

**Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG zur Konsultation
zur Weiterentwicklung des Moduls 1 des Ausgleichsenergiepreises
(Änderungsvorschlag gemäß Art. 6 Abs. 3 i. V. m. Art. 18 Abs. 6 lit. k, Art. 55 der
Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer
Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EB-V0))**

29.04.2021

Anreize für Marktteilnehmer und finanzielle Neutralität der ÜNB

Im Begleitdokument werden umfangreiche Anreize aufgelistet, die durch das Ausgleichsenergiepreissystem auf Marktteilnehmer (BKV, Handel, Regelenergieanbieter) wirken. Allerdings werden bei der Ausgestaltung und Motivation des Konsultationsvorschlages nur die Anreize für BKV und Handel berücksichtigt. Wie sich die Vorschläge für Modul 1 positiv auf den Anreiz zum Bieten von Regelleistung und der korrekten Vorhaltung und Erbringung auswirken, wird nicht erläutert.

Aus Sicht der EnBW ist die finanzielle Neutralität bzw. ein (tendenziell) kostenneutrales Ausgleichsenergiesystem des ÜNB der Schlüssel für die Ausgewogenheit der ausführlich beschriebenen Anreize auf die verschiedenen Marktteilnehmer. Für geringe Mehr- oder Mindererlöse kann dann eine entsprechende Regelung definiert werden. Aber die Einhaltung der Forderung nach finanzieller Neutralität des ÜNB kann nicht durch einen reinen Verwendungsnachweis für überschüssige Erlöse erschlagen werden.

Mehr – bzw. Mindererlösen

Wie ausgeführt ist die finanzielle Neutralität ein zentraler Aspekt für ein ausgewogenes Anreizsystem. Zwar kann für geringe Mehr- oder Mindererlöse eine entsprechende „Verteilungsregelung“ beschrieben werden, aber die Vorgabe der finanziellen Neutralität des ÜNB kann nicht mit einem reinen Verwendungsnachweis für „überschüssige Erlöse“ erfüllt werden. Wir plädieren deshalb für Regelungen, die mögliche Mehrerlöse erst gar nicht entstehen lassen bzw diese so gering wie möglich zu halten.

Da bei Modul 1 eine Kombination der Preise für aFRR und mFRR über den Höchstpreis vorgesehen ist, wird die Ausgleichsenergieabrechnung nach Modul 1 tendenziell zu Mehrerlösen gegenüber der Regelenergieabrechnung führen. Ebenso werden für Modul 2 und Modul 3 aufgrund ihrer anreizsteigernden Funktionen, sowie über die Engpassrenten der MARI und PICASSO Plattformen, in jedem Fall Mehrerlöse entstehen. Insofern ist die Gefahr, dass den ÜNB Mindererlöse drohen gering.

Vor diesem Hintergrund ist es für uns nicht nachvollziehbar, warum in Artikel 4 bei der Kombination der Preise für aFRR und mFRR der Grenzpreis vorgeschlagen wird, insbesondere da bei der Bepreisung von Regelarbeit bewusst auf ein cross-product-marginal-pricing verzichtet wurde.

Wir lehnen deshalb die Verwendung des Grenzpreises in Artikel 4 ab und schlagen stattdessen vor, ebenso wie bei der Ermittlung der produktspezifischen Preise auf einen mengen-gewichteten Mittelwert überzugehen.

Falls dennoch die Maximumregel umgesetzt werden sollte, ist ein Verfahren zu entwickeln, wie finanzielle Neutralität der ÜNB sichergestellt wird und Mehrerlöse bei den ÜNB an die BKV zurückfließen können.

Zusatzmaßnahmen in Modul 1

Wir begrüßen die Entkopplung sogenannter Zusatzmaßnahmen von der Ausgleichsenergiepreisberechnung. Allerdings muss zusätzlich über ein entsprechendes Monitoring sichergestellt werden, dass auch in angespannten Situationen zunächst auf die kontrahierte Regelleistung zurückgegriffen wird und dem ÜNB keine Möglichkeit zur Arbitrage zwischen Regelleistung und Zusatzmaßnahmen entsteht.

Sollten die Zusatzmaßnahmen in Extrem-situationen dennoch erforderlich werden und zu Minder-/Mehrerlösen führen, stehen diesen Kosten auch mögliche Mehrerlöse aus der Börsenpreiskopplung und Knappheitskomponente (Module 2 und 3) entgegen.

Harmonisierung

Die EBGL hat als eine zentrale Grundidee die europäische Harmonisierung der Systeme für Regel- und Ausgleichsenergie. Allerdings sieht die ISHM erhebliche Freiheitsgrade für die Umsetzung vor, was gerade nicht zu einem europäisch einheitlichen Vorgehen führen kann und damit zu sehr unterschiedlichen Ausgleichsenergiesystem mit stark abweichenden finanziellen Anreizsystemen.

Damit ein level-playing field gegeben ist und keine entsprechenden Nachteile für deutsche Regelenergieanbieter entstehen, plädieren wir für ein möglichst einheitliches Vorgehen der betroffenen ÜNB; eine enge Abstimmung der Vorgaben ist dabei unerlässlich. Hierbei ist insbesondere zu klären, wie mit Mitgliedstaaten umgegangen wird, deren Ausgleichsenergiesystem zwar auf Basis des ISHM gestaltet werden soll, die aber noch nicht an MARI und PICASSO teilnehmen (dh die Derogationsmöglichkeit nutzen).

Umsetzungsdatum

Wir plädieren dafür, dass den Start der Anwendung des Modul 1 mit der Einführung der PICASSO-Plattform zusammenzulegen.

Kontakt:

Dr. Bernhard Walter
Market Design & Regulatory Affairs (Trading)
b.walter@enbw.com



EFET Deutschland
Verband Deutscher Energiehändler e.V.
Schiffbauerdamm 40
10117 Berlin
Tel: +49 30 2655 78 24
Fax: +49 30 2655 78 25
www.efet-d.org
de@efet.org

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

Per E-Mail an: aep@regelleistung.net

30.04.2021

**Stellungnahme zur Konsultation zur AEP-Bestimmung auf Basis der Preise und
Volumen der Regelernergie (Modul 1) sowie Umsetzung der ACER-Vorgabe vom
15.07.2020 Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISHM)**

EFET unterstützt die Verbesserung und Stärkung von Anreizen für eine gute Bilanzkreisbewirtschaftung. Dies ist wichtig für das Funktionieren der Strommärkte in Deutschland und Europa.

Grundsätzlich stellt der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber eine nachvollziehbare Umsetzung des Imbalance Settlement Harmonization Methodology (ISHM) dar:

- Die Herangehensweise der ÜNB, für den produktspezifischen Preis den volumengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) zu wählen, ist sinnvoll.
- Von ÜNBs getätigte Börsengeschäfte, OTC-Geschäfte, die Nutzung der Notreserven aus dem Ausland und Abschaltbare Lasten nicht in die Berechnung des AEPs einfließen zu lassen, wird bereits von der ISHM vorgeschrieben.
- Auch die Definition des Wertes der vermiedenen Aktivierung für die Viertelstunden, in denen keine Regularbeit aktiviert, aber Energie über das „Imbalance Netting“ durch die ÜNBs ausgetauscht wird, ist sinnvoll.
- Die neuen Regelungen zeitgleich mit der Implementierung der aFRR und mFRR Zielmarktdesigns einzuführen ist sachgerecht.

Nichtsdestotrotz sehen wir noch Verbesserungsspielraum in den folgenden Punkten:

1. Kostenneutralität des Systems

Es ist zu erwarten, dass die vorgeschlagene Berechnungsmethodik für den Ausgleichsenergiepreis zu Mehreinnahmen auf ÜNB-Seite führt. Da das Modul 1 die Verwendung des Maximums/ Minimums der produktspezifischen Preise vorsieht, führt allein das schon zu strukturellen Mehrerlösen, welche durch die Anwendung der Module 2 und 3 noch verstärkt werden. Gemäß dem Vorschlag der ÜNB würden diese Mehreinnahmen aus dem Regelenergiesystem zur Minderung der Netznutzungsentgelte genutzt. Dies ist unserer Meinung nach eine Zweckentfremdung und nicht wünschenswert.

Eine gemäß ISHM zulässige Alternative wäre, anstatt dem Minimum/ Maximum der produktspezifischen Preise auch hier den VWAP zu verwenden. Dies hätte den Vorteil, dass die Mehrerlöse von vorneherein geringer ausfallen würden.

Die ISHM sieht darüber hinaus die Möglichkeit einer Komponente im Ausgleichsenergiepreis, die die finanzielle Neutralität der ÜNB sicherstellt, ausdrücklich vor. Wir wären dafür, von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen. Vorstellbar wäre eine Ausschüttung der Mehrerlöse an die BKVs basierend auf die Summe der jeweiligen Unausgeglichenheit in dem Monat. Eine Alternative könnte sein, diese Mehreinnahmen an die Lieferanten von Regelarbeit auszuzahlen.

Mit diesen Maßnahmen wären die Kostenneutralität des Systems wiederhergestellt, die Anreizwirkung der Ausgleichsenergiepreise nicht beeinträchtigt und, im Falle der Ausschüttung an Regelarbeiterbringer, der Anreiz zur Teilnahme am Regelarbeitsmarkt gestärkt.

Wir wünschen uns an dieser Stelle ein jährliches Monitoring der Erlössituation, auf dessen Basis jeweils der Einfluss der drei Module auf die Mehr- oder Mindererlöse bewertet werden kann.

2. Weitere Europäische Harmonisierung ist notwendig

Das ISHM wird der Grundidee der Electricity Balancing Guideline, einer Harmonisierung der Systeme für Regel- und Ausgleichsenergie, nicht wirklich gerecht. Daher wünschen wir uns von den ÜNBs, die nationalen Implementierungen möglichst grenzüberschreitend abzustimmen.

3. Transparenzregeln

Eine vorläufige Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise bereits acht Werktage nach dem Erfüllungstag stellt eine erhebliche Verbesserung im Vergleich zur derzeitigen Veröffentlichung dar. Da die für die Berechnung notwendigen Komponenten bereits früher verfügbar sind, sollte der Vorschlag der ÜNBs in diesem Punkt noch ambitionierter gestaltet werden. Vorstellbar wäre eine Veröffentlichung des Ausgleichsenergiepreises unmittelbar nach Ende der Bilanzierungsperiode, spätestens am Folgetag.

Darüber hinaus sollte kontinuierlich für Marktteilnehmer für jede Viertelstunde im Nachhinein nachvollziehbar gemacht werden, ob die Knappheitskomponente, die Börsenpreiskopplung, der Wert der vermiedenen Aktivierung oder Regelarbeitspreise selbst den Ausgleichsenergiepreis bestimmt haben.

Im Workshop wurde die Transparenz des Systemzustands, insbesondere die Echtzeitveröffentlichung des NRV-Saldos thematisiert und dazu aufgefordert, zu diesem Punkt Stellung zu beziehen. EFET befürwortet verbesserte Transparenz und würde auch die Prüfung einer Echtzeitveröffentlichung des NRV-Saldos begrüßen. Im Vordergrund müssten bei einer solchen Prüfung Vorteile stehen, die mit einer höheren Transparenz für alle Marktteilnehmer einhergehen. Dabei wäre es wichtig, auch das Zusammenspiel einer solchen Veröffentlichung mit der Pflicht der Bilanzkrestreue zu beleuchten. Mit Einführung der Plattformen PICASSO und MARI sollten auch auf europäischer Ebene eine höhere Transparenz in Bezug auf das Saldo des Gesamtsystems und der Veröffentlichung von AEPs angestrebt werden.

EFET würde auch begrüßen, wenn die ÜNBs den Einsatz von Zusatzmaßnahmen (Börsengeschäfte, OTC-Geschäfte, die Nutzung der Notreserven aus dem Ausland und Abschaltbare Lasten) sowie die damit verbundenen Kosten regelmäßig veröffentlichen würden.

Für weitere Fragen und Anregungen stehen wir gerne jederzeit zur Verfügung.

EFET Deutschland

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

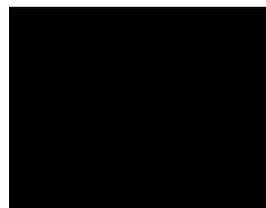
b.lempp@efet.org

An die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Per E-Mail an: aep@regelleistung.net

MCM – Market Design & Regulatory Affairs

Ihre Zeichen
Ihre Nachricht
Unsere Zeichen
Name
Telefon
Telefax
E-Mail



Essen, 30.4.2021

Stellungnahme der RWE Supply & Trading GmbH zur Konsultation der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur AEP-Bestimmung auf Basis der Preise und Volumen der Regelenergie (Modul 1)

Sehr geehrte Damen und Herren,

Vielen Dank für die Gelegenheit, im Rahmen dieser Konsultation zum Inhalt des Antrags der Übertragungsnetzbetreiber Stellung zu nehmen.

Wir begrüßen die vorgeschlagenen Änderungen, die darauf abzielen, das in der Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISHM) von ACER formulierte EU-Zielmodell in Deutschland umzusetzen. Die überarbeiteten Regelungen zeitgleich mit der Implementierung des aFRR und mFRR Zielmarktdesigns einzuführen, ist sachgerecht. Dies sollte unseres Erachtens spätestens im ersten Quartal nächsten Jahres geschehen.

Kostenneutralität des Systems

Es ist zu erwarten, dass die vorgeschlagene Berechnungsmethodik für den Ausgleichsenergiepreis zu Mehreinnahmen auf ÜNB-Seite führt. Da das Modul 1 die Verwendung des Maximums/ Minimums der produktspezifischen Preise vorsieht, führt allein das schon zu strukturellen Mehrerlösen, welche durch die Anwendung der Module 2 und 3 noch verstärkt werden. Gemäß dem Vorschlag der ÜNB würden diese Mehreinnahmen aus dem Regelenergiesystem zur Minderung der Netznutzungsentgelte genutzt.

Die ISHM sieht als Alternative die Möglichkeit einer Komponente im Ausgleichsenergiepreis, die die finanzielle Neutralität der ÜNB sicherstellt, ausdrücklich vor. Wir wären dafür, diese Möglichkeit in Erwägung zu ziehen. Um die gewünschte Anreizwirkung des Ausgleichsenergiepreises nicht zu verzerren, sollte eine solche Rückzahlung der Mehreinnahmen in anderer zeitlicher Granularität stattfinden, als die Bilanzkreisabrechnung selbst. Vorstellbar wäre eine Ausschüttung der Mehrerlöse an die BKVs basierend auf die Summe der jeweiligen Unausgeglichenheit in dem Monat. Eine Alternative könnte sein, diese Mehreinnahmen an die Lieferanten von Regelarbeit auszusahlen.

RWE Supply & Trading GmbH

RWE Platz 6
45141 Essen

T +49 201 5179-0
F +49 201 5179-5299
I www.rwe.com

Aufsichtsrat:
Dr. Markus Krebber
(Vorsitzender)

Geschäftsführung:
Andree Stracke
Dr. Michael Müller
Peter Krembel
Ulf Kerstin

Sitz der Gesellschaft: Essen
Eingetragen beim
Amtsgericht Essen
Handelsregister-Nr.
HRB 14 327

Deutsche Bank Essen
BLZ 360 700 50
Kto.-Nr. 299 070 300
SWIFT: DEUTDEDE
IBAN: DE68 3607 0050
0299 0703 00

Ust.-IdNr. DE 8130 22 070
Ust.-Nr. 112/5717/1032

...

Damit wäre die Kostenneutralität des Systems hergestellt, die Anreizwirkung der Ausgleichsenergiepreise nicht beeinträchtigt und, im Falle der Ausschüttung an Regelarbeitsbringer, der Anreiz zur Teilnahme am Regelarbeitsmarkt gestärkt.

Wir wünschen uns an dieser Stelle ein jährliches Monitoring der Erlössituation, auf dessen Basis jeweils der Einfluss der drei Module auf die Mehr- oder Mindererlöse bewertet werden kann.

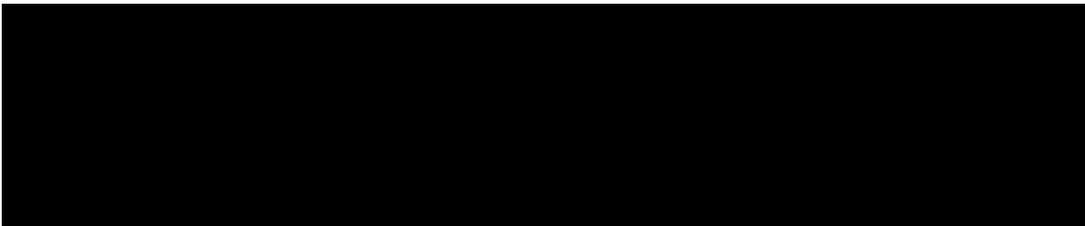
Transparenzregeln

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, die Elemente des Ausgleichsenergiepreises acht Werktage nach dem Erfüllungstag zu veröffentlichen, was eine erhebliche Verbesserung im Vergleich zur derzeitigen Veröffentlichung darstellt. Da die für die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises notwendigen Komponenten bereits früher verfügbar sind, sollte der Vorschlag in diesem Punkt noch ambitionierter gestaltet werden. Vorstellbar wäre eine Veröffentlichung des Ausgleichsenergiepreises selbst unmittelbar nach Ende der Bilanzierungsperiode, spätestens am Folgetag.

Im Workshop wurde die Transparenz des Systemzustands, insbesondere die Echtzeitveröffentlichung des NRV-Saldos thematisiert und dazu aufgefordert, zu diesem Punkt Stellung zu nehmen. Grundsätzlich sind Transparenzgewinne natürlich zu begrüßen. Hier sollte allerdings vor einer Entscheidung zunächst das Zusammenspiel einer solchen Veröffentlichung mit der Pflicht der Bilanzkreistreue geprüft werden, um Fehlanreize zu vermeiden. Außerdem müsste geprüft werden, inwiefern die Veröffentlichung alleine der deutschen Daten hier eine wesentliche Aussagekraft enthält, oder ob nicht vielmehr eine europäische Lösung anzustreben wäre.

Für weitere Fragen und Anregungen stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße,



30.04.2021

Versendet bei E-Mail an: aep@regelleistung.net

Stellungnahme zur Konsultation zur AEP-Bestimmung auf Basis der Preise und Volumen der Regelenergie (Modul 1)

Sehr geehrter Damen und Herren,

In Bezug auf die Konsultation zur AEP-Bestimmung auf Basis der Preise und Volumen der Regelenergie (Modul 1) möchte Centrica plc wie folgt Stellung nehmen.

Centrica begrüßt den Umsetzungsvorschlag der Übertragungsnetzbetreiber zum Modul 1, da er eine sachegerechte Implementierung der europäischen Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISHM) darstellt. Insbesondere die Wahl den volumengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) für die produktspezifischen Preise von mFRR und aFRR anzuwenden ist nachvollziehbar.

Im Sinne eines funktionierenden europäischen Markts für Ausgleichsenergie, sehen wir auch die Notwendigkeit den deutschen NRV-Saldo in Echtzeit zu veröffentlichen. Dies ist ein wichtiger Baustein in der grenzüberschreitenden Harmonisierung und wird die Transparenz maßgeblich verbessern. Die im heutigen System verzögerte Veröffentlichung des NRV-Saldos erzeugt eine Informationsasymmetrie zwischen Anbietern von Regelleistung und anderen Marktteilnehmern. Hierdurch entsteht dem Anbieter ein preisrelevanter Vorteil im Intraday Markt, welcher durch die Einführung der europäischen Plattformen noch weiter verstärkt wird. Es ist daher sachgerecht den Umsetzungsvorschlag Modul 1 um diesen Punkt zu erweitern.

Wir freuen uns darauf, mit Ihnen über die im Brief hervorgehobenen Punkte zu sprechen und stehen zur weiteren Diskussion zu Ihrer Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Jan Gibbert
Regulatory Manager
Centrica plc

TEAG Thüringer Energie AG · Postfach 90 01 32 · 99104 Erfurt

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 6
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

26. April 2021

Stellungnahme TEAG zum Konsultationsverfahren zur überarbeiteten Berechnung des Ausgleichsenergiepreises

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit am „Konsultationsverfahren zur überarbeiteten Berechnung des Ausgleichsenergiepreises gemäß Art. 18 (6) lit. k) EB-VO“ teilnehmen zu können.

Die Implementierung des Regelenenergiemarktes zum 01.11.2020 hat gezeigt, dass die damit verbundenen Erwartungen hinsichtlich geringerer Bereitstellungspreise für Regelleistung (aFRR, mFRR) nicht erfüllt wurden. Der neue Regelenenergiemarkt hat zu komplexeren und aufwändigeren Prozessen im Rahmen der Gebotsabgabe geführt, die potentielle Marktteilnehmer ausschließen. Es wurden keine Rahmenbedingungen auf ÜNB-Seite geschaffen, um neue Marktteilnehmer und Interessenten in diesem Markt zu integrieren. In dieser Konsequenz ist der aktuelle Regelenenergiemarkt in Deutschland durch zu wenige Anbieter und damit durch zu wenig Wettbewerb geprägt. Dieser Tatbestand wurde von der BNETZA in dem Beschluss BK6-20-370 vom 16.12.2020 und der damit verbundenen Wiedereinführung der technischen Preisobergrenze in Höhe von 9.999 €/MWh ebenfalls so gesehen.

In diesem Kontext müssen sämtliche den Regelenenergiemarkt sowie die Ausgleichsenergiepreisbildung betreffende und zu beschließende Maßnahmen bewertet werden. Alle Entscheidungen müssen dahingehend geprüft werden, ob diese der Förderung des Wettbewerbs am Regelenenergiemarkt dienlich sind. Es ist also im Rahmen des anstehenden Konsultationsverfahrens zu prüfen, ob die

TEAG Thüringer Energie AG
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt
www.teag.de

Alexander Ptok
Telefon +49 361 652-2938
Fax +49 361 652-2053
Mobil +49 151 16141950
Alexander.Ptok@teag.de

Vorsitzender
des Aufsichtsrats:
Dr. Karl Kauermann

Vorstand:
Stefan G. Reindl
(Sprecher des Vorstands)
Wolfgang Rampf
Dr. Andreas Roß

Sitz: Erfurt
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt
Registergericht Jena
HRB 502044
USt-IdNr. DE258057295

Deutsche Bank AG Erfurt
IBAN DE46 8207 0000 0133
8888 00
BIC DEUTDE33HAN

UniCredit Bank AG Erfurt
IBAN DE63 8202 0086 0003
9155 06
BIC HYVEDE33HAN



Regelenergie und zu einer verursachungsgerechten Weiterverrechnung der bei den ÜNB entstandenen Abrufkosten in Richtung der BKV führen.

Grundsätzlich halten wir jegliche Maßnahmen für zweckmäßig, die den Wettbewerb am Regelenergiemarkt fördern. Vor diesem Hintergrund betrachten wir die Schaffung der europäischen Regelenergieplattformen MARI und PICASSO als positiv, um eine größere Anzahl von Regelleistungsanbietern im europäischen Binnenmarkt anzusprechen.

Das Modul 1 betreffend führen Sie aus: „In Bezug auf die Komponenten, die in die AE-Preisbestimmung einfließen dürfen, lässt Artikel 9 der ISHM nur eine beschränkte Auswahl an Preisen und Volumen (ISHM Art. 9 (3) bis (5)) zur Verwendung zu – im Wesentlichen wird der AEP durch die Preise und Volumen der Regelarbeit, die zukünftig über die europäischen Plattformen MARI (mFRR) und PICASSO (aFRR) abgewickelt werden, bestimmt. Darüber hinaus definiert die ISHM, welche Preise und Volumen wahlweise berücksichtigt werden können (Art. 9 (3)). Bei der Verrechnung der AE Preiskomponenten sind gemäß Art. 9 (1) & (2) ISHM sowohl das Marginal Pricing (MP) als auch der Volume Weighted Average Pricing (VWAP) zulässig.

Bisher werden die AEP gemäß den Anforderungen der StromNZV im ersten Schritt, d. h. vor Anwendung weiterer Anpassungsschritte, kostenbasiert als mengengewichteter Mittelwert der Preise der abgerufenen Regelenergieprodukte bzw. weiterer für den Bilanzausgleich eingesetzter Energieeinspeisungen bzw. -entnahmen (z. B. aus Imbalance Netting im IGCC, Börsenhandel, Notreserven anderer ÜNB etc.) ermittelt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Abrufe von Regelenergie auf Gebotspreisbasis vergütet werden und die genauen Kosten des Regelenergieabrufs erst im Rahmen der Regelenergieabrechnung festgestellt werden können. Gemäß den Anforderungen der EB-VO (Artikel 30) wird die Bepreisung von Regelenergie zukünftig auf das Einheitspreisverfahren umgestellt. Die Umstellung der AEP-Berechnung von kosten- auf preisbasiert ist zusammen mit der Umstellung der Regelenergieabrechnung auf das Einheitspreisverfahren vorgesehen...“.

Gemäß ISHM haben Sie als ÜNB grundsätzlich die Möglichkeit, zwischen Marginal Pricing (MP) und Volume Weighted Average Pricing (VWAP) zu wählen. Sie beziehen sich auf den Artikel 30 der EB-VO, der das Einheitspreisverfahren (Marginal Pricing bzw. pay-as-cleared) vorschreiben soll.

Gemäß Artikel 30 Absatz 5 EB-VO kann der ÜNB im Falle von Effizienzmängeln bei der Anwendung der o.g. vorgeschlagenen Preisbildungsmethoden eine Änderung beantragen und eine Alternative zu der in Absatz 1 Buchstabe a genannten Preisbildungsmethode vorschlagen. In diesem Falle müssen die ÜNB durch eine detaillierte Analyse nachweisen, dass die alternative Preisbildungsmethode effizienter ist.

Wir erachten den Einsatz des Einheitspreisverfahren (Marginal Pricing bzw. pay-as-cleared) in einem Markt, der aktuell einem Oligopol entspricht, als sehr kritisch.

Perspektivisch halten wir das Volume Weighted Average Pricing (VWAP) als Preisbildungsverfahren in diesem Marktumfeld als geeigneter. Dies entspricht unserer Ansicht nach auch vielmehr dem Grundsatz des Artikels 44 der EB-VO und der darin festgeschriebenen Unterstützung des Wettbewerbs zwischen den Marktteilnehmern.

Wir halten es für sinnvoll, die Preisbildungsmethode zu wählen, die am Ende zu den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten führt. Es ist unserer Ansicht nach die Preisbildungsmethodik zu wählen, die bestmöglich zur aktuellen bestehenden Marktcharakteristik passt und Verwerfungen wie im November und Dezember 2020 am Regelleistungsmarkt ausschließt. Wir sehen keinen fundierten Grund, von Regelleistungsanbietern verbindlich abgegebene Gebote mit anderen Preisen als den angebotenen Preisen zu vergüten. Die Auktion der Arbeitspreisgebote findet bewusst kurz vor Erfüllungszeitpunkt statt, um den Echtzeitwert der Energie wieder zu spiegeln. Damit sind die Gebote so belastbar, dass sie auch auf Grundlage der abgegebenen Preise durch die ÜNB vergütet können.

In Bezug auf „3.3.1 Produktspezifische Preise“ argumentieren Sie in identischer Form, in dem Sie schreiben: „ Bei der Berechnung des produktspezifischen Preises der aFRR würde die Anwendung des MP dazu führen, dass der Preis für eine Viertelstunde (Abrechnungszeitintervall) durch das teuerste bzw. niedrigste Gebot über alle Optimierungsintervalle (4-Sekunden-Zeitintervalle) bestimmt würde. Der Preis eines Optimierungsintervalls ist nach Einschätzung der ÜNB allerdings nur wenig repräsentativ für die gesamte Viertelstunde. Der mengengewichtete Durchschnittspreis ermöglicht hingegen eine bessere Abbildung der Bedarfs- und Preissituation der gesamten Viertelstunde und wird daher von den ÜNB vorgeschlagen...“.

Grundsätzlich halten wir die Entstehung von Mehr- bzw. Mindererlösen auf ÜNB-Seite und die vorgeschlagene Kostenwälzung über die NNE als problematisch.

Ein geeignetes Zielsystem sollte immer die tatsächlich entstandenen Kosten verursachungsgerecht auf die BKV verrechnen und Mehr- bzw. Mindererlöse erst gar nicht entstehen lassen. Da die BKV im Rahmen ihrer Bilanzkreisbewirtschaftung auf Regelenergie zurückgreifen müssen, sollten auch die entstandenen Kosten direkt auf die BKV im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung gewälzt werden.



Alexander Ptok
Bereichsleiter Energiebeschaffung und Bilanzkreismanagement

TEAG Thüringer Energie AG
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt
www.teag.de
alexander.ptok@teag.de

Vattenfall Stellungnahme zur Konsultation der überarbeiteten Berechnung des Ausgleichsenergiepreises gemäß Art. 18 (6) lit. k) EB-VO

Die Übertragungsnetzbetreiber haben am 23.03.2021 ihre Vorschläge zur überarbeiteten Berechnung des Ausgleichsenergiepreises gem. Art. 18 (6) lit. k) EB-VO veröffentlicht, zu denen Vattenfall Stellung nimmt.

Vattenfall setzt sich seit Langem für die Schaffung eines europäischen Ausgleichsenergiemarktes ein, da dies zur weiteren Marktintegration und effizienten Nutzung von Ressourcen führen wird. Die Einführung der MARI und PICASSO Plattformen sowie die Harmonisierung der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises basierend auf den MARI / PICASSO Preisen ist dabei ein wichtiger Schritt.

Die Anreizwirkung des AEPs sollte in der Gesamtheit der drei Module betrachtet werden, die für die Berechnung herangezogen werden. Die Module 2 und 3 setzen dabei besonders hohe Anreize für BKV insbesondere in Knappheitssituationen ihren Bilanzkreis auszugleichen. Aus unserer Sicht sollte daher bei der Berechnung des AEP 1 ebenso wie bei der Bestimmung der aFRR und mFRR Preise der mengengewichtete Durchschnitt verwendet werden.

In diesem Zusammenhang sollte ein jährliches Monitoring der Erlössituation eingeführt werden, auf dessen Basis jeweils der Einfluss der drei Module auf die Mehr- oder Mindererlöse bewertet werden kann. Eine Überprüfung der Preisberechnungssystematik sollte in diesem Zusammenhang vorgenommen werden.

Es ist unser Verständnis, dass die Systematik für die Berechnung in den beschriebenen Fällen beibehalten würde, sich jedoch lediglich die Eingangswerte ändern würden. Diesem Ansatz stimmen wir zu, da dies den administrativen Aufwand im Rahmen hält und nicht das Risiko birgt, dass eine technische Übergangslösung implementiert werden muss.

Wir unterstützen die vorgesehenen Veröffentlichungszeiten, da sie bereits eine Verbesserung im Vergleich zur heutigen Situation darstellen. Im Sinne der europäischen Leitlinien über den Systemausgleich im Elektrizitätssektor kommt dem AEP eine Anreizwirkung zu¹. Wir sprechen uns daher dafür aus, einen Schritt weiter als bisher vorgesehen zu gehen und nahezu Echtzeitinformation über den Zustand des Netzes (NRV Saldo) und des reBAP zu veröffentlichen.

¹ Erwägungsgrund (17) EBGL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>

Stellungnahme zur Konsultation zur Weiter- entwicklung des Moduls 1 des AEP

bne-Stellungnahme zur Konsultation der ÜNB zur Weiterentwicklung des Moduls 1 des Ausgleichsenergiepreises

Berlin, 30. April 2021. Für die Umsetzung eines grenzüberschreitenden Marktes für Regelenergie sind Änderungen der Regeln zur Bestimmung des reBAP notwendig. Allerdings ist zu befürchten, dass mit den Änderungen weitere Steigerungen der Regelenergiepreise einhergehen werden, da der Markt derzeit nicht ausreichend funktioniert. Hier sind Vorkehrungen zu schaffen, um von vornherein extreme Preise bei geringem oder mittlerem Regelenergiebedarf zu verhindern. Die systematischen Mehrerlöse durch die Module 2 und 3 sollten in Zukunft vermehrt in den Regelenergiemarkt zurückgeführt werden. Zudem sollte der NRV-Saldo möglichst bald in Echtzeit veröffentlicht werden.

Die anstehende Umsetzung des europäischen Zielmarktdesigns nach EB-VO macht Änderungen bei der Bestimmung der Bilanzausgleichsenergiepreise notwendig. Die grenzüberschreitende Beschaffung der Regelenergie ist sinnvoll. Voraussetzung dafür ist eine gemeinsame Plattform mit einheitlichen Regeln für alle Anbieter. Dann kann ein effizienter gemeinsamer Markt entstehen, mit dem die Kosten für die Regelenergie begrenzt werden können. Allerdings lässt der derzeitige Zustand des Regelenergiemarktes in Deutschland befürchten, dass auch bei einer Erweiterung des Marktes keine substanziellen Verbesserungen erreicht werden können. Damit sind die bereits vor einigen Jahren festgelegten Vorgaben für einen grenzüberschreitenden Markt jedoch problematisch.

Produktspezifische Preise

Der Spielraum für die Ausgestaltung der Preisfestlegung ist durch die verschiedenen EU-Regelungen stark eingeschränkt. Dass für die Ermittlung der Preise für Regelarbeit aus automatisch aktivierten Frequenzwiederherstellungsreserven (aFRR) der mengengewichtete Durchschnittspreis der Optimierungsintervalle der Viertelstunde herangezogen wird, nutzt den wenigen Spielraum sinnvoll aus.

Es ist allerdings noch immer zu beobachten, dass der Regelarbeitsmarkt nicht hinreichend funktioniert. Die Änderungen zur Einführung der MARI- bzw. PICASSO-Plattformen werden die derzeitigen Unzulänglichkeiten des Regelreservemarktes nicht beheben. Durch die neuen Preisfindungsregelungen auf Basis der Grenzpreise werden die Preise für die Regelarbeit somit nochmals deutlich ansteigen. Da für die neuen Plattformen die im deutschen Markt momentan geltende Preisobergrenze deutlich angehoben wird, sind zusätzlich weit höhere Preise möglich. Damit steigen aber auch die Belastungen und die Risiken für die Bilanzkreisverantwortlichen, insbesondere für Bilanzkreise mit hohen Anteilen an EE-Erzeugung. Dass dies in hohem Maß problematisch ist, wurde bereits mehrfach dargestellt und muss hier nicht wiederholt werden.

Daraus ergibt sich jedoch die Notwendigkeit, die Einführung der neuen Plattformen mit weiteren Maßnahmen zu begleiten, die eine Dämpfung der Preise auf ein tragbares Niveau erlauben. Dazu ist in dem Entwurf leider kein Vorschlag enthalten. Es sollte zumindest für die Anfangszeit eine angemessene Begrenzung der AEP-1 eingeführt werden, um die befürchteten Auswirkungen von weiterhin unangemessenen Marktergebnissen von vornherein zu verhindern. Idealerweise würden zuvor die Probleme des Marktes behoben, damit auf solche Maßnahmen verzichtet werden kann, aber selbst ein größerer Wettbewerb durch die Einbindung der europäischen Partner erscheint derzeit nicht hinreichend, um die Marktergebnisse zu normalisieren.

Mehrerlöse

Die aus den Modulen 2 und 3 erwarteten systematischen Mehrerlöse, die sich aus der Abrechnung des reBAP im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung der ÜNB mit den Bilanzkreisverantwortlichen ergeben, dürfen selbstverständlich nicht bei den ÜNB verbleiben. Es ist aufgrund der erwarteten zunehmenden Höhe der Mehrerlöse allerdings auch nicht mehr sinnvoll, diese Erlöse allein Netzentgelt mindernd einzusetzen. Denn gerade die Bilanzkreisverantwortlichen mit hohen Anteilen von EE-Anlagen in ihrem Portfolio (Direktvermarkter) tragen einen erheblichen Anteil der Mehrerlöse, die Lieferungen gehen aber nicht gleichmäßig an alle Verbraucher. Somit tragen diejenigen Kunden, die Strom von Direktvermarktern beziehen, letztlich einen zu großen Anteil der Mehrerlöse. Hier sollten noch Wege gefunden werden, diese Mehrerlöse bevorzugt für die Begrenzung der Regelenergiekosten zu verwenden.

Veröffentlichung des betrieblichen Saldos des deutschen Netzregelverbundes in viertelstündlicher Auflösung

Noch immer soll der betriebliche Saldo des deutschen Netzregelverbundes (NRV) in viertelstündlicher Auflösung erst bis zu 15 Minuten nach Ablauf jeder Viertelstunde veröffentlicht werden. Der bne hält es noch immer für sinnvoll, den NRV-Saldo in Echtzeit zu veröffentlichen und damit den Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben, systemstützend zu handeln. Damit ließe sich der Bedarf an Regelenergie und das Risiko der Bilanzkreisverantwortlichen verringern, was letztlich zu geringeren Kosten für das Gesamtsystem führen würde.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.

Statkraft zur Konsultation zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreises

Modul 1: AEP-Bestimmung auf Basis der Preise und Volumen der Regelenergie sowie Umsetzung der ACER-Vorgabe vom 15.07.2020 Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISHM)

Statkraft bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Anzumerken ist, dass die Anforderungen an die Abrechnung nicht nur von Ausgleichs-, sondern auch von Regelenergie wie: wirtschaftliche Signale setzen, die die Systembilanzabweichungen sowie den Echtzeitwert der Energie widerspiegeln und Anreize zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung des Gleichgewichts durch die vorliegenden Regelungen aller Module in Verbindung mit dem Bilanzkreisvertrag, nicht erreicht werden.

Wir möchten auch noch einmal explizit darauf hinweisen, dass die Module 2 und 3 - ob gewollt oder nicht - einen extrem starken Anreiz setzen, den Bilanzkreis nicht nur auszugleichen, sondern darüber hinaus systemstützend zu positionieren.

Artikel 3

Mindest- / Höchstpreise gemäß Artikel 55 (4) und (5) EB-VO

Es müssen Situationen vermieden werden, in denen reBAPs entstehen, die in keiner Weise die tatsächliche Netzsituation widerspiegeln.

Artikel 4

reBAP-Bestimmung aus den Preiskomponenten

Statkraft gibt zu bedenken, dass die Preisbildung für Regelarbeit zwingend dergestalt sein muss, dass extreme Preise bzw. starke Preissprünge um den Nullpunkt des Regelzonensaldos im NRV in den nachfolgend skizzierten Situationen ausgeschlossen sind.

- Eine Aktivierung von Zusatzmaßnahmen, welche partiell durch aFRR und/oder mFRR Aktivierung ausgeglichen wird, kann theoretisch zu einem unterdeckten NRV-Saldo führen, während es in der gleichen Abrechnungs Viertelstunde ausschließlich negativen Regelarbeitsabruf gab.
- Gerade zu Beginn einer neuen Abrechnungs Viertelstunde kommt es mitunter zu sehr kurzzeitigen, sehr hohen aFRR Abrufen. Sollte in diesen Fällen die

Unterdeckung im Netz hauptsächlich durch IGCC oder andere Regelzonensalden, aber nicht preisbestimmende Maßnahmen ausgeglichen werden, so besteht die Gefahr, dass ein sehr kleines aFRR Volumen zu extremen Preisen für die gesamte Abrechnungsperiode führt.

- In Perioden in denen der NRV sowohl über- als auch unterspeist ist, also in allen Viertelstunden in denen das Regelzonensaldo die Nulllinie quert, kann es bei hinreichend steiler Steigung zu großen Preissprüngen bei nahezu ausgeglichenem Saldo kommen.

Artikel 5

Verrechnung von Mehr- und Mindererlösen

Die Mehreinnahmen der ÜNB, die sich aus den geplanten Regelungen ergeben, sollten nicht als Erlös in die Netzentgelte fließen. Analog zur Umlage von Mehrerlösen im heutigen Ausgleichsenergiepreissystem sollten auch diese ÜNB-seitigen Erlöse auf den Ausgleichsenergiepreis und damit alle Marktteilnehmer umgelegt werden. Andernfalls entsteht der Fehlanreiz für die ÜNB bspw. durch zu geringe Kontrahierung von Regelleistung.

Artikel 6

Veröffentlichungen

Art. 12 EB-VO ordnet eine Transparenzpflicht der ÜNB an und bezieht sich auf die Veröffentlichung von Informationen zum aktuellen Zustand der Systembilanz. Diese sollten die ÜNB auch konsequent umsetzen. Generell sollte eine Veröffentlichung der Maßnahmen, die in den reBAP einfließen, so früh wie möglich erfolgen, vorzugsweise mit Veröffentlichung des Regelzonensaldos, spätestens aber an dem auf den Handelstag folgenden Kalendertag. Eine Veröffentlichung „bis zum achten auf den Erfüllungstag folgenden Werktag, spätestens zusammen mit dem reBAP“, ist eindeutig zu spät.

Die neuen Regelungen können zudem nur dann einen Anreiz darstellen, wenn die BKVs alle anderen Informationen auch in Echtzeit zur Verfügung haben. Das gilt insbesondere für die Veröffentlichung von Zusatzmaßnahmen, für die Kontrahierung, Aktivierung und den Abruf von abschaltbaren Lasten und Kapazitätsreserve, die stets in Echtzeit erfolgen sollten.

Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Biomasse und Gas, produziert Fernwärme und ist ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt 4.500 Mitarbeiter in 17 Ländern.

Kontakt:

Claudia Gellert
Head of Energy Policy
Statkraft Markets GmbH
Derendorfer Allee 2a
40476 Düsseldorf
claudia.gellert@statkraft.de

Eingaben zur Konsultation zur Weiterentwicklung des Moduls 1 des Ausgleichsenergiepreises

Datum	30. April 2021
Verfasser	Ompex AG
Thema	Anregungen und Vorschläge zur Ausgestaltung des Moduls 1 des AEP
Geht an	Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Vorwort

Ompex ist ein international tätiger Energiedienstleister und Bilanzkreisverantwortlicher in allen vier deutschen Regelzonen. Grundsätzlich erachten wir den Vorschlag der ÜNB zur Ausgestaltung der Ausgleichsenergiepreisberechnung mit ihren drei Modulen als sinnvoll und gerecht. Sorge bereitet uns jedoch die heute vorherrschende Situation im Regelarbeitsmarkt in Deutschland. Dort beobachten wir kritische Marktsituationen mit extremen Auswirkungen auf die Bilanzkreisbewirtschaftung aller Marktteilnehmer.

Einerseits begrüßen wir daher die Förderung von mehr Wettbewerb am Regelarbeitsmarkt durch die Plattformen PICASSO und MARI, andererseits befürchten wir, dass neue Rahmenbedingungen an diesen Märkten, zumindest in Einzelfällen, zu noch extremeren Ausgleichsenergiepreisen führen werden. Im Folgenden finden Sie unsere Anregungen.

Eingaben

1. Artikel 2 (Preise für Regelarbeit): In Absatz 1 bis 3 befürworten wir auch die Bildung der produktspezifischen Arbeitspreise mit der VWAP Methode. Die Bestimmung des Rebase in Absatz 5 wird jedoch mit den höchsten Grenzpreisen pro Abrufrichtung und Optimierungszyklus vorgenommen. Wenn nur aFRR eingesetzt wird, ist dieser Ansatz ok. Gibt es jedoch eine Kombination aus aFRR und mFRR sollte auch hier ein VWAP Ansatz gewählt werden! In der Vergangenheit haben wir beobachtet, dass der Einsatz von MRL nur in sehr wenigen Fällen gut antizipiert werden kann. Analysen der MRL-Einsätze deuten darauf hin, dass bis zu 20 % aller Abrufe entweder entgegen der Richtung des Regelzonensaldos geschehen oder durch den Einsatz von SRL gegengeregelt werden müssen. In diesen Fällen ist der Einsatz von mFRR ineffizient und spiegelt nicht die eigentliche Mangellage wider. Aus diesem Grund halten wir es für wenig zielführend, wenn die teurere der beiden Regelenergiearten über eine ganze Viertelstunde zum Tragen kommt. Wir schlagen daher bei der AEP-Bestimmung den **mengengewichteten Durchschnitt aus den aFRR- und den mFRR-Aktivierungen** vor.
2. Artikel 2 (Preise für Regelarbeit): In Absatz 1 und 3 wird durch die EBGL sowie ISHM das marginal pricing pro 4-sekündlichem Abrufintervall vorgegeben. Als Grundvoraussetzung zur Einführung marginaler Preise sehen wir gut funktionierende Märkte und ausreichenden Wettbewerb. Da dies aus unserer Sicht, zumindest im deutschen Regelarbeitsmarkt, aktuell nicht gegeben ist, regen wir eine Preisobergrenze von **3'000 €/MWh an den Märkten PICASSO sowie eine Preisobergrenze von 10'000 €/MWh bei MARI für eine Übergangszeit von 12 Monaten an**. Damit könnte das Risiko eines totalen Marktversagens und den damit verbundenen

Ausfällen von Bilanzkreisen reduziert werden. Wenn die Erfahrungen mit den Ausgleichsenergiepreisen in dieser Zeit positiv sind dann könnte die Preisobergrenze anschliessend sukzessive erhöht werden.

Falls die ÜNB auf eine zeitliche limitierte Preisobergrenze verzichten, regen wir die Bildung einer Rückfalllösung bei extremen Ausgleichsenergiepreisen an: Als extreme Ausgleichsenergiepreise betrachten wir jene Preise, die weit entkoppelt von den erzielten Preisen an den day-ahead- und intraday-Märkten sind, in gleichzeitig System-unkritischen Situationen. Für den Fall, dass solche Preise regelmässig auftreten, regen wir an, dass die deutschen ÜNB eine **Rückfalllösung** erarbeiten, welche solche Marktsituationen verhindert, auf die im Ernstfall schnell zugegriffen werden kann. Aus unserer Sicht ist es für die Systemsicherheit in Deutschland entscheidend, dass die Bilanzkreise vor unkalkulierbaren Risiken geschützt werden.

3. Artikel 6 Abs 2: Durch fortschreitende Harmonisierung steigt der Wettbewerb in Europa, insbesondere in den intraday-Märkten weiter an. Schon heute entsteht in Deutschland bei Marktparteien, welche Zugang zu Echtzeitinformationen bezüglich SRL- und MRL-Einsätzen haben, ein erheblicher Wettbewerbsvorteil. Wir fordern die deutschen ÜNB daher auf, sämtliche Bedarfs- und Abrufwerte in Echtzeit an alle Marktteilnehmer zu publizieren um den Spielraum für **Insiderhandel** zu minimieren. Jeder Vorteil eines einzelnen Marktteilnehmers ist ein Nachteil für alle anderen Marktteilnehmer.

Berlin, 30. April 2021

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Stellungnahme

Anpassung der Ausgleichs- energiepreisberechnung Modul 1

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Allgemeine Anmerkungen

Der BDEW bedankt sich bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) für die Möglichkeit, zu ihrem Vorschlag zur Anpassung des ersten Moduls der Ausgleichsenergiepreisberechnung Stellung zu nehmen. Auch für den organisierten Workshop zum Konsultationsprozess möchte sich der BDEW ausdrücklich bedanken. Im Workshop wurden die verschiedenen Ansätze und Überlegungen dahinter ausführlich dargestellt und erklärt.

Da das zur Konsultation stehende Dokument ein Vorschlag der ÜNB ist, haben sich die im BDEW vertretenen ÜNB bei der Erstellung der Stellungnahme enthalten.

Bewertung der vorgeschlagenen Anpassungen

Vorschlag zur Umstellung des AEP im Rahmen der ISHM

Die Imbalance Settlement Harmonization Methodology (ISHM) gibt eine Reihe von neuen Vorgaben für die Berechnung des ersten Moduls des Ausgleichsenergiepreises (AEP) vor. Die Herangehensweise der ÜNB, für den produktspezifischen Preis den volumengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) zu wählen, befürwortet der BDEW. Für die Verrechnung der produktspezifischen Preise den Grenzpreis (MP) heranzuziehen, lehnt der BDEW allerdings ab.

Die ÜNB haben die Vorgabe der ISHM von ihnen getätigte Börsengeschäfte, OTC-Geschäfte und die Nutzung der Notreserven aus dem Ausland oder abschaltbare Lasten nicht in die Berechnung des AEPs einfließen zu lassen, passend umgesetzt.

Durch die europäische Harmonisierung der Regelreservemärkte ist es möglich, dass kein Abruf von Regelleistung durch die Plattformen in Richtung des NRV-Saldos erfolgt. Dies ist insbesondere auf den Prozess des sogenannten „Imbalance Netting“ zurückzuführen, in dem gegensätzliche Systembilanzen in Europa miteinander ausgeglichen werden. Dementsprechend muss laut ISHM bei der AEP-Berechnung der Wert der vermiedenen Aktivierung mit angesetzt werden. Die ÜNB haben dies in ihrem Vorschlag gut umgesetzt.

Anreize für Marktteilnehmer und finanzielle Neutralität der ÜNB

Die Anreizwirkung des AEPs sollte in der Gesamtheit der drei Module betrachtet werden, die für die Berechnung herangezogen werden. Die Module 2 und 3 setzen dabei besonders hohe Anreize für BKV insbesondere in Knappheitssituationen ihren Bilanzkreis auszugleichen.

Das zur Konsultation stehende Modul 1 bildet die Grundlage für die Berechnung des AEPs und sollte sich in erster Linie an den Kosten für Regelarbeit orientieren.

Der BDEW kann die Begründung der ÜNB nachvollziehen, bei der Berechnung des AEPs für die Verrechnung der produktspezifischen Preise den Grenzpreis (MP) heranzuziehen, schlägt aber eine Verwendung der volumengewichteten Preise vor. Dieser setzt aus Sicht des BDEW einen ausreichend hohen Anreiz für BKVs ausgeglichen zu sein und verringert die strukturellen Mehrerlöse auf Seiten der ÜNB.

Aus Sicht des BDEW ist die finanzielle Neutralität bzw. ein (tendenziell) kostenneutrales Ausgleichsenergiesystem, der Schlüssel für die Ausgewogenheit der ausführlich beschriebenen Anreize auf die verschiedenen Marktteilnehmer. Für geringe Mehr- oder Mindermengen kann dann eine entsprechende Regelung definiert werden. Aber der Forderung nach finanzieller Neutralität des ÜNB kann nicht mit einem reinen Verwendungsnachweis für überschüssige Erlöse nachgekommen werden.

Im Begleitdokument werden alle Anreize aufgelistet, die durch das Ausgleichsenergiepreissystem auf Marktteilnehmer (BKV, Handel, Regelenergieanbieter) wirken. Leider werden bei der Ausgestaltung und Motivation des Vorschlages nur die Anreize für BKV und Handel berücksichtigt. Wie sich die Vorschläge für Modul 1 positiv auf den Anreiz zum Bieten von Regelleistung und der korrekten Vorhaltung und Erbringung auswirken, wird nicht erläutert. Die Wahl des Grenzpreises in Artikel 2 bei der Kombination von aFRR- und mFRR Preisen gegenüber dem fehlenden „cross-product-pricing“ für Regelarbeit ist ein Beispiel hierfür.

Umgang mit Mehr – bzw. Mindererlösen

Die Ermittlung des Modul 1 führt, wie von den ÜNB vorgeschlagen, in der Regel zu strukturellen Mehrerlösen. Für Modul 2 und Modul 3 werden aufgrund ihrer anreizsteigernden Funktionen in jedem Fall Mehrerlöse entstehen. Insofern ist die Gefahr, dass den ÜNB Mindererlöse drohen, gering. Vor diesem Hintergrund ist es nicht nachvollziehbar, warum bei der Kombination der Preise für aFRR und mFRR entsprechend Artikel 2 die Maximumregel vorgeschlagen wird, insbesondere da bei der Bepreisung von Regelarbeit bewusst auf ein „cross-product-pricing“ verzichtet wurde. Aus diesem Grund lehnt der BDEW die Verwendung des Maximums in Artikel 2 ab und schlägt stattdessen vor, ebenso auf einen mengengewichteten Mittelwert überzugehen.

Die ISHM sieht die Möglichkeit einer Komponente im AEP, die die finanzielle Neutralität der ÜNB sicherstellt ausdrücklich vor. Der BDEW spricht sich dafür aus, diese Möglichkeit zu nutzen und zu prüfen wie Mehrerlöse der ÜNB an die BKV zurückfließen können. Die Rückerstattung müsste in anderer zeitlicher Granularität stattfinden als die Bilanzkreisabrechnung. Denkbar wäre eine Rückerstattung der während des Monats angelaufenen ÜNB-Mehreinnahmen aus der BKV-Abrechnung an die BKV, aufgeteilt auf Basis der jeweiligen aufsummierten Unausgeglichenheit in dem Monat.

In diesem Zusammenhang sollte ein jährliches Monitoring der Erlössituation eingeführt werden, auf dessen Basis jeweils der Einfluss der drei Module auf die Mehr- oder Mindererlöse bewertet werden kann.

Keine Berücksichtigung von Zusatzmaßnahmen in Modul 1

Da lediglich Preise für Regelarbeit in die Ausgleichsenergiepreisberechnung eingehen, können dem ÜNB durch den Einsatz von anderweitigen Maßnahmen zum Bilanzausgleich Kosten entstehen, die nicht gesichert durch die Bilanzkreisabrechnung beglichen werden. Es kann aber auch der Fall auftreten, dass die Aktivierung einer Zusatzmaßnahme zu Mehrerlösen bei den ÜNB führt, wenn sie günstiger ist als ein entsprechender Einsatz von Regelarbeit. Der BDEW bittet die ÜNB zu erläutern in welchen Situationen es zum Einsatz von Maßnahmen wie von ÜNB getätigten Börsen- und OTC-Geschäften oder dem Einsatz von Notreserven aus dem Ausland kommt. Zudem bittet der BDEW die ÜNB aufzuschlüsseln wie die Vergütung der Regelergieanbieter und die Bilanzkreisabrechnung in so einem Fall gestaltet wird.

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Entkopplung anderweitiger Maßnahmen von der Ausgleichsenergiepreisberechnung, da diese einen hohen Anreiz schafft auch in Notsituationen auf die kontrahierte Regelleistung zurückzugreifen. Sollten solche Zusatzmaßnahmen in Extremsituationen notwendig werden und zu Mindererlösen führen, stehen diesen Kosten auch mögliche Mehrerlöse aus der Börsenpreiskopplung und Knappheitskomponente (Module 2 und 3) entgegen.

Europäische Harmonisierung

Die Grundidee der EBGL einer Harmonisierung der Systeme für Regel- und Ausgleichsenergie wurde mit den sehr großzügigen Vorgaben der ISHM nicht wirklich unterstützt. Wenn die europäischen ÜNB die Freiheitsgrade der ISHM unterschiedlich interpretieren, droht dem europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt ein Flickenteppich an Ausgleichsenergie und damit finanziellen Anreizsystemen. Der BDEW bittet die deutschen ÜNB, ihren Vorschlag möglichst weitgehend mit den anderen ÜNB abzustimmen bzw. für ein vergleichbares Vorgehen zu werben.

Veröffentlichung des AEPs und Veröffentlichung des NRV-Saldos

Der BDEW begrüßt die Anpassung der Veröffentlichungszeiten ausdrücklich. Eine vorläufige Veröffentlichung der AEP bereits acht Werkstage nach dem Erfüllungstag stellt eine erhebliche Verbesserung im Vergleich zur derzeitigen Veröffentlichung dar. Trotzdem regt der BDEW eine schnellere Veröffentlichung der AEP an, möglichst nahe an der Lieferzeit. Die Eingangsgrößen liegen dann vor, sodass eine Veröffentlichung ohne Verzögerung möglich sein sollte.

Im Workshop der ÜNB am 13. April 2021 wurde unabhängig von der Konsultation über eine Veröffentlichung des Regelzonensaldos (NRV-Saldo) in Echtzeit diskutiert.

Der BDEW unterstützt eine solche Transparenz für den gesamten Markt. Die Verpflichtung zum Ausgleich der Bilanzkreise bleibt davon unberührt.

Im Vorfeld sollte mit einer ordentlichen Konsultation Vorteile und Kosten überprüft werden, die mit einer höheren Transparenz für alle Marktteilnehmer einhergehen. Auch für die, die unabhängig von der Verpflichtung zum Ausgleich der Bilanzkreise sind. Mit Einführung der Plattformen PICASSO und MARI sinkt die Relevanz dieser sich nur auf die deutschen Regelzonen beziehenden Informationen, so dass dann auch auf europäischer Ebene eine höhere Transparenz in Bezug auf das Saldo des Gesamtsystems, der Abrufe von Regelleistung und der Veröffentlichung von AEPs umgesetzt werden sollte.

Darüber hinaus sollte kontinuierlich für Marktteilnehmer für jede Viertelstunde im Nachhinein nachvollziehbar gemacht werden, ob die Knappheitskomponente, die Börsenpreiskopplung, der Wert der vermiedenen Aktivierung oder Regelarbeitsabrufe den Ausgleichsenergiepreis bestimmt haben.

Umsetzungsdatum

Der BDEW spricht sich dafür aus, eine Umsetzung der Anpassung des ersten Moduls der AEP-Berechnung erst mit Einführung des Zielmarktdesigns von MARI und PICASSO anzustreben.

Ansprechpartner:

BDEW e. V.
Natalie Lob
Abteilung Handel und Beschaffung
Telefon: +49 30 300199-1561
natalie.lob@bdew.de

BDEW e. V.
Marcel Steinbach
Abteilung Handel und Beschaffung
Telefon: +49 30 300199-1550
marcel.steinbach@bdew.de

QUADRA Energy GmbH · Klaus-Bungert-Straße 5b · 40468 Düsseldorf

An die vier Übertragungsnetzbetreiber

50Hertz Transmission GmbH
Amprion GmbH
TenneT TSO GmbH
TransnetBW GmbH

Abteilung	Handel & Portfoliomanagement
Kontakt	Antonios Gazeas
Telefon	+49 211 960690-38
Fax	+49 211 960690-99
E-Mail	antonios.gazeas@quadra-energy.com
Datum	29.04.2021

Per E-Mail: aep@regelleistung.net

Stellungnahme zur Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber zur AEP-Bestimmung im Modul 1

Sehr geehrte Damen und Herren,

QUADRA Energy bedankt sich für die Möglichkeit der Beteiligung an der Konsultation des zukünftigen Modul 1 der Ausgleichsenergiepreisbildung.

Für einen effizienten Strommarkt ist ein funktionierender Regelenenergiemarkt und eine angemessene Bepreisung von Ausgleichsenergie essenziell. Eine effiziente Preisbildung erfordert einen funktionierenden Regelenergiemarkt, auf dem keine erhebliche Anbieterkonzentration oder gar Monopol- bzw. Oligopol-situationen sowie Missbrauch von Marktmacht in Knappheitssituationen stattfindet. Insofern messen wir auch diesem Modul, welches die **zukünftige Preisbildung für Ausgleichsenergie maßgeblich verändern wird**, besondere Bedeutung bei.

Nachdem die Einführung der Regelenergiemärkte, entgegen der Erwartungen der Initiatoren, leider nicht zur erhofften Belebung des Wettbewerbs, sondern vielmehr zu enormen AE-Risiken für alle BKV in Deutschland geführt hat, sind alle tiefgreifenden Änderungen in diesem Segment mit großer Sorgfalt und unter Berücksichtigung aller Auswirkungen auf den gesamten Strommarkt zu untersuchen. Adhoc Maßnahmen, wie die aktuell notdürftig eingezogene Preisgrenze im Regelenergiemarkt, müssen die Ausnahme bleiben.

Gemäß dem hier konsultierten Modul 1 soll die Preisbildung des AEP statt *kostenbasiert* in Zukunft *preisbasiert* erfolgen. Maßgeblich sind hierbei die Arbeitspreise, die sich in den Segmenten aFRR und mFRR auf den Plattformen MARI und PICASSO bilden werden.

Preisbildung aFRR

Grundsätzlich begrüßen wir den Vorschlag, dass die ÜNB für die Bestimmung des produktspezifischen Preises in der aFRR den **gewichteten Durchschnittspreis** (VWAP) anwenden möchten. Wir geben jedoch zu bedenken, dass die vorgeschlagene Anwendung des **Grenzpreisansatzes** innerhalb der 4-Sekunden-Optimierungsintervalle trotzdem zu signifikanten Preisspitzen im AEP führen kann, da nach aktueller Information auf der PICASSO Plattform die Abgabe von **Arbeitspreisen bis zu +/-99.999,99 €** möglich sein sollen. Dies kann dann auch in Zeiten, in denen der 15-Minuten-Mittelwert kein großes

Ungleichgewicht dokumentiert, zu unverhältnismäßig hohen absoluten AEP führen, wenn in wenigen 4-Sekundenintervallen sehr teure Regularbeit aktiviert wurde. Wir lehnen den Vorschlag daher ab und empfehlen auch auf 4-Sekunden-Ebene die Preisermittlung auf Basis des VWAP.

Preisbildung mFRR

Während in der aFRR zumindest auf 15-Minuten-Ebene der VWAP Anwendung finden soll, sehen wir in der vorgeschlagenen Variante des produktspezifischen Preises der mFRR implizit einen Grenzpreisansatz, da die Fahrplanaktivierungen in mFRR in der Regel stets für mindestens 15 Minuten erfolgen. Darin sehen wir, noch deutlicher als in der aFRR, ein erhebliches Risiko von ungerechtfertigten Preisspitzen im AEP. Anders als im derzeitigen kostenbasierten Modell würden **extreme Arbeitspreise** in der mFRR gemäß des Vorschlags der ÜNB **unmittelbar Eingang in den deutschen AEP finden**.

Die Risiken, die daraus für alle BKV erwachsen, stehen in keinem Verhältnis zur Anreizwirkung von starken Preissignalen, die seitens der ÜNB gewünscht sind. Die Anreize zur bestmöglichen Bewirtschaftung sind bereits jetzt hoch genug. Wir lehnen den Vorschlag daher ab und **empfehlen die Anwendung des VWAP zur Ermittlung des produktspezifischen Preises in der mFRR**.

Preisbildung bei kombinierten Abrufen aus aFRR und mFRR

Wir sehen in der Höhe des mFRR-Abrufs, anders als die ÜNB, *nicht für alle* Abrechnungsviertelstunden das Knappheitssignal adäquat repräsentiert. Minutenreserve wird aufgrund der längeren Vorlaufzeiten regelmäßig erst deutlich später als erforderlich aktiviert und dann zu spät deaktiviert. Regelmäßig wird in der letzten Viertelstunde eines MRL-Abrufs mit *entgegengesetzter SRL* geregelt. Wenn in diesen Viertelstunden auch noch der Grenzpreis der mFRR den AEP dieser Abrechnungsviertelstunden bestimmt, repräsentiert dies nicht den Zustand des NRV in dieser Viertelstunde, sondern verteuert vielmehr ohne Grund den AEP jener Viertelstunde.

In der kombinierten Preisbildung aus aFRR und mFRR schlagen die ÜNB den Grenzpreis vor. Wir lehnen dies aus obigen Gründen entschieden ab und **empfehlen auch hier die Verwendung des VWAP zwischen den beiden produktspezifischen Preisen**.

Gebotspreisgrenzen in der Einführungsphase erforderlich

Wir haben erhebliche Bedenken, dass mit den vorgeschlagenen Bestimmungen zur Preisermittlung im Modul 1 des AEP demnächst **täglich die Gefahr nicht repräsentativer 5-stelliger AEP droht**, auch bereits bei geringen Abrufhöhen.

Der aktuell wettbewerblich nur bedingt funktionierende **Regularbeitsmarkt** (RAM), der im November 2020 eingeführt wurde, sollte ein **mahnendes Beispiel** sein, dass die ÜNB in der Annahme eines perfekten Marktes mit hohem Wettbewerb um die vorderen Positionen in der Merit-Order-List (MOL), wie man es von der reinen Lehre her vielleicht annehmen könnte, im Regelenergiemarkt mangels funktionierendem Wettbewerb und viel zu hohen IT-technischen wie regulatorischen Eintrittsbarrieren nicht zutreffen. Auch 6 Monate nach Einführung des RAM finden täglich noch hohe 4-stellige Gebote Eingang in die vorderen Positionen der MOL und führen regelmäßig auch in Situationen mit geringen Abrufen zu unverhältnismäßig hohen AEP, was aktuell nur durch die künstliche Kappung der Arbeitspreisgebote bei 9.999,99 € im Zaum gehalten werden kann.

Die Netzbetreiber sollten sich auf europäischer Ebene darauf verständigen, dass die **Gebote** für Regularbeit, *insbesondere während der Einführungsphase von MARI und PICASSO*, Preise **von +/- 3.000,00 € nicht überschreiten** dürfen. Sollte sich dies auf europäischer Ebene nicht durchsetzen lassen, müssen extreme Preise innerhalb der Berechnung des deutschen AEP gekappt und über alle

Abrechnungsviertelstunden eines Monats gewälzt werden. Beispiele dazu wurden in der Vergangenheit bereits analog zur Branchenlösung (AEP 2.0) diskutiert.

Erst wenn die technische Anbindung sich als stabil erweist und der Wettbewerb sowie das Cross-Border-Netting auf den europäischen Plattformen sich sehr gut etabliert haben, kann die Preisgrenze sukzessive erhöht und schlussendlich entfernt werden. Das Festhalten an dem ideologischen Ansatz der freien Preisbildung gilt nur in vollkommenen Märkten, die hier nicht vorliegen, und steht in Anbetracht der Risiken, die daraus für den gesamten deutschen Markt aller BKV erwachsen, in keinem Verhältnis, wie sich am aktuell fehlkonstruierten Regelarbeitsmarkt täglich ablesen lässt.

Der Markt der Regelenergieanbieter wird in Deutschland von einigen großen Anbietern dominiert. Die Gründe für den fehlenden Wettbewerb im Regelarbeitsmarkt konnten bis heute seitens der Regulierungsbehörde und der ÜNB weder erläutert noch konnten Gegenmaßnahmen ergriffen werden. MARI und PICASSO werden abermals Anpassungsbedarf bei allen Regelenergieanbietern auslösen, der zu einer Verringerung des Wettbewerbs, mindestens in der Anfangsphase, führen wird. Insofern sollten die BNetzA und die ÜNB **aus den Fehlern der Einführung des RAM lernen** und (mindestens in der Anfangsphase) Gebotsgrenzen einziehen, die im Falle eines Marktversagens in der Regelarbeit keine unberechenbaren Risiken auf den Strommarkt übertragen.

Transparenz und Veröffentlichung von relevanten Regelenergie Daten

Der Intradaymarkt ist kurz vor Kontraktabschluss schon immer sehr volatil und sehr sensibel gegenüber sämtlichen echtzeitnahen Preissignalen aus dem Markt. Die Börsenpreiskopplung hat im Modul 2 erfolgreich eine Arbitrage Intradayhandel gegen den AEP erschwert. Nichtsdestotrotz korreliert der Intradaymarkt vor Kontraktabschluss enorm mit Knappheitssignalen aus den SRL/MRL Abrufen. Die aktuell eingesetzten Mengen der unterschiedlichen Reservekategorien werden aktuell erst mit zeitlichem Verzug auf der gemeinsamen Plattform der ÜNB (regelleistung.net) veröffentlicht.

In diesem Handelszeitfenster herrscht aktuell in Deutschland jedoch eine **extreme Informationsasymmetrie zwischen Intradayhändlern mit signifikantem Regelenergieportfolio und denen ohne ein Regelenergieportfolio.**

Folgender Hintergrund sei hierzu kurz skizziert:

Ein Regelleistungsanbieter, der im Rahmen einer Aktivierung bis zu 15 Minuten vor Beginn der Erbringungszeitscheibe benachrichtigt worden ist, kann Hinweise zum Einsatz von SRL/MRL und der absoluten Abrufhöhe ableiten bzw. Rückschlüsse auf den erwarteten Ausgleichsenergiepreis ziehen. Während Regelenergieanbieter diese Information bis zu 15 Minuten vor Erbringung erhalten, werden die Informationen zu den Regelenergieabrufen je nach Regelenergiekategorie für die restlichen Marktakteure derzeit 15-30 Minuten nach der Lieferviertelstunde auf der oben genannten Plattform veröffentlicht. Es entsteht somit eine **Informationsasymmetrie über einen Zeitraum von bis zu 45 Minuten**. Hinzu kommt, dass einzelne ÜNB sehr häufig über mehrere Stunden keine Daten für die Abrufe in ihrer Regelzone veröffentlichen. Zum Zeitpunkt der Aktivierung ist der Intradayhandel für die entsprechende Lieferviertelstunde noch geöffnet. Die **über die Aktivierung erlangte Insiderinformation lässt sich am Intradaymarkt in Arbitragegeschäfte umsetzen**, da ein etwaiges Knappheitssignal erst mit Veröffentlichung auf der Plattform seine volle Wirkung entfaltet.

Große Regelarbeitsanbieter können durch das Signal zur Aktivierung ihrer Flexibilität nicht nur Rückschlüsse auf das Vorzeichen des NRV-Saldos, sondern bei strategischer Positionierung entlang der Merit-Order in kleinen Teilmengen auch recht präzise Informationen hinsichtlich der Abrufhöhe ableiten.

Hier findet aktuell eine **enorme Verzerrung des deutschen Intradaymarktes statt**, da wenige große Regelarbeitsanbieter hier ihre ohnehin bedenkliche Marktmacht in der Regelenergie auch noch am Intradaymarkt ausnutzen können. Daher fordern wir, dass die SRL-/MRL-Abrufmengen gleichzeitig mit der Aktivierung an die Regelleistungserbringer auch auf der Plattform in Echtzeit veröffentlicht werden. Nur so lässt sich eine Situation herstellen, bei der der aktuell mutmaßlich stattfindende **Insiderhandel vor Kontraktabschluss** beendet werden kann. Die Verknüpfung des AEP an den *Echtzeitwert der Energie* erfordert ebenso eine ***Echtzeit in der Bereitstellung von Informationen*** seitens der ÜNB.

Umgang mit Mehr- /Mindererlösen

Die bereits konsultierten und festgelegten Preismodule 2 und 3 führen durch die anreizsteigernden Funktionen zu Mehrerlösen bei den ÜNB. Die vorgeschlagenen Berechnungsmethoden des Modul 1 werden aller Voraussicht nach ebenfalls zu erheblichen **Mehrerlösen bei den ÜNB** führen.

Wir sehen die gemäß ISHM und Artikel 44 lit. 1f EB-VO geforderte finanzielle Neutralität des ÜNB in der Ermittlung und Weiterreichung der AE-Kosten nicht erfüllt. Die Module 1-3 werden absehbar in jedem Monat zu signifikanten Mehrerlösen bei den ÜNB führen. Die vorgeschlagene Überführung der Mehrerlöse in die Netzentgelte lehnen wir ab. Es findet eine Verlagerung von erheblichen Kosten zu Lasten der BKV und zugunsten der Netznutzer statt. Wir fordern, dass ein Verfahren entwickelt und konsultiert wird, das sicherstellt, dass **etwaige Mehr/Mindererlöse gegenüber den BKV innerhalb der AEP-Abrechnung gewälzt werden**.

Fazit:

- **Wir lehnen den Grenzpreisansatz in der aFRR auf 4-Sekunden-Ebene ab** und empfehlen die Anwendung des VWAP
- **Wir lehnen den Grenzpreisansatz in der mFRR ab** und empfehlen die Anwendung des VWAP
- **Wir lehnen den Grenzpreisansatz bei kombinierten Abrufen ab** und empfehlen auch hier den VWAP aus beiden produktspezifischen Preisen
- Wir warnen vor einem **Marktversagen**, wie aktuell regelmäßig im Regelarbeitsmarkt zu beobachten, und empfehlen dringend die **Regelarbeitsgebote in der Anfangsphase auf +/- 3.000€ zu begrenzen** oder Kappungsmechanismen für den AEP zu ergänzen
- **Wir fordern transparente Veröffentlichung** von Echtzeitdaten zur **Beendigung** des aktuell stattfindenden **Insiderhandel von Regelergieanbietern am deutschen Intradaymarkt, der nur durch die bewusst verspätete Veröffentlichung der ÜNB derzeit geschützt wird**
- **Wir lehnen die Überführung von Mehr-/Mindererlösen in die Netzentgelte ab** und empfehlen die Konsultation eines Wälzungsmechanismus innerhalb des AEP

Bei Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

QUADRA Energy GmbH



Dr. Holger Clever
Geschäftsführer



Antonios Gazeas
Leiter Handel & Portfoliomanagement



Stellungnahme Next Kraftwerke zur der überarbeiteten Berechnung des Ausgleichsenergiepreises (Modul 1)

Zu dem Anpassungsvorschlag möchte Next Kraftwerke die folgende Stellungnahme abgeben.

Allgemeine Anmerkungen

Next Kraftwerke begrüßt die Initiative der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die Umsetzung der Vorgaben der EB-VO und der Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISHM) weiter voranzutreiben. Eine fortschreitende Harmonisierung ist ein zentraler Baustein für eine kosteneffiziente Marktintegration von variablen Erneuerbaren Energieerzeugern (EE).

Dem Ausgleichsenergiepreis (AEP) kommt dabei eine entscheidende Rolle zu. Über ihn werden die Kosten (Arbeitspreise für den Abruf von Regelenergie) für den Systemausgleich verursachergerecht auf die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) umgelegt. Das Europäische Zielmarktdesign für Regularbeit sieht vor, dass mittels europäischer Plattformen, Regularbeit grenzübergreifend beschafft und aktiviert werden soll. Alle Regelenergieanbieter, deren Leistung aktiviert wurde, erhalten für die aktivierte Arbeit, den von den Plattformen ermittelten Grenzpreis. Bei der Aktivierung und der Preissetzung werden durch die Plattformen Übertragungskapazitäten berücksichtigt und somit gelten grenzüberschreitende Einheitspreise nur in engpassfreien Gebieten. Entsprechend ist es folgerichtig und marktorientiert, dass zukünftig die ermittelten Grenzpreise der, für den deutschen Netzregelverbund relevanten Plattformen, MARI und PICASSO, maßgeblich für die Bestimmung des AEP herangezogen werden. Um den marktorientierten Charakter zu bewahren und Verzerrungen in einem zunehmend harmonisierten Europäischen Markt zu begrenzen, sollten synthetische Eingriffe und damit Abweichungen vom Grenzpreis der Plattformen jedoch nur vorgenommen werden, wenn tatsächlich kritische Netzsituationen in den jeweiligen Regelzonen vorliegen. Ein marktorientierter europäischer Ansatz zur Bestimmung des AEP fördert die kosteneffiziente Integration der EE in das Stromnetz.

Ausgestaltung Modul 1

Die Ermittlung des AEP im Rahmen des Modul 1 ist eine nachvollziehbare und unserer Ansicht nach gelungene Umsetzung der Vorgaben aus der ISHM. Die Inbetriebnahme der europäischen Plattformen sowie die Einführung von Cross-Border Marginal Pricing (CMBP) sind jedoch signifikante Marktänderungen, welche mit einer erheblichen Unsicherheit behaftet sind und welche einen direkten Einfluss auf den mittels Modul 1 bestimmten AEP haben. Daher sollten die ÜNB nach der Einführung die Wechselwirkungen mit der Börsenpreiskopplung und ggf. abweichende Rahmenbedingungen in den ebenfalls an die Plattform angeschlossenen Regelzonen sowie die Anreizsetzung weiter analysieren. Sollten sich die erwarteten Effizienzgewinne einstellen, gilt es dafür zu sorgen, dass mittels Modul 1 Effizienzgewinne durch grenzüberschreitendes Balancing auch den deutschen BKVs zugänglich gemacht wird und nicht durch synthetische Eingriffe wie die Börsenpreiskopplung in unkritischen Netzsituation aus dem BKV-System abgeführt werden. Damit würde sich die Vermarktung von EE in Deutschland gegenüber Europäischen Nachbarländern synthetisch verteuern.

Anpassung der Bestimmungsvorschrift des NRV-Saldos

Die ÜNB planen zukünftig auch die Mengen des ungewollten Austausches und die PRL-Erbringung bei der Berechnung des NRV-Saldos zu berücksichtigen. Die Knappheitskomponente wirkt dadurch früher. Diese Anpassung halten wir für angemessen und erhöht die Aussagekraft des NRV-Saldos. Im Sinne der Transparenz sollten dann jedoch auch die entsprechenden Zeitreihen (ungewollter Austausch und PRL-Erbringung) separat auf regelleistung.net veröffentlicht werden.

Köln, den 30. April 2021



Zeitplan

Die Einführung von Modul 1 sollte direkt an die Anbindung der deutschen ÜNB an Picasso geknüpft sein. Eine vorgelagerte Einführung halten wir aufgrund der klaren Ausrichtung des Modul 1 auf die europäischen Plattformen für kontraproduktiv.

Fazit

Mit der Ausgestaltung von Modul 1 haben die ÜNB den zentralen Baustein für den AEP der Zukunft geliefert. Das Modul ist unserer Ansicht nach plausibel und stimmig im Kontext der Vorgaben der ISHM ausgestaltet. Aufgrund der fundamentalen Änderungen im Markt (Einführung von CMBP und der Plattformen) ist jedoch die tatsächliche Wirkung von Modul 1 mit hoher Unsicherheit behaftet. Um ein effizientes und robustes Gesamtsystem zu schaffen und Fehlentwicklungen zu adressieren, plädieren wir dafür, nach der Einführung von Modul 1 das Thema Ausgleichsenergiepreis proaktiv weiterzuverfolgen, zu analysieren und ggf. noch einmal zu konsultieren. Bei zukünftigen Betrachtungen halten wir es für sinnvoll die „Modulebene“ zu verlassen und auch Wechselwirkungen zwischen den Modulen sowie im Europäischen Gesamtsystem zu prüfen. Wichtig ist dabei, dass in unkritischen Netzsituationen der AEP tatsächlich durch Modul 1, also marktbasiert, bestimmt wird. Eine Überhandnahme der Eingriffe der Börsenpreiskopplung – wie bereits zu beobachten – und einhergehende Aufschläge, verteuern künstlich die Vermarktung von EE in Deutschland. Außerdem ist es unserer Ansicht nach essenziell, in einem System, in dem Regelenergie grenzüberschreitend aktiviert wird, die Harmonisierung in den teilnehmenden Ländern weiter voranzutreiben. Ein aktiverer Einbezug der BKVs in den Systemausgleich wird beispielsweise in einigen Nachbarländern praktiziert und entspricht unserem Verständnis nach, noch detaillierter den Vorgaben der EB-VO. Durch eine Teilharmonisierung, welche nach Implementierung des ISHM und der Plattformen stagniert, würden Effizienz-Potenziale verschenkt werden.

Next Kraftwerke GmbH
Lichtstr. 43g
50825 Köln

Julian Kretz
Business Development
Telefon: +49 221 820085-864
E-Mail: Kretz@next-kraftwerke.de

**UNIPER Stellungnahme zur
Konsultationen zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergie-
preises**

Düsseldorf, 30.04.2021

UNIPER möchte hiermit die Gelegenheit nutzen zu dem Änderungsvorschlag der AEP-Bestimmung auf Basis der Preise und Volumen der Regelenergie sowie der Umsetzung der ACER-Vorgabe vom 15.07.2020 zur Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISHM) Stellung zu nehmen.

UNIPER begrüßt die Umsetzung der ACER-Vorgaben. Diese sind ein weiterer wichtiger Schritt für die Harmonisierung des europäischen Energiemarktes. Mit der ISHM wird die Harmonisierung der Systeme für Regel- und Ausgleichenergie nicht erfüllt, da die Auslegung der ISHM einen erheblichen Spielraum ermöglicht. Daher sollten die ÜNB die nationalen Regelungen mit den anderen europäischen ÜNB abstimmen aber zumindest mit den ÜNB der direkt angrenzenden Regelzonen abstimmen, um einen möglichst hohen Harmonisierungsgrad zu erreichen. Eine Auswertung bzw. eine Bewertung mit den Regelungen angrenzender Regelzonen erfolgte nicht. Dies sollte zwingend ein Bestandteil der Begründung zum finalen Vorschlag, der der Bundesnetzagentur zur Genehmigung eingereicht wird, sein.

Die ISHM gibt bei einzelnen Punkten konkrete Ansätze zur Bestimmung des Ausgleichenergiepreises vor. Daher beschränkt sich UNIPER in der Stellungnahme auf Punkte bei denen die ISHM Freiheitsgrade zu lässt.

Preisermittlung für aFRR und mFRR

Den vorgeschlagenen Ansatz für die Ermittlung des abrufrichtungsscharfen, produktspezifischen Preises für Regelarbeit wird nicht unterstützt. Aus Sicht von UNIPER sollte der abrufrichtungsscharfe marginale Preis der Regelarbeit für aFRR und mFRR der Abrechnungsviertelstunde genutzt werden. Dieser Ansatz führt tendenziell zu einem höheren reBAP, als bei dem vorgeschlagenen mengengewichteten Ansatz. Der marginale Ansatz setzt unseres Erachtens den richtigen Anreiz für BKV sich auszugleichen.

Umgang mit Mehr- und Mindererlösen

Den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unterstützt UNIPER ebenfalls nicht. Eine Wälzung von Mehr-/Mindererlösen über die Netzentgelte wird als nicht sachgerecht erachtet. Die Kosten, die für den bilanziellen Ausgleich des Systems dem ÜNB entstanden sind, sollten unabhängig von dem Vorzeichen des Saldos aus Mehr- und Mindererlösen durch die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) getragen werden. Eine Quersubventionierung in beide Richtungen sollte ausgeschlossen werden. Die mögliche Komplexität für einen solchen Rückverrechnungsansatz kann kein Argument gegen eine solche Logik sein. Hier sollte vielmehr die Verursachungsgerechtigkeit im Vordergrund stehen. Unseres Erachtens sollte nur der Zeitraum für eine solche Abrechnung bzw. Rückverrechnung mit dem BKV ausreichend groß gewählt werden, damit die Börsenpreiskopplung und die Knappheitskomponente durch eine unmittelbare Rückrechnung nicht ihre Wirkung verlieren. Ein möglicher Ansatz wäre eine Wälzung auf Basis der absoluten Imbalancen (Bilanzkreisabweichungen je Abrechnungsviertelstunde) aller BKV eines definierten Betrachtungszeitraumes.

Transparenz

Der Ausgleichsenergiepreise (AEP) und alle Bestandteile, die für die Berechnung des AEP erforderlich sind, sollten möglichst zeitnah veröffentlicht werden. Die Änderung, dass bereits acht Werktagen nach dem Erfüllungstag der Modul 1 des AEP veröffentlicht wird, geht in die richtige Richtung. Allerdings sollte eine Veröffentlichung am Folgetag das Ziel sein. Dies ist unseres Erachtens mit der vereinfachten Berechnung umsetzbar. Außerdem stehen die für die Berechnung notwendigen Daten bereits am Erfüllungstag bzw. spätestens am Folgetag zur Verfügung. Aus diesem Grund sollte zumindest eine Verkürzung des Zeitraumes für die Veröffentlichung der Informationen bereits vorgesehen werden.

Darüber hinaus sollten alle Daten, die im Zusammenhang mit der reBAP Berechnung stehen, transparent und nachvollziehbar veröffentlicht werden. Dies gilt insbesondere auch für Zusatzmaßnahmen, denn diese haben einen direkten Einfluss auf den Abruf von aFRR und mFRR und damit einen Indirekten auf den Preis, der Grundlage des Modul 1 ist.

Des Weiteren sollte für jede Abrechnungs Viertelstunde im Nachhinein nachvollziehbar sein, ob die Knappheitskomponente, die Börsenpreiskopplung, der Wert der vermiedenen Aktivierung oder Regelarbeitsabrufe den AEP bestimmt haben.

Konsultationsbeitrag: Die reBAP-Notbremse

Extremer reBAP je ¼ h wird ab
+/- 1.000 €/MWh gekappt

Kappungsgrenze +/- 1.000 €/MWh
entspricht dem 30-fachen des
Ø reBAP und dem 5-fachen des
max. EEX-Spotmarkt-Preis 2020

2020 hätte die Notbremse in
49 Viertelstunden* gegriffen

Anreizwirkung des
reBAP bleibt
gewahrt

Die für diese ¼ h durch die Kappung
nicht gedeckten Restkosten der
Regelenergie werden über alle BKV
über diese ¼ h vergesellschaftet

Vergesellschaftet wird über den
Anteil des Handelsvolumens (HV)
des einzelnen BKV am Gesamt-HV
im Netzregelverbund in dieser ¼ h

Kosten je BKV in Notbrems-¼ h =
Menge Ausgleichsenergie * +/- 1.000 €/MWh +
Anteil HV Ausgleichsenergie * Restkosten Regelenergie

* \cong 0,14% aller Viertelstunden

Handelsvolumen = |Menge|
Beispiel: -100 MWh Menge = 100 MWh HV