



**Beschluss**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, 2, 5 und 10 ARegV

wegen **Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen  
für die zweite Regulierungsperiode Strom (2014 bis 2018)**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

|                        |                 |
|------------------------|-----------------|
| durch den Vorsitzenden | Helmut Fuß,     |
| den Beisitzer          | Bernd Petermann |
| und den Beisitzer      | Wolfgang Wetzl  |

gegenüber der Netzgesellschaft Ostwürttemberg GmbH, Unterer Brühl 2, 73479 Ellwangen, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 20.01.2015 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2018 gemäß **Anlage 8** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2014 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 14, S. 4 ARegV oder volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV ändern.
3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen nach § 26 ARegV unverzüglich schriftlich bei der Beschlusskammer anzuzeigen.
4. Der Antrag auf Bereinigung des Effizienzwertes gemäß § 15 Abs. 1 ARegV wird zurückgewiesen.

## GRÜNDE

### I. Sachverhalt

Die Beschlusskammer hat gemäß § 2 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet. Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

#### 1. Ermittlung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden von der Bundesnetzagentur erhoben. Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV waren weitere Informationen notwendig. Der Netzbetreiber hatte die Möglichkeit, Kostenanteile in der Überleitungsrechnung umzubuchen.

Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 25.03.2013 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 19.04.2013 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 11.09.2013 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt (**Anlage Zwischendokumentation** und den dazu gehörigen **Anlagen 1 bis 3**).

#### 2. Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV

Um die Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, war eine Strukturdatenabfrage bei allen Netzbetreibern vorzunehmen, die keine Genehmigung zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 4 S. 3 ARegV erhalten hatten. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wur-

den von der Bundesnetzagentur erhoben. Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Der Netzbetreiber wurde im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und, sofern eine Adjustierung der Daten erforderlich war, die korrigierten Daten erneut unter Verwendung des Web-Formulars im Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur zu übermitteln.

### **3. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 ARegV**

Das Beraterkonsortium SwissEconomics / SUMICSID hat auf Grundlage der erhobenen Daten ein Effizienzvergleichsmodell entwickelt. Am 12.07.2013 fand in den Räumlichkeiten des Bundesumweltministeriums eine Anhörung mit den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern gemäß § 12 Abs. 1 S. 2 ARegV zur Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden zur Effizienzwertermittlung statt. Den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern wurde die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt vier Stellungnahmen eingegangen. Die Verbände VKU, GEODE und BDEW haben am 05.08.2013 eine gemeinsame Stellungnahme eingereicht. Darüber hinaus sind Stellungnahmen der ENSO NETZ GmbH (ENSO NETZ), der NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH (NRM) sowie der SWM Infrastruktur GmbH (SWM) eingegangen.

In den Stellungnahmen wurde insbesondere vorgetragen, dass noch kein konkretes Modell für die Berechnung der Effizienzwerte vorgestellt worden ist. Die Informationen seien nicht ausreichend, um der obligatorischen Anhörung der Verbände zu genügen (§§ 12 Abs. 1 Satz 2 und 13 Abs. 3, Satz 10 ARegV). Ziel dieser Regelung sei es, Transparenz zu schaffen und die inhaltliche Richtigkeit sicherzustellen. Die Verbände schildern daher, dass aus ihrer Sicht in der ARegV vorgesehene Verfahrensrechte verletzt würden, sollte die Bundesnetzagentur nicht weitere Informationen (insb. konkrete Gütemaße und Verteilungsgrößen zu den einzelnen Modellen) übermitteln.

Des Weiteren kritisieren die Verbände, dass fehlende Kostendaten von 32 Unternehmen durch die Bundesnetzagentur geschätzt wurden. Dies sei unabhängig von der Approximationsmethode u.a. deswegen kritisch zu sehen, weil unterstellt würde,

dass Unternehmen mit fehlenden Daten die gleiche Struktur aufweisen wie diejenigen mit vollständigen Daten. Dies sei jedoch angesichts der Tatsache, dass vor allem kleinere Netzbetreiber keine vollständigen Daten aufweisen nicht der Fall.

Das mehrstufige Verfahren zur Datenvalidierung wird von den Verbänden ausdrücklich gelobt. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Validierung angesichts der noch nicht endgültigen Datenbasis in jedem Fall zu wiederholen sei.

Außerdem weisen die Verbände darauf hin, dass für die Auswahl möglicher Vergleichsparameter sicherzustellen sei, dass die Kostenseite der Daten mit der Strukturparameterseite inhaltlich konsistent ist. Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass der unterschiedliche Umgang mit Entgelten für singular genutzte Betriebsmittel (§ 19 Abs. 3 StromNEV) den Effizienzvergleich verzerren könnte.

Weiterhin weisen die Verbände darauf hin, dass die Verteilernetzbetreiber Strom in Deutschland besonders heterogen seien. Die Bundesnetzagentur sei in ihrer Konsultation in der Parametrierung nicht auf diese vorliegenden Heterogenitäten eingegangen.

Insbesondere in Bezug auf die Beachtung von Erneuerbaren Energien sehen die Verbände Probleme. Kosten, die auf gesetzliche Vorgaben zurückgehen, dürften daher nicht als ineffiziente Kosten gewertet werden. Die vom Gesetzgeber geforderte und geförderte Heterogenität sollte in der Parametrierung berücksichtigt werden (z.B. durch Beachtung der Einspeisepunkte).

Zudem fordern die Verbände, dass ein Parameter berücksichtigt werde, der die Netzlänge Hochspannung disaggregiert abbildet. Diesen Punkt hebt die ENSO NETZ GmbH ausdrücklich hervor.

Als weiterer kritischer Punkt wird die höhere Versorgungsdichte städtischer NB angesehen. Um diesbezüglich Nachteile auszuschließen, müsse eine Second-Stage Analyse durchgeführt werden. Außerdem sei die Integration von Parametern, die eine höhere Versorgungsdichte anzeigen (z.B. Zählpunkte), eine Möglichkeit den City-Effekt zu verhindern.

Der Netzbetreiber DB Energie GmbH solle nicht in den Effizienzvergleich einbezogen werden, weil dieser sich in der technisch-wirtschaftlichen Bewertung zu stark von den anderen Netzbetreibern unterscheide.

Im Zuge der Modellfindung sei darüber hinaus sicherzustellen, dass nicht gewisse Gruppen von Netzbetreibern systematisch benachteiligt würden. Dabei sei vor allem das „Vorsichtsprinzip“ (§ 23 EnWG) bei der Definition des Modells anzuwenden.

Zum Vorgehen bei der Analyse kritisieren die Verbände, dass es nicht klar ersichtlich sei, ob alle Modelle im Rahmen der Kostentreiberanalyse um Ausreißer bereinigt wurden. Außerdem sei es kritisch, dass die Auswahl einzelner Parameter aufgrund statistischer Kriterien erfolgte. Es sei wichtig, in der SFA und der Kostentreiberanalyse die gleiche funktionelle Form zu verwenden.

Bei der Parameterauswahl wird vor allem die Darstellung der Ergebnisse kritisiert. Es sei nicht ersichtlich warum einige Parameter signifikant seien, andere wiederum nicht.

Außerdem wird explizit die Aufnahme der Zählpunkte als Parameter in das Modell gefordert. Der Grund hierfür liege darin, dass nur so die anfallenden Mess- und Abrechnungskosten hinreichend im Modell berücksichtigt werden könnten.

Kritisiert wird weiterhin, dass die Effizienzwerte im Rahmen der Konsultation nicht detailliert genug dargestellt wurden, so dass eine fundierte Beurteilung nicht möglich sei.

Zuletzt kritisieren die Verbände die Verwendung der gestutzten Normalverteilung. Die Verwendung einer Exponentialverteilung sei die bessere Alternative.

Am 23.09.2013 wurde den Verbänden ein Foliensatz mit dem aktuellen Stand der Kostentreiberanalyse übersandt, mit der Bitte hierzu Stellung zu nehmen.

In ihrer Stellungnahme führen die Verbände zunächst aus, dass die Bundesnetzagentur noch immer kein endgültiges Modell vorgelegt habe, so dass die Verbände weiterhin nicht endgültig Stellung nehmen könnten. Die Verbände erneuern daher ihre Forderung nach einem physischen Anhörungstermin, nachdem ein endgültiges Modell bestimmt wurde.

Die Verbände nennen in Bezug auf die konkrete Bildung des Effizienzvergleichsmodells nachfolgende Punkte:

- Dezentrale Erzeugungsarten (alle Spannungsebenen) sollen vollständig bei der Parametrierung berücksichtigt werden.

- Neben den Anschlusspunkten sollen auch die Einspeisepunkte in das Modell integriert werden.
- Um den sog. City-Effekt zu vermeiden sei es wichtig Zählpunkte in das Modell zu integrieren.
- Insbesondere die Leitungslängen von HS und MS sollen disaggregiert in das Modell eingehen.
- Um ein vollständiges Bild zu haben sollten verschiedene Parameter der Umspannebenen im Modell geprüft werden.
- Die Annahme der Exponentialverteilung solle verwendet werden.

#### **4. Anhörung**

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 05.11.2013 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 20.11.2013 Stellung genommen.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

### **II. Rechtliche Würdigung**

#### **1. Zuständigkeit**

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

#### **2. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV**

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die zweite Regulierungsperiode Strom erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 und § 4 Abs. 1 und 2 ARegV.

Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16 und 25 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt durch Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Gemäß § 1 Abs. 1 ARegV werden die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen ab dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die zweite Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die Beschlusskammer bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S. 1 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der zweiten Regulierungsperiode Strom (2014 bis 2018) ergeben sich aus **Anlage 8**.

Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt in der zweiten Regulierungsperiode gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,o} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,o}) \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_o} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_o) + S_t$$

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,t}$ ), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ( $KA_{vnb,o}$ ) und die beeinflussbaren Kosten ( $KA_{b,o}$ ) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist sodann der Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) gemäß § 16 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln, also der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt ( $PF_t$ ) bereinigte allgemeine Geldwertentwicklung ( $VPI_t/VPI_o$ ) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor ( $EF_t$ ) nach § 10 ARegV, das Qualitätselement ( $Q_t$ ) nach §§ 18 ff. ARegV sowie der Saldo des Regulierungskontos ( $S_t$ ) nach § 5 Abs. 4 ARegV.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und der für die zweite Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers findet sich in **Anlage 8**.

## **2.1. Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 6 ARegV**

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Für die zweite Regulierungsperiode ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 StromNEV durchzuführen.

Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2011.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2011 ergibt sich aus der **Anlage Zwischendokumentation** und den dazugehörigen **Anlagen 1 bis 3**.

## **2.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV**

Von dem gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode ( $KA_{dnb,0}$ ) zu bestimmen.

Auf Grundlage der Überleitungsrechnung wurde der in den gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ermittelt. Der so ermittelte Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ist der **Anlage Zwischendokumentation** und der dazugehörigen **Anlage 5** zu entnehmen.

### **2.3. Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV**

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{vnb,0}$ ) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,0}$ ). Somit gilt:

$$KA_{vnb,0} = (GK - KA_{dnb,0}) * EW$$

In diesen sind gemäß § 11 Abs. 3 S. 2 ARegV die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhende Kostenanteile enthalten. Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist **Anlage 8** zu entnehmen.

#### **2.3.1. Effizienzwernermittlung nach §§ 12 bis 15 ARegV**

Ein wesentliches Element der Anreizregulierung ist die Bestimmung der Effizienzwerte der Verteilernetzbetreiber nach Maßgabe der §§ 12 bis 15 ARegV.

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für alle Verteilernetzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, auf Grundlage des sich aus dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV ergebenden Wertes.

Die Bundesnetzagentur hat vor Beginn der Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte aller Verteilernetzbetreiber zu bestimmen (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Der Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber wurde durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV genannten Vorgaben sowie nach Maßgabe des § 12 Abs. 2 bis 4a und der §§ 13 und 14 ARegV durchgeführt. Unter Verwendung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden soll durch eine den Maßgaben des § 13 ARegV entsprechende Kombination von Vergleichsparametern die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers möglichst gut abgebildet werden.

Ergeben sich künftig auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche Änderungen des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus, so bleibt

der Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt (§ 12 Abs. 1 S. 3 ARegV).

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs ermöglicht es dem Netzbetreiber, seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern zu erfahren. Aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs kann jedoch nicht abgeleitet werden, welche konkreten Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß der Anreizregulierungsverordnung ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

#### **2.3.1.1. Methodik des Effizienzvergleichs**

Der bundesweite Effizienzvergleich wurde von der Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben der §§ 12 bis 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt.

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse ein sogenanntes „doppeltes duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV), jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen (Data Envelopment Analysis - DEA und Stochastic Frontier Analysis - SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter blieben dabei jeweils unverändert.

Die Robustheit des Effizienzvergleichs wurde unter anderem durch die komplementäre Nutzung der oben genannten Vergleichsmethoden gewährleistet. Es wurden somit insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen durchgeführt. Zugunsten des Netzbetreibers wurde zudem davon ausgegangen, dass das beste Ergebnis der insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet (vgl. § 12 Abs. 3 und Abs. 4a S. 3 ARegV).

Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt gemäß Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV ein Effizienzwert von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.

Es wurde eine Ausreißeranalyse durchgeführt. Ausreißer mit einer besonders hohen Effizienz erhielten den Höchsteffizienzwert von 100 Prozent (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer niedrigen Effizienz von unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Die Effizienzvergleiche werden getrennt für Strom- und Gasverteilernetze durchgeführt (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Druckstufen oder Netzebenen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV).

### **Methodische Grundlagen**

Die Bundesnetzagentur hat mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) und der stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis - SFA) zwei wissenschaftlich anerkannte Methoden zur Durchführung eines Effizienzvergleiches verwendet (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 1 zu § 12 ARegV). In beiden Analysemethoden orientieren sich alle Unternehmen an den – nach Maßgabe der Ausreißeranalyse – effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen).

Die Regelung der Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21 Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-four“ gemäß § 12 Abs. 3 und 4a ARegV wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt. Darüber hinaus wird neben der ökonometrischen Ausreißeranalyse, die der Eliminierung von außergewöhnlichen Datensätzen dient, eine äußerst großzügige Ausreißerbestimmung und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass insoweit im Effizienzvergleich insgesamt bereits faktisch keine Orientierung am sog. Frontierunternehmen mehr erfolgt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem ist nach § 12 Abs. 4 ARegV ein Mindesteffizienzwert i.H.v. 60 Prozent anzusetzen. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Ausnahmefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV). Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt (BR-Drs. 417/07 S.54).

#### **Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA)**

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller Verteilernetzbetreiber. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze (Kosten der effizienten Unternehmen) ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Bei Durchführung der DEA sind nicht-fallende Skalenerträge (non decreasing returns to scale - ndrs) zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

#### **Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)**

Die SFA ist eine parametrische, stochastische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion unterstellt. Dabei werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und

eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Bei Durchführung der SFA wurden konstante Skalenerträge (constant returns to scale - crs) unterstellt.

### **2.3.1.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs**

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 182 Stromverteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

#### **2.3.1.2.1. Aufwandparameter nach § 14 ARegV**

Als Aufwandparameter im Sinne des § 13 Abs. 2 ARegV werden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Dabei wird zwischen den Aufwandparametern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

Bei der Ermittlung der Aufwandparameter ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst von den Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 und 3 ARegV auszugehen. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV abzuziehen.

Zur Ermittlung der Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten wurde gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile eine Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt. Die Vergleichbarkeitsrechnung dient dazu, die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können. Die nicht standardisierten Kosten werden in der **Anlage Zwischendokumentation** und der dazugehörigen **Anlage 5** ausgewiesen.

#### **2.3.1.2.1.1. Überleitungsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV**

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV erfordert die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV. In der **Anlage Zwischendokumentation** und der dazugehörigen **Anlage 5** ist die Ermittlung der Aufwandsparemeter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Regulierungsbehörde dargestellt.

#### **2.3.1.2.1.2. Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV**

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV zur Durchführung des Effizienzvergleichs so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m Abs. 2 ARegV eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Kapitalkostenannuitäten durchzuführen.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3, 3. HS. ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 StromNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV. Die Bestimmung der Kapitalkosten für den Netzbetreiber nach Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ist in der **Anlage Zwischendokumentation** und der dazugehörigen **Anlage 6** dargestellt.

#### **2.3.1.2.2. Vergleichsparemeter nach § 13 ARegV**

Die Ermittlung der Vergleichsparemeter erfolgt nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV. Vergleichsparemeter im Sinne des § 13 Abs. 1 ARegV sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 1 ARegV Paremeter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topogra-

fischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes.

Die Parameter müssen gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Heranzuziehen sind somit Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung haben. Dies ist gemäß § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar, nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden.

Vergleichsparameter können in Stromversorgungsnetzen gemäß § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV insbesondere sein:

1. die Anzahl der Anschlusspunkte,
2. die Fläche des versorgten Gebietes,
3. die Leitungslänge,
4. die Jahresarbeit,
5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast oder
6. die dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie.

In der ersten und zweiten Regulierungsperiode hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 4 S. 1 ARegV in Stromversorgungsnetzen die Vergleichsparameter

1. Anzahl der Anschlusspunkte,
2. Fläche des versorgten Gebietes,
3. Leitungslänge (Systemlänge) und
4. zeitgleiche Jahreshöchstlast

zu berücksichtigen. Darüber hinaus können gemäß § 13 Abs. 4 S. 2 ARegV weitere Parameter nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV verwendet werden.

Bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsauf-

gabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes können gemäß § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Stromversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt. Die von den Netzbetreibern übermittelten Strukturparameter wurden hierzu von der Bundesnetzagentur teilweise aggregiert. Die Variablen wurden über Netzebenen, Druckstufen und Materialien kaskadiert. Dies dient dazu, aus der Fülle von disaggregierten Variablen eine aussagefähige Größe zu generieren. Eine Beschreibung der durchgeführten Aggregationen und der Strukturparameter wurde den Netzbetreibern im Rahmen der Übersendung der Datenquittung für den Effizienzvergleich mit übersandt.

Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 13 Abs. 3 S.7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels wissenschaftlich anerkannter analytischer und statistischer Methoden, die geeignet sind die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen, die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt. Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll gemäß § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein. Dabei sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Stromversorgungsnetzen.

Um die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 4 ARegV zu erheben und die Ermittlung weiterer Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, wurde eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern durchgeführt.

Die erhobenen Strukturdaten wurden, wie unter I.3. beschrieben, von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. Alsdann wurden in einem zweiten Schritt aus diesen plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Im Rahmen des Verfahrens wurden den Netzbetreibern, wie unter I.3. beschrieben, zeitlich gestaffelt zwei Datenquittungen übersandt, die von den Netzbetreibern zu bestätigen waren.

Vor der Auswahl der Vergleichsparameter wurden gemäß § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher rechtzeitig gehört.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 13 Abs. 4 ARegV und auf Grundlage der beschriebenen Kostentreiberanalyse folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

- Stromkreislänge HS - Kabel
- Stromkreislänge MS - Kabel
- Stromkreislänge HS - Freileitungen
- Stromkreislänge MS - Freileitungen
- Anschlusspunkte
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS
- Zählpunkte
- Installierte dezentrale Erzeugerleistung
- Versorgte Fläche NS
- Stromkreislänge NS

Im Folgenden werden die verwendeten Vergleichsparameter erläutert:

**Stromkreislänge in der Netzebene HS – Kabel:**

Der verwendete Parameter „Stromkreislänge in der Netzebene HS – Kabel“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in der Netzebene HS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen wurde die durchschnittliche Länge in km ermittelt.

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete, singular genutzte sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

**Stromkreislänge in der Netzebene MS – Kabel:**

Der verwendete Parameter „Stromkreislänge in der Netzebene MS – Kabel“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in der Netzebene MS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen wurde die durchschnittliche Länge in km ermittelt.

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete, singular genutzte sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

**Stromkreislänge in der Netzebene HS – Freileitung:**

Der verwendete Parameter „Stromkreislänge in der Netzebene HS – Freileitung“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Freileitungen in der Netzebene HS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen war die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln.

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Freileitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete, singular genutzte sowie stillgelegte Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

**Stromkreislänge in der Netzebene MS – Freileitungen:**

Der verwendete Parameter „Stromkreislänge in der Netzebene MS – Freileitungen“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Freileitungen in der

Netzebene MS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen wurde die durchschnittliche Länge in km ermittelt.

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Freileitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete, singular genutzte sowie stillgelegte Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

**Anschlusspunkte:**

Die „Anschlusspunkte“ umfassen folgende Netzanschlusspunkte:

- (1) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an Letztverbraucher, Objekt- und Arealnetze stattfindet. Dies umfasst auch kundeneigene Stationen und Umspannstationen. Anschlusspunkte in der Niederspannung sind die Hausanschlüsse;
- (2) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an fremde nachgelagerte Netzebenen stattfindet. Dies umfasst auch Stationen und Umspannstationen der Weiterverteiler;
- (3) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an eigene nachgelagerte Netzebenen stattfindet;
- (4) Netzanschlusspunkte, an denen eine Übergabe an benachbarte Netz- oder Umspannebenen stattfindet;
- (5) Netzanschlusspunkte der Straßenbeleuchtung;
- (6) Einspeisepunkte, in denen dezentrale Einspeisungen in das eigene Netz erfolgen;
- (7) Einspeisepunkte der Netzebene NS, in denen dezentrale Einspeisungen in das eigene Netz erfolgen und die darüber hinaus auch Netzanschlusspunkte sind,

an denen eine Übergabe an Letztverbraucher, Objekt- und Arealnetze stattfindet.

Zur Berechnung wurden zunächst alle Netzanschluss- und Einspeisepunkte der Nummer (1) bis (6) der Netzebenen HöS, HS, MS und NS addiert. Danach wird die Position (7) subtrahiert. Dabei handelt es sich um diejenigen Einspeisepunkte in die Netzebene NS, die darüber hinaus auch Netzanschlusspunkte in der Netzebene NS sind. Da diese als Anschlusspunkte von Letztverbrauchern sowohl in Position (1) als auch in Position (6) enthalten sind, muss – um eine Doppelzählung zu vermeiden – diese Größe einmal subtrahiert werden.

Alle verwendeten Angaben wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

#### **Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS:**

Die „korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene HS/MS“ beinhaltet die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der Umspannebene HS/MS gemessen in kW. Dabei handelt es sich um die höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen Leistungswerte aller Entnahmen aus der Umspannebene HS/MS.

Zur Ermittlung der Größe wurde weiterhin der Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene MS berücksichtigt.

Der Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene MS umfasst den prozentualen Anteil der Zählpunkte in einer Wohn- und Gewerbeeinheit, die seit mind. 12 Monaten (bezogen auf den 31.12. des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres) leer steht und die ggfs. durch Einbau eines Zählers und Einsetzen der Sicherung wieder in Betrieb genommen werden kann.

Die zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene HS/MS wird um den vom Netzbetreiber gemeldeten Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene MS korrigiert. Es wird somit errechnet, welche zeitgleiche Jahreshöchstlast sich ergäbe, wenn alle Zählpunkte ausgelastet wären.

Alle verwendeten Angaben wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

**Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS:**

Die „korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene MS/NS“ beinhaltet die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der Umspannebene MS/NS gemessen in kW. Dabei handelt es sich um die höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen Leistungswerte aller Entnahmen aus der Umspannebene MS/NS.

Zur Ermittlung der Größe wurde weiterhin der Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene NS berücksichtigt.

Der Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene NS umfasst den prozentualen Anteil der Zählpunkte in einer Wohn- und Gewerbeeinheit, die seit mind. 12 Monaten (bezogen auf den 31.12. des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres) leer steht und die ggfs. durch Einbau eines Zählers und Einsetzen der Sicherung wieder in Betrieb genommen werden kann.

Die zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene MS/NS wird um den vom Netzbetreiber gemeldeten Anteil der Zählpunkte mit Leerstand in der Netzebene NS korrigiert. Es wird somit errechnet, welche zeitgleiche Jahreshöchstlast sich ergäbe, wenn alle Zählpunkte ausgelastet wären.

Alle verwendeten Angaben wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

**Zählpunkte:**

„Zählpunkte“ sind Netzknoten, an denen der Energiefluss messtechnisch erfasst wird. Zur Berechnung werden alle vom Netzbetreiber gemeldeten Zählpunkte der Netz- und Umspannebenen Höchst- bis Niederspannung addiert.

Alle verwendeten Größen beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

**Installierte dezentrale Erzeugerleistung:**

Die „Installierte dezentrale Erzeugerleistung“ ist die Summe der installierten Erzeugungsleistungen aller dezentralen Erzeugungsanlagen nach EEG (§ 3 Zif.1 EEG), die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene (Höchst- bis Niederspannung) angeschlossen sind, einschließlich Solarenergie und Windenergie.

Zusätzlich wurde noch die Summe der installierten Erzeugungsleistungen aller dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nach KWKG, die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene (Höchst- bis Niederspannung) angeschlossen sind sowie die Summe der installierten Erzeugungsleistungen aller sonstigen Kraftwerke und Erzeugungsanlagen, die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene (Höchst- bis Niederspannung) angeschlossen sind berücksichtigt.

Alle verwendeten Angaben wurden in kW abgefragt, in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres.

**Versorgte Fläche NS:**

Der Parameter „Versorgte Fläche NS“ bezeichnet diejenige Fläche innerhalb des erschlossenen Gebiets, die über das Stromversorgungsnetz des Netzbetreibers versorgt wird. Diese Angabe des Netzbetreibers beruht auf der amtlichen Statistik zur Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung der Statistischen Landesämter.

Als versorgte Fläche wird insoweit die bebaute Fläche („Gebäude und Freiflächen (nur bebaute Fläche)“; Flächenschlüssel 100/200) sowie Straßen, Wege und Plätze (Flächenschlüssel 510/520/530) verstanden. Wird eine Gemeinde von mehreren Netzbetreibern versorgt, werden lediglich die entsprechenden Flächenanteile berücksichtigt. Die versorgte Fläche entspricht somit dem Konzessionsgebiet abzüglich der nicht versorgten Flächen wie beispielsweise Wälder, Seen, Flüsse und nicht erschlossenen Gebiete.

Die versorgte Fläche bezieht sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

### **Stromkreislänge NS:**

Der verwendete Parameter „Stromkreislänge in der Netzebene NS“ ist die Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Leitungen (Freileitungen und Kabel) in der Netzebene NS. Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln.

Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Leitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete, singular genutzt sowie stillgelegte Leitungen sind nicht zu berücksichtigen.

In der Netzebene NS beinhaltet die Stromkreislänge auch die Hausanschlussleitungen.

Zur Berechnung wurden die Stromkreislänge der Kabel in der Netzebene NS und die Stromkreislänge der Freileitungen in der Netzebene NS addiert.

Alle Leitungslängen wurden in km abgefragt und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2011 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet.

Eine Übersicht der den Vergleichsparametern zu Grunde liegenden Werte des Netzbetreibers findet sich in **Anlage 7**. Die daraus berechneten und dem bundesweiten Effizienzvergleich zu Grunde gelegten Werte finden sich in **Anlage 9**. Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter und der Ermittlung des Effizienzvergleichs findet sich in **Anlage A.BM** (Gutachten des Beraterkonsortiums SwissEconomics / SUMICSID).

#### **2.3.1.2.3. Ausreißeranalyse**

Die Bundesnetzagentur hat für die parametrische (SFA) und für die nicht-parametrische (DEA) Methode Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 ARegV).

## **DEA**

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Dies bedeutet, dass diejenigen Unternehmen aus dem Datensatz entfernt werden, die – bei Gültigkeit des ermittelten Effizienzvergleichsmodells – für mindestens die Hälfte der Unternehmen im Datensatz den Effizienzmaßstab bilden. Mit dieser Vorgehensweise wird sichergestellt, dass ein einzelner Netzbetreiber keinen unnatürlich großen Einfluss auf die Effizienz eines anderen Netzbetreibers hat (Dominanzanalyse). Die Netzbetreiber, die einen kritischen Wert überschreiten, werden aus dem Datensatz entfernt.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurden 10 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparemeter wurden ebenfalls 10 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer bewertet.

## **SFA**

Bei der parametrischen Methode (SFA) gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Zur Ermittlung des erheblichen Einflusses wurden statistische Tests durchgeführt, mit denen ein numerischer Wert für den Einfluss ermittelt wurde. Liegt der ermittelte

Wert über einem methodisch angemessenen kritischen Wert, so ist der Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen. Als Testverfahren kamen Cooks distance, DFBE-TAS, DFFITS, covariance ratio und Robuste Regression zur Anwendung (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Es wurden 6 Unternehmen unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandparameter und 12 Unternehmen unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandparameter als Ausreißer identifiziert.

#### **2.3.1.2.4. Gutachten**

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs einschließlich einer eingehenden Stellungnahme zu den Einwänden der Netzbetreiber wird auf das im Internet als **Anlage A.BMI** veröffentlichte Gutachten des Beraterkonsortiums SwissEconomics / SUMICSID verwiesen (<http://www.bundesnetzagentur.de>, unter den Menüpunkten: Beschlusskammern ► Beschlusskammer 8 ► Aktuelles ► Gutachten Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Strom).

#### **2.3.2. Effizienzwert des Netzbetreibers**

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 15 ARegV (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Ein Aufschlag auf den sich aus der Effizienzanalyse ergebenden Effizienzwert ist nach Maßgabe des § 15 Abs. 1 ARegV grundsätzlich möglich.

Der sich aus den Effizienzvergleichen ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§ 12 Abs. 2 ARegV). Die für den Netzbetreiber in den durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte ergeben sich aus **Anlage 9**.

#### **2.3.3. Bereinigter Effizienzwert nach § 15 Abs. 1 ARegV**

Nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV in der Fassung vom 14.08.2013 (Bundesgesetzblatt 2013, Teil I Nr. 50 vom 21.08.2013) ist eine Bereinigung des Effizienzwertes durch einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV ermittelten Effizienzwert vorzu-

nehmen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe im Sinne des Vorliegens außergewöhnlicher struktureller Umstände bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden und durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 5 Prozent erhöht. Durch die Regelung des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV soll die von § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG geforderte Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der auf Grundlage des Effizienzwertes bestimmten Effizienzvorgabe gewährleistet werden.

Die Gewährung eines bereinigten Effizienzwertes soll – wie aus der hohen Aufgreifschwelle von 5 Prozent ersichtlich – nur in wirtschaftlich bedeutenden Ausnahmefällen möglich sein. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass jeder Netzbetreiber bei seiner Versorgungsaufgabe Besonderheiten aufweist, die in den Effizienzvergleich nicht einfließen, weil nicht jedes Detail berücksichtigt werden kann. Diese Besonderheiten können sich sowohl Kosten erhöhend als auch Kosten reduzierend auswirken. Im Ergebnis wird sich dies daher weitestgehend neutral darstellen (BR-Drs. 417/07 (B), S.12). Bei § 15 handelt es sich insofern um eine eng auszulegende Ausnahmvorschrift, die nur auf strukturelle Besonderheiten außergewöhnlicher Art Anwendung finden darf (BR-Drucks. 447/13 (B), S. 29). Eine Bereinigung des Effizienzwertes kommt dabei nur dann in Betracht, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass die speziellen Voraussetzungen des § 15 Abs. 1 ARegV vorliegen.

Die novellierte Regelung des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV kommt zur zweiten Regulierungsperiode zur Anwendung.

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 20.11.2013 vorgetragen, dass aufgrund von Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe ein Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV ermittelten Effizienzwert anzusetzen sei. Der Netzbetreiber macht als Besonderheit der Versorgungsaufgabe folgenden Punkt geltend:

- Regionale Lohnunterschiede

Der Netzbetreiber trägt vor, dass einer Auswertung nach Wirtschaftssectoren und Landkreisen zufolge das durchschnittliche Lohnniveau des Wirtschaftssectors Energieversorgung des Landkreises Ellwangen (Ostalbkreis), in welchem sich das Ver-

sorgungsgebiet des Netzbetreibers befindet,

Der Netzbetreiber trägt ferner vor, dass die Lohnkosten einen erheblichen Anteil an seinen Gesamtkosten darstellen und ihm dadurch stehen. Dies betrachtet der Netzbetreiber als eine regionale Besonderheit des Lohnniveaus und als eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe nach § 15 Abs 1 ARegV. Aus diesem Grund beantragt er eine Bereinigung des ermittelten Effizienzwertes

Mit Schreiben vom 20.03.2014 wurde der Netzbetreiber aufgefordert, weitere Nachweise für die Überprüfung der entstandenen Mehrkosten vorzulegen. Der Netzbetreiber wurde darüber in Kenntnis gesetzt, dass die alleinige Aufteilung und Mitteilung der Kosten der geltend gemachten Besonderheit der Versorgungsaufgabe im zugehörigen Erhebungsbogen

Der Netzbetreiber bekam Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 14.04.2014.

### **2.3.3.1. Besonderheit der Versorgungsaufgabe**

Voraussetzung für eine Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV ist eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe.

Zur Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV gehören alle Anforderungen, die an den Netzbetreiber von außen herangetragen werden und denen er sich nicht oder nur mit unzumutbarem Aufwand entziehen kann (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 60). Es muss sich somit um exogene Faktoren handeln. Endogene Kostentreiber, also solche, die auf eine Entscheidung des Netzbetreibers zurückzuführen sind, scheiden hingegen aus; dadurch soll vermieden werden, dass der Effizienzvergleich beliebig durch Entscheidungen einzelner Netzbetreiber beeinflusst und damit verzerrt wird. § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV greift dies auf, wenn es dort heißt, dass die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe „durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar“ sein dürfen.

Voraussetzung ist zudem, dass der geltend gemachte Aspekt der Versorgungsaufgabe messbar oder mengenmäßig erfassbar ist. Die Anforderungen, die an die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV gestellt werden, müssen insoweit auch an die Besonderheit der Versorgungsaufgabe angelegt werden, da denknötwendig nur Umstände, die jedenfalls potentiell Gegenstand des Effizienzvergleichs sein können, einen Aufschlag auf den Effizienzwert rechtfertigen können.

Eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe kann nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV nur bei außergewöhnlichen strukturellen Umständen vorliegen. Dies ist dann der Fall, wenn die Versorgungsaufgabe ihrer Art nach nur bei einem einzelnen Netzbetreiber oder einer äußerst geringen Anzahl von Netzbetreibern, die im Rahmen des bundesweiten Effizienzvergleichs betrachtet wurden, in vergleichbarer Form besteht. Voraussetzung sind damit Umstände, die entweder ein Alleinstellungsmerkmal oder jedenfalls nahezu ein Alleinstellungsmerkmal darstellen. Diese Auslegung entspricht dem in dem Verordnungsentwurf ausdrücklich zum Ausdruck gebrachten Willen des Verordnungsgebers (siehe BR-Drucks. 447/13 (B), S. 30).

Aus Sicht der Beschlusskammer kann das höhere Lohnniveau in der Region nicht als Besonderheit seiner Versorgungsaufgabe gewertet werden, da es sich weder um einen die Versorgungsaufgabe bestimmenden Parameter, noch um eine von den Netzkunden bestimmte Anforderung mit unmittelbaren Auswirkung handelt. Darüber hinaus sind durch das höhere Lohnniveau einer ganzen Region in der Regel mehrere Netzbetreiber betroffen, die Klassifikation als individuelle Besonderheit scheidet demnach aus.

Hinzu kommt, dass der vom Netzbetreiber ausgeführte Vergleich zu kurz greift. Beim Vergleich von absoluten Lohnkosten ist gleichzeitig die entsprechende Produktivität mit zu berücksichtigen. Es ist davon auszugehen, dass höhere absolute Löhne mit höheren Produktivitäten einhergehen. Andernfalls käme es zu Substitutionseffekten, in dem der Produktionsfaktor Arbeit durch Kapital ersetzt würde.

### **2.3.3.2. Nichtberücksichtigung im Effizienzvergleich**

Eine Bereinigung des Effizienzwertes kommt gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV nur dann in Betracht, wenn die geltend gemachte Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurde.

Außerdem wurde im Rahmen der Effizienzvergleichsanalysen der Einfluss des Lohnniveaus auf die Effizienzwerte überprüft. Im Ergebnis wurde festgestellt, dass das Lohnniveau keinen Unterschied in den Effizienzwerten erklärt und somit keinen Einfluss auf die Ergebnisse des Effizienzvergleichs hat. (Vgl. S. 72 ff. des Ergebnisgutachtens zum Effizienzvergleich der 2. Regulierungsperiode). Somit sind Netzbetreiber, die ein hohes Lohnniveau haben, nicht schlechter gestellt als Netzbetreiber mit einem eher niedrigen Lohnniveau.

### **2.3.3.3. Kostenerhöhung um mindestens 5 Prozent**

Bei den vom Netzbetreiber geltend gemachten Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe muss es sich zudem um Umstände handeln, die die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 5 % erhöhen.

#### **2.3.3.3.1. Bestimmung der Kostenschwelle**

§ 15 Abs. 1 ARegV fordert eine Kostenerhöhung um mindestens 5 % in Bezug auf jeweils eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe. Es ist mit der Regelung nicht vereinbar, die Auswirkungen einzelner Abweichungen, die zu einer unterhalb des Schwellenwertes liegenden Kostenerhöhung führen, aufzusummieren und eine Bereinigung bereits dann vorzunehmen, wenn die Summe dieser Erhöhungsbeträge oberhalb des Schwellenwertes liegt (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn 84).

Für die Bestimmung der Kostenschwelle von 5 % werden nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 ARegV bestimmt. Für die zweite Regulierungsperiode ist das Ergebnis der Kostenprüfung auf der Basis des Jahres 2010 heranzuziehen (§ 6 Abs. 1 ARegV). Abzuziehen ist der Betrag der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Dieser Betrag ist nach

§ 11 Abs. 2 ARegV zu berechnen. Aus dem Restbetrag sind 5 % als maßgeblicher Mindesterhöhungsbetrag zu errechnen.

#### **2.3.3.4. Kausalität**

Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe muss kausal für einen Anteil der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten von mindestens 5 Prozent sein.

Mehrkosten können nur insoweit berücksichtigt werden, als sie durch die in Rede stehende Besonderheit verursacht werden (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn 77). Der Netzbetreiber ist für diesen Umstand darlegungs- und nachweis-pflichtig. Die Pflicht zur Ermittlung des Sachverhalts von Amts wegen, die sich ge-mäß § 27 Abs. 1 Satz 3 Nr. 3 ARegV auch auf die erforderlichen Tatsachen zur Er-mittlung der bereinigten Effizienzwerte bezieht, ist insoweit eingeschränkt. Die Mehr-kosten ergeben sich dabei nicht aus der Aufgabe als solcher, sondern ausschließlich aus der Besonderheit, d.h. der Abweichung von dem Zustand, der keine Besonderheit darstellen würde: Dargelegt und bewiesen werden müssen Mehrkosten, nicht Gesamtkosten. Vergleichsmaßstab sind dabei die Kosten des Netzbetreibers ohne die geltend gemachte Besonderheit, nicht hingegen, inwieweit die Kosten des eine Effizienzwertbereinigung geltend machenden Netzbetreibers von den Kosten anderer Netzbetreiber abweichen (BGH, Beschl. v. 09.10.2012, Az.: EnVR 86/10, Rn. 30; Az.: EnVR 88/10).

Liegt eine teilweise Kompensation der vorgetragenen Kostensteigerung durch korrespondierende, zwangsläufig entlastende Effekte vor, hat auch insofern der Netzbetreiber konkret nachzuweisen, zu welchem konkreten Anteil die vorgetragenen Umstände ursächlich für die behauptete Kostensteigerung waren.

Der Netzbetreiber hat vorliegend nicht nachgewiesen, dass die geltend gemachte Besonderheit kausal für einen Anteil der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermit-telten Kosten in Höhe von mindestens 5 Prozent ist.

#### **2.3.3.5. Ermittlung der Kosten der Besonderheit**

Um den bereinigten Effizienzwert zu ermitteln, hat der Netzbetreiber die durch die Besonderheit der Versorgungsaufgabe bedingten Mehrkosten nach den Vorgaben

der StromNEV zu berechnen. Dieses Erfordernis folgt allein daraus, dass die Mehrkosten mit den dem Effizienzvergleich zugrunde liegenden Kosten der Ausgangskostenbasis (§ 14 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 ARegV) abgeglichen werden müssen. Zieht man von der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 ARegV ermittelten Kostenbasis die Mehrkosten ab, ergibt sich ein Kostenbetrag ohne die Kosten, die durch die Besonderheit der Versorgungsaufgabe bedingt sind. Auf der Grundlage dieser alternativen Ausgangskostenbasis muss dann der bereinigte Effizienzwert ermittelt werden. Dieses Vorgehen setzt zwingend voraus, dass die Mehrkosten nach den gleichen Maßstäben bestimmt werden wie die Ausgangskostenbasis. Dementsprechend kommt es für die zeitliche Einordnung der Entstehung relevanter Mehrkosten (ebenso wie für die nicht erhöhten Kosten) vorliegend auf das Jahr 2010 an.

Zum Beweis der Kostensteigerung hat der Netzbetreiber dementsprechend darzulegen und nachzuweisen, in welcher Höhe die jährlichen Kosten (z.B. operative Kosten, Abschreibungen und Zinsen) in die der Kostenprüfung zu Grunde liegenden Netzkosten eingeflossen sind. Der Nachweis der Mehrkosten unterliegt dabei den gleichen Anforderungen wie die Ausgangskostenbasis (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 21.07.2010, Az.: VI-3 Kart 182/09 (V), S. 17 f.). Der Netzbetreiber hat – ähnlich wie im Rahmen der Kostenprüfung nach den Vorgaben der StromNEV – die individuell besonderen Kosten unter Beifügung geeigneter Nachweise (z.B. Rechnungen, Stundennachweise etc.) umfassend zu erläutern. Der Netzbetreiber muss dabei im einzelnen darlegen und nachweisen, in welcher Höhe konkrete im einzelnen aufgeführte und mit Belegen nachgewiesene Mehrkosten in welche der zur Erlösbergrenzenfestlegung aufgeführten aggregierten Kostenpositionen des Basisjahres, die die Aufwandparameter des Effizienzvergleichs bilden, eingeflossen sind (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 21.07.2010, Az.: VI-3 Kart 182/09, S. 18). Dem genügt die Behauptung pauschaler Mehrkosten ebenso wenig wie die Vorlage von Betriebskostenabrechnungsbögen ohne Nachweise zur Herkunft der Zahlen.

Der Netzbetreiber hat vorliegend nicht nachgewiesen, dass eine Erhöhung der nach § 14 Abs. 1 Nr.1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 5 Prozent eingetreten ist.

### 2.3.3.6. Ergebnis

Nach Ansicht der Beschlusskammer ist die vom Netzbetreiber beschriebene Besonderheit der Versorgungsaufgabe durch die bestehende Auswahl der Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 4 ARegV sowie durch die Kostentreiberanalyse im Rahmen des Effizienzvergleichs hinreichend berücksichtigt worden.

## 2.4. Ermittlung der beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) gleichmäßig abzubauende individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau innerhalb einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss (§ 16 Abs. 1 S. 1 und 3 ARegV). Die monetär bewertete Ineffizienz eines Netzbetreibers ( $I_0$ ) ermittelt sich aus der Differenz der Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV ( $KA_{dnb,0}$ ) und den mit dem Effizienzwert gemäß § 15 Abs. 3 S. 1 ARegV (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (§ 15 Abs. 3 S. 2 ARegV). Somit gilt:

$$I_0 = (GK - KA_{dnb,0}) - (GK - KA_{dnb,0}) * EW$$

### 2.4.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

Als beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 4 ARegV alle Kostenanteile, die nicht dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind. Die Höhe der beeinflussbaren Kosten ist **Anlage 8** zu entnehmen.

### 2.4.2. Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösbergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs. 1 S. 1 ARegV so zu erfolgen, dass die nach den §§ 12 bis 15 ARegV ermittelten, monetär bewerteten Ineffizienzen (beeinflussbarer Kostenanteil,  $KA_{b,0}$ )

unter Anwendung eines Verteilungsfaktors ( $V_t$ ) rechnerisch innerhalb einer Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Für die zweite Regulierungsperiode wird die individuelle Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 1 S. 3 ARegV dahingehend bestimmt, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss. Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienzen in der zweiten Regulierungsperiode innerhalb von fünf Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) von  $0,2 \cdot t$ .

| Jahr | t | $V_t$ |
|------|---|-------|
| 2014 | 1 | 0,2   |
| 2015 | 2 | 0,4   |
| 2016 | 3 | 0,6   |
| 2017 | 4 | 0,8   |
| 2018 | 5 | 1,0   |

## 2.5. Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

Gemäß § 8 ARegV ergibt sich der Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung aus dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (VPI). Für die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 ARegV wird der VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet ( $VPI_t$ ). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr ( $VPI_0$ ).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2011. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2011 102,10 und für das Jahr 2012 104,10 (abrufbar im Internet unter: <https://www.genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Entsprechend dem Term  $VPI_t / VPI_0$  der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2012 zum VPI für das Jahr 2011 für das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2014) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0196.

Für die Folgejahre der zweiten Regulierungsperiode (2015 bis 2018) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2012 (104,10) gegenüber 2011 (102,10) eskaliert, da zum Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2013 bis 2016 vor-

liegen konnten. Das Vorgehen der Beschlusskammer ist zweckmäßig, da der Netzbetreiber einerseits gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist und so andererseits eine möglichst sachgerechte Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI erfolgen kann.

Es wurden somit folgende VPI-Werte zu Grunde gelegt (zur Veranschaulichung werde diese nachfolgend, mit Ausnahme für die Jahre 2011 und 2012, auf eine Nachkommastelle gerundet angezeigt; die Berechnung erfolgte indes mit sieben Nachkommastellen):

| <b>Jahr</b> | <b>VPI</b>   |
|-------------|--------------|
| 2011        | <b>102,1</b> |
| 2012        | <b>104,1</b> |
| 2013        | <b>106,1</b> |
| 2014        | <b>108,2</b> |
| 2015        | <b>110,3</b> |
| 2016        | <b>112,5</b> |

Für das zweite Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2015) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0396, für das dritte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2016) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0599, für das vierte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2017) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0807 und für das fünfte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2018) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1019 (alle Werte wurden auf vier Nachkommastellen gerundet) zu Grunde gelegt. Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf das Basisjahr – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI des jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2011 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

| <b>Jahr</b> | <b>VPI<sub>t</sub> / VPI<sub>0</sub></b> |
|-------------|--|
| 2014        | <b>1,96%</b>                             |
| 2015        | <b>3,96%</b>                             |
| 2016        | <b>5,99%</b>                             |
| 2017        | <b>8,07%</b>                             |
| 2018        | <b>10,19%</b>                            |

Die Beschlusskammer hat diese Werte bereits bei der vorliegenden Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2014 bis 2018 berücksichtigt.

## **2.6. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV**

Im Rahmen der Anreizregulierung ist bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen zu berücksichtigen, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor ( $PF_t$ ).

Gemäß § 9 Abs. 1 ARegV wird der generelle sektorale Produktivitätsfaktor aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt sowie der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt.

In der zweiten Regulierungsperiode beträgt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Netzbetreiber jährlich 1,5 Prozent (§ 9 Abs. 2 ARegV). Der Bundesgerichtshof hat die Rechtmäßigkeit der Regelung über den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV bestätigt (BGH, EnVR 31/10, Rn. 16ff.).

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable  $PF_t$  als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode ( $PF_t$ ) ergeben sich demgemäß mittels des folgenden Algorithmus:  
$$PF_t = (1 + 0,015)^{t-1}.$$

## **2.7. Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV**

Sofern der Netzbetreiber gem. § 4 Abs. 4 Nr. 1 ARegV die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV beantragt hat, wird über diesen Antrag in einem gesonderten Beschluss entschieden.

## **2.8. Qualitätselement nach § 19 ARegV**

Auf die Erlösobergrenzen sind gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorzunehmen, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netz-

leistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen ( $Q_i$ ). Hinsichtlich des Qualitätselementes ergeht ein gesonderter Beschluss.

## **2.9. Saldo des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 4 ARegV**

Die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV jährlich auf dem Regulierungskonto verbucht. Gleiches gilt gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV für die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen.

Die Differenzen sind gemäß § 5 Abs. 2 S. 1 ARegV in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich gemäß § 5 Abs. 2 S. 2 ARegV aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich gemäß § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

Übersteigen die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 %, so sind gemäß § 5 Abs. 3 ARegV die Netzentgelte durch den Netzbetreiber nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen. Eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode auf Grund der Änderungen der jährlich verbuchten Differenzen nach § 5 Abs. 1 ARegV findet gemäß § 5 Abs. 4 S. 4 ARegV nicht statt.

Der Saldo des Regulierungskontos gem. § 5 Abs. 4 ARegV wird gem. **Anlage SR** nebst den dazugehörigen **Anlagen A1 bis A5** ermittelt. Die sich daraus ergebenden Anpassungsbeträge werden in **Anlage 8** ausgewiesen.

**2.10. Anpassung der Netzentgelte aufgrund eines öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrages**

Im Hinblick auf den öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrag vom 08.12.2011 sind die Netzentgelte der Kalenderjahre 2014 bis 2018 um die nachfolgend genannten Beträge zu erhöhen (BK8-11/2974-13).

| <b>2. Regulierungsperiode Strom</b> |                         |
|-------------------------------------|-------------------------|
| <b>Kalenderjahr</b>                 | <b>Anpassungsbetrag</b> |
| 2014                                |                         |
| 2015                                |                         |
| 2016                                |                         |

**III. Meldepflichten**

Die Anordnung des Tenors zu 2.) ergeht auf der Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV.

Gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen. Gleiches gilt bei der Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 8, 8b bis 11 und 12a bis 14, S. 4 ARegV und volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV. Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenze bedarf es ausweislich § 4 Abs. 3 S. 2 ARegV in diesen Fällen nicht.

Die entsprechende Verpflichtung des Netzbetreibers zur Anpassung der Erlösobergrenzen ist ausweislich der Verordnungsbegründung in die Festlegung aufzunehmen (BR-DrS.417/ 07, S.44 f.). Die Verpflichtung zur Anpassung der Erlösobergrenzen wird daher gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG nochmals ausdrücklich angeordnet. Hiermit soll die Möglichkeit eröffnet werden, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

#### **IV. Netzübergänge**

Die Anordnung des Tenors zu 3.) ergeht auf Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 und § 28 Nr. 8 ARegV.

Gemäß § 28 Nr. 8 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen. Nach Maßgabe des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 ARegV zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen treffen. In Ausübung dieser Befugnis ordnet sie an, dass der Netzbetreiber ohne schuldhaftes Zögern den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen hat. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Bundesnetzagentur zeitnah von dem Sachverhalt erfährt und sicherstellen kann, dass die Vorgaben des § 26 ARegV eingehalten werden. Damit soll die Möglichkeit eröffnet werden, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

#### **V. Gebühren**

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

#### **VI. Anlagenverweis**

Die **Anlage Zwischendokumentation** und die dazu gehörigen **Anlagen 1 bis 7**, die **Anlagen 8 und 9** die **Anlage SR** und die dazu gehörigen **Anlagen A1 bis A5** sowie die **Anlage A.BM** sind Bestandteil dieses Beschlusses.

### Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 20.01.2015

Vorsitzender



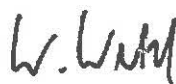
Helmut Fuß

Beisitzer



Bernd Petermann

Beisitzer



Wolfgang Wetzi

## **Zwischendokumentation des Ausgangsniveaus, der Aufwands- und Vergleichsparameter**

### **I.**

#### **Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze, Feststellung der Aufwands- und Vergleichsparameter**

##### **0. Vorbemerkung**

Die zweite Regulierungsperiode beginnt am 01.01.2014. Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2011.

Zentraler Maßstab ist damit die Kostenorientierung. Hierin spiegelt sich die wettbewerbspolitische Motivation des Gesetzgebers, mit der er auf das strukturelle Wettbewerbsdefizit der Netzmärkte reagiert: Als natürliche Monopolisten besteht für die Netzbetreiber kein Anreiz, ihre Netzentgelte effizient zu gestalten. In dieser Situation strukturell wettbewerbsdefizitärer Märkte zielt die Regulierung auf die Simulierung von Wettbewerb. Die Entgelte sollen so gebildet werden, wie sie sich bei funktionierendem Wettbewerb herausbilden würden. Funktionierte der Wettbewerb, hätte jeder Netzbetreiber einen Anreiz, seine Kosten durch effizienten Netzbetrieb soweit wie möglich zu reduzieren. Monopolgewinne könnte er nicht erzielen.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Strom sind die Netzkosten nach § 6 Abs. 1 Satz 1 ARegV i. V. m. Teil 2 Abschnitt 1 (§§ 4 – 10) StromNEV zu ermitteln. Gemäß § 4 Abs. 2 StromNEV setzen sich die Netzkosten aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 StromNEV, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 StromNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 StromNEV sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 StromNEV unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 StromNEV zusammen. Netzverluste sind gemäß § 10 StromNEV zu berücksichtigen.

Bilanzielle und kalkulatorische Kosten sind nur insoweit anzusetzen, als sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen, den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1, S. 1 StromNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG):

„Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. [...] Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.“

## **1. Aufwandsgleiche Kosten**

### **1.0. Allgemeines**

Gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 StromNEV sind aufwandsgleiche Kostenpositionen nach Maßgabe des § 4 Abs. 1 StromNEV bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen. Sie sind den nach § 10 Abs. 3 EnWG oder nach § 4 Abs. 3 StromNEV erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsübertragung und Elektrizitätsverteilung zu entnehmen.

Gemäß § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV, der die Unanwendbarkeit von § 3 Abs. 1 S. 4, 2. Hs. StromNEV statuiert, ist dabei die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ausgeschlossen. Kosten und Erlöse bzw. Erträge, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, sind gem. § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV nicht zu berücksichtigen.

#### **a) Aufwandsgleiche Kosten**

Aufwandsgleiche Kosten sind zu berücksichtigen, wenn sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (§ 3 Abs. 1 S. 1 StromNEV), den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1, Abs. 2 S. 1 StromNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG).

Aufwandsgleiche Kosten sind nur anzuerkennen, wenn sie einen eindeutigen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen. Kosten, die nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes zu dienen bestimmt sind, sind folglich nicht zu berücksichtigen. Demgemäß sind Kosten, die ihrem Entstehungsgrunde oder ihrem Verwendungszweck nach dem Vertrieb oder anderen Unternehmensaktivitäten zuzuordnen sind, grundsätzlich nicht auf den Netzbetrieb bezogen und somit nicht berücksichtigungsfähig.

Der Netzbetreiber trägt die Darlegungs- und Beweislast für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die allesamt dem Rechnungswesen des Netzbetreibers entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Beschlusskammer nicht bekannt, solange der Netzbetreiber nicht selber die beurteilungsrelevanten Kosten darlegt und diese dezidiert nachweist. Dem steht auch nicht der Amts-

ermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§ 68 EnWG und 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Netzbetreibers gegenüber; die Mitwirkungspflicht begrenzt die Amtsermittlungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rn. 21; BVerwG, 5 C 27/85, NVwZ 1987, 405). Nicht nachgewiesene Kosten sind nicht anerkennungsfähig (so auch: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 (V) und BGH, EnVR 6/08).

#### **b) Schlüsselung von Kostenpositionen**

Einzelkosten des Netzes sind gem. § 4 Abs. 4 StromNEV dem Netz direkt zuzuordnen. Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung dem Elektrizitätsübertragungs- oder Elektrizitätsverteilernetz zuzuordnen. Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Die Schlüssel sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Die hierfür maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.

Die Darlegung einer sachgerechten Schlüsselung kann durch Schlüssel gestützt werden, die eine möglichst große Nähe zur tatsächlichen Kostenverteilung aufweisen. Stundenaufschreibungen einer Lohnbuchhaltung z.B. lassen eine anteilige Verteilung der Kostenstelle auf den Netzbetrieb somit plausibler erscheinen, als Umsatz- oder Gewinnschlüssel. Die Beschlusskammer behält sich somit vor auch sachgerechtere Schlüsselungen zur Anwendung zu bringen.

#### **c) Besonderheiten des Geschäftsjahres**

Soweit Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch wiederkehren, sondern ausschließlich, dem Grunde oder der Höhe nach, einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zu Grunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösbergrenzen dann

gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2011 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösbergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Es ist insbesondere davon auszugehen, dass Kosten dem Grunde oder der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres darstellen, wenn diese in den Vorjahren dem Grunde oder der Höhe nach nicht angefallen sind und somit das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen.

**d) Effiziente aufwandsgleiche Kosten**

Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Nach § 4 Abs. 1 StromNEV ist folglich nicht jedwede angesetzte Höhe einer Kostenposition in die Kalkulation einstellbar. Sonst würden dem Effizienzvergleich womöglich auch nur ineffiziente Kosten zugeführt, deren Ineffizienz im Vergleich untereinander nicht identifizierbar wäre. Insofern erfüllt § 4 Abs. 1 StromNEV die Sicherungsfunktion, dass vorgezogene Aufwendungen (Zusammenballung mehrerer Jahre) oder besonders teure Maßnahmen in maximal der auf 5 Jahre verateten Höhe anerkannt werden und nicht ggf. fünfmalige Berücksichtigung in der Kalkulation finden.

Die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ist gem. § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV ausgeschlossen. § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV regelt, dass § 3 Abs. 1 S. 4, 2. HS StromNEV bei der Durchführung der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV keine Anwendung findet. Erlöse bzw. Erträge, die auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, sind gem. § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV ebenfalls nicht zu berücksichtigen. Soweit nach § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt.

**e) Ggf. nicht zahlungswirksame Risikovorsorge (Rückstellungen)**

Rückstellungen werden für eine Verpflichtung, über deren Höhe und Eintreten Unsicherheit herrscht gebildet. Die Bildung solcher Rückstellungen erfolgt im Wege einer

aufwandswirksamen Zuführung. Voraussetzung ist hier, dass das Eintrittsereignis mit hinreichend großer Wahrscheinlichkeit belegt werden kann.

Gemäß den Regelungen der StromNEV können aufwandsgleiche Kosten gemäß §4 und § 5 StromNEV als Kosten geltend gemacht werden. Diese werden aus der GuV überführt. Dementsprechend können Zuführungen von Rückstellungen sofern diese betriebsnotwendig sind und keine Besonderheit des Geschäftsjahres darstellen als Kosten angesetzt werden. Nicht erfolgswirksame Verbräuche von Rückstellungen können nicht angesetzt werden.

## **1.1. Materialkosten**

### **1.1.1. Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe**

#### **1.1.1.1. Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie**

Bei der Übertragung von Elektrizität in elektrischen Systemen entstehen zwangsläufig Energieverluste in Form von Stromwärmeverlusten, Eisenverlusten der Transformatoren und Spulen oder als Ableit- und Koronaverluste. In einem elektrischen Energieversorgungsnetz sind diese Netzverluste im Rahmen einer zeitgleichen Betrachtung der Zählung der Einspeisungen in das Netz sowie der Zählung der Auspeisungen aus dem Netz sowie der Bestimmung weiterer separater Verbrauchursachen (z.B. Betriebsverbrauch, Stromdiebstahl) messbar. Hierzu ist ein eigener Verlustenergiebilanzkreis zu führen. Die im Rahmen dieser Kostenprüfung relevanten Verlustenergiekosten ergeben sich aus den Beschaffungskosten der im Kalenderjahr 2011 zum Einsatz gebrachten Verlustenergie (§ 10 Abs. 1 StromNEV). Verluste, die nicht physikalisch bedingt sind (z.B. Betriebsverbrauch, Stromdiebstahl), sind nicht Bestandteil dieser Position.

Preisseitig setzt die Beschlusskammer den von dem Netzbetreiber für das Kalenderjahr 2011 angegebenen spezifischen Beschaffungspreis an. Dieser fließt bei der Bestimmung der Aufwandparameter des Effizienzvergleichs gemäß §§ 12 - 14 ARegV mit ein.

Zur Ermittlung der Verlustenergiebeschaffungskosten ist weiterhin festzustellen, ob die relative Höhe der Verlustenergiemengen effizient ist. Die Beschlusskammer hat eine nationale Vergleichsbetrachtung der Verlustenergiemengen je Spannungsebene durchgeführt. Die Stichprobe, über die plausible Daten vorlagen, umfasste ca. 150 Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Als Vergleichsbasis wurde das Verhältnis der Verlustenergiemenge zur spannungsebenenbezogenen ausgespeisten Jahresarbeit (Bezug aus vorgelagerter Netzebene + Einspeisung aus Erzeugungsanlagen) herangezogen. Die sich hieraus ergebenden Durchschnitte sind ggf. durch Konfidenzintervalle erhöht als Aufgriffsgrenze anzusetzen. Insgesamt ist sie zu folgendem Zielkorridor gelangt: {HS [ $< 0,5$  %]; HS/MS [ $< 0,5$  %]; MS [ $< 1,0$  %]; MS/NS [ $< 1,5$  %]; NS [ $< 3,2$  %]}. Wird der Zielkorridor überschritten, so sind die entsprechenden Mengen nicht berücksichtigungsfähig, es sei denn, der Netzbetreiber

legt nachvollziehbar dar, dass die Verlustmengen tatsächlich angefallen sind und die Überschreitung des Zielkorridors nicht auf Ineffizienzen beruht. Die Berechnung der Verlustenergiekosten wird in der folgenden Tabelle verdeutlicht.

| Verlustenergie                 |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
|--------------------------------|-----------------------|---------------------|--------------------|------------------------|-------------------------------|-----------------------|
| Energieermittlung              |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| Ebene                          | Verlustenergie [kWh]  | Basis [kWh]         | Abweichung relativ | Vorgabe BNetzA relativ | genehmigte Abweichung relativ | Berechnungswert [kWh] |
| H&S                            |                       |                     |                    | 0,50%                  |                               |                       |
| H&S/HS                         |                       |                     |                    | 0,50%                  |                               |                       |
| HS                             |                       |                     |                    | 0,50%                  |                               |                       |
| HS/MS                          |                       |                     |                    | 0,50%                  |                               |                       |
| MS                             |                       |                     |                    | 1,00%                  |                               |                       |
| MS/NS                          |                       |                     |                    | 1,50%                  |                               |                       |
| NS                             |                       |                     |                    | 2,00%                  |                               |                       |
| Kostenermittlung               |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| Ebene                          | Berechnungswert [kWh] | Preis VNR [ct./kWh] | Kosten [EUR]       |                        |                               |                       |
| H&S                            |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| H&S/HS                         |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| HS                             |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| HS/MS                          |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| MS                             |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| MS/NS                          |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| NS                             |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| Beantragte Kosten NB [EUR]     |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| genehmigte Kosten BNetzA [EUR] |                       |                     |                    |                        |                               |                       |
| Kürzung [EUR]                  |                       |                     |                    |                        |                               |                       |

Die angegebene Kostenposition in Höhe von [redacted] mindert um [redacted] [redacted] setzen.

### 1.1.1.2. Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen

Unter den Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen sind Aufwendungen für Einspeisung gemäß § 18 StromNEV dargestellt.

#### 1.1.1.2.1. Nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht vor, dass die finanzielle Belastung aus dem nach dem Gesetz aufgenommenen und vergüteten Strom aus Erneuerbaren Energien bundesweit gleichmäßig verteilt wird. Dies wird durch den EEG-Wälzungsmechanismus sichergestellt. Der Verteilernetzbetreiber nimmt den von der EEG-Anlage produzierten Strom ab und vergütet ihn nach den im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgeschriebenen Sätzen. In der zweiten Stufe leitet der

Verteilernetzbetreiber den EEG-Strom weiter an den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und erhält von diesem einen finanziellen Ausgleich. Die Aufwendungen aus Zahlungen an die Betreiber von EEG-Anlagen übersteigen dabei die Erträge aus dem finanziellen Ausgleich.

Die Differenz in Höhe von [REDACTED] auf periodenfremde Effekte zurückzuführen. Differenzen, die aus Abgrenzungen im Jahresabschluss entstehen (periodenfremde Effekte), werden über die Aufwandsseite neutralisiert. Die angegebene Kostenposition in Höhe von [REDACTED] verändert um [REDACTED] ...anzusetzen.

Bei Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen nach EEG handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 1 ARegV (vgl. Kapitel 7).

#### **1.1.1.2.2. Nach KWK-G**

Das KWK-G fördert die Stromerzeugung bei gleichzeitiger Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und Nutzwärme. Zur bundesweiten Vergleichmäßigung der KWK-G-Förderung ist innerhalb des Gesetzes ein entsprechendes Ausgleichsverfahren implementiert (§ 9 KWKG). Netzbetreiber sind verpflichtet, KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten KWK-Strom abzunehmen. Die Vergütung an den KWK-Anlagenbetreiber setzt sich aus dem Preis für den KWK-Strom und dem gesetzlichen KWK-Zuschlag - der eigentlichen KWK-Förderung - zusammen. Der dem aufnehmenden Netzbetreiber vorgelegte Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist seinerseits zur Zahlung des KWK-Zuschlags verpflichtet. Aufwendungen und Erträge des Verteilernetzbetreibers aus dem KWK-Zuschlag gleichen sich also aus. Der aufgenommene KWK-Strom wird vom Netzbetreiber vermarktet. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass der KWK-Strom zu den gleichen Konditionen verkauft werden kann wie er aufgekauft wurde. Geringfügige Über- oder Unterdeckungen gleichen sich dabei im Zeitverlauf aus.

Der KWK-Anlagenbetreiber kann den erzeugten KWK-Strom aber auch an einen Dritten (z. B. Stromhändler) verkaufen. In diesem Fall erhält er vom Netzbetreiber lediglich den KWK-Zuschlag vergütet. Der dem aufnehmenden Netzbetreiber vorgelegte Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist seinerseits zur Zahlung des KWK-Zuschlags verpflichtet.

Die Differenz in Höhe von [REDACTED] ist auf periodenfremde Effekte zurückzuführen. Differenzen, die aus Abgrenzungen im Jahresabschluss entstehen (periodenfremde Effekte), werden über die Aufwandsseite neutralisiert. Die angegebene Kostenposition in Höhe von [REDACTED] ist verändert um [REDACTED] zusetzen. Bei Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen nach KWKG handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 1 ARegV (vgl. Kapitel 7).

#### **1.1.1.2.3. Nach § 18 StromNEV**

Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten nach § 18 StromNEV vom Netzbetreiber ein Entgelt, das den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entspricht. Entsprechend § 5 Abs. 3 StromNEV sind hierbei die Zahlungen des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres als Kostenposition bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen.

Der Ansatz der vermiedenen Netzentgelte ist aus der Anlage 1 ersichtlich. Bei Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen nach § 18 StromNEV handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 8 ARegV (vgl. Kapitel 7).

#### **1.1.1.2.4. Einspeisemanagement-Maßnahmen**

Die Aufwendungen für Einspeisemanagement – Maßnahmen umfassen die Entschädigungszahlungen nach § 11 EEG. Gemäß §§ 11 und 12 EEG können Netzbetreiber bei einer Netzüberlastung im Sinne des § 6 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 2 Nr. 1 oder 2 Buchstabe a EEG in die Einspeiseleistung von Stromerzeugungsanlagen, die nach dem EEG oder dem KWKG gefördert werden, eingreifen, um die störende Netzüberlastung zu beseitigen. Die von der Regelung nach § 11 EEG betroffenen Betreiber von Stromerzeugungsanlagen erhalten hierfür eine Entschädigung.

#### **1.1.1.3. Betriebsverbrauch**

Die Position umfasst den Betrag, den der Netzbetreiber zur eigenbetrieblichen Nutzung verwendet. Dieser auf tatsächlich gemessenen Werten beruhende Letztverbrauch (Strom, Gas, Wasser etc.) muss durch Rechnungsstellung nachweisbar sein. Der Stromverbrauch muss dabei den Effizienzanforderungen insoweit genügen, als dass keine überhöhten Strombeschaffungspreise in die Kalkulation Eingang finden.

Als Vergleichsmaßstab ist das Beschaffungspreisniveau der Verlustenergie gemäß FSV Verlustenergie für das Jahr 2011 heranzuziehen.

Im Rahmen des Vergleichs mit dem Beschaffungspreisniveau der Verlustenergie von [ ] ergibt der angegebene Beschaffungspreis mit [ ] deutlich über dem Vergleichsmaßstab. Daher wird der angegebene Betriebsverbrauch mit dem Beschaffungspreisniveau der Verlustenergie vor [ ] bewertet.

Die angegebene Kostenposition in Höhe von [ ] ist gemindert um [ ] mit [ ] anzusetzen.

#### **1.1.1.4. Aufwendungen für Differenz-Bilanzkreis bzw. Aufwendungen für den Ausgleich von Abweichungen bei Standardlastprofilen**

Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stehen bei Kunden, deren Leistungswerte aus Gründen der Kosteneffizienz nicht gemessen sondern prognostiziert werden, vor der Aufgabe, ein geeignetes Verfahren zum Ausgleich ggf. entstehender Abweichungen von den standardisierten Lastprofilen (Standardlastprofile) festzulegen. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen wählen zwischen dem synthetischen oder dem analytischen Verfahren.

Beim analytischen Lastprofil prognostizieren der oder die Stromhändler die erwarteten Lastprofile ihrer Kleinkunden und speisen danach Strom ins Netz ein. Die Berechnungen des Verteilernetzbetreibers erfolgen jedoch erst nach der Lieferung. Das analytische Lastprofil hat für den Netzbetreiber den Vorteil, dass die gesamte Kleinkundenlast auf die Stromhändler aufgeteilt wird. Beim analytischen Verfahren entstehen keine Kosten für den Netznutzer.

Das synthetische Lastprofil ordnet statistisch ermittelte Lastprofile bestimmten Kleinkundengruppen nach spezifischen Verbrauchsmustern zu. Die Stromhändler speisen Elektrizität auf der Grundlage der Summen dieser synthetischen Lastprofile ein. Beim synthetischen Verfahren entstehen ggf. Kosten in Höhe der Leistungsabweichung. Die Mehr- oder Mindermengen sind hingegen zwischen Netzbetreiber und Händler abzurechnen und somit für die Netzkosten neutral.

Vor dem Hintergrund, dass der Netzbetreiber beim analytischen Verfahren alle Kosten auf die Händler überwälzen kann und somit die Netzentgelte nicht belastet werden, erscheint es unter Effizienzgesichtspunkten zumindest fragwürdig, ob überhaupt Kosten für diese Position in den Netzentgelten berücksichtigt werden können.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass aus Differenzbilanzkreisabweichungen sowohl Kosten als auch Erlöse generiert werden können. Je nachdem, ob der Differenzbi-

lanzkreis über- oder unterspeist ist, muss die überschüssige Energie verkauft oder die benötigte Energie gekauft werden. Erlöse können beispielsweise dann entstehen, wenn die Ausgleichsenergiemenge zum Abbau des Überschusses größer ist als die Ausgleichsenergiemenge zum Schließen der Lücke. Erlöse entstehen auch dann, wenn der Verkaufspreis höher ist als der Kaufpreis. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass sich Kosten und Erlöse im Zeitverlauf in etwa ausgleichen. Aus diesem Grund hält es die Beschlusskammer für sachgerecht, zu Gunsten wie zu Ungunsten des Netzbetreibers keine Erlöse oder Kosten bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus zu berücksichtigen.

### **1.1.2. Aufwendungen für bezogene Leistungen**

Unter den Aufwendungen für bezogene Leistungen sind insbesondere Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber, Aufwendungen für Blindstrom, für überlassene Netzinfrastruktur, für singulär genutzte Betriebsmittel, für durch Dritte erbrachte Betriebsführung und für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen dargestellt.

#### **1.1.2.1. Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber**

Der Ansatz der Aufwendungen an den vorgelagerten Netzbetreiber ist aus der Anlage 1 ersichtlich. Bei Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 4 ARegV (vgl. Kapitel 7).

Zu den vorgelagerten Netzkosten zählen neben den Kosten für Leistung, Arbeit, Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb auch folgende Aufwendungen:

- Aufwendungen für Netzreservekapazität (vgl. 1.1.2.1.a.)
- Aufwendungen gemäß § 14 Abs. 2 StromNEV (1.1.2.1.b.)
- Aufwendungen für unterspannungsseitige Messung (1.1.2.1.c.)
- Aufwendungen für Blindstrom (1.1.2.2.)
- Aufwendungen für singulär genutzte Betriebsmittel (1.1.2.4.)

#### **1.1.2.1.a. davon Aufwendungen für Netzreservekapazität**

Netzbetreiber haben die Möglichkeit, Netzreserve beim vorgelagerten Netzbetreiber zu bestellen und in Anspruch zu nehmen, um höhere vorgelagerte Netzkosten aufgrund von Leistungsspitzen wegen des Ausfalls von dezentralen Erzeugungsanlagen oder von Betriebsmitteln zu vermeiden. Es besteht also ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen der Jahreshöchstlast und den Aufwendungen für Netzreservekapazität. Die in der Erlösbergrenze enthaltenen Ansätze sollen wertmäßig dem Betrag entsprechen, der dem Netzbetreiber vom vorgelagerten Netzbetreiber für die Vorhaltung und Inanspruchnahme von Netzreservekapazität in Rechnung gestellt wird.

Bei Aufwendungen für Netzreservekapazität handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 4 ARegV (vgl. Kapitel 7).

#### **1.1.2.1.b. davon Aufwendungen gemäß § 14 Abs. 2 StromNEV (Pancaking)**

Die Position ergibt sich aus vertraglichen Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern, die direkt miteinander verbundene Netze der gleichen Netz- oder Umspannebene gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 StromNEV betreiben. Der Leitfaden der Beschlusskammer 8 zur Findung sachgerechter Sonderregelungen in den Fällen der Kostenwälzung nach § 14 Abs. 2 Satz 3 StromNEV ist zu beachten. Der Nachweis, dass die Voraussetzungen für die Anwendung des § 14 Abs. 2 S. 3 StromNEV vorliegen, ist durch den Netzbetreiber zu erbringen.

Bei Aufwendungen gemäß § 14 Abs. 2 StromNEV (Pancaking) handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 4 ARegV (vgl. Kapitel 7).

#### **1.1.2.1.c. davon Aufwendungen für unterspannungsseitige Messung**

Bei unterspannungsseitiger Messung wird durch den vorgelagerten Netzbetreiber ein Aufschlag auf die Arbeitsmenge oder den Arbeitspreis vorgenommen, um die mit der Transformation verbundenen Stromverluste zu decken. Die korrespondierenden Erlöse des vorgelagerten Netzbetreibers werden bei diesem bei der Bestimmung des Regulierungskontosaldos abgeglichen.

Bei Aufwendungen für unterspannungsseitige Messung handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 4 ARegV (vgl. Kapitel 7).

#### **1.1.2.2. Aufwendungen für Blindstrom**

Durch lange Transportwege oder durch den Einsatz von Kondensatoren oder Spulen kann es zu einer Phasenverschiebung kommen. Bei Einsatz von Spulen tritt nach Anlegen einer Wechselspannung der Strom verspätet auf (induktive Blindleistung). Bei Kondensatoren tritt sofort der gesamte Strom auf, die Spannung muss sich aber erst aufbauen. Legt man Wechselspannung an, eilt die Spannung dem Strom nach (kapazitive Blindleistung). Werden bei der Phasenverschiebung Grenzwerte überschritten (i.d.R. Phasenverschiebung  $25^\circ$ , d.h. Wirkleistung = 90 %), muss der Netzbetreiber ein Entgelt an den vorgelagerten Netzbetreiber bezahlen.

Bei Aufwendungen für Blindstrom handelt es sich dem Grunde nach um vorgelagerte Netzkosten im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV.

#### **1.1.2.3. Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur**

Unter der Position „Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur“ sind regelmäßig die sog. Pachtentgelte für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter zu erfassen. Solche Aufwendungen entstehen dann, wenn der Netzbetreiber ganz oder teilweise nicht Eigentümer des entsprechenden Anlagevermögens ist, sondern ihm dieses aufgrund einer schuldrechtlichen Vereinbarung („Pachtvertrag“) vom Eigentümer zur Nutzung, d. h. für die Zwecke des Netzbetriebs, überlassen wird. Die aus der Überlassung des Anlagevermögens nach § 4 Abs. 5 StromNEV resultierenden Kosten („Pachtzins“) sind nur bis zu der Höhe anerkennungsfähig, wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber Eigentümer der Anlagen wäre. Maßgeblich sind somit die Kapitalkosten des durch den Verpächter eingesetzten Kapitals (Abschreibungen, Zinsen und Gewerbesteuer). Für die Kalkulation ist damit die Kapitalstruktur und der Gewerbesteuerhebesatz des Verpächters maßgeblich, Fremdkapitalzinsen und Baukostenzuschüsse sind zu berücksichtigen. Grundlage der Prüfung und damit einer Anerkennung von Kosten sind die eingereichten Verpächterbögen.

Der Netzbetreiber hat in der genannten Position Aufwendungen in Höhe von ... gemacht. Auf Basis der eingereichten Erhebungsbögen der Verpächter (EnBW Ostwürttemberg DonauRies, EnBW Regional AG, Netzgesellschaft Sontheim, Netzgesellschaft Steinheim, Stadtwerke Giengen) ergeben sich für

die Position Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur nach Verminderung des angesetzten Betrages um  anerkennungsfähige Kosten in Höhe von  Die Herleitung der genannten anerkennungsfähigen Kosten sind Kapitel 6 zu entnehmen.

#### **1.1.2.4. Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel**

Nach § 19 Abs. 3 StromNEV wird für bestimmte Anschlusssituationen (singular genutztes Betriebsmittel) ein gesondertes Entgelt definiert. Es handelt sich um ein singular genutztes Betriebsmittel, wenn „ein Netznutzer sämtliche in einer Netz- oder Umspannebene von ihm genutzten Betriebsmittel ausschließlich selbst nutzt“. Das kann z.B. ein Transformator sein, der nur von einem Kunden genutzt wird und der ihn mit dem 380-kV-Höchstspannungsnetz verbindet. In diesem Fall wird -nach den gesetzlichen Vorgaben zur Bestimmung eines „angemessenen Entgelts“- eine Vergütung festgelegt. Dieses ist individuell und unabhängig vom Verbrauch und daher als Pachtentgelt zu interpretieren. Darin gehen wie bei Pachtentgelten die Kosten für Betrieb, Wartung, Instandhaltung, Kapitaldienst und jederzeitige Erneuerung ein.

Bei Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel handelt es sich dem Grunde nach um vorgelagerte Netzkosten im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV.

#### **1.1.2.5. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung**

Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung betreffen regelmäßig Vertragsgestaltungen ausgelagerter Betriebskosten. Die durch Dritte erbrachten Dienstleistungen sind nach § 4 Abs. 5a StromNEV maximal in der Höhe anzusetzen, wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber die Leistungen selbst erbringen würde.

Grundlage der Prüfung der durch verbundene Unternehmen erbrachten Betriebsführung ist der jeweils eingereichte Dienstleistungsbogen für die sieben wertmäßig größten Dienstleistungsverträge mit verbundenen Unternehmen i. S. d. § 6 b Abs. 2 EnWG. Maßgeblich für die Anerkennung der durch die Dienstleistung verursachten Kosten sind somit die Kalkulationsmaßstäbe nach der StromNEV.

Darüber hinaus müssen die Dienstleistungsverträge einem Fremdvergleichsmaßstab standhalten. Die Marktgerechtigkeit der in Ansatz gebrachten Vergütungssätze ist vom Netzbetreiber darzulegen und zu beweisen. I. d. R. hat der Netzbetreiber in nachvollziehbarer Weise zu dokumentieren, dass er Preisvergleiche angestellt hat bzw. die Vergabe von Dienstleistungsaufträgen im Wege der Ausschreibung erfolgt

ist. Zudem darf die durch Dritte erbrachte Betriebsführung kostenseitig natürlich nicht den Wert übersteigen, der zuvor bei eigener Bewirtschaftung durchgriff.

#### **1.1.2.6. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen**

Für die Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen sind die gleichen Maßstäbe heranzuziehen wie für Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung. Es gelten daher die Ausführungen zu 1.1.2.5 entsprechend.

Aus dem gesondert übermittelten Erhebungsbogen für die seitens der EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG erbrachten Dienstleistungen ist nach Prüfung der aufwandsgleichen Kosten und Durchrechnung der kalkulatorischen Kosten unter Zugrundelegung der unter „2. Kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens sowie Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen“, unter „3. Eigenkapitalverzinsung“ und unter „4. Gewerbesteuer“ genannten Grundsätze ersichtlich, dass die angesetzten Kosten um  Die angegebene Kostenposition in Höhe von  anzusetzen.

Die Zusammensetzung und Beschreibung der Einzelkürzungen und der genannten anerkennungsfähigen Kosten sind Kapitel 6 zu entnehmen.

### **1.2. Personalkosten**

Personalkosten setzen sich aus den Kosten für Gehälter und Löhne (Lohnkosten), aus den Kosten für soziale Aufwendungen gem. § 275 II Nr. 6b HGB (Arbeitgeberanteile an der Unfallversicherung und Sozialversicherung (Angestellten-, Arbeiterrenten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung)) und aus den freiwilligen Personalnebenkosten gem. § 275 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 3 Nr. 7 HGB (Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung, z.B. Zuschüsse an Pensionskassen, Gratifikationen, Werksküchen, Werkswohnungen, Unterstützungseinrichtungen, Ausgaben für kulturelle und sportliche Förderung der Belegschaftsmitglieder) zusammen. Anerkennungsfähige Personalkosten müssen sich immer auf einen Arbeitnehmer des Stromnetzbetreibers und das Jahr 2011 beziehen.

#### **1.2.1. Löhne und Gehälter**

Unter der Position Löhne und Gehälter werden die Bruttobeträge der Arbeitsentgelte zusammengefasst. Zu Löhnen und Gehältern gehören alle Vergütungen, die die Belegschaftsmitglieder (Arbeiter und Angestellte) und Geschäftsführer sowie Mitglieder

des Vorstands erhalten, gleichgültig in welcher Form sie gewährt werden, also auch Sachbezüge, Aufwandsentschädigungen etc. Die Buchung von Löhnen und Gehältern erfolgt auf bes. Aufwandskonten als Teil der Personalkosten. Belege für berechnete und gezahlte Löhne und Gehälter können Lohnlisten und Gehaltslisten sein.

Der Betrag ist in der Regel der Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen, entweder

- beim Gesamtkostenverfahren unter Personalaufwand, getrennt in
  - (1) Löhne und Gehälter sowie
  - (2) soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung

oder

- beim Umsatzkostenverfahren separiert aus den Positionen Herstellungskosten, Vertriebs- und Verwaltungskosten.

Kosten aus der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit, Kosten aus der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Kosten von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen betreffen teilweise Lohnbestandteile. Diese Positionen sind unter 1.2.1. aufgeführt. Keinen Lohn stellen hingegen betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen dar, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind. Diese Position ist daher regelmäßig neu zuzuordnen. Bei allen Positionen ist zu beachten, dass die Kosten das übliche Maß nicht überschreiten dürfen.

Der Netzbetreiber hat in der Position Löhne und Gehälter

### **1.2.2. Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung**

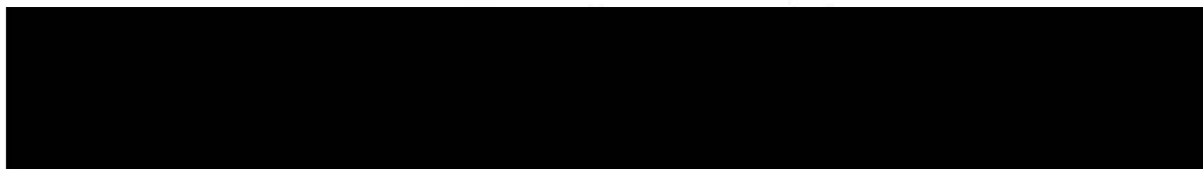
Die Position setzt sich zusammen aus Aufwendungen gem. § 275 II Nr. 6b HGB (Arbeitgeberanteile an der Unfallversicherung und Sozialversicherung (Angestellten-, Arbeiterrenten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung)) und aus den freiwilligen Personalnebenkosten gem. § 275 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 3 Nr. 7 HGB (Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung, z.B. Zuschüsse an Pensionskassen, Gratifikationen, Werksküchen, Werkwohnungen, Unterstützungseinrichtungen, Ausgaben für kulturelle und sportliche Förderung der Belegschaftsmitglieder).

#### **1.2.2.i Altersversorgung**

Gem. § 275 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 3 Nr. 7 HGB können Aufwendungen für die Altersversorgung der Netzmitarbeiter entstehen; die ggf. für die Kalkulation von Bedeutung sind. Der Effizienzgedanke verhindert jedoch die Übernahme jeglicher Aufwendungen in die Betrachtung. Personalzusatzkosten (Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung) sind der Höhe nach anererkennungsfähig, wenn sie zu den Personalkosten in einem angemessenen Verhältnis stehen. Ein effizienter und strukturell vergleichbarer Netzbetreiber (§ 21 Abs. 2 EnWG) ist unter Wettbewerbsgesichtspunkten gezwungen, sich an den im Wettbewerb über den Erlös durchsetzbaren Personalzusatzkosten zu orientieren. Insbesondere die betrieblichen Altersversorgungsmaßnahmen und Aufwendungen für Vorruhestandsregelungen werden dadurch auf ein wettbewerbliches Maß begrenzt. Die Ansprüche der Arbeitnehmer selbst werden durch diese Prüfung nicht betroffen.

Die Finanzmittel der gesammelten jährlichen Zuführungen zu den Rückstellungen für Altersversorgung und Pensionen sind bei der Kalkulation Netzkosten mindernd in Ansatz zu bringen, siehe hierzu 3.1.4.2.1.

In der genannten Position macht der Netzbetreiber Aufwendungen aufgrund der Umstellung im Rahmen des Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG)



### **1.2.2.2 Soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen**

Kosten für soziale Abgaben bzw. sonstige Aufwendungen gem. § 275 Abs. 2 Nr. 6b HGB -(Arbeitgeberanteile an der Unfallversicherung und Sozialversicherung (Angestellten-, Arbeiterrenten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung)) sind ggf. berücksichtigungsfähig, insofern die entsprechenden Aufwendungen dem Effizienzgedanken Rechnung tragen.

Der Netzbetreiber hat in der Position „Soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen“ Kosten für nach dem 31.12.2011 eingestellte Mitarbeiter geltend gemacht. Insofern verstößt dies gegen die Maßgeblichkeit des Basisjahres. Es handelt sich somit um Plankosten, die gem. § 6 Abs. 3 S.2 ARegV nicht anerkennungsfähig sind. Die angegebene Kostenposition in Höhe von

### **1.3. Zinsen und ähnliche Aufwendungen**

Fremdkapitalzinsen sind gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV in ihrer tatsächlichen Aufwandshöhe zu berücksichtigen, höchstens jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen. Mit dem zweiten Halbsatz dieser Regelung hat der Verordnungsgeber § 4 Abs. 1 StromNEV konkretisiert, nach dem bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen sind, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

Dabei ist auf die Kreditbedingungen im Zeitpunkt der Aufnahme des jeweiligen Kredites abzustellen. Zwar kann es vorkommen, dass eine Kreditaufnahme sich im Zeitverlauf als nicht vorteilhaft erweist, weil das Marktzinsniveau nach der Kreditaufnahme gesunken ist. Ex ante ist aber eine solche Entwicklung in der Regel nicht sicher erkennbar. Im Zweifel hat der Netzbetreiber darzulegen, dass seine individuellen Kreditkonditionen im Zeitpunkt der Kreditaufnahme den damals gültigen Kreditkonditionen entsprachen. Zur Prüfung der Angemessenheit sind hierfür Plausibilisierungszinssatzreihen von der Beschlusskammer herangezogen worden, die erhöht um einen Relevanzabstand die Zinsreihe (vgl. Ausführungen zur Eigenkapitalverzinsung) widerspiegeln, die sich an § 7 Abs. 7 StromNEV orientiert. Somit ergeben sich die Plausibilisierungszinssatzreihen aus dem Mittelwert der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und der Umlauf-

rendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Hypothekendarlehen und der Addition eines Relevanzabstandes in Höhe von 0,1%. Kreditkosten, die aus einer Kreditaufnahme mit Festzinsvereinbarung resultieren, sind grundsätzlich anzuerkennen, auch wenn zwischenzeitlich das Marktzinsniveau niedriger liegt, es sei denn, dass eine Umfinanzierung unter Berücksichtigung etwaiger Vorfälligkeitsentschädigungen zu geringeren Kreditkosten führen würde.

Die im Tabellenblatt „A5. Darlehenspiegel 11“ von dem Netzbetreiber eingetragenen Beträge für „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ werden mit Hilfe der genannten jahresindividuellen Zinssatzreihen plausibilisiert. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die zu den genannten Beträgen korrespondierenden Zinssätze überhöht sind, wenn diese über den Plausibilisierungszinssatzreihen liegen. In diesem Fall wird der jeweilige von der Beschlusskammer ermittelte Referenzzinssatz zur Bestimmung der anzuerkennenden Fremdkapitalzinsen verwendet. Um die durchschnittliche Zinsbelastung des Kalenderjahres 2011 festzustellen, wird anhand der Angaben im Tabellenblatt „A5. Darlehenspiegel 11“ zudem das durchschnittlich gebundene Kapital des Kalenderjahres 2011 für das jeweilige Darlehen herangezogen.

### 1.3.1. gegenüber verbundenen Unternehmen

Kreditaufnahmen des Netzbetreibers bei assoziierten Unternehmen bedürfen stets einer kritischen Überprüfung. Dies gilt sowohl hinsichtlich der Kreditkosten als auch der gewählten Zinsbindungsfristen und der aufgenommenen Volumina. Es gelten auch insoweit die zuvor beschriebenen Grundsätze. Bei der Kreditaufnahme des Netzbetreibers bei einem assoziierten Unternehmen trifft jedoch den Netzbetreiber eine verstärkte Nachweislast hinsichtlich der Marktüblichkeit der Kreditbedingungen. Aus der Prüfung der genannten Position ergibt sich, dass die angesetzten Kosten nicht in voller Höhe anererkennungsfähig sind. Die berücksichtigungsfähigen Beträge sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

| Nr. | Geschäftspartner | Anzahl Darlehensverträge | Restschuld<br>01.01.2011<br>[EUR] | Restschuld<br>31.12.2011<br>[EUR] | Zinssatz 2011<br>Netzbetreiber | Referenzzinssatz<br>ET/0111 | Angenommener Zinssatz | Anerkennungs-<br>fähige Zinsen<br>[EUR] |
|-----|------------------|--------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|-----------------------|---|
| 1   | [REDACTED]       |                          |                                   |                                   |                                |                             |                       |   |

Die anererkennungsfähigen Zinsen errechnen sich dabei aus dem Mittelwert der Restschuld zum 01.01.2011 und der Restschuld zum 31.12.2011 multipliziert mit dem maximal zulässigen Zinssatz, soweit die vom Netzbetreiber angegebenen Zinssätze darüber liegen. Aus der Prüfung des Darlehensspiegels ergeben sich anererkennungsfähige

fähige Fremdkapitalzinsen in Höhe von [REDACTED]

### **1.3.2. gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht**

Es gelten die Ausführungen zu Ziffer 1.3. und 1.3.1. entsprechend.

### **1.3.3. gegenüber Kreditinstituten**

Zinsen für Kreditaufnahmen von nicht mit Netzbetreibern verbundenen Kreditgebern sind grundsätzlich zu berücksichtigen, es sei denn dass dem Netzbetreiber günstigere Kreditaufnahmemöglichkeiten im Zeitpunkt der Kreditaufnahme zur Verfügung standen. Sollten sich bei der Prüfung entsprechende Anhaltspunkte ergeben, muss der Netzbetreiber darlegen, dass keine günstigere Finanzierungsmöglichkeit bestand.

### **1.3.4. Sonstiges**

Zu der Thematik Rückstellungen siehe die Ausführungen unter 3.1.4.2.1

## **1.4. Sonstige Steuern**

Betriebssteuern im Sinne des § 11 Abs.2 S.1 Nr. 3 ARegV sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S.51). Dementsprechend unterfallen etwa Grundsteuern, die Kfz-Steuer oder Energiesteuern dem Grunde der Regelung des § 11 Abs.2 S.1 Nr. 3 ARegV. Die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 StromNEV stellt keine Betriebssteuer nach § 11 Abs.2 S.1 Nr. 3 ARegV dar.

## **1.5. Sonstige betriebliche Aufwendungen**

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten aufwandsgleiche Kosten für Konzessionsabgaben, Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge, Versicherungen, Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften, Post und Fracht, Rechts- und Beratungsleistungen, Sponsoring, Werbung, Spenden, Reisen und Auslösungen, Bewirtung und Geschenke, Wartung und Instandsetzung, Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen, Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV sowie für Sonstiges. Die Beurteilung der Sachgerechtigkeit und Effizienz der jeweiligen Kostenansätze sind einer Einzelfallprüfung vorbehalten. Soweit abweichende Aspekte oder verallgemei-

nerungsfähige Grundsätze bei der Prüfung berücksichtigt wurden, sind diese im Folgenden ergänzend erläutert.

#### **1.5.1. Konzessionsabgaben**

Konzessionsabgaben sind Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten (§ 48 Abs. 1 EnWG). Die Position ist ertrags- (s.u.) und aufwandsseitig zu neutralisieren (Ansatz in jeweils gleicher Höhe).

Bei Konzessionsabgaben handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV (vgl. Kapitel 7).

#### **1.5.2. Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge**

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes betriebsnotwendigen Kosten für Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge zu verbuchen. Die Vereinbarung marktüblicher Ansätze ist vom Netzbetreiber darzulegen.

#### **1.5.3. Versicherungen**

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes betriebsnotwendigen Kosten für Versicherungen (Sach- und Haftpflichtversicherungen) zu verbuchen.

#### **1.5.4. Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften**

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes betriebsnotwendigen Kosten für Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften zu verbuchen.

#### **1.5.5. Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten**

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes betriebsnotwendigen (Porto-)Kosten für Post, Fracht und ähnliche Leistungen zu verbuchen.

### **1.5.6. Rechts- und Beratungskosten**

Rechts- und Beratungskosten müssen einem Fremdvergleichsmaßstab standhalten. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, gerade im Bereich der fortlaufenden Mandatierung von Beratungsleistungen günstige Konditionen zu vereinbaren bzw. Preisvergleiche anzustellen. Für andere Beratungskosten ist insbesondere darzulegen, dass die Beratungsleistungen sinnvolle Beratungsinhalte umfassen und die vereinbarten Vergütungen dem Marktniveau entsprechen. Alle Beratungsleistungen müssen sich auf den Netzbetrieb beziehen, daher ist auf die Abgrenzung zu anderen Aktivitäten zu achten.

### **1.5.7. Sponsoring, Werbung, Spenden**

Es handelt sich bei den Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden generell um Kosten, die keinerlei Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 StromNEV). Sponsoring, Werbung und Spenden sind, soweit sie als Kundenbindungsinstrumente eingesetzt werden, in der Netzentgeltkalkulation nicht berücksichtigungsfähig. Aus der natürlichen Monopolstellung des Netzbetreibers ergibt sich, dass solche Aufwendungen ihren im wettbewerblichen Umfeld bestehenden Zweck in der Monopolsituation von vorneherein nicht erreichen können, da die Netznutzer regelmäßig keine Wahlmöglichkeit zwischen konkurrierenden Netzbetreibern haben. Der mit Werbeaktivitäten verbundene Imagegewinn ist – bedingt durch das Monopol eines Netzbetreibers – für den Elektrizitätsnetzbetrieb nicht erforderlich. Die Vorteile, sofern sie nicht ohnehin ideeller Natur sind, liegen eher beim assoziierten Vertrieb. Hiervon werden Aufwendungen für sog. aufgabenorientierte Kommunikation (Personalwerbung, gesetzliche Veröffentlichungspflichten etc.) nicht erfasst.

### **1.5.8. Reisekosten und Auslösungen**

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes betriebsnotwendigen Kosten für Reisen und Auslösungen zu verbuchen.

### **1.5.9. Bewirtung und Geschenke**

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes nachweislich betriebsnotwendigen Kosten für Bewirtung und Geschenke zu verbuchen. Der Netzbetreiber hat für Bewirtung und Geschenke insgesamt einen Betrag in Höhe von \_\_\_\_\_ Diese Aufwendungen sind nicht zu berücksichtigen, da die Betriebsnotwendigkeit der in Ansatz gebrachten Kosten für Bewirtung und Geschenke von dem Netzbetreiber weder dem Grunde noch der Höhe nach hin-

reichend dargelegt werden konnte. ....

#### **1.5.10.       Wartung und Instandsetzung**

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes betriebsnotwendigen Kosten für Wartung und Instandsetzung zu verbuchen. Bei der Wartung und Instandsetzung ist von kontinuierlichen Prozessen langlebiger Wirtschaftsgüter auszugehen.

#### **1.5.11.       Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen**

Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen sind nur dann berücksichtigungsfähig, wenn sie eindeutig dem Netzbetrieb zugeordnet werden können. In der Regel sind dies Abschreibungen auf nicht geleistete Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse sowie Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen aufgrund der Zahlungsunfähigkeit eines Händlers. In keinem Fall können Forderungsausfälle des Vertriebs gegen Endkunden anteilig ins Netz auch i.R.v. Pauschalwertberichtigungen geschlüsselt werden. Das Risiko des Forderungsausfalls der Endkunden trägt der „assoziierte“ Vertrieb. Bestünde die Möglichkeit Forderungsausfälle anteilig auf den Netzbetrieb zu übertragen, würde dies zu einer Quersubventionierung und Benachteiligung von Dritthändlern führen, da der Netzbetrieb keine Forderungsausfälle von Dritthändlern übernehmen würde.

Kosten, die unter der Position Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen geltend gemacht werden, sind im Übrigen nur dann berücksichtigungsfähig, wenn es sich um Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen handelt. Uneinbringliche Forderungen liegen vor, wenn es sich um einen endgültigen Forderungsausfall handelt, d. h. die Beitreibung des Forderungsbetrages erfolglos abgeschlossen wurde (bspw. fruchtlose Zwangsvollstreckung oder Insolvenzverfahren mangels Masse eingestellt). Darüber hinaus steht die Existenz einer Versicherung gegen Forderungsausfälle einer Kostenanerkennung von Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen entgegen. Das Vorliegen uneinbringlicher Forderungen ist vom Netzbetreiber ausführlich, unter Nennung der Firma des Debtors, der Höhe des Forderungsausfalls, der durchgeführten Maßnahmen im Rahmen der versuchten Beitreibung etc. darzulegen.

Der Netzbetreiber macht in dieser Position insgesamt Kosten in Höhe von geltend. Mit Schreiben vom 13.12.2012 gab der Netzbetreiber an, dass die in dieser

Position verbuchten Forderungsausfälle überwiegend auf die [REDACTED]  
[REDACTED] Da es sich hierbei um ein singuläres Ereignis und somit um eine Besonderheit des Geschäftsjahres gemäß den Ausführungen in Abschnitt 1.0 c) handelt, ist hier insofern auf den um die Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigten Wert abzustellen. [REDACTED]  
[REDACTED]

**1.5.12. Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV**

In dieser Position sind die Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV zu verbuchen. Bei dieser Position handelt es sich um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 8b ARegV (vgl. Kapitel 7).

**1.5.13. Sonstiges**

Für diese Position gelten die vorstehenden Ausführungen gleichermaßen. Der Netzbetreiber hat in dieser Position insgesamt einen Betrag in Höhe von [REDACTED] eingesetzt. Nach Ansicht der Beschlusskammer sind diese Kosten teilweise nicht anerkennungsfähig. Auf die insgesamt geltend gemachten Kosten entfallen insgesamt [REDACTED] auf die folgenden Positionen:

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

Die Kosten für die o.g. drei Einzelpositionen sind als Besonderheit des Geschäftsjahres gem. § 6 Abs. 3 Satz 1 ARegV der Höhe nach zu werten. Sie werden nicht in voller Höhe anerkannt, sondern über 5 Jahre verrätet. Die angegebene Kostenposition in Höhe von [REDACTED]

**1.5.14. Im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit**

Siehe Kapitel 7.

**1.5.15. Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen**

Siehe Kapitel 7.

**1.5.16. Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen**

Siehe Kapitel 7.

## **2. Kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens sowie Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen**

Planmäßige oder außerplanmäßige Wertminderungen von Vermögensgegenständen werden in der Abschreibung erfasst. Die für die Netzentgeltkalkulation maßgebliche Abschreibung ist jedoch anders als bei aufwandsgleichen Kosten im Sinne der §§ 4 und 5 StromNEV nicht wertmäßig aus der GuV übertragbar. Diese wird stattdessen auf Grundlage des § 6 StromNEV rein kalkulatorisch ermittelt und ersetzt somit den handelsbilanziellen Wert. Damit wird die Gewährleistung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs gesichert: Die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter ist als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (§ 6 Abs. 1 S. 1 StromNEV).

Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist die Bestimmung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens erforderlich. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist gemäß § 6 Abs. 1 S. 3 StromNEV zu unterscheiden nach Anlagegütern, die vor dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Altanlage), und Anlagegütern, die ab dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Neuanlage).

Bei Altanlagen werden für den eigenfinanzierten Anteil des Anlagevermögens (maximal 40 %) Tagesneuwerte als Basis für die weiteren Berechnungen herangezogen (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 StromNEV). Die Tagesneuwerte werden mittels Indexierung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Für den fremdfinanzierten Anteil des Anlagevermögens bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die weitere Wertermittlung (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV).

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind gem. § 6 Abs. 4 StromNEV ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode jahresbezogen (§ 6 Abs. 5 S. 3 und 4 StromNEV) zu ermitteln.

Dementsprechend sind zunächst die originären historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zu identifizieren. Netzkäufe und vergleichbare Fallgestaltungen dürfen nicht dazu führen, dass diese Berechnungsgrundlagen verfälscht werden. Daher

ist sicherzustellen, dass derartige Wertansätze nicht an die Stelle der originären Anschaffungs- und Herstellungskosten treten und die Meldungen der Anschaffungs- und Herstellungskosten von eventuellen Kaufpreisen etc. ggf. bereinigt werden. Anschließend sind aus den originären historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten mithilfe von Preisindizes Tagesneuwerte zu bestimmen, um die eigenfinanzierten Abschreibungsanteile der Altanlagen berechnen zu können. Aus der gewichteten Bestimmung der Anschaffungsrestwerte der Altanlagen zu Tagesneuwerten und zu Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie den Restwerten der Neuanlagen wird schließlich die kalkulatorische Jahresabschreibung bestimmt.

## **2.1. Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten**

Die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind in § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV legal definiert als die im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Entscheidend bei den für die kalkulatorische Berechnung des Sachanlagevermögens relevanten Anschaffungs- und Herstellungskosten eines Anlagengutes ist, dass sie den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen (vgl. § 6 Abs. 3 und 4 StromNEV). Maßgeblich ist also der Zeitpunkt der Errichtung und Begründung der erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten. Diese Vorgabe verbietet es grundsätzlich, Anschaffungs- und Herstellungskosten z.B. durch eine Rückrechnung anhand zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Einbeziehung qualitativer Veränderungen des zu betrachtenden Gutes zu ermitteln.

Nach § 6 Abs. 3 und 4 StromNEV bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die Wertbestimmung des Sachanlagevermögens, insofern die in Rede stehenden Vermögensteile betriebsnotwendig sind. Zum betriebsnotwendigen Vermögen gehören alle Vermögenswerte, die dem Ablauf des Geschäftsbetriebs zu dienen bestimmt sind. Nicht betriebsnotwendige Vermögensteile sind nicht anzusetzen. Das Mengengerüst darf somit nur in Betrieb befindliche Vermögensgegenstände umfassen.

Nicht aktivierten sondern z.B. über Instandhaltungsaufwand finanzierten Vermögensgegenständen fehlt die Ansatzfähigkeit schon dem Grunde nach. Da unterstellt werden muss, dass diese Beträge in der Vergangenheit schon wieder verdient wurden, ist der Netznutzer nicht durch erneuten Ansatz als Anschaffungs- und Herstel-

lungskosten zu belasten. Dementsprechend sind Ansätze der Anschaffungs- und Herstellungskosten seit 2006 dahingehend zu beleuchten, ob das Prinzip der Bilanzstetigkeit bzw. der Bewertungsstetigkeit Berücksichtigung fand. Die aufgrund des Entfallens einer jährlichen Prüfung eröffnete Möglichkeit, Aktivierungswahlrechte stärker als bisher zu nutzen und Instandhaltungsaufwand zu aktivieren darf nicht zu gestalteten Mehrkosten führen. Der ersparte Aufwand würde sonst zweimal zurück vergütet, zunächst in der nicht durch Effizienzsteigerungen unterschrittenen Erlösobergrenze und dann in Form erhöhter Kapitalkosten (sog. OPEX-CAPEX-Switch).

### **2.1.1 Übergang von Netzen**

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen und gem. § 6 Abs. 4 StromNEV bei den Neuanlagen von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten („historische Anschaffungs- und Herstellungskosten“) auszugehen. § 6 Abs. 6 StromNEV untersagt eine Abschreibung unter Null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, insbesondere auch im Falle einer Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer. Nach der ausdrücklichen Regelung des § 6 Abs. 7 StromNEV gilt das Verbot der Abschreibung unter Null ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. In den genannten Vorschriften kommt die eindeutige gesetzliche Vorgabe zum Ausdruck, dass ein Netzkauf oder vergleichbare Fallgestaltungen nicht zu einer Erhöhung der berücksichtigungsfähigen Netzkosten führen darf. Insoweit hat der Gesetzgeber den Interessen der Netznutzer an möglichst geringen Netzkosten den Vorrang eingeräumt. Ihre sachliche Grundlage findet diese gesetzgeberische Entscheidung in dem Charakter der Energieversorgungsnetze als natürliche Monopole, die den Netznutzern regelmäßig keine wettbewerblichen Ausweichmöglichkeiten lassen. Die Vorschrift geht auch schon aufgrund ihrer systematischen Stellung den Übergangsregelungen des § 32 StromNEV vor. D.h. unabhängig von den zugrunde gelegten Nutzungsdauern, unabhängig von der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen, darf kein Vermögensgegenstand mehr als genau einmal in Ansatz gebracht werden.

Für den Fall von Netzkäufen ist dementsprechend festzuhalten, dass ein Anspruch eines Netzbetreibers, bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte den Kauf-

preis für erworbene Netze zugrunde zu legen, nicht besteht (BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a.d.W., Rn. 47 ff.). Nach § 6 Abs. 6 StromNEV dürfen die Abschreibungsgrundlagen nicht verändert werden, was bedeutet, dass das Abschreibungsobjekt nur einmal und ohne Erhöhung der Kalkulationsgrundlage abgeschrieben werden kann. Die Regelung des § 6 Abs. 7 StromNEV stellt überdies ausdrücklich klar, dass das Verbot einer Abschreibung unter Null auch im Falle eines Eigentümerwechsels gilt. Damit wird bei einem Verkauf eine Veränderung der Abschreibungsgrundlage explizit ausgeschlossen. Auch aus der vielfach herangezogenen „Kaufering“-Entscheidung des BGH (BGH, KZR 12/97) folgt nichts anderes (so explizit für die StromNEV: BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a.d.W., Rn. 47 ff.)

### **2.1.2 Veränderung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten**

Nach § 6 Abs. 3 und 4 StromNEV bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die Wertbestimmung des Sachanlagevermögens, insofern die in Rede stehenden Vermögensteile betriebsnotwendig sind. Zum betriebsnotwendigen Vermögen gehören alle Vermögenswerte, die dem Ablauf des Geschäftsbetriebs zu dienen bestimmt sind. Nicht betriebsnotwendige Vermögensteile sind nicht anzusetzen.

Entscheidend bei den für die kalkulatorische Berechnung des Sachanlagevermögens relevanten Anschaffungs- und Herstellungskosten eines Anlagengutes ist, dass sie den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen (vgl. § 6 Abs. 3 und 4 StromNEV). Maßgeblich ist also der Zeitpunkt der Errichtung und Begründung der erstmalig aktivierten originären Anschaffungs- und Herstellungskosten. Neubewertungen und Umbuchungen sind für die kalkulatorische Bewertung in der StromNEV unzulässig, um das Abschreibungsverbot unter Null nach § 6 Abs. 5 StromNEV und § 6 Abs. 7 StromNEV sicherzustellen. Dementsprechend werden in der StromNEV-Kalkulation - dem Gedanken des Ersatzes der HGB-Regeln durch die Kalkulationsvorgaben folgend - sämtliche Veränderungen, z.B. aufgrund erlaubter degressiver oder anderer Sonderabschreibungen, grundsätzlich unzulässig. Lediglich wenn ein Wirtschaftsgut die Sphäre der Regulierungsbasis durch Ausscheiden aus dem Anlagevermögen verlässt, ist die Berechnungsgrundlage originärer Anschaffungs- und Herstellungskosten außer Ansatz zu bringen. Analog sind auch sämtliche nachträgliche Veränderungen von Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht berücksichtigungsfähig. Diese gelten als neue originäre Anschaffungs- und Herstellungskosten der jeweiligen Anlagengruppe im Jahr der erstmaligen Aktivierung. Die einmal

gewählte Nutzungsdauer und das ursprüngliche Zugangsjahr sind unverändert fortzuführen, um das in § 6 Abs. 5 und § 6 Abs. 7 StromNEV vorgegebene Verbot von Abschreibungen unter Null umzusetzen.

Neben den originären Anschaffungs- und Herstellungskosten sind nach Maßgabe des § 6 Abs. 5 S. 2 StromNEV die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen.

Die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten des Basisjahres 2006 mit den zum damaligen Zeitpunkt gewählten Zugangsjahren und Zuordnungen zu den jeweiligen Anlagengruppen wurden im Rahmen des Beschlusses [BK8–07/192] bereits geprüft und festgestellt und sind grundsätzlich unverändert fortzuführen, es sei denn Anlagenabgänge mindern den Anlagenbestand. Umbuchungen zwischen den Anlagengruppen oder Veränderungen in den Zugangsjahren sind laut StromNEV-Vorgaben insofern nicht nachzuziehen und unzulässig, da durch die entsprechenden Veränderungen bereits verdiente Abschreibungen und Restwerte erneut in Ansatz gebracht werden könnten. Die Beschlusskammer ergänzt Zugänge im Anlagevermögen der Jahre 2007 – 2011 um die betriebsnotwendigen Anschaffungs- und Herstellungskosten.

#### **2.1.2.1 Abgänge im Anlagevermögen Altanlagen**

Anschaffungs- und Herstellungskosten vorzeitig außer Betrieb genommener Vermögensgegenstände sind nicht zeitgleich mit dem Ersatzvermögensgegenstand berücksichtigungsfähig. Anlagengüter, die vorzeitig außer Betrieb genommen werden, führen insofern zu einer Verringerung der jeweiligen Anschaffungs- und Herstellungskosten im Zeitpunkt der Errichtung und Begründung der erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten. Diese verlassen den Netzbetrieb. Die kalkulatorische Nutzungsdauer endet mit dem bilanziellen Anlagenabgang und führt zu einer Sonderabschreibung in Höhe des kalkulatorischen Restwerts des Anlagengutes, etwaige Erlöse aus der Veräußerung des Anlagengutes sind dabei Kosten mindernd anzusetzen. Die Beschlusskammer berücksichtigt insofern die Anlagenabgänge in den Anschaffungs- und Herstellungskosten und die korrespondierende Sonderabschreibung in Höhe des kalkulatorischen Restwerts, insoweit diese im Basisjahr auftritt. Schließlich sind auch Minderungen des Anteils des Stromnetzes an Anlagengütern des gemeinschaftlich genutzten Bereichs eines Versorgungsunternehmens als Anlagenabgang zu klassifizieren.

Demzufolge legt die Beschlusskammer der Prüfrechnung grundsätzlich die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten mit Stand der letzten Kostenprüfung mit den zum damaligen Zeitpunkt gewählten Zugangsjahren und Zuordnungen zu den jeweiligen Anlagengruppen – bereinigt um Netzzugänge oder -abgänge und Anlagenabgänge - zugrunde.

#### **2.1.2.2 Zugänge im Anlagevermögen Altanlagen**

Als nachträgliche Anschaffungskosten ist zu verstehen, dass die Anschaffungskosten einer Anlage z.B. durch Erweiterung oder Erneuerung nachträglich erhöht werden. Hierbei werden handelsrechtlich im Regelfall die nachträglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten im Zugangszeitpunkt der Errichtung und Begründung der ursprünglichen Anlage erfasst. Kalkulatorisch sollten diese jedoch aufgrund der oben geschilderten Vorgabe der StromNEV als neue Anschaffungs- und Herstellungskosten im Jahr der erstmaligen Aktivierung erfasst werden.

### **2.2. Tagesneuwerte**

Die Anwendung von Indexreihen dient dazu, Kosten der anlagenspezifischen Inflation bei der Netzentgeltkalkulation zu berücksichtigen. Indexreihen geben wieder, inwiefern sich Kosten der Wiederbeschaffung bestimmter Anlagegüter im Zeitablauf entwickeln. Damit soll dem Netzbetreiber ermöglicht werden, das Anlagevermögen zu erhalten. Nicht zuletzt im politischen Kompromisswege sind unterschiedliche Bewertungsmaßstäbe für Altanlagen (vor dem 01. 01. 2006 aktiviert, Nettosubstanzerhaltung) und Neuanlagen (Realkapitalerhaltung) vorgegeben worden.

Für den eigenfinanzierten Anteil der Altanlagen ist der Tagesneuwert und damit eine Indizierung maßgeblich (§ 6 Abs. 1, Abs. 2 S. 2 und Abs. 3 StromNEV). Der Tagesneuwert wird von der Verordnung selbst definiert als der "unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt" (§ 6 Abs. 3 S. 1 StromNEV). Dieser aktuelle Anschaffungswert ist, so die weitere Vorgabe der Verordnung, durch Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zu ermitteln.

Nachdem die Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013 in Kraft getreten ist (BGBl. I 2013 Nr. 50, 21.08.2013, S. 3250 ff.) sind gemäß § 6 Abs. 3 S. 2 i.V.m. § 6a Abs. 1 StromNEV folgende Indexreihen des Statistischen Bundesamtes heranzuziehen:

1. für die Anlagengruppe der Grundstücksanlagen und Gebäude der Anlage 1 die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude , Bauleistungen am Bauwerk,

- ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
2. für die Anlagengruppe der Kabel der Anlage 1
    - a) die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) mit einem Anteil von 70 Prozent und
    - b) der Index Andere elektrische Leiter für eine Spannung von mehr als 1 000 Volt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 30 Prozent;
  3. für die Anlagengruppe der Freileitungen der Anlage 1
    - a) die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) mit einem Anteil von 50 Prozent,
    - b) der Index Andere elektrische Leiter für eine Spannung von mehr als 1 000 Volt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 15 Prozent und
    - c) der Index Türme und Gittermaste, aus Eisen oder Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 35 Prozent;
  4. für die Anlagengruppe der Stationen der Anlage 1
    - a) die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) mit einem Anteil von 35 Prozent und
    - b) der Index für Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölzeugnisse) (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 65 Prozent;
  5. für alle übrigen Anlagengruppen, mit Ausnahme der Anlagengruppe I.1. Grundstücke der Anlage 1, ist die Indexreihe für Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölzeugnisse) (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

### **2.3. Ermittlung der kalkulatorischen Jahresabschreibung und Restwerte**

Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen ergeben sich aus der Summe der Einzelabschreibungen aller Sachanlagen. Hierbei ist zwischen Altanlagen (vor dem 01.01.2006 aktiviert) und Neuanlagen (ab dem 01.01.2006 aktiviert) zu unterscheiden. Alt- und Neuanlagen unterscheiden sich dadurch, dass für Altanlagen – im Ge-

gensatz zu den Neuanlagen – eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte gemäß § 6 Abs. 2, 3 und 4 StromNEV vorzunehmen ist. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind gem. § 6 Abs. 5 S. 3 StromNEV jahresbezogen zu ermitteln. Dafür ist nach § 6 Abs. 5 S. 4 StromNEV jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Tag des Geschäftsjahres zu Grunde zu legen, in dem die Anschaffung erfolgte.

Grundstücke können nicht abgeschrieben werden. Aus § 7 Abs. 1 S. 3 StromNEV folgt zudem (s. auch zur Eigenkapitalverzinsung), dass Grundstücke im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu historischen Anschaffungskosten anzusetzen sind. Planmäßige Abschreibungen sind nach § 253 Abs. 3 S. 1 HGB nur für solche Vermögensgegenstände zulässig, deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, wobei sich die zeitliche Begrenzung der Nutzung aus der Eigenart des Vermögensgegenstandes ergeben muss, was bei Grundstücken gerade nicht der Fall ist. In der Konsequenz sieht auch Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV für Grundstücke keine begrenzte Nutzungsdauer vor. Soweit daher in abschreibungsfähigen Positionen, wie z. B. Bauten, Grundstücksanteile enthalten sind, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

### 2.3.1 Kalkulatorische Jahresabschreibung für Altanlagen

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Altanlagen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln (§ 6 Abs. 2 S. 1 StromNEV). Der eigenfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ist der zu Grunde zu legende Restwert zu Tagesneuwerten multipliziert mit der Eigenkapitalquote und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer; der fremdfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ergibt sich aus den relevanten Restwerten zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten multipliziert mit der Fremdkapitalquote und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 i. V. m. § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 StromNEV; § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV).

Die rechnerische Ermittlung der Jahresabschreibungen ist für die Kalkulation nach StromNEV durch § 6 Abs. 2, 5 i. V. m. § 32 Abs. 3 und § 6 Abs. 6 S. 5 StromNEV geregelt. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag einer Altanlage ist nach folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{Restwert}_{\text{TNW}_i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{EKQuote} + \frac{\text{Restwert}_{\text{AK/HK}_i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{FKQuote}$$

Hierbei ist die Restnutzungsdauer des Anlagegutes  $i$  (Restnutzungsdauer <sub>$i$</sub> ) gleich der Differenz aus der Nutzungsdauer nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV und

der Anzahl der vergangenen Jahre seit Errichtung des Anlagegutes. In der Formel beschreiben der Restwert  $TNW_i$  den kalkulatorischen Restwert der Anlage  $i$  zu Tagesneuwerten und der Restwert  $AK/HK_i$  den kalkulatorischen Restwert der Anlage  $i$  zu Anschaffungs- und Herstellungskosten.

### **2.3.2 Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen**

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Die kalkulatorische Jahresabschreibung ergibt sich demnach aus dem Quotienten der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und der nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV gewählten Nutzungsdauer. Eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte entfällt für Neuanlagen gemäß § 6 Abs. 4 StromNEV.

Die rechnerische Ermittlung der Jahresabschreibungen ist für die Kalkulation nach StromNEV durch § 6 Abs. 4, 5 und 6 S. 5 StromNEV geregelt. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag einer Neuanlage ist demnach entsprechend folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{AK/HK_i}{ND_i}$$

### **2.3.3 Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens**

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2011 ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2011 entstandenen kalkulatorischen Abschreibungen.

Für die Bestimmung der Netzentgelte nach StromNEV sind nach § 32 Abs. 3 Satz 1 StromNEV die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens für den eigenfinanzierten Anteil auf Tagesneuwertbasis nach § 6 Abs. 3 StromNEV, für den fremdfinanzierten Anteil anschaffungsorientiert zu bestimmen und anlagenscharf zu dokumentieren.

Dabei sind nach § 32 Abs. 3 Satz 2 StromNEV die seit Inbetriebnahme der Sachanlagegüter der kalkulatorischen Abschreibung tatsächlich zu Grunde gelegten Nutzungsdauern heranzuziehen.

Für die Fälle, in denen eine anlagenscharfe Dokumentation der Nutzungsdauern über Jahrzehnte hinweg möglicherweise nicht vorhanden ist, hat der Verordnungs-

geber eine Vermutungsregelung geschaffen, die eintritt, falls die Heranziehung der tatsächlich zu Grunde gelegten Nutzungsdauern objektiv nicht (mehr) möglich ist.

Soweit vor dem Inkrafttreten der StromNEV bei der Stromtarifbildung nach der Bundestarifordnung Elektrizität (vom 18.10.1989, BGBl. I S. 2255; BTOElt) Kosten des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu berücksichtigen waren und von Dritten gefordert wurden, wird nach § 32 Abs. 3 Satz 3 StromNEV vermutet, dass die nach den Verwaltungsvorschriften der Länder zur Darstellung der Kosten- und Erlöslage im Tarifgenehmigungsverfahren jeweils zulässigen Nutzungsdauern der Ermittlung der Kosten zu Grunde gelegt worden sind.

Insoweit sind Netzbetreiber verpflichtet, bei der Restwertermittlung zu berücksichtigen, in welchem Umfang Abschreibungen auf Sachanlagen bereits in die Strompreiskalkulation nach der Bundestarifordnung Elektrizität eingeflossen sind. Denn die Netzkosten sind bei den früher üblichen integrierten Versorgungsunternehmen notwendiger Bestandteil der Strompreiskalkulation gewesen. Dabei wurden im Rahmen der den Ländern obliegenden Anwendung der BTOElt in der Vergangenheit durchaus unterschiedliche Abschreibungszeiträume anerkannt. So waren in einzelnen Ländern vergleichsweise kurze steuerliche Abschreibungszeiten zulässig. Die Regelungen des § 32 Abs. 3 StromNEV schreiben vor, dass diese Abschreibungszeiten bei der Netzentgeltkalkulation berücksichtigt werden müssen. Soweit also während der gesamten bisherigen Nutzungszeit der Anlagen kürzere Abschreibungszeiträume in Ansatz gebracht worden sind, als jene Abschreibungsdauern, die fortan nach der Stromnetzentgeltverordnung zugelassen sind, so sind diese insoweit getätigten Abschreibungen über die Strompreise regelmäßig bereits erhoben worden. Diesen Umstand bei der aktuellen Kalkulation nicht zu berücksichtigen, würde zu unberechtigten erhöhten Abschreibungen führen. Es käme zu einer Mehrfachverrechnung von Abschreibungen bzw. zu sog. "Abschreibungen unter Null", die nach § 6 Abs. 6 und 7 StromNEV verboten sind. Überdies würde die unvollständige Berücksichtigung bereits erfolgter Abschreibungen zu einer Überhöhung des betriebsnotwendigen Kapitals und mithin der zulässigen kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 und 2 StromNEV führen.

Sind über Anlagegüter hinsichtlich ihrer Nutzungsdauern keinerlei Informationen verfügbar und auch die Voraussetzungen des § 32 Abs. 3 S. 3 StromNEV nicht erfüllt, ist § 32 Abs.3 S.4 StromNEV anzuwenden. Nach Satz 4 wird vermutet, dass der kalkulatorischen Abschreibung des Sachanlagevermögens die unteren Werte der in An-

lage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 StromNEV genannten Spannen von Nutzungsdauern zu Grunde gelegt worden sind.

Für die rechnerische Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte bedeutet dies im Einzelnen:

Wird im Rahmen der erstmaligen Kalkulation nach der StromNEV eine Änderung der angesetzten Nutzungsdauer gegenüber der zuvor angesetzten Nutzungsdauer vorgenommen, so ist lediglich der auf Grundlage der bislang in Ansatz gebrachten Nutzungsdauer ermittelte kalkulatorische Restwert auf die neue Restnutzungsdauer zu verteilen.



In der Vergangenheit vorgenommene Änderungen der angesetzten kalkulatorischen Nutzungsdauern (z. B. Wechsel von steuerlich zulässiger Nutzungsdauer auf betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer) sind zu berücksichtigen. Dabei ist ausschließlich der kalkulatorische Restwert im Zeitpunkt des Nutzungsdauerwechsels auf die veränderte Restnutzungsdauer zu verteilen.

Ist eine Änderung der Nutzungsdauer zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Vergangenheit vorgenommen worden oder nach § 32 Abs. 3 Satz 3 StromNEV zu vermuten, ist die Ermittlung des Restwertes eines Anlagengutes zweistufig vorzunehmen (bei mehr als einem Wechsel der Nutzungsdauer entsprechend mehrstufig).

Zu ermitteln ist daher, ob der dem Antrag zugrunde liegende kalkulatorische Restwert des Sachanlagevermögens den Vorschriften des § 32 Abs. 3 StromNEV entspricht.

Für eine Plausibilisierung der von der Antragstellerin ihrem Netzentgeltantrag zugrunde gelegten kalkulatorischen Restwerte hat die Beschlusskammer eine eigene Ermittlung (Prüfrechnung) der kalkulatorischen Restwerte in Anwendung des § 32 Abs. 3 StromNEV durchgeführt.

Ausgangspunkt dieser Prüfrechnung sind die seitens der Antragstellerin in dem Blatt „B2“ des Erhebungsbogens mitgeteilten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

| NETZBETREIBER                       | ANWENDBARE NUTZUNGSDAUERN  |
|-------------------------------------|--|
| Netzesellschaft Ostwürttemberg GmbH | - <br>- <br>den jeweiligen Untergrenzen der Nutzungsdauern nach Anlage 1 StromNEV) |

Auf Grundlage dieser Informationen hat die Beschlusskammer folgende Nutzungsdauern zu Grunde gelegt:

| ANLAGENGRUPPEN  | NUTZUNGS-<br>DAUERN SEIT | NUTZUNGS-<br>DAUERN VOR | STROMNEV |
|---|--------------------------|-------------------------|----------|
| Kabel 220 kV  |                          |                         | 40       |
| Kabel 110 kV  |                          |                         | 40       |
| Kabel Mittelspannungsnetz   |                          |                         | 40       |
| Kabel 1 kV  |                          |                         | 40       |
| Kabel Abnehmeranschlüsse  |                          |                         | 35       |
| Freileitungen 110-380kV   |                          |                         | 40       |
| Freileitungen Mittelspannungsnetz   |                          |                         | 30       |
| Freileitungen 1 kV  |                          |                         | 30       |
| Freileitungen Abnehmeranschlüsse  |                          |                         | 30       |
| Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen<br>inklusive Trafo und Schalter  |                          |                         | 35       |
| Schutz-, Mess- und Überspannungsschutz-<br>einrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-,<br>Fernmess- und Automatanlagen sowie<br>Grundsteuerungsanlagen einschließlich<br>Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen |                          |                         | 25       |
| Sonstiges   |                          |                         | 20       |
| 380/220/110/30/10 kV-Stationen  |                          |                         | 25       |
| Hauptverteilerstationen   |                          |                         | 25       |
| Ortsnetzstationen   |                          |                         | 30       |
| Kundenstationen   |                          |                         | 30       |
| Stationsgebäude   |                          |                         | 30       |
| Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsan-<br>lagen   |                          |                         | 25       |
| ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge<br>einschließlich Laufschiene, Außenbeleuch-<br>tung in Umspann- und Schaltanlagen  |                          |                         | 25       |
| Schalteinrichtungen   |                          |                         | 30       |
| Grundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-,<br>Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und<br>Spannungswandler, Netzschutzeinrichtun-<br>gen   |                          |                         | 25       |
| Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteiler-<br>schränke   |                          |                         | 30       |

|   |  |    |
|---|--|----|
| Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger   |  | 20 |
| Fernsprechleitungen                               |  | 30 |
| Fahrbare Stromaggregate                           |  | 15 |
| Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen     |  | 25 |
| Betriebsgebäude                                   |  | 50 |
| Verwaltungsgebäude                                |  | 60 |
| Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte) |  | 8  |
| Werkzeuge/ Geräte                                 |  | 14 |
| Lagereinrichtung                                  |  | 14 |
| Hardware  |  | 4  |
| Software  |  | 3  |
| Leichtfahrzeuge                                   |  | 5  |
| Schwerfahrzeuge                                   |  | 8  |

#### 2.3.4 Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Abschreibungen und kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Alt- und Neuanlagen) – gegliedert nach Anlagengruppen – und zu Tagesneuwerten für Altanlagen – ebenfalls gegliedert nach Anlagengruppen – wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – jeweils gesondert für den Anteil der auf die FK- und EK-Quote entfällt – aus Anlage 3. Die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergibt sich ebenfalls aus Anlage 3.

Die Anfangs- und Endbestände der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Neuanlagen) wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert nach Anlagengruppen – aus Anlage 3. Bezogen auf die kalkulatorischen Restwerte Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten (für Altanlagen) – gegliedert nach Anlagengruppen – finden sich die Werte ebenfalls in Anlage 3.

Die den Berechnungen zu Grunde liegenden Werte (originäre Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Jahresscheiben und Nutzungsdauern) ergeben sich aus Anlage 3.

### **3. Eigenkapitalverzinsung**

Die Verzinsung des vom Netzbetreiber eingesetzten Eigenkapitals erfolgt gem. § 7 Abs. 1 StromNEV im Wege einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Das betriebsnotwendige Eigenkapital ergibt sich gem. § 7 Abs. 1 StromNEV unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV aus der Summe der

1. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und multipliziert mit der Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV
2. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu Tagesneuwerten und multipliziert mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV
3. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und
4. Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens unter Abzug des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklagenanteil

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.

Zur Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat somit eine Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 7 StromNEV zu erfolgen. Bei Altanlagen sind die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 und 2 StromNEV sowohl auf Tagesneuwertbasis, als auch auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten zu bestimmen. Für Neuanlagen erfolgt die Restwertbestimmung gemäß § 7 Abs.1 S. 2 Nr. 3 StromNEV ausschließlich auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten. Grundstücke sind hierbei gemäß § 7 Abs.1 S. 3 StromNEV immer zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 StromNEV ist sowohl bei den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens als auch bei den Bilanzwerten des betriebsnotwendigen Finanzanlage- und Umlaufvermögens jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Der Jahresanfangsbestand der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bei Altanlagen wird hierbei durch Addition der

Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende 2011 und der Jahresab-schreibung 2011 errechnet.

Bei Neuanlagen die im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV aktiviert wurden, erfolgt keine Berechnung des Jahresanfangsbestands der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens, da dieser grundsätzlich Null beträgt. Gemäß § 7 Abs. 1 S. 3 StromNEV ist bei der Mittelwertbildung der jeweilige Jahresanfangsbestand und der Jahresendbestand zugrunde zulegen. Nach dem Grundsatz der Bilanzidentität gemäß § 252 Abs. 1 Nr. 1 HGB müssen die Wertansätze der Eröffnungsbilanz des Geschäftsjahres im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV mit denen der Schlussbilanz des vorhergehenden Geschäftsjahres übereinstimmen. Da in der Schlussbilanz des vorhergehenden Geschäftsjahres die erst im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV aktivierten Neuanlagen denklogisch noch nicht vorhanden sein können, beträgt der anzusetzende Jahresanfangsbestand für im Basisjahr aktivierte Neuanlagen Null.

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 StromNEV). Die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat entsprechend der Systematik der StromNEV in fünf Schritten zu erfolgen:

- (1.) Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote (§ 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV),
- (2.) Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV),
- (3.) Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigenden Eigenkapitalanteils (§ 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV),
- (4.) Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital (§ 7 Abs. 3 StromNEV) und
- (5.) Ermittlung der Zinsen die auf die beiden Eigenkapitalanteile entfallen (§ 7 Abs. 6 und Abs. 1 S. 3 StromNEV).

Bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung wurden die in Anlage 2 aufgeführten Vermögenswerte und Kapitalpositionen zu Grunde gelegt. Eine Übersicht über die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung findet sich ebenfalls in Anlage 2.

### 3.1. Kalkulatorische Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV ergibt sich die kalkulatorische Eigenkapitalquote rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital (*BNEK I*) und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (*BEV I*). Dabei wird auch das betriebsnotwendige Eigenkapital auf der Grundlage des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten errechnet.

Der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV sind folgende Positionen zu Grunde zu legen:

|   |   |
|---|---|
|   | Kalk. Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens zu historischen AK/HK |
| + | Betriebsnotwendige Finanzanlagen  |
| + | Betriebsnotwendiges Umlaufvermögen  |
| + | Grundstücke zu historischen AK/HK   |
| = | <b><u>Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)</u></b>                              |
| - | Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil                                  |
| - | Abzugskapital   |
| - | Verzinsliches Fremdkapital  |
| = | <b><u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)</u></b>                         |

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 StromNEV ist für jede einzelne Position, die in die Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals einfließt, der Mittelwert aus dem Jahresanfangs- und Jahresendbestand zu Grunde zu legen.

#### 3.1.1 Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten

Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung der Eigenkapitalquote ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z. B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Die berücksichtigungsfähigen Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Altanla-

gen und die Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Neuanlagen ergeben sich aus Anlage 2.

### **3.1.2 Betriebsnotwendige Finanzanlagen und betriebsnotwendiges Umlaufvermögen**

Voraussetzung für die Anerkennung von Finanzanlagen und Umlaufvermögen ist gem. § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV, dass diese betriebsnotwendig, d. h. für die Durchführung des Netzbetriebes erforderlich, sind. Insofern ist bei der i. S. d. §§ 4 ff. StromNEV zu erstellenden kalkulatorischen Rechnung das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit maßgeblich. Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i. R. d. nach § 10 EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. Kürzungen bei Finanzanlagen und beim Umlaufvermögen haben keine Kürzung des abschließend in § 7 Abs. 2 StromNEV definierten Abzugskapitals zur Folge. Allerdings kann ein höheres Abzugskapital ein höheres Umlaufvermögen rechtfertigen. Dies ist vom Netzbetreiber darzulegen (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, EnVR 6/08, Rn. 44, 32f.). Bilanzrechtliche Ausgleichsbuchungen wie beispielsweise der Kapitalverrechnungsposten sind für die vorliegende Betrachtung ebenfalls nicht maßgebend (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, EnVR 6/08, Rn. 45).

Darüber hinaus ist das Heranziehen von Bilanzwerten im Bereich des Umlaufvermögens schon aus dem Grund nicht sachgerecht, da es sich bei den Bilanzwerten um Bestandsgrößen zum jeweiligen Bilanzstichtag handelt. Die Bilanzwerte stellen eine zeitpunktbezogene Momentaufnahme zum jeweiligen Bilanzstichtag dar. Die unveränderte Berücksichtigung dieser Stichtagswerte führt im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu kalkulatorischen Kosten - in Form der Eigenkapitalverzinsung -, die bezogen auf ein vollständiges Jahr ermittelt werden. Für den Geschäftsbetrieb des Netzbetreibers ist jedoch in der Regel davon auszugehen, dass der Bestand des Umlaufvermögens Schwankungen ausgesetzt ist und dass sich der Bestand zum Bilanzstichtag – in der Regel zum 31.12. des Kalenderjahres – auf einem hohen Niveau befindet. Soweit ein Gestaltungsmissbrauch vorliegt und die Sachzielorientierung der kalkulatorischen Kostenposition Eigenkapitalverzinsung nachhaltig gefährdet wird, ist die Erhöhung der kostenmindernden Erlöse durch eine Modifikation der Eigenkapitalverzinsungsbasis zu ersetzen. Wird die Verzinsungsbasis um nicht sachzielorientierte Umlaufvermögenswerte bereinigt, so wird der Vorwurf

einer ineffizienten Verzinsung zunächst lediglich formell bei einer anderen Kostenposition berücksichtigt. Gleichzeitig wird aber verhindert, dass die begrenzende Verzinsungsfunktion des § 7 StromNEV unterlaufen wird. Durch Bilanzverlängerung kann das Gesamtkapital erhöht werden, die Eigen- und Fremdkapitalrelationen verändern sich. Im Ergebnis würde die Quotierung der Verzinsung des Eigenkapitals ins Leere laufen. Dies liefe Sinn und Zweck der Begrenzungsvorschrift des § 7 StromNEV zuwider.

Darüber hinaus sind nach § 4 Abs. 1 StromNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Der Netzbetreiber muss sich daher bei seiner unternehmerischen Entscheidung, welches Finanzanlage- und Umlaufvermögen er als effizient für seinen Betrieb ansieht, an einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber orientieren. Des Weiteren sind gem. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG nur solche Kostenbestandteile betriebsnotwendig, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb eingestellt hätten.

Hieraus folgt die Prüfung, ob die Netz-GuV richtig abgeleitet wurde, oder etwa kostenmindernde Erlöse in der Netz-GuV fehlen (bzw. durch Verträge, die einem Fremdvergleich nicht standhalten, in der Netz-GuV zu niedrig angesetzt wurden). Ist z.B. Kapital im Wege der Kreditvergabe an den Gewährträger zinslos überlassen worden, ist dem Netznutzer der entgangene Zins mangels effizienter Kreditvergabe durch die Erhöhung der kostenmindernden Erlöse gutzuschreiben.

Investitionen im Wesentlichen aus dem Eigenkapital zu finanzieren, entspricht nicht dem wirtschaftlichen Verhalten eines im Wettbewerb stehenden Unternehmens. Damit würde, wie der Bundesgerichtshof in seiner Entscheidung vom 03.03.2009 ausführt, „das mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 Satz 4 StromNEV festgelegte Ziel verfehlt, das eingesetzte Eigenkapital auf höchstens 40% zu begrenzen, weil sich eine höhere Eigenkapitalquote unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würde. Die vom Netzbetreiber beabsichtigte Finanzierung seiner Investitionen würde vielmehr dazu führen, dass die Eigenkapitalquote noch weiter anstiege, mithin also ein Ergebnis entstünde, das sich noch weiter von dem Leitbild des § 21 Abs. 2 EnWG entfernen würde. Hinzu kommt, dass langfristige und erhebliche Investitionen bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen nicht aus dem Umlaufvermögen finanziert werden. Eigenkapital im Blick auf zukünftige Investitionen bildet [...] ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen über das Anlagevermögen“ (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 26f.).

Sollte die Zahlungsfähigkeit des Netzbetreibers durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen nicht hinreichend gewährleistet sein, kann dieser sich auch kostengünstig Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven und damit ineffizienten „Hortung“ kurz- und mittelfristig liquidierbarer, geldnaher Vermögensgegenstände bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch ein langfristiges und damit kostenintensives Ansparen geldnaher Vermögensgegenstände für Re-Investitionen unter Effizienz Gesichtspunkten nicht akzeptabel.

Das Vorhalten der verdienten Abschreibungen im Umlaufvermögen würde dazu führen, dass der ursprüngliche Investitionsbetrag 40 Jahre und länger in voller Höhe zu verzinsen wäre, während die tatsächliche effiziente Kapitalbindung nur rund halb so hoch ist. Die bei einem solchen Vorgehen resultierenden Mehrkosten sind gemäß § 4 Abs. 1 StromNEV nicht zu berücksichtigen; diese Mehrfachinanspruchnahme der Netznutzer widerspräche den Grundsätzen einer effizienten Betriebsführung. Nach diesem Grundsatz erstattet der Netznutzer dem Netzbetreiber den Werteverzehr des Sachanlagevermögens (Abschreibungen) zuzüglich einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Stellt der Netzbetreiber diese Mittelzuflüsse dagegen anteilig oder sogar vollständig in die Verzinsungsbasis ein, so kommt es zu einer Doppelverzinsung und somit zu einer Mehrbelastung des Netznutzers.

Aus dem Umstand, dass Ersatzinvestitionen für die verdienten Abschreibungen in Einzelfällen nicht immer fristenkongruent verfügbar sind, kann nicht abgeleitet werden, dass der Netzbetreiber die Kapitalrückflüsse im Umlaufvermögen vorhalten muss. In solchen Fällen sind die Kapitalrückflüsse – weil sie nicht mehr betriebsnotwendig sind – an die Eigen- bzw. Fremdkapitalgeber zurückzuführen, damit diese die Mittel für rentableres Drittgeschäft als die Anlage im nahezu ertraglosen Umlaufvermögen verwenden können.

### **3.1.2.1 Finanzanlagen**

Finanzanlagen sind im Rahmen der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht mit dem in der Bilanz ausgewiesenen Wert in Ansatz zu bringen. Finanzanlagen sind vielmehr nur berücksichtigungsfähig, wenn diese für den Betrieb des Netzes notwendig sind, § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV. Der Netzbetreiber hat nachvollziehbar darzulegen, weshalb die von ihm in Ansatz gebrachten Finanzanlagen für den Betrieb des Netzes notwendig sind (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 8 ff.).

Betriebsnotwendiges Vermögen eines Netzbetreibers ist zunächst das Sachanlagevermögen, da der Netzbetreiber ohne dieses seinen Geschäftsbetrieb nicht ausüben kann. Das Vermögen eines Netzbetreibers ist somit grundsätzlich in Form des Sachanlagevermögens anzulegen, auf welches die StromNEV eine adäquate Verzinsung vorsieht.

Sofern aus einer Finanzanlage keine Zinseinnahmen entstehen, kann diese nicht als Finanzanlage einer Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 Alt. 1 StromNEV unterworfen werden (vgl. auch BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 28). Werden durch den Netzbetreiber keine Zinsen für die ausgewiesenen Forderungen geltend gemacht, zeigt das vielmehr, dass diese für den Betrieb des Netzes nicht notwendig sind.

Der Netzbetreiber hat keine überzeugenden Gründe genannt, die eine Berücksichtigung von Finanzanlagen rechtfertigen könnten. Er hat nicht dargelegt, aus welchen konkreten Bestandteilen sich die von der Beschlusskammer gekürzten Positionen des Umlaufvermögens zusammensetzen und warum diese konkret der Leistungserstellung, also dem betrieblichen Zweck, dienen sollen [REDACTED]

### 3.1.2.2 Umlaufvermögen

Das Umlaufvermögen umfasst umlaufende bzw. umzusetzende Vermögensgegenstände. Der Bestand dieser Vermögensgegenstände ändert sich häufig durch Zu- und Abgänge. Im Gegensatz zum Anlagevermögen, welches dauerhaft dem Geschäftsbetrieb dient, befindet sich das Umlaufvermögen nur kurze Zeit im Unternehmen. [REDACTED]

[REDACTED] Hierfür hätte er nachweisen müssen, dass das geltend gemachte Umlaufvermögen der Maßgabe des § 4 Abs. 1 StromNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 EnWG entspricht (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 20).

Bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen kann davon ausgegangen werden, dass diese in der Regel möglichst effizient wirtschaften und dass die liquiden Mittel bzw. Forderungsbestände somit effizient eingesetzt und betriebsnotwendig sind. Bei den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen handelt es sich jedoch nicht um im Wettbewerb stehende Unternehmen, so dass ein Beweis des ersten Anscheins nicht gegeben sein kann.

Ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ist ineffizient. Grundsätzlich verursacht vorgehaltenes Umlaufvermögen Kapitalkosten ebenso, wie jedes andere Betriebsmittel auch. Eine effiziente Vorhaltung ist insbesondere deshalb geboten, weil Umlaufvermögen in Gestalt von Vorräten und Kundenforderungen keine unmittelbaren Erträge erwirtschaftet und auch kurz- und längerfristige Bankguthaben ebenfalls nur äußerst geringe Erträge erbringen, die wegen der hiermit verbundenen Kapitalkosten zu einer Wertvernichtung zu Lasten der Netznutzer führen.

Die Investitionsfähigkeit des Unternehmens wird u. a. durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen gewährleistet. Sollte die Zahlungsfähigkeit des Unternehmens durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen hingegen nicht gewährleistet sein, kann sich das Unternehmen auch Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kostengünstig kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven Geldmittelvorhaltung bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch eine langfristige und damit kostenintensive Kapitalansammlung für Re-Investitionen unter Effizienzgesichtspunkten nicht akzeptabel. Investitionen sind erst dann zu finanzieren, wenn sie betriebswirtschaftlich erforderlich sind.

Sofern aus dem Umlaufvermögen keine Zinseinnahmen entstehen, können diese nicht einer Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 Alt. 1 StromNEV unterworfen werden (vgl. hierzu BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 28). Werden durch den Netzbetreiber keine Zinsen für das ausgewiesene Umlaufvermögen geltend gemacht, zeigt das vielmehr, dass dieses für den Betrieb des Netzes nicht notwendig ist.

Die Beschlusskammer geht im Grundsatz davon aus, dass ein effizienter Netzbetreiber regelmäßig Umlaufvermögen in Höhe von jedenfalls 1/12 eines Jahresumsatzes vorhält; vor diesem Hintergrund ist ein dementsprechender Ansatz des Netzbetreibers grundsätzlich berücksichtigungsfähig, sofern entsprechende Nachweise vorliegen. Bei der Bewertung der Jahresumsätze des Netzbetriebs stellt die Beschlusskammer insoweit auf die berücksichtigungsfähige Erlösobergrenze des Jahres 2009 ab. Dabei ist berücksichtigt, dass der Netzbetrieb in der Regel monatliche Zahlungsströme erhält. Macht der Netzbetreiber hingegen Umlaufvermögen von mehr als 1/12 eines netzkostenbezogenen Jahresumsatzes geltend, hat der Netzbetreiber nachzuweisen, dass der gesamte Bestand an Umlaufvermögen betriebsnotwendig ist und der Maßgabe des § 4 Abs. 1 StromNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 EnWG entspricht (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 29 ff.). Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass es sich beim Netzbetrieb regelmäßig um eine sehr kapitalintensi-

ve Wirtschaft handelt, die einer intensiveren Vorhaltung von liquiden Mittel nicht bedarf (s. o.).

Abweichend von handelsbilanziellen Ansätzen sind i. R. d. kalkulatorischen Ermittlung der Netzkosten lediglich die betriebsnotwendigen Forderungen bedeutsam. Ein Verweis auf den bilanziellen Ansatz ist hierfür nicht ausreichend. Der Bundesgerichtshof führt hierzu in seiner Entscheidung vom 07.04.2009 aus, dass dem schon entgegensteht, „in der Bilanz nicht einzelne Aktivposten bestimmten Passivposten zugeordnet sind. Die Kürzung des Umlaufvermögens hat daher keine Auswirkung auf die Verbindlichkeiten, sondern führt zu einer Kürzung des berücksichtigungsfähigen Eigenkapitals.“ (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, EnVR 6/08, Rn. 45).

Für Pensionsrückstellungen und ähnlich langfristige Verbindlichkeiten ist das Anlagevermögen das geeignete Deckungsvermögen. Kurzfristiges Umlaufvermögen ist offenkundig wegen seiner geringen Ertragskraft ungeeignet. Eine Reihe internationaler Pensionsfonds suchen deshalb gerade Investitionsmöglichkeiten in nachhaltige Netzinfrastrukturen, um eine bessere Fristenkongruenz hinsichtlich ihrer Verbindlichkeiten zu gewährleisten.

### **3.1.3 Grundstücke zu historischen AK/HK**

Grundstücke können nicht abgeschrieben werden. Aus § 7 Abs. 1 S. 3 StromNEV folgt zudem, dass Grundstücke im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu historischen Anschaffungskosten anzusetzen sind. Planmäßige Abschreibungen sind nach § 253 Abs. 3 S. 1 HGB nur für solche Vermögensgegenstände zulässig, deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, wobei sich die zeitliche Begrenzung der Nutzung aus der Eigenart des Vermögensgegenstandes ergeben muss, was bei Grundstücken gerade nicht der Fall ist. In der Konsequenz sieht auch Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV für Grundstücke keine begrenzte Nutzungsdauer vor. Soweit daher in abschreibungsfähigen Positionen, wie z. B. Bauten, Grundstücksanteile enthalten sind, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

### **3.1.4 Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil, Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital**

Das kalkulatorisch zu ermittelnde Eigenkapital wird durch die abzugsfähigen Positionen des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil, des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals gemindert.

#### **3.1.4.1 Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil**

Rechtsgrundlage war § 247 Abs.3 HGB a. F.: Passivposten, die für Zwecke der Steuern vom Einkommen und vom Ertrag zulässig sind, dürfen in der Bilanz gebildet werden. Sie sind als Sonderposten mit Rücklageanteil auszuweisen und nach Maßgabe des Steuerrechts aufzulösen. Einer Rückstellung bedarf es insoweit nicht. Nach Art. 66 Abs. 5 EGHGB durften letztmals für das vor dem 1. Januar 2010 beginnende Geschäftsjahr Sonderposten mit Rücklageanteil im handelsrechtlichen Jahresabschluss gebildet und Wertansätze, die auf nur steuerlich zulässigen Abschreibungen beruhten, in die Handelsbilanz übernommen werden. Der darin enthaltene Steueranteil mindert die nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung in Ansatz gebrachten betriebsnotwendigen Bilanzwerte der Finanzanlagen und des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens.

#### **3.1.4.2 Abzugskapital**

Unter Abzugskapital versteht man das einem Unternehmen zinslos zur Verfügung stehende Fremdkapital. Zum Abzugskapital zählen z.B. Kundenanzahlungen, Rückstellungen, sonstige Verbindlichkeiten (Passivposition in der Bilanz), zinslose Gesellschafterdarlehen oder auch Lieferantenverbindlichkeiten. Es ist nach § 7 Abs. 2. S. 2 StromNEV im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendwert der folgenden Positionen zu bilden:

##### **3.1.4.2.1 Rückstellungen**

Rückstellungen sind Bestandteil des Fremdkapitals und bilden Verpflichtungen einer Unternehmung ab, bei denen weitergehende Kriterien noch nicht abschließend erfüllt sind. Hierzu zählen, dass Art, Höhe und Zeitpunkt des Eintretens der Verpflichtung mit genauer Wahrscheinlichkeit noch nicht bestimmt werden können (Beispiel: Gewährleistungsansprüche). Rückstellungen dienen nicht der Korrektur von Bilanzansätzen, sondern sollen einen periodengerechten Erfolg einer Unternehmung ausweisen. Dabei ist jedoch die mögliche Nutzung bilanzpolitischer Spielräume zu hinterfragen. Im Einzelnen:

##### ***Altersversorgung und Pensionen***

Die Finanzmittel der gesammelten jährlichen Zuführungen zu den Rückstellungen für Altersversorgung und Pensionen sind bei der Kalkulation netzkostenmindernd in Ansatz zu bringen. Hier wird über Liquidität verfügt, dementsprechend sind die Rück-

stellungen Minderungspositionen der Eigenkapitalverzinsung. Dieser besonderen Kalkulationslogik könnte sich ein Netzbetreiber entziehen, wenn diese Passivposition durch Verlagerung in eine andere Gesellschaft der Gesamtkalkulation entzogen würde. Somit müsste, entgegen § 246 Abs. 2 S.2 HGB (der vorsieht Vermögensgegenstände, die dem Zugriff aller übrigen Gläubiger entzogen sind und ausschließlich der Erfüllung von Schulden aus Altersversorgungsverpflichtungen oder vergleichbaren langfristig fälligen Verpflichtungen dienen, mit diesen Schulden zu verrechnen) für die kalkulatorische Betrachtung zur Verhinderung von Gestaltungsmissbräuchen eine Einzelbetrachtung erfolgen. Der durch das Deckungsvermögen abgesicherte Rückstellungsbestand ist daher dem Abzugskapital hinzuzurechnen. Fondsvermögen oder Finanzanlagen sind aktivisch hinzuzurechnen und, insoweit betriebsnotwendig, zu berücksichtigen. Dies ist jedoch vorliegend nicht der Fall. Faktisch wird also der Bestand gemäß §246 Abs. 2 S.2 HGB zwar nicht bilanziert, dient jedoch zur Erfüllung der entsprechenden Verpflichtung und muss im Abzugskapital Berücksichtigung finden.

### ***Regulierungskonto***

In der Ziffer 8.3 des B1-Bogens (Erhebungsbogen II) sind die dem Netzbereich zugeordneten Rückstellungsbestände für das Regulierungskonto zum 31.12.2011 sowie zum 31.12.2010 vom Netzbetreiber berücksichtigt worden. Gemäß Rückstellungsspiegel 2011 und 2010 (Erhebungsbogen II bzw. II) belaufen sich die berücksichtigten Beträge [REDACTED]. Die Rückstellungsbestände werden von der Beschlusskammer im Rahmen der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsungsbasis als Abzugsposition berücksichtigt. Dies dient dazu, die vom Netzkunden zuviel geleisteten Zahlungen kostenmindernd zu berücksichtigen. Die korrespondierende Zuführung oder Auflösung wird in Höhe des Zinsanteils einbezogen.

### ***Sonstige Rückstellungen:***

In der Ziffer 8.3 des B1-Bogens (Erhebungsbogen II) sind die dem Netzbereich zugeordneten Rückstellungsbestände für EEG-Anschlusskosten, EEG-Schadenersatz-

forderungen sowie für Zählerausbauverpflichtungen berücksichtigt worden. Die Rückstellungsbestände wurden von der Beschlusskammer analog der anteiligen Kürzung der Zuführungsbeträge ebenfalls gekürzt. Die Rückstellungsbestände werden von der Beschlusskammer

#### **3.1.4.2.2 Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten**

Die Position beinhaltet den Restwert der erhaltenen Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge. Kalkulatorisch ist im Regime der StromNEV die aktivische Absetzung von Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht zulässig. Es sind zwingend Passivposten zu bilden, die gemäß § 9 Abs. 1 S. 2 und § 9 Abs. 2 StromNEV über einen [REDACTED] sind.

#### **3.1.5 Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 6 StromNEV (BNV I) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 6 StromNEV (BNEK I)**

Unter Berücksichtigung der zuvor aufgeführten berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten, der berücksichtigungsfähigen Finanzanlagen und des berücksichtigungsfähigen Umlaufvermögens ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen nach § 6 StromNEV (BNV I) aus Anlage 2.

Abzüglich des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil, des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals ergibt sich das betriebsnotwendige Eigenkapital nach § 6 StromNEV (BNEK I) aus Anlage 2. Die hieraus resultierende Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV ergibt sich aus Anlage 2.

#### **3.2. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 7 StromNEV (BNV II) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (BNEK II)**

Verzinsungsbasis der Eigenkapitalzinsen ist das betriebsnotwendige Eigenkapital, wie es in § 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV vorgegeben ist.

Im Überblick:

|   |   |
|---|---|
|   | <i>Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote (max. 40 %)</i>     |
| + | <i>Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote (min. 60 %)</i> |

|   |   |
|---|---|
| + | <i>Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen zu historischen AK/HK</i> |
| + | <i>Grundstücke zu historischen AK/HK</i>  |
| + | <i>betriebsnotwendige Finanzanlagen</i>   |
| + | <i>betriebsnotwendiges Umlaufvermögen</i>   |
| = | <u><i>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</i></u>  |
| - | <i>Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil</i>   |
| - | <i>Abzugskapital</i>  |
| - | <i>Verzinsliches Fremdkapital</i>   |
| = | <u><i>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</i></u>   |

Zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 StromNEV (BNV II) sind somit die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Alt- und Neuanlagen zu ermitteln. Hierbei sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen kalkulatorischen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen gem. § 6 StromNEV anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung des betriebsnotwendigen Vermögens ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z. B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Grundstücke sind gem. § 7 Abs. 1 S. 3 StromNEV bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr.1, 2 i. V. m. § 6 Abs. 2 S. 4 StromNEV wird auch im Rahmen der Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals die Eigenkapitalquote der Altanlagen auf höchstens 40 % begrenzt. In der Konsequenz dürfen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten maximal mit einem Anteil von 40 % in die Bestimmung der Basis der Eigenkapitalzinsen einfließen. Da die Fremdkapitalquote die Differenz zwischen 100 % und der Eigenkapitalquote ist (§ 6 Abs. 2 S. 5 StromNEV), müssen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend mit mindestens 60 % gewichtet werden.

Übersteigt die ermittelte Eigenkapitalquote, die sich aus Anlage 2 ergibt, einen Anteil von 40% so ist diese gemäß § 6 Abs. 2 S. 4 StromNEV auf 40 % zu begrenzen.

Unter Zugrundelegung dieser Eigenkapitalquote ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen gemäß § 7 StromNEV (*BNV II*) aus Anlage 2. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (*BNEK II*) ergibt sich aus Anlage 2.

### **3.3. Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigenden Eigenkapitalanteils**

Nach § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV ist der die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigende Anteil des Eigenkapitals nominal wie Fremdkapital zu verzinsen. Soweit das nach § 7 Abs. 1 StromNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, ist folglich das betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) in zwei Anteile zu zerlegen. Zu bestimmen ist zunächst der Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht überschreitet (*BNEK II* ≤ 40 %), sodann der Eigenkapitalanteil, der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigt (*BNEK II* > 40 %).

Bei einer Eigenkapitalquote von mehr als 40 % ist der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigende Eigenkapitalanteil (*BNEK II* ≤ 40%) wie folgt zu ermitteln:

$$BNEK II \leq 40\% = BNV II * 0,4$$

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapitalanteil im Sinne von § 7 Abs. 1 S. 3 StromNEV (*BNEK II* > 40%) errechnet sich dann nach folgender Formel:

$$BNEK II > 40\% = BNEK II - BNEK II \leq 40\% = BNEK II - (BNV II * 0,4)$$

Soweit das nach § 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) nicht mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, hat demgegenüber keine Aufteilung des *BNEK II* zu erfolgen. Denn ein die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigender Anteil des Eigenkapitals ist in diesem Fall nicht gegeben.

### **3.4. Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital**

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 StromNEV). Die Aufteilung erfolgt nach den Maßgaben, wie es in § 7 Abs. 3 S. 2 und 3

StromNEV vorgegeben ist. Der Anteil der kalkulatorischen Restwerte der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (Anteil SAVneu) ergibt sich aus dem Quotienten aus den kalkulatorischen Restwerten der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten und den kalkulatorischen Restwerten des gesamten Sachanlagevermögens und somit der Summe aus den kalkulatorischen Restwerten (RW) der Alt- und Neuanlagen (SAValt und SAVneu).

|   |   |
|---|---|
|   | <i>Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu AK/HK</i>   |
| / | <i>[ Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV (max. 40 %) ]</i> |
| + | <i>Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV (min. 60 %)</i> |
| + | <i>Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu historischen AK/HK ]</i>  |
| = | <i><u>Anteil SAVneu</u></i>   |

Der Anteil der Altanlagen am Sachanlagevermögen (Anteil SAValt) ergibt sich aus der Differenz zwischen 100 % und dem Anteil des Sachanlagevermögens der Neuanlagen (Anteil SAVneu). Der Anteil der Neu- und Altanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus Anlage 2.

### 3.5. Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 31.10.2011, unter dem Aktenzeichen BK4-11/304, den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 9,05 % und für Altanlagen auf 7,14 % nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer festgelegt.

Die Verzinsung des Eigenkapitalanteils, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, errechnet sich demnach wie folgt:

$$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 9,05\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 7,14\%$$

Verfügt der Netzbetreiber hingegen nicht über Sachanlagevermögen sind die Bilanzwerte mit dem für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzins zu verzinsen.

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals wird gem. § 7 Abs. 7 StromNEV verzinst (§ 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV). Der Zinssatz ergibt

sich gem. § 7 Abs. 7 S.1 StromNEV aus dem arithmetischen Mittel des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Reihen. Im Einzelnen ergeben sich die Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“, aus „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ sowie aus der „Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen - Hypothekendarlehen“. <sup>1</sup> Weitere Zuschläge sind gem. § 7 Abs. 7 S. 2 StromNEV unzulässig.

| Jahr       | Öffentliche Hand (BBK01. WU0004) | Hypothekendarlehen (BBK01. WU0018) | Unternehmensanleihen (BBK01. WU0022) | Ø Reihen |
|------------|----------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|----------|
| 2002       | 4,61                             | 4,74                               | 5,99                                 |          |
| 2003       | 3,78                             | 3,73                               | 4,98                                 |          |
| 2004       | 3,73                             | 3,55                               | 4,00                                 |          |
| 2005       | 3,17                             | 3,06                               | 3,70                                 |          |
| 2006       | 3,74                             | 3,78                               | 4,15                                 |          |
| 2007       | 4,26                             | 4,42                               | 5,04                                 |          |
| 2008       | 4,04                             | 4,46                               | 6,27                                 |          |
| 2009       | 3,08                             | 3,28                               | 5,54                                 |          |
| 2010       | 2,43                             | 2,45                               | 4,03                                 |          |
| 2011       | 2,42                             | 2,74                               | 4,26                                 |          |
| Ø 10 Jahre | 3,53                             | 3,62                               | 4,80                                 | 3,98     |

Da die Zinsreihen beim Statistischen Bundesamt für alle Papiere als Monatswerte geführt werden, wurde zunächst ein Jahresmittelwert jeweils für die Jahre 2002 bis 2011 aus den einzelnen Monatswerten gebildet. Aus den Mittelwerten der einzelnen Jahresscheiben wurde sodann ein 10-Jahres-Durchschnitt gebildet. Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2002 bis 2011 eine durchschnittliche Rendite von 3,98 % ab. Hierbei wurden die ungerundeten Werte verwendet.

<sup>1</sup> Diese Reihen können auf der Internetseite des Statistischen Bundesamtes <http://www.bundesbank.de>, unter dem Pfad: „Geld- und Kapitalmärkte > Zinssätze und Renditen > Zeitreihen: Zinssätze und Renditen > Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten“ abgerufen werden. Link: [http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen\\_Datenbanken/Makrooekonomische\\_Zeitreihen/its\\_list\\_node.html?listId=www\\_s140\\_it01](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Makrooekonomische_Zeitreihen/its_list_node.html?listId=www_s140_it01)

### **3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung**

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ergibt sich in Summe aus Anlage 2. Die Eigenkapitalverzinsung für die überlassene Netzinfrastruktur überkompensiert die negative Eigenkapitalverzinsung des Netzbetreibers. Die negative Eigenkapitalverzinsung stellt somit lediglich einen „rechnerischen Zwischenschritt“ dar.

Dabei ist zu beachten, dass auch dieser Rechenschritt dem Algorithmus für die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung unterfällt. Da die negative Eigenkapitalverzinsung insoweit eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals unterhalb der nach § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV zulässigen Eigenkapitalquote in Höhe von 40 Prozent darstellt, sind die Eigenkapitalzinssätze nach § 7 Abs. 4 StromNEV anzuwenden.

Innerhalb der Vermögenswerte dominiert das Umlaufvermögen. Dazu gehören ausschließlich Vermögenswerte, deren Bestand sich durch Zu- und Abgänge häufig ändert. Es ist daher gerade kein dauernd dem Betrieb dienender Vermögensgegenstand, sondern ein Wirtschaftsgut, das dem sofortigen Verbrauch dient (vgl. die ständige Rechtsprechung des BFH: Urteil v. 31.05.2001, IV R 73/00, Rn. 10; Urteil v. 28.05.1998, XR 80/94, Rn. 30). Insoweit handelt es sich maßgeblich um Vermögenswerte die mit Neuanlagen vergleichbar sind, und daher mit dem für Neuanlagen maßgeblichen Zinssatz in Höhe von 9,05 % verzinst werden.

In der Gesamtschau der dem Netzbetreiber zugute gebrachten Eigenkapitalverzinsung aus Pächter und Verpächter wird dem Netzbetreiber über den in Ansatz gebrachten (gekürzten) Pachtzins das Eigenkapital des Netzeigentümers zugute gebracht (BGH, EnVR 79/07 – „SWU Netze GmbH“, S. 18).

#### 4. Gewerbesteuer

Gemäß § 8 StromNEV kann im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Genehmigung der Netzentgelte wird daher ein kalkulatorischer Gewerbesteueransatz auf der Grundlage der anerkannten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt. Bei dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssatz handelt es sich um einen Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer (BR-Drs. 247/05 S.30).

Die nach § 8 StromNEV anerkennungsfähige Gewerbesteuer ist allein nach den kalkulatorischen Maßstäben der StromNEV zu ermitteln. Die in der netzspezifischen Gewinn- und Verlustrechnung als zusätzlicher Gewinn erscheinende Differenz zwischen den kalkulatorischen Abschreibungen und den bilanziellen Abschreibungen (sog. Scheingewinn bzw. -verlust) ist somit nicht Teil der Bemessungsgrundlage für den kalkulatorischen Gewerbesteueransatz. Dies ist von der höchstrichterlichen Rechtsprechung bestätigt worden (siehe etwa BGH v. 14.08.2008, KVR 34/07 - SW Speyer, Rn. 86 ff.).

Entsprechend einem rein kalkulatorischen Ansatz wird auf die zusätzliche Berücksichtigung von weiteren Zurechnungen und Kürzungen bei der Bemessungsgrundlage verzichtet (BGH, KVR 81/07, S. 10).

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 7,14\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 9,05\% + BNEK II > 40\% * 3,98\%] * Hebesatz * Messzahl$$

berechnet. Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in Anlage 2 ausgewiesen.

## **5. Kostenmindernde Erlöse und Erträge**

Die oben stehenden Ausführungen (insbesondere im Abschnitt 1.) müssen, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 StromNEV mit einbezogen ist. D.h. netzbezogene Erlöse beispielsweise sind ggf. hinzuzurechnen. Aber auch die anderen Ausführungen sind analog anzusetzen.

### **5.3. sonstige betriebliche Erträge**

#### **5.3.1. Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen**

Die von Anschlussnehmern entrichteten Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Entnahme elektrischer Energie entrichtet wurden, sind nach § 9 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 S. 1 StromNEV über die Dauer von [REDACTED]. Die Position zählt gem § 11 Abs. 2 Nr. 13 ARegV dem Grunde nach zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen.

#### **5.3.2. Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen**

Die von Anschlussnehmern entrichteten Netzanschlussbeiträge und Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung elektrischer Energie entrichtet wurden, sind nach § 9 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 S. 1 StromNEV über die Dauer von [REDACTED]. Die Position zählt gem. § 11 Abs. 2 Nr. 13 ARegV dem Grunde nach zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen.

#### **5.3.4. Erträge aus Blindstrom**

Erträge aus Blindstrom stellen Umsatzerlöse dar und sind im Rahmen der Verprobnungsrechnung zu berücksichtigen. Die Erlösposition wird aus diesem Grunde mit Null angesetzt.

## **5.7. Umsatzerlöse (nicht aus Netzentgelten)**

### **5.7.1. erhobene Konzessionsabgaben**

Korrespondierend zu den Aufwendungen (Position 1.5.1.) hat der Netzbetreiber unter dieser Position Erlöse aus erhobenen Konzessionsabgaben angegeben. Es handelt sich, wie in der Position 1.5.1. beschrieben, um einen durchlaufenden Posten. Die Position zählt gem. § 11 Abs. 2 ARegV dem Grunde nach zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen (vgl. hierzu Kapitel 7).

### **5.7.2. Erlöse aus EEG**

Korrespondierend zu den Aufwendungen hat die Antragstellerin unter Position 5.7.2. Erlöse aus EEG in Höhe von [REDACTED] angegeben.

### **5.7.3. Erlöse aus KWK-G**

Korrespondierend zu den Aufwendungen hat der Netzbetreiber unter Position 5.7.3. Erlöse aus KWK in Höhe von [REDACTED] angegeben.

### **5.7.5 Erlöse aus singular genutzt Betriebsmitteln**

Erlöse aus singular genutzt Betriebsmitteln stellen Umsatzerlöse dar, die bei der Verprobung der Netzentgelte zu berücksichtigen sind. Der jährliche Abgleich erfolgt über das Regulierungskonto.

## **6. Pacht- und Dienstleistungsverhältnisse**

Die in diesem Beschluss insgesamt enthaltenen aufgeführten Standpunkte und Rechtsauffassungen gelten gleichermaßen für die nachstehenden Positionen. Die sich hieraus ergebende Konsequenz ist stichpunktartig unter den nachstehenden Positionen getrennt nach den unterschiedlichen Leistungserbringern aufgeführt.

### **6.1. Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur**

Der Netzbetreiber macht in dieser Position das sich aus der Gewinn- und Verlustrechnung tatsächlich gezahlte Pachtentgelt geltend. Gemäß den Ausführungen zu der Position 1.1.2.3. sind die aus der Überlassung des Anlagevermögens nach § 4 Abs. 5 StromNEV resultierenden Kosten („Pachtzins“) nur bis zu der Höhe anerkennungsfähig, wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber Eigentümer der Anlagen wäre. Auf Grundlage der eingereichten Erhebungsbögen des Verpächters ergeben sich kalkulatorische Kapitalkosten gem. StromNEV für das durch den Verpächter eingesetzte Kapital (kalk. Abschreibungen, kalk. Eigenkapitalverzinsung sowie kalk. Gewerbesteuer).

#### **Verpächter 1 (EnBW Ostwürttemberg DonauRies)**

##### Position 2.1.1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten

In dieser Position hat der Netzbetreiber Software und Lizenzen in Höhe von [REDACTED] € angesetzt, die gleichzeitig auch in der Kostenbasis für die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen enthalten sind. Diese Doppelberücksichtigung [REDACTED]

[REDACTED] Die angegebene Kostenposition in Höhe von [REDACTED]

##### Position 2. Kalkulatorische Abschreibungen

Der Netzbetreiber hat kalkulatorische Abschreibungen in Höhe

[REDACTED] Die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen erfolgt analog zu den Ausführungen unter Kapitel 2. Anerkennungsfähig

##### Position 3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Die vom Netzbetreiber angegebenen kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen in Höhe von [REDACTED] Die Ausführungen

unter Kapitel 3 geltend entsprechend. Wie bereits dargelegt, ist im Hinblick auf das für Liquiditätszwecke vorzuhaltende Umlaufvermögen grundsätzlich davon auszugehen, dass ein effizienter Netzbetreiber als betriebsnotwendiges Umlaufvermögen nicht mehr als 1/12 eines Jahresumsatzes vorhalten muss. Mindestens ein weiterer Monatsumsatz aus der laufenden Vereinnahmung von Netzentgelten steht für Liquiditätszwecke ergänzend zur Verfügung. Die ferner monatlich aufwachsenden nicht zahlungswirksamen Anteile der monatlichen Netzentgelteinnahmen erhöhen ferner die Liquidität während des Jahres.

Der aus dieser Rechtsauffassung für den Netzbetreiber resultierende Wertansatz findet in Bezug auf das vorhandene Umlaufvermögen mit Ausnahme evtl. Vorratsvermögen eines Verpächters keinen Ansatz. Verpächter erhalten eine Vergütung, die den korrespondierenden eigenen Aufwendungen entsprechen sollte. Werden die Vergütungen vorgangsbezogen weiterbelastet, ist diesen Weiterbelastungen lediglich der Charakter eines durchlaufenden Postens beizumessen. Nicht der Selbstorganisation geschuldete Zahlungsschwankungen sind darüber hinaus für einen Verpächter generell nicht erkennbar. Notwendige liquide Mittel sind somit nicht betriebsnotwendig. Da der Netzbetreiber aufgrund seiner Betriebsverantwortung die im Übrigen benötigte Liquiditätsreserve im originären Netzbetrieb vorhält, kann im Gesamtkontext beim Verpächter daher außerhalb eines Vorratsvermögens kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen anerkannt werden.

Die genaue Berechnung ist in der Anlage 2a dargelegt.

#### Position 4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Die vom Netzbetreiber angegebene kalkulatorische Gewerbesteuer in Höhe von [REDACTED] Die Ausführungen unter Kapitel 4 geltend entsprechend. Die genaue Berechnung ist in der Anlage 2a dargelegt.

#### Verpächter 2 (EnBW Regional AG)

##### Position 2. Kalkulatorische Abschreibungen

Der Netzbetreiber hat kalkulatorische Abschreibungen [REDACTED]  
[REDACTED] Die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen erfolgt analog zu den Ausführungen unter Kapitel 2. Anerkennungsfähig

### Position 3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Die vom Netzbetreiber angegebenen kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen in Höhe von [REDACTED] Die Ausführungen unter Kapitel 3 geltend entsprechend. Wie bereits dargelegt, ist im Hinblick auf das für Liquiditätszwecke vorzuhaltende Umlaufvermögen grundsätzlich davon auszugehen, dass ein effizienter Netzbetreiber als betriebsnotwendiges Umlaufvermögen nicht mehr als 1/12 eines Jahresumsatzes vorhalten muss. Mindestens ein weiterer Monatsumsatz aus der laufenden Vereinnahmung von Netzentgelten steht für Liquiditätszwecke ergänzend zur Verfügung. Die ferner monatlich aufwachsenden nicht zahlungswirksamen Anteile der monatlichen Netzentgelteinnahmen erhöhen ferner die Liquidität während des Jahres.

Der aus dieser Rechtsauffassung für den Netzbetreiber resultierende Wertansatz findet in Bezug auf das vorhandene Umlaufvermögen mit Ausnahme evtl. Vorratsvermögen eines Verpächters keinen Ansatz. Verpächter erhalten eine Vergütung, die den korrespondierenden eigenen Aufwendungen entsprechen sollte. Werden die Vergütungen vorgangsbezogen weiterbelastet, ist diesen Weiterbelastungen lediglich der Charakter eines durchlaufenden Postens beizumessen. Nicht der Selbstorganisation geschuldete Zahlungsschwankungen sind darüber hinaus für einen Verpächter generell nicht erkennbar. Notwendige liquide Mittel sind somit nicht betriebsnotwendig. Da der Netzbetreiber aufgrund seiner Betriebsverantwortung die im Übrigen benötigte Liquiditätsreserve im originären Netzbetrieb vorhält, kann im Gesamtkontext beim Verpächter daher außerhalb eines Vorratsvermögens kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen anerkannt werden.

Die genaue Berechnung ist in der Anlage 2b dargelegt.

### Position 4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Die vom Netzbetreiber angegebene kalkulatorische Gewerbesteuer in Höhe von [REDACTED] Die Ausführungen unter Kapitel 4 geltend entsprechend. Die genaue Berechnung ist in der Anlage 2b dargelegt.

### Verpächter 3 (Netzgesellschaft Sontheim)

#### Aufwandsgleiche Kosten

##### Position 1.3.1. gegenüber verbundenen Unternehmen

Die angegebene Kostenposition [REDACTED]

#### Position 1.3.4. Sonstiges

Die angegebene Kostenposition in Höhe von

#### Position 2. Kalkulatorische Abschreibungen

Der Netzbetreiber hat kalkulatorische Abschreibungen in Höhe

[REDACTED] Die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen erfolgt analog zu den Ausführungen unter Kapitel 2. Anerkennungsfähig [REDACTED] Die genaue Berechnung ist in der Anlage 3c dargelegt.

#### Position 3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Die vom Netzbetreiber angegebenen kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen in Höhe [REDACTED] Die Ausführungen unter Kapitel 3 geltend entsprechend. Wie bereits dargelegt, ist im Hinblick auf das für Liquiditätszwecke vorzuhaltende Umlaufvermögen grundsätzlich davon auszugehen, dass ein effizienter Netzbetreiber als betriebsnotwendiges Umlaufvermögen nicht mehr als 1/12 eines Jahresumsatzes vorhalten muss. Mindestens ein weiterer Monatsumsatz aus der laufenden Vereinnahmung von Netzentgelten steht für Liquiditätszwecke ergänzend zur Verfügung. Die ferner monatlich aufwachsenden nicht zahlungswirksamen Anteile der monatlichen Netzentgelteinnahmen erhöhen ferner die Liquidität während des Jahres.

Der aus dieser Rechtsauffassung für den Netzbetreiber resultierende Wertansatz findet in Bezug auf das vorhandene Umlaufvermögen mit Ausnahme evtl. Vorratsvermögen eines Verpächters keinen Ansatz. Verpächter erhalten eine Vergütung, die den korrespondierenden eigenen Aufwendungen entsprechen sollte. Werden die Vergütungen vorgangsbezogen weiterbelastet, ist diesen Weiterbelastungen lediglich der Charakter eines durchlaufenden Postens beizumessen. Nicht der Selbstorganisation geschuldete Zahlungsschwankungen sind darüber hinaus für einen Verpächter generell nicht erkennbar. Notwendige liquide Mittel sind somit nicht betriebsnotwendig. Da der Netzbetreiber aufgrund seiner Betriebsverantwortung die im Übrigen benötigte Liquiditätsreserve im originären Netzbetrieb vorhält, kann im Gesamtkon-

text beim Verpächter daher außerhalb eines Vorratsvermögens kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen anerkannt werden.

### **Rückstellungen**

Rückstellungen sind Bestandteil des Fremdkapitals und bilden Verpflichtungen einer Unternehmung ab, bei denen weitergehende Kriterien noch nicht abschließend erfüllt sind. Hierzu zählen, dass Art, Höhe und Zeitpunkt des Eintretens der Verpflichtung mit genauer Wahrscheinlichkeit noch nicht bestimmt werden können (Beispiel: Gewährleistungsansprüche). Rückstellungen dienen nicht der Korrektur von Bilanzansätzen, sondern sollen einen periodengerechten Erfolg einer Unternehmung ausweisen. Dabei ist jedoch die mögliche Nutzung bilanzpolitischer Spielräume zu hinterfragen. Im Einzelnen:

### **Gewerbesteuer**

In der Ziffer 8.2 des B1-Bogens (Erhebungsbogen II) sind die dem Netzbereich zugeordneten Rückstellungsbestände für Gewerbesteuer zum 31.12.2011 sowie zum 31.12.2010 vom Netzbetreiber berücksichtigt worden. Gemäß Rückstellungsspiegel 2011 und 2010 (Erhebungsbogen I bzw. II) belaufen sich die berücksichtigten Beträge [REDACTED]. Die genannten Rückstellungsbestände sind nicht als Abzugskapital anzusetzen, da die Gewerbesteuer bereits kalkulatorisch berücksichtigt wird. Daher werden die genannten Rückstellungsbestände herausgekürzt.

Die genaue Berechnung ist in der Anlage 2c dargelegt.

### Position 4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Die vom Netzbetreiber angegebene kalkulatorische [REDACTED] [REDACTED] Die Ausführungen unter Kapitel 4 geltend entsprechend. Die genaue Berechnung ist in der Anlage 2c dargelegt.

### Verpächter 4 (Netzgesellschaft Steinheim)

#### Aufwandsgleiche Kosten

#### Position 1.3.1. gegenüber verbundenen Unternehmen

Die angegebene Kostenposition in Höhe von [REDACTED] Kosten nicht nachgewiesen und dargelegt wurden.

#### Position 1.3.4. Sonstiges

Die angegebene Kostenposition in Höhe von  
Kosten nicht nachgewiesen und dargelegt wurden.

#### Position 2. Kalkulatorische Abschreibungen

Der Netzbetreiber hat kalkulatorische Abschreibungen in Höhe von:

Die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen erfolgt analog zu den Ausführungen unter Kapitel 2. Anerkennungsfähig ist ein Betrag

#### Position 3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Die vom Netzbetreiber angegebenen kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen in Höhe von . Die Ausführungen unter Kapitel 3 geltend entsprechend. Wie bereits dargelegt, ist im Hinblick auf das für Liquiditätszwecke vorzuhaltende Umlaufvermögen grundsätzlich davon auszugehen, dass ein effizienter Netzbetreiber als betriebsnotwendiges Umlaufvermögen nicht mehr als 1/12 eines Jahresumsatzes vorhalten muss. Mindestens ein weiterer Monatsumsatz aus der laufenden Vereinnahmung von Netzentgelten steht für Liquiditätszwecke ergänzend zur Verfügung. Die ferner monatlich aufwachsenden nicht zahlungswirksamen Anteile der monatlichen Netzentgelteinnahmen erhöhen ferner die Liquidität während des Jahres.

Der aus dieser Rechtsauffassung für den Netzbetreiber resultierende Wertansatz findet in Bezug auf das vorhandene Umlaufvermögen mit Ausnahme evtl. Vorratsvermögen eines Verpächters keinen Ansatz. Verpächter erhalten eine Vergütung, die den korrespondierenden eigenen Aufwendungen entsprechen sollte. Werden die Vergütungen vorgangsbezogen weiterbelastet, ist diesen Weiterbelastungen lediglich der Charakter eines durchlaufenden Postens beizumessen. Nicht der Selbstorganisation geschuldete Zahlungsschwankungen sind darüber hinaus für einen Verpächter generell nicht erkennbar. Notwendige liquide Mittel sind somit nicht betriebsnotwendig. Da der Netzbetreiber aufgrund seiner Betriebsverantwortung die im Übrigen benötigte Liquiditätsreserve im originären Netzbetrieb vorhält, kann im Gesamtkontext beim Verpächter daher außerhalb eines Vorratsvermögens kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen anerkannt werden.

## **Rückstellungen**

Rückstellungen sind Bestandteil des Fremdkapitals und bilden Verpflichtungen einer Unternehmung ab, bei denen weitergehende Kriterien noch nicht abschließend erfüllt sind. Hierzu zählen, dass Art, Höhe und Zeitpunkt des Eintretens der Verpflichtung mit genauer Wahrscheinlichkeit noch nicht bestimmt werden können (Beispiel: Gewährleistungsansprüche). Rückstellungen dienen nicht der Korrektur von Bilanzansätzen, sondern sollen einen periodengerechten Erfolg einer Unternehmung ausweisen. Dabei ist jedoch die mögliche Nutzung bilanzpolitischer Spielräume zu hinterfragen. Im Einzelnen:

### ***Gewerbsteuer***

In der Ziffer 8.2 des B1-Bogens (Erhebungsbogen II) sind die dem Netzbereich zugeordneten Rückstellungsbestände für Gewerbesteuer zum 31.12.2011 sowie zum 31.12.2010 vom Netzbetreiber berücksichtigt worden. Gemäß Rückstellungsspiegel 2011 und 2010 (Erhebungsbogen I bzw. II) belaufen sich die berücksichtigten Beträge auf . Die genannten Rückstellungsbestände sind nicht als Abzugskapital anzusetzen, da die Gewerbesteuer bereits kalkulatorisch berücksichtigt wird. Daher werden die genannten Rückstellungsbestände herausgekürzt.

Die genaue Berechnung ist in der Anlage 2d dargelegt.

### **Position 4. Kalkulatorische Gewerbesteuer**

Die vom Netzbetreiber angegebene kalkulatorische Gewerbesteuer in Höhe von . Die Ausführungen unter Kapitel 4 geltend entsprechend. Die genaue Berechnung ist in der Anlage 2d dargelegt.

## **Verpächter 5 (Stadtwerke Giengen GmbH)**

### **Aufwandsgleiche Kosten**

#### **Position 1.3.3. gegenüber Kreditinstituten**

Aus der Anwendung des unter 1.3.3. errechneten Referenzzinssatzes ergibt sich eine berücksichtigungsfähigen Beträge sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

| Kv. | Abkürzung | Abzahlungs-<br>datum | Restschuld<br>01.01.2011<br>(EUR) | Restschuld<br>31.12.2011<br>(EUR) | Zinssatz 2010<br>Netzbetreiber | Restschuld<br>Zinssatz<br>Netzbetreiber | Angewandeter<br>Zinssatz | Anerkennung<br>Zinssatz<br>Netzbetreiber |
|-----|-----------|----------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|---|--------------------------|--|
| 1   |           |                      |                                   |                                   |                                |   |                          |  |

Die anerkennungsfähigen Zinsen errechnen sich dabei aus dem Mittelwert der Restschuld zum 01.01.2011 und der Restschuld zum 31.12.2011 multipliziert mit dem maximal zulässigen Zinssatz, soweit die vom Netzbetreiber angegebenen Zinssätze darüber liegen. Aus der Prüfung des Darlehensspiegels ergeben sich anerkennungsfähige Fremdkapitalzinsen

### Position 2. Kalkulatorische Abschreibungen

Der Netzbetreiber hat kalkulatorische Abschreibungen in Höhe von

Die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen erfolgt analog zu den Ausführungen unter Kapitel 2. Anerkennungsfähig ist ein Betrag in Höhe von genaue Berechnung ist in der Anlage 3e dargelegt.

### Position 3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Die vom Netzbetreiber angegebenen kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen in Höhe von Die Ausführungen unter Kapitel 3 geltend entsprechend. Wie bereits dargelegt, ist im Hinblick auf das für Liquiditätszwecke vorzuhaltende Umlaufvermögen grundsätzlich davon auszugehen, dass ein effizienter Netzbetreiber als betriebsnotwendiges Umlaufvermögen nicht mehr als 1/12 eines Jahresumsatzes vorhalten muss. Mindestens ein weiterer Monatsumsatz aus der laufenden Vereinnahmung von Netzentgelten steht für Liquiditätszwecke ergänzend zur Verfügung. Die ferner monatlich aufwachsenden nicht zahlungswirksamen Anteile der monatlichen Netzentgelteinnahmen erhöhen ferner die Liquidität während des Jahres.

Der aus dieser Rechtsauffassung für den Netzbetreiber resultierende Wertansatz findet in Bezug auf das vorhandene Umlaufvermögen mit Ausnahme evtl. Vorratsvermögen eines Verpächters keinen Ansatz. Verpächter erhalten eine Vergütung, die den korrespondierenden eigenen Aufwendungen entsprechen sollte. Werden die Vergütungen vorgangsbezogen weiterbelastet, ist diesen Weiterbelastungen lediglich der Charakter eines durchlaufenden Postens beizumessen. Nicht der Selbstorganisation geschuldete Zahlungsschwankungen sind darüber hinaus für einen Verpächter generell nicht erkennbar. Notwendige liquide Mittel sind somit nicht betriebsnot-

wendig. Da der Netzbetreiber aufgrund seiner Betriebsverantwortung die im Übrigen benötigte Liquiditätsreserve im originären Netzbetrieb vorhält, kann im Gesamtkontext beim Verpächter daher außerhalb eines Vorratsvermögens kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen anerkannt werden.

Die genaue Berechnung ist in der Anlage 2e dargelegt.

#### Position 4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Die vom Netzbetreiber angegebene kalkulatorische Gewerbesteuer in Höhe von ..... Die Ausführungen unter Kapitel 4 geltend entsprechend. Die genaue Berechnung ist in der Anlage 2e dargelegt.

#### **6.2. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung**

Gemäß den Ausführungen zu der Position 1.1.2.5. sind die aus der durch Dritte erbrachte Betriebsführung resultierenden Kosten nur bis zu der Höhe anerkennungsfähig, wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber die Leistung selbst erbringen würde. Wie oben ausgeführt sind sämtliche in diesem Beschluss aufgeführten Standpunkte und Rechtsauffassungen auf den Dienstleister eines Netzbetreibers übertragbar. Nur so kann sichergestellt werden, dass ein Dienstleistungsentgelt nicht die Kosten der Selbsterbringung der Dienstleistung übersteigt.

#### **6.3 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen**

Wie oben ausgeführt sind sämtliche in diesem Beschluss aufgeführten Standpunkte und Rechtsauffassungen auf den Erbringer der Wartungs- und Instandhaltungsleistungen eines Netzbetreibers übertragbar. Nur so kann sichergestellt werden, dass ein Entgelt für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen nicht die Kosten der Selbsterbringung der Leistung übersteigt.

#### **Dienstleister (EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG)**

##### Aufwandsgleiche Kosten

##### Position 1.2.2.1. Altersversorgung

Gem. § 275 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 3 Nr. 7 HGB können Aufwendungen für die Altersversorgung der Netzmitarbeiter entstehen; die ggf. für die Kalkulation von Bedeutung

sind. Der Effizienzgedanke verhindert jedoch die Übernahme jeglicher Aufwendungen in die Betrachtung. Personalzusatzkosten (Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung) sind der Höhe nach anererkennungsfähig, wenn sie zu den Personalkosten in einem angemessenen Verhältnis stehen. Ein effizienter und strukturell vergleichbarer Netzbetreiber (§ 21 Abs. 2 EnWG) ist unter Wettbewerbsgesichtspunkten gezwungen, sich an den im Wettbewerb über den Erlös durchsetzbaren Personalzusatzkosten zu orientieren. Insbesondere die betrieblichen Altersversorgungsmaßnahmen und Aufwendungen für Vorruhestandsregelungen werden dadurch auf ein wettbewerbliches Maß begrenzt. Die Ansprüche der Arbeitnehmer selbst werden durch diese Prüfung nicht betroffen.

Die Finanzmittel der gesammelten jährlichen Zuführungen zu den Rückstellungen für Altersversorgung und Pensionen sind bei der Kalkulation Netzkosten mindernd in Ansatz zu bringen, siehe hierzu 3.1.4.2.1.

Der Dienstleister macht Aufwendungen aufgrund der Umstellung im Rahmen des Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG) ...

#### Position 1.5.7. Sponsoring, Werbung, Spenden

Der Dienstleister hat für die Position Sponsoring, Werbung und Spenden insgesamt einen Betrag

Es handelt sich bei den geltend gemachten Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden generell um Kosten, die keinerlei Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 StromNEV). Sponsoring, Werbung und Spenden sind, soweit sie als Kundenbindungsinstrumente eingesetzt werden, in der Netzentgeltkalkulation nicht berücksichtigungsfähig. Aus der natürlichen Monopolstellung des Netzbetreibers ergibt sich, dass solche Aufwendungen ihren im wettbewerblichen Umfeld bestehenden Zweck in der Monopolsituation von vorneherein nicht erreichen können, da die Netznutzer regelmäßig keine Wahlmöglichkeit zwischen konkurrierenden Netzbetreibern haben. Der mit Werbeaktivitäten verbundene Imagegewinn ist – bedingt durch das Monopol eines Netzbetreibers – für den Elektrizitätsnetzbetrieb nicht erforderlich. Die Vorteile, sofern sie nicht ohnehin ideeller Natur sind, liegen eher

Hiervon werden Aufwendungen für sog. aufgabenorientierte Kommunikation (Personalwerbung, gesetzliche Veröffentlichungspflichten etc.) nicht erfasst. [

#### Position 1.5.9. Bewirtung und Geschenke

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes nachweislich betriebsnotwendigen Kosten für Bewirtung und Geschenke zu verbuchen. Der Dienstleister hat für Bewirtung und Geschenke insgesamt einen Betrag in Höhe vor  
Diese Aufwendungen sind nicht zu berücksichtigen, da die Betriebsnotwendigkeit der in Ansatz gebrachten Kosten für Bewirtung und Geschenke von dem Netzbetreiber weder dem Grunde noch der Höhe nach hinreichend dargelegt werden konnte. Die Beschlusskammer hat aus diesem Grund die angesetzten

#### Position 2. Kalkulatorische Abschreibungen

Der Netzbetreiber hat kalkulatorische Abschreibungen  
tend gemacht. Die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen erfolgt analog zu den Ausführungen unter Kapitel 2. Anerkennungsfähig ist ein Betrag in Höhe von

## **7. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 ARegV**

Auf Grundlage der Daten, die die Beschlusskammer 8 mit Beschluss v. 14.05.2012 zur Durchführung der Datenerhebung für die Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen i. S. d. § Nr. 2 EnWG für die zweite Regulierungsperiode nach § 6 Abs. 1 ARegV erhoben hat, werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV im Basisjahr bestimmt. Es wurden dabei die nachfolgend aufgeführten Kostenanteile berücksichtigt:

### 1. Gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten (S. 1 Nr. 1)

Unter gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten sind finanzielle Verpflichtungen aus dem EEG und KWKG zu verstehen. Die hieraus entstehenden Kosten und Erlöse sind gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht vor, dass die finanzielle Belastung aus dem nach dem aufgenommenen und vergüteten Strom aus Anlagen, die dem EEG unterfallen, bundesweit gleichmäßig verteilt wird. Dies wird durch den EEG-Wälzungsmechanismus sichergestellt. Der Verteilernetzbetreiber nimmt den von der EEG-Anlage produzierten Strom ab und vergütet ihn nach den im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgeschriebenen Sätzen. In der zweiten Stufe leitet der Verteilernetzbetreiber den EEG-Strom weiter an den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und erhält von diesem einen finanziellen Ausgleich.

Das KWKG-G fördert die Stromerzeugung bei gleichzeitiger Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und Nutzwärme. Zur bundesweiten Vergleichmäßigung der KWKG-Förderung ist innerhalb des Gesetzes ein entsprechendes Ausgleichsverfahren implementiert (§ 9 KWKG). Netzbetreiber sind verpflichtet, KWKG-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten KWKG-Strom abzunehmen. Die Vergütung an den KWKG-Anlagenbetreiber setzt sich aus dem Preis für den KWKG-Strom und dem gesetzlichen KWKG-Zuschlag - der eigentlichen KWKG-Förderung - zusammen. Der dem aufnehmenden Netzbetreiber vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist seinerseits zur Zahlung des KWKG-

Zuschlags verpflichtet. Aufwendungen und Erträge des Verteilernetzbetreibers aus dem KWK-Zuschlag gleichen sich also aus. Der aufgenommene KWK-Strom wird vom Netzbetreiber vermarktet. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass der KWK-Strom zu den gleichen Konditionen verkauft werden kann wie er aufgekauft wurde. Geringfügige Über- oder Unterdeckungen gleichen sich dabei im Zeitverlauf aus. Der KWK-Anlagenbetreiber kann den erzeugten KWK-Strom aber auch an einen Dritten (z. B. Stromhändler) verkaufen. In diesem Fall erhält er vom Netzbetreiber lediglich den KWK-Zuschlag vergütet. Der dem aufnehmenden Netzbetreiber vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist seinerseits zur Zahlung des KWK-Zuschlags verpflichtet.

#### 2. Konzessionsabgaben (S. 1 Nr. 2)

Konzessionsabgaben sind Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten (§ 48 Abs. 1 EnWG). Die Position ist ertrags- und aufwandsseitig relevant (Ansatz in jeweils gleicher Höhe). Bei Konzessionsabgaben handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV.

#### 3. Betriebssteuern (S. 1 Nr. 3)

Betriebssteuern im Sinne des § 11 Abs.2 S.1 Nr. 3 ARegV sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S.51). Dementsprechend unterfallen etwa Grundsteuern, die Kfz-Steuer oder Energiesteuern dem Grunde nach der Regelung des § 11 Abs.2 S.1 Nr. 3 ARegV. Die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 StromNEV stellt keine Betriebssteuer nach § 11 Abs.2 S.1 Nr. 3 ARegV dar.

#### 4. Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (S. 1 Nr. 4)

Bei Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 4 ARegV. Zu den vorgelagerten Netzkosten zählen neben den Kosten für Leistung, Arbeit, Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb auch folgende Aufwendungen:

- Aufwendungen für Netzreservekapazität
- Aufwendungen gemäß § 14 Abs. 2 StromNEV
- Aufwendungen für unterspannungsseitige Messung
- Aufwendungen für Blindstrom
- Aufwendungen für singular genutzt Betriebsmittel

5. Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Abs. 1 der Systemstabilitätsverordnung (S. 1 Nr. 5)

Kosten für die Nachrüstung von Wechselrichtern gemäß § 10 Abs. 1 SysStabV. Diese Kosten sind für das Basisjahr nicht relevant.

6. Genehmigte Investitionsmaßnahmen (S. 1 Nr. 6 und 6a)

Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen sind gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 6 und 6a ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

7. Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 S. 1 Nr. 3 und Satz 3 EnWG soweit diese nicht nach Nr. 6 berücksichtigt werden und soweit die Kosten bei effizientem Netzbetrieb entstehen (S. 1 Nr. 7)

In dieser Position sind die Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 S. 1 Nr. 3 und Satz 3 EnWG soweit diese nicht nach Nr. 6 berücksichtigt werden und soweit die Kosten bei effizientem Netzbetrieb entstehen zu verbuchen. Soweit diese Kosten vorliegen, handelt es sich um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach S. 1 Nr. 7 ARegV.

8. Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 StromNEV, § 35 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 3 KWKG (S. 1 Nr. 8)

Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten nach § 18 StromNEV vom Netzbetreiber ein Entgelt, das den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entspricht. Entsprechend § 5 Abs. 3 StromNEV sind hierbei die Zahlungen des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres als Kostenposition bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen. Bei Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen nach § 18 StromNEV handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 8 ARegV.

#### 8a. Erweiterter Bilanzausgleich gem. § 35 GasNZV

Für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen nicht relevant.

#### 8b. Zahlungen an Städte und Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV (S. 1 Nr. 8b)

In dieser Position sind die Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV zu verbuchen. Bei dieser Position handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 8b ARegV.

#### 9. Tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz und Versorgungsleistungen (S. 1 Nr. 9)

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile werden zwar nicht dem Effizienzvergleich zugeführt, müssen aber dennoch – wie alle Kostenanteile – gem. § 4 Abs. 1 StromNEV effizient sein. Zur Prüfung des Effizienzgebots sind Fremdvergleichsmaßstäbe heranzuziehen, die insbesondere die Angemessenheit von betrieblichen Zusatzvereinbarungen im Blick haben.

Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind, sind gemäß § 11 Abs.2 S.1 Nr. 9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diesbezüglich geht die Beschlusskammer davon aus, dass von dieser Regelung nur jene Mitarbeiter erfasst werden, die auf Grundlage eines Arbeitsvertrages direkt bei dem Netzbetreiber tätig sind.

Da die Überleitung von Arbeitnehmern auf den rechtlich selbständigen Netzbetreiber zum 31. Dezember 2008 aus den verschiedensten Gründen noch nicht vollständig abgeschlossen war, wurde für die erste Regulierungsperiode eine Übergangsregelung akzeptiert. Es war danach zulässig, die Kosten für betrieblich und tarifvertraglich geregelte Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Mitarbeitern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile auszuweisen, die noch nicht unmittelbar beim Netzbetreiber beschäftigt waren, deren Tätigkeit aber ausschließlich für den jeweiligen Netzbetreiber erfolgte und deren endgültige Überleitung in ein arbeitsvertragliches Beschäftigungsverhältnis beim Netzbetreiber angestrebt war.

Wollte der Netzbetreiber von der Übergangsregelung für die erste Regulierungsperiode Gebrauch machen, so hatte er entsprechend dem Leitfaden „Große Netzgesellschaft“ bis zum 31.03.2013 nachvollziehbar darzulegen und zu quantifizieren, welche Mitarbeiter ausschließlich für das Netz tätig waren und bis zum Abschluss der ersten

Regulierungsperiode auf den Netzbetreiber im oben genannten Sinne übergeleitet werden sollten. Die Umstrukturierung ist der Beschlusskammer in Form eines rechtlich verbindlichen personenscharfen Nachweises vorzulegen, der belegt, dass der einzelne Arbeitnehmer in der zweiten Regulierungsperiode aufgrund eines Arbeitsvertrages direkt bei der Netzgesellschaft tätig ist. Dieser personenscharfe Nachweis ist spätestens mit Ablauf der Stellungnahmefrist, soweit nicht bereits erfolgt, zu übermitteln. Ergänzend zu dem personenscharfen Nachweis müssen auch die PZK mitgeteilt werden, die zu den übergeleiteten Mitarbeitern gehören. Eine weitere Übergangsregelung für die zweite Regulierungsperiode ist nicht vorgesehen.

Mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode werden daher nur noch die Versorgungsleistungen derjenigen Mitarbeiter als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV berücksichtigt, die auf Grundlage eines unmittelbar mit dem Netzbetreiber geschlossenen Arbeitsvertrages ausschließlich dort tätig sind. Lohnzusatzleistungen derjenigen Arbeitnehmer, die aufgrund von Dienstleistungsverträgen oder Mitarbeiterüberlassungen für die Netzgesellschaft tätig sind, gelten ebenso nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar.

#### 10. Betriebs- und Personalratstätigkeit (S. 1 Nr. 10)

Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

#### 11. Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskinder-tagesstätten (S. 1 Nr. 11)

Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sind nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

#### 12. Pauschalierter Investitionszuschlag nach § 25 ARegV (S. 1 Nr. 12)

Gem. § 34 Abs. 4 ARegV ist der pauschalierte Investitionszuschlag gem. § 25 ARegV nur bis zum 31.12.2013 anzuwenden und ist insofern nicht mehr relevant für die zweite Regulierungsperiode (Strom).

### 13. Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen (S. 1 Nr. 13)

Auflösungen von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 und 4 i.V.m. Satz 2 StromNEV sind als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gem. § 11 Abs. 2 Nr. 13 ARegV zu berücksichtigen.

### 14. Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 Energieleitungsausbaugesetz (S. 1 Nr. 14)

Die Kosten aus dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 EnLAG sind als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 14 ARegV zu berücksichtigen.

## **8. Vergleichbarkeitsrechnung**

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 S. 1 ARegV zur Durchführung des Effizienzvergleichs so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 S. 3 ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV, die kalkulatorische Abschreibungen gemäß § 6 StromNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV.

Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m Abs. 2 ARegV eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Kapitalkostenannuitäten durchzuführen. Die Standardisierung der Kapitalkosten stellt sicher, dass die Durchführung effizienter Ersatzinvestitionen nicht zu einer verschlechterten Effizienzbewertung des Netzbetreibers führt.

Die Kapitalkostenannuität wird für jede Anlagengruppe der Anlage 1 der StromNEV mit Hilfe des Annuitätenfaktors wie folgt gebildet:

$$An_i = TNW_i * q^{n_i} * \frac{(q-1)}{(q^{n_i} - 1)}$$

|         |   |   |
|---------|---|---|
| $An_i$  | = | Annuität der Anlagengruppe<br><i>i</i>        |
| $TNW_i$ | = | Tagesneuwert der<br>Anlagengruppe <i>i</i>    |
| $Q$     | = | 1 + Zinssatz                                  |
| $n_i$   | = | Nutzungsdauer der Anla-<br>gengruppe <i>i</i> |

Die Summe der Annuitäten aller Anlagengruppen und die standardisierte Verzinsung der von diesen Annuitäten nicht erfassten, aber zu verzinsenden Bilanzwerte bilden die standardisierten Kapitalkosten gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. Abs. 2 ARegV.

Durch die Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Neben der Verzinsung des Sachanlagevermögens sieht § 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV auch die Verzinsung weiterer Bilanzwerte vor. Diese Verzinsung wird von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die Bilanzwerte mit dem gewichteten Zinssatz multipliziert werden. Hinsichtlich des Zinssatzes findet insoweit auch § 14 Abs. 2 ARegV Anwendung. Einer besonderen Berücksichtigung des Abzugskapitals bedarf es nicht, da im Rahmen der Standardisierungsrechnung hierfür ein Pauschalansatz in der Form des gewichteten Zinssatzes herangezogen wird.

Die Vergleichbarkeitsrechnung hat gemäß § 14 Abs. 2 S. 1 ARegV auf Grundlage der Tagesneuwerte (TNW) des Anlagevermögens des Netzbetreibers zu erfolgen. Zur Berechnung der TNW wurden die im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV für die zweite Regulierungsperiode zu Grunde gelegten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) und die Indexreihen gemäß § 6 Abs. 3 S. 2 i.V.m. § 6a StromNEV verwendet.

Für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 2 ARegV die unteren Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der StromNEV zu verwenden. Der zu verwendende Zinssatz bestimmt sich gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den

60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Für das Eigenkapital sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 5 ARegV die nach § 7 Abs. 6 StromNEV für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzinssätze anzusetzen. Es wurde der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 9,05 Prozent gemäß § 7 Abs. 6 StromNEV für alle Anlagen zu Grunde gelegt, da es Sinn und Zweck der Vergleichbarkeitsrechnung ist von der spezifischen Investitionshistorie des einzelnen Netzbetreibers zu abstrahieren.

Für das verzinsliche Fremdkapital richtet sich die Verzinsung gemäß § 14 Abs. 2 S. 6 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Die nachstehende Tabelle stellt die entsprechenden Jahresdurchschnittswerte seit 1999 dar.

**Tabelle 1: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten**

| JAHR  | UMLAUFRENDITE [%] | 10-JAHRES-MITTEL [%] |
|---|-------------------|----------------------|
| 1999  | 4,3               |                      |
| 2000  | 5,4               |                      |
| 2001  | 4,8               |                      |
| 2002  | 4,7               |                      |
| 2003  | 3,7               |                      |
| 2004  | 3,7               |                      |
| 2005  | 3,1               |                      |
| 2006  | 3,8               |                      |
| 2007  | 4,3               |                      |
| 2008  | 4,2               |                      |
| 2009  | 3,2               | 4,08                 |
| 2010  | 2,5               | 3,80                 |
| 2011  | 2,6               | 3,58                 |
| <b>Quelle: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank<sup>2</sup></b> |                   |                      |

Für den hier relevanten Zeitraum 2002 bis 2011 leitet sich hieraus für die genannten festverzinslichen Papiere eine durchschnittliche Rendite von 3,58 % ab.

Der Eigenkapital- und der Fremdkapitalzinssatz sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 7 ARegV um den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der Preisänderungsrate nach dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex zu ermäßigen.

<sup>2</sup>

[http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen\\_Datenbanken/Makrooekonomische\\_Zeitreihen/its\\_list\\_node.htm?listid=www\\_s140\\_it01](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Makrooekonomische_Zeitreihen/its_list_node.htm?listid=www_s140_it01) (Stand:20.11.2012)

**Tabelle 2: Verbraucherpreisgesamtindex für Deutschland (Jahreswerte)**

| JAHR | INDEX | VERÄNDERUNGSRATE | 10-JAHRES-MITTEL [%] |
|------|-------|------------------|----------------------|
| 1999 | 84,5  |                  |                      |
| 2000 | 85,7  | 0,014            |                      |
| 2001 | 87,4  | 0,020            |                      |
| 2002 | 88,6  | 0,014            |                      |
| 2003 | 89,6  | 0,011            |                      |
| 2004 | 91,0  | 0,016            |                      |
| 2005 | 92,5  | 0,016            |                      |
| 2006 | 93,9  | 0,015            |                      |
| 2007 | 96,1  | 0,023            |                      |
| 2008 | 98,6  | 0,026            |                      |
| 2009 | 98,9  | 0,003            |                      |
| 2010 | 100,0 | 0,011            |                      |
| 2011 | 102,1 | 0,021            | <b>1,57</b>          |

Quelle: Statistisches Bundesamt<sup>3</sup>

In Tabelle 2 sind die entsprechenden Werte seit dem Jahr 1999 dargestellt. Hieraus leitet sich für den Verbraucherpreisgesamtindex für den relevanten Zeitraum 2002 bis 2011 ein durchschnittlicher Wert von 1,57 % ab. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

$$Zins_{real} = Zins_{nom.} - VPI$$

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins<sub>real</sub>) in Höhe von 7,48 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins<sub>real</sub>) ein Wert von 2,01 %.

Der zu verwendende Zinssatz (Zins<sub>Mittel</sub>) bestimmt sich gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

$$Zins_{Mittel} = 40 \% * EK-Zins_{real} + 35 \% * FK-Zins_{real} + 25 \% * 0$$

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 3,70 %.

<sup>3</sup>

## **9. Vergleichsparameter**

Die Vergleichsparameter gem. § 13 Abs. 1, Abs. 3 und Abs. 4 ARegV, die dem Effizienzvergleich zu Grunde gelegt werden, sind in Anlage 7 aufgeführt.

## **II. Anlagen**

Aus den beigefügten Anlagen 1 bis 7 sind die Ergebnisse im Einzelnen ersichtlich.

## Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012

### Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösbergrenzen der zweiten Regulierungsperiode zum Ausgleich des Regulierungskontosaldos im Regelverfahren

#### Inhaltsverzeichnis

|          |   |    |
|----------|---|----|
| 1.       | Vorbemerkungen .....  | 2  |
| 2.       | Positionen im Regulierungskonto .....   | 2  |
| 2.1.     | Differenz zwischen zulässigen Erlösen und erzielbaren Erlösen .....   | 3  |
| 2.1.1.   | Zulässige Erlöse .....  | 3  |
| 2.1.1.1. | Zulässige Erlöse 2009 .....   | 4  |
| 2.1.1.2. | Zulässige Erlöse 2010 .....   | 4  |
| 2.1.1.3. | Zulässige Erlöse 2011 .....   | 7  |
| 2.1.1.4. | Zulässige Erlöse 2012 .....   | 10 |
| 2.1.2.   | Erzielbare Erlöse .....   | 13 |
| 2.2.     | Differenz aus Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4, 6, 8 und 15 ARegV .....   | 14 |
| 2.3.     | Differenz aus volatilen Kostenanteilen .....  | 14 |
| 2.4.     | Differenz zwischen den für das Kalenderjahr entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösbergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen ..... | 14 |
| 3.       | Ausgleich des Regulierungskontosaldos der ersten Regulierungsperiode .....  | 15 |
| 3.1.     | Bestimmung des Regulierungskontosaldos zum 31.12.2012 .....   | 15 |
| 3.2.     | Bestimmung der Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge .....   | 15 |
| 3.3.     | Berechnung der Zu- und Abschläge .....  | 16 |

## **Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012**

### **1. Vorbemerkungen**

Zur Ermittlung der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode sind gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 ARegV Zu- bzw. Abschläge zu ermitteln, die sich aus dem Saldo des Regulierungskontos zum 31.12.2012 ergeben und diesen ausgleichen. Die Zu- und Abschläge sind gemäß § 5 Abs. 4 S. 3 und Abs. 2 S. 3 ARegV zu verzinsen.

Für die Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode wird zunächst der Saldo zum 31.12.2012 ermittelt. Dieser wird sodann um ein Jahr aufgezinst, um zu berücksichtigen, dass die Auflösung des Regulierungskontosaldos erst am 01.01.2014 beginnt.

Der Ausgleich des aufgezinsten Saldos zum 31.12.2012 erfolgt in 5 gleichmäßigen jährlichen Raten ab dem 01.01.2014. Zusätzlich erfolgt eine Verzinsung des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Saldos nach § 5 Abs. 2 ARegV. Der Zinssatz für die Aufzinsung im Jahr 2013 und den gesamten Auflösungszeitraum entspricht dem 10-jährigen Durchschnitt der von der Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen "festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten" der Kalenderjahre 2003 bis 2012 in Höhe von 3,25 %.

### **2. Positionen im Regulierungskonto**

Die einzelnen Positionen im Regulierungskonto ergeben sich aus § 5 Abs. 1 ARegV. Für den Strombereich sind dies im Einzelnen:

1. die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklungen erzielbaren Erlösen (§ 5 Abs. 1 S. 1 ARegV),
2. die Differenz zwischen den tatsächlich entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8 und 15 ARegV und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen (§ 5 Abs. 1 S. 2 ARegV i. m. V. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8 und 15 ARegV) sowie
3. die Differenz zwischen den bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb oder Messung durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, oder durch Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG sowie nach § 18b StromNZV verursacht wird (§ 5 Abs. 1 S. 3 ARegV).

## **Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012**

Gemäß § 34 Abs. 2 ARegV wird der Regulierungskontosaldo abweichend von § 5 Abs. 4 ARegV für die ersten vier Jahre der ersten Regulierungsperiode ermittelt. Die jeweils in den Jahren 2009, 2010, 2011 und 2012 entstandenen Differenzen sind Anlage A2 zu entnehmen.

### **2.1. Differenz zwischen zulässigen Erlösen und erzielbaren Erlösen**

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV ist die Differenz der zulässigen Erlöse und der vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse im Regulierungskonto zu erfassen.

#### **2.1.1. Zulässige Erlöse**

Die zulässigen Erlöse bestimmen sich gemäß § 4 ARegV. Dabei ist die gemäß § 4 Abs. 1 und 2 ARegV bestimmte Erlösobergrenze nach Maßgabe von § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV jeweils zum 01. Januar eines Kalenderjahres vom Netzbetreiber anzupassen. Dies umfasst die zulässige Anpassung der jeweiligen kalenderjährlichen Erlösobergrenze in Folge von:

- Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV),
- Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 15 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Weiterhin können Anpassungen aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (Periodenübergreifende Saldierung) sowie einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV in analoger Anwendung erfolgen.

Zudem können jeweils auf Antrag des Netzbetreibers gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 und 2 ARegV Anpassungen der Erlösobergrenze in Folge von beschiedenen Anträgen

- nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) und
- einer nicht zumutbaren Härte (Härtefall)

gewährt werden.

Eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 5 ARegV erfolgt entsprechend des im Jahr 2012 bestimmten Qualitätselementes.

## **Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012**

### **2.1.1.1. Zulässige Erlöse 2009**

Die Beschlusskammer hat mit Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG vom 19.12.2008 (BK8-08/2974-11) eine kalenderjährliche Erlösobergrenze für das Jahr 2009 festgelegt. Eine detaillierte Aufgliederung der Erlösobergrenze findet sich in Anlage A1 der genannten Erlösobergrenzenfestlegung. In der Anlage A3 zu diesem Dokument wird die festgelegte Erlösobergrenze des Jahres 2009 den diesbezüglichen Angaben des Netzbetreibers gegenübergestellt. Eine Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 ARegV erfolgte in der ersten Regulierungsperiode nach § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV i. V. m. § 34 Abs. 4 S. 2 ARegV erstmalig zum 01.01.2010 (§ 4 Abs. 2 S. 2 ARegV).

Mehr- und Mindererlöse nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 11 StromNEV der Jahre 2006 und 2007 wurden bereits bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode berücksichtigt und sind damit in den ausgewiesenen festgelegten Erlösobergrenzen enthalten.

Sofern Anpassungen aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV in analoger Anwendung stattgefunden haben, sind diese erst ab dem Jahr 2010 relevant.

Damit ist hinsichtlich der zulässigen Erlöse des Jahres 2009 auf die von der Beschlusskammer festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze des Jahres 2009 abzustellen.

Nach § 26 Abs. 2 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber und bei Netzaufspaltungen die Erlösobergrenzen auf Antrag der beteiligten Netzbetreiber nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV neu festzulegen. Die übergehenden Erlösobergrenzenbestandteile sind der Anlage A1 der Neufestlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen (Aktenzeichen BK8-09/2974-71) zu entnehmen.

Die aus der Anlage A3 ersichtliche Abweichung in Höhe von

€

### **2.1.1.2. Zulässige Erlöse 2010**

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösobergrenze für das Jahr 2010 findet sich in Anlage A3 und wird dem entsprechenden Wert des Netzbetreibers gegenübergestellt.

Nach § 26 Abs. 2 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber und bei Netzaufspaltungen die Erlösobergrenzen auf

## **Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012**

Antrag der beteiligten Netzbetreiber nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV neu festzulegen. Die übergehenden Erlösobergrenzenbestandteile sind der Anlage A1 der Neufestlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen (Aktenzeichen BK8-09/2974-71 und BK8-10/2974-71) zu entnehmen.

Die aus Sicht der Beschlusskammer korrekt angepasste Erlösobergrenze wird in Anlage A3 der vom Netzbetreiber angepassten Erlösobergrenze gegenübergestellt.

Die in Anlage A3 aufgezeigte Abweichung in Höhe von -7,1 % resultiert aus der Abweichung zwischen Netzbetreiberangaben und den von der Bundesnetzagentur anerkannten Werten. Diese bezieht sich auf die Angaben des Netzbetreibers im Erhebungsbogen nach § 28 Nr. 1 ARegV. Die Angabe des Netzbetreibers im Erhebungsbogen nach § 28 Nr. 2 ARegV zum Regulierungskonto weicht von der Angabe im Erhebungsbogen nach § 28 Nr. 1 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze ab.

Die weiteren ermittelten Differenzen in den Einzelbestandteilen der Erlösobergrenze gegenüber dem Ansatz des Netzbetreibers ergeben sich ebenfalls aus Anlage A3. Die Differenzen werden nachfolgend erläutert:

### **2.1.1.2.1. Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)**

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2010 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtpreisindex in Höhe von 106,60 zu verwenden.

### **2.1.1.2.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 15 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)**

Bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 15, S. 2 ARegV ist die festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anzupassen.

Im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer für das Kalenderjahr 2010 Angaben hinsichtlich der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie der den jeweiligen Anpassun-

## **Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012**

gen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV übermittelt.

In Anlage A3a findet sich eine Gegenüberstellung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Anpassungen und der aus Sicht der Beschlusskammer nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV anererkennungsfähigen Anpassungen.

Die in der Anlage A3 aufgezeigten Abweichungen für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gem. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV in Höhe von ... und für vermiedene Netzentgelte in Höhe von ... resultieren aus differierenden Angaben des Netzbetreibers in den Erhebungsbögen gem. § 28 Nr. 1 und Nr. 2 ARegV und den von der Bundesnetzagentur anerkannten Werten.

### **2.1.1.2.3. Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (Periodenübergreifende Saldierung)**

Eine Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (Periodenübergreifende Saldierung 2008) ist der Anlage A1 des Ergebnisschreibens zur Periodenübergreifenden Saldierung 2008 zu entnehmen.

### **2.1.1.2.4. Anpassungen aufgrund von Mehr- oder Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV analog**

Sofern eine Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV analog stattgefunden hat, ist diese bei der Berechnung der zulässigen Erlösobergrenze in Anlage A3 berücksichtigt worden. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers sind ebenfalls der Anlage A3 zu entnehmen.

### **2.1.1.2.5. Anpassung nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV**

Sofern die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV angepasst wurde, ist diese bei der Berechnung der zulässigen Erlösobergrenze in der Anlage A3 berücksichtigt worden. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers sind ebenfalls der Anlage A3 zu entnehmen.

## **Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012**

Bei der Bestimmung des Anpassungsbetrages aufgrund eines Erweiterungsfaktoranspruchs für das Jahr 2010 hat die Beschlusskammer den aktuell gültigen Verbraucherpreisgesamtindex zu Grunde gelegt. Sofern im Beschluss die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen auf Grund eines Erweiterungsfaktoranspruchs mithilfe eines abweichenden Verbraucherpreisindexes ermittelt wurde, können sich hieraus Differenzen ergeben.

### **2.1.1.2.6. Anpassung aufgrund einer nicht zumutbaren Härte (Härtefall) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV**

Eine Anpassung der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund von § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV erfolgte nicht.

### **2.1.1.2.7. Anpassung aufgrund eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 ARegV**

Eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund § 25 ARegV erfolgte nicht

### **2.1.1.3. Zulässige Erlöse 2011**

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösobergrenze für das Jahr 2011 findet sich in Anlage A3 und wird dem entsprechenden Wert des Netzbetreibers gegenübergestellt.

Nach § 26 Abs. 2 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber und bei Netzaufspaltungen die Erlösobergrenzen auf Antrag der beteiligten Netzbetreiber nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV neu festzulegen. Die übergehenden Erlösobergrenzenbestandteile sind der Anlage 1 der Neufestlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen (Aktenzeichen BK8-09/2974-71, BK8-10/2974-71 und BK8-12/2974-71) zu entnehmen.

Die aus Sicht der Beschlusskammer korrekt angepasste Erlösobergrenze wird in Anlage A3 der vom Netzbetreiber angepassten Erlösobergrenze gegenübergestellt.

Die in Anlage A3 aufgezeigte Abweichung in Höhe von ..... resultiert aus der Abweichung zwischen Netzbetreiberangaben und den von der Bundesnetzagentur anerkannten Werten. Diese bezieht sich auf die Angaben des Netzbetreibers im Erhebungsbogen nach §

## **Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012**

28 Nr. 1 ARegV. Die Angabe des Netzbetreibers im Erhebungsbogen nach § 28 Nr. 2 ARegV zum Regulierungskonto weicht von der Angabe im Erhebungsbogen nach § 28 Nr. 1 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze ab.

Die ggf. ermittelten Differenzen in den Einzelbestandteilen der Erlösobergrenze gegenüber dem Ansatz des Netzbetreibers ergeben sich ebenfalls aus Anlage A3. Etwaige Abweichungen werden nachfolgend erläutert.

### **2.1.1.3.1. Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)**

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2011 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtpreisindex in Höhe von 107,00 zu verwenden.

### **2.1.1.3.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 15 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)**

Bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 15, S. 2 ARegV ist die festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anzupassen.

Im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer für das Kalenderjahr 2011 Angaben hinsichtlich der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie der den jeweiligen Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV übermittelt.

In Anlage A3a findet sich eine Gegenüberstellung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Anpassungen und der aus Sicht der Beschlusskammer nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV anererkennungsfähigen Anpassungen.

Verlustenergie (FSV Verlustenergie)

Der Netzbetreiber hat bei der Anpassung der Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie auf der Grundlage der freiwilligen Selbstverpflichtung Verlustenergie (FSV Verlustenergie) nach § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV Diese Regelung war erstmalig zum 01.01.2011 anwendbar. Die Beschlusskammer hat Kosten in Höhe von berücksichtigt. Diese Kosten ergeben sich durch Multiplikation der in der FSV Verlustenergie (BK8-10/071) genehmigten Menge multipliziert mit dem Referenzpreis „zuzüglich der in der Kostenprüfung (BK8-07-192) genehmigten Verlustenergiekosten in Höhe von

**2.1.1.3.3. Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (Periodenübergreifende Saldierung)**

Eine Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (Periodenübergreifende Saldierung 2008) ist der Anlage 1 des Ergebnisschreibens zur Periodenübergreifenden Saldierung 2008 zu entnehmen.

**2.1.1.3.4. Anpassungen aufgrund von Mehr- oder Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV analog**

Sofern eine Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV analog stattgefunden hat, ist diese bei der Berechnung der zulässigen Erlösobergrenze in Anlage A3 berücksichtigt worden. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers sind ebenfalls der Anlage A3 zu entnehmen.

**2.1.1.3.5. Anpassung nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV**

Sofern die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV angepasst wurde, ist diese bei der Berechnung der zulässigen Erlösobergrenze in der Anlage A3 berücksichtigt worden. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers sind ebenfalls der Anlage A3 zu entnehmen.

Bei der Bestimmung des Anpassungsbetrages aufgrund eines Erweiterungsfaktoranspruchs für das Jahr 2011 hat die Beschlusskammer den aktuell gültigen Verbraucherpreisgesamtindex zu Grunde gelegt. Sofern im Beschluss die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösober-

grenzen auf Grund eines Erweiterungsfaktoranspruchs mithilfe eines abweichenden Verbraucherpreisindexes ermittelt wurde, können sich hieraus Differenzen ergeben.

### **2.1.1.3.6. Anpassung aufgrund einer nicht zumutbaren Härte (Härtefall) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV**

Eine Anpassung der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund von § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV erfolgte nicht.

### **2.1.1.3.7. Anpassung aufgrund eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 ARegV**

Eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund § 25 ARegV erfolgte nicht.

### **2.1.1.4. Zulässige Erlöse 2012**

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösobergrenze für das Jahr 2012 findet sich in Anlage A3 und wird dem entsprechenden Wert des Netzbetreibers gegenübergestellt.

Die aus Sicht der Beschlusskammer korrekt angepasste Erlösobergrenze wird in Anlage A3 der vom Netzbetreiber angepassten Erlösobergrenze gegenübergestellt.

Die ggf. ermittelten Differenzen in den Einzelbestandteilen der Erlösobergrenze gegenüber dem Ansatz des Netzbetreibers ergeben sich ebenfalls aus Anlage A3. Etwaige Abweichungen werden nachfolgend erläutert:

#### **2.1.1.4.1. Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)**

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2012 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtpreisindex in Höhe von 108,20 zu verwenden.

**2.1.1.4.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 15 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)**

Bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 15, S. 2 ARegV ist die festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anzupassen.

Im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer für das Kalenderjahr 2012 Angaben hinsichtlich der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie der den jeweiligen Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV übermittelt.

In Anlage A3a findet sich eine Gegenüberstellung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Anpassungen und der aus Sicht der Beschlusskammer nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV anerkennungsfähigen Anpassungen.

Verlustenergie (FSV Verlustenergie)

Der Netzbetreiber hat bei der Anpassung der Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie auf der Grundlage der freiwilligen Selbstverpflichtung Verlustenergie (FSV Verlustenergie) nach § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV berücksichtigt. Diese Regelung war erstmalig zum 01.01.2011 anwendbar. Die Beschlusskammer hat Kosten in Höhe von ... berücksichtigt. Diese Kosten ergeben sich durch Multiplikation der in der FSV Verlustenergie (BK8-10/071) genehmigten Menge ... multipliziert mit dem Referenzpreis ... abzüglich der in der Kostenprüfung (BK8-07-192) genehmigten Verlustenergiekosten in Höhe von ...

**2.1.1.4.3. Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (Periodenübergreifende Saldierung)**

Eine Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (Periodenübergreifende Saldierung 2008) ist der Anlage 1 des Ergebnisschreibens zur Periodenübergreifenden Saldierung 2008 zu entnehmen.

**2.1.1.4.4. Anpassungen aufgrund von Mehr- oder Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV analog**

Sofern eine Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV analog stattgefunden hat, ist diese bei der Berechnung der zulässigen Erlösobergrenze in Anlage A3 berücksichtigt worden. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers sind ebenfalls der Anlage A3 zu entnehmen.

**2.1.1.4.5. Anpassung nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV**

Sofern die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV angepasst wurde, ist diese bei der Berechnung der zulässigen Erlösobergrenze in der Anlage A3 berücksichtigt worden. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers sind ebenfalls der Anlage A3 zu entnehmen.

Bei der Bestimmung des Anpassungsbetrages aufgrund eines Erweiterungsfaktoranspruchs für das Jahr 2012 hat die Beschlusskammer den aktuell gültigen Verbraucherpreisgesamtindex zu Grunde gelegt. Sofern im Beschluss die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen auf Grund eines Erweiterungsfaktoranspruchs mithilfe eines abweichenden Verbraucherpreisindex ermittelt wurde, können sich hieraus Differenzen ergeben.

**2.1.1.4.6. Anpassung aufgrund einer nicht zumutbaren Härte (Härtefall) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV**

Eine Anpassung der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund von § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV erfolgte nicht.

**2.1.1.4.7. Anpassung aufgrund eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 ARegV**

Eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund § 25 ARegV erfolgte nicht.

### **2.1.1.4.8 Anpassung aufgrund des Qualitätselementes gemäß §§ 19 und 20 ARegV**

Die mit Beschluss vom 06.02.2012 (BK8-11/2974-81) festgelegten Zu- oder Abschläge wurden bei der Bestimmung der zulässigen Erlöse 2012 berücksichtigt.

### **2.1.2. Erzielbare Erlöse**

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV ist die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen im Regulierungskonto zu erfassen. Die erzielbaren Erlöse ermitteln sich als Produkt der tatsächlich im jeweiligen Jahr durchgeleiteten Absatzmengen und Leistungswerten und den zuvor im Rahmen der Verprobungsrechnung gemäß § 20 StromNEV ermittelten Entgelten. Die erzielbaren Erlöse ergeben sich aus dem Produkt der tatsächlich physikalisch durchgeleiteten Mengen und den in Anspruch genommen Leistungen und den vom Netzbetreiber jeweils angesetzten Preis, unabhängig davon, ob Forderungen uneinbringlich waren.

Der Netzbetreiber hat die zur Ermittlung des Regulierungskontosaldos erforderlichen tatsächlich erzielten Erlöse des jeweiligen abgelaufenen Kalenderjahres im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 2 ARegV der Beschlusskammer mitgeteilt.

Nach Prüfung der mitgeteilten Daten durch die Beschlusskammer ergeben sich für die Jahre 2009 bis 2012 die in Anlage A3 dargestellten erzielbaren Erlöse.

### **2.2. Differenz aus Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8 und 15 ARegV**

Nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV erfolgt eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze jeweils zum 01. Januar eines Kalenderjahres bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8 und 15 ARegV auf Basis des Kalenderjahres, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Die diesbezüglich in dem jeweiligen Erlösobergrenzenjahr enthaltenen Ansätze sind den in diesem Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten gegenüberzustellen. Die so ermittelte Differenz ist im Regulierungskontosaldo gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV zu berücksichtigen.

Gemäß seiner Mitteilungspflicht nach § 28 Nr. 2 ARegV hat der Netzbetreiber für die Kalenderjahre 2009 bis 2012 die tatsächlich entstandenen Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8 und 15 ARegV übermittelt.

In der Anlage A2 werden diese Werte den aus Sicht der Beschlusskammer korrekten Werten gegenübergestellt.

### **2.3. Differenz aus volatilen Kostenanteilen**

Für die Jahre 2009 bis 2012 sind keine volatilen Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV gegeben. Eine Differenz i. S. d. § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV kann diesbezüglich somit nicht vorliegen.

### **2.4. Differenz zwischen den für das Kalenderjahr entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen**

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV wird zusätzlich die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen in das Regulierungskonto einbezogen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb oder Messung durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, oder Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG sowie nach § 18b Strom-NZV verursacht wird.

Gemäß seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 2 ARegV hat der Netzbetreiber für die Kalenderjahre 2009 bis 2012 die Kostenveränderung für die Messung bzw. den Messstellenbetrieb inklusive der Maßnahmen gemäß § 21b EnWG übermittelt. Diese Werte werden in der Anlage A3 den von der Beschlusskammer geprüften Werten gegenübergestellt.

## **Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012**

### **3. Ausgleich des Regulierungskontosaldos der ersten Regulierungsperiode**

#### **3.1. Bestimmung des Regulierungskontosaldos zum 31.12.2012**

Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2012 wird durch die kalenderjährlichen Einzelbeträge für die Jahre 2009 bis 2012 hinsichtlich

- der Abweichung zwischen zulässigen und erzielbaren Erlösen gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV,
- der Abweichung zwischen den tatsächlichen Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8 und 15 ARegV und den in der kalenderjährlichen Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV sowie
- der veränderten Kosten aus Messstellenbetrieb oder Messung im Sinne des § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV

bestimmt. Diese Differenzbeträge werden gemäß § 5 Abs. 2 ARegV verzinst.

Der Anlage A2 sind die unverzinsten Differenzen der Jahre 2009 bis 2012 zu entnehmen.

Die Verzinsung erfolgt gemäß § 5 Abs. 2 ARegV auf Grundlage des jeweils jährlich durchschnittlich gebundenen Betrags. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Der anzuwendende Zinssatz entspricht dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Für das Jahr 2009 beträgt der Zinssatz 4,09 %, für das Jahr 2010 3,80 %, für das Jahr 2011 3,58 % und für das Jahr 2012 3,25 %.

Der Endbestand des Regulierungskontos zum 31.12.2012 ergibt sich aus den Differenzen der Jahre 2009, 2010, 2011 und 2012, die gemäß § 5 Abs. 2 ARegV zu verzinsen sind. Der Anlage A2 ist für die Jahre 2009 bis 2012 der Vorjahressaldo, der Gesamtsaldo vor Verzinsung, die Höhe der Verzinsung sowie der jeweilige Gesamtsaldo nach Verzinsung zum 31.12. für das entsprechende Jahr zu entnehmen. Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2012 kann ebenfalls der Anlage A2 entnommen werden.

#### **3.2. Bestimmung der Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge**

Grundlage für die Bestimmung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode ist der Regulierungskontosaldo zum 31.12.2012 (vgl. Anlage A2). Dieser ist für das Jahr 2013 aufzuzinsen, da die Auflösung des Regulierungskontosaldos erst im Jahre 2014 beginnt.

## **Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012**

Bei einem Zinssatz von 3,25 % ergibt sich die in Anlage A5 dargestellte Verzinsung für das Jahr 2013.

Die Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode ergibt sich aus dem Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung, der in der Anlage A2 dargestellt ist.

### **3.3. Berechnung der Zu- und Abschläge**

Die Ermittlung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Jahre 2014 bis 2018 erfolgt in 5 gleichmäßigen Raten zuzüglich der jährlichen Verzinsung der jeweiligen durchschnittlichen Kapitalbindung.

Der dabei anzuwendende Zinssatz beträgt konstant 3,25 %, was dem 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrenditen "festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten" der Jahre 2003 bis 2012 entspricht. Eine Fixierung des Zinssatzes für zukünftige Jahre ist erforderlich, da in der Verordnung kein Anpassungsmechanismus während des Auflösungszeitraums vorgesehen ist.

Entsprechend der oben dargestellten Ausführungen ergeben sich die in Anlage A5 aufgeführten Zu- oder Abschläge für das Regulierungskonto für die Jahre 2014 bis 2018. Zuschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode werden hierbei mit einem positiven Vorzeichen dargestellt, Abschläge sind mit einem negativen Vorzeichen versehen.