



## Beschlusskammer 8

- für die Landesregulierungsbehörde -

Aktenzeichen: BK8-17/3164-11

### Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 4 Abs. 1 und 2, § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 5 ARegV

wegen **Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode Strom (2019 bis 2023)**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, in Wahrnehmung der Aufgaben für das Land Brandenburg,

durch den Vorsitzenden	Karsten Bourwieg,
den Beisitzer	Wolfgang Wetzl
und den Beisitzer	Stefan Albrecht,

gegenüber der Netzgesellschaft Frankfurt (Oder) mbH, Karl-Marx-Straße 195, 15230 Frankfurt, vertreten durch die Geschäftsführung

- **Netzbetreiber** -

am 07.05.2019 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2019 bis zum 31.12.2023 gemäß **Anlage 1** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Die Beschlusskammer wird den vorliegenden Beschluss, ungeachtet einer zwischenzeitlich eintretenden Bestandskraft, hinsichtlich der zugrunde gelegten Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen anpassen, wenn
  - a. der Netzbetreiber Beschwerde gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen vom 05.10.2016 (BK4-16-160) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und
  - b. der Beschluss BK4-16-160 gegenüber dem Netzbetreiber entweder durch eine rechtskräftige Entscheidung oder von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur aufgehoben und in der Weise abgeändert wird, dass andere Zinssätze festgelegt werden, als dies im ursprünglichen Beschluss BK4-16-160 vorgesehen war.
3. Die Beschlusskammer wird den vorliegenden Beschluss, ungeachtet einer zwischenzeitlich eintretenden Bestandskraft, hinsichtlich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anpassen, wenn
  - a. der Netzbetreiber Beschwerde gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors vom 28.11.2018 (BK4-18-056) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und
  - b. der Beschluss BK4-18-056 gegenüber dem Netzbetreiber entweder durch eine rechtskräftige Entscheidung oder von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur aufgehoben und in der Weise abgeändert wird, dass ein anderer genereller sektoraler Produktivitätsfaktor festgelegt wird, als dies im ursprünglichen Beschluss BK4-18-056 vorgesehen war.
4. Hinsichtlich der Kosten ergeht eine gesonderte Entscheidung.

## Gründe

### I.

Die Beschlusskammer hat mit Schreiben vom 26.05.2017 gemäß § 2 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet.

#### **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.

Die von der Beschlusskammer geprüften Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 20.12.2017 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 30.01.2018 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen.

Zudem hatte der Netzbetreiber die Möglichkeit, die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV anzugeben.

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber die Aufwandsparemeter (dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile und Vergleichbarkeitsrechnung) mit Schreiben vom 21.05.2018 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 18.06.2018 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen.

#### **2. Ermittlung von Vergleichsparemetern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV**

Um die Ermittlung von Vergleichsparemetern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, hat die Bundesnetzagentur mit den Festlegungen BK8-17/0002-A und BK8-17/0010-A eine Strukturdatenabfrage bei allen Verteilernetznetzbetreibern vorgenommen, die in der dritten Regulierungsperiode nicht am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 4 S. 3 ARegV teilnehmen. Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Die Netzbetreiber wurden im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder nicht plausibler Daten aufgefordert, diese zu erläutern und, sofern eine Berichtigung der Daten erforderlich war, die korrigierten Daten zu übermitteln.

Allen Netzbetreibern, die am Effizienzvergleich teilnehmen, wurden im Zeitraum vom 18.06.2018 bis zum 24.09.2018 Datenquittungen zur Hauptdatenerhebung (BK8-17/0002A) sowie im Zeitraum vom 04.06.2018 bis zum 05.09.2018 Datenquittungen zur ergänzenden Datenerhebung (BK8-17/0010-A) übermittelt. Darüber hinaus wurden diesen Netzbetreibern im Zeitraum vom 19.02.2018 bis zum 18.06.2018 Datenquittungen zu den Versorgungsgebieten der Netzbetreiber bzw. vom 29.06.2018 bis zum 21.09.2018 Datenquittungen zu den durch die Bundesnetzagentur errechneten gebietsstrukturellen Daten übermittelt.

Dabei wurde den Netzbetreibern jeweils unter Fristsetzung letztmalig die Möglichkeit eingeräumt, die gemeldeten Strukturparameter aus der entsprechende Datenerhebung zu prüfen und gegebenenfalls Änderungsbedarf anzumelden. Sofern kein Änderungsbedarf bestand, sollte innerhalb der gesetzten Frist die Richtigkeit der Daten bestätigt werden.

Im Anschluss erfolgte am 26.09.2018 die Übermittlung der finalen Strukturparameter sowie am 27.11.2018 die Übermittlung der Aufwandsparameter an das Gutachterkonsortium für die Modellbestimmung im Rahmen des Effizienzvergleichs, so dass insoweit keine Änderungen an den Parametern mehr berücksichtigt wurden.

Nach der Übermittlung an das Gutachterkonsortium kam es in einigen wenigen Fällen zu Änderungen von Aufwands- und Strukturparametern, die jedoch keine Neuberechnung des Effizienzvergleichs zur Folge hatten.

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

Das Gutachterkonsortium SWISS-ECONOMICS SE AG, SUMICSID AB, IAEW, RWTH Aachen K. ö. R. hat auf Grundlage der erhobenen Daten ein Effizienzvergleichsmodell entwickelt. Am 25.07.2018 fand 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 32 Stellungnahmen eingegangen.

In den Stellungnahmen wurde insbesondere vorgetragen, dass das zu wählende Effizienzvergleichsmodell die Heterogenität der Netzbetreiber berücksichtigen müsse. Dies könnten kompakte Effizienzvergleichsmodelle mit relativ wenigen Parametern nicht gewährleisten. Auch spiegle das zunehmende Ausmaß dezentraler Erzeugung die gestiegene Heteroge-

nität der Versorgungsaufgaben wieder. Die ausreichende Berücksichtigung der Heterogenität könne nur durch entsprechende Vergleichsparameter und eine sachgerechte Ausgestaltung der Ausreißeranalyse gewährleistet werden.

Hinsichtlich der Ausreißeranalyse wurde vorgetragen, dass die Anwendung der Dominanzanalyse im Rahmen der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA) aus methodischer Sicht nicht vertretbar sei. Weiterhin müsse die Supereffizienzanalyse mehrfach durchgeführt werden, damit verdeckte Ausreißer wirkungsvoll eliminiert werden könnten und keine übermäßigen Effizienzvorgaben resultierten. Außerdem solle eine vorgelagerte Ausreißeranalyse durchgeführt werden, so dass sichergestellt sei, dass nur strukturell vergleichbare Netzbetreiber miteinander verglichen würden.

Hinsichtlich der Auswahl geeigneter Vergleichsparameter wurde vorgetragen, dass bei der Berücksichtigung der dezentralen Erzeugung nicht nur auf Wind und Solaranlagen abgestellt werden dürfe, sondern auch Fernwärme und KWKG-Anlagen berücksichtigt werden müssten, um alle Facetten der dezentralen Erzeugung zu berücksichtigen. Auch müssten die unterschiedlichen Kosten beim Bau und Betrieb von Leitungen adäquat berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wäre eine Aggregation der Leitungslängen über mehrere Spannungsebenen hinweg nicht sachgerecht.

Auch wurde vermehrt gefordert, dass in der DEA und der Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA) andere Vergleichsparameter verwendet werden könnten, da dies zu einer sachgerechteren Umsetzung des Effizienzvergleichs führe.

Im Hinblick auf allgemeine methodische Fragestellungen wurde vorgetragen, dass die Bundesnetzagentur und das Beraterkonsortium bei der Auswahl der Vergleichsparameter die statistischen Ergebnisse nicht zu stark in den Vordergrund rücken sollten. Vergleichsparameter könnten auch dann in Effizienzvergleichsmodell aufgenommen werden, wenn sie keine statistische Signifikanz aufweisen, solange sie aus ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen plausibel erscheinen. Auch solle das Problem der Multikollinearität nicht überbewertet werden.

#### **4. Anhörung**

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 10.12.2018 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Gelegenheit gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer, die auch die Entscheidung zum Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV beinhaltet, zu äußern.

In diesem Schreiben wurde gleichzeitig die Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum Ablauf von drei Wochen nach Veröffentlichung des Gutachtens zum Effizienzvergleich (Anlage 8) eingeräumt. Die Veröffentlichung des Gutachtens erfolgte am 21.12.2018. Mit Veröffentlichung des Gutachtens wurde die Frist zur Stellungnahme bezüglich der Anhörungen der Erlösobergrenzen einheitlich auf den 25.01.2019 gesetzt bzw. verlängert. Aufgrund der Durchführung des Effizienzvergleichs auch für Netzbetreiber in Landeszuständigkeit handelt es sich hierbei um eine einheitliche Frist für Stellungnahmen bezüglich des Effizienzvergleichs. Individuelle Anhörungen der Erlösobergrenzen (etwa von Netzbetreibern in Landeszuständigkeit zu Gesichtspunkten außerhalb des Effizienzvergleichs) können mit anderen Anhörungsfristen versehen worden sein.

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 24.01.2019 Stellung genommen.

In zwei Fällen haben Netzbetreiber nach der Bestimmung des Modells für den Effizienzvergleich und auch erst nach Ablauf der Anhörungsfrist für den Effizienzvergleich einen Korrekturbedarf bei einem Strukturparameter angemeldet. Dieser sei in einem Punkt auf Grund eines Versehens zu gering gemeldet worden.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

## II.

### 1. **Zuständigkeit**

Zuständige Regulierungsbehörde ist gemäß § 54 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörde.

Die Bundesnetzagentur handelt in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Brandenburg gemäß dem „Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Brandenburg über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ vom 27.11./09.12.2013 (Bekanntmachung ABl. Brandenburg Nr. 16/25 vom 17.03.2014, in Kraft seit dem 18.03.2014) i.V.m. dem Gesetz zum Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Brandenburg über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz vom 14.03.2014 (Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg Nr. 16/25 vom 17.03.2014).

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 dritte Regulierungsperiode Strom erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 4 Abs. 1 und 2 und § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV.

Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt durch Festlegung nach § 4 Abs. 2 S. 1, § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Die dritte Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der dritten Regulierungsperiode Strom (2019 bis 2023) ergeben sich aus **Anlage 1**.

Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgte für die dritte Regulierungsperiode gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left( KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen wurde das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV bestimmt. Darauf basierend wurden in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenteile ( $KA_{dnb,t}$ ) nach § 11 Abs. 2 ARegV, die vorübergehend nicht beeinflussbaren ( $KA_{vnb,o}$ ) nach § 11 Abs. 3 ARegV und die beeinflussbaren Kostenteile ( $KA_{b,o}$ ) nach § 11 Abs. 4 ARegV ermittelt. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kostenteile über die dritte Regulierungsperiode ist sodann der Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) gemäß § 16 Abs. 1 ARegV bestimmt worden. Zudem sind der Effizienzbonus ( $B_0 / T$ ) nach § 12a ARegV und der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt ( $PF_t$ ) bereinigte allgemeine Geldwertentwicklung ( $VPI_t / VPI_0$ ) nach §§ 8 und 9 ARegV ermittelt worden. Nach § 6 Abs. 3 ARegV wurde überdies der Kapitalkostenabschlag ermittelt ( $KK_{ab}$ ).

Die weiteren Bestandteile der sog. Regulierungsformel, also der Kapitalkostenaufschlag ( $KKA_t$ ) nach § 10a ARegV, das Qualitätselement ( $Q_t$ ) nach §§ 18 ff. ARegV, die volatilen Kostenteile ( $VK_t - VK_0$ ) nach § 11 Abs. 5 ARegV sowie die Zu- oder Abschläge aus dem Regulierungskonto ( $S_t$ ) nach § 5 Abs. 3 ARegV sind Gegenstand gesonderter Verfahren.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und der für die dritte Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen Erlösbergrenzen des Netzbetreibers findet sich in **Anlage 1**.

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

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

Die Kostenprüfung erfolgte nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr (2017) vor Beginn der Regulierungsperiode (01.01.2019) 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 2016.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2016 ergibt sich für den Netzbetreiber aus der **Anlage Aufwandparameter** und den dort benannten Anlagen.

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

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

Auf Grundlage der vom Netzbetreiber übermittelten 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 Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ist der Anlage Aufwandparameter und der dazugehörigen Anlage 5 zu entnehmen.

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

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Kalenderjahres der Regulierungsperiode ( $KA_{vnb,t}$ ) 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:

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

Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile des jeweiligen Kalenderjahres der Regulierungsperiode sind **Anlage 1** zu entnehmen.

#### 2.3.1 Kapitalkostenabzug gemäß § 6 Abs. 3 ARegV

Der Kapitalkostenabzug gemäß § 6 Abs. 3 ARegV dient dazu, das zeitliche Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Anlagegüter und damit auch das Absinken der Kosten des Netzbetreibers für Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer sowie für Fremdkapitalzinsen (Kapitalkosten) nachzufahren. Dadurch wird berücksichtigt, dass aus sinkenden Restbuchwerten sinkende Kapitalkosten resultieren. Haben die Restbuchwerte den Wert Null erreicht, werden künftig auch keine Kapitalkosten mehr berücksichtigt. Damit entfällt der finanzielle Sockel, der in früheren Regulierungsperioden dem Ausgleich des Zeitverzugs bis zur Berücksichtigung der Kapitalkosten aus Neuinvestitionen diente. Investitionskosten können zukünftig ohne Zeitverzug über das Instrument des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV zurückverdient werden. Der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV entfällt ab der dritten Regulierungsperiode (§ 34 Abs. 7 S. 1 ARegV).

Nach § 6 Abs. 3 ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde für jedes Jahr der Regulierungsperiode den Kapitalkostenabzug. Kapitalkosten im Sinne des Kapitalkostenabzugs sind die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwandes für Fremdkapitalzinsen. Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau enthaltenen Kapitalkosten im Basisjahr abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode. Die fortgeführten Kapitalkosten werden unter Berücksichtigung der im Zeitablauf sinkenden kalkulatorischen Restbuchwerte der betriebsnotwendigen Anlagegüter des Ausgangsniveaus sowie der im Zeitablauf sinkenden Werte der hierauf entfallenden Netzananschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse ermittelt. Bei der Bestimmung des jährlichen Kapitalkostenabzugs werden Kapitalkosten aus Investitionen nach dem Basisjahr

nicht berücksichtigt. Aus dem Basisjahrbezug folgt aber auch, dass bei der Fortschreibung der Kapitalkosten etwaige Veränderungen der Tagesneuwerte unberücksichtigt bleiben (vgl. Anlage 2a (zu § 6), Abs. 4 Nr. 2 a.E.).

In der dritten Regulierungsperiode findet gemäß § 34 Abs. 5 ARegV übergangsweise kein Abzug von Kapitalkosten statt, die aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagengüter resultieren, die erstmals zwischen dem 01.01.2007 und dem 31.12.2016 aktiviert wurden, sofern es sich nicht um von der Bundesnetzagentur genehmigte Investitionsmaßnahmen handelt. Dies betrifft das Sachanlagevermögen, Grundstücke und immaterielle Vermögensgegenstände. Dem entsprechend werden auch die Restwerte der in diesem Zeitraum erstmalig passivierten Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge bei der Berechnung des Kapitalkostenabzugs nicht weiter aufgelöst. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass § 34 Abs. 5 S. 1 ARegV die Anwendbarkeit des § 6 Abs. 3 in Gänze ausschließt. Überdies handelt es sich bei den Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen sachlich ebenfalls um Kapitalkostenbestandteile (vgl. § 6 Abs. 3 S. 4 ARegV). Es entspricht dem Sinn und Zweck der Übergangsregelung, die Kapitalkosteneffekte von Neuinvestitionen vollumfänglich vom Kapitalkostenabzug auszunehmen, eine Ungleichbehandlung positiver und negativer Kostenbestandteile wäre ökonomisch nicht begründbar. Die Restwerte von Sachanlagevermögen, Grundstücken, immateriellen Vermögensgegenständen, Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen, die aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagengüter resultieren, die erstmals zwischen dem 01.01.2007 und dem 31.12.2016 aktiviert wurden, werden für die Zwecke des Kapitalkostenabzugs daher als unveränderlich betrachtet. Dies gilt gemäß § 34 Abs. 5 S. 2 ARegV nicht bei Investitionen, für die eine Investitionsmaßnahme nach § 23 Absatz 6 oder Absatz 7 durch die Regulierungsbehörde genehmigt wurde.

Auch die Anlagen im Bau werden nicht als Bestandteil des Übergangssockels betrachtet, da diese gerade noch keine abgeschlossenen Investitionen des Jahres 2016 darstellen. Letztlich werden die Anlagen im Bau in ihrer jeweiligen tatsächlichen Höhe aber über den Kapitalkostenaufschlag (§ 10a ARegV) berücksichtigt.

Nach Anlage 2a zur ARegV erfolgt die Ermittlung des Kapitalkostenabzugs eines Jahres der Regulierungsperiode anhand der folgenden Formel:

$$KKAb_t = KK_0 - KK_t$$

Die Ermittlung der Kapitalkosten im Basisjahr erfolgt auf der Grundlage des Bestands betriebsnotwendiger Anlagengüter des Ausgangsniveaus anhand folgender Formel:

$$KK_0 = AB_0 + EKZ_0 + GewSt_0 + FKZ_0$$

Die Ermittlung der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode erfolgt auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus anhand folgender Formel:

$$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t$$

Bezugsgröße für die Ermittlung der Kapitalkosten sind demnach das Sachanlagevermögen und das immaterielle Vermögen einschließlich der Anlagen im Bau. Anlagen im Bau werden im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode jedoch grundsätzlich mit Null angesetzt, da davon auszugehen ist, dass sie zu diesem Zeitpunkt nicht mehr als solche vorhanden sind, sondern durch Anlagegüter im Sachanlagevermögen ersetzt wurden. Soweit sich Anlagen im Bau, die im Basisjahr in der Bilanz vorhanden waren, in der dritten Regulierungsperiode noch immer im Bau befinden, sind sie im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags erneut geltend zu machen.

Die kalkulatorischen Abschreibungen werden gem. § 6 StromNEV und die kalkulatorischen Restwerte der Sachanlagen des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 3 StromNEV ermittelt, wobei die Fremd- bzw. Eigenkapitalquote des Ausgangsniveaus im Jahr 2016 angewendet wird. Der Bewertungszeitpunkt für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen zu Tagesneuwerten ist das Jahr 2016. Die Bilanzwerte des übrigen betriebsnotwendigen Vermögens werden im Verhältnis der Bilanzwerte nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV und dem betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 StromNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2016 angewandt. Die Werte der erhaltenen Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten werden gem. § 7 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 StromNEV ermittelt. Das übrige Abzugskapital wird im Verhältnis des Abzugskapitals nach § 7 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 bis 3 und 5 StromNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 StromNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2016 angewandt. Das verzinsliche Fremdkapital wird im Verhältnis des verzinslichen Fremdkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 StromNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2016 angewandt. Das betriebsnotwendige Eigenkapital wird nach § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV ermittelt und nach § 7 Abs. 3 StromNEV aufgeteilt.

Für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung werden die Zinssätze aus dem Beschluss BK4-16/160 angewandt. Die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer erfolgt nach § 8 StromNEV. Der Fremdkapitalzinsaufwand ergibt sich als Produkt aus den Fremdkapitalzinsen des Jahres 2016 (Position 1.3.) und dem Verhältnis aus dem

betriebsnotwendigen Vermögen des jeweiligen Jahres der dritten Regulierungsperiode und dem betriebsnotwendigen Vermögen des Jahres 2016. Unter Fremdkapitalzinsen werden dabei nicht nur Darlehenszinsen, sondern alle Zinsen und ähnlichen Aufwendungen verstanden (bspw. auch Zinszuführungen zu Rückstellungen), da alle Arten von Zinsen aus Fremdkapital des Netzbetriebs resultieren und somit im wirtschaftlichen Ergebnis der Fremdfinanzierung von betriebsnotwendigem Vermögen dienen.

Fremdkapitalzinsen werden ohne dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile angesetzt.

Der Kapitalkostenabzug wird für den Netzbetreiber und ggf. für jeden Verpächter separat errechnet. Der Gesamtabzug ergibt sich aus der Addition aller Einzelabzüge.

Der **Anlage 10** lassen sich die Auswirkungen des Kapitalkostenabzugs beim Netzbetreiber ohne Berücksichtigung zukünftiger Kapitalkostenaufschläge während der dritten Regulierungsperiode entnehmen.

### **2.3.2 Effizienzwertermittlung 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 dritten 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 aufgrund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche Änderungen des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus, so bleibt der Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt (§ 12 Abs. 1 S. 3 ARegV).

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs zeigt dem Netzbetreiber seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern. 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.

### **2.3.2.1 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 der Kostentreiberanalyse ein sogenanntes „doppeltes duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandparameter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV), jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen (DEA und SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 ARegV ermittelten Vergleichsparameter blieben dabei jeweils unverändert.

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

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

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

Die Effizienzvergleiche werden getrennt für Strom- und Gasverteilernetze durchgeführt (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller

Netzebenen des Netzbetreibers. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Netzebenen (Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV).

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 (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 § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-four“ gemäß § 12 Abs. 3 und 4a ARegV wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt. Darüber hinaus wird neben der ökonometrischen Ausreißeranalyse, die der Eliminierung von außergewöhnlichen Datensätzen dient, eine äußerst großzügige Ausreißerbestimmung und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass insoweit im Effizienzvergleich insgesamt bereits faktisch keine Orientierung am sog. Frontierunternehmen mehr erfolgt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem ist nach § 12 Abs. 4 S. 1 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).

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 - anders als zur 2. Regulierungsperiode - konstante Skalenerträge (constant returns to scale - crs) zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV in der Fassung vom 14.9.2016).

Die SFA ist eine parametrische, stochastische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion unterstellt. Dabei werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Bei Durchführung der SFA wurden ebenfalls konstante Skalenerträge (constant returns to scale - crs) unterstellt.

### **2.3.2.2 Datengrundlage des Effizienzvergleichs**

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparemeter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 198 Verteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

Im Vorfeld der Konsultation am 25. Juli 2018 erfolgte eine Veröffentlichung der Aufwands- und Strukturparameter am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber auf der Internetseite der Bundesnetzagentur. In dieser ersten Veröffentlichung waren die Daten von 26 Netzbetreibern nicht enthalten, die einen Antrag auf einstweiligen Rechtsschutz gestellt bzw. sich in anderen gerichtlichen Verfahren gegen die Veröffentlichung ihrer Daten gewandt haben. Nach Beendigung der einstweiligen Verfahren konnten die Datensätze von 24 Netzbetreibern entschwärzt werden.

Die Veröffentlichung diente als Unterstützung der umfassenden Sachdiskussion mit den betroffenen Wirtschaftskreisen bei der dem Effizienzvergleich zugrundeliegenden Modellfindung bzw. Auswahl der Vergleichsparameter im Rahmen der Kostentreiberanalyse.

Ein Netzbetreiber wurde aufgrund einer nachträglichen Genehmigung nach § 24 ARegV aus dem Effizienzvergleich wieder ausgeschlossen.

Der Effizienzvergleich wurde mit den Aufwands- und Strukturparametern durchgeführt, die dem Datenbestand zum 26.09.2018 für die Strukturparameter bzw. zum 27.11.2018 für die Aufwandsparameter entsprechen, welcher dem Gutachterkonsortium zur Modellfindung übermittelt wurde. Die Kammer hat in keinem Fall Korrekturen am Datenbestand für die gesamthafte Modellbestimmung oder für die daran anschließende Berechnung von individuellen Effizienzwerten berücksichtigt.

In Ausübung des Regulierungsermessens, welches der Bundesnetzagentur bei der äußerst komplexen Durchführung eines verfahrensübergreifenden Effizienzvergleichs zusteht, ist die Behörde nach Erhebung und Plausibilisierung der Strukturdaten sowie der Bestimmung der Aufwandsparameter gehalten, den Prozess zur Modellfindung basierend auf ebendiesen Daten einzuleiten. Hierbei wurde den Netzbetreibern im Vorfeld mit entsprechenden Mitteilungen und Datenquittungen eine hinreichende Möglichkeit gewährt, korrekte Strukturparameter zu melden sowie sich zu den von der Bundesnetzagentur berechneten Vergleichsparametern und ermittelten Aufwandsparametern zu äußern und etwaige Fehler zu korrigieren. Die Beschlusskammer konnte davon ausgehen, dass die Unternehmen angesichts der dritten Durchführung des Effizienzvergleichs Strom bzw. des - unter Einbezug des Effizienzvergleichs Gas – sechsten Effizienzvergleichsverfahrens ein Grundverständnis von den Abläufen und der Bedeutung der Datenqualität haben.

Daher sind die Netzbetreiber mit Einwendungen zu den für sie jeweils herangezogenen Vergleichsparametern jedenfalls nach dem Abschluss der Anhörung zum Effizienzvergleich ausgeschlossen. Ein Ausschluss ließe sich bereits mit Ablauf der Rückmeldefristen in den entsprechenden Datenquittungen rechtfertigen. Dies wurde auch vom Bundesgerichtshof bestätigt. Netzbetreiber müssten sich im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an ihren eigenen Angaben grundsätzlich festhalten lassen (BGH, Beschluss vom 21.01.2014, EnVR 12/12, juris, Rn. 123).

Die Beschlusskammer hat die einzelnen Datenänderungen geprüft und dabei etwaige Auswirkungen auf die gesamthafte Modellbestimmung und Effizienzwertberechnung erörtert. Da es sich um punktuelle, nicht gravierende Datenänderungen handelt, ergeben sich hieraus keine Anhaltspunkte dafür, dass neue Fristen für Datenmeldungen gesetzt werden und der Effizienzvergleich erneut durchgeführt werden müsste. Denn fehlerhafte Einzeldaten können sich im Prozess des Effizienzvergleichs immer einstellen und wirken sich angesichts der Breite der Datengrundlage in der Regel nicht in nennenswertem Umfang auf das Ergebnis aus (vgl. BGH, Beschluss vom 21.01.2014, EnVR 12/12, juris, Rn. 85).

Darüber hinaus ist auch ein für einen einzelnen Netzbetreiber ermittelter Effizienzwert nicht schon dann fehlerhaft, wenn er auf fehlerhaften Angaben des Netzbetreibers selbst zu den für den Effizienzvergleich relevanten Parametern beruht (BGH, Beschluss vom 21.01.2014, EnVR 12/12, juris, Rn. 122). Im Umkehrschluss muss dies erst Recht gelten, wenn es sich nicht um Fehlangaben des Netzbetreibers selbst handelt, sondern lediglich ein Dritter Netzbetreiber Fehlangaben geleistet hat.

Es bestehen schließlich keine Anhaltspunkte dafür, dass sich die Datengrundlage insgesamt als untauglich für die Durchführung eines Effizienzvergleichs erwiesen hat. Im Gegenteil sprechen die nur minimalen, geltend gemachten Änderungen bei den Aufwands- und Strukturparametern vor dem Hintergrund der Größe des übrigen Datensatzes für eine hinreichend genaue Datengrundlage. Vorliegend ist auch keine Fallkonstellation gegeben, in der sich die Fehlmeldung von Strukturparametern eines Netzbetreibers erheblich auf die Effizienzwerte zu Gunsten des betroffenen Netzbetreibers selbst oder zu Lasten anderer Netzbetreiber auswirkt und deswegen eine andere Betrachtungsweise geboten sein könnte.

Durch die umfassende Plausibilisierung der Strukturdaten erfolgte zudem ein Verfahrensschritt, der von Rechts wegen nicht zwingend ist und eine Datenqualität sogar über dem erforderlichen Maß gewährleistet. So ist ein System zur Sanktionierung unzutreffender Angaben oder eine umfassende Überprüfung der Angaben durch die Bundesnetzagentur oder durch Dritte in der Anreizregulierungsverordnung an sich nicht vorgesehen (vgl. BGH, Beschluss vom 21.01.2014, EnVR 12/12, juris, Rn. 84).

#### **2.3.2.2.1 Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV**

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

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

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

### 2.3.2.2.3 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 ausgeschlossen 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 Aufwandparameter** und der dazugehörigen **Anlage 6** dargestellt.

### 2.3.2.3 Vergleichsparameter nach § 13 ARegV

Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe des § 13 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.

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 insbesondere sein

1. die Anzahl der Anschlusspunkte oder der Zählpunkte in Stromversorgungsnetzen und der Ausspeisepunkte oder der Messstellen in Gasversorgungsnetzen,
2. die Fläche des versorgten Gebietes,

3. die Leitungslänge,
4. die Jahresarbeit,
5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast,
6. die dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie oder
7. die Maßnahmen, die der volkswirtschaftlich effizienten Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere von dezentralen Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Windanlagen an Land und solarer Strahlungsenergie dienen.

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.

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 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.

Die ausgewählten Vergleichsparameter werden für beide unter 2.3.2.1. dargestellten Methoden gleich verwendet. Eine getrennte Vergleichsparameterauswahl, wie sie teilweise in den Stellungnahmen zur Konsultation gefordert wurde, entspricht nicht der Systematik der ARegV. Diese beschreibt in § 13 ARegV die Auswahl und Bildung der Parameter unabhängig von den in Anlage 3 zu § 12 ARegV beschriebenen Methoden. Dies war in den vergangenen Regulierungsperioden insbesondere vor dem Hintergrund der Pflichtparameter auch

nicht möglich. Eine explizite Änderung des Vorgehens ist aus dem Verordnungstext sowie aus den Verordnungsbegründungen nicht ersichtlich.

Die erhobenen Strukturdaten wurden zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. Als dann wurden in einem zweiten Schritt aus diesen plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt.

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

Die Bundesnetzagentur hat folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

- Stromkreislänge Kabel HS
- Stromkreislänge Freileitung HS
- Netzlänge MS (Kabel + Freileitung)
- Netzlänge NS (Kabel + Freileitung inkl. Hausanschlussleitungen und Straßenbeleuchtung)
- Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS
- Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS
- Summe der installierten Erzeugungsleistung der Ebenen HoeS, HoeS/HS, HS und HS/MS
- Summe der installierten Erzeugungsleistung der Ebenen MS, MS/NS und NS
- Anzahl der Messstellen über alle Spannungsebenen

Im Folgenden werden die verwendeten Vergleichsparameter erläutert:

Die Vergleichsparameter „Stromkreislänge Kabel HS“, „Stromkreislänge Freileitung HS“, „Netzlänge MS“ und „Netzlänge NS“ dienen der nach Spannungsebenen disaggregierten Abbildung der Netzlängen. Auf der HS-Ebene wird zudem zwischen Erdkabeln und Freileitungen unterschieden, weiterhin werden auf der NS-Ebene die Leitungslängen von Hausanschlüssen und Straßenbeleuchtung berücksichtigt. Hierdurch wird die Dienstleistungsdimension (insb. erforderliche Netzlängen zum Anschluss der Endkunden) abgebildet.

Die Parameter „Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS“ und „Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS“ dienen der disaggregierten Abbildung der Kapazitätserfordernisse auf den Umspannebenen HS/MS und MS/NS.

Die installierte Erzeugungsleistung der Netz und Umspannebenen HöS, HöS/HS, HS und HS/MS einerseits sowie der Netz- und Umspannebenen MS, MS/NS, NS andererseits dienen der Abbildung der Kapazitätsdimension, insbesondere auch unter Berücksichtigung der Kosten im Zusammenhang mit dem Zubau erneuerbarer Energien.

Mit dem Parameter „Anzahl der Messstellen über alle Spannungsebenen“ wird die Dienstleistungsdimension in Form von Kosten je gemessener Messstelle (selbst abgelesen und durch Dritte abgelesen) abgebildet. Gleichzeitig erfolgt im Zusammenhang mit den verwendeten Netzlängen eine Abbildung der Granularität der Versorgungsaufgabe.

Eine Übersicht der den Vergleichsparametern zu Grunde liegenden Werte des Netzbetreibers findet sich in **Anlage 7**. Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter und der Ermittlung des Effizienzvergleichs findet sich in **Anlage 8**. Die unternehmensindividuellen Effizienzwerte finden sich in **Anlage 9**.

#### **2.3.2.4 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 (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (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).

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (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 1,5 fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei

definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurden 6 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer identifiziert. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparemeter wurden 7 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer identifiziert.

Bei der parametrischen Methode (SFA) gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst (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 in Frage (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Es wurden 9 Unternehmen unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter und 10 Unternehmen unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparemeter als Ausreißer identifiziert. Die im Rahmen der Konsultation vorgeschlagenen Verfahren zur Bestimmung von Ausreißern, deren Anwendung sich nicht direkt aus Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV ergibt, kamen nicht zur Anwendung. Die Anwendung dieser Methoden wurde aufgrund der Anmerkungen im Konsultationsverfahren untersucht. Im Ergebnis hielten diese Methoden insbesondere der Anforderung, dem aktuellen Stand der Wissenschaft zu entsprechen, nicht Stand.

Die Ergebnisse der Ausreißeranalyse werden in **Anlage 8** dargestellt.

#### **2.3.2.5 Gutachten**

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs einschließlich einer eingehenden Stellungnahme zu den Einwänden der Netzbetreiber wird auf das im Internet als **Anlage 8** veröffentlichte Gutachten des Gutachterkonsortiums SWISS-ECONOMICS SE AG, SUMICSID AB, IAEW, RWTH Aachen K. ö. R. verwiesen (<http://www.bundesnetzagentur.de>, unter den Menüpunkten: ► Elektrizität und Gas ► Netzentgelte ► Stromnetzbetreiber ► Effizienzvergleich VNB ► 3. Regulierungsperiode. Die Beschlusskammer macht sich die Inhalte des Gutachtens vollständig zu Eigen. Das Gutachten ist Bestandteil dieses Beschlusses.

### 2.3.3 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 nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der dritten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) gleichmäßig abzubauen beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{b,t}$ ) des Netzbetreibers, deren Abbau innerhalb einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss (§ 16 Abs. 1 S. 1 ARegV).

#### 2.4.1 Beeinflussbare Kostenanteile im jeweiligen Kalenderjahr der Regulierungsperiode ( $KA_{b,t}$ )

Die  $KA_{b,t}$  des Netzbetreibers ergeben sich gemäß § 11 Abs. 4 S. 1 ARegV aus den Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus ( $KA_{dnb,0}$ ), nach Abzug des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Kalenderjahrs der Regulierungsperiode ( $KKAb_t$ ) und nach Abzug der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile des jeweiligen Kalenderjahrs der Regulierungsperiode ( $KA_{vnb,t}$ ). Somit gilt:

$$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t - KA_{vnb,t}$$

Die Höhe der beeinflussbaren Kostenanteile ist **Anlage 1** zu entnehmen.

#### 2.4.2 Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs. 1 S. 1 ARegV so zu erfolgen, dass die beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{b,t}$ ) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors ( $V_t$ ) rechnerisch innerhalb einer Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Für die dritte 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	$V_t$
2019	1	0,2
2020	2	0,4
2021	3	0,6
2022	4	0,8
2023	5	1,0

Der Abbau der Ineffizienzen wird mit der jährlich festgelegten Erlösobergrenze zum 01.01. eines Kalenderjahres berücksichtigt. Zum Verteilungsfaktor in Höhe von 1/5 im ersten Jahr der Regulierungsperiode ist in jedem folgenden Jahr der Regulierungsperiode jeweils 1/5 hinzu zu addieren (BR-Drs. 417/97 vom 15.06.2007, S. 60 f.; zur Rechtmäßigkeit dieser Methodik OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14.09.2016, VI-3 Kart 175/14, S. 34 ff.).

## 2.5 Effizienzbonus nach § 12a ARegV

Nach § 12a ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde für im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesene Netzbetreiber einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze (sog. Effizienzbonus) auf Grundlage der im Rahmen der Effizienzwertermittlung bereits durchgeführten Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr. 5 S. 9 zur ARegV.

Zur Ermittlung des Effizienzbonus ist zunächst der Supereffizienzwert des effizienten Netzbetreibers zu bestimmen. Der Supereffizienzwert eines Netzbetreibers entspricht nach § 12a Abs. 1 S. 3 ARegV der Differenz aus den individuellen Effizienzwerten aus der Supereffizienzanalyse abzüglich der individuellen Effizienzwerte aus der nicht-parametrischen Methode nach Anlage 3. Weiter werden gemäß § 12a Abs. 1 S. 2 ARegV bei der Berechnung des Effizienzbonus sowohl der Aufwandparameter nach § 13 Abs. 2 ARegV als auch der Aufwandparameter nach § 12 Abs. 4a ARegV berücksichtigt.

Es werden somit in einem ersten Schritt zwei Supereffizienzwerte aus der Supereffizienzanalyse betrachtet. Sobald ein Supereffizienzwert den Schwellenwert von fünf Prozent überschreitet, ist der jeweilige über fünf Prozent liegende Supereffizienzwert gem. § 12a Abs. 2 ARegV mit fünf Prozent anzusetzen.

In einem zweiten Schritt wird der individuelle Supereffizienzwert aus den beiden Supereffizienzwerten des Netzbetreibers berechnet. Soweit die nach § 12a Abs. 1 und 2 ARegV ermittelten Supereffizienzwerte voneinander abweichen, ist gemäß § 12a Abs. 3 ARegV der individuelle Supereffizienzwert gleich dem arithmetischen Mittel dieser beiden Supereffizienzwerte.

In einem dritten Schritt wird der individuelle Effizienzbonus des Netzbetreibers berechnet. Der individuelle Effizienzbonus des Netzbetreibers nach § 12a Abs. 4 ARegV ergibt sich schließlich aus der Multiplikation des individuellen Supereffizienzwertes nach § 12a Abs. 3 ARegV mit den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV im Basisjahr; er ist gem. § 12a Abs. 5 ARegV gleichmäßig über die Regulierungsperiode zu verteilen.

Der Netzbetreiber wurde im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen. Die Supereffizienzanalyse hat ergeben, dass der Netzbetreiber einen Effizienzbonus erhält. Die Ergebnisse der Supereffizienzanalyse und der sich daraus für die Berechnung des Effizienzbonus ergebende Supereffizienzwert ist **Anlage 9** zu entnehmen.

## **2.6 Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV**

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

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2016. Der VPI für das Jahr 2016 beträgt nach den Angaben des Statistischen Bundesamtes 107,4 (bei Normierung auf das Jahr 2010) und für das Jahr 2017 109,3 (bei Normierung auf das Jahr 2010) (abrufbar im Internet unter: <https://www.genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Entsprechend dem Term  $VPI_t / VPI_o$  der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2017 zum VPI für das Jahr 2016 für das erste Jahr der dritten Regulierungsperiode (2019) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0177.

Für die Folgejahre der dritten Regulierungsperiode (2020 bis 2023) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2017 (1,77%) gegenüber 2016 (107,4) fortgeschrieben, da zum Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2018 bis 2021 vorliegen konnten. Das Vorgehen der Beschlusskammer ist zweckmäßig, da der Netzbetreiber gemäß § 4 Abs. 3 S. 1

ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist und so vorab eine möglichst sachgerechte Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI erfolgen kann. Das Vorgehen entspricht im Übrigen auch der ständigen Praxis der Beschlusskammer in den ersten beiden Regulierungsperioden.

Es wurden somit folgende VPI-Werte zu Grunde gelegt (zur Veranschaulichung werden diese nachfolgend auf zwei Nachkommastellen gerundet angezeigt; die Berechnung erfolgte indes mit sieben Nachkommastellen):

<b>Jahr</b>	<b>VPI</b>
2018	<b>107,40</b>
2019	<b>109,30</b>
2020	<b>111,23</b>
2021	<b>113,20</b>
2022	<b>115,20</b>
2023	<b>117,24</b>

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 2016 – sind in nachstehender Tabelle dargestellt

<b>Jahr</b>	<b>VPI<sub>t</sub> / VPI<sub>0</sub></b>
2019	<b>1,0177</b>
2020	<b>1,0357</b>
2021	<b>1,0540</b>
2022	<b>1,0727</b>
2023	<b>1,0916</b>

Die Beschlusskammer hat diese Werte bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2019 bis 2023 berücksichtigt.

## **2.7 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<sub>t</sub>).

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.

Der Produktivitätsfaktor wurde seitens der Beschlusskammer 4 am 28.11.2018 (Aktenzeichen: BK4-18-056) festgelegt. Er beträgt 0,90 Prozent.

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:

$$PF_t = (1 + 0,0090)^t - 1$$

## **2.8 Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV**

Der Netzbetreiber kann gem. § 4 Abs. 4 Nr. 1, 2. Alt. ARegV die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV beantragen. Diesbezüglich ergeht ein gesonderter Beschluss.

## **2.9 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 ( $Q_t$ ). Diesbezüglich ergeht ein gesonderter Beschluss.

## **2.10 Volatile Kosten Verlustenergie (VKt)**

Die Festlegung der volatilen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der dritten Regulierungsperiode erfolgt mit den Beschlüssen BK8-18/0001-A, BK8-18/0002-A, BK8-18/0003-A, BK8-18/0004-A, BK8-18/0005-A und BK8-18/0006-A.

## **2.11 Zu- und Abschläge aus dem Regulierungskonto nach § 5 Abs. 3 ARegV**

Auf die Erlösobergrenzen sind auf Antrag des Netzbetreibers gemäß § 5 Abs. 3 ARegV Zu- oder Abschläge aus dem Regulierungskonto vorzunehmen. Diesbezüglich ergeht ein gesonderter Beschluss.

### **3. Mögliche Anpassung der verwendeten Eigenkapitalzinssätze**

Die Beschlusskammer hat bei der Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus die Zinssätze für Alt- und Neuanlagen zugrunde gelegt, die in dem Beschluss BK4-16-160 der Beschlusskammer 4 vom 05.10.2016 festgelegt worden sind. Gegen den Beschluss BK4-16-160 haben zahlreiche Netzbetreiber Beschwerde eingelegt.

Die unter Tenor Ziffer 2. tenorierte Regelung zur Anpassung dieses Beschlusses zur Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die dritte Regulierungsperiode hinsichtlich der verwendeten Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen, dient der Vermeidung von Beschwerdeverfahren, die unter dem Gesichtspunkt der Verfahrensökonomie nicht sinnvoll sind. Ein Netzbetreiber soll sich nicht veranlasst sehen, gegen den vorliegenden Beschluss rechtswahrend Beschwerde einzulegen, nur um sich so die Möglichkeit zu erhalten, von dem Ausgang des Beschwerdeverfahrens gegen den Beschluss BK4-16-160 auch in diesem Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen zu profitieren. Die Beschlusskammer möchte mit der in Rede stehenden Regelung somit vermeiden, dass dieser Beschluss von Netzbetreibern allein deshalb mit einer Beschwerde angegriffen und so einem gerichtlichen Verfahren zugeführt wird, um gegebenenfalls höhere als im ursprünglichen Beschluss BK4-16-160 festgelegte Eigenkapitalzinssätze zur Grundlage dieses Beschlusses zu machen. Gleichzeitig wird für den Fall, dass der Netzbetreiber diesen Beschluss nicht nur wegen der verwendeten Eigenkapitalzinssätze sondern auch wegen anderer Beschwerdepunkte angreift, sichergestellt, dass über die insoweit eingelegte Beschwerde entschieden werden kann und das Abwarten einer abschließenden gerichtlichen Entscheidung und einer eventuellen Neufestlegung zu den mit Beschluss BK4-16-160 festgelegten Eigenkapitalzinssätzen nicht erforderlich ist.

Dabei soll der Netzbetreiber durch die unter Tenor Ziffer 2. getroffene Regelung so gestellt werden, wie er stünde, wenn er diesen Beschluss zur Festlegung der Erlösobergrenzen mit einer Beschwerde angegriffen, dabei die Anwendung rechtswidriger Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen gerügt hätte und es zu einer Neufestlegung der Eigenkapitalzinssätze kommt. Der Netzbetreiber soll insoweit weder besser noch schlechter gestellt werden.

Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber im Falle eines ihm günstigen Ausgang des Verfahrens gegen den Beschluss BK4-16-160 auch von höheren Zinssätzen in dieser Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen profitieren soll. Dies bedeutet aber gleichzeitig auch, dass die Beschlusskammer – schon im Interesse der Netznutzer – sicherstellt, dass im Falle eines für den Netzbetreiber ungünstigen Ausgangs seines Beschwerdeverfahrens gegen die Festlegung BK4-16-160 etwaige die Erlösobergrenze reduzierende Effekte berücksichtigt werden. Deshalb ist die Regelung so ausgestaltet, dass eine Anpassung sowohl erlösobergrenzenerhöhend als auch -senkend vorgenommen wird.

Bei ihrer Entscheidung, die Regelung des Tenors Ziffer 2. in den Beschluss aufzunehmen, hat die Beschlusskammer insbesondere berücksichtigt, dass diese Aufnahme der Regelung mit dem ausdrücklichen Einverständnis des Netzbetreibers geschehen ist. Dieser hat sich im Anhörungsverfahren nach ausdrücklichem Hinweis für die Aufnahme der Regelung ausgesprochen.

#### **4. Mögliche Anpassung des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors**

Die Beschlusskammer hat bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen den unter dem Aktenzeichen BK4-18-056 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zugrunde gelegt. Die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors erfolgte in der dritten Regulierungsperiode erstmalig durch die Bundesnetzagentur und ist nicht durch Rechtsverordnung vorgegeben.

Die Beschlusskammer trifft mit Tenorziffer 3 hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors eine Regelung zur Anpassung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode. Dies erfolgt mit dem Ziel, Beschwerdeverfahren zu vermeiden, die unter dem Gesichtspunkt der Verfahrensökonomie nicht sinnvoll sind. Die zur Begründung der Regelung zum EK-Zins unter Ziffer 3. gemachten Ausführungen gelten entsprechend.

#### **5. Rückwirkende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen**

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen nach dem 31.12.2018 ist zulässig. Sie verstößt insbesondere nicht gegen das in § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG statuierte Gebot der Erreichbarkeit der Effizienzvorgabe. Die Effizienzvorgaben sollen – analog einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen – eine kontinuierliche Kostenoptimierung auslösen. Mithin

kann und wird der Abbau von Ineffizienzen vor oder nach dem Beginn des jeweiligen Kalenderjahres einer Regulierungsperiode erfolgen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 [V], Rn. 121 f., juris).

Der Netzbetreiber war rechtzeitig zur Preisbildung über alle für die Festlegung der Erlösobergrenze wesentlichen Elemente informiert. Er wurde über den unternehmensindividuellen Effizienzwert sowie den zugrundeliegenden Gutachtenentwurf noch im Jahr 2018 im Rahmen der Anhörung der Erlösobergrenzenfestlegung unterrichtet. Daneben lagen auch das Ergebnis der Kostenprüfung, die Überleitungsrechnung, der anzuwendende sektorale Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV sowie die Bestimmung des Kapitalkostenabzugs nach § 6 Abs. 3 ARegV vor. Auf dieser Basis war der Netzbetreiber bereits Ende 2018 in der Lage, die Erlösobergrenze des Jahres 2019 zu ermitteln.

Die Systematik der ARegV sieht einen Erlösobergrenzenfreien Zeitraum nicht vor. Die Festlegung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode hätte danach grundsätzlich im Jahr 2018 erfolgen sollen. Gleichwohl ist eine rückwirkende Festlegung zulässig. Nach Art. 37 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG sind die Regulierungsbehörden befugt, vorläufig geltende Übertragungs- und Verteilungstarife festzulegen oder zu genehmigen und über geeignete Ausgleichsmaßnahmen zu entscheiden, falls sich die Festlegung der Tarife verzögert. Wenn aber vorläufige Regelungen im Zusammenhang mit der Festlegung der Erlösobergrenze für ein Kalenderjahr zulässig sind, muss auch eine rückwirkende endgültige Festlegung von Erlösobergrenzen zulässig sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 118 ff., juris). Dies gilt in jedem Fall, wenn alle erforderlichen Preisbildungsgrundlagen vorliegen und der Unterschied zwischen der möglichen vorläufigen Anordnung und der endgültigen Festlegung der Erlösobergrenzen nur wenige Wochen beträgt.

Rein vorsorglich nimmt die Beschlusskammer hilfsweise folgende Ermessenserwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen in diesem konkreten Einzelfall vor. Im Rahmen des ihr zustehenden Regulierungsermessens hat sich die Beschlusskammer entschieden, von einer vorläufigen Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG abzusehen und die Erlösobergrenzen rückwirkend zum 01.01.2019 festzulegen.

Bei der Entscheidung hat die Beschlusskammer neben dem in § 72 EnWG angelegten bzw. sich aus der rückwirkenden Bescheidung ergebenden Zweck einer Vorgabe von Erlösobergrenzen auch das Interesse des Netzbetreibers an Rechtssicherheit und an einer nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung

des eingesetzten Kapitals sowie das Interesse der Netznutzer an den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Aspekten einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität berücksichtigt.

Eine vorläufige Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG war aus Sicht der Beschlusskammer nicht zweckdienlich für das Verfahren zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen sowie die Vereinnahmung von Netzentgelten. Zum Jahresende 2018 waren dem Netzbetreiber alle wesentlichen Elemente zur Festlegung der Erlösobergrenze des Jahres 2019 nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV bekannt bzw. waren diese aufgrund entsprechender Mitteilung der Beschlusskammer abschätzbar. In die Abwägung ist auch eingeflossen, dass die zeitliche Verzögerung nicht gravierend war und dem Netzbetreiber rechtzeitig seine Vorgaben für die dritte Regulierungsperiode bekannt waren. Die vorläufige Anordnung wäre somit ein reiner Formalismus gewesen.

Angesichts der dargestellten Umstände erachtet die Beschlusskammer die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenze für das Jahr 2019 als vom Ermessen gedeckt.

Vorliegend überwiegt das Interesse der Allgemeinheit an der (rückwirkenden) Festlegung von Erlösobergrenzen ab Beginn der dritten Regulierungsperiode. Die gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes hat die Beschlusskammer demgegenüber im konkreten Fall als nachrangig bewertet.

Die Entscheidung, die Erlösobergrenze für das Jahr 2019 rückwirkend festzulegen, ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der StromNEV für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode Erlösobergrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet, insbesondere werden dadurch rückwirkende Effizienzvorgaben ermöglicht. Sie ist auch erforderlich, da ein gleich geeignetes, milderes Mittel nicht zur Verfügung steht. Die Entscheidung ist schließlich auch angemessen. Das Interesse des Netzbetreibers, für den Zeitraum der Rückwirkung keinen weiteren Vorgaben gemäß dieses Beschlusses zu unterliegen, muss aus Sicht der Beschlusskammer hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zurückstehen. Dem Netzbetreiber war vor Beginn der dritten Regulierungsperiode der für ihn schließlich auch förmlich festgelegte Effizienzwert bekannt, so dass er sich darauf einstellen konnte. Etwaige Abweichungen können ohne weiteres über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV abgewickelt werden und wirken somit faktisch erst zu einem späteren Zeitpunkt.

### III.

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

### IV.

Die **Anlagen 1 bis 10**, die **Anlage Aufwandsparemeter** sowie weitere in diesen Anlagen in Bezug genommene Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses.

## Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Brandenburgischen Oberlandesgericht (Hausanschrift: Gertrud-Piter-Platz 11; 14770 Brandenburg an der Havel) eingeht.

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

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

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Bourwieg

Wetzel

Albrecht

Netzbetreiberdaten	
Netzbetreiber:	Netzgesellschaft Frankfurt (Oder) mbH
BNR:	10003164
NNR:	1
Verfahren:	Regelverfahren
Effizienzwert:	100,00%
Basisjahr:	2016

Regulierungsdaten			
Jahr	Verbraucherpreis- gesamtindex nach § 8 ARegV [VPI <sub>t</sub> ]	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV [PF <sub>t</sub> ]	1 - kumulierter Verteilungsfaktor
2018	107,40		
2019	109,30	0,0090	0,8
2020	111,23	0,0181	0,6
2021	113,20	0,0272	0,4
2022	115,20	0,0365	0,2
2023	117,24	0,0458	0,0

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	Effizienz-Bonus nach § 12a ARegV	Kostenanteile aus dem Verbraucher- preisgesamtindex nach § 8 ARegV	Kostenanteile aus dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	Kapitalkosten- aufschlag nach § 4 Abs. 4 Nr.1, § 10a ARegV	Qualitätselement nach § 4 Abs. 5, § 19 Abs.1 ARegV	Volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 6 ARegV
	$EO_t =$	$KA_{dnb,t}$	$+ (KA_{vnb,t})$	$+(1-VI_t) \cdot KA_{ab,t}$	$+ B_0 / T$	$\cdot (VPI_t / VPI_0)$	$- PF_t$	$+ KKA_t$	$+ Q_t$	$+ (VK_t - VK_0)$
2019	10.186.961 €			0 €	19.839 €	126.922 €	-64.570 €	0 €	0 €	0 €
2020	10.165.326 €			0 €	19.839 €	253.085 €	-128.109 €	0 €	0 €	0 €
2021	10.143.644 €			0 €	19.839 €	378.439 €	-190.867 €	0 €	0 €	0 €
2022	10.048.961 €			0 €	19.839 €	497.815 €	-249.984 €	0 €	0 €	0 €
2023	10.031.212 €			0 €	19.839 €	620.475 €	-310.220 €	0 €	0 €	0 €

Gesetzliche Grundlagen		Berechnung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen		Ausgangsbasis	2019	2020	2021	2022	2023
§ 6 Abs. 1 ARagV	Basissjahr			2016					
§§ 12-15 ARagV	Anzuwendender Effizienzwert	E <sub>W</sub>		100,00%					
§ 12a ARagV	Anzuwendender Supereffizienzwert			1,14%					
	Ausgangsniveau			10.350.304 €					
§ 4 ARagV	Erlösobergrenze	EO			10.196.901 €	10.193.326 €	10.193.664 €	10.048.981 €	10.031.212 €
§ 11 Abs. 2 ARagV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	K <sub>DA</sub>							
	Straf- und Kosten bzw. Erlöse								
Satz 1, Nr. 1	gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten								
Satz 1, Nr. 2	Konzeptionsabgaben								
Satz 1, Nr. 3	Betriebssteuern								
Satz 1, Nr. 4	erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen								
Satz 1, Nr. 5	Nachrüstung nach § 10 SysStabV und § 22 SysStabV								
Satz 1, Nr. 6	genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARagV, soweit sie dem Inhalt der Genehmigung nach durchgeführt wurden sowie in der Regulierungsperiode kostenwirksam sind und die Genehmigung nicht aufgegeben worden ist								
Satz 1, Nr. 6a	Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Absatz 2a ARagV								
Satz 1, Nr. 7	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG								
Satz 1, Nr. 8	verminderte Netzentgelte im Sinne von § 10 der StromNEV, § 57 Abs. 3 EEG und § 8 Abs. 5 und § 13 Abs. 5 StromG								
Satz 1, Nr. 9	betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnersatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2016 abgeschlossen werden sind								
Satz 1, Nr. 10	im gesetzlichen Rahmen ausgediente Betriebs- und Personalsubstanz								
Satz 1, Nr. 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskinderangeboten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen								
Satz 1, Nr. 12a	Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARagV								
Satz 1, Nr. 13	Auflösung von Netzanchlusskostenbeiträgen und Dauerkostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 und 4 i. V. m. Satz 2 StromNEV								
Satz 1, Nr. 17	Erschließungen nach § 15 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die die Voraussetzungen des § 15 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfüllen								
	Ausgangsniveau abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile								
	Kapitalerstattung	K <sub>KA</sub>							
§ 11 Abs. 3 ARagV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile	K <sub>VA</sub>							
§ 16 Abs. 1 i. V. m. § 34 Abs. 1b ARagV	Verhältnissfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	V und VI							
§ 11 Abs. 4 ARagV	Beeinflussbarer Kostenanteil	K <sub>BE</sub>							
	Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil	(1 - V) · K <sub>BE</sub>							
§ 12a ARagV	Effizienzfaktor	E							
§ 8 ARagV	Verbraucherpreisindex des laufenden Jahres	VPI <sub>t</sub>							
§ Abs. 1 ARagV	Verbraucherpreisindex des Basissjahres	VPI <sub>0</sub>							
§ 9 ARagV	Gemittelter sektoraler Produktivitätsfaktor	PF <sub>t</sub>							
	VPI - PF								

Gesetzliche Grundlage		Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbegrenzen		Ausgangsbasis	2019	2020	2021	2022	2023
§ 4 Abs. 4 Nr. 1, § 10a ARagV	Kapitalkostenzuschlag	$KK_{t-1}$							
§ 4 Abs. 5, § 19 Abs. 1 ARagV	Qualitätskoeffizient	$Q_t$				0 €	0 €	0 €	0 €
§ 11 Abs. 5 ARagV	Variable Kostenanteile	$VK_v$				0 €	0 €	0 €	0 €
§ 11 Abs. 5 ARagV	Variable Kostenanteile	$VK_e$				0 €	0 €	0 €	0 €
§ 4 Abs. 4 Nr. 1a, § 5 Abs. 3 ARagV	Zu- und Abschäge für die Auflösung des Regulatorkontos	$R_t$							
§ 4 Abs. 4 Nr. 2 ARagV	Nicht zurechenbare Härte	$NH_t$			0 €	0 €	0 €	0 €	0 €

Vergleichsparameter				
lfd. Nr.	Bezeichnung	Netz-Umspannebene	Einheit	Wert
1	Anzahl der Messstellen		Stück	40.676
2	Stromkreislänge Kabel	HS	km	0,000
3	Stromkreislänge Freileitungen	HS	km	0,000
4	Netzlänge (Kabel + Freileitungen)	MS	km	311,000
5	Netzlänge (Kabel + Freileitungen inkl. Hausanschlussleitungen und Straßenbeleuchtung)	NS	km	591,255
6	tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast	HS/MS	kW	42.957
7	tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast	MS/NS	kW	25.493
8	Installierte Erzeugungsleistung	HoeS, HoeS/HS, HS und HS/MS	kW	0
9	Installierte Erzeugungsleistung	MS, MS/NS und NS	kW	106.732

Aufwandsparameter				
lfd. Nr.	Bezeichnung	Einheit	Wert	
1	Aufwandsparameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV	EUR		
2	Aufwandsparameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV	EUR		

<b>Effizienzwerte</b>	
<b>Verfahren</b>	<b>Wert</b>
DEA,Normal	100,00%
DEA,Standardisiert	100,00%
SFA,Normal	94,62%
SFA,Standardisiert	95,26%
<b>angewendeter Effizienzwert</b>	<b>100,00%</b>

<b>Supereffizienzwert</b>	
Normal (§ 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV)	0,50%
Standardisiert (§ 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV)	2,18%
<b>Effizienzbonus</b>	<b>1,34%</b>

Kapitalkostenabzug gem. § 6 Abs. 3 ARegV			
Ziffer	Bezeichnung	Wertsätze in der Kostenprüfung	Wertsätze fortgeschrieben
<b>I Kalkulatorische Abschreibungen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 1)</b>			
1	für Altanlagen zu AK/HK, Anschaffungsjahr < 2006		
2	für Altanlagen zu TNW, Anschaffungsjahr < 2006		
3	für Neuanlagen zu AK/HK, Anschaffungsjahr 2007 - 2016		
4	für Neuanlagen zu AK/HK, Anschaffungsjahr = 2006		
5	für Neuanlagen zu AK/HK, aus Investbudget / -maßnahme		
6	für immaterielles Anlagevermögen, Anschaffungsjahr 2007 - 2016		
7	für immaterielles Anlagevermögen, Anschaffungsjahr <= 2006		
8	Kalkulatorische Abschreibungen nach § 6 StromNEV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)		
<b>II Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 1-8)</b>			
0	EK-Quote nach § 6 StromNEV		
1.1.	Altanlagen zu AK/HK		
1.1.1.	immaterielle Vermögensgegenstände		
1.1.2.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau		
1.1.3.	Sachanlagevermögen zu AK/HK		
1.1.4.	Grundstücke zu AK/HK		
1.1.5.	Sonstiges		
1.2.	Altanlagen zu TNW		
1.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände		
1.2.2.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau		
1.2.3.	Sachanlagevermögen zu TNW		
1.2.4.	Grundstücke zu AK/HK		
1.2.5.	Sonstiges		
1.3.	Neuanlagen zu AK/HK		
1.3.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände		
1.3.1.a	davon AJ 2007-2016 (Übergangssockel)		
1.3.1.b	davon AJ = 2006		
1.3.2.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau		
1.3.3.	Sachanlagevermögen zu AK/HK		
1.3.3.a	davon AJ 2007-2016 (Übergangssockel)		
1.3.3.b	davon AJ = 2006		
1.3.3.c	davon aus Investbudget / -maßnahme		
1.3.4.	Grundstücke zu AK/HK		
1.3.5.	Sonstiges		
1	kalkulatorisches (Sach)anlagevermögen nach § 7 StromNEV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)		
1.a	Entwicklung des (Sach)anlagevermögens in % (mit Übergangssockel)		
2	Finanzanlagen		
3	Bilanzwerte des Umlaufvermögens		
1a	Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 StromNEV i.V.m. § 34 Abs. 6 ARegV (Übergangssockel)		
4	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten		
4.a	davon ZJ 2007-2016 (Übergangssockel)		
4.b	davon ZJ <= 2006		
II.a	Abzugskapital ewid. BKZ/NAKB		
II.	Abzugskapital i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel für BKZ)		
III.	Verzinsliches Fremdkapital		
IV.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)		
V.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV bei einer Quote von 40 %		
V.a	davon entfallend auf Altanlagen		
V.b	davon entfallend auf Neuanlagen		
V.c	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV über einer Quote von 40 %		
VI.a	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen		
VI.b	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen		
VI.c	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %		
VI.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)		

Kapitalkostenabzug gem. § 6 Abs. 3 ARegV														
Ziffer	Bezeichnung	Wertansätze in der Kostenprüfung		Wertansätze fortgeschrieben						Mittelwerte/Jahreswerte				
		31.12.2015 [EUR]	31.12.2018 [EUR]	31.12.2018 [EUR]	31.12.2019 [EUR]	31.12.2020 [EUR]	31.12.2021 [EUR]	31.12.2022 [EUR]	31.12.2023 [EUR]	2016 [EUR]	2019 [EUR]	2020 [EUR]	2021 [EUR]	2022 [EUR]
<b>III Kalkulatorische Gewerbesteuer (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 8)</b>														
I.a.	Hilfsbeitrag													
I.b.	Steuermesszahl													
I.c.	Gewerbesteuerersatz													
II.	Kalkulatorische Gewerbesteuer													
<b>IV Fremdkapitalzinsen i.V.m. § 34 Abs. 6 ARegV</b>														
I.a.	Fremdkapitalzinsen													
I.b.	Anteil dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten													
II.	Fremdkapitalzinsen i.V.m. § 34 Abs. 6 ARegV (Übergangssockel)													
<b>V Kapitalkosten i.H.v. I + II + III + IV</b>														
Kapitalkosten nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m. § 34 Abs. 6 ARegV (Übergangssockel)														
Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m. § 34 Abs. 6 ARegV (Übergangssockel)														

<b>Baukostenzuschüsse (KKA b)</b>								
Zugangsjahr	Restwert 31.12.2015	Restwert 31.12.2016	Restwert 31.12.2018	Restwert 31.12.2019	Restwert 31.12.2020	Restwert 31.12.2021	Restwert 31.12.2022	Restwert 31.12.2023
1997								
1998								
1999			0					
2000				0				
2001					0			
2002						0		
2003							0	
2004								0
2005								
2006								
<b>Restwert ohne Übergangssockel</b>								



## Anlage Aufwandparameter

Nachfolgend wird die Ermittlung des Ausgangsniveaus der Erlösbergrenzen gemäß § 6 Abs. 1 und 2 ARegV dargestellt (vgl. Ziffer 1.). Zudem werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV (vgl. Ziffer 2.) und die Vergleichbarkeitsrechnung in Bezug auf die Kapitalkosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 ARegV erläutert (vgl. Ziffer 3.).

Die Ergebnisse dieser Ermittlungen fließen in die Bestimmung der Aufwandparameter nach §§ 13 und 14 ARegV ein. Gemäß § 13 Abs. 1 ARegV sind im Effizienzvergleich Aufwandparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen, wobei als Aufwandparameter die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten anzusetzen sind. § 14 Abs. 1 ARegV bestimmt, nach welchen Maßgaben die als Aufwandparameter anzusetzenden Kosten ermittelt werden:

- Die Gesamtkosten des Netzbetreibers werden nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 und 2 ARegV ermittelt.
- Von den so ermittelten Gesamtkosten sind die nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile abzuziehen.
- Die Kapitalkosten zur Durchführung des Effizienzvergleichs sollen so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstruktur der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können; hierzu ist eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Kapitalkostenannuitäten nach Maßgabe von § 14 Abs. 2 ARegV durchzuführen.

### 1. Ermittlung des Ausgangsniveaus

Das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der dritten Regulierungsperiode wird gemäß § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV durch eine Kostenprüfung nach Teil 2 Abschnitt 1 der StromNEV ermittelt. Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode (01.01.2019) 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. Mithin erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2016.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode (2019 bis 2023) sind die Netzkosten nach § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i.V.m. §§ 4 bis 9 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. Die so ermittelten Gesamtkosten, die gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen bilden, ergeben sich aus **Anlage 2**.

#### 1.1. Aufwandsgleiche Kosten

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

Kosten sind nicht zu berücksichtigen, sofern und soweit sie nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes zu dienen bestimmt sind. Demgemäß sind Kosten, die dem Grunde oder ihrem Verwendungszweck nach dem Vertrieb, dem Messstellenbetrieb für intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen oder anderen Tätigkeiten 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 und dem Netzbetrieb zuzuordnen sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die allesamt dem Rechnungswesen des Netzbetreibers bzw. des vertikal integrierten Unternehmens entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Beschlusskammer nicht bekannt, solange der Netzbetreiber die beurteilungsrelevanten Kosten nicht 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 (§§ 69 EnWG und § 26 VwVfG); die Mitwirkungspflicht des Netzbetreibers 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, 8 C 27/85, NVwZ 1987, 404 f.). Nicht nachgewiesene Kosten sind folglich nicht berücksichtigungsfähig (so auch: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 [V]; OLG Stuttgart 202 EnWG 12/13 und 201 EnWG 12/14; BGH, EnVR 6/08, 88/10, 25/12 und 26/14).

Einzelkosten des Netzes sind gemäß § 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 gegebenenfalls zunächst der Sparte Elektrizität und sodann der Tätigkeit Elektrizitätsübertragung oder -verteilung zuzuordnen. Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Die verwendeten Schlüssel müssen eine möglichst große Nähe zur tatsächlichen Kostenverteilung aufweisen. Stundenaufschreibungen einer Lohnbuchhaltung z.B. lassen eine anteilige Verteilung der Personalkosten auf den Netzbetrieb somit plausibler erscheinen, als Umsatz- oder Gewinnschlüssel. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind.

Die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ist gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 ARegV ausgeschlossen. § 6 Abs. 2 S. 2 ARegV regelt, dass § 3 Abs. 1 S. 5 HS 2 StromNEV bei der Durchführung der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV keine Anwendung findet.

Kosten, die auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, sind gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 5 HS 1 StromNEV ebenfalls nicht zu berücksichtigen. Soweit aufwandsgleiche Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf die sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch im Laufe der folgenden Regulierungsperiode wiederkehren, sondern ausschließlich im Basisjahr anfallen.

Der Regelung des § 6 Abs. 2 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“, Rn. 16). Mit diesem Konzept wäre es nicht vereinbar, wenn Kosten die Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildeten, die ausschließlich im Basisjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der folgenden Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren. Das gilt, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse.

Eine Anwendung des § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV auf Bilanzwerte ist indes ausgeschlossen, da bei der Bestimmung der kalkulatorischen Kosten gemäß § 7 Abs. 2 S. 1 StromNEV bereits eine Vergleichmäßigung periodischer Effekte im Wege der Mittelwertbildung über die Jahre 2015 und 2016 erfolgt. Insofern besteht kein Raum mehr für die Anwendung des § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV. Überdies handelt es sich formaliter bei den Bilanzwerten nicht um Kosten i.S.d. § 4 StromNEV.

### **1.1.1. Verlustenergie**

Die relevanten Verlustenergiekosten ergeben sich aus den Beschaffungskosten der im Kalenderjahr 2016 zum Einsatz gebrachten Verlustenergie (§ 10 Abs. 1 StromNEV). Verluste, die nicht physikalisch bedingt sind (z.B. Betriebsverbrauch, Stromdiebstahl), dürfen nicht Bestandteil dieser Position sein.

Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen, vgl. § 10 Abs. 1 StromNZV. Netzbetreiber mit über 100.000 unmittelbar und mittelbar angeschlossenen Kunden sind verpflichtet, dazu Ausschreibungsverfahren durchzuführen, die in der Festlegung der Beschlusskammer 6 vom 21.10.2008 (BK6-08-006) näher dargelegt sind. Preiseitig setzt die Beschlusskammer den Beschaffungspreis für das Kalenderjahr 2016 als Preisobergrenze an, welcher sich aus der Festlegung volatile Kostenanteile Verlustenergie vom 20.03.2013 (BK8-12/011) ergibt. Dieser beträgt 3,514 Cent/kWh für das Jahr 2016. Preise oberhalb dieser Grenze lassen sich nicht rechtfertigen. Kosten aus der Beschaffung von Verlustenergie unterhalb der Preisobergrenze fließen bei der Bestimmung der Aufwandsparameter des Effizienzvergleichs gemäß §§ 12 bis 14 ARegV mit ein. Dadurch wird ein notwendiger Anreiz zur effizienten Bewirtschaftung der Verlustenergie und der i.S.d. § 1 Abs. 1 EnWG gebotene preisgünstige, effiziente und umweltverträgliche Netzplanung und -betriebsführung sowie der Energieeffizienz gesetzt.

Zur Ermittlung der Verlustenergiekosten ist weiterhin festzustellen, ob die relative Höhe der Verlustenergiemengen effizient ist. Die Beschlusskammer hat eine nationale Vergleichsbetrachtung der Verlustenergiemengen je Spannungsebene (Netz- und Umspannebenen) durchgeführt. Die Untersuchung diente dazu, die Gültigkeit der Aufgriffsgrenzen aus der vorherigen Bestimmung des Ausgangsniveaus für den aktuellen Betrachtungszeitraum zu überprüfen. Die Stichprobe, für die plausible Daten vorlagen, umfasste 96 Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Als Vergleichsbasis wurde je Spannungsebene das Verhältnis der Verlustenergiemenge zur Jahresarbeit (Bezug aus vorgelagerter Spannungsebene + Einspeisung aus Erzeugungsanlagen + Rückspeisung in die vorgelagerte Spannungsebene) herangezogen (Verlustquote).

Im Vergleich zum Vorgehen bei der vorherigen Bestimmung des Ausgangsniveaus wurde die Umspannebene MS/NS mit der Netzebene NS zusammengefasst. Dadurch werden Zuordnungen von Verlustenergiemengen in diesen Spannungsebenen erleichtert. Andere Spannungsebenen werden weiterhin einzeln betrachtet, um Netzbetreiber, die nicht alle Spannungsebenen betreiben, nicht zu benachteiligen. Getrennt wurde jedoch die Verlustquote Ost betrachtet, um den signifikant höheren Verlustenergiemengen in der Mittel- und Niederspannung ostdeutscher Netzbetreiber Rechnung zu tragen.

Die sich aus der nationalen Vergleichsbetrachtung ergebenden Durchschnittswerte je Spannungsebene wurden jeweils um das einseitige Konfidenzintervall (95 % Vertrauenswahrscheinlichkeit) erhöht und mit den Aufgriffsgrenzen aus der letzten Ausgangsniveaubestimmung verglichen. Sie lagen jeweils unter den bisherigen Aufgriffsgrenzen.

Die Aufgriffsgrenzen wurden daher wie folgt festgelegt:

<b>West</b>	HS [ $< 0,5\%$ ]; HS/MS [ $< 0,5\%$ ]; MS [ $< 1,0\%$ ]; MS/NS, NS [ $< 2,4\%$ ]
<b>Ost</b>	HS [ $< 0,5\%$ ]; HS/MS [ $< 0,5\%$ ]; MS [ $< 1,3\%$ ]; MS/NS, NS [ $< 3,1\%$ ]

Der Netzbetreiber hat folgende Verlustenergiemengen beschafft:

Spannungsebene	Einspeisung der Netz- oder Umspannebene gesamt [in kWh]	Verluste anteilig [in %]	Verlustrarbeit [in kWh]
<b>HS</b>	185.799.552		
<b>HS/MS</b>	367.514.237	0,32%	1.175.047
<b>MS</b>	398.242.143	0,59%	2.352.394
<b>MS/NS, NS</b>	249.856.006	2,05%	5.133.480
<b>Summe</b>			8.660.921

Die Aufgriffsgrenzen werden durch diese Werte nicht überschritten. Es kam daher zu keiner Kürzung der Verlustenergiemengen.

### **1.1.2. Kosten nach EEG (Ziffern 1.1.1.2.1.)**

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen nach EEG in Höhe von 11.853.867 € angesetzt. Hierin enthalten ist die gezahlte EEG-Umlage für den Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stromes in Höhe von [REDACTED]. Aufwendungen für die gezahlte EEG-Umlage für den Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stromes sind unter der Position Betriebsverbrauch (Ziffer 1.1.1.3.) zu erfassen und werden daher an dieser Stelle gekürzt.

Darüber hinaus gleichen sich die Aufwendungen und Erträge für Stromeinspeisung durch Betreiber von Anlagen nach dem EEG aus. Differenzen werden über die Ertragsseite neutralisiert.

### **1.1.3. Kosten nach KWKG (Ziffern 1.1.1.2.2.)**

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen nach KWKG in Höhe von 1.171.687 € angesetzt. Hierin enthalten ist eine Zuführung zur Rückstellung für KWKG in Höhe von 918.876 €. Eine netzkostenwirksame Berücksichtigung ist nicht sachgerecht, da es sich dabei um einen durchlaufenden Posten handelt. Die Aufwendungen für die Zuführung zur Rückstellung für KWKG werden daher gekürzt.

Darüber hinaus gleichen sich die Aufwendungen und Erträge für Stromeinspeisung durch Betreiber von Anlagen nach dem KWKG aus. Differenzen werden über die Ertragsseite neutralisiert.

### **1.1.4. Betriebsverbrauch (Ziffer 1.1.1.3.)**

Die Position umfasst den Betrag, den der Netzbetreiber zur eigenbetrieblichen Versorgung mit Strom, Wasser, Gas etc. verwendet. Diese Position umfasst bei der Versorgung mit Strom auch die Ausgaben, die der Netzbetreiber für die Zahlung der EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom tätigen muss. Die für den Netzbetrieb notwendigen Energiemengen zur eigenbetrieblichen Nutzung müssen effizient beschafft worden sein. Als Vergleichsmaßstab für die Beschaffung von technisch bedingtem Betriebsverbrauch ist maximal der vom Netzbetreiber tatsächlich gezahlte Beschaffungspreis für Verlustenergie i.H.v. 3,38 Cent/kWh anzusetzen.

## Anlage Aufwandsparameter

Bezeichnung	Jahresarbeit		Durchschnittlicher Beschaffungspreis [ct/kWh]	Kosten	
	Angabe NB gem. E-B [kWh]	BNetzA [kWh]		Angabe NB gem. E-B [EUR]	BNetzA [EUR]
Technischer Betriebsverbrauch	138.625	138.625	3,38		
verwaltungsbedingter Betriebsverbrauch					0
EEG-Umlage	0	0	6,354	0	
Sonstiges					
Summe Elektrizität	138.625	138.625			

Zudem hatte der Netzbetreiber die gezahlte EEG-Umlage für den Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stromes in Höhe von [REDACTED] der Position „Kosten nach EEG“ (Ziffern 1.1.1.2.1.) zugeordnet. Es erfolgte eine Umbuchung zu der Position „Betriebsverbrauch“ (Ziffer 1.1.1.13.).

Die geltend gemachten Kosten sind daher um [REDACTED] zu erhöhen und die Position mit [REDACTED] anzusetzen.

### 1.1.5. Sonstiges (Ziffer 1.1.1.5.)

Der Netzbetreiber macht sonstige Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe in Höhe von [REDACTED] geltend. Hierin enthalten sind Aufwendungen für die KWK-Umlage in Höhe von [REDACTED], Aufwendungen für die Umlage nach § 19 StromNEV in Höhe von [REDACTED] und Aufwendungen für die Offshore-Umlage in Höhe von [REDACTED]. Die Aufwendungen für die Umlagen werden von der Beschlusskammer nicht berücksichtigt, da es sich dabei um durchlaufende Posten handelt. Die Umsetzung der Umlagen ist nicht Bestandteil des originären Netzgeschäfts. Entsprechend dürfen diese Positionen in den Netzkosten keine Berücksichtigung finden.

Die Position ist daher gemindert um [REDACTED] mit [REDACTED] anzusetzen.

### 1.1.6. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen (Ziffer 1.1.2.5.)

Der Netzbetreiber macht Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen in Höhe von [REDACTED] geltend. Hierin enthalten sind unter anderem Aufwendungen für die Bevorratung mit Schließzylindern. Im Bericht nach § 28 StromNEV teilt der Netzbetreiber hierzu mit:

*„Die Maßnahmen zur Beschaffung neuer Schließzylinder in Höhe von [REDACTED] für alle 3 Umspannwerke, 307 Ortsnetzstationen, den über tausend Kabelverteilern und den neuen Haus- und Zähleranschlusssäulen erfolgte wegen Auslaufen des Schließsystems in 2016. Dieser Aufwand sollte [...] mindestens anteilig berücksichtigt werden.“*

Es ist somit nicht ersichtlich, dass diese Kosten periodisch im Laufe der dritten Regulierungsperiode wiederkehren. Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten wurden daher um 4/5-tel und somit in Höhe von 46.886 € gekürzt.

Weiterhin stellen die in dieser Position insgesamt geltend gemachten aufwandsgleichen Kosten eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2012 bis 2016 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt [REDACTED]. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten (abzüglich der Aufwendungen für die Bevorratung mit Schließzylindern) in Höhe von [REDACTED] über dem Durchschnittswert. Es ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren.

Die für das Jahr 2016 geltend gemachten Kosten wurden daher um die Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigt und lediglich im Durchschnittswert der Jahre 2012 bis 2016 berücksichtigt. Die geltend gemachten aufwandsgleichen Kosten werden somit um [REDACTED] zusätzlich gekürzt.

Die Position ist daher gemindert um [REDACTED] mit [REDACTED] anzusetzen.

### **1.1.7. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (Ziffer 1.3.)**

Gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV sind Aufwendungen für Fremdkapitalzinsen in ihrer tatsächlichen Höhe zu berücksichtigen, höchstens jedoch in Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen.

Dabei wird auf die Kreditbedingungen im Zeitpunkt der Aufnahme des jeweiligen Kredites abgestellt. 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. Zur Plausibilisierung hat die Beschlusskammer die Jahreszinssatzreihen für Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs), wie sie von der Deutschen Bundesbank veröffentlicht werden, herangezogen. Die im Tabellenblatt „A4. Darlehenspiegel 2016“ von dem Netzbetreiber eingetragenen Beträge für Zinsen und ähnliche Aufwendungen werden mit Hilfe der vorgenannten jahresindividuellen Zinssatzreihen plausibilisiert.

Jahr	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)
1993	6,9%
1994	7,0%
1995	6,9%
1996	5,8%
1997	5,2%
1998	5,0%
1999	5,0%
2000	6,2%
2001	5,9%
2002	6,0%
2003	5,0%
2004	4,0%
2005	3,7%
2006	4,2%
2007	5,0%
2008	6,3%
2009	5,5%
2010	4,0%
2011	4,3%
2012	3,7%
2013	3,4%
2014	3,0%
2015	2,4%
2016	2,1%

Grundsätzlich geht die Beschlusskammer davon aus, dass die zu den genannten Beträgen korrespondierenden Zinssätze jedenfalls dann überhöht sind, wenn diese über den Plausibilisierungszinssatzreihen liegen.



### 1.1.8. Rechts- und Beratungskosten (Ziffer 1.5.6.)

Der Netzbetreiber macht Rechts- und Beratungskosten in Höhe von ██████ geltend. Diese umfassen Aufwendungen für „Benchmarking Transparenz“, für die „Umwandlung Darlehen“ und für die „Vorbereitung Kostenprüfung“ in Höhe von insgesamt ██████. In einer Gesamtbetrachtung stellen die in dieser Position geltend gemachten aufwandsgleichen Kosten für „Benchmarking Transparenz“, für die „Umwandlung Darlehen“ und für die „Vorbereitung Kostenprüfung“ eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2012 bis 2016 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen für „Benchmarking Transparenz“, für die „Umwandlung Darlehen“ und für die „Vorbereitung Kostenprüfung“ beträgt ██████. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von ██████ über dem Durchschnittswert. Es ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren.

Die für das Jahr 2016 geltend gemachten Kosten wurden daher um die Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigt und lediglich im Durchschnittswert der Jahre 2012 bis 2016 berücksichtigt. Die geltend gemachten aufwandsgleichen Kosten werden somit um ██████ gekürzt.

### 1.1.9. Einzelwertberichtigungen auf Forderungen (Ziffer 1.5.11.)

Der Netzbetreiber macht Einzelwertberichtigungen auf Forderungen in Höhe von ██████ geltend. Hierbei handelt es sich um Aufwendungen im Zusammenhang mit der Insolvenz der Flexstrom AG Gruppe und der TelDaFax Energy GmbH.

Zahlungen aufgrund von Rückforderungen eines Insolvenzverwalters sind regulatorisch nicht berücksichtigungsfähig, da die Kosten auf einer anfechtbaren Rechtshandlung und damit auf einem Verstoß gegen die Rechtsordnung beruhen. Der Netzbetreiber darf über die ARegV nicht so gestellt werden, als hätte es keine anfechtbare Rechtshandlung gegeben. Die Kosten entsprechen zudem nicht den Kosten eines effizienten Netzbetreibers im Sinne des § 4 Abs. 1 StromNEV. Hätte der Netzbetreiber ein effizientes Forderungsmanagement betrieben, hätte er die Leistungen gegenüber dem insolventen Unternehmen rechtzeitig eingestellt. Gemäß § 143 Abs. 1 S. 1 InsO muss alles, was durch eine anfechtbare Handlung aus dem Vermögen des Insolvenzschuldners veräußert, weggegeben oder aufgegeben ist, zur Insolvenzmasse zurückgewährt werden. Ohne eine rechtswidrige Entgegennahme von Zahlungen wäre es erst gar nicht zu einer anfechtbaren Rechtshandlung gekommen.

### **1.1.10. Pauschalwertberichtigungen auf Forderungen (Ziffer 1.5.12.)**

Der Netzbetreiber macht Kosten für Pauschalwertberichtigungen in Höhe von ████████ geltend. Diese sind nicht berücksichtigungsfähig, weil sie lediglich dem bilanziellen Vorsichtsprinzip geschuldet sind und den Pauschalwertberichtigungen keine tatsächlichen Kosten gegenüberstehen. Insofern sind Pauschalwertberichtigungen generell nicht berücksichtigungsfähig.

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

Planmäßige oder außerplanmäßige Wertminderungen von Vermögensgegenständen werden in Abschreibungen erfasst. Die für die Gesamtkosten nach § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV maßgeblichen Abschreibungen betriebsnotwendiger Anlagegüter werden auf Grundlage des § 6 StromNEV kalkulatorisch ermittelt und ersetzt somit die handelsbilanziellen Werte. Damit wird ein langfristig angelegter, leistungsfähiger und zuverlässiger Netzbetrieb gewährleistet.

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 (Altanlagen), und Anlagegütern, die ab dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Neuanlagen).

Bei Altanlagen werden nach § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 StromNEV für den eigenfinanzierten Anteil des Anlagevermögens (maximal 40 %) Tagesneuwerte als Basis für die weiteren Berechnungen herangezogen. Die Tagesneuwerte werden mittels Indexierung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Für den fremdfinanzierten Anteil des Anlagevermögens (mindestens 60 %) bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die weitere Wertermittlung (vgl. § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV).

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind gemäß § 6 Abs. 4 StromNEV ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zu ermitteln.

Dementsprechend wurden für alle Anlagengüter zunächst die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten identifiziert. Netzkäufe und vergleichbare Fallgestaltungen dürfen nicht dazu führen, dass die Berechnungsgrundlagen verfälscht werden. Anschließend wurden aus den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten mithilfe von Preisindizes Tagesneuwerte bestimmt, 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 wurde schließlich die kalkulatorische Jahresabschreibung bestimmt.

Die kalkulatorischen Abschreibungen für Alt- und Neuanlagen sind jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV und nach der linearen Abschreibungsmethode (§ 6 Abs. 2 S. 1 und Abs. 4 StromNEV) zu ermitteln. Die für ein Anschaffungsjahr, in einer Anlagengruppe 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.

### **1.2.1. 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). 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 StromNEV bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die Wertbestimmung des Sachanlagevermögens, sofern und soweit sie betriebsnotwendig sind. Zum betriebsnotwendigen Vermögen gehören alle Vermögenswerte, die dem Geschäftsablauf des Netzbetriebs dienen.

Nicht aktivierten sondern 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 den erneuten Ansatz der Aufwendungen als Anschaffungs- und Herstellungskosten zu belasten.

### **1.2.1.1. Verbot der Abschreibung unter Null, insbesondere Netzkäufe und vergleichbare Fallgestaltungen**

§ 6 Abs. 6 StromNEV untersagt eine Abschreibung unter Null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte. Nach § 6 Abs. 7 StromNEV gilt das Verbot der Abschreibung unter Null ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. Darin kommt zum Ausdruck, dass ein Netzkauf oder vergleichbare Fallgestaltungen nicht zu einer Erhöhung der berücksichtigungsfähigen Netzkosten führen dürfen. 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 bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und Restwerte der Kaufpreis für erworbene Netze nicht zugrunde gelegt werden darf (vgl. 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. § 6 Abs. 7 StromNEV stellt überdies 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.). Daher sind auch die kalkulatorischen Restwerte eines übernommenen Netzteils separat fortzuführen.

### **1.2.1.2. Veränderung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten**

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 Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Neubewertungen und Umbuchungen sind für die kalkulatorische Bewertung in der StromNEV nicht zulässig, um das Abschreibungsverbot unter Null nach § 6 Abs. 5 und § 6 Abs. 7 sicherzustellen. Dementsprechend sind in der StromNEV-Kalkulation sämtliche Veränderungen, z.B. aufgrund erlaubter degressiver oder anderer Sonderabschreibungen, Neubewertungen oder Umbuchungen grundsätzlich unzulässig.

Die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bis zum Basisjahr der zweiten Regulierungsperiode (2011) mit den zum damaligen Zeitpunkt gewählten Zugangsjahren und Zuordnungen zu den jeweiligen Anlagengruppen wurden im Rahmen der beiden vorangegangenen Kostenprüfungen bereits festgeschrieben und sind somit grundsätzlich unverändert fortzuführen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 27.04.2017, VI-5 Kart 17/15, Rn. 62, juris), es sei denn Anlagenabgänge mindern den Anlagenbestand. Umbuchungen zwischen den Anlagengruppen oder Veränderungen in den Zugangsjahren sind nicht zulässig, da durch die entsprechenden Veränderungen bereits verdiente Abschreibungen und Restwerte erneut in Ansatz gebracht werden könnten. Zugänge im Anlagevermögen der Jahre 2012 bis 2016 wurden um die Anschaffungs- und Herstellungskosten ergänzt.

#### **1.2.1.2.1. Abgänge im Anlagevermögen**

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.

Die kalkulatorische Nutzung 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 kostenmindernd 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.

### **1.2.1.2.2. Zugänge im Anlagevermögen**

Nachträglich können Anschaffungs- und Herstellungskosten z.B. durch Erweiterung oder Wertverbesserung des Anlagengutes nach dessen Errichtung entstehen. Kalkulatorisch sind diese als neue Anschaffungskosten im Jahr der Erweiterung oder Wertverbesserung zu erfassen. Schließlich sind auch Erhöhungen des Anteils des Stromnetzes an Anlagengütern des gemeinschaftlich genutzten Bereichs eines Versorgungsunternehmens als Anlagenzugang zu klassifizieren.

### **1.2.2. Tagesneuwerte**

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 StromNEV ist für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen – ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert nach § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 StromNEV – die Summe aller anlagenspezifisch ermittelten Abschreibungsbeträge zu Grunde zu legen. Nach § 6 Abs. 3 S. 1 StromNEV ist der Tagesneuwert der unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt. Die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte hat unter Verwendung von Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nach § 6 Abs. 3 S. 2 i.V.m. § 6a StromNEV zu erfolgen.

§ 6a Abs. 2 StromNEV bestimmt, dass der Ermittlung der Tagesneuwerte Ersatzindexreihen zu Grunde zu legen sind, sofern die in § 6a Abs. 1 StromNEV genannten Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nicht für den notwendigen Zeitraum der Vergangenheit verfügbar sind. Diese sind mit den in § 6a Abs. 1 StromNEV genannten Indexreihen zu verketteten. § 6a Abs. 2 StromNEV regelt neben den zu verwendenden Ersatzreihen die Verkettungsmethodik. Hierbei werden Verkettungsfaktoren bestimmt, die sich jeweils aus der Division des am weitesten in der Vergangenheit liegenden Indexwertes der Indexreihe gemäß § 6a Abs. 1 StromNEV durch den Indexwert der Ersatzindexreihe für dasselbe Beobachtungsjahr ergeben. Die Ersatzindexreihe wird jeweils mit dem Verkettungsfaktor multipliziert und dadurch umbasiert. Dies führt dazu, dass die Preisänderung unverändert bleibt. Die Verkettungsmethodik entspricht der Verkettungsmethodik in den Erläuterungen des Statistischen Bundesamtes zur Fachserie 16 und 17. Die Ersatzindexreihen werden in § 6a Abs. 2 S. 3 Nr. 1 bis 5 StromNEV im Einzelnen aufgezählt.

Es war danach erforderlich für die Indexreihen nach § 6a Abs. 1 StromNEV eine Verkettung mit den folgenden Ersatzindexreihen vorzunehmen:

1. für die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk, ohne Umsatzsteuer
  - a) für den Zeitraum von 1958 bis 1968 die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk, mit Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) und
  - b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
2. für die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau) ohne Umsatzsteuer
  - a) für den Zeitraum von 1958 bis 1968 die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), mit Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) und

- b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
- 3. für die Indexreihe Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte);
- 4. für die Indexreihe Andere elektrische Leiter für eine Spannung von mehr als 1 000 Volt für den Zeitraum vor 1995
  - a) die Indexreihe Kabel für die Anlagengruppe Kabel (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugnisse gewerblicher Produkte) und
  - b) für die Anlagengruppe Freileitungen die Indexreihe Isolierte Drähte und Leitungen (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte);
- 5. für die Indexreihe Türme und Gittermaste, aus Eisen oder Stahl, für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe Fertigteilbauten überwiegend aus Metall, Konstruktionen aus Stahl und Aluminium (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

Aus den in § 6a Abs. 1 und 2 StromNEV genannten Indexreihen werden gemäß § 6a Abs. 3 StromNEV Indexfaktoren bestimmt. Der Tagesneuwert im Basisjahr eines im Jahr t angeschafften Anlagegutes ergibt sich durch die Multiplikation des Indexfaktors des Jahres t mit den historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten. Der Indexfaktor des Jahres t ergibt sich aus dem Quotienten des Indexwertes des Basisjahres und dem Indexwert des Jahres t und ist auf vier Nachkommastellen zu runden.

Für das Basisjahr 2016 ergibt sich der Indexfaktor des Jahres t aus dem Quotienten des Indexwertes des Jahres 2016 und dem Indexwert des Jahres t. Multipliziert man somit den Indexfaktor des Jahres t mit dem Indexwert des Jahres t, ergibt sich der Indexwert des Jahres 2016. Der Indexfaktor für das Basisjahr (hier: 2016) beträgt somit 1.

Bei Anlagegütern, welche im Jahr 2006 bis 2016 angeschafft wurden, handelt es sich um Neuanlagen, so dass hierbei gemäß § 6 Abs. 4 StromNEV keine Berücksichtigung zu Tagesneuwerten erfolgt und ein Faktorwert für diese Jahre nicht benötigt wird.

Die zur Bestimmung von Tagesneuwerten auf Basis des Jahres 2016 relevanten Preisindizes sind wurden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur ([www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)) unter den Menüpunkten „Beschlusskammern“ → „Beschlusskammer 8“ → „Hinweise und Konsultationen“ → „Preisindizes zur Bestimmung von Tagesneuwerten betriebsnotwendiger Anlagegüter gemäß § 6 Abs. 3 S. 2 i.V.m. § 6a StromNEV“ veröffentlicht.

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

Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen ergeben sich aus der Summe der Einzelabschreibungen des Anlagevermögens. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind gemäß § 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. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.

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 Grundstücksanteile in abschreibungsfähigen Positionen enthalten sind, wie z. B. in Bauten, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

### 1.2.3.1. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Altanlagen

Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen der Altanlagen (kalk. Jahres-AfA (alt)) sind nach § 6 Abs. 2 S. 1 StromNEV unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Der eigenfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ist der zu Grunde zu legende Restwert zu Tagesneuwerten ( $RW_{TNW,i}$ ) multipliziert mit der Eigenkapitalquote (EKQ) und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer ( $RND_i$ ); der fremdfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ergibt sich nach § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 i.V.m. § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 StromNEV bzw. § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV aus den relevanten Restwerten zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ( $RW_{AK/HK,i}$ ) multipliziert mit der Fremdkapitalquote (FKQ) und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer ( $RND_i$ ).

Die kalkulatorische Abschreibung der Altanlagen ist gemäß § 6 Abs. 2 und 5 i.V.m. § 32 Abs. 3 und § 6 Abs. 6 S. 5 StromNEV nach folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{kalk. Jahres - AfA (alt)}_i = \frac{RW_{TNW,i}}{RND_i} \times EKQ + \frac{RW_{AK/HK,i}}{RND_i} \times FKQ$$

Hierbei ist die Restnutzungsdauer einer Anlagengruppe je Netz-ID  $i$  ( $RND_i$ ) gleich der Differenz aus der vom Netzbetreiber gewählten Nutzungsdauer innerhalb der Bandbreite nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV und der Anzahl der vergangenen Jahre seit Errichtung der Anlagegüter der jeweiligen Anlagengruppe. In der Formel beschreiben der Restwert  $TNW_i$  den kalkulatorischen Restwert der Anlagegüter der Anlagengruppe je Netz-ID  $i$  zu Tagesneuwerten und der Restwert  $AK/HK_i$  den kalkulatorischen Restwert der Anlagegüter einer Anlagengruppe je Netz-ID  $i$  zu Anschaffungs- und Herstellungskosten.

### **1.2.3.2. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen**

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen (kalk. Jahres-AfA (neu)) 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 Restwerte zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ( $RW_{AK/HK,i}$ ) und der Restnutzungsdauer ( $RND_i$ ). Eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte entfällt für Neuanlagen gemäß § 6 Abs. 4 StromNEV.

Die kalkulatorische Abschreibung der Neuanlagen ist gemäß § 6 Abs. 4, 5 und 6 S. 5 StromNEV nach folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{kalk. Jahres - AfA (neu)}_i = \frac{RW_{AK/HK,i}}{RND_i}$$

### **1.2.3.3. Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens**

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2016 (Endbestand) ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2016 entstandenen, kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen. Dem entsprechend werden auch die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2015 (Anfangsbestand) ermittelt.

Für die Bestimmung der Netzentgelte nach StromNEV sind nach § 32 Abs. 3 S. 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; BTOEl) 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 ist bei der Restwertermittlung zu berücksichtigen, in welchem Umfang Abschreibungen auf Sachanlagen bereits in die Strompreiskalkulation nach der BTOElt eingeflossen sind. Denn die Netzkosten sind bei den früher üblichen integrierten Versorgungsunternehmen notwendiger Bestandteil der Strompreiskalkulation gewesen. Dabei wurden im Rahmen der den Ländern obliegenden Anwendung der BTOElt in der Vergangenheit durchaus unterschiedliche Abschreibungszeiträume anerkannt. So waren in einzelnen Ländern vergleichsweise kurze steuerliche Abschreibungszeiten zulässig. Die Regelungen des § 32 Abs. 3 StromNEV schreiben vor, dass diese Abschreibungszeiten berücksichtigt werden müssen. Soweit also während der gesamten bisherigen Nutzungszeit der Anlagen kürzere Abschreibungszeiträume in Ansatz gebracht worden sind, als jene Abschreibungsdauern, die nach der StromNEV zugelassen sind, so gelten die getätigten Abschreibungen als bereits wiederverdient. Diesen Umstand bei der aktuellen Kalkulation nicht zu berücksichtigen, würde zu unberechtigten erhöhten Abschreibungen führen. Es käme zu einer Abschreibung unter Null, die nach § 6 Abs. 6 und 7 StromNEV verboten ist. Überdies würde die unvollständige Berücksichtigung bereits erfolgter Abschreibungen zu einer Überhöhung des betriebsnotwendigen Kapitals und mithin der zulässigen kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 und 2 StromNEV führen.

Sind über Anlagengruppen 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 anzuwenden. Nach § 32 Abs. 3 S. 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:

Wurde im Rahmen der erstmaligen Kalkulation nach der StromNEV eine Änderung der angesetzten Nutzungsdauer gegenüber der zuvor angesetzten Nutzungsdauer vorgenommen, so wurde lediglich der auf Grundlage der bislang in Ansatz gebrachten Nutzungsdauer ermittelte kalkulatorische Restwert auf die geänderte Restnutzungsdauer verteilt.

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 ggf. mehrstufig vorzunehmen.

Die Restwerte sind nur insoweit anzusetzen, wie sie sich aus den Angaben des Netzbetreibers unter Anrechnung bereits erzielter Abschreibungen ergeben. Ist dabei der Gegenwert der Anschaffungs- und Herstellungskosten über die Abschreibungen bereits erreicht oder gar überschritten, ist eine Anerkennung weiterer Abschreibungen ausgeschlossen (§ 6 Abs. 6 StromNEV).

Für eine durchgehende Plausibilisierung der vom Netzbetreiber zugrunde gelegten kalkulatorischen Restwerte hat die Beschlusskammer eine eigene Ermittlung (Prüfrechnung) der kalkulatorischen Restwerte in Anwendung des § 32 Abs. 3 StromNEV durchgeführt.

Die Beschlusskammer hat die sich aus **Anlage 3-4** ergebenden Nutzungsdauern je Anlagengruppe pro Netz-ID zu Grunde gelegt. Die Festschreibung erfolgte pro Anlagengruppe und Jahr.

### **1.2.3.4. 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 3-1**. Die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergibt sich ebenfalls aus **Anlage 3-1**.

Die Anfangs- und Endbestände der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Alt- und Neuanlagen) wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 3-2**. Bezogen auf die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten (für Altanlagen) – gegliedert nach Anlagengruppen – finden sich die Werte ebenfalls in **Anlage 3-2**.

Die den Berechnungen zu Grunde liegenden Werte (historische Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Jahresscheiben und Nutzungsdauern) ergeben sich aus **Anlage 3-3 und 3-4**.

### 1.3. Eigenkapitalverzinsung

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

- kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und multipliziert mit der Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV,
- kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu Tagesneuwerten und multipliziert mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV,
- kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und
- 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 wird hierbei durch Addition der Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende 2016 und der Jahresabschreibung 2016 errechnet.

Gemäß der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs wurden die Anschaffungs- und Herstellungskosten von Neuanlagen, die im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV aktiviert wurden, im Jahresanfangsbestand berücksichtigt (Vgl. BGH, Beschluss v. 10.11.2015, EnVR 42/14). Eine Berücksichtigung des entsprechenden Kostenanteils der Anlagen im Bau im Anfangsbestand ist unzulässig, da die vorgenannte Rechtsprechung des BGH auf Anlagen im Bau gerade nicht übertragbar ist. Anlagen im Bau unterliegen nicht der kalkulatorischen Abschreibung. Dementsprechend besteht – anders als im Fall einer aktivierten Neuanlage – bereits keine Veranlassung für eine Angleichung der Eigenkapitalverzinsungsbasis an die Abschreibung.

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten sind bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht zu berücksichtigen, da sie weder dem Wortlaut des § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 StromNEV noch dem Normzweck nach anzusetzendes Eigenkapital darstellen (BGH, Beschluss v. 14.08.2008, KVR 39/07).

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 Ermittlungsschritten zu erfolgen:

- (1.) kalkulatorische Eigenkapitalquote (§ 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV),
- (2.) betriebsnotwendiges Eigenkapital (§ 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV),
- (3.) die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigender Eigenkapitalanteil (§ 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV),
- (4.) der auf Neu- und Altanlagen entfallende Anteil am Eigenkapital (§ 7 Abs. 3 StromNEV) und
- (5.) die auf die beiden Eigenkapitalanteile entfallenden Zinsen (§ 7 Abs. 6 und Abs. 1 S. 3 StromNEV).

Bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung wurden die in **Anlage 4** aufgeführten Vermögenswerte und Kapitalpositionen zu Grunde gelegt. Eine Übersicht über die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung findet sich ebenfalls in **Anlage 4**.

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

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV ergibt sich die kalkulatorische Eigenkapitalquote rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital (*BNEK I*) und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (*BNV I*). Dabei wird 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
- = **Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)**
- Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
- Abzugskapital
- Verzinsliches Fremdkapital
- = **Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)**

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. Die kalkulatorische Eigenkapitalquote ist dann der Quotient aus dem so definierten BNEK I und BNV I.

### **1.3.1.1. 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 ermittelt 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 4**.

### **1.3.1.2. 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 (vgl. BGH, Beschluss v. 25.04.2017, EnVR 17/16, S. 14 ff).

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.

### **1.3.1.3. Finanzanlagen und Umlaufvermögen**

Voraussetzung für die Anerkennung von Finanzanlagen und Umlaufvermögen ist gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV, dass diese betriebsnotwendig sind. Bei der i.S.d. §§ 4 ff. StromNEV zu erstellenden kalkulatorischen Rechnung ist also das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit maßgeblich.

Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i.R.d. nach § 6b EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. Kürzungen bei Finanzanlagen und beim Umlaufvermögen haben keine Kürzung des abschließend in § 7 Abs. 2 StromNEV definierten Abzugskapitals zur Folge. Allerdings kann ein höheres Abzugskapital ein höheres Umlaufvermögen rechtfertigen. Dies ist vom Netzbetreiber darzulegen (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, EnVR 6/08, Rn. 44, 32f.).

Eine Aufschlüsselung des Umlaufvermögens auf die in § 10 Abs. 3 S. 1 EnWG (a.F.) bzw. § 6b EnWG (n.F.) aufgeführten Tätigkeiten eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens und damit auch auf die Tätigkeit der Elektrizitätsverteilung zeigt dessen Betriebsnotwendigkeit für das Netz nicht auf (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, EnVR 6/08, Rn. 45; vgl. auch OLG Stuttgart, Beschl. v. 05.04.2007, 202 EnWG 8/06, Rn. 176).

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. Das Finanzanlage- und Umlaufvermögen muss sich an dem eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers orientieren. Gemäß § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG sind nur solche Kostenbestandteile effizient und betriebsnotwendig, die sich ihrem Umfang nach auch im Wettbewerb eingestellt hätten.

### **1.3.1.3.1. 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 Positionen geltend gemacht, zeigt das vielmehr, dass diese für den Betrieb des Netzes nicht notwendig sind.

Der Netzbetreiber hat keine überzeugenden Gründe genannt, die eine Berücksichtigung von Finanzanlagen rechtfertigen könnten.

### 1.3.1.3.2. 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.

Das vorzuhaltende Umlaufvermögen muss gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV betriebsnotwendig sein. Die Umstände, aus denen sich die Betriebsnotwendigkeit ergibt, hat der Netzbetreiber im Rahmen seiner Mitwirkungspflichten darzulegen und zu beweisen (vgl. BGH, Beschluss v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rz. 8, 20ff.; BGH, Beschluss v. 23.06.2009, EnVR 19/08, Rz. 23; BGH, Beschluss v. 07.04.2009, EnVR 6/08, Rz. 42; BGH, Beschluss v. 05.10.2010, EnVR 49/09, Rz. 16). Hierzu muss der Netzbetreiber darlegen, welche kurzfristigen Verbindlichkeiten, Aufwendungen oder laufenden Kosten des Netzbetriebs er bedienen muss, die einen Bestand an liquiden Mitteln und kurzfristig realisierbaren Forderungen rechtfertigen (vgl. BGH, Beschluss v. 23.06.2009, EnVR 19/08, Rz. 25).

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. Eine Verzinsung in Höhe der vorgegebenen Eigenkapitalzinsen darf somit nur auf einen effizienten Umlaufvermögensbestand gewährt werden.

Der Wechsel von Investitionszyklen, d.h. von Zeitabschnitten mit erhöhten Investitionen, die von Zeitabschnitten mit niedrigen Investitionen abgelöst werden, gebietet keinen erhöhten Bestand an Umlaufvermögen. Selbst wenn die meisten Anlagegüter lange Abschreibungszeiträume aufweisen, sind diese in der Regel zeitversetzt, so dass aus den verdienten Abschreibungen Mittel für neue Investitionen zur Verfügung stehen. Werden für einen längeren Zeitraum keine Investitionen getätigt, ist es aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht effizient, liquide Mittel zu horten. Das Umlaufvermögen dient nicht der ineffizienten Hortung von Liquidität. Zum Umlaufvermögen gehören Vermögensgegenstände, 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. BFH, Urteil v. 31.05.2001, IV R 73/00, Rn. 10; Urteil v. 28.05.1998, XR 80/94, Rn. 30).

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.

### **1.3.1.3.2.1. Vorräte**

Gemäß § 266 Abs. 2 HGB bestehen die Vorräte aus Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen, unfertigen Erzeugnisse, unfertigen Leistungen, fertigen Erzeugnisse und geleisteten Anzahlungen.

Die Vorräte werden in tatsächlicher Höhe berücksichtigt.

### 1.3.1.3.2.2. Forderungen, Wertpapiere und Kassenbestände

Die Forderungen aus dem EEG- und KWKG-Wälzungsmechanismus im Anfangsbestand und im Endbestand, wie auch die entsprechenden Verbindlichkeiten, werden gekürzt. In den Forderungen und Verbindlichkeiten der Bilanz des Netzbetreibers sind u.a. Beträge enthalten, die auf die Zahlungen aufgrund des EEG bzw. des KWKG zurückzuführen sind. Der Netzbetreiber fungiert hier lediglich als „Zahlungsdrehscheibe“, so dass diese Bestände nicht zu berücksichtigen sind.

Der Netzbetreiber konnte nicht nachweisen, dass die geltend gemachten verbleibenden Forderungen, Wertpapiere und Kassenbestände betriebsnotwendig sind. Es wäre eine dynamische Betrachtung und Darstellung des Liquiditätsbedarfs im Basisjahr erforderlich gewesen. Hierbei hätte der Netzbetreiber die konkreten Mittelzuflüsse und -abflüsse darlegen müssen (vgl. BGH, Beschluss v. 23.06.2009, EnVR 19/08, Rz. 25; OLG Düsseldorf, Beschluss v. 11.11.2015, VI-3 Kart 118/14 [V], Rn. 64 ff. – juris). Dem Netzbetreiber ist ein entsprechender Nachweis nicht gelungen. Daher ist die Beschlusskammer befugt, aufgrund allgemeiner Kennzahlen pauschale Ansätze zugrunde zu legen (BGH, Beschluss v. 10.11.2015, EnVR 26/14, Rn. 20 f.).

Für die verbleibenden Forderungen, Wertpapiere und Kassenbestände werden Bestände ohne weiteren Nachweis in Höhe von 1/12 der Erlösbergrenze des Jahres 2016 anerkannt. Es handelt sich um eine in Bezug auf das Basisjahr sachgerechte Anknüpfung. Unter Berücksichtigung des pauschalen Ansatzes ergibt sich eine Kürzung der verbleibenden Forderungen, Wertpapiere und Kassenbestände in Höhe von ██████████ im Anfangsbestand (31.12.2015) und ██████████ im Endbestand (31.12.2016).

### 1.3.1.4. Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil, latente Steuern, Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital

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

### 1.3.1.4.1. Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil

§ 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV sieht vor, dass der Steueranteil des Sonderpostens mit Rücklageanteil explizit als Abzugskapital zu berücksichtigen ist. Korrespondierend hierzu ist der entsprechende Auflösungsbetrag kostenmindernd zu berücksichtigen.

Rechtsgrundlage für die Bildung des Sonderpostens mit Rücklageanteil 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 EG-HGB 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. Der Steueranteil umfasst dabei bei Kapitalgesellschaften die Körperschaftsteuer sowie die Gewerbesteuer. Der Körperschaftsteuersatz inkl. Solidaritätszuschlag beträgt 15,825 %. Der durchschnittliche Gewerbesteuersatz beträgt 13,65 % (Messzahl: 3,5%; durchschnittlicher Hebesatz Deutschland: 390 %). Daraus ergibt sich ein als Richtwert anzusetzender Steuerfaktor von 29,48 %. Dieser kann jedoch je nach Gewerbesteuerhebesatz des Netzbetreibers variieren.

Der Netzbetreiber hat keinen Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil geltend gemacht.

### **1.3.1.4.2. Latente Steuern**

Latente Steuern werden weder als Aktiv- noch als Passivposition im Rahmen der Kostenkalkulation berücksichtigt. Die latenten Steuern werden als Ausgleichsposition zwischen der Handels- und der Steuerbilanz gebildet und haben daher keine nachhaltige Wirkung auf die Vermögenssituation des Netzbetriebs.

### **1.3.1.5. Abzugskapital**

§ 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV bestimmt, dass im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals sowohl das zinslos zur Verfügung stehende Kapital (Abzugskapital) als auch das verzinsliche Fremdkapital in Abzug zu bringen ist.

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.

Auch für die Positionen des Abzugskapitals ist nach § 7 Abs. 2. S. 2 Nr. 1 bis 5 StromNEV im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendwert zu bilden.

### 1.3.1.5.1. Rückstellungen (§ 7 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 StromNEV)

Sinn und Zweck der Rückstellungsbildung ist die zeitliche Vorverlagerung einer Erfolgsminderung im Sinne einer periodengerechten Erfolgsermittlung im Jahresabschluss. Für andere als in § 249 Abs. 1 HGB genannte Zwecke dürfen keine Rückstellungen gebildet werden, § 249 Abs. 2 S. 1 HGB. Sie sind Bestandteil des Fremdkapitals und bilden Verpflichtungen einer Unternehmung ab, bei denen weitergehende Kriterien noch nicht abschließend erfüllt sind. Hierzu gehört der Fall, 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 hinterfragt die Beschlusskammer auch die mögliche Nutzung bilanzpolitischer Spielräume. In diesem Zusammenhang überprüft die Beschlusskammer die Sachgerechtigkeit der im Tätigkeitsabschluss angesetzten Rückstellungen sowie die Sachgerechtigkeit der Zuteilung der Positionen zu einem anderen Tätigkeitsabschluss. Dies gilt unabhängig davon, dass die Jahres- bzw. Tätigkeitsabschlüsse durch einen Wirtschaftsprüfer testiert wurden. Somit ist auch eine Korrektur testierter Angaben durch die Beschlusskammer zulässig.

Der Netzbetreiber hat die Rückstellungsbestände für ausstehende Rechnungen teilweise nicht berücksichtigt. Die vom Netzbetreiber gekürzten Rückstellungsbestände werden in Höhe von [REDACTED] im Anfangsbestand (31.12.2015) und in Höhe von [REDACTED] im Endbestand (31.12.2016) im Abzugskapital berücksichtigt, da nicht nachvollziehbar ist, warum diese seitens des Netzbetreibers gekürzt wurden.

Der Netzbetreiber hat zudem Rückstellungsbestände für EEG-Aufwendungen berücksichtigt. Die Rückstellungsbestände werden von der Beschlusskammer nicht im Abzugskapital berücksichtigt, da es sich bei der finanziellen Förderung nach EEG um einen durchlaufenden Posten handelt. Auf Schätzungen basierende Rückstellungen für EEG-Zahlungen an Einspeiser für die letzten Monate sind zu eliminieren. Der Netzbetreiber ist dazu verpflichtet, EEG-Zahlungen an den Einspeiser auszukehren. Im Gegenzug erhält der Netzbetreiber nach § 57 Abs. 1 EEG erzielte Stromerlöse exklusive vermiedene Netzentgelte vom Übertragungsnetzbetreiber. Diese Umsetzung betrifft lediglich die Abwicklung der EEG-Umlage und ist nicht Bestandteil des originären Netzgeschäfts. Entsprechend darf diese Position in den Netzkosten keine Berücksichtigung finden. Dasselbe gilt für KWKG-Ausgleichszahlungen. Die vom Netzbetreiber berücksichtigten Rückstellungsbestände werden in Höhe von [REDACTED] im Anfangsbestand (31.12.2015) und in Höhe von [REDACTED] im Endbestand (31.12.2016) im Abzugskapital gekürzt.

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

Die Position beinhaltet den Restwert der erhaltenen Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge. Nach § 9 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 StromNEV ist die aktivische Absetzung von Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht zulässig. Die erhaltenen Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge sind zu passivieren und über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

Baukostenzuschüsse, die im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV hinzugekommen sind, werden im Jahresanfangsbestand in voller Höhe berücksichtigt. Dies entspricht der Behandlung von korrespondierenden Anschaffungs- und Herstellungskosten auf der Aktivseite (vgl. BGH, Beschluss v. 10.11.2015, EnVR 42/14.).

Die Sonderposten für Investitionszuschüsse in Höhe von [REDACTED] im Anfangsbestand und [REDACTED] im Endbestand werden in voller Höhe im Abzugskapital berücksichtigt. Die Positionen werden als Sonderposten auf der Passivseite bilanziert. Die Beschlusskammer wertet diese Zuschüsse der Vergangenheit wie erhaltene BKZ und Netzanschlusskostenbeiträge, welche somit entsprechend Fremdkapital darstellen. Darüber hinaus besteht ein mögliches Bilanzierungswahlrecht: Entweder aktive Absetzung des Zuschusses von den AK/HK, was zu geringeren Abschreibungen führt, oder Bildung eines Gegenpostens auf der Passivseite, der jährlich um den anteiligen Abschreibungsbetrag gemindert wird.

### 1.3.1.6. **Verzinsliches Fremdkapital**

§ 7 Abs. 1 S. 2 2. HS StromNEV bestimmt, dass im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals auch das verzinsliche Fremdkapital in Abzug zu bringen ist. Damit ist das betriebsnotwendige verzinsliche Fremdkapital grundsätzlich in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen.

### 1.3.1.7. **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 3-3**.

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 4**.

Die hieraus resultierende Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV ergibt sich ebenfalls aus **Anlage 4**.

### 1.3.2. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 7 Strom-NEV (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>
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</u></b>
-	<i>Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil</i>
-	<i>Abzugskapital</i>
-	<i>Verzinsliches Fremdkapital</i>
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</u></b>

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 gemäß § 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 gemäß § 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 4** 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 4**. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (*BNEK II*) ergibt sich aus **Anlage 4**.

### **1.3.3. 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 ( $BNEK II \leq 40\%$ ), 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 ( $BNEK II \leq 40\%$ ) 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.

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

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital ( $BNEK II$ ) auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 StromNEV). Die Aufteilung erfolgt nach den Maßgaben, wie es in § 7 Abs. 3 S. 2 und 3 StromNEV vorgegeben ist. Der Anteil der kalkulatorischen Restwerte der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (Anteil SAVneu) ergibt sich aus dem Quotienten aus den kalkulatorischen Restwerten der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten und den kalkulatorischen Restwerten des gesamten Sachanlagevermögens und somit der Summe aus den kalkulatorischen Restwerten (RW) der Alt- und Neuanlagen (SAValt und SAVneu).

$$\begin{array}{l}
 / \quad \text{Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu AK/HK} \\
 \quad [ \text{Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu} \\
 \quad \text{Tagesneuwerten} * \text{Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV (max. 40 \%)} \\
 + \quad \text{Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu} \\
 \quad \text{historischen AK/HK} * \text{Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV (min. 60 \%)} \\
 + \quad \text{Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu historischen AK/HK} ] \\
 = \quad \underline{\underline{\text{Anteil SAVneu}}}
 \end{array}$$

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

Die jeweiligen Anteile der Neuanlagen sowie der Altanlagen am Eigenkapital ergeben sich aus **Anlage 4**.

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

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss v. 05.10.2016, unter dem Aktenzeichen BK4-16/160, den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 6,91 % und für Altanlagen auf 5,12 % vor Steuer festgelegt.

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

$$\begin{aligned} & \text{BNEK II} \leq 40\% * \text{Anteil SAVneu} * 6,91\% \\ & + \text{BNEK II} \leq 40\% * \text{Anteil SAValt} * 5,12\% \end{aligned}$$

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 nach § 7 Abs. 1 S. 5, Abs. 7 StromNEV verzinst. Der Zinssatz bestimmt sich gemäß § 7 Abs. 7 S. 1 StromNEV als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen. Mit Beschluss v. 25.04.2017, EnVR 17/16 hat der Bundesgerichtshof entschieden, dass die gleichlautende Regelung des § 7 Abs. 7 GasNEV in Einklang mit den Vorgaben des EnWG steht.

Im Einzelnen ergeben sich die Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“, aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ sowie aus der „Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen - Hypothekenpfandbriefe“.<sup>1</sup>

Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

---

<sup>1</sup> Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

## Anlage Aufwandsparmeter

Jahr	Hypotheken-Pfandbriefe	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)	Anleihen der öffentlichen Hand insgesamt	Ø Reihen
	[in %]	[in %]	[in %]	[in %]
2007	4,4	5,0	4,3	
2008	4,5	6,3	4,0	
2009	3,3	5,5	3,1	
2010	2,5	4,0	2,4	
2011	2,7	4,3	2,4	
2012	1,4	3,7	1,3	
2013	1,3	3,4	1,3	
2014	0,9	3,0	1,0	
2015	0,4	2,4	0,4	
2016	0,2	2,1	0,0	
Ø 10 Jahre	2,16	3,97	2,02	2,72

Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2007 bis 2016 einen durchschnittlichen Zinssatz von 2,72 % ab.

### 1.3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Bis zu der zu Grunde zu legenden Eigenkapitalquote von 40 % ergibt sich die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (*BNEK II*) aus **Anlage 4**. Für das die Quote von 40 % übersteigende betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (*BNEK II*) ergibt sich die Verzinsung aus **Anlage 4**.

### 1.4. Kalkulatorische 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).

Ein Abzug der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei sich selbst erfolgt nicht. § 8 S. 2 StromNEV ist entfallen.

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).

Eine zusätzliche Bereinigung der Eigenkapitalverzinsung um die Gewerbesteuer ("Im-Hundert- Rechnung") kommt nicht in Betracht (BGH, EnVR 26/14 SW Freudenstadt, Rn. 46.).

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 5,12\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 6,91\% + BNEK II > 40\% * 2,72\%] * Hebesatz * Messzahl$$

berechnet. Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in **Anlage 4** ausgewiesen.

### **1.5. Kostenmindernde Erlöse und Erträge nach § 9 StromNEV**

Gemäß § 9 StromNEV sind kostenmindernde Erlöse und Erträge, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen aktivierte Eigenleistungen, Zins- und Beteiligungserträge, Netzanschlusskosten, Baukostenzuschüsse oder sonstige Erträge und Erlöse der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen.

**1.5.1. andere sonstige betriebliche Erträge (Ziffer 5.3.6.)**

Der Netzbetreiber setzt andere sonstige betriebliche Erträge in Höhe von [REDACTED] an. Hierin enthalten sind ausgebuchte Rechnungen für Abschläge in Verbindung mit der Insolvenz der Flexstrom AG Gruppe und der TelDaFax ENERGY GmbH in Höhe von [REDACTED]. Entsprechend der Kürzung unter der Position Einzelwertberichtigungen auf Forderungen (Ziffer 1.5.1.11) werden auch die korrespondierenden Erträge nicht anerkannt.

Die anderen sonstigen betrieblichen Erträge werden insofern um [REDACTED] gekürzt.

**1.5.2. Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten (Ziffer 5.6.4.)**

Die Bestände der Forderungen, der Wertpapiere und die Kassenbestände wurden lediglich in Höhe von 1/12 der Erlösobergrenze des Jahres 2016 anerkannt (siehe Punkt 1.3.1.3.2.2.). Entsprechend dieser Kürzung werden auch die korrespondierenden Erträge gekürzt.

Die Position wurde daher um [REDACTED] gekürzt.

**1.5.3. Erlöse aus EEG (Ziffer 5.7.2.) und Erlöse aus KWKG (Ziffer 5.7.3.)**

Korrespondierend zu den jeweiligen Aufwendungen (Ziffer 1.1.1.2.1. und 1.1.1.2.2.) hat der Netzbetreiber unter diesen Positionen Erlöse angegeben. Es handelt sich um durchlaufende Posten. Die Erträge aus EEG wurden daher um [REDACTED] erhöht und die Erträge aus KWKG wurden um [REDACTED] vermindert.

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

Ausgehend von dem gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV im Basisjahr (2016) zu bestimmen. Auf Grundlage der vom Netzbetreiber übermittelten Kostendaten wurde daher 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 Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile an den Gesamtkosten ist der **Anlage 5** zu entnehmen.

**2.1. Betriebssteuern (S. 1 Nr. 3)**

Betriebssteuern sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S. 51). Dementsprechend unterfallen etwa Grundsteuern, die Kfz-Steuer oder Energiesteuern dem Grunde nach der Regelung des § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 3 ARegV. Nicht hierzu zählt die wirtschaftliche Belastung des Netzbetreibers mit Stromsteuer oder Energiesteuer, die ein Strom- oder Gaslieferant des Netzbetreibers ihm gegenüber (z. B. für den Betriebsverbrauch des Netzbetreibers) in seinen Strom- oder Gaspreis einkalkuliert hat. Die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 StromNEV stellt keine Betriebssteuer nach § 11 Abs.2 S. 1 Nr. 3 ARegV dar (vgl. BGH, Beschl. v. 9. 7. 2013 – EnVR 37/11).

Die in der Position „Betriebssteuern“ enthaltenen Aufwendungen für Stromsteuer in Höhe von [REDACTED] wurden demzufolge umgebucht in die Position 1.5.14. „Sonstiges“ und nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt.

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

Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2016 abgeschlossen worden sind, sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diesbezüglich geht die Beschlusskammer da-

von aus, dass von dieser Regelung nur jene Mitarbeiter erfasst werden, deren Kosten unmittelbar beim Netzbetreiber anfallen, vgl. BGH Beschluss v. 18.10.2016, EnVR 27/15.

Bei den geltend gemachten Kosten handelt es sich teilweise nicht um Kosten, die auf einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung beruhen. Vielmehr macht der Netzbetreiber Kosten geltend, die einseitig gewährt werden (z.B. durch Unternehmensrichtlinie) und jederzeit wieder entzogen werden können, da ein arbeitsrechtlicher Anspruch auf Gewährung der Leistung nicht besteht. Derartige Kosten unterfallen nicht dem Anwendungsbereich von § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV, da hierdurch nur kollektivarbeitsrechtliche Vereinbarungen geschützt werden. Insofern werden die seitens des Netzbetreibers geltend gemachten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in Höhe von [REDACTED] und [REDACTED] für Firmentickets nicht anerkannt.

Der Netzbetreiber passt unter die Kosten in dieser Position auch Aufwendungen für seine Arbeitnehmer, zu denen er gesetzlich verpflichtet ist. Diese beruhen nicht auf einer tarifvertraglichen Vereinbarung, sondern sind für den Netzbetreiber bereits gesetzlich verpflichtend. Sie stellen damit keine dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV dar. Die Angaben des Netzbetreibers sind daher um [REDACTED] und [REDACTED] zu mindern.

Bei den geltend gemachten Kosten handelt es sich zudem teilweise nicht um Kosten, die unmittelbar beim Netzbetreiber anfallen. Die Kosten können unter Voraussetzungen der Entscheidung EnVR 27/15 vom 18.10.2016 auch als dnbK anerkannt werden, wenn diese beispielsweise bei einem verbundenen Dienstleister anfallen. Zwingend ist dabei eine Vereinbarung des Netzbetreibers mit einem Dritten zur Tragung der Lohnkosten und Versorgungsleistungen. Zudem müssen die an den Netzbetreiber weiterverrechneten Kosten des Dritten selbst auf einer kollektiv-arbeitsrechtlichen Vereinbarung beruhen. Nur dadurch kann der nötige rechtliche Zusammenhang zwischen der kollektiv-arbeitsrechtlichen Vereinbarung des Dritten und der Kostenverrechnung an den Netzbetreiber hergestellt werden, so dass sich die Kosten für den Netzbetreiber wie Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen darstellen.

Dies ist stets der Fall, wenn der Dritte dem Netzbetreiber Personal im Wege der Arbeitnehmerüberlassung oder „Personalüberleitung“ zur Verfügung stellt und der Netzbetreiber sich verpflichtet, alle Kosten des Arbeitnehmers zu tragen. Eine Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Dritten, welche an die Erbringung von Leistungen anknüpft, ist demnach nicht ausreichend. Vielmehr muss die vertragliche Regelung einen Bezug auf bestimmte Arbeitnehmer aufweisen (vgl. EnVR 27/15, Rz 42).

Eine Vereinbarung des Netzbetreibers mit einem Dritten zur Tragung der Lohnkosten und Versorgungsleistungen liegt gegenwärtig nicht vor, so dass die Angabe des Netzbetreibers um weitere [REDACTED] gemindert wird.

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

Der Netzbetreiber hat bei der Anpassung der Kosten für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit (§ 11 Abs. 2 Nr. 10 ARegV) Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt.

Bei den geltend gemachten Kosten handelt es sich teilweise nicht um Kosten, die unmittelbar beim Netzbetreiber anfallen. Eine Unmittelbarkeit ist unter den gleichen Voraussetzungen wie bei der Position „Tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz und Versorgungsleistungen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9)“ gegeben (vgl. EnVR 23/16 Rn. 58).

Eine Vereinbarung des Netzbetreibers mit einem Dritten zur Tragung der Lohnkosten und Versorgungsleistungen liegt gegenwärtig nicht vor, so dass die Angabe des Netzbetreibers um [REDACTED] gemindert wird.

### 3. Vergleichbarkeitsrechnung

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

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

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

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

$An_i$  = Annuität der Anlagengruppe  $i$

$TNW_i$  = Tagesneuwert der Anlagengruppe  $i$

$Q$  =  $1 + \text{Zinssatz}$

$n_i$  = Nutzungsdauer der Anlagengruppe  $i$

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

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

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

Für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 2 ARegV die unteren Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der StromNEV zu verwenden. Der zu verwendende Zinssatz bestimmt sich gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Für das Eigenkapital sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 5 ARegV die nach § 7 Abs. 6 StromNEV für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzinssätze anzusetzen. Es wurde der Eigenkapitalzinssatz aus der Festlegung BK4-16-160 für Neuanlagen in Höhe von 6,91 Prozent gemäß § 7 Abs. 6 StromNEV für alle Anlagen zu Grunde gelegt.

Für das verzinsliche Fremdkapital richtet sich die Verzinsung gemäß § 14 Abs. 2 S. 6 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Die nachstehende Tabelle stellt die entsprechenden Jahresdurchschnittswerte seit 2007 dar.

Jahr	Umlaufrendite	10-jahres-Mittel
2007	4,3%	
2008	4,2%	
2009	3,2%	
2010	2,5%	
2011	2,6%	
2012	1,4%	
2013	1,4%	
2014	1,0%	
2015	0,5%	
2016	0,1%	2,12%

Quelle: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank

Für den hier relevanten Zeitraum 2007 bis 2016 leitet sich hieraus für die genannten festverzinslichen Papiere einen durchschnittlichen Zinssatz von 2,12 % ab.

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

Jahr	Index	Veränderungsrate	10-jahres-Mittel [%]
2006	93,9		
2007	96,1	0,023	
2008	98,6	0,026	
2009	98,9	0,003	
2010	100	0,011	
2011	102,1	0,021	
2012	104,1	0,020	
2013	105,7	0,015	
2014	106,6	0,009	
2015	106,9	0,003	
2016	107,4	0,005	1,36

Quelle: Statistisches Bundesamt

In der vorstehenden Tabelle sind die entsprechenden Werte seit dem Jahr 2006 dargestellt. Hieraus leitet sich für den Verbraucherpreisgesamtindex für den relevanten Zeitraum 2007 bis 2016 ein durchschnittlicher Wert von 1,36 % ab. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

$$\text{Zins real} = \text{Zins nom.} - \text{VPI}$$

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins real) in Höhe von 5,55 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins real) ein Wert von 0,76 %.

## Anlage Aufwandsparameter

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

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

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

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 2,49 %.

<b>Gesamtkostenblatt</b>				
<b>Ziffer</b>	<b>Kostenart</b>	<b>vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]</b>	<b>Kürzungen [EUR]</b>	<b>anerkannte Kosten [EUR]</b>
<b>1.</b>	<b>Aufwandsgleiche Kosten</b>			
<b>1.1.</b>	<b>Materialkosten</b>			
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			
1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie			
1.1.1.2.	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen			
1.1.1.2.1.	nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen)			
1.1.1.2.2.	nach KWKG			
1.1.1.2.3.	nach § 18 StromNEV			
1.1.1.2.4.	Einspeisemanagement-Maßnahmen			
1.1.1.3.	Betriebsverbrauch			
1.1.1.4.	Aufwendungen für Differenz-Bilanzkreise bzw. Aufwendungen für den Ausgleich von Abweichungen bei Standardlastprofilen			
1.1.1.5.	Sonstiges			
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen			
1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber			
1.1.2.1.a.	davon Aufwendungen für Netzreservekapazität			
1.1.2.1.b.	davon Aufwendungen gemäß § 14 Abs. 2 StromNEV (Pancaking)			
1.1.2.1.c.	davon Aufwendungen für unterspannungsseitige Messung			
1.1.2.1.d.	davon Aufwendungen für Blindstrom gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber			
1.1.2.1.e.	davon Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV			
1.1.2.2.	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten			
1.1.2.3.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur			
1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung			
1.1.2.5.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen			
1.1.2.6.	Sonstiges			
<b>1.2.</b>	<b>Personalkosten</b>			
1.2.1.	Löhne und Gehälter			
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung			
1.2.2.1.	Altersversorgung			
1.2.2.2.	soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			
<b>1.3.</b>	<b>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</b>			
1.3.1.	gegenüber verbundenen Unternehmen			
1.3.2.	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
1.3.3.	gegenüber Kreditinstituten			
1.3.4.	Zinszuführungen zu Rückstellungen			
1.3.5.	Sonstiges			
<b>1.4.</b>	<b>Sonstige Steuern</b>			
<b>1.5.</b>	<b>Sonstige betriebliche Aufwendungen</b>			

Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen [EUR]	anerkannte Kosten [EUR]
1.5.1.	Konzessionsabgaben			
1.5.2.	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge			
1.5.3.	Versicherungen			
1.5.4.	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften			
1.5.5.	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten			
1.5.6.	Rechts- und Beratungskosten			
1.5.7.	Sponsoring, Werbung, Spenden			
1.5.8.	Reisekosten und Auslösungen			
1.5.9.	Bewirtung und Geschenke			
1.5.10.	Wartung und Instandsetzung			
1.5.11.	Einzelwertberichtigungen auf Forderungen			
1.5.12.	Pauschalwertberichtigungen auf Forderungen			
1.5.13.	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV			
1.5.14.	Sonstiges			
<b>2.</b>	<b>Abschreibungen</b>			
2.1.	Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen			
2.1.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten			
2.1.2.	Sonstiges			
2.2.	Kalk. Abschreibungen Sachanlagevermögen			
2.3.	Abschreibungen Umlaufvermögen			
2.4.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens			
<b>3.</b>	<b>Kalk. Eigenkapitalzinsen</b>			
<b>4.</b>	<b>Kalk. Gewerbesteuer</b>			
<b>1.a.</b>	<b>Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge</b>			
<b>5.</b>	<b>Kostenmindernde Erlöse und Erträge</b>			
<b>5.1.</b>	<b>Bestandsveränderungen</b>			
<b>5.2.</b>	<b>Aktivierte Eigenleistungen</b>			
<b>5.3.</b>	<b>sonstige betriebliche Erträge</b>			
5.3.1.	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen			
5.3.2.	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen			
5.3.3.	Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen			
5.3.4.	Erträge aus Blindstrom			
5.3.5.	Erträge aus der Auflösung von Wertberichtigungen auf Forderungen			
5.3.6.	andere sonstige betriebliche Erträge			
<b>5.4.</b>	<b>Erträge aus Beteiligungen</b>			
5.4.a.	davon aus verbundenen Unternehmen			
<b>5.5.</b>	<b>Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens</b>			
5.5.a.	davon aus verbundenen Unternehmen			

Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen [EUR]	anerkannte Kosten [EUR]
<b>5.6.</b>	<b>Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge</b>			
5.6.1.	Erträge aus Finanzanlagen			
5.6.1.a.	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen			
5.6.1.b.	davon Erträge aus Cash-Pooling			
5.6.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen			
5.6.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen			
5.6.2.2.	Erträge aus Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)			
5.6.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
5.6.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen			
5.6.3.	Erträge aus Wertpapieren			
5.6.4.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten			
5.6.5.	andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			
<b>5.7.</b>	<b>Umsatzerlöse (nicht aus Netzentgelten)</b>			
5.7.1.	erhobene Konzessionsabgaben			
5.7.2.	Erlöse aus EEG			
5.7.2.a.	davon aus Weitergabe des aufgenommenen EEG-Stroms			
5.7.3.	Erlöse aus KWKG			
5.7.3.a.	davon aus KWK-Stromverkauf (§ 4 Abs. 2 KWKG)			
5.7.3.b.	davon aus Ausgleichszahlungen von ÜNB (§ 28 Abs. 1 KWKG)			
5.7.4.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)			
<b>I.b.</b>	<b>Netzkosten nach Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge</b>			

Kalkulatorische Abschreibungen					
ID	Anlagengruppe	Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen auf AK/HK-Basis	Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen auf TNW-Basis	Kalkulatorische Abschreibungen für Neuanlagen auf AK/HK-Basis	Insgesamt gewichtet mit den Quoten nach § 6 I S. 3 StromNEV
<b>Kabel</b>					
1	Kabel 220 kV				
2	Kabel 110 kV				
3	Kabel Mittelspannungsnetz				
4	Kabel 1 kV				
5	Kabel Abnehmeranschlüsse				
<b>Freileitungen</b>					
6	Freileitungen 110-380kV				
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz				
8	Freileitungen 1 kV				
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse				
<b>Stationen</b>					
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen				
14	Hauptverteilerstationen				
15	Ortsnetzstationen				
16	Kundenstationen				
<b>Grundstücksanlagen und Gebäude</b>					
17	Stationsgebäude				
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen				
27	Betriebsgebäude				
28	Verwaltungsgebäude				
<b>Alle übrigen Anlagegruppen</b>					
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter				
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen				
12	Sonstiges				
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen				
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen				
20	Schaltanlagen				
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen				
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke				
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
24	Telefonleitungen				
25	Fahrbare Stromaggregate				
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Vermittlungseinrichtungen				
30	Werkzeuge/ Geräte				
31	Lagereinrichtung				
32	Hardware				
33	Software				
34	Leichtfahrzeuge				
35	Schwerfahrzeuge				
36	moderne Messeinrichtungen				
37	Smart-Meter-Gateway				
<b>Summe</b>					

Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens							
ID	Anlagengruppe	Kalkulatorische Restwerte (Anfangsbestand) für Altanlagen auf AK/HK-Basis	Kalkulatorische Restwerte (Anfangsbestand) für Altanlagen auf TNW-Basis	Kalkulatorische Restwerte (Anfangsbestand) für Neuanlagen auf AK/HK-Basis	Kalkulatorische Restwerte (Endbestand) für Altanlagen auf AK/HK-Basis	Kalkulatorische Restwerte (Endbestand) für Altanlagen auf TNW-Basis	Kalkulatorische Restwerte (Endbestand) für Neuanlagen auf AK/HK-Basis
<b>Kabel</b>							
1	Kabel 220 kV						
2	Kabel 110 kV						
3	Kabel Mittelspannungsnetz						
4	Kabel 1 kV						
5	Kabel Abnehmeranschlüsse						
<b>Freileitungen</b>							
6	Freileitungen 110-380kV						
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz						
8	Freileitungen 1 kV						
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse						
<b>Stationen</b>							
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen						
14	Hauptverteilerstationen						
15	Ortsnetzstationen						
16	Kundenstationen						
<b>Grundstücksanlagen und Gebäude</b>							
17	Stationsgebäude						
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen						
27	Betriebsgebäude						
28	Verwaltungsgebäude						
<b>Alle übrigen Anlagegruppen</b>							
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter						
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen						
12	Sonstiges						
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen						
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen						
20	Schaltanlagen						
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen						
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke						
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger						
24	Telefonleitungen						
25	Fahrbare Stromaggregate						
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen						
30	Werkzeuge/ Geräte						
31	Lagereinrichtung						
32	Hardware						
33	Software						
34	Leichtfahrzeuge						
35	Schwerfahrzeuge						
36	moderne Messeinrichtungen						
37	Smart-Meter-Gateway						
<b>Summe</b>							

Darstellung des SAV - Gesamt											
Berechnung der kalkulatorischen Restwerte und der kalkulatorischen Abschreibungen											
NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2016	713.404	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2015	567.475	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2014	348.981	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2013	326.970	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2012	290.400	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2011	284.600	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2010	307.748	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2009	297.341	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2008	103.086	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2007	492.490	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2006	184.506	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2005	69.240	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2004	204.714	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2003	299.480	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2002	372.878	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2001	745.499	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2000	714.993	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1999	562.388	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1998	776.273	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1997	1.601.453	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1996	1.075.988	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1995	266.319	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1994	280.017	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1993	143.528	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1992	661.890	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1991	190.669	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1990	65.495	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1989	123.213	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1988	354.029	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1987	257.737	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1986	274.420	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1985	223.536	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1984	415.203	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1983	89.369	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1982	561.319	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1981	296.596	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1980	312.946	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1979	180.525	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1978	51.006	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1977	265.083	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1976	87.801	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1975	200.438	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1974	54.223	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1973	237.159	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1972	259.845	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1971	83.043	40							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1970	82.546	40							

NetziD	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1969	0	40	1,7751						
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1968	124.311	40	1,8562						
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1967	0	40	1,8625						
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1966	169.853	40	1,6981						
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1965	1.477	40	1,8132						
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1964	6.159	40	1,9178						
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1963	43.653	40	2,0956						
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1962	0	40	2,1056						
1	Kabel 1 kV	2016	461.449	40	1						
1	Kabel 1 kV	2015	437.741	40	1						
1	Kabel 1 kV	2014	271.731	40	1						
1	Kabel 1 kV	2013	400.425	40	1						
1	Kabel 1 kV	2012	383.678	40	1						
1	Kabel 1 kV	2011	196.480	40	1						
1	Kabel 1 kV	2010	188.753	40	1						
1	Kabel 1 kV	2009	340.056	40	1						
1	Kabel 1 kV	2008	189.065	40	1						
1	Kabel 1 kV	2007	251.901	40	1						
1	Kabel 1 kV	2006	255.976	40	1						
1	Kabel 1 kV	2005	220.859	40	1,1733						
1	Kabel 1 kV	2004	401.976	40	1,1645						
1	Kabel 1 kV	2003	415.541	40	1,1645						
1	Kabel 1 kV	2002	540.490	40	1,1511						
1	Kabel 1 kV	2001	510.685	40	1,1391						
1	Kabel 1 kV	2000	859.524	40	1,1356						
1	Kabel 1 kV	1999	662.026	40	1,1658						
1	Kabel 1 kV	1998	925.254	40	1,1547						
1	Kabel 1 kV	1997	529.805	40	1,1333						
1	Kabel 1 kV	1996	672.723	40	1,0861						
1	Kabel 1 kV	1995	365.470	40	1,0398						
1	Kabel 1 kV	1994	360.737	40	1,0281						
1	Kabel 1 kV	1993	476.610	40	1,0195						
1	Kabel 1 kV	1992	230.176	40	1,0111						
1	Kabel 1 kV	1991	115.538	40	1,03						
1	Kabel 1 kV	1990	183.313	40	1,062						
1	Kabel 1 kV	1989	337.560	40	1,063						
1	Kabel 1 kV	1988	376.049	40	1,0948						
1	Kabel 1 kV	1987	122.310	40	1,1415						
1	Kabel 1 kV	1986	323.940	40	1,156						
1	Kabel 1 kV	1985	401.414	40	1,1439						
1	Kabel 1 kV	1984	388.245	40	1,1584						
1	Kabel 1 kV	1983	196.505	40	1,1821						
1	Kabel 1 kV	1982	318.154	40	1,2122						
1	Kabel 1 kV	1981	194.701	40	1,2148						
1	Kabel 1 kV	1980	335.772	40	1,2566						
1	Kabel 1 kV	1979	188.803	40	1,3713						
1	Kabel 1 kV	1978	191.398	40	1,4925						
1	Kabel 1 kV	1977	229.651	40	1,53						
1	Kabel 1 kV	1976	178.842	40	1,5451						
1	Kabel 1 kV	1975	227.863	40	1,5807						
1	Kabel 1 kV	1974	196.695	40	1,5048						
1	Kabel 1 kV	1973	183.638	40	1,5991						

NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Kabel 1 kV	1972	107.923	40	1,6825						
1	Kabel 1 kV	1971	120.823	40	1,6929						
1	Kabel 1 kV	1970	153.369	40	1,6496						
1	Kabel 1 kV	1989	8.919	40	1,7751						
1	Kabel 1 kV	1968	77.944	40	1,8562						
1	Kabel 1 kV	1967	8.083	40	1,8625						
1	Kabel 1 kV	1966	7.476	40	1,6981						
1	Kabel 1 kV	1965	0	40	1,8132						
1	Kabel 1 kV	1964	13.090	40	1,9178						
1	Kabel 1 kV	1963	0	40	2,0856						
1	Kabel 1 kV	1962	52.266	40	2,1056						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2016	138.590	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2015	92.688	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2014	70.449	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2013	102.763	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2012	78.151	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2011	96.082	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2010	65.975	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2009	67.800	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2008	131.084	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2007	277.941	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2006	234.478	35	1						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2005	121.803	35	1,1733						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2004	150.507	35	1,1645						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2003	214.886	35	1,1645						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2002	156.736	35	1,1511						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2001	350.081	35	1,1391						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2000	337.288	35	1,1356						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1999	421.531	35	1,1658						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1998	384.054	35	1,1547						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1997	462.652	35	1,1333						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1996	296.933	35	1,0861						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1995	171.003	35	1,0398						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1994	268.136	35	1,0281						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1993	179.650	35	1,0195						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1992	175.158	35	1,0111						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1991	8.868	35	1,03						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1990	16.470	35	1,062						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1989	54.561	35	1,063						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1988	76.336	35	1,0948						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1987	12.435	35	1,1415						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1986	100.251	35	1,156						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1985	165.011	35	1,1439						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1984	103.575	35	1,1584						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1983	101.629	35	1,1821						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1982	100.467	35	1,2122						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1981	92.847	35	1,2148						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1980	87.017	35	1,2566						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1979	0	35	1,3713						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1978	0	35	1,4925						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1977	0	35	1,53						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1976	0	35	1,5451						

NetziD	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewandete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1975	0	35	1,5807						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1974	0	35	1,5048						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1973	0	35	1,5991						
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1972	147.231	35	1,6825						
1	Freileitungen Mittelspannungsnetz	1969	0	30	2,1486						
1	Freileitungen 1 kV	2003	4.722	30	1,1982						
1	Freileitungen 1 kV	1989	5.897	30	1,2544						
1	Freileitungen 1 kV	1988	8.648	30	1,2861						
1	Freileitungen 1 kV	1987	431	30	1,3161						
1	Freileitungen 1 kV	1986	4.717	30	1,3358						
1	Freileitungen 1 kV	1985	0	30	1,3579						
1	Freileitungen 1 kV	1984	0	30	1,3665						
1	Freileitungen 1 kV	1983	0	30	1,37						
1	Freileitungen 1 kV	1982	0	30	1,3683						
1	Freileitungen 1 kV	1981	0	30	1,4042						
1	Freileitungen 1 kV	1980	909	30	1,4738						
1	Freileitungen 1 kV	1979	0	30	1,6237						
1	Freileitungen 1 kV	1978	0	30	1,7512						
1	Freileitungen 1 kV	1977	7.737	30	1,7427						
1	Freileitungen 1 kV	1976	0	30	1,7686						
1	Freileitungen 1 kV	1975	0	30	1,8259						
1	Freileitungen 1 kV	1974	0	30	1,7512						
1	Freileitungen 1 kV	1973	0	30	1,8706						
1	Freileitungen 1 kV	1972	1	30	1,9526						
1	Freileitungen 1 kV	1971	0	30	1,9419						
1	Freileitungen 1 kV	1970	0	30	1,9279						
1	Freileitungen 1 kV	1969	0	30	2,1486						
1	Freileitungen 1 kV	1968	0	30	2,3261						
1	Freileitungen 1 kV	1967	0	30	2,2912						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1989	5.993	30	1,2544						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1988	2.676	30	1,2861						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1987	0	30	1,3161						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1986	813	30	1,3358						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1985	8.998	30	1,3579						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1984	17.312	30	1,3665						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1983	9.620	30	1,37						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1982	6.415	30	1,3683						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1981	0	30	1,4042						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1980	1.623	30	1,4738						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1979	0	30	1,6237						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1978	13.231	30	1,7512						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1977	0	30	1,7427						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1976	0	30	1,7686						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1975	0	30	1,8259						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1974	2.970	30	1,7512						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1973	8.541	30	1,8706						
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1972	3.037	30	1,9526						
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusiv	2016	316.320	35	1						
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusiv	2015	488.968	35	1						
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusiv	2014	387.021	35	1						
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusiv	2013	273	35	1						
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusiv	2012	0	35	1						

NetziD	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Absch. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusiv	2011	244.302	35	1						
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusiv	2010	609.185	35	1						
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusiv	2009	325.222	35	1						
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusiv	2008	17.285	35	1						
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusiv	2007	307.421	35	1						
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzzeitr	2016	65.000	25	1						
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzzeitr	2015	4.270	25	1						
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzzeitr	2014	45.093	25	1						
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzzeitr	2013	19.132	25	1						
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzzeitr	2012	158.607	25	1						
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzzeitr	2011	1.407	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2016	96.431	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2015	93.382	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2014	26.585	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2013	43.923	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2012	271.922	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2011	828.243	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2010	174.080	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2009	0	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2008	2.699	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2007	129.097	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2006	0	25	1						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2005	0	25	1,1648						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2004	0	25	1,1937						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2003	209.440	25	1,2045						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2002	6.955.824	25	1,2142						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2001	0	25	1,2087						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2000	21.799	25	1,2326						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1999	0	25	1,2485						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1998	0	25	1,234						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1997	1.329.934	25	1,2269						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1996	50.473	25	1,2269						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1983	847.564	25	1,4846						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1982	0	25	1,5014						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1981	0	25	1,552						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1980	521.215	25	1,6333						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1979	396.393	25	1,7637						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1978	0	25	1,8662						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1977	0	25	1,9168						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1976	0	25	1,9776						
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	1975	307.692	25	2,0385						
1	Hauptverteilerstationen	1996	73.114	25	1,2269						
1	Hauptverteilerstationen	1995	0	25	1,2059						
1	Hauptverteilerstationen	1994	0	25	1,224						
1	Hauptverteilerstationen	1993	249.077	25	1,2311						
1	Hauptverteilerstationen	1992	0	25	1,2456						
1	Hauptverteilerstationen	1991	139.458	25	1,2848						
1	Hauptverteilerstationen	1990	0	25	1,3367						
1	Hauptverteilerstationen	1989	0	25	1,382						
1	Hauptverteilerstationen	1988	90.954	25	1,419						
1	Hauptverteilerstationen	1987	88.803	25	1,4402						
1	Hauptverteilerstationen	1986	216.739	25	1,4266						

NetziD	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewandete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Hauptverteilerstationen	1985	118.785	25	1,4286						
1	Hauptverteilerstationen	1984	0	25	1,4521						
1	Hauptverteilerstationen	1983	0	25	1,4846						
1	Hauptverteilerstationen	1982	99.265	25	1,5014						
1	Hauptverteilerstationen	1981	58.126	25	1,552						
1	Hauptverteilerstationen	1980	44.056	25	1,6333						
1	Hauptverteilerstationen	1979	0	25	1,7637						
1	Hauptverteilerstationen	1978	0	25	1,8662						
1	Hauptverteilerstationen	1977	91.109	25	1,9168						
1	Hauptverteilerstationen	1976	0	25	1,9776						
1	Hauptverteilerstationen	1975	0	25	2,0385						
1	Hauptverteilerstationen	1974	153.520	25	2,1158						
1	Hauptverteilerstationen	1973	0	25	2,3451						
1	Hauptverteilerstationen	1972	75.425	25	2,4766						
1	Ortsnetzstationen	2016	140.284	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2015	166.162	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2014	72.015	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2013	130.894	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2012	89.508	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2011	6.634	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2010	16.481	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2009	41.672	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2008	30.515	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2007	138.044	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2006	270.162	30	1						
1	Ortsnetzstationen	2005	19.418	30	1,1648						
1	Ortsnetzstationen	2004	41.617	30	1,1937						
1	Ortsnetzstationen	2003	71.948	30	1,2045						
1	Ortsnetzstationen	2002	62.234	30	1,2142						
1	Ortsnetzstationen	2001	241.308	30	1,2087						
1	Ortsnetzstationen	2000	843.197	30	1,2326						
1	Ortsnetzstationen	1999	268.862	30	1,2485						
1	Ortsnetzstationen	1998	302.866	30	1,234						
1	Ortsnetzstationen	1997	1.716.136	30	1,2269						
1	Ortsnetzstationen	1996	125.889	30	1,2269						
1	Ortsnetzstationen	1995	147.252	30	1,2059						
1	Ortsnetzstationen	1994	208.563	30	1,224						
1	Ortsnetzstationen	1993	172.615	30	1,2311						
1	Ortsnetzstationen	1992	102.391	30	1,2456						
1	Ortsnetzstationen	1991	71.602	30	1,2848						
1	Ortsnetzstationen	1990	47.056	30	1,3367						
1	Ortsnetzstationen	1989	55.065	30	1,382						
1	Ortsnetzstationen	1988	39.082	30	1,419						
1	Ortsnetzstationen	1987	28.726	30	1,4402						
1	Ortsnetzstationen	1986	111.847	30	1,4266						
1	Ortsnetzstationen	1985	133.137	30	1,4286						
1	Ortsnetzstationen	1984	75.499	30	1,4521						
1	Ortsnetzstationen	1983	57.719	30	1,4846						
1	Ortsnetzstationen	1982	51.196	30	1,5014						
1	Ortsnetzstationen	1981	54.617	30	1,552						
1	Ortsnetzstationen	1980	55.407	30	1,6333						
1	Ortsnetzstationen	1979	51.703	30	1,7637						

NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Ortsnetzstationen	1978	34.463	30	1,8662						
1	Ortsnetzstationen	1977	45.969	30	1,9168						
1	Ortsnetzstationen	1976	13.721	30	1,9776						
1	Ortsnetzstationen	1975	50.499	30	2,0385						
1	Ortsnetzstationen	1974	31.005	30	2,1158						
1	Ortsnetzstationen	1973	7.584	30	2,3451						
1	Ortsnetzstationen	1972	27.702	30	2,4766						
1	Ortsnetzstationen	1971	31.196	30	2,5481						
1	Ortsnetzstationen	1970	23.831	30	2,6972						
1	Kundenstationen	2002	1.452.203	30	1,2142						
1	Kundenstationen	1987	7.902	30	1,4402						
1	Kundenstationen	1986	16.977	30	1,4266						
1	Kundenstationen	1985	0	30	1,4286						
1	Kundenstationen	1984	0	30	1,4521						
1	Kundenstationen	1983	217.460	30	1,4846						
1	Kundenstationen	1982	0	30	1,5014						
1	Kundenstationen	1981	0	30	1,552						
1	Kundenstationen	1980	0	30	1,6333						
1	Kundenstationen	1979	253.957	30	1,7637						
1	Kundenstationen	1978	0	30	1,8662						
1	Kundenstationen	1977	6.403	30	1,9168						
1	Kundenstationen	1976	0	30	1,9776						
1	Kundenstationen	1975	0	30	2,0385						
1	Kundenstationen	1974	22.191	30	2,1158						
1	Kundenstationen	1973	0	30	2,3451						
1	Kundenstationen	1972	5.087	30	2,4766						
1	Kundenstationen	1971	0	30	2,5481						
1	Kundenstationen	1970	3.333	30	2,6972						
1	Stationsgebäude	2016	0	30	1						
1	Stationsgebäude	2015	0	30	1						
1	Stationsgebäude	2014	85.102	30	1						
1	Stationsgebäude	2013	49.205	30	1						
1	Stationsgebäude	2012	179.582	30	1						
1	Stationsgebäude	2011	0	30	1						
1	Stationsgebäude	2010	0	30	1						
1	Stationsgebäude	2009	29.544	30	1						
1	Stationsgebäude	2008	0	30	1						
1	Stationsgebäude	2007	0	30	1						
1	Stationsgebäude	2006	13.129	30	1						
1	Stationsgebäude	2005	17.550	30	1,2862						
1	Stationsgebäude	2004	28.204	30	1,3129						
1	Stationsgebäude	2003	40.897	30	1,3329						
1	Stationsgebäude	2002	36.954	30	1,3361						
1	Stationsgebäude	2001	122.871	30	1,3992						
1	Stationsgebäude	2000	358.860	30	1,344						
1	Stationsgebäude	1999	60.455	30	1,3536						
1	Stationsgebäude	1998	205.227	30	1,3456						
1	Stationsgebäude	1997	637.525	30	1,3392						
1	Stationsgebäude	1996	119.914	30	1,3329						
1	Stationsgebäude	1995	119.561	30	1,3361						
1	Stationsgebäude	1994	148.204	30	1,3666						
1	Stationsgebäude	1993	76.051	30	1,3951						

NetziD	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Stationsgebäude	1992	122.175	30	1,4429						
1	Stationsgebäude	1991	69.838	30	1,5303						
1	Stationsgebäude	1990	21.922	30	1,6266						
1	Stationsgebäude	1989	34.065	30	1,7253						
1	Stationsgebäude	1988	42.917	30	1,7849						
1	Stationsgebäude	1987	42.203	30	1,825						
1	Stationsgebäude	1986	43.958	30	1,867						
1	Stationsgebäude	1985	64.568	30	1,9045						
1	Stationsgebäude	1984	60.607	30	1,9174						
1	Stationsgebäude	1983	74.364	30	1,957						
1	Stationsgebäude	1982	67.339	30	1,9912						
1	Stationsgebäude	1981	63.470	30	2,071						
1	Stationsgebäude	1980	85.195	30	2,1992						
1	Stationsgebäude	1979	74.207	30	2,4191						
1	Stationsgebäude	1978	37.777	30	2,6018						
1	Stationsgebäude	1977	76.219	30	2,7136						
1	Stationsgebäude	1976	40.525	30	2,8284						
1	Stationsgebäude	1975	68.470	30	2,938						
1	Stationsgebäude	1974	29.277	30	3,0159						
1	Stationsgebäude	1973	37.346	30	3,1938						
1	Stationsgebäude	1972	1.166	30	3,394						
1	Stationsgebäude	1971	25.822	30	3,5643						
1	Stationsgebäude	1970	10.373	30	3,8479						
1	Stationsgebäude	1969	0	30	4,6598						
1	Stationsgebäude	1968	13.694	30	5,031						
1	Stationsgebäude	1967	0	30	5,2884						
1	Stationsgebäude	1966	0	30	5,031						
1	Stationsgebäude	1965	2.201	30	5,1918						
1	Stationsgebäude	1964	0	30	5,3632						
1	Stationsgebäude	1963	6.128	30	5,5735						
1	Stationsgebäude	1962	0	30	5,8308						
1	Stationsgebäude	1961	6.315	30	6,2818						
1	Stationsgebäude	1960	453	30	6,6491						
1	Stationsgebäude	1959	1.412	30	7,1063						
1	Stationsgebäude	1958	442	30	7,3831						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2016	57.000	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2015	87.736	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2014	14.548	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2013	13.339	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2012	75.996	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2011	55.380	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2010	56.277	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2009	81.724	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2008	341.869	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2007	70.972	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2006	0	25	1						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2005	0	25	1,1223						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2004	0	25	1,1655						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2003	5.003	25	1,1816						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2002	49.750	25	1,1995						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2001	0	25	1,1926						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femm	2000	14.901	25	1,2311						

NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernm	1999	0	25	1,2537						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernm	1998	0	25	1,2356						
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernm	1997	145.521	25	1,2356						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2016	51.226	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2015	59.414	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2014	49.682	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2013	43.742	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2012	15.382	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2011	16.825	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2010	20.430	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2009	62.655	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2008	18.294	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2007	10.992	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2006	41.707	30	1						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2005	12.033	30	1,1223						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2004	21.255	30	1,1655						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2003	39.325	30	1,1816						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2002	34.520	30	1,1995						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2001	78.721	30	1,1926						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	2000	136.466	30	1,2311						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1999	57.068	30	1,2537						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1998	161.802	30	1,2356						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1997	172.641	30	1,2356						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1996	64.430	30	1,2491						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1995	93.840	30	1,2297						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1994	59.599	30	1,2506						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1993	87.588	30	1,2537						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1992	94.218	30	1,2552						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1991	29.730	30	1,2739						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1990	10.927	30	1,3013						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1989	60.525	30	1,3213						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1988	7.568	30	1,3562						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1987	19.457	30	1,3762						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1986	46.446	30	1,3438						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1985	60.361	30	1,3333						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1984	29.160	30	1,3634						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1983	47.374	30	1,4025						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1982	33.399	30	1,4278						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1981	31.878	30	1,5162						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1980	35.512	30	1,6189						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1979	54.801	30	1,7248						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1978	16.801	30	1,7878						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1977	48.597	30	1,8099						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1976	25.256	30	1,8623						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1975	31.487	30	1,9323						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1974	11.198	30	2,0236						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1973	0	30	2,2946						
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrä	1972	0	30	2,4418						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfä	2016	12.843	20	1						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfä	2015	24.983	20	1						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfä	2014	12.559	20	1						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfä	2013	22.119	20	1						

NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2012	49.945	20	1						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2011	53.493	20	1						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2010	37.532	20	1						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2009	20.970	20	1						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2008	24.636	20	1						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2007	23.679	20	1						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2006	77.608	20	1						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2005	40.483	20	1,1223						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2004	47.491	20	1,1655						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2003	90.260	20	1,1816						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2002	86.829	20	1,1995						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2001	182.738	20	1,1926						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2000	255.120	20	1,2311						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1999	216.197	20	1,2537						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1998	332.260	20	1,2356						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1997	254.109	20	1,2356						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1996	63.728	20	1,2491						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1995	53.998	20	1,2297						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1994	0	20	1,2506						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1993	0	20	1,2537						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1992	972	20	1,2552						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1991	1	20	1,2739						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1990	0	20	1,3013						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1989	0	20	1,3213						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1988	0	20	1,3562						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1987	245	20	1,3762						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1986	1.634	20	1,3438						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1985	1.811	20	1,3333						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1984	2	20	1,3634						
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1983	2.162	20	1,4025						
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2016	52.010	25	1						
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2014	6.047	25	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2016	0	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2015	418	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2014	2.587	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2013	0	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2012	0	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2011	0	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2010	596	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2009	2.301	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2008	0	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2007	472	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2006	1.922	8	1						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2005	10.433	8	1,1223						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2004	477	8	1,1655						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2003	464	8	1,1816						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2002	2.007	8	1,1995						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2001	171	8	1,1926						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	2000	4.679	8	1,2311						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	1999	7.154	8	1,2537						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	1998	8.626	8	1,2356						
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge)	1997	52.632	8	1,2356						

Netz/D	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Index	Anfangsbestand		Endbestand		Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]		
1	Hardware	2016	8.174	4	1						
1	Hardware	2015	0	4	1						
1	Hardware	2014	5.307	4	1						
1	Hardware	2013	14.567	4	1						
1	Hardware	2012	702	4	1						
1	Hardware	2011	9.570	4	1						
1	Hardware	2010	938	4	1						
1	Hardware	2009	0	4	1						
1	Hardware	2008	7.495	4	1						
1	Hardware	2007	1.972	4	1						
1	Hardware	2006	4.163	4	1						
1	Hardware	2005	1.507	4	1,1223						
1	Hardware	2004	977	4	1,1655						
1	Hardware	2003	2.480	4	1,1816						
1	Hardware	2002	1.876	4	1,1995						
1	Hardware	2001	4.396	4	1,1926						
1	Hardware	2000	4.899	4	1,2311						
1	Software	2016	34.358	3	1						
1	Software	2015	9.411	3	1						
1	Software	2014	69.539	3	1						
1	Software	2013	94.446	3	1						
1	Software	2012	80.328	3	1						
1	Software	2011	151.513	3	1						
1	Software	2010	242.736	3	1						
1	Software	2009	48.944	3	1						
1	Software	2008	23.442	3	1						
1	Software	2007	58.523	3	1						
1	Software	2006	21.854	3	1						
1	Software	2005	0	3	1,1223						
1	Software	2004	0	3	1,1655						
1	Software	2003	0	3	1,1816						
1	Software	2002	31.242	3	1,1995						
1	Werkzeuge/ Geräte	2016	209	14	1						

## Darstellung der Nutzungsdauern

Nutzungs-  
dauername: Brandenburg

Netzgebiete: Frankfurt (Oder) (Originäres Netz)

Anlagen- gruppen- nummer	Anlagengruppe	von	1947
		bis	2016
1	Kabel 220 kV		40
2	Kabel 110 kV		40
3	Kabel Mittelspannungsnetz		40
4	Kabel 1 kV		40
5	Kabel Abnehmeranschlüsse		35
6	Freileitungen 110-380kV		40
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz		30
8	Freileitungen 1 kV		30
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse		30
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter		35
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen		25
12	Sonstiges		20
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen		25
14	Hauptverteilerstationen		25
15	Ortsnetzstationen		30
16	Kundenstationen		30
17	Stationsgebäude		30
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen		25
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen		25
20	Schalteinrichtungen		30
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen		25
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke		30
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger		20
24	Telefonleitungen		30
25	Fahrbare Stromaggregate		15
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		25
27	Betriebsgebäude		50
28	Verwaltungsgebäude		60
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen		8
30	Werkzeuge/ Geräte		14
31	Lagereinrichtung		14
32	Hardware		4
33	Software		3
34	Leichtfahrzeuge		5
35	Schwerfahrzeuge		8
36	moderne Messeinrichtungen		
37	Smart-Meter-Gateway		

Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung									
Ziffer	Bezeichnung	Anfangsbestand 2016 laut NB [EUR]	Kürzungen [EUR]	Anfangsbestand 2016 BNetzA [EUR]	Endbestand 2016 laut NB [EUR]	Kürzungen [EUR]	Endbestand 2016 BNetzA [EUR]	Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung mit anerkannten Beträgen [EUR]	
1.	Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV	40,00%							
2.	Fremdkapitalquote gem. § 6 StromNEV	60,00%							
3.	Kalkulatorische Restwerte des Anlagevermögens								
3.1.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Altanlagen								
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)								
3.1.1.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)								
3.1.1.2.	geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau								
3.1.1.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu AK/HK								
3.1.1.4.	Grundstücke zu AK/HK								
3.1.1.5.	Sonstiges								
3.1.2.	Altanlagen zu Tagesneuwerten (TNW)								
3.1.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)								
3.1.2.2.	geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau								
3.1.2.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu TNW								
3.1.2.4.	Grundstücke zu AK/HK								
3.1.2.5.	Sonstiges								
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen								
3.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)								
3.2.2.	geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau								
3.2.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu AK/HK								
3.2.4.	Grundstücke zu AK/HK								
3.2.5.	Sonstiges								
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen								
4.a.	davon verzinsliche Finanzanlagen								
4.b.	davon Werte aus Cash-Pooling								
4.1.	Anteile an verbundenen Unternehmen								
4.2.	Ausleihungen an verbundene Unternehmen								
4.3.	Beteiligungen								
4.4.	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht								
4.5.	Wertpapiere des Anlagevermögens								
4.6.	Sonstige Ausleihungen								
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens								
5.1.	Vorräte								
5.2.	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände								
5.2.a.	davon verzinsliche Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände								
5.2.1.	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen								
5.2.1.a.	davon aus der EEG-Wälzung								
5.2.1.b.	davon aus der KWKG-Wälzung								
5.2.1.c.	davon ggü. Netzkunden								
5.2.2.	Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)								
5.2.2.a.	davon aus der EEG-Wälzung								
5.2.2.b.	davon aus der KWKG-Wälzung								
5.2.2.c.	davon ggü. Netzkunden								
5.2.3.	Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht								
5.2.3.a.	davon aus der EEG-Wälzung								
5.2.3.b.	davon aus der KWKG-Wälzung								
5.2.3.c.	davon ggü. Netzkunden								
5.2.4.	Sonstige Vermögensgegenstände								

Ziffer	Bezeichnung	Anfangsbestand 2016 laut NB [EUR]	Kürzungen [EUR]	Anfangsbestand 2016 BNetzA [EUR]	Endbestand 2016 laut NB [EUR]	Kürzungen [EUR]	Endbestand 2016 BNetzA [EUR]	Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapital- verzinsung mit anerkannten Beträgen [EUR]
5.3.	Wertpapiere							
5.3.a.	davon verzinsliche Wertpapiere							
5.3.1.	Anteile an verbundenen Unternehmen							
5.3.2.	eigene Anteile							
5.3.3.	sonstige Wertpapiere							
5.4.	Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks							
5.4.a.	davon verzinslicher Bestand an Kasse und Guthaben							
5.5.	Kapitalausgleichsposten							
6.	Aktiver Rechnungsabgrenzungsposten							
7.	Aktive latente Steuern							
8.	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil							
9.	Rückstellungen							
9.1.	Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen							
9.2.	Steuerrückstellungen							
9.3.	sonstige Rückstellungen							
9.3.a.	davon aus der EEG-Wälzung							
9.3.b.	davon aus der KWKG-Wälzung							
9.3.c.	davon ggü. Netzkunden							
10.	Erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden							
10.3.a.	davon aus der EEG-Wälzung							
10.3.b.	davon aus der KWKG-Wälzung							
10.3.c.	davon ggü. Netzkunden							
11.	Unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen							
11.a.	davon aus der EEG-Wälzung							
11.b.	davon aus der KWKG-Wälzung							
11.c.	davon ggü. Netzkunden							
12.	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten							
13.	Sonstige Verbindlichkeiten, die zinslos zur Verfügung stehen							
13.a.	davon aus der EEG-Wälzung							
13.b.	davon aus der KWKG-Wälzung							
13.c.	davon ggü. Netzkunden							
14.	Passiver Rechnungsabgrenzungsposten							
15.	Passive latente Steuern							
16.	Kapitalausgleichsposten							
17.	Verzinsliches Fremdkapital							
18.	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 6 StromNEV							
19.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 6 StromNEV							
20.	tatsächliche Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV							
21.	Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV							
22.	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 7 StromNEV							
23.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV							
24.	tatsächliche Eigenkapitalquote § 7 StromNEV							
25.	Eigenkapitalquote gem. § 7 StromNEV							
26.	Anteil Neuanlagen an SAV							
27.	Eigenkapital <40%							
28.	davon Neuanlagen							
29.	davon Altanlagen							
30.	Eigenkapital >40%							

Ziffer	Bezeichnung	Anfangsbestand 2016 laut NB [EUR]	Kürzungen [EUR]	Anfangsbestand 2016 BNetzA [EUR]	Endbestand 2016 laut NB [EUR]	Kürzungen [EUR]	Endbestand 2016 BNetzA [EUR]	Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapital- verzinsung mit anerkannten Beträgen [EUR]
31.	Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 1 StromNEV)	6,91%						0
32.	Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 2 StromNEV)	5,12%						0
33.	Zinssatz für überschüssenden EK-Anteil >40% (§ 7 Abs. 7 StromNEV)	2,72%						0
34.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung							1.096.737

Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer								
1.	Steuermesszahl (§ 11 Abs. 2 GewStG)	3,5						
2.	Hebesatz (§ 16 GewStG)	400%						
3.	kalkulatorische Gewerbesteuer							153.543

Ziffer	Kosten- oder Erlösart	anerkannte Kosten (inkl. Verpächter) [EUR]	Umbuchungen durch BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten (nach Umbuchungen BNetzA) [EUR]	abzgl. dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV			Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV [EUR]
					KA dnb- Nr.	Kosten- oder Erlösart vollständig dnbK [EUR]	Kosten- oder Erlösart anteilig dnbK [EUR]		
<b>1.</b>	<b>Aufwandsgleiche Kosten</b>								
<b>1.1.</b>	<b>Materialkosten</b>								
1.1.1	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe								
1.1.1.1	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie								
1.1.1.2	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen								
1.1.1.2.1	nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen)								
1.1.1.2.2	nach KWKG								
1.1.1.2.3	nach § 18 StromNEV								
1.1.1.2.4	Einspeisemanagement-Maßnahmen								
1.1.1.3	Betriebsverbrauch								
1.1.1.4	Aufwendungen für Differenz-Bilanzkreise bzw. Aufwendungen für den Ausgleich von Abweichungen bei Standardlastprofilen								
1.1.1.5	Sonstiges								
1.1.2	Aufwendungen für bezogene Leistungen								
1.1.2.1	Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber								
1.1.2.1.a	davon Aufwendungen für Netzreservekapazität								
1.1.2.1.b	davon Aufwendungen gemäß § 14 Abs. 2 StromNEV (Pancaking)								
1.1.2.1.c	davon Aufwendungen für unterspannungsseitige Messung								
1.1.2.1.d	davon Aufwendungen für Blindstrom gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber								
1.1.2.1.e	davon Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV								
1.1.2.2	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten								
1.1.2.3	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur								
1.1.2.4	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung								
1.1.2.5	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen								
1.1.2.6	Sonstiges								
1.2.	<b>Personalkosten</b>								
1.2.1	Löhne und Gehälter								
1.2.2	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung								
1.2.2.1	Altersversorgung								
1.2.2.2	soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen								
1.3.	<b>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</b>								
1.3.1	gegenüber verbundenen Unternehmen								
1.3.2	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht								
1.3.3	gegenüber Kreditinstituten								
1.3.4	Zinszuführungen zu Rückstellungen								
1.3.5	Sonstiges								
1.4.	<b>Sonstige Steuern</b>								
1.6.	<b>Sonstige betriebliche Aufwendungen</b>								
1.5.1	Konzessionsabgaben								
1.5.2	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge								
1.5.3	Versicherungen								
1.5.4	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften								
1.5.5	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten								
1.5.6	Rechts- und Beratungskosten								
1.5.7	Sponsoring, Werbung, Spenden								
1.5.8	Reisekosten und Ausläsungen								
1.5.9	Bewirtung und Geschenke								
1.5.10	Wartung und Instandsetzung								
1.5.11	Einzelwertberichtigungen auf Forderungen								
1.5.12	Pauschalwertberichtigungen auf Forderungen								
1.5.13	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV								
1.5.14	Sonstiges								
<b>2.</b>	<b>Abschreibungen</b>								
2.1.	Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen								
2.1.1	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten								
2.1.2	Sonstiges								
2.2.	Kalk. Abschreibungen Sachanlagevermögen								
2.3.	Abschreibungen Umlaufvermögen								
2.4.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens								
<b>3.</b>	<b>Kalk. Eigenkapitalzinsen</b>								

4.	Kalk. Gewerbesteuer
4.a.	Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge
5.1.	Bestandsveränderungen
5.2.	Aktivierete Eigenleistungen
5.3.	sonstige betriebliche Erträge
5.3.1.	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen
5.3.2.	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen
5.3.3.	Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen
5.3.4.	Erträge aus Blindstrom
5.3.5.	Erträge aus der Auflösung von Wertberichtigungen auf Forderungen
5.3.6.	andere sonstige betriebliche Erträge
5.4.	Erträge aus Beteiligungen
5.4.a.	davon aus verbundenen Unternehmen
5.5.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens
5.5.a.	davon aus verbundenen Unternehmen
5.6.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge
5.6.1.	Erträge aus Finanzanlagen
5.6.1.a.	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen
5.6.1.b.	davon Erträge aus Cash-Pooling
5.6.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen
5.6.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen
5.6.2.2.	Erträge aus Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z. B. Cash-Pooling)
5.6.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht
5.6.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen
5.6.3.	Erträge aus Wertpapieren
5.6.4.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten
5.6.5.	andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge
5.7.	Umsatzerlöse (nicht aus Netzentgelten)
5.7.1.	erhobene Konzessionsabgaben
5.7.2.	Erlöse aus EEG
5.7.2.a.	davon aus Weitergabe des aufgenommenen EEG-Stroms
5.7.3.	Erlöse aus KWKG
5.7.3.a.	davon aus KWK-Stromverkauf (§ 4 Abs. 2 KWKG)
5.7.3.b.	davon aus Ausgleichszahlungen von UNB (§ 28 Abs. 1 KWKG)
5.7.4.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)
Zwischensumme	
<b>Aufstellung der dnBK, die anteilig in den Kosten- oder Erlösarten enthalten sind</b>	
Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Abs. 1 SysStabV	
Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen	
Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a	
Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln	
Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (31.12.2016)	
Betriebs- und Personalratsfähigkeit	
Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen	
Forschung und Entwicklung	
Summe	
Zusätzliche Zinsen gem. § 14 Abs. 2 ARegV	
annuitätische Kosten	
Summe	
davon OPEX	
davon CAPEX	
davon kostenmindernde Erlöse und Erträge	
davon kalk. Gewerbesteuer	

Anlagengruppe	Abschreibungs- dauer Unter- grenze StromNEV [Jahre]	Tagesneuwert [EUR]	Annuitätische Kosten [EUR]
Summe Kabel			
Kabel 220 kV	40		
Kabel 110 kV	40		
Kabel Mittelspannungsnetz	40		
Kabel 1 kV	40		
Kabel Abnehmeranschlüsse	35		
Summe Freileitungen			
Freileitungen 110-380kV	40		
Freileitungen Mittelspannungsnetz	30		
Freileitungen 1 kV	30		
Freileitungen Abnehmeranschlüsse	30		
Summe Stationen			
380/220/110/30/10 kV-Stationen	25		
Hauptverteilerrstationen	25		
Ortsnetzstationen	30		
Kundenstationen	30		
Summe Grundstücksanlagen und Gebäude			
Stationsgebäude	30		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25		
Betriebsgebäude	50		
Verwaltungsgebäude	60		
Summe Alle übrigen Anlagegruppen			
Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	35		
Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25		
Sonstiges	20		
Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	25		
ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	25		
Schalleinrichtungen	30		
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25		
Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	30		
Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	20		
Telefonleitungen	30		
Fahrbare Stromaggregate	15		
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8		
Werkzeuge/ Geräte	14		
Lagereinrichtung	14		
Hardware	4		
Software	3		
Leichtfahrzeuge	5		
Schwerfahrzeuge	8		
moderne Messeinrichtungen	13		
Smart-Meter-Gateway	8		
<b>Gesamt:</b>			

Herleitung des Zinssatzes für die annuitätischen Kosten (§14 Abs. 2 ARegV)		
Bezeichnung	Anteil	Zinssatz
Nettozins der letzten Periode für Neuanlagen abzgl. der Zehnjahresdurchschnittsinflation	0,40	5,55%
Fremdkapitalzins der letzten Periode abzgl. der Zehnjahresdurchschnittsinflation	0,35	0,76%
Sonstige Zinsen	0,25	0,00%
Gewichteter Zinssatz		2,49%

Berechnung der zusätzlichen Zinsen	
Position	[EUR]
3.1. Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Altanlagen	
1. Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens	
2. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	
4. Grundstücke zu AK/HK	
5. Sonstiges	
3.2. Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen	
1. Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens	
2. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	
4. Grundstücke zu AK/HK	
5. Sonstiges	
4. Bilanzwerte der Finanzanlagen	
5. Bilanzwerte des Umlaufvermögens	
Summe	
<b>zusätzliche Zinsen</b>	

Herleitung der Tagesneuwerte						
NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]	
<b>Summe Verteilernetzbetreiber</b>						
1		2015				
1		2015				
1		2014				
1		2013				
1		2012				
1		2011				
1		2010				
1		2009				
1		2008				
1		2007				
1		2006				
1		2005				
1		2004				
1		2003				
1		2002				
1		2001				
1		2000				
1		1999				
1		1998				
1		1997				
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1996				
1		1995				
1		1994				
1		1993				
1		1992				
1		1991				
1		1990				
1		1989				
1		1988				
1		1987				
1		1986				
1		1985				
1		1984				
1		1983				
1		1982				
1		1981				
1		1980				
1		1979				
1			1977			
1			2016			
1		2015				
1		2014				
1		2013				
1		2012				
1		2011				
1		2010				
1		2009				
1		2008				
1		2007				
1		2006				
1		2005				
1		2004				
1		2003				
1		2002				
1		2001				
1		2000				
1		1999				
1		1998				
1	Kabel 1 kV	1997				
1		1996				
1		1995				
1		1994				
1		1993				
1		1992				
1		1991				
1		1990				
1		1989				
1		1988				
1		1987				
1		1986				
1		1985				
1		1984				
1		1983				
1		1982				
1		1981				
1		1980				
1		1979				

Herleitung der Tagesneuwerte					
NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-Jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
1		1978			
1		1977			
1		2016			
1		2015			
1		2014			
1		2013			
1		2012			
1		2011			
1		2010			
1		2009			
1		2008			
1		2007			
1		2006			
1		2005			
1		2004			
1		2003			
1		2002			
1		2001			
1		2000			
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1999			
1		1998			
1		1997			
1		1996			
1		1995			
1		1994			
1		1993			
1		1992			
1		1991			
1		1990			
1		1989			
1		1988			
1		1987			
1		1986			
1		1985			
1		1984			
1		1983			
1		1982			
1		2003			
1	Freileitungen 1 kV	1989			
1		1988			
1		1987			
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1989			
1		1988			
1		2016			
1		2015			
1		2014			
1		2013			
1		2012			
1		2011			
1	380/220/110/30/10 kV-Stationen	2010			
1		2008			
1		2007			
1		2003			
1		2002			
1		2000			
1		1997			
1		1996			
1	Hauptverteilerstationen	1996			
1		1993			
1		2016			
1		2015			
1		2014			
1		2013			
1		2012			
1		2011			
1		2010			
1		2009			
1		2008			
1		2007			
1		2006			
1		2005			
1		2004			
1		2003			
1	Ortsnetzstationen	2002			
1		2001			
1		2000			
1		1999			
1		1998			
1		1997			
1		1996			

Herleitung der Tagesneuwerte					
NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
1		1995			
1		1994			
1		1993			
1		1992			
1		1991			
1		1990			
1		1989			
1		1988			
1		1987			
1	Kundenstationen	2002			
1		1987			
1		2014			
1		2013			
1		2012			
1		2009			
1		2006			
1		2005			
1		2004			
1		2003			
1		2002			
1		2001			
1		2000			
1	Stationsgebäude	1999			
1		1998			
1		1997			
1		1996			
1		1995			
1		1994			
1		1993			
1		1992			
1		1991			
1		1990			
1		1989			
1		1988			
1		1987			
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2016			
1		2014			
1		2016			
1		2015			
1		2014			
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	2013			
1		2011			
1		2010			
1		2009			
1		2008			
1		2007			
1		2016			
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	2015			
1		2014			
1		2013			
1		2012			
1		2011			
1		2016			
1		2015			
1		2014			
1		2013			
1		2012			
1		2011			
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	2010			
1		2009			
1		2008			
1		2007			
1		2003			
1		2002			
1		2000			
1		1997			
1		2016			
1		2015			
1		2014			
1		2013			
1		2012			
1		2011			
1		2010			
1		2009			
1		2008			
1		2007			
1		2006			
1		2005			
1		2004			
1		2003			

Herleitung der Tagesneuwerte						
NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-Jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]	
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2002				
1		2001				
1		2000				
1		1999				
1		1998				
1		1997				
1		1996				
1		1995				
1		1994				
1		1993				
1		1992				
1		1991				
1		1990				
1		1989				
1		1988				
1		1987				
1		2016				
1		2015				
1	2014					
1	2013					
1	2012					
1	2011					
1	2010					
1	2009					
1	2008					
1	2007					
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2006				
1		2005				
1		2004				
1		2003				
1		2002				
1		2001				
1		2000				
1		1999				
1		1998				
1		1997				
1		2015				
1		Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte) Vermittlungseinrichtungen	2014			
1			2010			
1			2009			
1		Werkzeuge/ Geräte	2016			
1	Hardware	2016				
1		2014				
1		2013				
1	Software	2016				
1		2015				
1		2014				

Verwendete Faktorreihe für die Ermittlung der Tagesneuwerte					
Jahr	Grundstücksanlagen und Gebäude	Kabel	Freileitungen	Stationen	Alle übrigen Anlagegruppen
2016	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
2015	1,0197	1,0000	1,0000	0,9972	0,9856
2014	1,0365	1,0300	1,0229	0,9962	0,9735
2013	1,0547	1,0330	1,0298	0,9962	0,9662
2012	1,0747	1,0320	1,0298	1,0038	0,9680
2011	1,1017	1,0458	1,0338	1,0212	0,9809
2010	1,1370	1,0970	1,0700	1,0600	1,0280
2009	1,1485	1,1070	1,0511	1,0675	1,0363
2008	1,1614	1,0905	1,0398	1,0505	1,0019
2007	1,2044	1,0992	1,0721	1,0962	1,0533
2006	1,2577	1,1309	1,1181	1,1170	1,0664
2005	1,2862	1,1733	1,1468	1,1648	1,1223
2004	1,3129	1,1645	1,1784	1,1937	1,1655
2003	1,3329	1,1645	1,1982	1,2045	1,1816
2002	1,3361	1,1511	1,1784	1,2142	1,1995
2001	1,3392	1,1391	1,1580	1,2087	1,1926
2000	1,3440	1,1356	1,1618	1,2326	1,2311
1999	1,3536	1,1658	1,1942	1,2485	1,2537
1998	1,3456	1,1547	1,1942	1,2340	1,2356
1997	1,3392	1,1333	1,1902	1,2269	1,2356
1996	1,3329	1,0861	1,1668	1,2269	1,2491
1995	1,3361	1,0398	1,1369	1,2059	1,2297
1994	1,3666	1,0281	1,1335	1,2240	1,2506
1993	1,3951	1,0195	1,1323	1,2311	1,2537
1992	1,4429	1,0111	1,1371	1,2456	1,2552
1991	1,5303	1,0300	1,1720	1,2848	1,2739
1990	1,6266	1,0620	1,2173	1,3367	1,3013
1989	1,7253	1,0630	1,2544	1,3820	1,3213
1988	1,7849	1,0948	1,2861	1,4190	1,3562
1987	1,8250	1,1415	1,3161	1,4402	1,3762
1986	1,8670	1,1560	1,3358	1,4266	1,3438
1985	1,9045	1,1439	1,3579	1,4286	1,3333
1984	1,9174	1,1584	1,3665	1,4521	1,3634
1983	1,9570	1,1821	1,3700	1,4846	1,4025
1982	1,9912	1,2122	1,3683	1,5014	1,4278
1981	2,0710	1,2148	1,4042	1,5520	1,5162
1980	2,1992	1,2666	1,4738	1,6333	1,6189
1979	2,4191	1,3713	1,6237	1,7637	1,7248
1978	2,6018	1,4925	1,7512	1,8662	1,7878
1977	2,7136	1,5300	1,7427	1,9168	1,8099
1976	2,8284	1,5451	1,7686	1,9776	1,8623
1975	2,9380	1,5807	1,8259	2,0385	1,9323
1974	3,0159	1,5048	1,7512	2,1158	2,0236
1973	3,1938	1,5991	1,8706	2,3451	2,2946
1972	3,3940	1,6825	1,9526	2,4766	2,4418
1971	3,5643	1,6929	1,9419	2,5481	2,5073
1970	3,9479	1,6496	1,9279	2,6972	2,6158
1969	4,6598	1,7751	2,1486	2,9363	2,7487
1968	5,0310	1,8562	2,3261	3,0114	2,7935
1967	5,2884	1,8625	2,2912	3,0548	2,7859
1966	5,0310				
1965	5,1918				
1964	5,3632				
1963	5,5735				
1962	5,8308				
1961	6,2818				
1960	6,6491				
1959	7,1063				
1958	7,3831				
1957	7,5800				
1956	8,0638				
1955	8,0638				
1954	8,6136				
1953	8,6136				
1952	8,3603				
1951	8,8828				
1950	10,3364				
1949	9,9737				
1948	11,2574				
1947	12,3587				