

**Explanatory Document**  
**zur Kostentragung der Regelreservekosten**  
**gemäß Electricity Balancing Guideline**  
**(EBGL)**

**Ausgleichsenergiepreismodell neu**

**Zusätzlicher Abrechnungsmechanismus für Terti-  
ärregelleistungskosten**

## PRÄAMBEL

Im vorliegenden Dokument werden die Hintergründe der notwendigen Änderungen am österreichischen Ausgleichsenergiepreismodell dargestellt. Außerdem enthält es eine Übersicht über das Gesamtsystem der neuen Kostentragung der Regelreservekosten, da die Änderungen aufgrund der Rollenverteilung über unterschiedliche Prozesse durch APG bzw. APCS beim Regulator eingereicht und zur Genehmigung vorgelegt werden.

Die Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (Guideline on Electricity Balancing, kurz EBGL) betraut die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (u.a.) mit der Bestimmung der Ausgleichsenergiepreisformel sowie mit der Abwicklung der Ausgleichsenergieverrechnung. Die Verordnung ermöglicht gemäß Artikel 13 (1) bzw. (4) allerdings die Übertragung bzw. Zuweisung einiger dieser Aufgaben an Dritte, wie zum Beispiel an APCS, (u.a.) durch den Mitgliedsstaat (im nationalen Rechtsrahmen). Bei einer Übertragung durch den ÜNB verbleibt – im Gegensatz zum aktuellen österreichischen Rechtsrahmen – die Verantwortung für die korrekte Erfüllung der Aufgaben beim ÜNB. Der Mitgliedsstaat kann Aufgaben an Dritte nur dann zuweisen, wenn diese keine direkte Zusammenarbeit, keine gemeinsamen Entscheidungen bzw. keine Vertragsbeziehungen mit ÜNB anderer Mitgliedstaaten erfordern. Die operative Durchführung der Ausgleichsenergieverrechnung erfüllt diese Voraussetzungen und kann entsprechend durch den Mitgliedsstaat im nationalen Rechtsrahmen an Dritte, konkret durch das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG) an den Bilanzgruppenkoordinator (BKO), zu welchem APCS benannt ist, zugewiesen werden. Die Festlegung der Formelgrundsätze für die Ausgleichsenergiepreisermittlung erfolgt auf europäischer Ebene im Rahmen der Harmonisierungsprozesse und kann daher nicht durch den Mitgliedsstaat im nationalen Rechtsrahmen an Dritte zugewiesen werden. Für die Erstellung der konkreten Ausgleichsenergiepreisformel, basierend auf den international erarbeiteten Grundsätzen, organisiert APG eine Expertenrunde im Rahmen des Marktforums. Dabei wird unter aktiver Einbindung von APCS, E-Control und Marktteilnehmern ein geeignetes nationales Preismodell diskutiert.

Dieses Dokument ist ein gemeinsames Dokument von APG und APCS.

## 1 – Rechtsgrundlage

Im Zuge des Inkrafttretens der EBGL werden Teile der nationalen Vorgaben des EIWOG unanwendbar. Dies führt unter anderem dazu, dass die „78-22 Regelung“ gemäß §69 (1) iVm §56 EIWOG, welche die Tragung der Kosten der Sekundärregelung regelt, nicht mehr angewendet werden kann. Die „78-22 Regelung“ besagt, dass 78% der Kosten für die Sekundärregelung durch das Systemdienstleistungsentgelt und der Rest über die Ausgleichsenergieverrechnung aufgebracht werden.

Die EBGL ist Teil einer der nationalen Gesetzgebung übergeordneten und direkt anwendbaren Rechtsmaterie und hat im Vergleich zu damit widersprüchlichen Regelungen des österreichischen EIWOG Vorrang. In diesem Zusammenhang sind besonders Artikel 44 und Artikel 55 relevant. Artikel 44 (1) (b) EBGL erfordert die Sicherstellung, *dass Bilanzkreisabweichungen zu einem Preis abgerechnet werden, der den Echtzeitwert der Energie widerspiegelt*. Ausgleichsenergiepreise haben gemäß Artikel 44 (1) (a) *angemessene wirtschaftliche Signale aussenden, die die herrschenden Bilanzkreisabweichungen widerspiegeln*, (f) *verzerrende Anreize für Bilanzkreisverantwortliche, Regelreserveanbieter un ÜNB vermeiden*, und (c) *Anreize für Bilanzkreisverantwortliche bieten, das Gleichgewicht aufrecht zu erhalten oder zur Wiederherstellung des Gleichgewichts im System beizutragen*. Entsprechend Artikel 55 (4) und (5) wird der Ausgleichsenergiepreis mindestens durch den *gewichteten Durchschnittspreis für [...] aktivierte Regelarbeit* bzw. den *Wert der vermiedenen*

*Aktivierung von Regularbeit* festgelegt. Zudem erfordert Artikel 44 (2) Kostenneutralität des ÜNB, die durch die zuständige Regulierungsbehörde sicherzustellen ist.

Bis Jahresende wird daher von APG und APCS, unter Einbezug der Expertenrunde und der E-Control ein neues Ausgleichsenergiepreismodell und eine neue Kostentragung der Regelreservekosten konzipiert, welche die Vorgaben der EBGL erfüllt und gleichzeitig die nicht widersprüchlichen Vorgaben des EIWOG weiter beibehalten. Dieses Modell (Ausgleichsenergiepreismodell 2019) soll mit 01.01.2019 in Kraft treten. Eine erneute, grundsätzliche Umgestaltung des Ausgleichsenergiepreismodells und der Kostentragung wird unter Einbeziehung der harmonisierten Vorgaben gemäß Artikel 52 EBGL sowie der für eine Umsetzung erforderlichen Anpassungen des nationalen Rechtsregimes ab 2020-2021 erwartet (Zielmodell).

## **2 – Auswirkungen auf Ausgleichsenergiepreis und Kostentragung der Regelreservekosten**

1. Für den Ausgleichsenergiepreis bedeuten die Vorgaben der Artikel 44 und 55, dass dieser für negative Bilanzkreisabweichungen (in Österreich: Bilanzgruppenabweichungen) mindestens dem gewichteten Durchschnittspreis für positive aktivierte Regularbeit bzw. für positive Bilanzgruppenabweichungen mindestens dem gewichteten Durchschnittspreis für negative aktivierte Regularbeit entsprechen muss. Die Einbeziehung weiterer Komponenten des Ausgleichsenergiepreises ist möglich, solange die obige Mindestanforderung nicht verletzt wird. Nettingpreise<sup>1</sup> sind hiervon nicht umfasst, da ausdrücklich nur aktivierte Regelenergie einzubeziehen ist, welche laut Artikel 2 (4) EBGL als *von einem Regelreserveanbieter bereitgestellte und von ÜNB für den Systemausgleich genutzte Energie* definiert ist. Auf Basis der Zuweisung durch das EIWOG reicht APCS diese Umsetzung durch eine Änderung der Modalitäten für Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) bei E-Control zur Genehmigung ein.
2. Die Kostentragung des neuen Ausgleichsenergiepreismodells sieht vor, dass die Kosten aller **Regelenergie**komponenten über die Einnahmen aus der Ausgleichsenergieverrechnung an die Bilanzgruppen getragen werden. Dies umfasst die gesamten Kosten aus Sekundärregelenergie, Ausfallsreserveenergie und Tertiärregelenergie sowie die Kosten des Imbalance Nettings<sup>2</sup> und die Kosten des Ungewollten Austausches (je 100%). Auf Basis der Zuweisung durch das EIWOG reicht APCS diese Umsetzung durch eine Änderung der Modalitäten für BGV bei E-Control zur Genehmigung ein.
3. Das Systemdienstleistungsentgelt bleibt grundsätzlich weiter bestehen. Die zu verrechnenden Komponenten reduzieren sich aufgrund der Berücksichtigung der gesamten **Regelenergie**komponenten der Sekundärregelung im neuen Ausgleichsenergiepreismodell auf die gesamten Kosten der Sekundärregel- und Ausfallsreserve**leistung** (je 100%) und werden von den Erzeugern mit Anschlussleistung von mehr als 5 MW getragen.
4. Mit Inkrafttreten der EBGL kann die Verrechnung der Tertiärregelleistungskosten nicht mehr wie bisher über die Ausgleichsenergie erfolgen, weswegen auf Anregung von E-Control ein sogenannter Zusätzlicher Abrechnungsmechanismus (ZAM) gemäß Artikel 44 (3) EBGL geschaffen wird. Die EBGL sieht dort einen Abrechnungsmechanismus zur Verrechnung von *Beschaffungskosten für Regelleistung, [...] Verwaltungskosten und sonstiger durch den Systemausgleich bedingter Kosten* vor. Das Ergebnis des ZAM ist gemäß Artikel 44 (3) EBGL an Bilanzgruppen, getrennt von der Ausgleichsenergieverrechnung, zu verrechnen. Im Rahmen der neuen Kostentragung wird der ZAM an die Bilanzgruppen auf Basis ihrer Erzeugungs- und

<sup>1</sup> Eine Ausnahme davon sind Nettingpreise, wenn diese die Mindestanforderung der durchschnittlichen Regelenergiepreise für positive Aktivierung nicht reduzieren bzw. diejenige für negative Aktivierung nicht anheben.

<sup>2</sup> Der Einbezug der Nettingkosten in die **Kostentragung** über die Bilanzgruppen ist als Teil des Echtzeitwerts der Energie GLEB-konform. Für die Ermittlung der **Ausgleichsenergiepreise** dürfen Nettingpreise jedoch nicht einbezogen werden.

Verbrauchsumsätze verrechnet. Ein solcher ZAM schafft kein Präjudiz für eine zukünftige Gesetzesregelung. APG reicht einen Antrag auf Genehmigung eines ZAM bei E-Control ein.

5. Für die Kostentragung der Primärregelleistungskosten durch die Erzeuger mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW ergibt sich keine Änderung.

### 3 – Kostenneutralität des ÜNB

1. Die bis Ende 2018 gültige Ausgleichsenergiepreisformel zielt auf vollständige Kostendeckung ab. Die angelaufenen und entsprechend (z.T. anteilig) über die Ausgleichsenergie zu verrechnenden Kosten werden durch die Festlegung der Parameter über die Ausgleichsenergieverrechnung mit den Bilanzgruppen eingenommen.
2. Durch die Anwendung der neuen Ausgleichsenergiepreisformel, welche die Anforderungen aus Artikel 55 EBGL erfüllt, ist eine Kostendeckung nicht mehr zwingend zu erwarten, vielmehr werden sich Mehr- oder Mindereinnahmen aus der Ausgleichsenergieverrechnung ergeben. Mehrerlöse resultieren u.a. aus der Berücksichtigung der Preise der aktivierten Regelenergie, nicht aber der Preise der günstiger beschafften Netting-Volumina (vgl. Artikel 55 EBGL) im Ausgleichsenergiepreis. Mindererlöse resultieren bei entstandenen Regelenergiekosten in beide Abrechnungen, von denen jedoch nur jene Preise der überwiegenden Richtung den Ausgleichsenergiepreis setzen. Eine Abschätzung der APCS auf Basis historischer Regelreservedaten und unter Berücksichtigung der Anforderungen der EBGL hat ergeben, dass vorraussichtlich mit Mehrerlösen zu rechnen sein wird.
3. Artikel 44 (2) der EBGL verpflichtet den Regulator, die finanzielle Neutralität des ÜNBs sicherzustellen. Ein allfälliges finanzielles Ergebnis aus der Abrechnung ist *nach anwendbaren nationalen Bestimmungen an die Netznutzer* weiterzugeben. Da aktuell keine anwendbaren nationalen Bestimmungen bestehen, sind auf Empfehlung der E-Control die Mehr-/Mindererlöse aus der Ausgleichsenergieverrechnung so lange zu verwahren, bis ihre Weitergabe bzw. Aufbringung gesetzlich geregelt ist. Dies wird mit der EIWOG-Novelle erwartet, welche zuletzt vom Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) für Ende 2019 angekündigt wurde.

### Artikel 4 – Übersicht über die Kostentragung der Regelreservekosten

Die folgende Übersicht stellt die geplante Kostentragung der Regelreservekosten ab 01.01.2019 bis zum Inkrafttreten des Zielmodells (auf Basis der für 2019 angekündigten gesetzlichen Neuregelung) dar.

Kostenkomponente	Verrechnungsmechanismus	Kostenträger	Rechtliche Basis
<b>Primärregelleistung</b>	Direkte Verrechnung durch ÜNB	Erzeuger mit Engpassleistung von mehr als 5 MW	§68 EIWOG 2010
<b>Sekundärregelleistung</b>	Systemdienstleistungsentgelt	Erzeuger mit Anschlussleistung von mehr als 5 MW	§69 EIWOG 2010
<b>Ausfallsregelleistung</b>			

<b>Tertiärregelleistung</b>	Zusätzlicher Abrechnungsmechanismus	Bilanzgruppen, auf Basis der Erzeugungs- und Verbrauchsumsätze	Antrag gemäß EU-VO 2017/2195 Artikel 44 (3), durch APG bei E-Control eingereicht
<b>Sekundärregelenergie</b>	Ausgleichsenergieverrechnung*	Bilanzgruppen, gemäß Art. 52 EBGL auf Basis des Ungleichgewichts (Bilanzgruppenabweichungen)	Änderungsantrag der Modalitäten und Methoden für BGV, Anpassungen gemäß EU-VO 2017/2195 Artikel 44 iVm Artikel 5, auf Basis der Zuweisung durch das EIWOG durch APCS bei E-Control eingereicht
<b>Energie aus Ausfallsreserve</b>			
<b>Tertiärregelenergie</b>			
<b>Imbalance Netting</b>			
<b>Ungewollter Austausch</b>			
<b>Mehr-/Mindererlöse aus der Ausgleichsenergieverrechnung</b>	Auf Empfehlung der E-Control Verwahrung auf Sonderkonto bei APG bis zur gesetzlichen Regelung	Netznutzer	fehlende anwendbare nationale Bestimmungen zur Weitergabe an die Netznutzer gemäß EU-VO 2017/2195 Artikel 44 (2)

\* Die Ausgleichsenergiepreisformel ist Teil der Modalitäten und Methoden für BGV und wird mit dem Änderungsantrag gemäß EU-VO 2017/2195 Artikel 55 auf Basis der Zuweisung durch das EIWOG 2010 durch APCS bei ECA eingereicht.

## Artikel 5 – Ausgleichsenergiepreismodell neu

1. Die neue Ausgleichsenergiepreisformel beinhaltet neben der Mindestanforderung gemäß Artikel 55 EBGL, nach der der Ausgleichsenergiepreis je nach Richtung mindestens dem Preis der aktivierten Regelenergie entsprechen muss, auch eine Referenz der Börsenpreise. Je nach Richtung der Deltaregelzone wird der jeweils extremere Preis als Ausgleichsenergiepreis festgesetzt. Auf diese Weise wird eine Glattstellung der Bilanzgruppen angereizt und der Grundsatz gemäß Artikel 44 (1) (c) EBGL berücksichtigt. Auf eine kostenbasierte Aufschlagsfunktion wird im AE-Preismodell vollständig verzichtet. Dies folgt dem Grundsätzen der EBGL, wonach Kostentragung der Regelreservekosten und Ausgleichsenergiepreisbildung unabhängig voneinander erfolgen. Die geforderten Grundsätze für Anreize, angemessene, wirtschaftliche Signale darzustellen und verzerrende Anreize zu verhindern gemäß Artikel 44 (1) (a) und (f) EBGL werden erfüllt.
2. Um einen starken Anreiz für Bilanzgruppen zu setzen, sich durch Marktaktivitäten und nicht durch Ausgleichsenergie auszugleichen, setzt ein Börsenpreisindikator das Minimum des Ausgleichsenergiepreises (bei Unterdeckung der Regelzone) bzw. das Maximum bei Überdeckung. Auf Basis von Konsultationsrückmeldungen wurde die Berücksichtigung der Börsenpreise konkretisiert. Als geeignetstes Börsenpreissignal für die korrekte Anreizsetzung wird jenes des kurzfristigsten Preises im Intraday-Markt für die jeweilige ¼ Stunde angesehen. Jedoch müssen Vorkehrungen getroffen werden, um ungeeignete Anreize durch eine nicht ausreichende Liquidität des Intraday-Marktes zu vermeiden. Zum aktuellen Zeitpunkt ist der österreichische Intraday-Markt laut Einschätzung von APG wie auch von externen Beratern nicht zu jeder Zeit ausreichend liquide. Dies gilt in noch stärkerer Ausprägung für den ¼ h

Intraday-Markt. Daher wird zum jetzigen Zeitpunkt der stündliche ID3-Indikator der EPEX-Spot herangezogen um Liquiditätseffekte bestmöglich zu vermeiden. Darüberhinaus ist bis auf Weiteres der Einbezug eines Day Ahead-Preises bei unzureichender Liquidität unbedingt geboten. Als Day-Ahead Preis wird das Maximum NEMOS für das österreichische Marktgebiet aus dem Market-Coupling (12:00 Auktion) angewendet. Hinweis: Im Normalfall sind die Preise durch das Market-Coupling ohnehin ident.

3. Als Maß für die Liquidität wird das gehandelte Volumen (Mittelwert aus Buy und Sell) angewendet. Die gewichtete Berücksichtigung von ID- und DA-Indikatoren erfolgt entsprechend der folgenden Formel:

Wenn:  $ID\_Vol \leq \text{Schwellenwert}$

- $Faktor\_DA + Faktor\_ID3 = 1$
- $Faktor\ ID3 = 1 - ((ID\_Vol - \text{Schwellenwert}) / \text{Schwellenwert})^2$ ;

Wenn:  $ID\_Vol > \text{Schwellenwert}$

- $Faktor\ ID3 = 1$

Bei Volumina knapp unter dem Schwellwert wird der stündliche ID3-Indikator damit weiterhin mit überproportionaler Gewichtung für den Ausgleichsenergiepreis berücksichtigt. Liegt das gehandelte Volumen für eine Stunde jedoch deutlich unter dem Schwellenwert, wird der ID3-Indikator mit wesentlich geringerer Gewichtung berücksichtigt und der DA-Indikator findet stärker gewichtet Eingang als Schranke für den Ausgleichsenergiepreis. Der Schwellwert wird für den Start des Modells auf 200 MWh/h festgelegt.

Es ist darauf hinzuweisen, dass aufgrund der zum aktuellen Zeitpunkt beschränkten Verfügbarkeit von Marktdaten des österreichischen Intraday-Marktes über den in Artikel 6 EBGL vorgesehenen Änderungsprozess eine zeitnahe Anpassung der Methodik zur Berücksichtigung von Börsepreisen notwendig werden könnte.

Die Berechnung des anzuwendenden Börserpreises ergibt sich nun wie folgt:

$$P_{X,t} := P_{DA,t} \cdot Faktor_{DA,t} + P_{ID,t} \cdot Faktor_{ID3,t}$$

## **Artikel 6 – Zusätzlicher Abrechnungsmechanismus für Tertiärregelleistungskosten**

1. Mit Inkrafttreten der EBGL kann die Verrechnung der Tertiärregelleistungskosten nicht mehr wie bisher über die Ausgleichsenergie erfolgen, weswegen auf Anregung von E-Control ein ZAM gemäß Artikel 44 (3) EBGL eingerichtet wird. Im Rahmen der neuen Kostentragung wird der ZAM den Bilanzgruppen auf Basis ihrer Erzeugungs- und Verbrauchsumsätze verrechnet. Artikel 44 (3) EBGL erfordert die Begründung einer von der vorzugsweisen Funktion der Knappheitspreisbildung abweichenden Verrechnungsgrundlage. Aufgrund der zukünftig deutlich höheren Ausgleichsenergiepreise scheint die Verwendung einer Funktion der Knappheitspreisbildung nicht geboten. Die Verrechnung auf Basis der Erzeugungs- und Verbrauchsumsätze der Bilanzgruppen schafft eine breite Verrechnungsbasis und ausgewogene Belastung von sowohl erzeuger- als auch verbrauchsdominierten Bilanzgruppen.

- 
2. In den Konsultationsrückmeldungen hat APG keine hinreichend eindeutige Begründung dafür enthalten, den konsultierten Antrag in Bezug auf die Verrechnungsbasis zu ändern.