



# Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Az.: 4-4455.7/55

Stuttgart, den 24.10.2018

## **Festlegung Verlustenergie (Strom) 3. Regulierungsperiode der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg**

vom

**24.10.2018**

zur Berücksichtigung von Kosten für die beschafften Verlustenergiemengen als volatile Kosten für die dritte Regulierungsperiode.

Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV und § 11 Abs. 5 ARegV hat die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg (LRegB) beim Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg am 24.10.2018, soweit sie für die baden-württembergischen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zuständig ist, verfügt:

## Tenor

- 1** Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Zuständigkeitsbereich der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg (im Folgenden: LRegB) im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG werden ab der dritten Regulierungsperiode, beginnend am 01.01.2019, verpflichtet, die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 3 ARegV derart vorzunehmen, dass die Differenz der Verlustenergiekosten zwischen dem Basisjahr für die dritte Regulierungsperiode (VK0) und den ansatzfähigen Verlustenergiekosten, die sich aufgrund der vorgegebenen Berechnungsmethodik kalenderjährlich (VKt) ergeben, als volatile Kosten berücksichtigt werden.
- 2** Der ansatzfähige Planwert der Verlustenergiekosten des jeweiligen Kalenderjahres ergibt sich aus dem Produkt des Referenzpreises und der ansatzfähigen Menge. Die Berechnung des Referenzpreises erfolgt anteilig aus dem Baseload-Preis (69 %) und dem Peakload-Preis (31 %). Der Baseload-Preis ergibt sich dabei als tagesgenauer (ungewichteter) Durchschnittspreis aller im Zeitraum 01.07.t-2 bis 30.06.t-1 gehandelten Phelix-Year-Futures (Baseload) für das Lieferjahr t. Der Peakload-Preis ergibt sich als tagesgenauer (ungewichteter) Durchschnittspreis aller im Zeitraum 01.07.t-2 bis 30.06.t-1 gehandelten Phelix-Year-Futures (Peakload) für das Lieferjahr t. Der Durchschnittspreis für das Jahr 2019 wird auf Basis des Phelix-DE/AT-Year-Future gebildet. Der Durchschnittspreis für die Jahre 2020-2023 wird auf Basis des Phelix-DE-Year-Future gebildet.
- 3** Abweichend zu Ziff. 2 ergibt sich für das Kalenderjahr 2019 der Baseload-Preis als tagesgenauer (ungewichteter) Durchschnittspreis aller im Zeitraum 01.10.2017 bis 30.09.2018 gehandelten Phelix-DE/AT-Year-Futures (Baseload) für das Lieferjahr 2019. Der Peakload-Preis ergibt sich für das Kalenderjahr 2019 entsprechend als tagesgenauer (ungewichteter) Durchschnittspreis aller im Zeitraum 01.10.2017 bis 30.09.2018 gehandelten Phelix-DE/AT-Year-Futures (Peakload) für das Lieferjahr 2019.
- 4** Die ansatzfähige Menge ergibt sich aus dem im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV anerkannten Wert des Basisjahres 2016. Die ansatzfähige Menge wird für die Dauer der dritten Regulierungsperiode festgesetzt. Eine jährliche Anpassung der ansatzfähigen Menge findet grundsätzlich nicht statt. Soweit der Stromnetzbetreiber der LRegB gegenüber

nachweist, dass in zwei aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren nach Beginn der Regulierungsperiode von ihm nicht zu vertretende Umstände neu hinzuge treten und dauerhaft zu erwarten sind, die zu einer gegenüber der im Basisjahr anerkannten Menge jeweils mindestens 10% höheren Verlustenergiemenge geführt haben, kann die LRegB im Folgejahr auf Antrag zulassen, dass die Verlustenergiemenge angepasst wird.

- 5 Ein Ist-Abgleich findet nicht statt.
- 6 Die Festlegung ist bis zum 31.12.2023 befristet.
- 7 Die Kosten (Gebühren und Auslagen) des Verfahrens tragen die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber im hier genannten Zuständigkeitsbereich der LRegB. Die Festsetzung erfolgt gegenüber den einzelnen Netzbetreibern jeweils durch gesonderte Entscheidung.

## Gründe

### I.

Die LRegB trifft mit der vorliegenden Festlegung eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten für die dritte Regulierungsperiode.

Als Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Unter Verlustenergiekosten fallen damit Kosten der Beschaffung.

Gemäß § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV gelten beeinflussbare und vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterschieden, als volatile Kostenanteile, sofern dies die Regulierungsbehörde gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Die Verordnung nennt die Beschaffung von Verlustenergie als Regelbeispiel.

Nach Ablauf der 2. Regulierungsperiode (Strom) wird das derzeitige System der Anpassung von Verlustenergiekosten über die Freiwillige Selbstverpflichtung

Verlustenergie Strom (Az.: 4-4455.7/39) enden. Dieses schon lange geübte System ist durch die Einführung der Normen des § 11 Abs. 5 ARegV ausgeweitet worden und soll nun nicht nur Netzbetreibern im Regelverfahren zugänglich werden.

Die Bundesnetzagentur hat am 09.05.2018 für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in ihrer Zuständigkeit eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten für die dritte Regulierungsperiode (BK8-18/0001-A) erlassen.

Durch Mitteilung auf der Internetseite der LRegB ([www.versorger-bw.de](http://www.versorger-bw.de)) am 23.07.2018 hat die LRegB die Einleitung eines Verfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV und § 11 Abs. 5 ARegV veröffentlicht und die Konsultation desselben eingeleitet. Mit elektronisch versandtem Schreiben vom 23.07.2018 wurde allen Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, für die die LRegB zuständig ist, und Verbänden die beabsichtigte Festlegungsentscheidung übermittelt und ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 15.09.2018 gegeben. Neben der Stellungnahme des Verbandes VfEW sind Stellungnahmen von insgesamt 30 Netzbetreibern eingegangen. Zudem führte die LRegB ein Gespräch mit dem VfEW, einem Netzbetreiber und einer Stadtwerke-Kooperation, die für mehrere ihrer Mitglieder die Verlustenergie beschafft.

Die LRegB hat alle bis zum Zeitpunkt der Entscheidung vorliegenden Stellungnahmen ausgewertet und abgewogen. Die Stellungnahmen enthalten insbesondere folgende wesentlichen Aspekte:

#### 1. Referenzpreis

Die Bestimmung des Referenzpreises anhand tatsächlicher Werte wird in den Stellungnahmen begrüßt. Es wird allerdings angemerkt, dass im Referenzpreis verschiedene Kosten und Risiken der Netzbetreiber wie Ausschreibungsrisiken, Margen der Händler und Mehrkosten durch abweichende Beschaffungsstrategien nicht berücksichtigt seien. Daher sei ein entsprechender Aufschlag erforderlich. Darüber hinaus wird die Übertragung der Ergebnisse (Gewichtung Base/Peak) der Auswertungen der BNetzA auf die Netzbetreiber in Baden-Württemberg bemängelt. Die durch die BNetzA-Auswertung berücksichtigten Netzbetreiber versorgen im Gegensatz zu den vielen kleinen Netzbetreibern in Baden-Württemberg mehrheitlich deutlich mehr als 100.000 Kunden. Aufgrund der höheren Verlustenergiemenge seien daher die Beschaffungsnebenkosten für

die großen Netzbetreiber wesentlich niedriger. Zudem können kleine Netzbetreiber die Verlustenergie nie direkt an der Börse beschaffen, sodass sich ein höherer Preis aufgrund der Beschaffung über Zwischenhändler ergebe. Letztlich lagen die von der LRegB veröffentlichten Preise im Zeitraum von 2014 bis 2018 im Schnitt 25,7% über denjenigen der BNetzA. Auch in Zukunft sei von einer solchen Preisdifferenz auszugehen. Daher sei ein Zuschlag von 30% auf den von der BNetzA veröffentlichten Referenzpreis vorzunehmen, um die tatsächlichen Beschaffungspreise in Baden-Württemberg korrekt abbilden zu können.

## 2. Ermittlung und Festlegung der ansatzfähigen Menge

Die Ermittlung und Festlegung der ansatzfähigen Menge seien weder transparent noch sachgerecht. Der Entwurf enthalte hinsichtlich der beabsichtigten Vorgehensweise der LRegB bei der Ermittlung der ansatzfähigen Menge keine Hinweise. Bei der Festlegung seien die unterschiedlichen Verlustenergiemengen zwischen Netzbetreibern im städtischen und ländlichen Raum zu berücksichtigen. Sofern die LRegB spannungsebenenscharfe Aufgriffsgrenzen zugrunde legen wolle, sei es erforderlich, zusätzlich eine Aufgriffsgrenze für die gesamten Verlustenergiemengen vorzusehen und eine spannungsebenenscharfe Kürzung nur vorzunehmen, wenn die Aufgriffsgrenze für die Gesamtmenge überschritten werde. So könne eine ungerechtfertigte Kürzung bei Sonderfällen bei der Spannungsebenenzuordnung vermieden werden. Zudem wird kritisiert, dass ein möglicher Anstieg der Verlustenergiemengen in Bezug auf die Elektromobilität oder intelligenter Messsysteme als nicht relevant angesehen werde. Die Möglichkeit des Widerrufs der Festlegung sei nicht ausreichend – zumal die Voraussetzungen für einen solchen Widerruf unklar seien. Die Ermöglichung von Anpassungen der Verlustenergiemengen zur Berücksichtigung von „außergewöhnlichen Sonderfällen“ wird in den Stellungnahmen begrüßt. Die Erheblichkeitschwelle von mindestens 10% höheren Verlustenergiemengen gegenüber dem Basisjahr sei jedoch angesichts der großen wirtschaftlichen Wirkungen bereits wesentlich geringerer Steigungen deutlich zu hoch.

## 3. Administrativer Aufwand

Der administrative Aufwand müsse – insbesondere für kleine Netzbetreiber – so gering wie möglich gehalten werden. Zur Beseitigung von Missverständnisse sei es wünschenswert, dass die LRegB die von der Strombörse EEX Referenzpreis-Zeitreihen und den sich ergebenden Referenzpreis frühzeitig auf der

Homepage veröffentliche. Außerdem müsse die LRegB die Praxis und Handhabung der Beantragung einer Erhöhung der Verlustenergiemenge vorstellen.

#### 4. Fehlende Aussage zu Netzübergängen

Die Festlegung treffe keine Aussage darüber, wie von Netzbetreibern im Fall von Netzübernahmen die dann zu übertragenden Verlustenergiemengen sachgerecht ermittelt werden können.

#### 5. Notwendigkeit einer Übergangslösung für die Beschaffungsjahre 2019 und 2020

Der kurze Zeitraum zwischen der Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs der LRegB Ende Juli 2018 und der Beschaffung der Verlustenergiemengen für 2019 erfordere zwingend eine Übergangslösung. Für viele Netzbetreiber in Baden-Württemberg sei es nicht absehbar gewesen, dass sich die Regelungen für die Beschaffung der Verlustenergie in der 3. Regulierungsperiode ändern.

Darüber hinaus sei bereits heute aufgrund des steigenden Marktpreises die Beschaffung der Verlustenergiemengen für 2020 nicht mehr zu einem Referenzpreis möglich, der die vergangenen Tagesdurchschnittspreise seit dem 01.07.2018 – wie vom aktuellen Festlegungsentwurf vorgesehen – berücksichtigt.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten und die oben erwähnte Festlegung der Bundesnetzagentur vom 9.5.2018 Bezug genommen.

## II.

### 1 **Zuständigkeit**

Die Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der dritten Regulierungsperiode nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV fällt gemäß § 54 Abs. 1 und 2 S. 1 Nr. 2, S. 2 EnWG in die Zuständigkeit der LRegB, soweit die LRegB für Netzbetreiber zuständig ist. Die Festlegung betrifft Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, an deren Elektrizitätsversorgungsnetzen weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und deren Elektrizitätsversorgungsnetz nicht über das Gebiet des Landes Baden-Württemberg hinausreicht.

Dabei sind allerdings nur Gebietsüberschreitungen innerhalb des Geltungsbereichs des EnWG gemeint, d.h. sofern ein Stromversorgungsnetz über das Gebiet des Landes Baden-Württemberg ins benachbarte Ausland, beispielsweise in die Schweiz, hinausreicht und weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, bleibt die LRegB zuständige Regulierungsbehörde (vgl. für die gleichartige Regelung in § 48 GWB, Bechtold, GWB-Kommentar, 4. Auflage, Rz. 6 zu § 48).

## **2 Ermächtigungsgrundlagen**

Die Festlegung beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zu den Bereichen treffen, die nach § 11 Abs. 5 ARegV als volatile Kostenanteile gelten, insbesondere zum Verfahren, mit dem den Netzbetreibern oder eine Gruppe von Netzbetreibern Anreize gesetzt werden, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, sowie zu den Voraussetzungen, unter denen Kostenanteile als volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV gelten.

Die Befristung in Ziff. 6 des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 1 LVwVfG BW.

Die LRegB hat den betroffenen Netzbetreibern und den Verbänden gemäß § 67 Abs. 1, 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Die Festlegung zu den volatilen Kostenanteilen für Verlustenergiekosten erfüllt die Voraussetzungen des § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Zudem ist sie geeignet, erforderlich und angemessen.

## **3 Ausgestaltung der Festlegung zu volatilen Kostenanteilen (Tenor zu 1. und 2.)**

Nach § 32 Abs. 1 ARegV kann die Regulierungsbehörde Festlegungen im Rahmen der Anreizregulierung treffen, wenn sie der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke dienen.

Die vorliegende Festlegung zu volatilen Kostenanteilen dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 - 21a

EnWG, indem sie zuverlässige Rahmenbedingungen für die betroffenen Netzbetreiber hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von Kosten für Verlustenergie schafft. So wird die Gefahr massiver Über- oder Unterdeckungen bei den volatilen Beschaffungskosten für Verlustenergie minimiert. Damit wird dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen Rechnung getragen. Ferner wird der Ansatz des § 21 Abs. 2 EnWG, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen, konsequent angewendet. Gleichzeitig erfüllt die Festlegung den Zweck, gem. § 1 Abs.1 EnWG auf eine preisgünstige, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Energieversorgung hinzuwirken, indem Anreize gesetzt werden, die eigenen Verlustenergiekosten des Netzbetriebs zu reduzieren und die Energieeffizienz des Netzbetriebs zu erhöhen.

Mit dem Tenor zu 1. und 2. wird das Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie als volatile Kostenanteile festgelegt.

Gemäß § 11 Abs. 5 ARegV gelten Kosten für die Beschaffung von Treibenergie stets als volatile Kostenanteile. Andere beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, gelten als volatile Kostenanteile, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Absatz 1 Nummer 4a ARegV festgelegt hat. Auch in der Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV werden insbesondere die Verlustenergiekosten als Netzbetriebskosten, die starken Schwankungen unterliegen können, genannt (BR Drs. 310/10(B), S. 17). Die LRegB sieht die Preise für die Beschaffung von Verlustenergie als volatil an, da diese a) in Verfahren beschafft werden müssen, die an den Börsenpreis gekoppelt sind und b) im Rahmen des Transports- und der Verteilung von Erneuerbarer Energie auch durch das Wetter beeinflusst werden können. Dies kann zu erheblichen Schwankungen führen. Daher gibt die Festlegung die nachfolgend dargestellte Methode zur Bestimmung der ansatzfähigen Kosten vor.

Der Verteilernetzbetreiber passt danach seine Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 ARegV für volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres selbstständig an. Entsprechend Anlage 1 zur ARegV passt er sie um die Differenz zwischen den Kosten der Verlustenergiebeschaffung des Basisjahres (VK0) und den Verlustenergiekosten, die sich aufgrund der vorgegebenen Berechnungsmethodik ergeben (VKt), an.



Die Kosten gemäß der Berechnungsmethodik ergeben sich dem Grundsatz nach aus der Multiplikation des jährlichen Referenzpreises mit der ansatzfähigen Verlustenergiemenge, wie sie sich aus der Erlösobergrenzenfestlegung ergibt.

### Referenzpreis

Aus einem 12-monatigen Zeitraum (01.07. bis 30.06.) wird jeweils für das Folgejahr auf Basis von Börsenpreisen ein durchschnittlicher Preis ermittelt. Der Referenzpreis  $RP_t$  für das Jahr  $t$  ergibt sich aus den durchschnittlichen Phelix-Year-Future-Settlement-Preisen des Zeitraums 01.07. $t-2$  bis 30.06. $t-1$  für das Lieferjahr  $t$ . Dabei wird für das Jahr 2019 die deutsch-österreichische Preiszone und damit der Phelix-DE/AT-Year-Future in Bezug genommen. Für den verbleibenden Zeitraum (2020-2023) wird der Referenzpreis auf Basis der deutschen Preiszone gebildet, hier wird der Phelix-DE Year-Future in Bezug genommen.

Die LRegB stellt für die Berechnung des Referenzpreises auf die Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Festlegung volatiler Kosten für Verlustenergiebeschaffung der dritten Regulierungsperiode (BK8-18/0001-A) ab. Die den dortigen Berechnungen zugrundeliegenden Daten von Netzbetreibern sind ebenso repräsentativ für die Struktur der baden-württembergischen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und die Ergebnisse sind daher auf Baden-Württemberg übertragbar.

Danach berechnet sich der Referenzpreis anteilig aus dem Base-Preis (69 %) und dem Peak-Preis (31 %). Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen dieser Entscheidung die tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2016, die von den Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren übermittelt wurden, ausgewertet. Die Auswertung umfasst insgesamt 65 Regelverfahren. Keine Berücksichtigung fanden Verfahren, für die in der zweiten Regulierungsperiode übergangsweise noch ein anderes Verfahren, nämlich eine „freiwillige Selbstverpflichtung Verlustenergie“ bestand. Weiterhin nicht berücksichtigt wurden Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die nicht von Beginn an in der zweiten Regulierungsperiode in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur waren und damit am vorherigen Verfahren zu den volatilen Kosten Verlustenergie der Bundesnetzagentur nicht teilgenommen haben.

Nach einer Bereinigung um drei Extremwerte ergab sich eine Gewichtung von 69% Base-Preis und 31% Peak-Preis. Dieses Gewichtungsverhältnis wird somit für diese Festlegung zugrunde gelegt.

Die Grundlagen der Auswertung legt die Bundesnetzagentur transparent auf ihrer Internetseite dar. Die zur Berechnung verwendeten Daten finden sich unter: <http://www.bundesnetzagentur.de>; Menüpunkte: „Beschlusskammern“ → „Beschlusskammer 8“ → „Allgemeinfestlegungen“ → „Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der dritten Regulierungsperiode (BK8-18/0001-A bis BK8-18/0006-A)“

Die dargestellten Werte stellen keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse dar. Es handelt sich um gemäß § 10 StromNEV zu veröffentlichende Werte der Netzbetreiber.

Die im Rahmen der Kostenprüfung der Bundesnetzagentur genannten Kosten der in die Berechnung einbezogenen Netzbetreiber in den Jahren 2014 bis 2016 bilden die Basis für die Berechnung des Base-Peak-Verhältnisses. Da im Rahmen der Analyse auf die von den Verteilnetzbetreibern angegebenen, tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie abgestellt wurde, sind aus Sicht der LRegB auch sämtliche Kosten, die im Zusammenhang mit der Beschaffung von Verlustenergie stehen, abgedeckt.

So erreicht die Bundesnetzagentur eine möglichst große Annäherung an die Preise der insgesamt regulierten Unternehmen. Die Feststellungen der Bundesnetzagentur sind auch auf die Netzbetreiber in der Zuständigkeit der LRegB übertragbar. Eine vollständige Abbildung aller zusätzlichen und ersparten Aufwendungen des Einzelfalls sowie möglicher Lieferausfälle kann bei der Bildung eines Referenzpreises keine Berücksichtigung finden. Die Bildung der Referenz auf Basis von Preisen für tägliche Ausschreibungen dient der Vereinfachung und einer möglichst realen Abbildung der Preisentwicklung.

Der Base- und der Peak-Preis errechnen sich aus dem (ungewichteten) Durchschnitt der an der European Energy Exchange AG (EEX) gehandelten und veröffentlichten Tagespreise

$$RP_t = 0,69 * Base_t [01.07.(t - 2); 30.06.(t - 1)] + 0,31 * Peak_t [01.07.(t - 2); 30.06.(t - 1)]$$

wobei

$$Base_t [01.07.(t - 2); 30.06.(t - 1)] =$$

tagesgenauer (ungewichteter) Durchschnittspreis, aller im Zeitraum 01.07.t-2 bis 30.06.t-1 gehandelten Phelix-Year-Futures (Baseload) für das Lieferjahr  $t$

und

$Peak_t[01.07.(t-2);30.06.(t-1)] =$

tagesgenauer (ungewichteter) Durchschnittspreis, aller im Zeitraum 01.07.t-2 bis 30.06.t-1 gehandelten Phelix-Year-Futures (Peakload) für das Lieferjahr  $t$ .

Der Referenzpreis aus tatsächlichen Kosten für Verlustenergie der Vergangenheit macht keine Vorgaben für eine bestimmten Beschaffungsstrategie. Der Referenzpreis wird von der LRegB nach Ablauf des Referenzzeitraums auf der Webseite veröffentlicht.

Soweit in Stellungnahmen vermeintliche Referenzpreise der LRegB zugrunde gelegt werden, handelt es sich um die jeweils ein Jahr im Voraus von der LRegB in deren Rundschreiben zur Ermittlung der Netzentgelte genannten – geschätzten – Werte. Diese weichen von den tatsächlich ermittelten Referenzpreisen ab und liegen für den in den Stellungnahmen genannten Jahren – soweit sie bereits von der LRegB festgelegt wurden – jeweils unter den Referenzpreisen der BNetzA. Im Durchschnitt lagen die Referenzpreise der LRegB 0,244 ct/kWh unter den Referenzpreisen der BNetzA.

Nach dem neuen System zur Ermittlung des Referenzpreises werden die Belange der kleinen und der ländlichen Netzbetreiber in Baden-Württemberg ausreichend berücksichtigt. Eines gesonderten Zuschlags bedarf es daher nicht.

#### Ansatzfähige Menge

Die Verlustenergiemenge wird mit dem im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV anerkannten Wert des Basisjahres 2016 für die Dauer der dritten Regulierungsperiode festgesetzt. Eine jährliche Anpassung der Mengenkomponekte findet grundsätzlich nicht statt. Um den Netzbetreibern einen Anreiz zu geben, die Verlustenergie weiter zu optimieren, hält die LRegB es für geboten, die Verlustenergiemenge prinzipiell auf den anerkannten Wert des Basisjahres 2016 zu fixieren.

Die Betrachtung der vergangenen Jahre aller Netzbetreiber im Regelverfahren in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur hat gezeigt, dass die benötigten Mengen dieser Netzbetreiber tendenziell abnehmen. Die Zahlen belegen keine Steigerung der Verlustenergiemenge mit dem erheblichen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in den Jahren 2011-2016, die eine jährliche Anpassung der Menge ausgehend vom Basisjahr erforderlich machen. Im Gegenteil: Die rückläufige Tendenz bestätigt die Vorgehensweise in der zweiten Regulierungsperiode und zeigt, dass eine Anreizwirkung durchaus gegeben ist.

Die LRegB hat keine hiervon abweichenden Erkenntnisse und geht ebenfalls von keiner tendenziellen Zunahme der Verlustenergiemengen aus.

Ein möglicher Anstieg der Mengen innerhalb der dritten Periode lässt sich derzeit weder konkret zeitlich noch mengenmäßig bestimmen und kann daher keine Berücksichtigung bei der Fixierung finden. Die bisherigen Aufgriffsgrenzen bleiben daher unverändert bestehen. Nach den der LRegB vorliegenden Daten gibt es zudem keinen eindeutigen Unterschied zwischen ländlichen und städtischen Netzbetreibern hinsichtlich der Verlustenergiemenge. Eine in den Stellungnahmen geforderte Differenzierung nach diesem Kriterium ist daher nicht angezeigt.

Gerade die Zunahme von Elektromobilität oder intelligenten Messsystemen wirken auf die Verlustenergiemengen nach Einschätzung der LRegB nicht zwingend erhöhend und sind in der Summe nicht vorhersehbar. Die Wirkung dezentraler Einspeisung ist empirisch gerade nicht belegt und auch in den Stellungnahmen nicht näher dargelegt. Besonders die verbrauchsnahe Einspeisung reduziert nach wie vor über das Jahr gesehen die Netzverluste, abgesehen von eher kurzen Übereinspeisungsspitzen.

Die darüber hinaus in zahlreichen Stellungnahmen pauschal vorgetragene Möglichkeit eines Sonderfalls ist nicht näher dargelegt. Im Falle nicht absehbarer Sonderfälle besteht die Möglichkeit einer Aufhebung oder Abänderung der Festlegung nach § 29 Abs. 2 S. 1 EnWG. Diese Änderungsmöglichkeit soll gerade nicht an bestimmte, vorab definierte Voraussetzungen geknüpft sein, um auch unvorhergesehenen Sonderfällen ausreichend Rechnung tragen zu können. Zudem hat sich die LRegB zur Berücksichtigung außergewöhnlicher Sonderfälle für eine Regelung entschieden, nach der sie auf Antrag einer Anpassung der Verlustenergiemenge zustimmen kann. Dies gilt nur für den Fall, dass nach-

weisbar neue, nicht vom Netzbetreiber zu vertretende Umstände, die im Basisjahr noch nicht Gegenstand der Beurteilung der Verlustenergiemengen waren, über einen gewissen Zeitraum gegenüber den im Basisjahr anerkannten Mengen zu markant höheren Verlustenergiemengen geführt haben und diese Umstände dauerhaft weiter zu erwarten sind. Dabei wird in das Ermessen einzubeziehen sein, ob der Netzbetreiber seiner Pflicht zur effektiven Vermeidung von Verlustenergie im Übrigen nachgekommen ist. Einige Stellungnahmen gehen davon aus, dass die Schwelle von 10% zur Änderung der Verlustenergiemenge zu hoch sei und sich die Verlustenergiemenge nur geringfügig ändere. Diese Schwelle ist jedoch zutreffend gewählt, damit eine wesentliche Veränderung vorliegt, die eine Anpassung der rechtfertigt.

Die Praxis und Handhabung der Beantragung einer Erhöhung der Verlustenergiemenge bleibt im Übrigen unverändert.

Eine Aufteilung der Verlustenergiemengen bei Teilnetzübergängen ist eine Entscheidung, die nur im jeweiligen Verfahren nach § 26 ARegV vorgenommen werden kann und vorrangig der Einigung der beteiligten Netzbetreiber unterliegt.

#### Anpassung der Erlösobergrenze

Die Erlösobergrenze wird durch den Verteilernetzbetreiber jährlich um die Differenz  $D$  aus den im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV festgestellten Verlustenergiekosten  $KVE_{gen.}$  und den für das jeweilige Jahr ansatzfähigen Kosten angepasst:

$$D_t = RP_t \cdot M_{gen.} - KVE_{gen.}$$

Differenzen zwischen den tatsächlichen Beschaffungskosten und den ansatzfähigen Kosten darf der Verteilernetzbetreiber als Bonus behalten bzw. sind durch den Verteilernetzbetreiber als Malus zu tragen.

Die Berücksichtigung des Referenzpreises dient dazu, zusätzliche Anreize gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV zu setzen. Die oben dargestellte Festsetzung des Referenzpreises stellt eine Beschaffungspreisobergrenze dar. Dagegen beeinflussen die tatsächlichen Verlustenergiekosten als Teil der beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 12 bis 14 ARegV den Effizienzwert nach § 12 ARegV. Der festgesetzte Referenzpreis stellt keine Zielvorgabe in Sinne des Effizienzvergleichs dar, sondern legt einen

Beschaffungspreis für die Bewertung der Verlustenergiekosten fest, der, ähnlich wie beim Qualitätselement, zu einem Bonus (Malus) beim Unterschreiten (Überschreiten) des Referenzpreises führt. Aufgrund der in dieser Festlegung gesetzten Rahmenbedingungen ist zudem gewährleistet, dass die im Rahmen des Gesamtkosteneffizienzvergleichs ermittelten Ineffizienzen in den Verlustenergiekosten durch Optimierung der Beschaffung oder der Mengen abgebaut werden können. Insofern steht die Berücksichtigung der Verlustenergiekosten im Effizienzvergleich dieser Festlegung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile nicht entgegen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 01.10.2014 – VI-3 Kart 62/13 (V)).

#### **4 Übergangsregelung (Tenor zu 4)**

Im Hinblick auf den neuen Zeitraum für die Berechnung des Referenzpreises gibt es für das Kalenderjahr 2019 eine Übergangsregelung. Verglichen mit dem bisherigen System der Beschaffung der Verlustenergie auf der Basis der Freiwilligen Selbstverpflichtung wird dieser Referenzzeitraum ein halbes Jahr nach vorne verlagert.

In mehreren Stellungnahmen wurde ausgeführt, dass Unternehmen ihre Beschaffung der Verlustenergie nach dem bisherigen Referenzzeitraum der Freiwilligen Selbstverpflichtung ausrichteten. Die LRegB hatte frühzeitig gegenüber den an der Freiwilligen Selbstverpflichtung teilnehmenden Netzbetreibern und den beiden Verbänden VfEW und VKU eine mögliche Abkehr von dem bisherigen System hin zu einer Festlegung der Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie als volatile Kosten angekündigt. Im Januar 2018 kündigte die LRegB gegenüber den beiden Verbänden VfEW und VKU sowie gegenüber mehreren Unternehmen an, entsprechend des Vorgehens der BNetzA zu verfahren. Den Entwurf der Festlegung machte die LRegB mit elektronisch versandtem Schreiben vom 23.07.2018 allen Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, für die die LRegB zuständig ist, bekannt.

Diese hatten daher ausreichend Zeit, ihre Beschaffungspraxis entsprechend anzupassen und innerhalb des Zeitraums der Übergangsregelung die Verlustenergie für das Kalenderjahr 2019 zu beschaffen.

#### **5 Ist-Abgleich (Tenor zu 5)**

Etwaige Differenzen zwischen den im Kalenderjahr entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV i.V.m. dieser Festlegung und den diesbezüglich in der Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen sind gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV jährlich auf dem Regulierungskonto zu verbuchen.

Aufgrund der Ausgestaltung der volatilen Kosten für Verlustenergie ist eine Differenzbildung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV nicht vorgesehen. Differenzen zwischen den tatsächlichen Beschaffungskosten und den ansatzfähigen Kosten darf der Verteilernetzbetreiber als Bonus behalten bzw. sind durch den Verteilernetzbetreiber als Malus zu tragen, wodurch der Anreiz zu einer effizienten Verlustenergiebeschaffung entstehen soll.

## **6 Befristung der Festlegung (Tenor zu 6)**

Die Festlegung ist gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 1 LVwVfG BW bis zum 31.12.2023 und damit für die Dauer der dritten Regulierungsperiode befristet. Die Befristung ergibt sich aus dem Bezug auf die geprüften Mengen der Verlustenergie des Basisjahres. Zudem wird so der Zeitraum, in dem die Berechnung der Preise festgelegt wird, durch die Beschlusskammer begrenzt.

## **7 Ermessen**

Bei dem „Ob“ und der Ausgestaltung der Festlegung steht der Regulierungsbehörde ein Entscheidungsspielraum zu.

Die LRegB hat von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch macht. Sie hat sich zum Erlass der Festlegung entschlossen, um mithilfe der Festlegung die Beschaffung der Verlustenergie einer Effizienzkontrolle zu unterziehen und diese in einem einheitlichen Verfahren zu verwirklichen. Das bisherige System der freiwilligen Selbstverpflichtung beschränkte sich hingegen auf die Teilnehmer, die wiederum nur Unternehmen im Regelverfahren sein konnten.

Die LRegB hat zur Ausgestaltung ihres Ermessens ein geeignetes Mittel gewählt. Durch die Vorgabe der Berechnung des Preises und der Fixierung der Menge der zu beschaffenden Verlustenergie wird gewährleistet, dass die Kosten dafür nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die LRegB stellt für die Ermittlung des Gewichtungsverhältnisses auf die Entscheidung der Bundesnetzagentur (BK8-18/0001-A) ab. Die Auswahl der Unternehmen ist repräsentativ auch für Netzbetreiber, die am vereinfachten

Verfahren teilnehmen. Strukturelle Unterschiede und Unterschiede der Größe, die auf die Verlustenergie bei der Aufgabenwahrnehmung wirken, sind nicht ersichtlich. Die Ergebnisse sind daher auch repräsentativ für die Netzbetreiber in der Zuständigkeit der LRegB.

Die Beschaffung von Verlustenergie durch kleine Netzbetreiber kann durchaus gebündelt durchgeführt werden, so dass auch hier keine Größennachteile entstehen. Die Unternehmen haben die gesetzliche Pflicht zur effizienten Beschaffung.

Darüber hinaus kam in der genannten Entscheidung der Bundesnetzagentur ein ungewichteter Mittelwert zur Anwendung. Dieses Vorgehen erhöht das Gewicht kleiner Netzbetreiber in der Stichprobe strukturell und stellt damit eine geeignete Datenbasis dar. Dass die Abweichung von gewichtetem zu ungewichtetem Mittelwert der Stichprobe der Bundesnetzagentur nur ein Prozentpunkt beträgt (gewichtet 70/30), stützt nach Ansicht der LRegB die Einschätzung, dass zwischen großen und kleinen Netzbetreibern keine strukturellen Unterschiede im Hinblick auf die Verlustenergiepreise bestehen und die Auswahl hinreichend repräsentativ ist. Diese Netzbetreiber müssen sich an denselben Maßstäben, insbesondere den Effizienzmaßstäben messen lassen wie Netzbetreiber im Regelverfahren.

Die Festlegung ist zudem angemessen.

Mit der vorliegenden Festlegung zu volatilen Kosten liegt eine sach- und interessengerechte Regelung vor. Die Festlegung stellt keinen bzw. keinen übermäßigen Eingriff in die Rechte der Netzbetreiber dar. Dies wird insbesondere dadurch gestützt, dass für die zugrunde gelegte Entscheidung der Bundesnetzagentur die tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie, die von den Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zum 30.06.2017 im Rahmen der Datenabfrage für die Bestimmung des Ausgangsniveaus für die dritte Regulierungsperiode übermittelt wurden, ausgewertet wurden. Die herangezogenen Daten bezüglich der Preise sind repräsentativ und können daher auch auf die Netzbetreiber in der Zuständigkeit der LRegB übertragen werden.

Insgesamt bezog die Bundesnetzagentur für diese Auswertung 65 Einzelwerte ein. Die Auswahl der Berechnungsbasis „Jahre 2014 bis 2016“ erhöht die Stetigkeit bzw. verbessert die Repräsentativität der gefundenen Ergebnisse. Die



Jahre 2012 und 2013 waren aufgrund der Übergangsphase mit der Einführung der entsprechenden Festlegung in der zweiten Regulierungsperiode im Jahr 2012 nicht heranzuziehen. Bei der Auswahl der in Bezug genommenen Jahre wurde berücksichtigt, dass die Abweichung der Referenzpreise zum jeweiligen Durchschnittswert stetig abgenommen hat. Keine Berücksichtigung fanden Verfahren, für die eine freiwillige Selbstverpflichtung bestand. Weiterhin nicht berücksichtigt wurden von der Bundesnetzagentur Netzbetreiber, die nicht von Beginn an in der zweiten Regulierungsperiode in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur waren. Die Auswertung wurde zusätzlich um Extremwerte bereinigt, indem Werte, die oberhalb der 2fachen Standardabweichung lagen, aus der Berechnung entfernt wurden. Auf dieser Datengrundlage ergab sich ein ungewichteter Durchschnitt für den Anteil des Baseload-Preises von 69% und 31% für den Anteil des Peakload-Preises.

Das Abstellen auf den ungewichteten Mittelwert führt nur zu leicht anderen Werten als ein Abstellen auf den gewichteten Mittelwert. Die Bundesnetzagentur wählte dieses Verfahren, um den Einfluss kleinerer Netzbetreiber besser abzubilden.

Diese Berechnungen durch die Bundesnetzagentur sind sachgerecht und können daher als Grundlage für diese Festlegung der LRegB herangezogen werden. Dies zeigt sich auch an den auf den Entwurf der Festlegung vorgebrachten Stellungnahmen. Darin werden keine grundlegenden Einwände gegen das Verhältnis von Baseload- und Peakload-Preis vorgebracht. Vielmehr wurden Zahlen mehrerer Netzbetreiber über deren Beschaffung in der Vergangenheit vorgelegt, die einen im Vergleich zur Formel in Tenor Ziff. 2 erhöhten Baseload-Anteil und einen entsprechend verminderten Peakload-Anteil zeigen.

Die Verlustenergiemenge wird grundsätzlich auf den festgestellten Wert des Basisjahres 2016 fixiert. An § 27 Abs. 1 Nr. 6 StromNZV wird deutlich, dass ein Verfahren zur Bestimmung der Netzverluste und damit zur Bestimmung von effizienten Verlustenergiemengen geregelt werden kann. Demzufolge kann auch hier erst Recht eine Regelung der Mengenkomponente zur Schaffung eines Anreizes getroffen werden. Dies ist gerade auch deshalb sachgerecht, da die Verlustenergiemenge mindestens langfristig durch den Netzbetreiber beeinflusst werden kann. Dadurch besteht für die Netzbetreiber der Anreiz, die Verlustenergiemenge weiter zu senken.

Die Erhebung der Bundesnetzagentur zeigt, dass bei etwa 66 % der betrachteten Unternehmen von 2011 bis 2016 die Verlustenergiemenge in diesem Zeitraum gesenkt werden konnte. Bei den übrigen Netzbetreibern ist ein Anstieg zu verzeichnen, der zum Teil auf Netzübergänge zurückgeführt werden kann. Diese Entwicklung der Verlustenergiemenge ist nach Auffassung der LRegB auf Baden-Württemberg übertragbar. Für die bisher nicht vorhersehbaren Entwicklungen u.a. des Strommarktes behält die LRegB sich ausdrücklich eine Änderung des Vorgehens vor und minimiert so den Einfluss von externen Gegebenheiten im Risikobereich der Netzbetreiber. Zudem schafft die LRegB die sachgerechte Möglichkeit einer Anpassung der Verlustenergiemenge, wenn sich diese gegenüber der im Basisjahr anerkannten Menge um mindestens 10% erhöht und damit eine wesentliche Änderung vorliegt.

Die im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV festgestellten Verlustenergiekosten des Basisjahres 2016 unterliegen im Regelverfahren dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV.

Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV werden mit dieser Festlegung somit ausreichende Anreize zu einem effizienten Verhalten geschaffen. Kostenänderungen können in effizienter Höhe in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Die LRegB kündigte frühzeitig gegenüber den an der Freiwilligen Selbstverpflichtung teilnehmenden Netzbetreibern und den beiden Verbänden VfEW und VKU eine mögliche Abkehr von dem bisherigen System hin zu einer Festlegung der Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie als volatile Kosten entsprechend des Vorgehens der BNetzA an und machte den Entwurf der Festlegung mit elektronisch versandtem Schreiben vom 23.07.2018 allen Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, für die die LRegB zuständig ist, bekannt. Spätestens mit der Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs waren die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber über den geplanten Regelungen informiert und konnten die Verlustenergie für das Kalenderjahr 2019 zu beschaffen. Im Hinblick auf die Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs nach Ablauf des Referenzzeitraums schafft die Übergangsregelung einen angemessenen Ausgleich.

## **8 Gebührenentscheidung**

Die Kostengrundentscheidung im Tenor Ziffer 7 beruht auf § 91 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 8a EnWG. Die Kosten des Verfahrens haben die Adressaten dieser Entscheidung zu tragen. Die individuell zu tragenden Kosten werden jedoch erst

durch Einzelentscheidung gegenüber den jeweiligen Netzbetreibern festgesetzt. Die LRegB beabsichtigt, dabei Nr. 14.11.2 des Gebührenverzeichnisses der Gebührenverordnung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft anzuwenden. Danach kann die LRegB BW für „sonstige Entscheidungen nach der ARegV“ Gebühren i.H.v. 100 bis 25.000 € erheben. Die LRegB beabsichtigt, den dort gezogenen Rahmen nahezu ausschöpfen und insgesamt, für alle betroffenen Stromnetzbetreiber zusammen, einen Betrag in Höhe von 24.600 € erheben. Hiervon sollen die Netzbetreiber einen ihnen gegenüber noch festzusetzenden Anteil von jeweils 200,00 € oder 400,00 € tragen, der sich an der Unternehmensgröße nach Zugehörigkeit oder Nichtzugehörigkeit zur Kategorie kleiner Netzbetreiber nach Maßgabe des § 24 Abs. 1 ARegV orientiert.

### III.

Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, nimmt die LRegB, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs.1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Entscheidung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der LRegB ([www.versorger-bw.de](http://www.versorger-bw.de)) sowie im Amtsblatt der LRegB (Gemeinsames Amtsblatt des Landes Baden-Württemberg, GABI.) bekannt gemacht werden (§ 73 Abs.1a S. 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs.1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der LRegB zwei Wochen verstrichen sind.

#### **Rechtsbehelfsbelehrung**

**Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Zustellung der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat beim Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg mit Sitz in Stuttgart einzureichen. Es genügt auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Stuttgart mit Sitz in Stuttgart eingeht.**

**Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat ab Einlegung der Beschwerde. Sie kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwer-**

**de Begründung muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt.**

**Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen von einem Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Dies gilt nicht für Beschwerden der verfahrensbeteiligten Bundesnetzagentur.**

**Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).**

**Über die Beschwerde entscheidet das Oberlandesgericht Stuttgart.**

David Vaultont