEX SPOT SE
EXAA	EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
$E_{E+V}$	Erzeugungs- und Verbrauchsmenge aller Bilanzgruppen im Monat
GLEB	Verordnung (EU) 2017/2195 DER KOMMISSION vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem
$K_{TRL}$	Kosten der Tertiärregelung je Monat
$P_{ZAM}$	Preis des ZAM für den Monat
RZF	Regelzonenführer
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ZAM	zusätzlicher Abrechnungsmechanismus für Tertiärregelung