



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	Wolfgang Wetzl
und den Beisitzer	Rainer Bender,

gegenüber der Netz Leipzig GmbH, Arno-Nitzsche-Straße 35, 04277 Leipzig, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführer

- Netzbetreiber -

[REDACTED]

am 03.09.2014 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.



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 25.07.2013 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 05.08.2013 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 10.09.2013 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt (**Anlage Zwischendokumentation** und die dazu gehörigen **Anlagen 1 bis 3, sowie 1a – 3c**).

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

[REDACTED]

S. 3 ARegV erhalten hatten. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden 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

[REDACTED]

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 unterscheidet.

[REDACTED]

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 14.11.2013 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 13.12.2013 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.

[REDACTED]

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.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

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 ($K_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,0}$) und die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,0}$) 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_0) 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, sowie 1a – 3c**.

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.

[REDACTED]

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

[REDACTED]

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).

[REDACTED]

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 Teilleffizienzen 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.

[REDACTED]

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

[REDACTED]

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 Aufwandsparameter 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. Vergleichsparameter nach § 13 ARegV

Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV. Vergleichsparameter im Sinne des § 13 Abs. 1 ARegV sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 1 ARegV Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes.

[REDACTED]

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

[REDACTED]

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.

[REDACTED]

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 be-

[REDACTED]

trieben 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

[REDACTED]

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 ge-

[REDACTED]

messen 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 Netzpunkte, 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-

[REDACTED]

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

[REDACTED]

werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete, singular genutzte 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 dem in **Anlage A.BM** beigefügten 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 Aufwandsparemeter und 12 Unternehmen unter

[REDACTED]

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.BM** 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**.

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

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor (V_t) gleichmäßig abzubauen 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

[REDACTED]

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 $0,2 * t$.

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.

Verbraucherpreisgesamindex nach § 8 ARegV

Gemäß § 8 ARegV ergibt sich der Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung aus dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamindex (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 vorliegen konnten. Das Vorgehen der Beschlusskammer ist zweckmäßig, da der Netzbetreiber einerseits gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamindex 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):

Jahr	VPI
2011	102,1
2012	104,1
2013	106,1
2014	108,2
2015	110,3
2016	112,5

[REDACTED]

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:

Jahr	VPI_t / VPI₀
2014	1,96%
2015	3,96%
2016	5,99%
2017	8,07%
2018	10,19%

Die Beschlusskammer hat diese Werte bereits bei der vorliegenden Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2013 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.).

[REDACTED]

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 Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen (Q_t). 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

[REDACTED]

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.

[REDACTED]

2.11. Freiwillige Selbstverpflichtung Verlustenergie

Der Netzbetreiber hat bezüglich der Beschaffungskosten für Verlustenergie eine freiwillige Selbstverpflichtung abgegeben. Dementsprechend sind die in der Ausgangsbasis enthaltenen Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie (Position 1.1.1.1.) anzupassen. Die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie werden daher als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile entsprechend den Regelung

[REDACTED]

der freiwilligen Selbstverpflichtung für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode (2014 - 2018) in folgender Höhe berücksichtigt:

[REDACTED]

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 der 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 Be-

[REDACTED]

fugnis 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 Beschwertschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

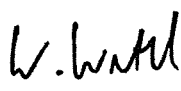
Bonn, den 03.09.2014

Vorsitzender



Fuß

Beisitzer



Wetzl

Beisitzer



Bender

Netzbetreiberdaten	
Netzbetreiber:	Stadtwerte Leipzig Netz
BNR:	10001882
NNR:	1
Verfahren:	Regelverfahren
Effizienzwert:	
Basissjahr	2011

Regulierungsdaten			
Jahr	Verbraucherpreis- gesamtindex	Produktivitäts- faktor	1 - kumulierter Verteilungsfaktor
2013	102,10		
2014	104,10	0,015	0,8
2015	106,14	0,030	0,6
2016	108,22	0,046	0,4
2017	110,34	0,061	0,2
2018	112,50	0,077	0

Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen												
Jahr	Erlösbergrenze nach § 4 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV	Nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	Kostenanteile aus dem Verbraucher- preisgesamtindex nach § 6 Abs. 1 ARegV	Kostenanteile aus dem generellem sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	Erweiterungsfaktor	Qualitätsselement	Volatile Kostenanteile	Saldo Regulierungskonto	Nicht zumulbare Härte nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV	Sonstiges

Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen in der 2. Regulierungsperiode

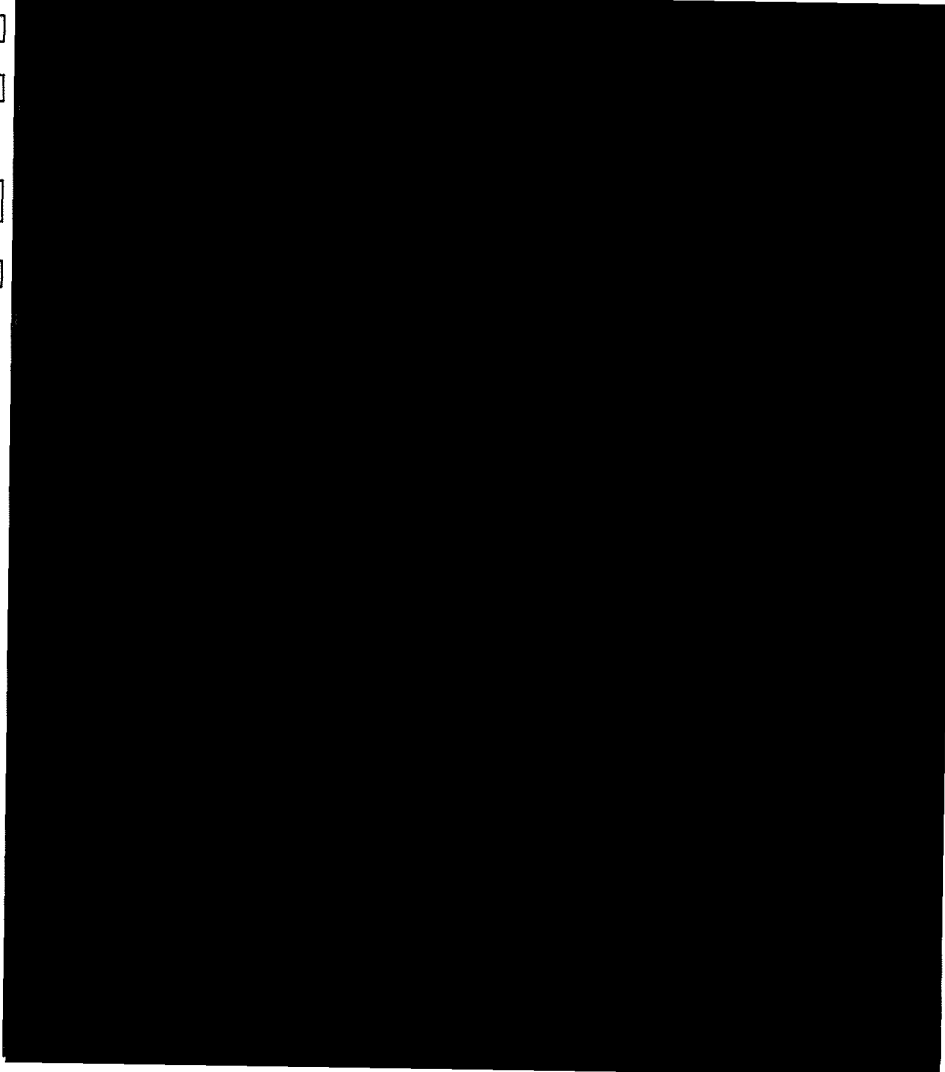
Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen	
§ 6 Abs. 1 ARegV	Basisjahr	
§§ 12-15 ARegV	Anzuwendender Effizienzwert	EWa

Ausgangsniveau	KA _{ges,0}
Verlustenergiekosten im Ausgangsniveau	
Ausgangsniveau abzüglich Verlustenergiekosten	

§ 4 ARegV	Erlösbergrenze	E0t
-----------	----------------	-----

§ 11 Abs. 2 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA _{dnb,t}
	Summe Kosten bzw. Erlöse	
Satz 1, Nr. 1	gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten	
Satz 1, Nr. 2	Konzessionsabgaben	
Satz 1, Nr. 3	Betriebssteuern	
Satz 1, Nr. 4	erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen	
Satz 1, Nr. 5	Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Absatz 1 der Systemstabilitätsverordnung	
Satz 1, Nr. 5	genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, soweit sie dem Inhalt der Genehmigung nach durchgeführt wurden sowie in der Regulierungsperiode kostenwirksam sind und die Genehmigung nicht aufgehoben worden ist	
Satz 1, Nr. 6a	Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Absatz 2a ARegV	
Satz 1, Nr. 7	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Satz 1 Nr. 3 und Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes, soweit diese nicht nach Nummer 6 berücksichtigt werden und soweit die Kosten bei effizientem Netzbetrieb entstehen	
Satz 1, Nr. 8	vermeidene Netzentgelte im Sinne von § 18 der StromNEV, § 35 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 3 KWKG	
Satz 1, Nr. 8b	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Absatz 4 StromNEV	
Satz 1, Nr. 9	betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnsatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind	
Satz 1, Nr. 10	im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratsstätigkeit	
Satz 1, Nr. 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen	
Satz 1, Nr. 13	Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 und 4 i. V. m. Satz 2 StromNEV	
Satz 1, Nr. 14	dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 des Energieleitungsausbaugesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) in der jeweils geltenden Fassung	
Satz 1, Nr. 15	finanzieller Ausgleich nach § 17d Abs. 4 EnWG	

Ausgangsbasis	2014	2015
---------------	------	------



Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen	Ausgangsbasis	2014	2015
Satz 2, Nr. 1	Erlöse aus Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus nach Artikel 3 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003			
Satz 2, Nr. 2	Kosten oder Erlöse aus dem Engpassmanagement nach Art. 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder nach § 15 StromNZV, soweit diese entgeltmindernd nach Artikel 6 Abs. 6 Buchstabe c der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder § 15 Abs. 3 S. 1 StromNZV geltend gemacht werden			
Satz 2, Nr. 3	Kosten oder Erlöse für die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen, einschließlich lastseitige Beschaffung			
Satz 2 Sonstige	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Stromversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen			
Satz 4	Kosten oder Erlöse aufgrund einer freiwilligen Selbstverpflichtung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV			

Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen	
§ 11 Abs. 3 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile	+ (KAvnb,0
§ 16 Abs. 1 i.V.m § 34 Abs. 1b ARegV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	+ (1 - Vt)
§ 16 Abs. 1 i.V.m § 34 Abs. 1b ARegV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	V
§ 11 Abs. 4 ARegV	Beeinflussbarer Kostenanteil	* KA _{b,0}
	Nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	(1 - V _t) x KA _{b,0}
§ 16 Abs. 2 ARegV	Abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	V _t x KA _{b,0}
§ 8 ARegV	Verbraucherpreisgesamindex des laufenden Jahres	* (VPI _t)
§ 5 Abs. 1 ARegV	Verbraucherpreisgesamindex des Basisjahres	/ (VPI ₀)
§ 9 ARegV	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	- PF _t
	Jährliche Kostenanteile "vnb" + "b" mit VPI und PF	
§ 4, § 10 ARegV	Erweiterungsfaktor	EF _t
§ 19 Abs. 1 ARegV	Qualitätselement	+ Q _t
	Volatile Kostenanteile	+ (VK _t)
	Volatile Kostenanteile	(VK ₀)
§ 5 Abs. 4 ARegV	Saldo des Regulierungskontos	+ St
§ 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV	Nicht zumutbare Härte	+ NZHt
	Sonstiges	+ Sot
	§ 26 Abs. 2 ARegV	
	MEA-Annuität	
	Vergleich mit BNetzA wegen BGH-Rechtsprechung	

Ausgangsbasis	2014	2015

Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen in der 2. Regulierungsperiode

Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen	
§ 6 Abs. 1 ARegV	Basisjahr	
§§ 12-15 ARegV	Anzuwendender Effizienzwert	EWa

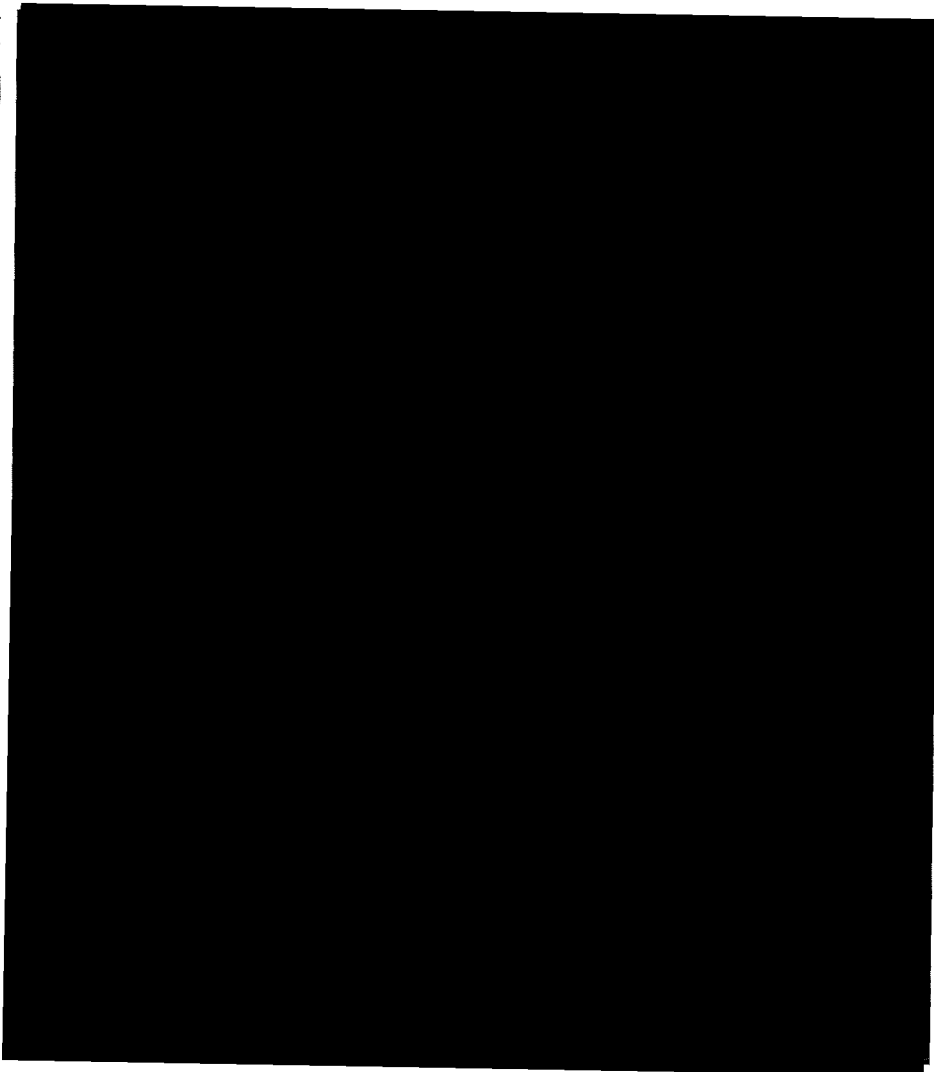
Ausgangsniveau	KA _{000,0}
Verlustenergiekosten im Ausgangsniveau	
Ausgangsniveau abzüglich Verlustenergiekosten	

§ 4 ARegV	Erlösbergrenze	E0t
-----------	----------------	-----

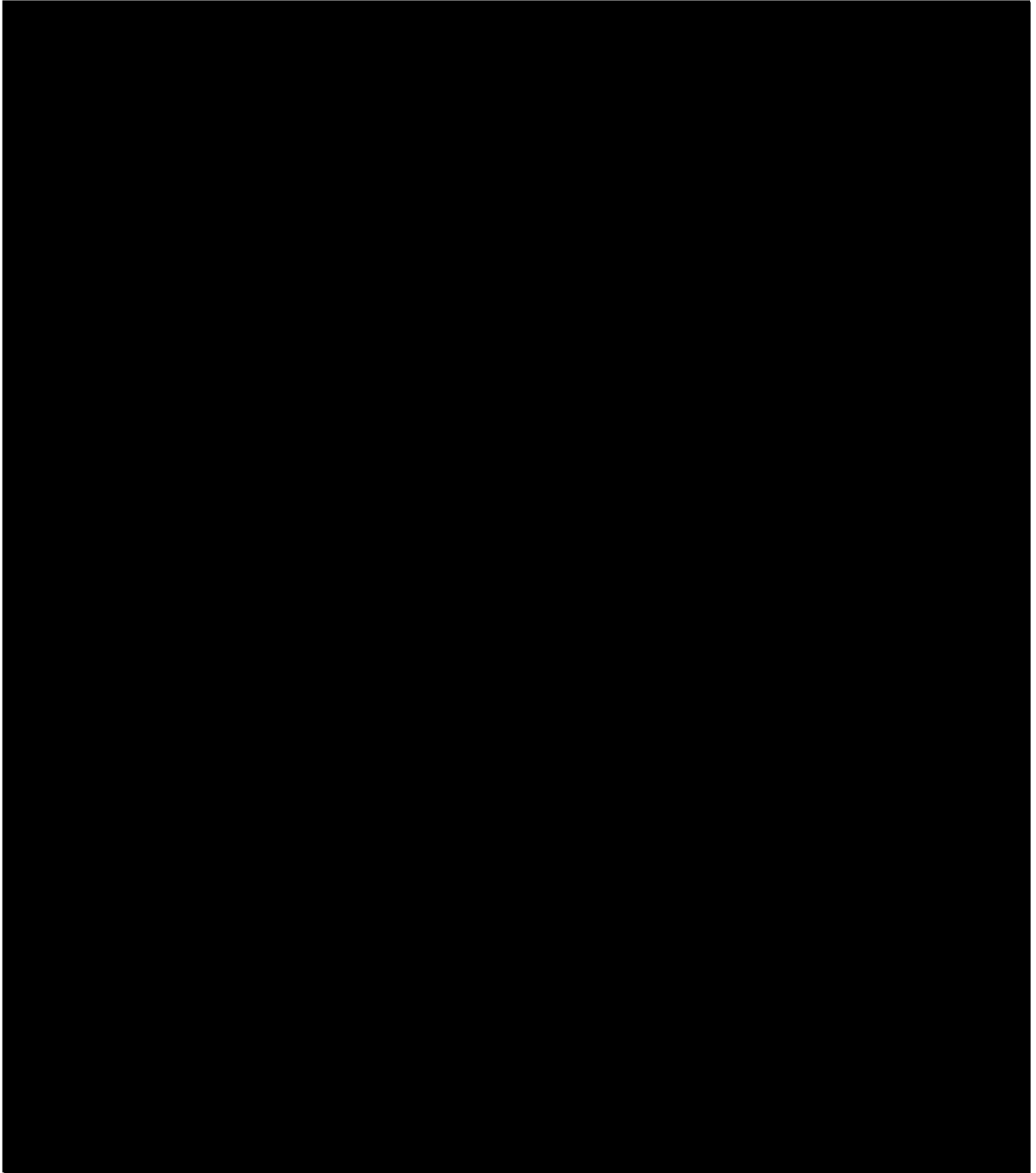
§ 11 Abs. 2 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA _{000,t}
	Summe Kosten bzw. Erlöse	

Satz 1, Nr. 1	gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten	
Satz 1, Nr. 2	Konzessionsabgaben	
Satz 1, Nr. 3	Betriebssteuern	
Satz 1, Nr. 4	erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen	
Satz 1, Nr. 5	Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Absatz 1 der Systemstabilitätsverordnung	
Satz 1, Nr. 6	genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, soweit sie dem Inhalt der Genehmigung nach durchgeführt wurden sowie in der Regulierungsperiode kostenwirksam sind und die Genehmigung nicht aufgehoben worden ist	
Satz 1, Nr. 6a	Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Absatz 2a ARegV	
Satz 1, Nr. 7	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Satz 1 Nr. 3 und Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes, soweit diese nicht nach Nummer 6 berücksichtigt werden und soweit die Kosten bei effizientem Netzbetrieb entstehen	
Satz 1, Nr. 8	vermeidene Netzentgelte im Sinne von § 18 der StromNEV, § 35 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 3 KWKG-G	
Satz 1, Nr. 8b	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Absatz 4 StromNEV	
Satz 1, Nr. 9	betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsteilungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind	
Satz 1, Nr. 10	im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalrätstätigkeit	
Satz 1, Nr. 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen	
Satz 1, Nr. 13	Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 und 4 I. V. m. Satz 2 StromNEV	
Satz 1, Nr. 14	dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 des Energieleitungsausbaugesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) in der jeweils geltenden Fassung	
Satz 1, Nr. 15	finanzieller Ausgleich nach § 17d Abs. 4 EnWG	

2016	2017	2018
------	------	------



Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen	2016	2017	2018
Satz 2, Nr. 1	Erlöse aus Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus nach Artikel 3 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003	[REDACTED]		
Satz 2, Nr. 2	Kosten oder Erlöse aus dem Engpassmanagement nach Art. 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder nach § 15 StromNZV, soweit diese entgeltmindernd nach Artikel 6 Abs. 6 Buchstabe c der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder § 15 Abs. 3 S. 1 StromNZV geltend gemacht werden			
Satz 2, Nr. 3	Kosten oder Erlöse für die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen, einschließlich lastseitige Beschaffung			
Satz 2 Sonstige	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Stromversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen			
Satz 4	Kosten oder Erlöse aufgrund einer freiwilligen Selbstverpflichtung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV			



Zwischendokumentation des Ausgangsniveaus, der Aufwands- und Vergleichsparameter

I.

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 Entstehensgrunde 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 beurteilungsrele-

vanten Kosten darlegt und diese dezidiert nachweist. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz 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 Erlösobergrenzen 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 Erlösobergrenzen 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 sind 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 Ausspeisungen 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 Aufwandsparemeter 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.

Mengenermittlung						
Ebene	Verlustenergie [kWh]	Basis [kWh]	Abweichung relativ	Vorgabe BNetzA relativ	genehmigte Abweichung relativ	Berechnungswert [kWh]
HöS						
HöS/HS						
HS						
HS/MS						
MS						
MS/NS						
NS						

Kostenermittlung			
Ebene	Berechnungswert [kWh]	Preis VNB [ct./kWh]	Kosten [EUR]
HöS			
HöS/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] ist gemindert um [REDACTED] mit [REDACTED] anzusetzen.

1.1.1.2. Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen

Unter den Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen sind Aufwendungen für den EEG- und den KWKG-Wälzungsmechanismus sowie die Entgelte für dezentrale 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 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.

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 vorgelegerte 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 vorgelegerte Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist seinerseits zur Zahlung des KWK-Zuschlags verpflichtet.

Differenzen, die aus Abgrenzungen im Jahresabschluss entstehen (periodenfremde Effekte), werden über die Aufwandsseite neutralisiert.

Der Netzbetreiber hat für Aufwendungen nach dem KWKG einen Betrag in Höhe von [REDACTED] angesetzt. Diesen Aufwendungen stehen Erlöse in Höhe von [REDACTED] entgegen. Die Differenz in Höhe von [REDACTED] wird wegen der vorgenannten Gründe eliminiert.

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 Letztver-

brauch (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 heranzuziehen.

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 Differenzbilanzkreis 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.

Die angegebene Kostenposition in Höhe von [REDACTED] ist aus diesen Gründen vollständig eliminiert worden. Der Netzbetreiber hat in Position 5.7.4. teilweise korrespondierende Erlöse ausgewiesen. Diese sind ebenfalls eliminiert worden.

1.1.1.5. Sonstiges

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 singularär 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 aus singularär genutzten Betriebsmitteln (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 Erlösobergrenze enthaltenen Ansätze sollen wertmäßig dem Betrag entsprechen, der dem Netzbetreiber vom vorgelagerten Netzbetreiber für die Vorhaltung und Inanspruchnahme von Netzreservekapazität in Rechnung gestellt wird. Der Netzbetreiber hat [REDACTED] versichert, dass es sich bei den geltend gemachten Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] gemäß § 6 Abs. 3 ARegV um eine Besonderheit des Geschäftsjahres 2011 handelt, da diese Aufwendungen bereits seit dem Jahr 2012 nicht mehr anfallen und auch zukünftig nicht mehr anfallen werden. Aus diesem Grund sind die Aufwendungen in voller Höhe gekürzt worden. Analog sind auch die Erlöse aus Netzreservekapazität gekürzt worden. 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°, 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 ist der eingereichte Verpächterbogen. Die genaueren Inhalte sind Abschnitt 6. zu entnehmen.

1.1.2.4. Aufwendungen für singulär genutzte Betriebsmittel

Nach § 19 Abs. 3 StromNEV wird für bestimmte Anschlusssituationen (singulär genutztes Betriebsmittel) ein gesondertes Entgelt definiert. Es handelt sich um ein singulär 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 ein nach den gesetzlichen Vorgaben zur Bestimmung eines „angemessenen Entgelts“ ermittelter Wert, festgelegt. Bei Aufwendungen für singulär 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.

Die angegebene Kostenposition in Höhe von [REDACTED] ist gemindert um [REDACTED] anzusetzen. Die Kürzung resultiert aus den durch die Bundesnetzagentur anhand des eingereichten Erhebungsbogens für den Dienstleister [REDACTED] ermittelten Netzkosten. Der Netzbetreiber hat für die Dienstleistungserbringung durch die [REDACTED] Dienstleistungsent-

gelte in Höhe von insgesamt [REDACTED] angesetzt und diesen Betrag in den Positionen 1.1.2.5. und 1.5.13. beim Netzbetreiber angesetzt. Von der insgesamt angesetzten Summe entfallen auf die Position 1.1.2.5. rund [REDACTED] (beantragte Dienstleistungsentgelte (gesamt) anteilig auf die beantragten Werte der einzelnen Positionen verteilt). Die anerkannten Kosten des Dienstleisters betragen [REDACTED]. Der zuvor ermittelte Anteil von rund [REDACTED] der gesamten Dienstleisterkosten in dieser Position ergibt anerkennungsfähige Netzkosten in Höhe von [REDACTED] aus der Dienstleistungserbringung für durch Dritte erbrachte Betriebsführung. Die Ermittlung der Kosten der Dienstleister ist aus Kapitel 6 zu entnehmen.

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.

1.1.2.7. Sonstiges

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 II Nr. 8 und III Nr. 7 HGB (Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung, z.B. Zuschüsse an Pensionskassen, Gratifikationen, Werkküchen, Werkwohnungen, 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 Unterstützungoder
- 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.

1.2.2. Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung

Kosten für soziale Abgaben bzw. Aufwendungen gem. § 275 Abs. 2 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, Werkküchen, Werkwohnungen, Unterstützungseinrichtungen, Ausgaben für kulturelle und sportliche Förderung der Belegschaftsmitglieder) zusammen.

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.

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 Effizienzgedanke verhindert jedoch die Übernahme jeglicher Aufwendungen in die Betrachtung.

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 festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen der öffentlichen Hand, der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und der Umlaufrendite 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 vorläufig 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 zu 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. Die sich somit aus den einzelnen Unterpositionen der Position „1.3. Zinsen und ähnliche Beträge“ ergebenden Kürzungsbeträge werden vereinfachend in der Position „1.3.3. gegenüber Kreditinstituten“ in Summe verbucht.

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 aufgenommen 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.

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, Gebüh-

ren 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 verallgemeinerungsfähige 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.

Der Netzbetreiber hat für Rechts- und Beratungskosten insgesamt einen Betrag in Höhe von [REDACTED] angesetzt.

Aus den vorgelegten Unterlagen ist ersichtlich, dass bei den Rechts- und Beratungsleistungen für das [REDACTED] [REDACTED] gebildet worden ist. Nach Ansicht der Beschlusskammer ist diese [REDACTED] allerdings den Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen (Position 1.5.11.) zuzuordnen. Dieser Betrag wird in die Position 1.5.11. umgebucht.

Insgesamt ergeben sich in der Position Rechts- und Beratungskosten, anerkannte Kosten in Höhe von [REDACTED]

1.5.7. Sponsoring, Werbung, Spenden

Der Netzbetreiber hat für Sponsoring, Werbung und Spenden insgesamt einen Betrag in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Die Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden sind nicht zu berücksichtigen.

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 beim assoziierten Vertrieb.

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

Der in dieser Position angesetzte Betrag in Höhe von [REDACTED] wird nicht anerkannt.

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.

Aus den von dem Netzbetreiber vorgelegten Unterlagen ist ersichtlich, dass in dieser Position Kosten in Höhe von insgesamt [REDACTED] geltend gemacht werden.





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.

Die Beschlusskammer hat die unter der Position 1.5.6. Rechts- und Beratungskosten ausgewiesene [REDACTED] in diese Position umgebucht.

Nach Ansicht der Beschlusskammer handelt es sich bei dieser Rückstellung jedoch um eine Besonderheit des Geschäftsjahres 2011 gem. § 6 Abs. 3 Satz 1 ARegV, die nicht repräsentativ für die zweite Regulierungsperiode ist. Aus diesem Grund hat die Beschlusskammer die angesetzten Kosten gefünftelt und somit gleichmäßig über die Dauer der zweiten Regulierungsperiode verteilt. Der umgebuchte Betrag wird um [REDACTED] herabgesetzt.

Insgesamt wird die Position 1.5.11. um die anerkennungsfähigen [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 macht unter der Position Sonstiges [REDACTED] geltend. Aus den Erläuterungen und den Erhebungsbögen gehen die Unterpositionen hervor. Von diesen sind die folgenden nicht, oder nicht in voller Höhe anzuerkennen. Die Kürzungsbestandteile sind im Folgenden erläutert:

[REDACTED]

Nach eigenen Angaben hat der Netzbetreiber hier fälschlicherweise [REDACTED] dem Strombereich zugeschlüsselt, obwohl dieser dem Gasbereich hätte zugeschlüsselt werden müssen. Der Netzbetreiber hat um Korrektur gebeten [REDACTED]

[REDACTED]

Der Netzbetreiber gibt im Bericht nach § 6 Abs. 1 ARegV in Verbindung mit § 28 StromNEV ab S. 57 an, dass aufgrund der Erweiterung der kleinen Netzgesellschaft eine umfassende Anpassung [REDACTED] notwendig geworden war und teilt

darüber hinaus mit, dass es in den Folgejahren ebenfalls zu Anpassungen dieser Größenordnung kommen wird. Nach Auffassung der Beschlusskammer handelt es sich dabei allerdings um einen Einmaleffekt und somit um eine Besonderheit des Geschäftsjahres gemäß § 6 Abs. 3 ARegV. Eine Anpassung aufgrund der Erweiterung einer Netzgesellschaft wird es nur lediglich bei einer erneuten Erweiterung wieder geben dürfen. Dafür spricht auch, dass der Netzbetreiber angibt, dass eine Anpassung nötig war. Die Kosten für die bleiben bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt.

Kaufmännische Dienstleistungserbringung durch

Die für die kaufmännische Dienstleistungserbringung angegebene Kostenposition in Höhe von ist gemindert um anzusetzen. Die Kürzung resultiert aus den durch die Bundesnetzagentur anhand des eingereichten Erhebungsbogens für den Dienstleister ermittelten Netzkosten. Der Netzbetreiber hat für die Dienstleistung Dienstleistungsentgelte in Höhe von insgesamt angesetzt und diesen Betrag in den Positionen 1.1.2.5. und 1.5.13. beim Pächter angesetzt. Von der insgesamt angesetzten Summe entfallen auf die Position 1.5.13. rund (beantragte Dienstleistungsentgelte (gesamt) anteilig auf die beantragten Wert der einzelnen Positionen verteilt). Die anerkannten Kosten des Dienstleisters betragen Der zuvor ermittelte Anteil von rund der gesamten Dienstleisternetzkosten in dieser Position ergibt anererkennungsfähige Netzkosten in Höhe von aus der Dienstleistungserbringung für kaufmännische Dienstleistungen. Die Ermittlung der Kosten der Dienstleister ist aus Kapitel 6 zu entnehmen.

Dienstleistungserbringung für Ablesung und Abrechnung

Die für die Dienstleistungserbringung für Ablesung und Abrechnung angegebene Kostenposition in Höhe von ist gemindert um mit anzusetzen. Die Kürzung resultiert aus den durch die Bundesnetzagentur anhand des eingereichten Erhebungsbogens für den Dienstleister ermittelten Kosten. Der Netzbetreiber hat für die Dienstleistung der Dienstleistungsentgelte in Höhe von insgesamt angesetzt und diesen Betrag in der Position 1.5.13. beim Pächter angesetzt. Die anerkannten Kosten des Dienstleisters betragen

Die Ermittlung der Kosten der Dienstleister ist aus Kapitel 6 zu entnehmen.

Insofern wird der insgesamt unter der Position „Sonstiges“ in Ansatz gebrachte Betrag um [REDACTED] herabgesetzt.

1.5.14. Im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit

Siehe unten Ziffer 7.

1.5.15. Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen

Siehe unten Ziffer 7.

1.5.16. Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen

Siehe unten Ziffer 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 der 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 Herstellungskosten 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 Kaufpreis 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 es, 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 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 [BK 8-07/202] 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 nachzuvollziehen 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 Netzzu- 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. Kalkulatorsich 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 Be-

wertungsmaßstäbe 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 Mineralölerzeugnisse) (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 Mineralölerzeugnisse) (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 Gegensatz 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 ($\text{Restnutzungsdauer}_i$) 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 $\text{AK/HK},i$ 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 Nutzungs-

dauer. 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:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{AK}/\text{HK}_i}{\text{ND}_i}$$

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 Verordnungsgeber 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; BTO/Elt) 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 BTO/Elt 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 Anlage 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
Netz Leipzig GmbH	

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

Anlagengruppen	Steuerliche Nutzungsdauern	Untergrenzen StromNEV	Obergrenzen StromNEV	Landesspezifische Nutzungsdauern
Kabel 220 kV	35	40	50	24

Kabel 110 kV	35	40	50	24
Kabel Mittelspannungsnetz	35	40	45	24
Kabel 1 kV	25	40	45	24
Kabel Abnehmeranschlüsse	25	35	45	24
Freileitungen 110-380kV	35	40	50	24
Freileitungen Mittelspannungsnetz	30	30	40	24
Freileitungen 1 kV	30	30	40	24
Freileitungen Abnehmeranschlüsse	30	30	35	24
Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	20	35	45	24
Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	20	25	30	24
Sonstiges	20	20	30	24
380/220/110/30/10 kV-Stationen	25	25	35	24
Hauptverteilerstationen	20	25	35	24
Ortsnetzstationen	20	30	40	24
Kundenstationen	20	30	40	24
Stationsgebäude	20	30	50	24
Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	20	25	30	24
ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Aussenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	20	25	30	24
Schaltanlagen	20	30	35	24
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	20	25	30	24
Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	20	30	35	24
Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	15	20	25	24
Fernsprechleitungen	10	30	40	24
Fahrbare Stromaggregate	15	15	25	24
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	12	25	35	12
Betriebsgebäude	50	50	60	50
Verwaltungsgebäude	50	60	70	50

Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	10	8	10	10
Werkzeuge/ Geräte	10	14	18	10
Lagereinrichtung	10	14	25	10
Hardware	3	4	8	3
Software	3	3	5	3
Leichtfahrzeuge	5	5	5	5
Schwerfahrzeuge	7	8	8	7

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 Jahresabschreibung 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. Kalkulatorischen 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
=	<u>Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)</u>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Abzugskapital
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)</u>

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 Altanlagen 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. Dass heißt, bei der i. S. d. §§ 4 ff. StromNEV zu erstellenden kalkulatorischen Rechnung ist 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 Abzugskapitals 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 Kostenpo-

sition 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 Effizienzgesichtspunkten 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

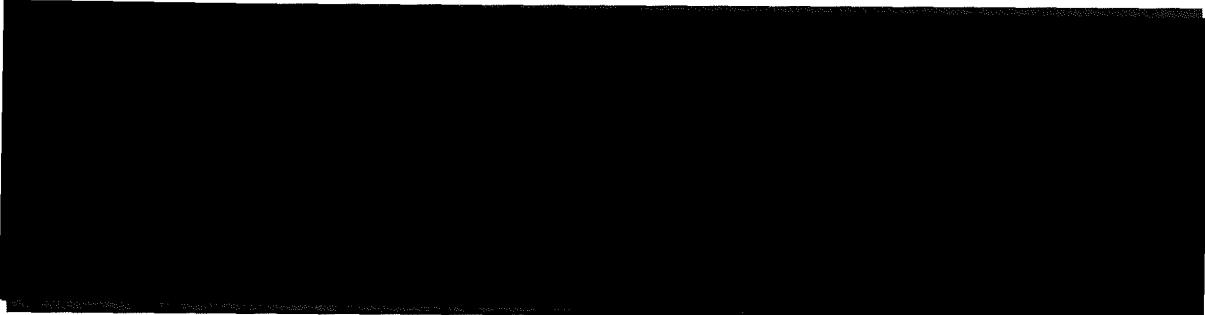
Finanzanlagen sind im Rahmen der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht mit dem in der Bilanz ausgewiesenen Wert in Ansatz zu bringen. Finanzanlagen sind vielmehr nur berücksichtigungsfähig, wenn diese für den Betrieb des Netzes notwendig sind, § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV. Der 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.

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.



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

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 abzugfähigen 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 StromNEV 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:

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 eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen 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>
=	<i><u>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</u></i>
-	<i>Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil</i>
-	<i>Abzugskapital</i>
-	<i>Verzinsliches Fremdkapital</i>
=	<i><u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</u></i>

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 SAV_{neu}) 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 (SAV_{alt} und SAV_{neu}).

	<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 %) + Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV (min. 60 %) + Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu historischen AK/HK]</i>
=	<u><i>Anteil SAV_{neu}</i></u>

Der Anteil der Altanlagen am Sachanlagevermögen (Anteil SAV_{alt}) ergibt sich aus der Differenz zwischen 100 % und dem Anteil des Sachanlagevermögens der Neuanlagen (Anteil SAV_{neu}).

Der Anteil der Neuanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 2**.

Der Anteil der 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“. ¹ 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	

¹ 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

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.

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 Vermö-

genswerte 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.