

**Stellungnahme der deutschen  
Übertragungsnetzbetreiber zu dem durch die  
Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur eingeleiteten**

**„Diskussionsprozess zur Weiterentwicklung des  
Ausgleichsenergiesystems“  
(BK6-15-012)**

**10. März 2016**

Einleitend ist festzustellen, dass die im deutschen Netzregelverbund (NRV) auftretenden Bedarfe an Regelenergie seit mehreren Jahren in Summe kontinuierlich rückläufig sind (Bedarfsspitzen bestehen jedoch nach wie vor). Insofern ist die bisherige Ausgestaltung des Bilanzkreis- und AEP-Systems nicht im Grundsatz zu hinterfragen oder schlicht pauschal zu verteuern – vielmehr muss es darum gehen, das Bilanzkreis- und AEP-System in die Energiemärkte und den gemäß Strommarktgesetz bestätigten Energy-Only-Markt (EOM) stimmig einzupassen.

### **Symmetrische Ausgleichsenergiepreise beibehalten**

Die ÜNB befürworten auch zukünftig ein symmetrisches AEP-System mit einem AEP je Viertelstunde, der in allen Regelzonen für Über- und Unterdeckungen gleichermaßen angewandt wird.

Die Umstellung auf ein asymmetrisches AEP-System würde erhebliche Umstellungen für den gesamten Markt bedeuten und hätte signifikante negative Auswirkungen zur Folge. Besonders hervorzuheben ist die Eigenschaft asymmetrischer AEP Anreize zur Bildung von Unterbilanzkreisstrukturen bzw. Bilanzkreisen mit hohen Durchmischungseffekten zu bieten, welches somit eine Markteintrittsbarriere für neue, unabhängige Bilanzkreisverantwortliche mit kleinem Portfolio darstellen würde. Somit würde im Ergebnis auch das Bilanzkreismonitoring bezüglich Prognosepflichtverletzungen deutlich erschwert. Darüber hinaus entfaltet ein symmetrisches AEP-System tendenziell höhere Anreize zum Bilanzausgleich in Situationen starker Abweichungen im NRV und insofern wird gerade die Vermeidung starker Abweichungen angereizt.

### **Stärkung der Anreize aus dem AEP-System zur Nutzung der Energiemärkte**

#### **Energiemärkte statt Regelenergie für prognostizierbare Abweichungen**

Das AEP-System muss deutliche Anreize zur Nutzung der lang- und kurzfristigen Energiemärkte (insb. dem 1h- und 1/4h-ID-Handel) bieten. Die bewusste Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie für bereits während des Handelszeitfensters prognostizierbare Abweichungen muss, neben der entsprechenden bilanzkreisvertraglichen Pflicht, für Bilanzkreisverantwortliche wirtschaftlich unattraktiv sein. Dieser Grundsatz ist heute und in Zukunft gültig und ist aus Sicht der ÜNB in der Ausgestaltung nachzuschärfen.

Die bereits im heutigen AEP-System vorgesehene Börsenpreiskopplung an den ID-Markt wird von den ÜNB im Grundsatz unterstützt. Allerdings ist die Ausgestaltung zur wirksamen Vermeidung von Arbitragemöglichkeiten zwischen Börsenpreis und AEP zu überarbeiten. Dabei sind zwei Punkte zu berücksichtigen:

Zum einen müssen neben den derzeit bereits berücksichtigten Börsenpreisen der Stundenprodukte zwingend auch die Preise der Viertelstundenprodukte einbezogen werden. Stromhandel, Bilanzkreisabrechnung und auch die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises finden im Viertelstundenraster statt – insofern ist eine Berücksichtigung der Viertelstundenprodukte zur arbitragefreien Ausgestaltung zwingend vorzusehen.

Zum anderen ist eine Anreizstärkung gegenüber der bisherigen Bindung an den Durchschnittspreis vorzunehmen. Die Bezugnahme auf einen Durchschnittspreis bietet keine gänzliche Vermeidung von Arbitragemöglichkeiten. Insbesondere in Zeiten starker Über- oder Unterdeckungen stellen sich infolge von Energieknappheit oder -überschuss gerade in der Schlussphase des Intraday-Handels Preisausschläge nach oben oder unten ein. Diese Preise sind – im Falle einer Arbitrage-Absicht des BKV – maßgeblich für die Entscheidung, ob der

BKV sich im börslichen Handel eindeckt oder Unausgeglichenheiten bewusst in Kauf nimmt. Insofern bietet die derzeitige Börsenpreisbindung gerade in derartigen, aus Systemsicherheitsüberlegungen kritischen Zeiten, keinen Schutz vor Arbitrage und keinen Anreiz zum Bilanzausgleich.

Die ÜNB schlagen daher vor, die Kopplung an den Durchschnittspreis durch eine Kopplung an Preisindizes basierend auf den kontinuierlichen Intradaymärkten zu ersetzen, welche eher die Minimal- und Maximalpreise abbilden. Nach Vorschlag der dt. ÜNB sollten diese Indizes jeweils für den kontinuierlichen Viertelstunden- und Stundenhandel diejenigen Preise ausweisen, für welche nur 5% der Handelsmenge günstiger und 5% der Handelsmenge teurer gehandelt wurde (5%- / 95%-Quantile).

Durch eine Kopplung des AEP an diese Indizes wie folgt

- Bei pos. NRV-Saldo:  
 $AEP \geq \max(95\text{-ID-Stunde}; 95\text{-ID-1/4h})$
- Bei neg. NRV-Saldo:  
 $AEP \leq \min(5\text{-ID-Stunde}; 5\text{-ID-1/4h})$

würde das maximal mögliche Arbitragepotential zu den ID-Märkten je Viertelstunde auf 5% der gehandelten Mengen reduziert.

Diese Indizes können bereits während des kontinuierlichen Handels durch die Strombörse EPEX veröffentlicht werden. In Abhängigkeit des Handelsvolumens könnte zudem der Betrachtungszeitraum dieser Indizes auf ein bis zwei Stunden vor Handelsschluss eingegrenzt werden um eine engere zeitliche Kopplung zu erreichen.

### **Eingliederung des AEP-Systems in den Energy-Only-Markt**

Darüber hinaus wird die Bilanzkreisverantwortung durch das Strommarktgesetz an Bedeutung gewinnen. Das Strommarktgesetz spricht dem Bilanzkreis- und AEP-System eine wesentliche Bedeutung für die Funktionsfähigkeit des EOM zu - dies deckt sich mit der Sichtweise der ÜNB. Eindeutige Anreize zur Vermeidung der Inanspruchnahme von Regelenergie sind das Schlüsselement für die Gewährleistung kurzfristiger System- und langfristiger Versorgungssicherheit im EOM.

Insofern sind (aller Wahrscheinlichkeit nach nur selten auftretende) extreme Preissignale im Großhandelsmarkt – insbesondere in Knappheits-/Überschusssituationen – ein zu akzeptierendes Merkmal eines funktionierenden EOM. Entsprechende Anreize aus dem AEP-System sind Voraussetzung und notwendige Schlussfolgerung zugleich, um diese Marktpreissignale zuzulassen/zu generieren und gleichzeitig Arbitrage der Marktteilnehmer gegen den AEP auszuschließen.

Daher fordern die ÜNB eine Verstärkung der monetären Anreize des AEP-Systems insbesondere in Zeiten stärkerer energetischer Auslenkungen des NRV.

### **Kurzfristige Berechnung und Veröffentlichung**

Aus Sicht der dt. ÜNB ist eine kurzfristige Bestimmung und Veröffentlichung der AEP anzustreben – kurzfristige Preissignale aus dem Bilanzkreis- und AEP-System unterstützen die im Strommarktgesetz vorgesehene Stärkung der Bilanzkreisverantwortung. Daher schlagen die ÜNB vor, das AEP-System so auszugestalten, dass die Bestimmung des AEP unmittelbar nach Ende der ¼-h vorgenommen werden kann.

Um dies zu erreichen, müsste die Bestimmung des AEP, sowohl bezüglich des energetischen Saldo des NRV als auch bezüglich der Kosten zur entsprechenden Ausregelung, auf kurzfristig verfügbare Werte (z.B. betrieblicher Qualität) umgestellt werden. Bei einer Etablierung der Preisbestimmung anhand betrieblicher Werte sind in der Ausgestaltung auch Szenarien zu berücksichtigen, in denen eine Preisbestimmung nicht möglich oder sinnvoll ist.

## **Reduktion der Komplexität und Fehleranfälligkeit**

Aus Sicht der dt. ÜNB ist bei der Ausgestaltung und Bewertung von Umsetzungsmöglichkeiten immer die Komplexität und Fehleranfälligkeit maßgeblich zu berücksichtigen. Das derzeitige AEP-System weist durch die Berücksichtigung vieler Eingangsdaten eine hohe Komplexität auf. Neben den Abrechnungswerten sämtlicher SRL- und MRL-Einsätze wird der Austausch im Rahmen des internationalen Netzregelverbundes (IGCC) berücksichtigt. Hiermit geht eine hohe Fehleranfälligkeit der AEP-Bestimmung einher.

## **Konformität mit Network Code Electricity Balancing (NC EB)**

Bei der Bewertung der Konformität eines neuen AEP-Systems mit dem NC EB stellt sich zunächst die Frage, welche Version des NC EB der Bewertung zu Grunde gelegt wird. Aktuell ist der NC EB noch nicht verabschiedet und Änderungen sind weiterhin möglich. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf die Kommentierung von ACER vom Juli 2015.

Die konkreten Vorgaben des NC EB bezüglich Merkmalen des AEP-Systems sind nicht sehr zahlreich: Im §64 wird lediglich gefordert, dass der AEP über dem mengengewichteten Mittelwert der Preise aller tatsächlich eingesetzter Regelenergieprodukte in positiver oder negativer Richtung liegen muss. Wird aufgrund von Imbalance Netting keine Regelenergie abgerufen, muss der AEP teurer sein als das günstigste nicht abgerufene Gebot in Richtung des Bedarfs.

Zusätzlich wird im §55 gefordert, dass der AEP den „real-time value of energy“ widerspiegeln sollte. Da der NC EB aber keine Definition des real-time value of energy enthält, lassen sich aus dieser Formulierung keine konkreten Anforderungen ableiten.

Diese konkreten Punkte geben folglich einen eher groben Rahmen, den viele AEP-Systeme erfüllen. Entscheidender als diese Vorgaben dürfte aber sein, dass der NC EB im §24 eine Harmonisierung der AEP-Systeme fordert. Bereits ein Jahr nach Inkrafttreten des NC EB sollen die europäischen ÜNB eine gemeinsame Liste wesentlicher Merkmale zukünftiger AEP-Systeme entwickeln. Bis Juli 2019 sollen dann in den einzelnen Ländern AEP-Systeme eingeführt werden, die diese Merkmale erfüllen.

## **Vermeidung von Preisspitzen bei nahezu ausgeglichenem NRV-Saldo**

Im Rahmen der aktuellen Preisbestimmung des AEP können bei nahezu ausgeglichenem NRV-Saldo Preisspitzen durch die Division durch Null entstehen. Im Berechnungsschritt AEP2 werden diese Preisspitzen durch eine Kappung begrenzt. Da diese Kappung allerdings nicht zu jeder Zeit ausreichend greift, wird aktuell eine Branchenlösung zur Vermeidung extremer Preisspitzen bei kleinen NRV-Salden erarbeitet. Auch das zukünftige AEP-System sollte so ausgestaltet sein, dass extreme Preisspitzen bei kleinen NRV-Salden vermieden werden.

## Konkreter Modellvorschlag der ÜNB

Um alle oben dargestellten Zielstellungen und Rahmenbedingungen des AEP-Systems zu erreichen und einzuhalten, ist eine Ausgestaltung des AEP in nur einem einzigen Berechnungsschritt aus Sicht der ÜNB nicht möglich. Allerdings ist im Sinne einer möglichst geringen Komplexität und Fehleranfälligkeit die Zahl der Berechnungsschritte so niedrig wie möglich zu halten.

Die ÜNB schlagen eine Ermittlung des AEP aus drei Bausteinen (BS) in nachstehender Grundlogik vor. Der Modellvorschlag der ÜNB baut auf dem aktuellen Regime zur Ausschreibung und Abrechnung von Regelleistung auf und ist ggf. zu überarbeiten, sofern sich hier Änderungen ergeben.

- Bei positivem NRV-Saldo:  
AEP = max (BS1; BS2; BS3)
- Bei negativem NRV-Saldo:  
AEP = min (BS1; BS2; BS3)

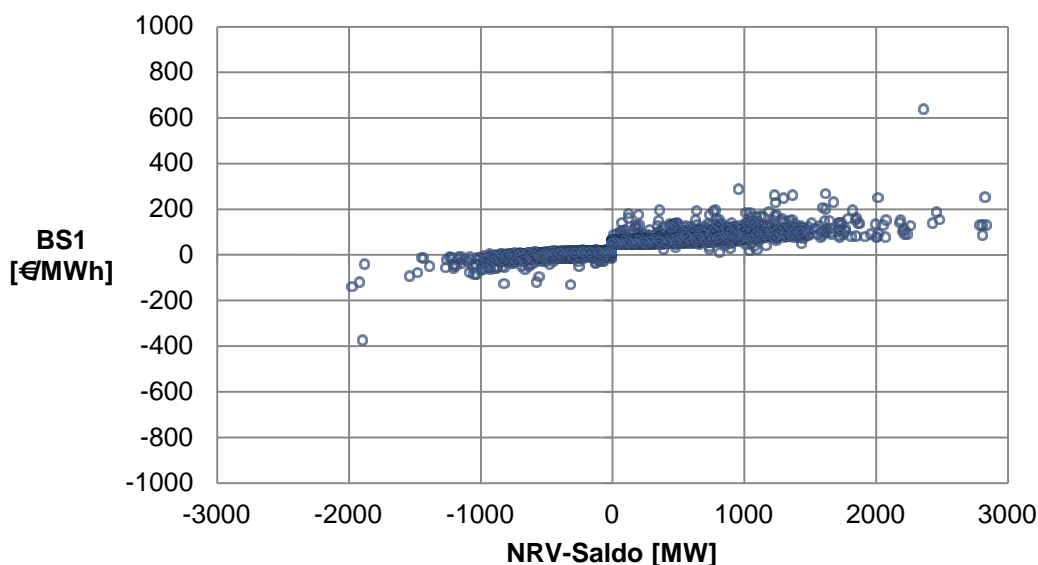
### Baustein 1:

In BS1 wird im Rahmen einer Division von Kosten/Erlösen durch Energiemengen ein Preis in €/MWh ermittelt.

In die Division gehen im Zähler die Kosten der überwiegenden Abrufleistung der jeweiligen ¼-h ein. Die Kosten für den SRL-Einsatz der überwiegenden Abrufleistung werden auf Basis des Mittelwerts des Bedarfs der überwiegenden Abrufleistung im NRV aus der deutschlandweiten SRL-Merit-Order-Liste ermittelt. Die Kosten des MRL-Einsatzes der überwiegenden Abrufleistung werden auf Basis der MRL-Abrufe aus der deutschlandweiten MRL-Merit-Order-Liste ermittelt.

In den Nenner der Division geht die Summe der abgerufenen Regelarbeit der jeweiligen ¼-h in der überwiegenden Abrufleistung ein. Das NRV-Saldo stellt im Folgenden die beste Abschätzung der BK-Ungleichgewichte des deutschen NRV, als Summe der Regelleistungseinsätze, Bezüge aus dem IGCC und notwendige Zusatzmaßnahmen, dar.

Für den Zeitraum August bis Oktober 2015 ergibt sich die nachfolgende Preisverteilung in €/MWh im BS1:



Durch BS1 werden im Wesentlichen folgende Zielstellungen erreicht:

- Durch die Durchschnittspreisbildung wird eine Konformität mit dem NC EB erreicht, da damit der AEP stets mindestens diesem Durchschnittspreis entspricht.
- Vermeidung von Preisspitzen durch die ausschließliche Berücksichtigung der überwiegenden Abrufleistung.

Durch die Preisgestaltung von BS1 werden Preisspitzen bei kleinen NRV-Salden gänzlich vermieden. Dies erscheint im Sinne der Anreiz des AEP sinnvoll – hohe AEP bei hohen NRV-Salden und geringe AEP bei geringen NRV-Salden. Allerdings erzeugt ein symmetrisches AEP-System den monetären Anreiz für BKV zur NRV-stützenden Steuerung („Mitregeln“) ihres Bilanzkreises. Preisspitzen bei kleinen NRV-Salden sind hierfür ein dämpfendes Element und stellen sicher, dass BKV nicht bereits bei kleinen Abweichungen des NRV ein NRV-stützendes Verhalten anstreben und so möglicherweise ein Schwingen des Systems hervorrufen. Daher müssten aus Sicht der ÜNB vor einer finalen Entscheidung für ein solches System mögliche negative Auswirkungen sowie alternative Maßnahmen zur Begrenzung dieses Effektes noch genauer analysiert werden. Hierzu werden die ÜNB in den kommenden Monaten auch weitere eigene Analysen durchführen.

#### Baustein 2:

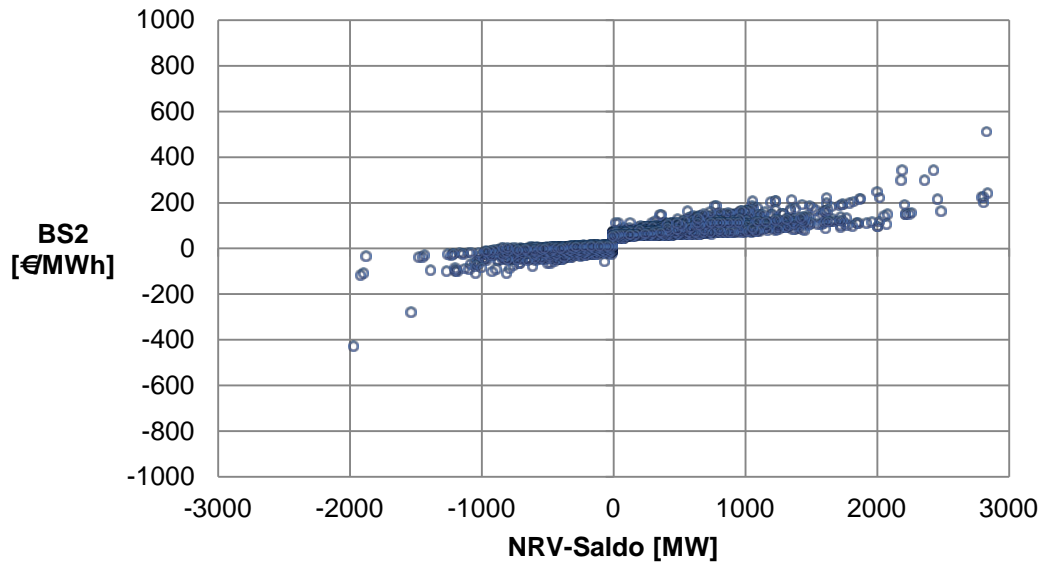
Die Ermittlung von BS2 erfolgt im Sinne eines Grenzpreisverfahrens auf Basis des Viertelstundenmittelwerts des NRV-Saldos und einer gemeinsamen nach Arbeitspreis aufsteigend sortierten Merit-Order-Liste sämtlicher deutschlandweiter SRL- und MRL-Arbeitspreise.

In der aktuellen Ausgestaltung der Regelleistungsmärkte können dabei allerdings aus Sicht der ÜNB unsachgemäß hohe Arbeitspreise preissetzend für den AEP werden. Um dies auszuschließen sind mehrere Möglichkeiten denkbar:

- a. Begrenzung des BS2 auf einen Höchstbetrag in €/MWh
- b. Begrenzung der zulässigen Arbeitspreise bereits bei der Gebotsabgabe auf einen Höchstbetrag in €/MWh
- c. Sicherstellen eines Wettbewerbs bei den Arbeitspreisen für SRL und MRL (z.B. Arbeitspreis bei der Bezuschlagung der Regelleistung berücksichtigen oder Etablierung eines Arbeitsmarktes)

Die ÜNB präferieren mittelfristig die Umsetzung von Variante c. Allerdings plädieren die ÜNB bei der Einführung eines Arbeitsmarktes dafür, zunächst mit einem Arbeitsmarkt für MRL zu beginnen und die Erfahrungen abzuwarten, bevor ein Arbeitsmarkt auch bei SRL eingeführt wird.

Für den Zeitraum August bis Oktober 2015 ergibt sich die nachfolgende Preisverteilung in €/MWh in BS2:



Durch BS2 wird im Wesentlichen folgende Zielstellung erreicht:

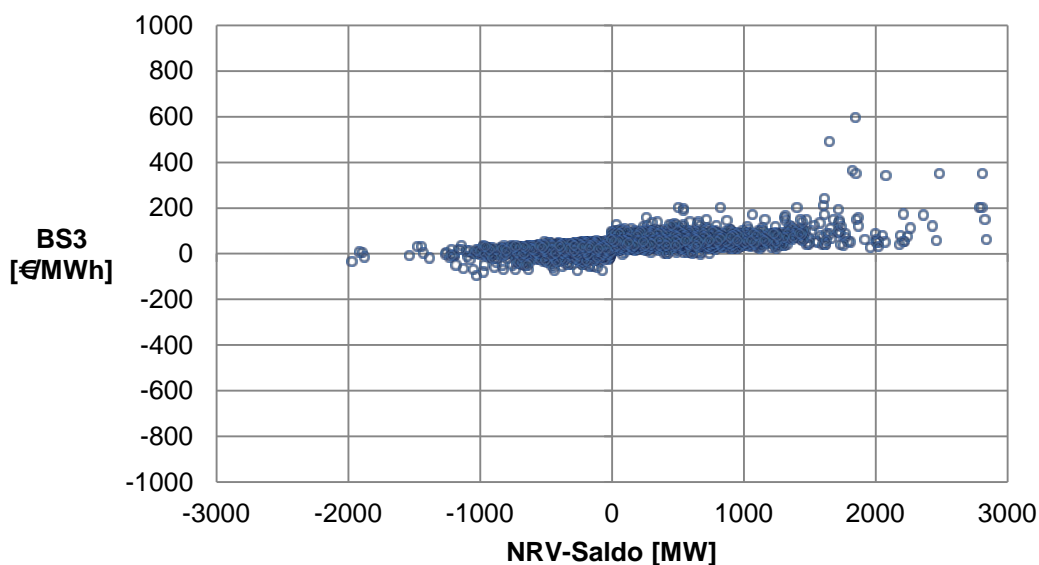
- Stärkung der monetären Anreize bei stärkeren energetischen Auslenkungen des NRV

### Baustein 3:

Die Ermittlung von BS3 erfolgt anhand des 5%-/95%-Quantils aus dem ID-Handel der EPEX Spot für Viertelstunden- und Stundenprodukte.

- Bei pos. NRV-Saldo:  
BS3 = max (95%-ID-Stunde ; 95%-ID-1/4h)
- Bei neg. NRV-Saldo:  
BS3 = min (5%-ID-Stunde ; 5%-ID-1/4h)

Für den Zeitraum August bis Oktober 2015 ergibt sich nachfolgende Preisverteilung in €/MWh in BS3:

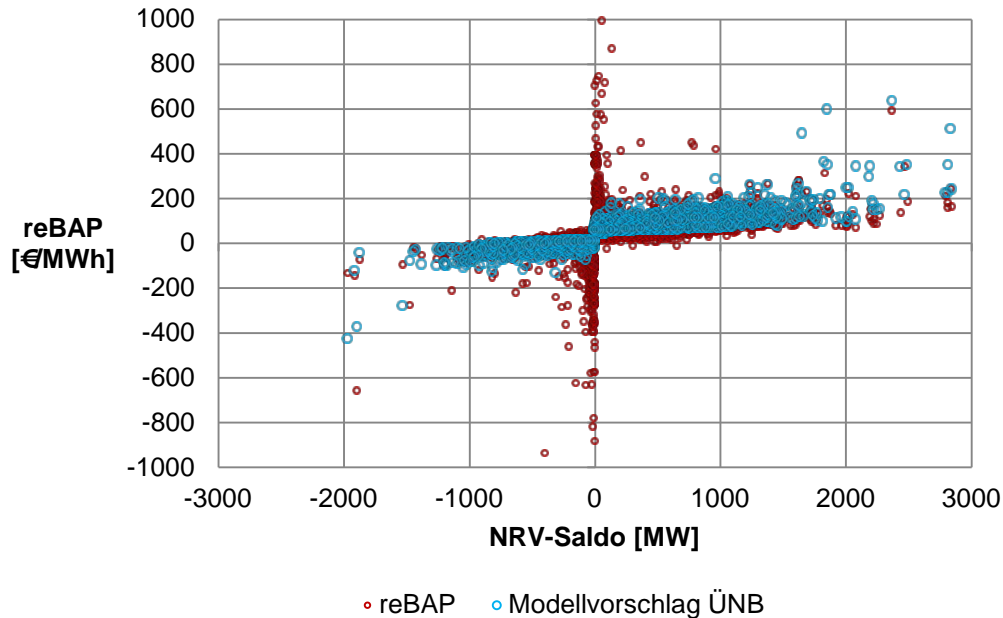


Durch BS3 wird im Wesentlichen folgende Zielstellung erreicht:

- Weitgehend arbitragefreie Ausgestaltung des AEP gegenüber dem börslichen ID-Handel
- Basis für die Entstehung von Preisspitzen im börslichen ID-Handel (EOM)

Gesamtdarstellung und Bewertung des Modellvorschlags:

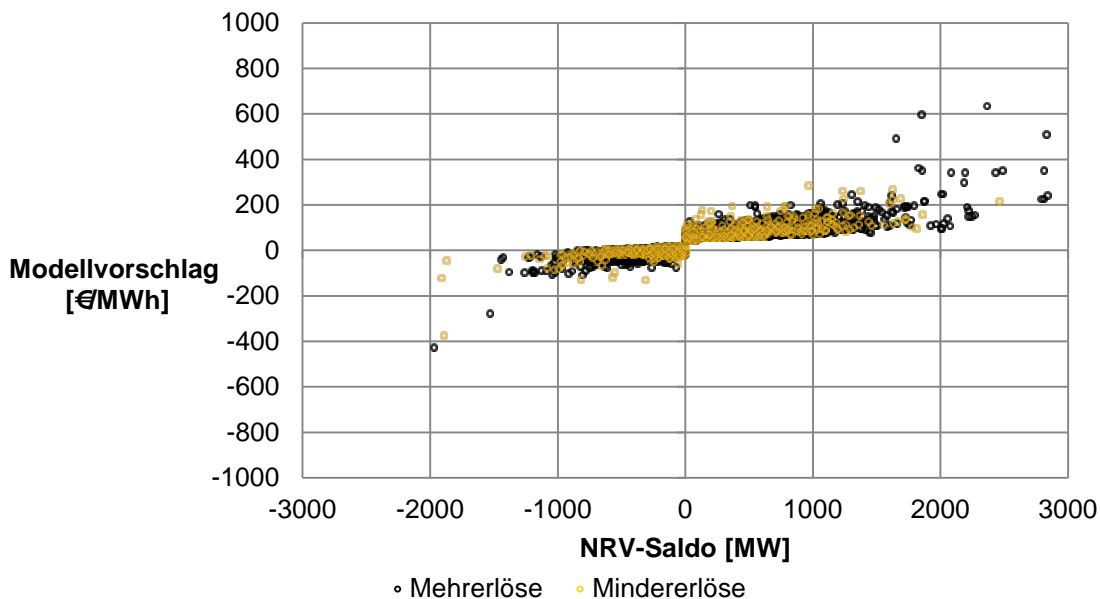
In nachstehender Grafik sind der heute gültige reBAP sowie der oben beschriebene Modellvorschlag der ÜNB für den Zeitraum August bis Oktober 2015 dargestellt.



Durch den Modellvorschlag der ÜNB bzw. die Bausteine BS1 bis BS3 hätten sich für den Zeitraum August bis Oktober 2015 folgende Kosten- und Erlössituationen ergeben (alles in Mio €):

|                                       |       |
|---------------------------------------|-------|
| Kosten Regelarbeit und IGCC           | 45,14 |
| Einnahmen reBAP (aktuelle Berechnung) | 45,06 |
| Einnahmen BS1                         | 41,67 |
| Einnahmen BS1 + BS2                   | 53,70 |
| Einnahmen BS1 + BS2 + BS3             | 55,45 |

In der nachfolgenden grafischen Darstellung sind die sich ergebenden AEP je nach Erlössituation in blau oder rot dargestellt. In den Viertelstunden mit blauer Einfärbung ergeben sich im Vergleich zum aktuellen Modell Mindererlöse aus dem AEP-System, die roten Einfärbungen zeigen Viertelstunden mit Mehrererlöse gegenüber dem aktuellen Modell.



## Umgang mit Mehr- und Mindererlösen

Das von den ÜNB vorgeschlagene Modell ist – entgegen dem bisherigen Modell – nicht primär daran orientiert, eine monetäre Deckung sämtlicher Arbeitskosten und -erlöse zum Bilanzausgleich in jeder Viertelstunde herzustellen. Vielmehr werden – gemessen am bisherigen Modell – in den einzelnen Viertelstunden Mehr- oder Mindererlöse erzielt und akzeptiert. Mindererlöse ergeben sich dabei insbesondere durch das Vermeiden von extremen Preisspitzen bei geringen NRV-Salden. Mehrererlöse ergeben sich durch die Anreizstärkung bei höheren NRV-Salden sowie durch die Vermeidung sehr geringer AEP bei geringen NRV-Salden (aus ausschließlicher Berücksichtigung der überwiegenden Abrufrichtung).

Aus Sicht der ÜNB wird die Abkehr von der strikten Kostendeckung in jeder Viertelstunde im Sinne einer besseren Anreizsetzung begrüßt. Sofern sich so insgesamt Mehr- oder Mindererlöse gegenüber den Arbeitskosten/-erlösen zum Bilanzausgleich ergeben, so sind diese im Rahmen der Netzentgelte zu berücksichtigen. In den betrachteten Monaten August bis Oktober 2015 hätten sich durch das vorgeschlagene Modell rund 10 Millionen Euro Mehrererlöse ergeben. Die ÜNB erwarten weiterhin strukturell Mehrererlöse aus diesem Modell, weisen aber explizit darauf hin, dass auch Mindererlöse auftreten können, welche dann ebenfalls im Rahmen der Netzentgelte zu berücksichtigen sind. Auftretende Mehrererlöse aus dem Modell können, wie bereits im Strommarktgesetz (§ 8 StromNZV) vorgesehen, zur Deckung der Kosten für die Regelleistungsvorhaltung genutzt werden.

## Begrenzung unvorhersehbarer Energieflüsse im deutschen Netzgebiet

Vor dem Hintergrund des Umbaus des deutschen Erzeugungsparks von konventionellen Erzeugungsanlagen hin zu dargebotsabhängigen und sehr flexiblen Erzeugungsklassen bietet ein AEP-System, welches durch Preissignale das Bilanzkreisverhalten deutschlandweit beeinflusst, auch Risiken für den Systembetrieb. Mit Preissignalen einhergehende Änderungen des Bilanzkreisverhaltens beeinflussen die innerdeutschen Leistungsflüsse ggf. unvorhersehbar, wodurch die kurzfristige Engpassvorschau (z.B. für Redispatch) deutlich erschwert werden könnte.

Aus Sicht der dt. ÜNB ist in diesem Zusammenhang die regelzonenscharfe Bilanzkreisverantwortung essentiell für die kurzfristigen Planungsprozesse und somit einen sicheren Systembetrieb. Daher ist es essentiell, dass alle vorhersehbaren Abweichungen durch die BKV regelzonenscharf in den Energiemärkten ausgeglichen und per Fahrplananmeldung bei den ÜNB nominiert werden, sodass ein verlässlicher Planungstand für die ÜNB entsteht.

Die Auswirkungen einer Überarbeitung des AEP-Systems sind diesbezüglich zu beobachten. Ggf. könnte, wenngleich die dt. ÜNB den Erhalt des einheitlichen AEP für das deutsche Netzgebiet anstreben, zukünftig die Notwendigkeit von lokalen Preissignalen im Bedarfsfall erwachsen. Als wichtigste Abhängigkeit ist hierbei der innerdeutsche Netzausbau zu erwähnen.

### **Europäische Perspektive**

Abschließend möchten wir unsere o. g. Hinweise in Bezug auf den NC EB aufgreifen. Wenn sich die Entwicklung der europäischen Regelenergiemärkte so fortsetzt wie derzeit erwartet, scheint es aus heutiger Sicht unerlässlich, in Deutschland nach Einigung auf die wesentlichen Merkmale der europäischen AEP-Systeme ein erneutes Festlegungsverfahren zur Anpassung des deutschen AEP-Systems zu starten. Ausdrücklich sprechen sich die ÜNB dagegen aus, das aktuell angedachte Festlegungsverfahren so lang zu verzögern, bis die wesentlichen Merkmale zukünftiger AEP-Systeme europaweit abgestimmt sind.