



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-17/1893-11

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,

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,
den Beisitzer Bernd Petermann
und den Beisitzer Stefan Albrecht,

gegenüber der inetz GmbH, Augustusburger Straße 1, 09111 Chemnitz, vertreten durch die Geschäftsführung,

- **Netzbetreiber** -

am 01.07.2019 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. Der Antrag auf Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 ARegV wird abgelehnt.
3. Der Antrag auf Nichterreichbarkeit der Effizienzvorgaben gemäß § 16 Abs. 2 ARegV wird abgelehnt.
4. 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.
5. 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.

6. 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. Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

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

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden von der Bundesnetzagentur erhoben.

Die von der Beschlusskammer geprüften Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 19.03.2018 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 25.04.2018 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 Aufwandsparameter (dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile und Vergleichbarkeitsrechnung) mit Schreiben vom 20.06.2018 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 27.06.2018 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen.

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

Um die Ermittlung von Vergleichsparametern 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 Heterogenität der Versorgungsaufgaben wider. 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 06.12.2018 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 25.01.2019 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.

Im Rahmen seiner Stellungnahme vom 25.01.2019 hat der Netzbetreiber sowohl einen Antrag nach § 15 Abs. 1 ARegV als auch einen Antrag nach § 16 Abs. 2 ARegV gestellt. Der Antrag nach § 15 Abs. 1 ARegV hat der Netzbetreiber im Wesentlichen mit dem demographischen Wandel in der Region Chemnitz begründet. Mit Schreiben vom 08.05.2019 hat die Beschlusskammer den Netzbetreiber zum Antrag nach § 15 Abs. 1 ARegV angehört. Der Netzbetreiber hat dazu mit Schreiben vom 14.06.2019 Stellung genommen. Weder im Antrag noch in der letzten Stellungnahme trägt der Netzbetreiber die sich ergebenden Mehrkosten vor.

Mit Schreiben vom 21.05.2019 hat die Beschlusskammer den Netzbetreiber zu der beabsichtigten Entscheidung nach § 16 Abs. 2 ARegV angehört. Der Netzbetreiber hat dazu mit Schreiben vom 14.06.2019 ebenfalls Stellung genommen.

Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert. Das Bundeskartellamt und die Landesregulierungsbehörde wurden gemäß § 58 Abs.1 S. 2 EnWG beteiligt.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II.

1. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 und 3 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde.

Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

2. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die 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 Kostenanteile ($KA_{dnb,t}$) nach § 11 Abs. 2 ARegV, die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,o}$) nach § 11 Abs. 3 ARegV und die beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{b,o}$) nach § 11 Abs. 4 ARegV ermittelt. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kostenanteile 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 Produktivitätsfort-

schritt (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 Kostenanteile ($VK_t - VK_0$) 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 Aufwandsparemeter** und den dort benannten Anlagen.

Vorliegend mussten nach der abschließenden Berechnung des Effizienzvergleichs Korrekturen an den Gesamtkosten (Anlage 2) vorgenommen werden. Die dem Effizienzvergleich zu Grunde gelegten Aufwandsparemeter (Anlage 5) waren dadurch um [REDACTED] geringer als die nunmehr in der Anlage 2 ausgewiesenen Gesamtkosten. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die Korrekturen eine Neuberechnung des Effizienzvergleichs nicht erforderlich machen.

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 Aufwandsparameter 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:

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

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 Netzanschlusskostenbeiträge 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 Anlagegüter 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 Anlagengüter 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 Aufwandsparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparameter 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 zu-

dem 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 anzu-

setzen. 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 Aufwandparameter 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 diene 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 Aufwandparameter 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 Aufwandparameter 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 Aufwandparametern 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 Bundesge-

richtshof 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 Aufwandsparemeter** und der dazugehörigen **Anlage 6** dargestellt.

2.3.2.3 Vergleichsparemeter nach § 13 ARegV

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

kannter 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. Alsdann 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**.

2.3.4 Bereinigter Effizienzwert nach § 15 Abs. 1 ARegV

Die Beschlusskammer erkennt keine Besonderheiten der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers an. Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom [REDACTED] und [REDACTED] nicht nachgewiesen, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe im Sinne des Vorliegens außergewöhnlicher struktureller Umstände bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 nicht hinreichend berücksichtigt wurden und durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind. Die Voraussetzungen des § 15 Abs. 1 ARegV liegen nicht vor. Zu den einzelnen Tatbestandsmerkmalen:

2.3.4.1 Besonderheit der Versorgungsaufgabe

Eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe kann nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV nur bei außergewöhnlichen strukturellen Umständen vorliegen. Dies ist dann der Fall, wenn die Versorgungsaufgabe ihrer Art nach nur bei einem einzelnen Netzbetreiber oder einer äußerst geringen Anzahl von Netzbetreibern, die im Rahmen des bundesweiten Effizienzvergleichs betrachtet wurden, in vergleichbarer Form besteht. Voraussetzung sind damit Umstände, die entweder ein Alleinstellungsmerkmal oder jedenfalls nahezu ein Alleinstellungsmerkmal darstellen. Bei der Regelung handelt es sich um eine eng auszulegende Ausnahmegvorschrift. Das hat der Verordnungsgeber im Lichte der Rechtsprechung des BGH zur Auslegung des § 15 ARegV mit der Verwaltungsänderung im Jahr 2013 noch einmal deutlich hervorgehoben (BR Drs. 447/13, S. 29). Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass jeder Netzbetreiber bei seiner Versorgungsaufgabe Besonderheiten vorweisen kann, die nicht in den Effizienzvergleich berücksichtigt wurden, weil nicht jedes Detail Eingang in den Effizienzvergleich finden kann. Diese Besonderheiten können sich sowohl Kosten erhöhend als auch Kosten reduzierend auswirken (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 75).

Der Netzbetreiber macht vorliegend geltend, dass der außergewöhnliche Strukturwandel im Netzgebiet eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe wäre. Strukturelle Besonderheiten können sich beispielsweise aus notwendigen Rückbaumaßnahmen im Netz ergeben, z. B. beim Wegfall von Großabnehmern oder im Rahmen von Stadtumbaumaßnahmen aufgrund von Bevölkerungsrückgang im Versorgungsgebiet so wie es vom Netzbetreiber vorgetragen wird. Letztlich kann dies jedoch dahinstehen, da der Netzbetreiber die erforderlichen Voraussetzungen für den Nachweis einer Besonderheit der Versorgungsaufgabe nicht erfüllt hat.

2.3.4.2 Exogene Umstände der Versorgungsaufgabe

Zur Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV gehören alle Anforderungen, die durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind. Dies können alle Rahmenbedingungen sein, mit denen sich der Netzbetreiber beim Betrieb des Netzes konfrontiert sieht. Sie werden an den Netzbetreiber von außen herangetragen, er kann sich nicht oder nur mit unzumutbarem Aufwand ihrer entziehen (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 59). Endogene Kostentreiber, also solche, die auf eine Entscheidung des Netzbetreibers zurückzuführen sind, scheiden hingegen aus. Dadurch soll vermieden werden, dass der Effizienzvergleich beliebig durch Entscheidungen einzelner Netzbetreiber beeinflusst und damit verzerrt wird.

Der Netzbetreiber macht vorliegend geltend, dass die der außergewöhnliche Strukturwandel des Netzgebiets ein exogener Umstand der Versorgungsaufgabe wäre. Der Netzbetreiber führt hierzu aus, dass [REDACTED]

Ab Mitte der 1990er Jahre sei es jedoch zu deutlichen Änderungen der Abnehmerstruktur gekommen, die für den Netzbetreiber unvorhersehbar waren.

Die strukturelle Entwicklung in einem Versorgungsgebiet ist sicherlich ein Umstand, den der Netzbetreiber nicht beeinflussen kann. Dies trifft jedoch auf alle Netzbetreiber gleichermaßen zu. Zudem weist der Netzbetreiber selbst darauf hin, [REDACTED]

[REDACTED] Die Daten, die dem Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode zu Grunde liegen, basieren auf dem Jahr 2016 und somit 20 Jahre nach dem erkennbaren Strukturwandel. Insofern ist davon auszugehen, dass zumindest teilweise eine Beeinflussung durch den Netzbetreiber möglich war.

2.3.4.3 Umstand messbar/mengenmäßig erfassbar

Voraussetzung ist zudem, dass der geltend gemachte Aspekt der Versorgungsaufgabe messbar oder mengenmäßig erfassbar ist.

2.3.4.4 Nichtberücksichtigung im Effizienzvergleich

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

Eine hinreichende Berücksichtigung der Versorgungsaufgabe erfolgt bei Umständen, die bereits durch die für den Effizienzvergleich verwendeten Vergleichsparameter abgebildet werden. Durch die Einbeziehung der Vergleichsparameter 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 - HS/MS, Summe der installierten Erzeugungsleistung der Ebenen MS - NS und Anzahl der Messstellen über alle Spannungsebenen wurden bereits eine Vielzahl erkennbarer Gemeinsamkeiten der Stromverteilernetzbetreiber inhaltlich im Effizienzvergleich berücksichtigt. Ausprägungen dieser Merkmale können daher von vornherein keine Besonderheit der Versorgungsauf-

gabe darstellen. Der Netzbetreiber hat als Besonderheit einen außergewöhnlichen Strukturwandel seit 1990 in seinem Netzgebiet vorgetragen. Im Schreiben vom [REDACTED] führt er aus, dass dies im Effizienzvergleich nicht abgebildet sei, obwohl die ARegV dies in § 13 Abs. 3 S. 1 explizit vorsehe. Dem ist deutlich zu widersprechen.

Die vom Netzbetreiber vorgetragene Besonderheit des demografischen Wandels im Netzgebiet wirkt sich insbesondere derart aus, dass durch den Wegfall von Verbrauchern weniger Energie über das Netz transportiert werden muss, so dass Leitungen und andere Betriebsmittel in der vorhandenen Form letztlich nicht erforderlich sind. [REDACTED]

Im Gutachten werden im Kapitel 2.1.3 (S. 20) zunächst die rechtlichen Vorgaben zur Auswahl der Vergleichsparameter aufgezählt. Hierzu gehören u.a. auch die strukturellen Besonderheiten aufgrund des demografischen Wandels. In Kapitel 3 (S. 27 ff.) wird das grundsätzliche Vorgehen zur Auswahl der Vergleichsparameter beschrieben. In Kapitel 3.2.10 (S. 41 ff.) wird die Kategorisierung nach der Beeinflussbarkeit dargestellt. Gemäß § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV sollen Vergleichsparameter u.a. nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar sein. Wie in dem Kapitel beschrieben, sind Parameter, die unmittelbar Betriebsmittel des Netzbetreibers darstellen, wie Leistungslängen oder Transformatorleistungen als vom Netzbetreiber beeinflussbar einzustufen und somit grundsätzlich nachrangig zu betrachten. In der ingenieurwissenschaftlichen Beurteilung (S. 43 ff.) werden neben den exogenen Parametern auch die endogenen Parameter bewertet. Diese korrelieren demnach mit den exogenen Parametern, wie im Beispiel der Leitungslänge, die mit der Anzahl der Anschlusspunkte und der Fläche korreliert. Die Leitungslänge kann darüber hinaus aber auch noch weitere exogene Gebietseigenschaften abbilden. So spiegelt sich in der Leitungslänge auch topologische oder geografische Gebietseigenschaften wieder und nicht zuletzt auch der demografische Wandel. Wie oben beschrieben, enthält der Effizienzvergleich vier Vergleichsparameter, die die Leitungslängen auf den einzelnen Netzebenen, in der Hochspannung sogar getrennt nach Kabel und Freileitungen, abbilden. Durch die Berücksichtigung der tatsächlichen Leitungslänge als Vergleichsparameter wird nicht nur die eigentliche Versorgungsaufgabe abgebildet, sondern zusätzlich sämtliche unterschiedlichen Gebietseigenschaften sowie der demografische Wandel mit berücksichtigt. Im Effizienzvergleichsmodell wird somit [REDACTED]

[REDACTED] Folglich ergibt sich für den Netzbetreiber aus diesem Umstand auch kein Nachteil in der Effizienzbewertung.

Gleiches gilt für den Parameter Anzahl der Zählpunkte. Im Rahmen der Datenabfrage zum Effizienzvergleich wurden die Anzahl der Zähler sowie die Anzahl der Zähler mit Leerstand bei den Netzbetreibern abgefragt. Ein Zählpunkt mit Leerstand ist ein Zählpunkt in einer Wohn- und Gewerbe-Einheit, die seit mind. 12 Monaten (bezogen auf den 31.12.2016) leer steht und die ggf. durch Einbau eines Zählers und Einsetzen der Sicherung wieder in Betrieb genommen werden kann. Bei der Auswahl der Vergleichsparameter war entsprechend zu prüfen, ob die Anzahl der Zählpunkte mit Leerstand berücksichtigt werden sollen oder nicht, um die Versorgungsaufgabe entsprechend den Verordnungsvorgaben abzubilden. Letztlich wurde der Vergleichsparameter „Anzahl der Zählpunkte“ inkl. der Zählpunkte mit Leerstand verwendet, um u.a. auch den demografischen Wandel mit abzubilden. Schließlich wäre es auch möglich gewesen, diese Zählpunkte nicht zu berücksichtigen, da für diese keine Mess- und Abrechnungskosten entstehen (lediglich Kosten für den Betrieb des Zählers).

Bezüglich der Jahreshöchstlastparameter (HS/MS u. MS/NS) wurde bei den Effizienzvergleichen der ersten und zweiten Regulierungsperiode eine Korrektur um den prozentualen Anteil der Zählpunkte mit Leerstand an der Gesamtzahl der Zählpunkte (s.o.) vorgenommen. Diese Korrektur sollte dazu dienen, den Netzbetreiber so zu stellen, als wären sämtliche leerstehende Einheiten mit einer durchschnittlichen Belastung besetzt. Wie den Ausführungen auf S. 90 des Gutachtens zu entnehmen ist, wurden die korrigierten Jahreshöchstlastparameter auch im aktuellen Effizienzvergleich getestet. Letztlich ergaben sich jedoch kaum Unterschiede zu gewählten Modell ohne Korrektur; die Effizienzwerte vielen im Modell mit Korrektur insgesamt etwas geringer aus. Der erwartete Effekt war nicht erkennbar, so dass das Modell ohne Korrektur gewählt wurde. In seinem Schreiben vom 28.03.2019 (S. 16) stellt der Netzbetreiber das Vorgehen zur Leerstandkorrektur der Jahreshöchstlasten ohnehin in Frage.

Die vorgebrachte Besonderheit ist somit bereits durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV vollumfänglich abgebildet. Insoweit sei auf die o.g. Ausführungen im Gutachten des Gutachterkonsortiums SWISS-ECONOMICS SE AG, SUMICSID AB, IAEW, RWTH Aachen K. ö. R. verwiesen, die als Anlage 8 beigefügt und Bestandteil dieses Beschlusses ist. Eine Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 ARegV scheidet daher aus.

Zudem trägt der Netzbetreiber weitere Kritikpunkte zur Modelauswahl vor, wie das hohe Verhältnis der Kennzahl Zählpunkte zu Anschlusspunkte (City-Effekt) des Netzbetreibers im Vergleich zum Durchschnitt aller Netzbetreiber. Hierdurch entstünden modellwechselbedingte Mehrkosten, was sich insbesondere durch den Wechsel des Normierungsparameters in der SFA (Anzahl der Zählpunkte anstelle der Anzahl der Anschlusspunkte) auswirke. Bezüglich dieser Kritikpunkte kann ebenfalls auf das Gutachten (S. 108 bzw. 168) verwiesen werden.

2.3.4.5 Kostenerhöhung um mindestens 5 Prozent und Kausalität

Bei den vom Netzbetreiber geltend gemachten Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe muss es sich zudem um Umstände handeln, die die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 5 % erhöhen. § 15 Abs. 1 ARegV fordert eine Kostenerhöhung um mindestens 5 % in Bezug auf jeweils eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe. Es ist mit der Regelung nicht vereinbar, die Auswirkungen einzelner Abweichungen, die zu einer unterhalb des Schwellenwertes liegenden Kostenerhöhung führen, aufzusummieren und eine Bereinigung bereits dann vorzunehmen, wenn die Summe dieser Erhöhungsbeträge oberhalb des Schwellenwertes liegt (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn 84).

Auch sind bei der Berechnung mögliche Synergieeffekte, die aufgrund der Besonderheit der Versorgungsaufgabe bei dem Netzbetreiber eintreten, zu berücksichtigen (BGH, Beschl. v. 07.06.2016 – EnVR 1/15, Rn. 21).

Für die Bestimmung der Kostenschwelle von ■ Prozent werden nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 ARegV bestimmt. Für die dritte Regulierungsperiode ist das Ergebnis der Kostenprüfung auf der Basis des Jahres ■ heranzuziehen (§ 6 Abs. 1 ARegV). Abzuziehen ist der Betrag der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, § 15 Abs. 1 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV. Dieser Betrag ist nach § 11 Abs. 2 ARegV zu berechnen. Aus dem Restbetrag sind ■ % als maßgeblicher Mindesterhöhungsbetrag zu errechnen.

Es ist überdies darzulegen und nachzuweisen, in welchem Umfang die Kosten für diese Leistung gerade dadurch angestiegen sind, dass ihr Anteil an den insgesamt erbrachten Leistungen größer ist, als dies dem Durchschnitt entspricht (BGH, Beschl. v. 9.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 76 f., v. 16.12.2014 - EnVR 54/13, Rn. 44 und v. 07.06.2016 – EnVR 1/15, Rn. 14). Erforderlich ist ein Nachweis der Mehrkosten, die gerade dadurch entstehen, dass die vorgetragene Besonderheit über dem Durchschnitt liegt. Maßgeblich ist insoweit die Kostensituation des betroffenen Netzbetreibers.

Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe muss zudem kausal für einen Anteil der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten von mindestens 5 Prozent sein. Mehrkosten können nur insoweit berücksichtigt werden, als sie durch die in Rede stehende Besonderheit „außergewöhnlicher Strukturwandel“ verursacht werden (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn 76 f.). Der Netzbetreiber ist für diesen Umstand darlegungs- und nachweispflichtig, § 15 Abs. 1 S. 2 ARegV. Die Mehrkosten ergeben sich dabei nicht aus der Aufgabe als solcher, sondern ausschließlich aus der jeweiligen Besonderheit, d.h. der Abweichung von dem Zustand, der keine Besonderheit darstellen würde. Dargelegt und bewiesen werden müssen die Mehrkosten, nicht die Gesamtkosten. Vergleichsmaßstab sind dabei die Kosten des Netzbetreibers ohne die geltend gemachte Besonderheit, nicht hingegen, inwieweit die Kosten des eine Effizienzwertbereinigung geltend machenden Netzbetreibers von den Kosten anderer Netzbetreiber abweichen. Liegt eine teilweise Kompensation der vorgetragenen Kostensteigerung durch korrespondierende, zwangsläufig entlastende Effekte vor, hat auch insofern der Netzbetreiber konkret nachzuweisen, zu welchem konkreten Anteil die vorgetragenen Umstände ursächlich für die behauptete Kostensteigerung waren. Pauschal berechnete Änderungen der Vergleichsparameter, die aus der Besonderheit der Versorgungsaufgabe resultieren, sind ebenfalls kein geeigneter Nachweis, die Kausalität zu begründen, zumal auf dieser Basis der Mehrkostennachweis nicht erfolgen kann.

Der Netzbetreiber hat den Erhebungsbogen zur Darlegung der Mehrkosten nach § 15 Abs. 1 ARegV, der am [REDACTED] von der Beschlusskammer an den Netzbetreiber übermittelt wurde, nicht ausgefüllt. § 15 Abs. 1 ARegV fordert eindeutig einen Nachweis von Mehrkosten, die die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens [REDACTED] % erhöhen. Dementsprechend müsste der Netzbetreiber Mehrkosten von mindestens [REDACTED] nachweisen. Der Netzbetreiber hat jedoch weder im Schreiben vom [REDACTED] noch im Schreiben vom [REDACTED] oder im Schreiben vom [REDACTED] auch nur die Summe der Mehrkosten angegeben. Insofern ist die wesentliche Voraussetzung des § 15 Abs. 1 ARegV schon nicht erfüllt.

Entsprechend den obigen Ausführungen hat der Netzbetreiber für die geltend gemachte Besonderheit keinen geeigneten Nachweis übermittelt. Eine Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 ARegV scheidet daher aus.

2.3.5 Bereinigung des Effizienzwerts nach § 16 Abs. 2 ARegV

Der Antrag des Netzbetreibers auf Bereinigung des Effizienzwerts nach § 16 Abs. 2 ARegV wird abgelehnt.

Nach § 16 Abs. 2 ARegV kann die individuelle Effizienzvorgabe abweichend von § 16 Abs. 1 ARegV bestimmt werden, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass er die individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglicher und zumutbarer Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann.

§ 16 Abs. 2 ARegV stellt sicher, dass die Zumutbarkeit der vom Netzbetreiber zu ergreifenden Maßnahmen auch im Einzelfall geprüft werden kann. Unzumutbar kann es z. B. sein, wenn es wegen übermäßigen Personalabbaus oder nicht mehr möglicher Wartung oder Instandhaltung von Anlagen zu Gefährdungen für die Allgemeinheit kommen kann oder die Versorgung der Bevölkerung mit leitungsgebundener Energie nicht mehr gewährleistet ist. Ebenso unzumutbar ist es, wenn der Netzbetreiber Maßnahmen ergreifen muss, durch die die wesentlichen Arbeitsbedingungen, die im nach dem Energiewirtschaftsgesetz regulierten Bereich üblich sind, erheblich unterschritten werden. Der Netzbetreiber muss nachweisen, dass er vorher alle Rationalisierungsreserven ausgeschöpft hat. Es handelt sich um eine restriktiv zu handhabende Ausnahmeregelung.

Der Netzbetreiber hat vorgetragen, dass er die individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 Abs. 1 S. 1 ARegV unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann. Der Netzbetreiber trägt vor, dass er sein Unternehmen bereits in der Vergangenheit immer effizienter organisiert und entsprechende Kostensenkungspotentiale gehoben habe.

Die Beschlusskammer hat die Effizienzvorgabe nicht abweichend von § 16 Abs. 1 ARegV bestimmt. Hierbei hat sie zum einen berücksichtigt, dass bereits grundsätzlich durch die individuelle Effizienzvorgabe des § 16 Abs. 1 S. 1 ARegV die Erreichbar- und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe in hohem Maße gewährleistet ist. Der Verteilungsfaktor beträgt 0,2 pro Kalenderjahr. Demnach haben Netzbetreiber ein Fünftel der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienz innerhalb der Regulierungsperiode abzubauen. Es wurden statistische Ausreißer und Ausreißer im Sinne der Anlage 3 zu § 12 ARegV aus dem Effizienzvergleich entfernt und haben damit keinen Einfluss auf die individuelle Effizienz.

Aus dem Wortlaut des § 16 Abs. 1 S.1 und 2 ARegV („festgelegte“ und „worden ist“) und aus den Materialien zur Anreizregulierungsverordnung ergibt sich, dass die Bestimmung einer abweichenden individuellen Effizienzvorgabe zeitlich erst nach der Festlegung der individuellen Effizienzvorgabe i.S.d. § 32 Abs. 1 Nr.1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG erfolgen kann. Diese zeitliche Abfolge kommt auch in der Darstellung des Verordnungsgebers zum Ausdruck, wonach der Netzbetreiber nachweisen muss, dass er vor der Bestimmung einer abweichenden individuellen Effizienzvorgabe alle Rationalisierungsreserven ausgeschöpft hat. Ein solcher Nachweis kann aber denklogisch nur gelingen, wenn der Netzbetreiber in Kenntnis seiner individuellen Effizienzvorgabe ultimative Anstrengungen zur Effizienzsteigerung unternommen hat. Selbst wenn man von einer Anwendbarkeit des § 16 Abs. 2 ARegV vor Zustellung der Festlegungen ausgeht, kann eine lediglich auf einer Vielzahl von möglichen Handlungssträngen vermutete und lediglich auf prognostischen Annahmen beruhende Unerreichbar- oder Unübertreffbarkeit nicht als Nachweis i.S.d. § 16 Abs. 2 ARegV genügen.

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 abzubauenen 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 beeinflussbarer 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.

Der Netzbetreiber wurde im Effizienzvergleich nicht als effizient ausgewiesen. Ein Effizienzbonus kommt nicht in Betracht.

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 vor-

letzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet (VPI_t). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr (VPI_0).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 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_0 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):

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

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

Jahr	VPI_t / VPI_0
2019	1,0177

Jahr	VPI _t / VPI ₀
2020	1,0357
2021	1,0540
2022	1,0727
2023	1,0916

Die Beschlusskammer hat diese Werte bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlös-obergrenzen 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_t).

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

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 (VK_t)

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 4. 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 4. 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 Ausgangs 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 4. 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 5. 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 4. 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 Unter-

schied 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 Regulierungspe-

riode Erlösobergrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet, insbesondere werden dadurch rückwirkende Effizienzvorgaben ermöglicht. Sie ist auch erforderlich, da ein gleich geeignetes, milderer 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 Aufwandparameter** 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 Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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

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

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Bourwieg

Petermann

Albrecht

Netzbetreiberdaten	
Netzbetreiber:	inetz GmbH
BNR:	10001893
NNR:	1
Verfahren:	Regelverfahren
Effizienzwert:	91,48%
Basisjahr	2016

Regulierungsdaten			
Jahr	Verbraucherpreis- gesamtindex nach § 8 ARegV [VPI _t]	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV [PF _t]	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. 5 ARegV
	$EO_t =$	$KA_{dnb,t}$	$+ (KA_{vnb,t}$	$+(1-Vt)*KA_{ab,t}$	$+B_0 / T$	$*(VPI_t / VPI_0$	$- PF_t)$	$+ KKA_t$	$+ Q_t$	$+ (VK_t - VK_0)$
2019	43.971.681 €				0 €				0 €	
2020	43.476.461 €				0 €				0 €	
2021	42.843.748 €				0 €				0 €	
2022	42.237.968 €				0 €				0 €	
2023	41.708.025 €				0 €				0 €	

Gesetzliche Grundlage		Berechnung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen		Ausgangsbasis	2010	2020	2021	2022	2023
§ 9 Abs. 1 ARagV	Betriebsjahr			2010					
§§ 12-15 ARagV	Anzuwendender Effizienzwert	EWa		01,46%					
§ 12a ARagV	Anzuwendender Supereffizienzwert			0,00%					
	Ausgangsniveau								
§ 4 ARagV	Erlösobergrenze	EO ₁			43.971.881 €	43.476.481 €	42.843.748 €	42.237.968 €	41.738.025 €
§ 11 Abs. 2 ARagV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA _{non}							
	Summe Kosten bzw. Erlöse								
Satz 1, Nr. 1	gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten								
Satz 1, Nr. 2	Konzessionsabgaben								
Satz 1, Nr. 3	Betriebssteuern								
Satz 1, Nr. 4	erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen								
Satz 1, Nr. 5	Nachrüstung 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 kosteneffektiv sind und die Genehmigung nicht aufgehoben 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	vermeidbare Netzengpässe im Sinne von § 18 der StromNEV, § 97 Abs. 3 EEG und § 6 Abs. 5 und § 13 Abs. 6 KWKG								
Satz 1, Nr. 9	betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2010 abgeschlossen worden sind								
Satz 1, Nr. 10	im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalstätigkeiten								
Satz 1, Nr. 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskinder Tagesstätten 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 Netzananschließungskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 und 4 i. V. m. Satz 2 StromNEV								
Satz 1, Nr. 17	Einschätzungen 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								
	Kapitalkostenabzug	KKa ₁							
§ 11 Abs. 3 ARagV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA _{vor}							
§ 10 Abs. 1 i. V. m. § 34 Abs. 1b ARagV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	V und Vt		0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
§ 11 Abs. 4 ARagV	Beeinflussbarer Kostenanteil	KA _{bee}							
	Nicht abgehobener beeinflussbarer Kostenanteil	(1-V) * KA _{bee}							
§ 12a ARagV	Effizienzbonus	B							
§ 8 ARagV	Verbraucherpreisesindex des laufenden Jahres	VPI ₁		109,3	111,2	113,2	115,2	117,2	
§ Abs. 1 ARagV	Verbraucherpreisesindex des Basisjahres	VPI ₀		107,4	107,4	107,4	107,4	107,4	
§ 9 ARagV	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	PF ₁		0,0090	0,0181	0,0272	0,0365	0,0458	
	VPI - PF			1,0087	1,0178	1,0268	1,0362	1,0458	
§ 4 Abs. 4 Nr. 1, § 10a ARagV	Kapitalverzinsung	KKa ₂							
§ 4 Abs. 5, § 19 Abs. 1 ARagV	Qualitätsselement	Q			0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
§ 11 Abs. 5 ARagV	Volatile Kostenanteile	VK ₁							
§ 11 Abs. 6 ARagV	Volatile Kostenanteile	VK ₂							
§ 4 Abs. 4 Nr. 1n, § 5 Abs. 3 ARagV	Zu- und Abschläge für die Auflösung des Regulierungskontos	S							
§ 4 Abs. 4 Nr. 2 ARagV	Nicht zumutbare Härte	NZ ₁							



Anlage Aufwandparameter

Nachfolgend wird die Ermittlung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenzen 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 Erlösbergrenzen 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 Erlösbergrenzen 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 Erlösbergrenzen 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. Stundenaufzeichnungen 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 das 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 (Ziffer 1.1.1.1.)

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. Preisseitig 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 Aufwandparameter 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).

Anlage Aufwandsparameter

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:

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

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

Als Beschaffungspreis für Verlustenergie gibt der Netzbetreiber einen durchschnittlichen Beschaffungspreis von [] Cent/kWh an. Der vom Netzbetreiber angegebene durchschnittliche Beschaffungspreis für physikalisch bedingte Verlustenergie von [] Cent/kWh liegt [] dem Referenzpreis von 3,514 Cent/kWh.

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

1.1.2. Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe - Sonstiges (Ziffer 1.1.1.5.)

In dieser Position hat der Netzbetreiber im Basisjahr 2016 Kosten in Höhe von [REDACTED] angesetzt.

In einer Gesamtbetrachtung stellen die in dieser Position insgesamt geltend gemachten aufwandsgleichen Kosten eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar.

Der Durchschnitt der in den Jahren 2015 bis 2016 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt [REDACTED]. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten um [REDACTED] über dem Durchschnittswert. Aufgrund eines Netzübergangs nach § 26 Abs. 1 ARegV zum 01. Januar 2014 und eines Teilbetriebsübergangs nach § 26 Abs. 2 ARegV zum 01. Januar 2015 werden die in den Jahren 2012 bis 2014 angefallenen Aufwendungen für die Bildung eines Durchschnittswerts dieser Position nicht berücksichtigt, da diese Werte nicht repräsentativ für den Netzbetrieb in der dritten Regulierungsperiode sind. 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 2015 bis 2016 berücksichtigt. Die geltend gemachten aufwandsgleichen Kosten wurden um [REDACTED] gekürzt.

1.1.3. Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur (Ziffer 1.1.2.3.)

Unter der Position „Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur“ macht der Netzbetreiber aufwandsgleiche Kosten für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter in Höhe von [REDACTED] geltend. Die aus der Überlassung des Anlagevermögens nach § 4 Abs. 5 StromNEV resultierenden Kosten („Pachtzins“) sind nur bis zu der Höhe anerkennungsfähig, wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber Eigentümer der Anlagen wäre.

Grundlage der Prüfung und damit einer Anerkennung von Kosten ist der eingereichte Erhebungsbogen für den Verpächter. Die konkreten Inhalte und Ergebnisse der Prüfung sind dem gesonderten Abschnitt 1.6. zu entnehmen. Die Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur wurden insgesamt um [REDACTED] gekürzt.

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

In dieser Position hat der Netzbetreiber im Basisjahr 2016 Kosten in Höhe von [REDACTED] angesetzt. In einer Gesamtbetrachtung stellen die in dieser Position insgesamt geltend gemachten aufwandsgleichen Kosten eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Die vom Netzbetreiber angegebenen Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen der Jahre 2012 bis 2017 sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

Tabelle (in Mio. €)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1.1.2.5. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Aufgrund eines Netzübergangs nach § 26 Abs. 1 ARegV zum 01. Januar 2014 und eines Teilbetriebsübergangs nach § 26 Abs. 2 ARegV zum 01. Januar 2015 können die in den Jahre 2012 bis 2014 angefallenen Aufwendungen für die Bildung eines Durchschnittswerts dieser Position nicht berücksichtigt werden. Diese Werte sind nicht repräsentativ für den Netzbetrieb in der dritten Regulierungsperiode.

Der Netzbetreiber konnte glaubhaft machen, dass auch die Aufwendungen des Jahres 2015 nicht zur Durchschnittsbildung herangezogen werden können, da diese in Folge der Netzübergänge insbesondere im Jahr 2015 deutlich geringer ausgefallen sind.

Angesichts der in den Jahren 2015 und 2017 deutlich geringeren Aufwendungen, ist erkennbar, dass die Aufwendungen in dieser Kostenposition nicht auf dem hohen Kostenniveau des Basisjahres gleichbleibend verharren werden.

Die Aufwendungen werden mit Würdigung der im Folgejahr anfallenden deutlich geringeren Aufwendungen um [REDACTED] auf [REDACTED] gekürzt.

1.1.5. Zinszuführungen zu Rückstellungen (Ziffer 1.3.4.)

In dieser Position hat der Netzbetreiber im Basisjahr 2016 Kosten in Höhe von [REDACTED] angesetzt. Darin enthalten ist eine Zuführung zur Rückstellung Mehrerlösabschöpfung in Höhe von [REDACTED]. Eine netzkostenwirksame Berücksichtigung der Zuführung zu den Rückstellungen für die Mehrerlösabschöpfung war nicht sachgerecht, da der Netznutzer ansonsten mit den zwischen dem 01.02.2006 und der erstmaligen Netzentgeltgenehmigung zu viel bezahlten Entgelten nochmals belastet worden wäre. Dies wäre offenkundig systemwidrig gewesen, da dies dem Sinn und Zweck der Mehrerlösabschöpfung – dem Zurückholen zu viel bezahlter Entgelte – zuwiderlaufen würde. Die Zuführung zu der Rückstellung für „Mehrerlösabschöpfung“ in Höhe von [REDACTED] wurde gekürzt.

1.1.6. Sonstige Steuern (Ziffer 1.4.)

In dieser Position hat der Netzbetreiber im Basisjahr 2016 Kosten in Höhe von [REDACTED] angesetzt. Nach Angabe des Netzbetreibers auf Seite 92 des Hauptberichts sind darin Kosten für die Stromsteuer auf den Betriebsverbrauch in Höhe von [REDACTED] enthalten. Für das Jahr 2016 gibt der Netzbetreiber einen Betriebsverbrauch in Höhe von [REDACTED] kWh an. Die Stromsteuer beträgt nach § 3 StromStG 2,05 ct/kWh. Bei einem Betriebsverbrauch in Höhe von [REDACTED] ergibt sich damit eine Stromsteuer für den Betriebsverbrauch in Höhe von [REDACTED]. Die in dieser Position geltend gemachten Kosten wurden daher um [REDACTED] gekürzt.

1.1.7. Sonstige betriebliche Aufwendungen – davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge (Ziffer 1.5.2.)

In dieser Position hat der Netzbetreiber im Basisjahr 2016 Kosten in Höhe von [REDACTED] angesetzt. Nach Angaben des Netzbetreibers auf Seite 94 des Hauptberichts sind die darin enthaltenen Kosten für „Gebühren“ von [REDACTED] im Jahr 2015 auf [REDACTED] im Jahr 2016 angestiegen. Der Anstieg resultiert aus einem Gebührenbescheid der Bundesnetzagentur zur Genehmigung der Netzkosten für die 2. Regulierungsperiode.

Es ist nicht ersichtlich, dass diese Kosten periodisch im Laufe der dritten Regulierungsperiode wiederkehren; vielmehr handelt es sich bereits dem Grunde nach um einmalige Aufwendungen, da der Gebührenbescheid der Bundesnetzagentur zur Genehmigung der Netzkosten in jeder Regulierungsperiode nur einmalig auftritt. Die Kosten für den Gebührenbescheid der Bundesnetzagentur zur Genehmigung der Netzkosten für die 2. Regulierungsperiode sind über die Regulierungsperiode zu verteilen und folglich im Basisjahr nur in Höhe von [REDACTED] zu berücksichtigen. Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten für den Gebührenbescheid der Bundesnetzagentur zur Genehmigung der Netzkosten für die 2. Regulierungsperiode in Höhe von [REDACTED] wurden daher um [REDACTED] und somit in Höhe von [REDACTED] gekürzt.

1.1.8. Sonstige betriebliche Aufwendungen – davon Rechts- und Beratungskosten (Ziffer 1.5.6.)

In dieser Position hat der Netzbetreiber im Basisjahr 2016 Kosten in Höhe von [REDACTED] angesetzt. Die vom Netzbetreiber in dieser Kostenposition ausgewiesenen Kosten wurden insgesamt um [REDACTED] gekürzt. Diese Gesamtkürzung begründet sich aus folgenden Einzelkürzungen.

1.1.8.1.

Studien zur [REDACTED]
[REDACTED]

Bei den vom Netzbetreiber auf das Stromnetz geschlüsselten Kosten für [REDACTED] [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] und [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] ist nicht ersichtlich, dass diese Kosten periodisch im Laufe der dritten Regulierungsperiode wiederkehren; vielmehr handelt es sich bereits dem Grunde nach um einmalige Aufwendungen, da es sich um Studien handelt, die erstmalig im Basisjahr 2016 vom Netzbetreiber in Auftrag gegeben wurden. Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten wurden daher um 4/5-tel und somit in Höhe von [REDACTED] gekürzt.

1.1.8.2.

Kosten für moderne Messeinrichtungen und Messsysteme

Der Netzbetreiber hat Kosten für „Messwesen“ in Höhe von [REDACTED] und Kosten für [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] auf das Stromnetz geschlüsselt. Nach den Belegen und Nachweisen des Netzbetreibers in seinem Schreiben vom 02. Februar 2018 handelt es sich bei den Kosten für „Messwesen“ um Projekte zur „Weiterentwicklung des Messwesens vor dem Hintergrund des Digitalisierungsgesetzes“. Die Kosten für [REDACTED] vom Dienstleister [REDACTED] stehen mit dem Rollout intelligenter Messsysteme in Zusammenhang.

Gemäß § 7 Abs. 2 MsbG dürfen Kosten des grundzuständigen Messstellenbetreibers für moderne Messeinrichtungen und Messsysteme in den Kosten des Netzbetriebs nicht berücksichtigt werden. Die Kosten für Messstellenbetrieb und vorbereitende Maßnahmen des grundzuständigen Messstellenbetreibers für moderne Messeinrichtungen und Messsysteme sind von dem Betrieb eines Verteilernetzes zu separieren. Die Kosten für [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] und für [REDACTED] [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] wurden daher nicht berücksichtigt.

1.1.9. Sonstige betriebliche Aufwendungen – davon Sponsoring, Werbung und Spenden (Ziffer 1.5.7.)

In dieser Position hat der Netzbetreiber Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Nach Angabe des Netzbetreibers sind darin Kosten für Anzeigen und Inserate in Höhe von [REDACTED] enthalten. Die verbliebenen Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden in Höhe von [REDACTED] wurden nicht berücksichtigt.

Es handelt sich bei den geltend gemachten Aufwendungen um Kosten, die keinen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 StromNEV). Aus der natürlichen Monopolstellung des Netzbetreibers ergibt sich, dass solche Aufwendungen ihren im wettbewerblichen Umfeld bestehenden Zweck in der Monopolsituation von vornherein nicht erreichen können, da die Netznutzer regelmäßig keine Wahlmöglichkeit zwischen konkurrierenden Netzbetreibern haben. Der mit Werbeaktivitäten verbundene Imagegewinn und die dadurch bewirkte Kundenbindung ist – bedingt durch das Monopol eines Netzbetreibers – für den Elektrizitätsnetzbetrieb nicht erforderlich. Die Vorteile, sofern sie nicht ohnehin ideeller Natur sind, liegen eher beim assoziierten Vertrieb. Ein entsprechender Nachweis der Betriebsbezogenheit der geltend gemachten Kosten ist überdies nicht erfolgt.

Im Übrigen ist nicht ersichtlich bzw. vom Netzbetreiber nicht dargelegt worden, inwieweit die Aufwendungen für Sponsoring und Werbung betriebsnotwendig sein sollen. Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden wurden somit in Höhe von [REDACTED] nicht berücksichtigt.

1.1.10. Sonstige betriebliche Aufwendungen – davon Kosten für Bewirtung und Geschenke (Ziffer 1.5.9.)

In dieser Position hat der Netzbetreiber einen Betrag in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Nach Angabe des Netzbetreibers sind darin Geschenke an Arbeitnehmer und Geschäftspartner in Höhe von [REDACTED] enthalten. Gemäß § 4 Abs. 1 S. 1 StromNEV sind Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetriebs entsprechen (Grundsatz der Betriebsnotwendigkeit). Die Kosten für Geschenke an Arbeitnehmer und Geschäftspartner sind nicht betriebsnotwendig, weil Kosten für Geschenke nicht originär mit dem Netzbetrieb in Zusammenhang stehen, sondern freiwillige Leistungen des Netzbetreibers an Mitarbeiter, Geschäftspartner oder Kunden darstellen. Die geltend gemachten Kosten wurden daher um [REDACTED] gekürzt.

1.1.11. Sonstige betriebliche Aufwendungen – davon Kosten für Pauschalwertberichtigungen (Ziffer 1.5.12.)

Der Netzbetreiber macht Kosten für Pauschalwertberichtigungen in Höhe von [REDACTED] 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.

1.1.12. Sonstige betriebliche Aufwendungen – davon Sonstiges (Ziffer 1.5.14.)

In dieser Position hat der Netzbetreiber im Basisjahr 2016 Kosten in Höhe von [REDACTED] angesetzt. Die vom Netzbetreiber in dieser Kostenposition ausgewiesenen Kosten wurden insgesamt um [REDACTED] gekürzt. Diese Gesamtkürzung begründet sich aus folgenden Einzelkürzungen.

1.1.12.1. Vertragliche Vergütungen

In der Position „Sonstige betriebliche Aufwendungen – Sonstiges“ hat der Netzbetreiber im Basisjahr 2016 Kosten für „Vertragliche Vergütungen“ in Höhe von [REDACTED] angesetzt.

Die durch Dritte erbrachten Dienstleistungen sind nach Maßgabe des § 4 Abs. 5a StromNEV zu berücksichtigen.

Die Berücksichtigung von Dienstleistungskosten wird durch § 4 Abs. 5a StromNEV begrenzt. Die Vorschrift hat das Ziel, eine in der Regulierungspraxis wirksame Regelung für Fallkonstellationen zu schaffen, in denen Netzbetreiber die mit dem Netzbetrieb verbundenen Aufgaben ganz oder teilweise an einen Dienstleister ausgelagert haben (BR-Drs. 296/16, S. 14 ff.).

Dabei wird zwischen Leistungen, die durch ein verbundenes Unternehmen erbracht werden, und solchen, die von fremden Dritten in Anspruch genommen werden, unterschieden. Kosten für mittelbare oder unmittelbare Dienstleistungen eines verbundenen Unternehmens sind maximal in der Höhe anzusetzen, wie sie bei dem die Dienstleistung erbringenden Unternehmen unter Anwendung der Grundsätze der Entgeltbestimmung im Sinne der StromNEV und gegebenenfalls unter Anwendung des § 6 Abs. 2 ARegV tatsächlich angefallen sind (vgl. BR-Drs. 296/16, S. 17). Durch § 4 Abs. 5a S. 2 StromNEV wird somit die bisherige behördliche Praxis einer Kostenprüfung beim konzernverbundenen Dienstleister nach den Maßstäben von StromNEV und ARegV bestätigt. Kosten für Dienstleistungen durch fremde Dritte, sind maximal in der Höhe anzusetzen, wie sie anfallen würden, wenn der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes die jeweiligen Leistungen selbst erbringen würde.

Für beide Konstellationen bildet § 4 Abs. 5a StromNEV lediglich eine Obergrenze. Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind nach § 4 Abs. 1 StromNEV weiterhin nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Hinsichtlich der Dienstleistungskosten folgt daraus, dass die Dienstleistungsverträge einem Fremdvergleichsmaßstab standhalten müssen. Die Marktgerechtigkeit der in Ansatz gebrachten Vergütungssätze ist vom Netzbetreiber darzulegen und zu beweisen.

Der Netzbetreiber macht für die von der Firma eins energie in sachsen GmbH & Co. KG erbrachten Dienstleistungen (Dienstleister Nr. 1) Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] geltend. Darüber hinaus hat der Netzbetreiber für diese Dienstleistungen einen gesonderten Erhebungsbogen übermittelt. Entsprechend diesem Dienstleistungserhebungsbogen liegt der nach den kalkulatorischen Vorgaben der StromNEV ermittelte Preis für die Erbringung von Dienstleistungen durch Dritte jedoch oberhalb des tatsächlich gezahlten Entgeltes. In diesem Fall ist auf die Kosten in der Höhe des tatsächlich gezahlten Entgeltes nach § 5 Abs.1 StromNEV abzustellen. Höhere Kosten können nicht geltend gemacht werden.

In den Kosten für „Vertraglichen Vergütungen“ in Höhe von [REDACTED] sind Kosten für Dienstleistungen des Dienstleisters eins energie in sachsen für Shared Service in Höhe von [REDACTED] und Kosten für Netzkundenservice in Höhe von [REDACTED] enthalten.

Die Kosten für die Dienstleistungen für [REDACTED] haben im Jahr 2016 eine Höhe von [REDACTED] und setzen sich aus den Kosten für folgende Dienstleistungen zusammen:

- Finanz/Rechnungswesen und Steuern in Höhe von [REDACTED]
- Controlling in Höhe von [REDACTED]
- Einkauf, Material- und Auftragswirtschaft (in Höhe von [REDACTED] + [REDACTED]) in Summe von [REDACTED]
- Personaldienstleistungen in Höhe von [REDACTED]
- Recht- und Versicherungen (in Höhe von [REDACTED] + [REDACTED]) in Summe von [REDACTED]
- Objektmanagement in Höhe von [REDACTED]
- IT-Dienstleistungen in Höhe von [REDACTED]
- Unternehmenskommunikation in Höhe von [REDACTED]
- Unternehmensentwicklung (in Höhe von [REDACTED] [REDACTED]) in Summe von [REDACTED]
- Bilanzkreisbewirtschaftung in Summe von [REDACTED]
- Prognose und Bewirtschaftung in Höhe von [REDACTED]
- Netzdienstleistungen im Kommunikationsnetz in Höhe von [REDACTED]

- Vereinbarungen zum Betriebsrat in Höhe von [REDACTED]

Der Netzbetreiber hat in seinem Schreiben vom 02. Februar 2018 die Leistungsscheine zu den oben aufgeführten Dienstleistungen des Shared Services für die Jahre 2015 und 2016 eingereicht. Bei den Leistungsscheinen der oben aufgeführten Dienstleistungen für „Shared Service“ erfolgt in den Jahren 2015 und 2016 eine [REDACTED] pro Jahr.

Der Netzbetreiber hat in seinem Schreiben vom [REDACTED] angegeben, dass die in Anspruch genommenen Dienstleistungen [REDACTED] im Bereich der [REDACTED] nicht ausgeschrieben wurden und auch keine Vergleichsangebote eingeholt wurden.

An der Marktgerechtigkeit der geltend gemachten Dienstleistungsentgelte bestehen erhebliche Zweifel, da der Dienstleistungsbeziehung keine ausschreibungsfähigen Leistungsbeschreibungen zu Grunde lagen. Überdies hat der Netzbetreiber auf ein Ausschreibungsverfahren gänzlich verzichtet und stattdessen sämtliche Leistungen an ein konzernverbundenes Unternehmen vergeben. Bei einer Auftragsvergabe zwischen verbundenen Unternehmen ist stets zu vermuten, dass diese überteuert angeboten werden. Daraus ergibt sich ein erhöhter Nachweisbedarf für Marktgerechtigkeit der in Anspruch genommenen Leistungen. Dies setzt jedenfalls entsprechende Leistungsbeschreibungen und Service-Level-Agreements voraus, die einen Drittvergleich überhaupt ermöglichen. Der Netzbetreiber hat die Marktgerechtigkeit der in Ansatz gebrachten Dienstleistungsentgelte und die Schlüsselung der Dienstleistungen „Shared Service“ nicht nachgewiesen. Daher wurden die Dienstleistungskosten um [REDACTED] und somit um [REDACTED] gekürzt.

1.1.12.2. Buchverluste

In der Position „Sonstige betriebliche Aufwendungen – Sonstiges“ macht der Netzbetreiber Kosten in Höhe von [REDACTED] für Buchverluste geltend. Buchverluste entstehen, wenn Anlagengüter vorzeitig den Netzbetrieb verlassen und dabei zu einem unter dem Buchwert bzw. dem kalkulatorischen Restwert liegenden Preis veräußert werden.

Nach Angabe des Netzbetreibers in seinem Schreiben vom 02. Februar 2018 sind in den Jahren 2012 bis 2014 keine kalkulatorischen Buchverluste entstanden. Die kalkulatorischen Buchverluste im Jahr 2015 belaufen sich auf [REDACTED]

In einer Gesamtbetrachtung stellen die als Buchverluste geltend gemachten aufwandsgleichen Kosten eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2015 bis 2016 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt [REDACTED]. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] über dem Durchschnittswert. Aufgrund eines Netzübergangs nach § 26 Abs. 1 ARegV zum 01. Januar 2014 und eines Teilbetriebsübergangs nach § 26 Abs. 2 ARegV zum 01. Januar 2015 werden die in den Jahre 2012 bis 2014 angefallenen Aufwendungen für die Bildung eines Durchschnittswerts dieser Position nicht berücksichtigt, da diese Werte nicht repräsentativ für den Netzbetrieb in der dritten Regulierungsperiode sind. 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 Buchverluste wurden daher um die Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigt und lediglich im Durchschnittswert der Jahre 2015 bis 2016 berücksichtigt. Die geltend gemachten Buchverluste werden somit um [REDACTED] gekürzt.

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 Mineralölzeugnisse) 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 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (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; BTOElt) Kosten des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu berücksichtigen waren und von Dritten gefordert wurden, wird nach § 32 Abs. 3 Satz 3 StromNEV vermutet, dass die nach den Verwaltungsvorschriften der Länder zur Darstellung der Kosten- und Erlöslage im Tarifgenehmigungsverfahren jeweils zulässigen Nutzungsdauern der Ermittlung der Kosten zu Grunde gelegt worden sind.

Insoweit 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 Finanzanlagen geltend gemacht.

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.

Der Netzbetreiber hat keine Vorräte geltend gemacht.

1.3.1.3.2.2. Forderungen, Wertpapiere und Kassenbestände

Die Forderungen aus dem EEG- und KWKG-Wälzungsmechanismus in Höhe von [REDACTED] im Anfangsbestand 2016 und [REDACTED] im Endbestand 2016, wie auch die entsprechenden Verbindlichkeiten, wurden 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 [REDACTED] der Erlösobergrenze 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 [REDACTED] im Anfangsbestand (31.12.2015) und [REDACTED] im Endbestand (31.12.2016).

1.3.1.4. Aktiver Rechnungsabgrenzungsposten

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). Der vom Netzbetreiber angesetzte aktive Rechnungsabgrenzungsposten wird im Anfangsbestand 2016 um [REDACTED] und im Endbestand 2016 um [REDACTED] gekürzt.

1.3.1.5. 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.

1.3.1.5.1. 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 EGHGB durften letztmals für das vor dem 1. Januar 2010 beginnende Geschäftsjahr Sonderposten mit Rücklageanteil im handelsrechtlichen Jahresabschluss gebildet und Wertansätze, die auf nur steuerlich zulässigen Abschreibungen beruhten, in die Handelsbilanz übernommen werden.

Der darin enthaltene Steueranteil mindert die nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung in Ansatz gebrachten betriebsnotwendigen Bilanzwerte der Finanzanlagen und des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens. 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.

1.3.1.5.2. 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.

1.3.1.6. 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.

1.3.1.6.1. 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 gibt für die „sonstigen Rückstellungen“ einen Anfangsbestand 2016 in Höhe von [REDACTED] und einen Endbestand 2016 in Höhe von [REDACTED] € an. Die vom Netzbetreiber angesetzten „sonstigen Rückstellungen“ wurden insgesamt im Anfangsbestand 2016 um [REDACTED] erhöht und im Endbestand 2016 um [REDACTED] erhöht. Die Erhöhungen im Anfangs- und Endbestand begründen sich aus folgenden Sachverhalten:

1.3.1.6.1.1. Rückstellung für EEG

Der Netzbetreiber hat 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.

1.3.1.6.1.2. Rückstellung für KWK

Der Netzbetreiber hat Rückstellungsbestände für KWKG-Aufwendungen berücksichtigt. Die Rückstellungsbestände werden von der Beschlusskammer nicht im Abzugskapital berücksichtigt, da es sich bei der finanziellen Förderung nach KWKG 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.

1.3.1.6.1.3. Rückstellungen für Mehr- und Mindermengen

Der Netzbetreiber hat die Rückstellungsbestände aus der Mehr- bzw. Mindermengenabrechnung nicht berücksichtigt. Die Rückstellungsbestände werden von der Beschlusskammer im Abzugskapital berücksichtigt, da die Stundung von Mehr- bzw. Mindermengenabrechnungen unmittelbar mit dem Netzbetrieb zusammenhängen und die Vorteile dieser Stundung den Netznutzern zugutekommen müssen. 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.

1.3.1.6.1.4. Rückstellung für Mehrerlösabschöpfung

Eine netzkostenwirksame Berücksichtigung der Zuführung zu den Rückstellungen für die Mehrerlösabschöpfung war nicht sachgerecht, da der Netznutzer ansonsten mit den zwischen dem 01.02.2006 und der erstmaligen Netzentgeltgenehmigung zu viel bezahlten Entgelten nochmals belastet worden wäre. Dies wäre offenkundig systemwidrig gewesen, da dies dem Sinn und Zweck der Mehrerlösabschöpfung – dem Zurückholen zu viel bezahlter Entgelte – zuwiderlaufen würde. Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Rückstellungsbestände für Mehrerlösabschöpfung werden in Höhe von [REDACTED] im Anfangsbestand (31.12.2015) und in Höhe von [REDACTED] im Endbestand (31.12.2016) nicht im Abzugskapital berücksichtigt. Die Zuführung zu der Rückstellung für „Mehrerlösabschöpfung“ im Jahr 2016 in Höhe von [REDACTED] wurde entsprechend unter der Position 1.3.4 „Zinszuführungen zu Rückstellungen“ gekürzt.

1.3.1.6.2. 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.).

1.3.1.6.3. 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.

Die Verbindlichkeiten aus dem EEG- und KWKG-Wälzungsmechanismus in Höhe von [REDACTED] im Anfangsbestand 2016 und [REDACTED] im Endbestand 2016, wie auch die entsprechenden Forderungen, wurden 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.

1.3.1.7. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 6 Strom-NEV (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>
=	<u>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</u>
-	<i>Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil</i>
-	<i>Abzugskapital</i>
-	<i>Verzinsliches Fremdkapital</i>
=	<u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</u>

Zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 StromNEV (*BNV II*) sind somit die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Alt- und Neuanlagen zu ermitteln. Hierbei sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen kalkulatorischen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen 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).

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

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:

Anlage Aufwandsparameter

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

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 - Hypothekendarlehen“.¹

Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

Jahr	Hypothekendarlehen	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 Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

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)

In dieser Position hat der Netzbetreiber im Basisjahr 2016 Erträge in Höhe von [REDACTED] angesetzt.

Der Netzbetreiber macht Erträge in Höhe von [REDACTED] für Buchgewinne geltend. Buchgewinne entstehen, wenn Anlagengüter vorzeitig den Netzbetrieb verlassen und dabei zu einem über dem Buchwert bzw. dem kalkulatorischen Restwert liegenden Preis veräußert werden. Nach Angabe des Netzbetreibers in seinem Schreiben vom 02. Februar 2018 sind in den Jahren 2012 bis 2014 keine kalkulatorischen Buchgewinne entstanden. Die kalkulatorischen Buchgewinne im Jahr 2015 belaufen sich auf [REDACTED].

In einer Gesamtbetrachtung stellen die als Buchgewinne geltend gemachten Erträge eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2012 bis 2016 angefallenen Erträge beträgt [REDACTED]. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Erträge um [REDACTED] über dem Durchschnittswert. Es ist nicht ersichtlich, dass die Erträge des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren.

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

1.6. Ermittlung der Kosten für die überlassene Netzinfrastruktur und Dienstleistungen durch konzernverbundene Dritte

Sämtliche unter den Ziffern 1.1 bis 1.5 aufgeführten Standpunkte und Rechtsauffassungen sind grundsätzlich auch auf Kosten, die auf Grund einer Inanspruchnahme eines Verpächters oder eines konzernverbundenen Dienstleisters entstehen, unter Maßgabe des § 4 Abs. 5 und 5a StromNEV anwendbar.

Bei der Überprüfung der angesetzten Kosten ist das anerkennungsfähige Umlaufvermögen für Pächter und Verpächter bzw. Dienstleister jeweils gesondert nach den Maßstäben der StromNEV zu ermitteln (vgl. OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 94/14 [V], S. 20 ff.; OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 16/13 [V], S. 26 ff.). Verpächter und Dienstleister erhalten eine Vergütung, die den korrespondierenden eigenen Aufwendungen entsprechen sollte. Werden die Vergütungen vorgangsbezogen weiterbelastet, ist diesen Weiterbelastungen lediglich der Charakter eines durchlaufenden Postens beizumessen. Nicht der Selbstorganisation geschuldete Zahlungsschwankungen sind darüber hinaus für einen Verpächter bzw. Dienstleister generell nicht erkennbar. Liquide Mittel sind somit generell nicht betriebsnotwendig. Da der Netzbetreiber aufgrund seiner Betriebsverantwortung die im Übrigen benötigte Liquiditätsreserve im Netzbetrieb selber vorhält, kann im Gesamtkontext beim Verpächter bzw. Dienstleister daher außerhalb eines Vorratsvermögens kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen anerkannt werden.

Die Prüfung erfolgt für jeden Verpächter und konzernverbundenen Dienstleister anhand separater Erhebungsbögen jeweils gesondert. So wird sichergestellt, dass das Pachtentgelt oder das Dienstleistungsentgelt nicht die Kosten der Selbsterbringung durch den Netzbetreiber übersteigt. Die Beschlusskammer hat eine Prüfung der folgenden Verpächter und Dienstleister durchgeführt:

1.6.1. eins energie in sachsen GmbH & Co. KG - Verpächter 1

Der Netzbetreiber hat von der eins energie in sachsen GmbH & Co. KG betriebsnotwendiges Anlagevermögen gepachtet. Die hierfür zu berücksichtigenden Kosten und Erlöse ergeben sich aus **Anlage 2 bis 4 - Verpächter 1**. Im Einzelnen wurden bei dem Verpächter folgende Kürzungen vorgenommen:

1.6.1.1. Sonstige betriebliche Aufwendungen – davon Sonstiges (Ziffer 1.5.14.)

In dieser Position hat der Verpächter im Basisjahr 2016 Kosten in Höhe von [REDACTED] angesetzt. In den Kosten in Höhe von [REDACTED] sind nach Angabe des Verpächters im Tabellenblatt „B.a. Einzelaufstellung verschiedener Kostenarten“ Kosten für „kalkulatorische Buchverluste aus Anlagenabgängen“ in Höhe von [REDACTED] enthalten.

Buchverluste entstehen, wenn Anlagengüter vorzeitig den Netzbetrieb verlassen und dabei zu einem unter dem Buchwert bzw. dem kalkulatorischen Restwert liegenden Preis veräußert werden.

Der Verpächter hat die kalkulatorischen Buchverluste der Jahre 2012 bis 2016 in seinen Schreiben vom 02. Februar 2018 und vom 25. Januar 2019 eingereicht. Nach den vom Verpächter eingereichten Unterlagen belaufen sich die kalkulatorischen Buchverluste im Jahr 2012 auf [REDACTED], in 2013 auf [REDACTED] in 2014 auf [REDACTED] in 2015 auf [REDACTED] und in 2016 auf [REDACTED]. Im Jahr 2017 haben die kalkulatorischen Buchverluste nach den vom Netzbetreiber eingereichten Unterlagen eine Höhe von [REDACTED].

In einer Gesamtbetrachtung stellen die als Buchverluste geltend gemachten aufwandsgleichen Kosten eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2012 bis 2017 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt [REDACTED]. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten um [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 Buchverluste wurden daher um die Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigt und lediglich im Durchschnittswert der Jahre 2012 bis 2017 berücksichtigt. Die geltend gemachten Buchverluste werden somit um [REDACTED] gekürzt.

1.6.1.2. Rückstellung für Gewerbesteuer

Der Verpächter hat die Rückstellungsbestände für Ertragsteuern nicht berücksichtigt. Die Rückstellungsbestände werden von der Beschlusskammer im Abzugskapital berücksichtigt, da bei einer kalkulatorischen Berechnung der Steuern - wie sie vorliegend im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus vorgenommen wird - Steuerstundungseffekte genauso auftreten wie bei der Berücksichtigung von Steuern in der externen Rechnungslegung. Insofern ist es gerechtfertigt, diese Stundungseffekte dem Netzkunden zugutekommen zu lassen. Die vom Verpächter 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.

1.6.1.3. 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.).

Der Verpächter gibt im Tabellenblatt „A2.a. Bilanzen der Jahre 2012 bis 2016“ erhaltene Baukostenzuschüsse im Anfangsbestand 2016 in Höhe von [REDACTED] und im Endbestand 2016 in Höhe von [REDACTED] an. Im Tabellenblatt „B3. Auflösung von Baukostenzuschüssen / Netzanschlusskostenbeiträgen in Verbindung mit der StromNEV“ setzt der Verpächter jährliche Auflösungen in Summe von [REDACTED] und einen Restwert zum Ende des Basisjahres in Höhe von [REDACTED] an. Die erhaltenen Baukostenzuschüsse wurden im Anfangsbestand 2016 auf [REDACTED] erhöht.

2. **Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile 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 (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. **Gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten (S. 1 Nr. 1)**

Unter gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten sind finanzielle Verpflichtungen aus dem EEG und KWKG zu verstehen. Die Aufwendungen und Erträge für Stromeinspeisung durch Betreiber von Anlagen nach dem EEG und dem KWKG gleichen sich aus.

Der Netzbetreiber gibt als gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten in Position 1.1.1.3. „Betriebsverbrauch“ die Aufwendungen für EEG-Umlage auf den Betriebsverbrauch in Höhe von [REDACTED] an. Diese Aufwendungen sind nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile zu berücksichtigen, da es sich bei der EEG-Umlage auf den Betriebsverbrauch nicht um eine Abnahmepflicht handelt. Der Netzbetreiber handelt dabei als Endkunde, der auf seinen Strombezug EEG-Umlage zu zahlen hat. Bereits dem Wortlaut des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV nach ist es erforderlich, dass stets korrespondierende Abnahme- und Vergütungspflichten vorliegen. Das Vorliegen einer reinen Vergütungspflicht erfüllt somit nicht alle Tatbestandsmerkmale des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV.

Zudem sind die Mengen des Betriebsverbrauchs vom Netzbetreiber grundsätzlich beeinflussbar. Die EEG-Umlage auf den Betriebsverbrauch in Höhe von [REDACTED] wurde daher nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt.

2.2. Betriebssteuern (S. 1 Nr. 3)

Der Netzbetreiber gibt in seinem Hauptbericht auf Seite 141 an, dass unter der Position 1.4. „Betriebssteuern“ auch sonstige Steuern, wie Stromsteuer, in Höhe von [REDACTED] enthalten sind.

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. Denn hier ist der Netzbetreiber nicht der Steuerschuldner (vgl. z.B. § 5 Abs. 2 StromStgG). Somit kann es sich nicht um eine in Bezug auf den Netzbetreiber abzugsfähige Betriebssteuer in der Steuerbilanz handeln.

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 sonstigen Steuern in Höhe von [REDACTED] wurden nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile berücksichtigt.

2.3. 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 davon 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.

Der Netzbetreiber setzt bei den tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz und Versorgungsleistungen Kosten in Höhe von [REDACTED] unter der Position 1.1.2.2. Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten an. Die Kosten in Höhe von [REDACTED] wurden von der Position 1.1.2.2. Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten in die Position 1.2.2.2. soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen umgebucht, um als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten berücksichtigt zu werden.

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 StromNEV mit Hilfe des Annuitätenfaktors wie folgt gebildet:

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

An_i = Annuität der Anlagengruppe i
 TNW_i = Tagesneuwert der

$$\begin{aligned} Q &= \text{Anlagengruppe } i \\ &= 1 + \text{Zinssatz} \\ n_i &= \text{Nutzungsdauer der Anlagengruppe } i \end{aligned}$$

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.

Anlage Aufwandparameter

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

Jahr	Index	Veränderungsrate	10-jahres-Mittel [%]
------	-------	------------------	----------------------

Quelle: Statistisches Bundesamt²

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:

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

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 %.

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:

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

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

² https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen_/VerbraucherpreiseKategorien.html?cms_gtp=145110_slot%253D2&https=1 (Stand:09.10.2017)

Gesamtkostenblatt				
Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen [EUR]	anerkannte Kosten [EUR]
1.	Aufwandsgleiche Kosten			
1.1.	Materialkosten			
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.	Personalkosten			
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.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen			
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.	Sonstige Steuern			
1.5.	Sonstige betriebliche Aufwendungen			

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			
2.	Abschreibungen			
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			
3.	Kalk. Eigenkapitalzinsen			
4.	Kalk. Gewerbesteuer			
1.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			

Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen [EUR]	anerkannte Kosten [EUR]
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 ÜNB (§ 28 Abs. 1 KWKG)			
5.7.4.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)			
I.b.	Netzkosten nach Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge			

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
Kabel					
1	Kabel 220 kV				
2	Kabel 110 kV				
3	Kabel Mittelspannungsnetz				
4	Kabel 1 kV				
5	Kabel Abnehmeranschlüsse				
Freileitungen					
6	Freileitungen 110-380kV				
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz				
8	Freileitungen 1 kV				
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse				
Stationen					
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen				
14	Hauptverteilerstationen				
15	Ortsnetzstationen				
16	Kundenstationen				
Grundstücksanlagen und Gebäude					
17	Stationsgebäude				
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen				
27	Betriebsgebäude				
28	Verwaltungsgebäude				
Alle übrigen Anlagengruppen					
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter				
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen				
12	Sonstiges				
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen				
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen				
20	Schalteinrichtungen				
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, 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				
Summe					

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 Neuanlagen auf AK/HK-Basis
Kabel						
1	Kabel 220 kV					
2	Kabel 110 kV					
3	Kabel Mittelspannungsnetz					
4	Kabel 1 kV					
5	Kabel Abnehmeranschlüsse					
Freileitungen						
6	Freileitungen 110-380kV					
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz					
8	Freileitungen 1 kV					
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse					
Stationen						
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen					
14	Hauptverteilstationen					
15	Ortsnetzstationen					
16	Kundenstationen					
Grundstücksanlagen und Gebäude						
17	Stationsgebäude					
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen					
27	Betriebsgebäude					
28	Verwaltungsgebäude					
Alle übrigen Anlagegruppen						
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter					
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen					
12	Sonstiges					
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen					
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschielen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen					
20	Schalleinrichtungen					
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen					
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke					
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					
Summe						

Darstellung der Nutzungsdauern

Nutzungs-
dauername: Netz Chemnitz
Netzgebiete: (Originäres Netz)

Anlagen- gruppen- nummer	Anlagengruppe	von	1947	1990	1994	2002	2005
		bis	1989	1993	2001	2004	2016
1	Kabel 220 kV						
2	Kabel 110 kV						
3	Kabel Mittelspannungsnetz						
4	Kabel 1 kV						
5	Kabel Abnehmeranschlüsse						
6	Freileitungen 110-380kV						
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz						
8	Freileitungen 1 kV						
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse						
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter						
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen						
12	Sonstiges						
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen						
14	Hauptverteilerstationen						
15	Ortsnetzstationen						
16	Kundenstationen						
17	Stationsgebäude						
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen						
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen						
20	Schaltanlagen						
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen						
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke						
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger						
24	Telefonleitungen						
25	Fahrbare Stromaggregate						
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen						
27	Betriebsgebäude						
28	Verwaltungsgebäude						
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						

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 Eigenkapital- verzinsung 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 Betellungsverhältnis 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 Betellungsverhältnis 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 Eigenkapitalverzinsung mit anerkannten Beträgen [EUR]
31.	Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 1 StromNEV)	6,91%						
32.	Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 2 StromNEV)	5,12%						
33.	Zinssatz für überschüssenden EK-Anteil >40% (§ 7 Abs. 7 StromNEV)	2,72%						
34.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung							

Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer		
1.	Steuermesszahl (§ 11 Abs. 2 GewStG)	3,5
2.	Hebesatz (§ 16 GewStG)	450%
3.	kalkulatorische Gewerbesteuer	

Ziffer	Kosten- oder Erlöskart	anerkannte Kosten (inkl. Verbleibler) [EUR]	Umbuchungen durch dBNetzA [EUR]	anerkannte Kosten (nach Umbuchungen dBNetzA) [EUR]	abzgl. dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARagV			Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARagV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARagV [EUR]
					KA db- Nr.	Kosten- oder Erlösart vollständig dbnK [EUR]	Kosten- oder Erlösart dbnK [EUR]		
1.	Aufwandsgleiche Kosten								
1.1.	Materialkosten								
1.1.1.	Anwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe								
1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verluststoffe								
1.1.1.2.	Aufwendungen für Stromerzeugung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen								
1.1.1.2.1.	nach EEG (reduzierte 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 Differenzbilanzkreise bzw. Aufwendungen für den Ausgleich von Abweichungen bei Standardisierungsverfahren								
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 (Pancak/ny)								
1.1.2.1.c.	davon Aufwendungen für unvollständige Messung								
1.1.2.1.d.	davon Aufwendungen für Blindstrom gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber								
1.1.2.1.e.	davon Aufwendungen für singulär 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 Instandhaltung/Leistungen								
1.1.2.6.	Sonstiges								
1.2.	Personalkosten								
1.2.1.	Löhne und Gehälter								
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unfallversicherung								
1.2.2.1.	Altersversorgung								
1.2.2.2.	soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen								
1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen								
1.3.1.	gegenüber verbundenen Unternehmen								
1.3.2.	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht								
1.3.3.	gegenüber Kreditinstituten								
1.3.4.	Zinsaufwendungen zu Rückstellungen								
1.3.5.	Sonstiges								
1.4.	Sonstige Steuern								
1.5.	Bewertung betriebliche Aufwendungen								
1.5.1.	Konzessionsabgaben								
1.5.2.	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge								
1.5.3.	Versicherungen								
1.5.4.	Bürobedarf, Druckkosten und Zeitschriften								
1.5.5.	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten								
1.5.6.	Rechts- und Beratungsstellen								
1.5.7.	Sponsoring, Werbung, Spenden								
1.5.8.	Reisekosten und Ausstellungen								
1.5.9.	Bewirtung und Geschenke								
1.5.10.	Wartung und Instandsetzung								
1.5.11.	Einzelverbrieflichungen auf Forderungen								
1.5.12.	Pauschalverbrieflichungen auf Forderungen								
1.5.13.	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV								
1.5.14.	Sonstiges								
2.	Abschreibungen								
2.1.	Abschreibungen immaterielle 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								
3.	Kalk. Eigenkapitalzinsen								
4.	Kalk. Gewerbesteuer								
16.	Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge								
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge								
5.1.	Bestandsveränderungen								
5.2.	Aktivierte Eigenleistungen								
5.3.	sonstige betriebliche Erträge								
5.3.1.	Erträge aus der Auflösung von Netzschlusskostenbindungen								
5.3.2.	Erträge aus der Auflösung von Bundesbankzuschüssen								
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								
5.4.b.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens								
5.4.c.	davon aus verbundenen Unternehmen								
5.5.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge								
5.5.1.	Erträge aus Finanzanlagen								
5.5.1.a.	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen								
5.5.1.b.	davon Erträge aus Cash-Pooling								
5.5.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen								
5.5.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen								
5.5.2.2.	Erträge aus Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)								
5.5.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht								
5.5.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen								
5.5.3.	Erträge aus Wertpapieren								
5.5.4.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten								
5.5.5.	andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge								
5.6.	Umsatzerlöse (nicht aus Netzentgelten)								
5.7.	erhobene Konzessionsabgaben								
5.7.1.	Erlöse aus EEG								
5.7.2.	Erlöse aus KWKG								
5.7.2.a.	Erlöse aus KWKG								
5.7.2.b.	Erlöse aus KWKG								
5.7.3.	Erlöse aus Ausgleichszahlungen von UNB (§ 28 Abs. 1 KWKG)								
5.7.4.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)								
	Zwischensumme								
	Aufteilung der dbnK, die anteilig in den Kosten- oder Erlösearten enthalten sind								
	Nachrichtlich von Wechselkursen nach § 10 Abs. 1 S.1 StabV					5			
	Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen					6			
	Aufhebung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2e					6a			
	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln					7			
	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (§ 11, 12, 20 lit)					9			
	Betriebs- und Personalratgesetz					10			
	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskinderlagestätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen					11			
	Forschung und Entwicklung					12a			
	Summe								
	Zusätzliche Zinsen gem. § 14 Abs. 2 ARagV								
	anuliertische 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		
Hauptverteilstationen	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 Automatanlagen 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		
Schaltanlagen	30		
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25		
Ortsnetz-Transformatoren, Kabelvertellerschränke	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		
Gesamt:			

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	
zusätzliche Zinsen	

Herleitung der Tagesneuwerte					
NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
1	Netzschutzeinrichtungen				
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke				
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1					
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte Vermittlungseinrichtungen)				
1					
1	Werkzeuge/ Geräte				
1					
1					
1					
1					
1					
1	Hardware				
1					
1	Software				
1					
1	Leichtfahrzeuge				

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	0,9609
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	1,1359	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	1,2948	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	1,2566	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				

Vergleichsparameter				
Ifd. Nr.	Bezeichnung	Netz-/Umspannebene	Einheit	Wert
1	Anzahl der Messstellen		Stück	
2	Stromkreislänge Kabel	HS	km	21,588
3	Stromkreislänge Freileitungen	HS	km	73,881
4	Netzlänge (Kabel + Freileitungen)	MS	km	742,764
5	Netzlänge (Kabel + Freileitungen inkl. Hausanschlussleitungen und Straßenbeleuchtung)	NS	km	2.161,499
6	tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast	HS/MS	kW	
7	tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast	MS/NS	kW	
8	Installierte Erzeugungsleistung	HoeS, HoeS/HS, HS und HS/MS	kW	
9	Installierte Erzeugungsleistung	MS, MS/NS und NS	kW	

Aufwandsparameter				
Ifd. 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	

Effizienzwerte	
Verfahren	Wert
DEA,Normal	
DEA,Standardisiert	
SFA,Normal	
SFA,Standardisiert	
angewendeter Effizienzwert	91,48%

Supereffizienzwert	
Normal (§ 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV)	
Standardisiert (§ 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV)	
Effizienzbonus	

Kapitalkostenabzug gem. § 8 Abs. 3 ARegV		Wertansätze in der Kostenprüfung		Wertansätze fortgeschrieben					Mittelwert/Jahreswerte						
Ziffer	Bezeichnung	31.12.2015 [EUR]	31.12.2016 [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]	2023 [EUR]
I Kalkulatorische Abschreibungen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 1)															
1	für Altanlagen zu AKHK, Anschaffungsjahr < 2006														
2	für Altanlagen zu TNW, Anschaffungsjahr < 2006														
3	für Neuanlagen zu AKHK, Anschaffungsjahr 2007 - 2016														
4	für Neuanlagen zu AKHK, Anschaffungsjahr = 2006														
5	für Neuanlagen zu AKHK, aus Investbudget / -maßnahme														
6	für immaterielles Anlagevermögen, Anschaffungsjahr 2007 - 2019														
7	für immaterielles Anlagevermögen, Anschaffungsjahr <= 2006														
8	Kalkulatorische Abschreibungen nach § 8 StromNEV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														
II Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2-8)															
0	EK-Quote nach § 8 StromNEV														
1.1.	Altanlagen zu AKHK														
1.1.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände														
1.1.2.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau														
1.1.3.	Sachanlagevermögen zu AKHK														
1.1.4.	Grundstücke zu AKHK														
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 AKHK														
1.2.5.	Sonstiges														
1.3.	Neuanlagen zu AKHK														
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 AKHK														
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 AKHK														
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														
1.a	Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 StromNEV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														
4	Erhaltene Bausparzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstellung von Netzzuschlagskosten														
4.a	davon ZJ 2007-2016 (Übergangssockel)														
4.b	davon ZJ <= 2006														
II.a	Abzugskapital exid. 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														5,12%
VI.b	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen														0,01%
VI.c	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %														2,72%
VI.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														

Kapitalkostenabzug gem. § 6 Abs. 3 ARegV															
Ziffer	Bezeichnung	Wertsätze in der Kostenprüfung		Wertsätze fortgeschrieben						Mittelwerte/Jahreswerte					
		31.12.2015 [EUR]	31.12.2016 [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]	2018 [EUR]	2019 [EUR]	2020 [EUR]	2021 [EUR]	2022 [EUR]	2023 [EUR]
III Kalkulatorische Gewerbesteuer (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 9)															
I.a.	Hebesatz		450%												
I.b.	Steuermesszahl		3,6%												
I.c.	Gewerbesteueratz		15,75%												
II.	Kalkulatorische Gewerbesteuer														
IV Fremdkapitalzinsen i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV															
I.a.	Fremdkapitalzinsen														
I.b.	Anteil dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten														
II.	Fremdkapitalzinsen i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														
V Kapitalkosten (= I + II + III + IV)															
Kapitalkosten nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)															
Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)															

Baukostenzuschüsse (KKA 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								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
Restwert ohne Übergangssockel								

AKHK zum Stand 31.12.	Nutzungsdauer (handels- rechtlich)	Abrechnungen						Restwerte							
		31.12.2016	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	2015	2016	2018	2019	2020	2021	2022	2023

Gesamtkostenblatt				
Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen [EUR]	anerkannte Kosten [EUR]
1.	Aufwandsgleiche Kosten			
1.1.	Materialkosten			
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 singulär 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.	Personalkosten			
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.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen			
1.3.1.	gegenüber verbundenen Unternehmen			
1.3.2.	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Betellungsverhältnis besteht			
1.3.3.	gegenüber Kreditinstituten			
1.3.4.	Zinszuführungen zu Rückstellungen			
1.3.5.	Sonstiges			
1.4.	Sonstige Steuern			
1.5.	Sonstige betriebliche Aufwendungen			

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			
2.	Abschreibungen			
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			
3.	Kalk. Eigenkapitalzinsen			
4.	Kalk. Gewerbesteuer			
1.a.	Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge			
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge			
5.1.	Bestandsveränderungen			
5.2.	Aktivierte 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			

Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen [EUR]	anerkannte Kosten [EUR]
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 ÜNB (§ 28 Abs. 1 KWKG)			
5.7.4.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)			
I.b.	Netzkosten nach Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge			

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
Kabel					
1	Kabel 220 kV				
2	Kabel 110 kV				
3	Kabel Mittelspannungsnetz				
4	Kabel 1 kV				
5	Kabel Abnehmeranschlüsse				
Freileitungen					
6	Freileitungen 110-380kV				
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz				
8	Freileitungen 1 kV				
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse				
Stationen					
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen				
14	Hauptverteilstationen				
15	Ortsnetzstationen				
16	Kundenstationen				
Grundstücksanlagen und Gebäude					
17	Stationsgebäude				
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen				
27	Betriebsgebäude				
28	Verwaltungsgebäude				
Alle übrigen Anlagegruppen					
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter				
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen 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-, Automatanlagen, 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				
Summe					

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
Kabel							
1	Kabel 220 kV						
2	Kabel 110 kV						
3	Kabel Mittelspannungsnetz						
4	Kabel 1 kV						
5	Kabel Abnehmeranschlüsse						
Freileitungen							
6	Freileitungen 110-380kV						
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz						
8	Freileitungen 1 kV						
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse						
Stationen							
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen						
14	Hauptverteilerstationen						
15	Ortsnetzstationen						
16	Kundenstationen						
Grundstücksanlagen und Gebäude							
17	Stationengebäude						
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen						
27	Betriebsgebäude						
28	Verwaltungsgebäude						
Alle übrigen Anlagegruppen							
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter						
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen 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	Schalteinrichtungen						
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, 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						
Summe							

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	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlage											
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlage											
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlage											
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlage											
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlage											
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlage											
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlage											
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlage											
1	Betriebsgebäude											
1	Betriebsgebäude											
1	Betriebsgebäude											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 1 kV											
1	Freileitungen 110-380kV											
1	Freileitungen 110-380kV											
1	Freileitungen 110-380kV											
1	Freileitungen 110-380kV											
1	Freileitungen 110-380kV											

Darstellung der Nutzungsdauern

Nutzungsdauername: [REDACTED]

Netzgebiete: [REDACTED]

Anlagengruppennummer	Anlagengruppe	von	1947	1990	1994	2002	2005
		bis	1989	1993	2001	2004	2016
1	Kabel 220 kV						
2	Kabel 110 kV						
3	Kabel Mittelspannungsnetz						
4	Kabel 1 kV						
5	Kabel Abnehmeranschlüsse						
6	Freileitungen 110-380kV						
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz						
8	Freileitungen 1 kV						
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse						
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter						
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen						
12	Sonstiges						
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen						
14	Hauptverteilstationen						
15	Ortsnetzstationen						
16	Kundenstationen						
17	Stationsgebäude						
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						
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen						
27	Betriebsgebäude						
28	Verwaltungsgebäude						
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						

Darstellung der Nutzungsdauern

Nutzungs-
dauername: [REDACTED]

Netzgebiete: [REDACTED]

Anlagen- gruppen- nummer	Anlagengruppe	von	1947	1990	1995	2005
		bis	1989	1994	2004	2016
1	Kabel 220 kV					
2	Kabel 110 kV					
3	Kabel Mittelspannungsnetz					
4	Kabel 1 kV					
5	Kabel Abnehmeranschlüsse					
6	Freileitungen 110-380kV					
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz					
8	Freileitungen 1 kV					
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse					
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					
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen					
14	Hauptverteilerstationen					
15	Ortsnetzstationen					
16	Kundenstationen					
17	Stationsgebäude					
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					
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen					
27	Betriebsgebäude					
28	Verwaltungsgebäude					
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					

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%						
32.	Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 2 StromNEV)	5,12%						
33.	Zinssatz für überschüssenden EK-Anteil >40% (§ 7 Abs. 7 StromNEV)	2,72%						
34.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung							

Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer		
1.	Steermesszahl (§ 11 Abs. 2 GewStG)	3,5
2.	Hebesatz (§ 16 GewStG)	450%
3.	kalkulatorische Gewerbesteuer	

Kapitalkostenabzug gem. § 6 Abs. 3 ARegV														
Ziffer	Bezeichnung	Wertansätze in der Kostenprüfung		Wertansätze fortgeschrieben						Mittelwert/Jahreswerte				
		31.12.2015 [EUR]	31.12.2016 [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]
I Kalkulatorische Abschreibungen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 1)														
1	für Altanlagen zu AK/HK; Anschaffungsjahr < 2008													
2	für Altanlagen zu TNW; Anschaffungsjahr < 2008													
3	für Neuanlagen zu AK/HK; Anschaffungsjahr 2007 - 2016													
4	für Neuanlagen zu AK/HK; Anschaffungsjahr = 2008													
5	für Neuanlagen zu AK/HK; aus Investbudget / -maßnahme													
6	für immaterielles Anlagevermögen; Anschaffungsjahr 2007 - 2016													
7	für immaterielles Anlagevermögen; Anschaffungsjahr <= 2008													
8	Kalkulatorische Abschreibungen nach § 6 StromNEV I.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssocket)													
II Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2-8)														
0	EK-Quote nach § 8 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 (Übergangssocket)													
1.3.1.b	davon AJ = 2008													
1.3.2.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau													
1.3.3.	Sachanlagevermögen zu AK/HK													
1.3.3.a	davon AJ 2007-2016 (Übergangssocket)													
1.3.3.b	davon AJ = 2008													
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 (Übergangssocket)													
1.a	Entwicklung des (Sach)anlagevermögens in % (mit Übergangssocket)													
2	Finanzanlagen													
3	Bilanzwerte des Umlaufvermögens													
1.a	Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 StromNEV I.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssocket)													
4	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten													
4.a	davon ZJ 2007-2016 (Übergangssocket)													
4.b	davon ZJ <= 2008													
II.a	Abzugskapital exd. BKZNAKB													
II.	Abzugskapital I.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssocket für BKZ)													
III.	Verzinsliches Fremdkapital													
IV.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV I.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssocket)													
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 (Übergangssocket)													

Kapitalkostenabzug gem. § 6 Abs. 3 ARegV														
Ziffer	Bezeichnung	Wertansätze in der Kostenprüfung				Wertansätze fortgeschrieben				Mittelwerte/Jahreswerte				
		31.12.2015 [EUR]	31.12.2016 [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]
III Kalkulatorische Gewerbesteuer (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 6)														
I.a.	Hebesatz													
I.b.	Steuermesszahl													
I.c.	Gewerbesteuerersatz													
II.	Kalkulatorische Gewerbesteuer													
IV Fremdkapitalzinsen i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV														
I.a.	Fremdkapitalzinsen													
I.b.	Anteil dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten													
II.	Fremdkapitalzinsen i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)													
V Kapitalkosten (= I + II + III + IV)														
Kapitalkosten nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														
Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														

Baukostenzuschüsse (KKA 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								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
Restwert ohne Übergangssockel								

Immaterielles Anlagevermögen (KKA's)																	
NetzID	Vermögensgegenstand	Anschaffungs- jahr	AKHK zum Stand 31.12	Nutzungsdauer (vertraglich- rechtlich)	Abschreibungen						Restwerte						
					31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
[Redacted Content]																	

