



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen EOG Festlegung: BK8-21-01858-1002#1

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 vierte Regulierungsperiode Strom (2024 bis 2028)**

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 die Beisitzerin Dr. Ursula Heimann,

gegenüber der der Bonn-Netz GmbH, Karlstr. 2-6, 53115 Bonn, vertreten durch die Geschäftsführung,

- Netzbetreiber -

am 17.06.2024 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2024 bis zum 31.12.2028 gemäß **Anlage 1** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Die Beschlusskammer wird den vorliegenden Beschluss, ungeachtet einer zwischenzeitlich eintretenden Bestandskraft, hinsichtlich der zugrunde gelegten Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen anpassen, wenn
 - a. der Netzbetreiber Beschwerde gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen vom 12.10.2021 (BK4-21-055) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und
 - b. der Beschluss BK4-21-055 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 BK4-21-055 vorgesehen war.
3. Die Beschlusskammer wird den vorliegenden Beschluss, ungeachtet einer zwischenzeitlich eintretenden Bestandskraft, hinsichtlich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anpassen, wenn
 - a. der Netzbetreiber Beschwerde gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Elektrizitätsversorgungsnetze für die vierte Regulierungsperiode einlegt und nicht zurücknimmt und
 - b. der Beschluss 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 vorgesehen war.

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

Gründe

I.

Die Beschlusskammer hat mit Schreiben vom 29.09.2021 gemäß § 2 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösbergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet.

1. **Adressat der Festlegung**

Die Bonn-Netz GmbH (Bonn-Netz) ist Netzbetreiber in Bonn. Bei der Bonn-Netz GmbH handelt es sich um eine große Netzgesellschaft. Die Bonn-Netz ist als 100%iges Tochterunternehmen der Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH (EnW) in den Konzern Stadtwerke Bonn GmbH (SWB) eingebunden. Die wesentlichen Geschäftsfelder der Bonn-Netz liegen in dem Betrieb von den Energieversorgungsnetzen (Strom, Gas, Wasser, Fernwärme) sowie dem Straßenbeleuchtungs- und dem Datennetz im Bonner Stadtgebiet. Gemäß der Veröffentlichung nach § 23c EnWG für das Kalenderjahr 2022 gibt es im Netzgebiet 338.396 Einwohner und 215.926 Entnahmestellen.

Aus dem Konzernverbund sind die Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH (EnW) und die Stadtwerke Bonn GmbH (SWB) für die Bonn-Netz GmbH dienstleistend tätig. Die Stadtwerke Bonn GmbH (SWB) ist zu 58,47% an der Stadtwerke Bonn Beteiligungs-GmbH (SWBB) beteiligt. Diese ist wiederum zu 86,29% an der Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH (EnW) beteiligt.

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

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen 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 08.12.2022 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 20.01.2023 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.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahme des Netzbetreibers sowie seiner Ausführungen in der mündlichen Anhörung vom 02.03.2023 wurden dem Netzbetreiber die geprüften Gesamtkosten über das Energiedatenportal am 03.03.2023 erneut mitgeteilt.

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

Um einen Effizienzvergleich gemäß § 12 Abs. 1 ARegV durchführen zu können, hat die Bundesnetzagentur Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV ermittelt. Hierfür war eine Strukturdatenabfrage bei allen Netzbetreibern vorzunehmen, die keine Genehmigung zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 4 S. 3 ARegV erhalten hatten. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 11.02.2022 (BK8-21/009-A) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte bis zum 30.04.2022 zu erfolgen.

Vor der förmlichen Verfahrenseröffnung zur Datenerhebung wurde insbesondere mit energiewirtschaftlichen Verbänden der Inhalt der Datenabfrage für die vierte Regulierungsperiode erörtert und die technische Qualität des Erhebungsbogens geprüft. Hier hat die Bundesnetzagentur den Datenerhebungsprozess und geplante Änderungen gegenüber der dritten Regulierungsperiode vorgestellt. Im Anschluss wurde ein Pretest-Erhebungsbogen versendet. Zu diesem konnten bis zum 28.09.2021 Anmerkungen übermittelt werden. Die Erkenntnisse aus diesem Prozess sind in das Konsultationsdokument eingeflossen. Darüber hinaus wurden im

Erhebungsbogen bereits Altdaten- und Konsistenzprüfungen implementiert. Weiterhin hat die Bundesnetzagentur am 05.04.2022 ein Webinar durchgeführt, um Fragen zur Befüllung des finalen Erhebungsbogens sowie zu Datendefinitionen zu beantworten. Die Netzbetreiber hatten sowohl im Vorfeld als auch während der Veranstaltung die Möglichkeit, Fragen zu stellen. Die Fragen und dazugehörigen Antworten wurden im Nachgang auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Die Bundesnetzagentur hat die von den Netzbetreibern übermittelten Daten einer umfassenden Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Netzbetreiber wurden im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und ggf. korrigierte Daten zu übermitteln. Schließlich wurden die Daten an ein externes Beraterkonsortium, unter Federführung von Swiss Economics, SUMICSID und der RWTH Aachen zwecks weiterer Prüfungen und Parameterermittlung gesendet.

Im Rahmen des Verfahrens wurden die nicht anonymisierten Daten aller Netzbetreiber am 19.10.2022, 30.01.2023, 04.09.2023 sowie 08.12.2023 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur gemäß § 23b Abs. 1 S. 1 Nr. 7 EnWG veröffentlicht. Hierüber wurden die Netzbetreiber vorab informiert. Zum 19.10.2022 erfolgte die Veröffentlichung der reinen Strukturparameter. Zum 30.01.2023 wurden zusätzlich die gebietsstrukturellen Daten berücksichtigt und zum 04.09.2023 wurden ebenfalls die Aufwandparameter veröffentlicht. Am 08.12.2023 erfolgte eine erneute Veröffentlichung der aktualisierten Struktur- und Aufwandparameter sowie der gebietsstrukturellen Daten mit dem Stand vom 13.11.2023. Die Datenveröffentlichungen erfolgten, um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, die Datenqualität des gesamten Datensatzes zu prüfen und die Bundesnetzagentur über eventuelle Auffälligkeiten, auch im Quervergleich, im Datensatz zu informieren. Im Zeitraum vom März 2023 bis Juli 2023 wurden den Netzbetreibern individuelle Datenquittungen zur Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und Gebietseigenschaften gemäß § 13 Abs. 3 ARegV übersandt. Den Netzbetreibern wurde nach Übersendung der Datenquittungen Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Im Rahmen der Plausibilisierung wurden eventuelle Datenunstimmigkeiten

mit den Netzbetreibern geklärt und gegebenenfalls durch den Netzbetreiber korrigiert. In einem Fall hat die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten von Amts wegen angepasst. Bei den Schreiben zur Datenquittung wurde jeweils darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur im Falle einer unterbleibenden Äußerung die in den Datenquittungen enthaltenen Strukturdaten der Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Effizienzwerte zugrunde legen wird.

Am 21.09.2023 fand eine Konsultationsveranstaltung für die Netzbetreiber und die berührten Wirtschaftskreise statt, die das methodische Vorgehen und eine Auswahl von aus Sicht des Gutachterkonsortiums geeigneten Modellvorschlägen zum Gegenstand hatte. Es wurden keine individuellen Effizienzwerte vorgestellt. Die Netzbetreiber und berührten Wirtschaftskreise erhielten die Gelegenheit, zu dem methodischen Vorgehen und den vorgestellten Modellvorschlägen Stellung zu nehmen.

Im Nachgang zur Konsultationsveranstaltung vom 21.09.2023 erfolgte eine weitere Plausibilitätskontrolle eines Strukturparameters. Im Rahmen dieser Überprüfung wurden 126 Netzbetreiber kontaktiert, bei denen auffällige Werte vorlagen. Hierbei kam es zu zahlreichen Veränderungen innerhalb eines Vergleichsparameters (Parameter „Installed.Power.solar.APFI“). Die Bundesnetzagentur hat am 08.12.2023 eine erneute Datenveröffentlichung vorgenommen. Diese Daten bilden die Grundlage für die Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells und das begleitende Gutachten und die Datenveröffentlichung umfasste 198 Netzbetreiber.

4. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 ARegV

Das Gutachterkonsortium Swiss Economics SE AG, SUMICSID Group SPRL und das Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen hat auf Grundlage der erhobenen Daten ein Effizienzvergleichsmodell entwickelt. In der Konsultationsveranstaltung gemäß § 12 Abs. 1 S. 2 ARegV zur Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden zur Effizienzwertermittlung vom 21.09.2023 wurde das methodische Vorgehen und eine Auswahl von aus Sicht des Gutachterkonsortiums geeigneten Modellvorschlägen vorgestellt,

ohne dass individuelle Effizienzwerte genannt wurden. Den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern wurde die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt 15 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 oder „Masking“-Effekte 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. Insbesondere die Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet sei strukturell nicht vergleichbar, da diese ein erheblich größeres Verhältnis von Output zu Kosten aufweisen. Ferner wurde vorgetragen, dass auch Ausreißer nach unten vom Datensatz ausgeschlossen werden sollten, da diese ebenfalls einen erheblichen Einfluss auf die Effizienzgrenze hätten.

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. Vereinzelt wurde auch vorgetragen, dass die Strukturparameter der dezentralen Erzeugungsleistung nicht nach Netzebene differenziert werden sollten,

sondern vielmehr nach Energieträger, da die unterschiedlichen Energieträger unterschiedliche Wachstumsdynamiken aufwiesen.

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. Es sollte bei der Auswahl der Vergleichsparameter auch berücksichtigt werden, dass die Kosten beim Bau und Betrieb von Leitungen im städtischen Raum erheblich höher seien.

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. Es sei grundsätzlich kritisch zu sehen, dass die Anzahl der Netzbetreiber, die ihren best-of-four-Wert aus der DEA-Methode erhalten, mit jeder weiteren Regulierungsperiode abnehme. Die zunehmende Bedeutungslosigkeit der DEA führe gerade bei Netzbetreibern mit klassischer Verteilungsaufgabe dazu, dass ein Effizienzwert von 100 % nicht mehr erreichbar sei. Es dürfe jedoch keine Marginalisierung bzw. Entwertung der DEA stattfinden. Bei der Modellwahl müssten daher auch die Anforderungen der DEA an ein Effizienzmodell berücksichtigt werden.

Eine Effizienzwertbestimmung mittels SFA führe dazu, dass methodenimmanent kein Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % erreichen könne, da niedrige Ineffizienzen systematisch überschätzt würden. Diesem Problem müsse mit einer Hochskalierung der Effizienzwerte begegnet werden, um so auch den Anforderungen der ARegV an den Effizienzvergleich zu genügen.

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 oder die Signifikanz des Ineffizienz-Terms nicht überbewertet werden.

Am 28.03.2024 hat die Bundesnetzagentur den Gutachtenentwurf zum Effizienzvergleich veröffentlicht. Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt 39 Stellungnahmen zum Gutachtenentwurf eingegangen. Hinsichtlich der Einzelheiten wird auf die separate Verfahrensakte beziehungsweise die Veröffentlichungen der Stellungnahmen verwiesen.

In den Stellungnahmen wurde vereinzelt vorgetragen, dass die Signifikanz des Ineffizienzterms im Rahmen der parametrischen Methode (SFA) als Auswahl- und Ausschlusskriterium von Modellen ungeeignet sei. Durch die Auswahl von Modellen, welche dieses Kriterium erfüllen, würden tendenziell eher Modelle mit höherer geschätzter Ineffizienz ausgewählt.

Die seitens der Bundesnetzagentur und des Gutachterkonsortiums vorgenommene prozentuale Hochskalierung im Rahmen der parametrischen Methode verzerre die absolute Verteilung der Effizienzwerte systematisch. Effizientere Netzbetreiber erhielten eine höhere absolute Korrektur und dies führe zu höheren absoluten Abständen. Es sei vielmehr der absolute Korrekturfaktor des besten Netzbetreibers für alle weiteren Netzbetreiber anzusetzen. Nach Ansicht der Konsultationsteilnehmer ergebe sich dies aus der Formulierung eines „entsprechend niedrigeren Effizienzwertes“ und dem systematischen Zusammenhang.

Bei der nicht-parametrischen Methode entstehe durch die strukturell unterschiedlichen Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet ein Masking-Problem, wodurch andere relevante bzw. auffällige Netzbetreiber nicht mehr als Ausreißer identifiziert würden. Der Gutachter habe keine ausreichenden Analysen zur Verteilung von Output und Kosten durchgeführt.

Im Hinblick auf die gewählten Strukturparameter wurde vorgetragen, dass die Aggregation der Netzlängen der Netzebenen Mittelspannung und Niederspannung nicht nachvollziehbar sei. Zum einen seien die Kostensätze in den beiden Netzebenen nicht vergleichbar. Zum anderen wurde die disaggregierte Betrachtung auch in

den vergangenen Regulierungsperioden angewendet. Vereinzelt wurde ferner vorgetragen, dass die gewählten Strukturparameter die vorausschauende Netzplanung sowie den Betrieb der HöS-Ebene nicht genügend abbilden und städtische Netzbetreiber benachteiligt seien. Zudem wurde im Einzelfall angemerkt, dass die Berechnung des Bonus zu überprüfen sei.

5. Anhörung

Die Beschlusskammer hat mit Schreiben vom 08.03.2024 dem Netzbetreiber die Gelegenheit gegeben, zum Gutachten zum Effizienzvergleich Stellung zu nehmen, wobei eine einheitliche Frist zur Stellungnahme bis zum Ablauf von drei Wochen nach Veröffentlichung des Gutachtens eingeräumt wurde. Die Veröffentlichung des Gutachtens erfolgte am 07.03.2024. Mit Veröffentlichung des Gutachtens wurde die Frist zur Stellungnahme daher einheitlich auf den 28.03.2024 gesetzt. 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.

Dazu hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 14.03.2024 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.

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 08.04.2024 und vom 23.05.2024 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.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

1. **Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.1 **Gesetzesreform und Übergangsregelung**

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der

Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.

Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

1.2 Interessenabwägung

Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens

grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.

Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.

Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren bspw. zur Festlegung der Erlösobergrenze für die vierte Regulierungsperiode könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. **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.

3. **Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV**

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die vierte 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 vierte Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der vierten Regulierungsperiode Strom (2024 bis 2028) ergeben sich aus Anlage 1.

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

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

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen wurde das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV bestimmt. Darauf basierend wurden in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($K_{dnb,t}$) nach § 11 Abs. 2 ARegV, die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,0}$) nach § 11 Abs. 3 ARegV und die beeinflussbaren Kosten-

anteile ($KA_{b,0}$) nach § 11 Abs. 4 ARegV ermittelt. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kostenanteile über die vierte Regulierungsperiode ist sodann der Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs. 1 ARegV bestimmt worden. Zudem sind der Effizienzbonus (B_0 / T) nach § 12a ARegV und der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) bereinigte allgemeine Geldwertentwicklung (VPI_t / VPI_0) nach §§ 8 und 9 ARegV ermittelt worden. Nach § 6 Abs. 3 ARegV wurde überdies der Kapitalkostenabschlag ermittelt (KK_{ab}).

Die weiteren Bestandteile der sog. Regulierungsformel, also der Kapitalkostenzuschlag (KKA_t) nach § 10a 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 vierte Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers findet sich in **Anlage 1**.

3.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 6 ARegV

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

Die Kostenprüfung begann nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr und vor Beginn der Regulierungsperiode (01.01.2024). Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrundeliegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2021.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2021 ergibt sich für den Netzbetreiber aus der Anlage Aufwandsparameter und den dort benannten Anlagen.

3.2

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 2-1 und 2-7 zu entnehmen.

Schließlich hat die Beschlusskammer beobachtet, dass in verschiedenen Tarifverträgen bzw. Betriebsvereinbarungen das Modell der erfolgsabhängigen Vergütung teilweise primär an die erbrachte Arbeitszeit anknüpft. Nach diesen Regelungen ist die Höhe der Vergütung unter anderem abhängig von der Beschäftigungszeit des Arbeitnehmers im zurückliegenden Geschäftsjahr, weniger von individuellen Erfolgskennziffern. Damit knüpft die Vergütung mittelbar an wesentliche Arbeitslohnbestandteile an. Von einer Nichtanerkennung dieser Modelle der erfolgsabhängigen Vergütung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile wird für die vierte Regulierungsperiode zunächst abgesehen, da eine einheitliche Vorgehensweise nicht gewährleistet werden konnte. Die Beschlusskammer weist indes daraufhin, dass entsprechende Modelle, die für eine erfolgsabhängige Vergütung im Wesentlichen an die Arbeitszeit anknüpfen, in Zukunft bzw. in kommenden Regulierungsperioden nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV anerkannt werden.

3.3

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

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Kalenderjahres der Regulierungsperiode ($KA_{vnb,t}$) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit

dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{dnb,0}$). Somit gilt:

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

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

3.3.1 **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 diene. Investitionskosten können mittlerweile ohne Zeitverzug über das Instrument des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV zurückverdient werden.

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, Baukostenzuschüsse und Sonderposten für Investitionszuschüsse 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. ARegV).

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 vierten Regulierungsperiode noch immer im Bau befinden, sind sie im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags erneut geltend zu machen (BGH, Beschl. v. 07.12.2021 – EnVR 6/21,).

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 2021 angewendet wird. Der Bewertungszeitpunkt für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen zu Tagesneuwerten ist das Jahr 2021. 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 2021 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 2021 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 2021 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 BK4-21/055 angewandt.

Die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer erfolgt nach § 8 StromNEV.

Der Fremdkapitalzinsaufwand gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV ergibt sich als Produkt aus den Fremdkapitalzinsen des Jahres 2021 (Position 1.3., Anlage 2-1) und dem Verhältnis aus dem betriebsnotwendigen Vermögen des jeweiligen Jahres der vierten Regulierungsperiode und dem betriebsnotwendigen Vermögen des Jahres 2021. Unter Fremdkapitalzinsen werden dabei nicht nur Darlehenszinsen, sondern alle Zinsen und ähnlichen Aufwendungen gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV verstanden (bspw. auch Zinszuführungen zu Rückstellungen, vgl. BGH, Beschl. v. 7.12.2021 – EnVR 22/21, Rn. 41 ff.), 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.

Sollte sich bei einem Unternehmen z.B. wegen negativen Eigenkapitals rechnerisch ein negativer Kapitalkostenabzug ergeben, findet gemäß Anlage 2a Abs. 1 (zu § 6 ARegV) kein Abzug statt (vgl. auch BGH, Beschl. v. 25.04.2023, EnVR 35/21).

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

Der **Anlage 6** lassen sich die Auswirkungen des Kapitalkostenabzugs beim Netzbetreiber ohne Berücksichtigung zukünftiger Kapitalkostenaufschläge während der vierten Regulierungsperiode entnehmen.

3.3.2 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 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.

3.3.2.1 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 Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV), jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen (DEA und SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter blieben dabei jeweils unverändert.

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

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

Es wurde eine Ausreißeranalyse durchgeführt. Ausreißer mit einer besonders hohen Effizienz erhielten den Höchsteffizienzwert von 100 % (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer niedrigen Effizienz von unter 60 % erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 %. (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV i.V.m. § 12 Abs. 4 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), die den Stand der Wissenschaft abbilden. In beiden Analysemethoden orientieren sich alle Unternehmen an den – nach Anwendung der Ausreißeranalysen – effizienten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen in der DEA) bzw. an den effizienten Kosten (in der SFA).

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 über eine Dominanz- und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 1 S. 5 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem kommt gem. § 12 Abs. 4 S. 1 ARegV ein Mindesteffizienzwert i.H.v. 60 % zur Anwendung. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, wird 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 ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Bei Durchführung der DEA sind konstante Skalenerträge (constant returns to scale – crs) zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 Anlage 3 Nr. 4 ARegV). Der Effizienzmaßstab leitet sich aus den übermittelten Daten aller in den Effizienzvergleich einbezogenen Netzbetreiber ab und bildet bildlich gesprochen eine effiziente mehrdimensionale Hülle. Die zu 100 % effizienten Unternehmen befinden sich auf dieser Hülle. Für die übrigen Unternehmen errechnet sich ihr Effizienzwert aus dem relativen Abstand zu dieser effizienten Hülle (BGH, Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 46).

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 durch eine Funktion, welche die effizienten Kosten in Abhängigkeit der Vergleichsparameter abbildet, geschätzt. Mittels einer Regressionsanalyse wird in der SFA ein statistischer Zusammenhang zwischen Kosten und Kostentreibern (Vergleichsparametern) identifiziert und die Stärke dieses Zusammenhangs ermittelt (BGH, Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 47).

Die Anreizregulierungsverordnung sieht vor, dass die Unternehmen, die als die relativ effizientesten Netzbetreiber ermittelt worden sind, einen Effizienzwert von 100 % erhalten müssen. Selbst wenn aus methodischen Gründen in der SFA die rechnerische Erreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100% für den effizientesten Netzbetreiber ausgeschlossen ist, kann – entsprechend der Entscheidung des Bundesgerichtshofs – ein Wert von 100 % für die relativ effizientesten Unternehmen auch auf andere Weise – etwa durch Zuschläge oder Anhebung des Niveaus – festgesetzt werden (BGH, Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 71). Laut der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes folgt aus der normativen Vorgabe, dass in beiden Methoden die Unternehmen, die als die relativ effizientesten ermittelt worden sind, einen Effizienzwert von 100 % erhalten müssen (BGH, Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 70). Unter Berücksichtigung des vorgenannten Beschlusses des BGH hat die Bundesnetzagentur eine Anhebung des Gesamtniveaus auf Basis eines Skalierungsfaktors vorgenommen. Der Effizienzwert des effizientesten Netzbetreibers (exklusive Ausreißer) in den beiden jeweiligen SFA-Effizienzanalysen (Totex und sTotex) wird als Skalierungsfaktor angesetzt. Alle individuellen Effizienzwerte werden durch diesen Skalierungsfaktor dividiert.

Gemäß der Rechtsprechung des BGH (Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 71) muss das relativ effizienteste Unternehmen einen Wert von 100 % erreichen können. Auf welche andere Weise dies geschieht, etwa durch Zuschläge oder durch

die Anhebung des Niveaus, steht im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur hat ihr Ermessen dahingehend ausgeübt, eine prozentuale Hochskalierung durchzuführen. Die angewandte Methode ist geeignet, erforderlich und angemessen, um für die relativ effizientesten Unternehmen einen Effizienzwert von 100 % anzusetzen und zugleich insgesamt einen sachgerechten Aufschlag zu ermitteln.

Die seitens der Bundesnetzagentur gewählte Methode zur Hochskalierung stellt sicher, dass die Niveauanhebung aller Netzbetreiber in Bezug auf ihren individuellen Effizienzwert prozentual einheitlich erfolgt, da auch der Effizienzvergleich an sich einen relativen Vergleich darstellt. Neben dem individuellen Effizienzwert soll der Effizienzvergleich auch den relativen Abstand der Unternehmen zueinander darstellen. Durch die gewählte Vorgehensweise bleibt das Gefüge der Netzbetreiber untereinander – sowohl im Hinblick auf die Reihenfolge als auch im Hinblick auf den relativen Abstand zum besten Netzbetreiber – unverändert.

Auch ist der theoretische Wertebereich bei der prozentualen Hochskalierung von 0 % - 100 % weiterhin gegeben. Mit einem absoluten Aufschlag würde der theoretische Wertebereich am unteren Rand methodisch abgeschnitten, was aus Sicht der Beschlusskammer genauso falsch wäre, wie der durch den BGH kritisierte methodische Ausschluss von 100% in der SFA.

Ein einzelner Zuschlag auf den relativ höchsten Effizienzwert auf 100 % würde eine Ungleichbehandlung aller weiteren Netzbetreiber bedeuten. Ferner ist ein allgemeiner Zuschlag für alle Netzbetreiber in gleicher Höhe ebenfalls abzulehnen, da ineffizientere Netzbetreiber hierdurch überproportional profitieren würden.

Die in den Stellungnahmen geforderte Vorgehensweise zur absoluten Hochskalierung erfüllt die vorstehenden Kriterien aus Sicht der Beschlusskammer nicht.

3.3.2.2

Datengrundlage des Effizienzvergleichs und Korrekturen von Parametern für den Effizienzvergleich

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 194 Verteilernetzbetreibern in den Effizienzvergleich einbezogen.

Die Durchführung des Effizienzvergleichs erfordert einerseits eine valide Datengrundlage, die im Wege einer umfangreichen und komplexen Sammlung von Daten der beteiligten Netzbetreiber zunächst geschaffen werden muss. Wie vom Bundesgerichtshof bestätigt, ist die Bundesnetzagentur dabei mangels direkten eigenen Zugriffs auf diese Daten notwendig auf die (fehlerfreie) Zuarbeit der Netzbetreiber angewiesen; eine Kontrolle der erhaltenen Informationen ist ihr lediglich im Wege einer Plausibilisierung möglich. Dies hat zur Folge, dass die Regulierungsbehörde eine objektiv vollständig korrekte Datengrundlage selbst nicht schaffen kann. Zugleich gibt § 12 Abs. 1 Satz 1 ARegV vor, dass die Durchführung des Effizienzvergleichs einschließlich der vorgeschalteten – ebenfalls aufwändigen – Modellierung in einem begrenzten Zeitfenster, nämlich nach dem Basisjahr und vor Beginn der Regulierungsperiode, durchzuführen ist. Die Regulierungsbehörde muss also systembedingt eine Abwägung zwischen dem Zeitfaktor und der Richtigkeit der Datengrundlage treffen. Dabei stehen ihr – wie auch bei anderen Entscheidungen über die Umsetzung der in den §§ 12 ff. ARegV enthaltenen Vorgaben - erhebliche Spielräume zu (vgl. BGH, Beschl. v. 22.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 18). Im Vorfeld der Konsultation am 21.09.2023 erfolgte eine Veröffentlichung der Aufwands- und Strukturparameter am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber auf der Internetseite der Bundesnetzagentur. In dieser Veröffentlichung waren die Kostendaten von 10 Netzbetreibern nicht enthalten, da diese nicht final vorlagen.

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

Der Effizienzvergleich wurde mit den Aufwands- und Strukturparametern durchgeführt, die dem Datenbestand zum 13.11.2023 für die Strukturparameter und für die Aufwandparameter entsprechen, welcher dem Gutachterkonsortium zur Modellbestimmung übermittelt wurde. Die Beschlusskammer 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 und bundesweiten 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 vierten Durchführung des Effizienzvergleichs Strom bzw. des – unter Einbezug des Effizienzvergleichs Gas – achten Effizienzvergleichsverfahrens ein Grundverständnis von den Abläufen und der Bedeutung der Datenqualität haben. Ein solches Vorgehen hat auch der Bundesgerichtshof bestätigt. Zum Effizienzvergleich Gas hat der Bundesgerichtshof bestätigt, dass die Bundesnetzagentur den bis zu einem bestimmten Stichtag erhobenen Datenbestand als im Wesentlichen richtig und vollständig erachten konnte, da die Netzbetreiber im Vorfeld hinreichend Gelegenheit hatten, ihre eigenen Angaben zu überprüfen und gegebenenfalls zu ändern, und die Regulierungsbehörde selbst ebenfalls umfangreiche Kontrollen in Form von Plausibilitätsprüfungen durchgeführt hatte (BGH, Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 21).

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 und dem damit verbundenen formalen Abschluss der Datenerhebung rechtfertigen. Dies wurde auch vom Bundesgerichtshof bestätigt. Netzbetreiber müssten sich im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an ihren eigenen Angaben grundsätzlich festhalten lassen, da es mit dem methodischen Ansatz des Effizienzvergleichsverfahrens nicht vereinbar wäre, wenn ein Netzbetreiber die von ihm eingegebenen Daten nach Durchführung des Effizienzvergleichs ohne weiteres korrigieren könnte (BGH, Beschl. v. 20.12.2022, EnVR 45/21, Rn. 17 unter Verweis auf BGH, Beschl. v. 21.01.2014, EnVR 12/12, Rn. 122f.).

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, Beschl. v. 21.01.2014, EnVR 12/12, 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, Beschl. v. 21.01.2014, EnVR 12/12, 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. Die Regulierungsbehörde handelt nicht ermessensfehlerhaft, wenn sie einen Netzbetreiber nach Abschluss der Datenerhebung und Anhörung zur Ausgestaltung des Effizienzvergleichsmodells an einem schuldhaft unrichtig gemeldeten Strukturparameter festhalte, sofern eine Berücksichtigung der Korrektur der fehlerhaften Angabe im komplexen System des Effizienzvergleichs zu Verfahrensverzögerungen und weiteren Verfahrensrisiken führen würde und keine unzumutbare Härte für den Netzbetreiber gegeben sei (vgl. BGH, Beschl. v. 20.12.2022, EnVR 45/21, Rn. 19 ff.).

Da die erhobenen Daten die Grundlage sowohl für die Modellierung des Effizienzvergleichs als auch für die Berechnung der individuellen Effizienzwerte der Netzbetreiber bilden, sind einerseits ihre Vollständigkeit und Korrektheit von zentraler Bedeutung; andererseits muss die Bundesnetzagentur, die auf entsprechend vollständige und korrekte Datenlieferungen durch die Netzbetreiber angewiesen ist, nach § 12 Abs. 1 Satz 1 ARegV den Effizienzvergleich insgesamt in einem bestimmten Zeitrahmen - "vor Beginn der Regulierungsperiode" - durchführen und kann nicht zeitlich unbegrenzt Datenänderungen berücksichtigen. Wie dieses Spannungsverhältnis aufzulösen ist, hängt wesentlich von den konkreten Umständen ab und wird daher von der Anreizregulierungsverordnung nicht vorgegeben. Insoweit steht der Bundesnetzagentur ein Entscheidungsspielraum zu (BGH, Beschl. v. 22.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 12).

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, Beschl. v. 21.01.2014, EnVR 12/12, Rn. 84).

3.3.2.2.1. 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.

3.3.2.2.2. 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 2-7** sind die Aufwandsparemeter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Regulierungsbehörde dargestellt.

3.3.2.2.3. 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 **Anlagen 2-8** dargestellt.

3.3.2.3

Vergleichsparameter nach § 13 ARegV

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

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

Vergleichsparameter können insbesondere sein

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

7. die Maßnahmen, die der volkswirtschaftlich effizienten Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere von dezentralen Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Windanlagen an Land und solarer Strahlungsenergie dienen.

Bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes können gemäß § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Stromversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt.

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

Die ausgewählten Vergleichsparameter werden für beide unter 3.3.2.1 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.

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

Die Bundesnetzagentur hat folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

- Stromkreislänge Kabel HoeS und HS
- Stromkreislänge Freileitung HoeS und HS
- Netzlänge MS und 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 und MS/NS
- Summe der installierten Erzeugungsleistung der Ebene NS
- Anzahl der Messlokationen über alle Spannungsebenen

Im Folgenden werden die verwendeten Vergleichsparameter erläutert:

Die Vergleichsparameter „Stromkreislänge Kabel HoeS und HS“, „Stromkreislänge Freileitung HoeS und HS“, „Netzlänge MS und NS“ dienen der nach Spannungsebenen disaggregierten Abbildung der Netzlängen. Auf der HoeS bzw. HS-Ebene wird zudem zwischen Erdkabeln und Freileitungen unterschieden, weiterhin werden

auf der MS- und 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 HoeS, HoeS/HS, HS und HS/MS, der Netz- und Umspannebenen MS, MS/NS sowie der Netzebene NS dienen der Abbildung der Kapazitätsdimension, insbesondere auch unter Berücksichtigung der Kosten im Zusammenhang mit dem Zubau erneuerbarer Energien.

Mit dem Parameter „Anzahl der Messlokationen 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 3**. Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter und der Ermittlung des Effizienzvergleichs findet sich in **Anlage 4**. Die unternehmensindividuellen Effizienzwerte finden sich in **Anlage 5**.

3.3.2.4 Ausreißeranalyse und Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet

Die Bundesnetzagentur hat für die parametrische (SFA) und für die nicht-parametrische (DEA) Methode Analysen bzw. statistische Tests 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 % festgesetzt (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 % erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 % (§ 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 den kritischen Wert nach Anlage 3 Nr. 5. Zu § 12 ARegV 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 % eines Datensatzes (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurden 4 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer identifiziert. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparemeter wurden 5 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 10 Unternehmen unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter und 11 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 in der Anreizregulierungsverordnung vorgegebenen Methoden bergen laut Bundesgerichtshof das Risiko, dass Netzbetreiber nicht allein aufgrund ihrer unternehmerischen Leistung als effizient eingestuft werden, sondern vielmehr aufgrund ihrer besonderen Netzstruktur (vgl. BGH, Beschl. v. 20.12.2022, EnVR 45/21, Rn. 27 ff.). Insofern die Ausreißeranalyse solch strukturelle Unterschiede, beispielsweise Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet, nicht bereits ausschließt, ist eine besondere Prüfung vorzunehmen. In der DEA wurden drei von fünf Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet als Ausreißer identifiziert. Diese bilden daher für die übrigen Netzbetreiber keinen Effizienzmaßstab. Ein Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet liegt in der DEA nicht auf der Effizienzgrenze. Ein Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet stellt ein Peer-Unternehmen dar und bildet damit die Effizienzgrenze in einer Dimension. Die Bundesnetzagentur hat den Einfluss dieses Netzbetreibers umfassend untersucht. Der Einfluss liegt nicht um ein Vielfaches über dem durchschnittlichen Einfluss und der relative Abstand zu den weiteren Netzbetreibern, welche diese Dimension ebenfalls belegen, ist vergleichsweise gering. Die Bundesnetzagentur sieht daher nicht nur keine strukturelle Bevorzugung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet im Rahmen der DEA, sondern auch keine Benachteiligung der übrigen Verteilernetzbetreiber. Im Rahmen der SFA wurden alle Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet als Ausreißer identifiziert und haben daher keinen Einfluss auf die Effizienzgrenze.

Weitere Gruppen von Netzbetreibern mit strukturellen Besonderheiten wurden nicht identifiziert.

Die Ergebnisse der Ausreißeranalyse werden in **Anlage 4** dargestellt.

3.3.2.5

Gutachten

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs einschließlich einer eingehenden Stellungnahme zu den Einwänden der Netzbetreiber wird auf das im Internet als Anlage 4 veröffentlichte Gutachten des Gutachterkonsortiums Swiss Economics SE AG, SUMICSID Group SPRL und des IAEW verwiesen (<http://www.bundesnetzagentur.de>, unter den Menüpunkten: ► Elektrizität und Gas ► Netzentgelte ► Stromnetzbetreiber ► Effizienzvergleich VNB. Die Beschlusskammer macht sich die Inhalte des Gutachtens vollständig zu Eigen. Das Gutachten ist Bestandteil dieses Beschlusses.

3.3.3

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 5**.

3.4

Ermittlung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der vierten 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).

3.4.1

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.

3.4.2

Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

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

Für die vierte 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
2024	1	0,2
2025	2	0,4
2026	3	0,6
2027	4	0,8
2028	5	1,0

Der Abbau der Ineffizienzen wird mit der jährlich festgelegten Erlösbergrenze 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. 60f.; zur Rechtmäßigkeit dieser Methodik OLG Düsseldorf, Beschl. v. 14.09.2016, VI-3 Kart 175/14, S. 34 ff.).

3.5 Effizienzbonus nach § 12a ARegV

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

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

Es werden somit in einem ersten Schritt zwei Supereffizienzwerte aus der Supereffizienzanalyse betrachtet. Sobald ein Supereffizienzwert den Schwellenwert von 5 % überschreitet, ist der jeweilige über 5 % liegende Supereffizienzwert gem. § 12a Abs. 2 ARegV mit 5 % anzusetzen.

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

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

Der Netzbetreiber wurde im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen. Aus der Supereffizienzanalyse hat sich jedoch ergeben, dass der Netzbetreiber keinen Aufschlag auf die Erlösobergrenze erhält. Die Berechnung nach § 12a ARegV hat dazu geführt, dass sich für den Netzbetreiber ein negativer Supereffizienzwert ergäbe.

Es ist ein Supereffizienzwert von Null anzusetzen, da der Netzbetreiber andernfalls durch Zugrundelegung eines negativen Supereffizienzwerts mit einem Malus belastet würde. Nach dem Wortlaut der Verordnung, sowie auch nach Sinn und Zweck des § 12a ARegV kann ein Effizienzbonus jedoch nicht zu einem Malus führen.

3.6 Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

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

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2021. Der VPI für das Jahr 2021 beträgt nach den Angaben des Statistischen Bundesamtes 103,1 (bei Normierung auf das Jahr 2020) und für das Jahr 2022 110,2 (bei Normierung auf das Jahr 2020) (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 2022 zum VPI für das Jahr 2021 für das erste Jahr der vierten Regulierungsperiode (2024) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0689.

Für die Folgejahre der vierten Regulierungsperiode (2025 bis 2028) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2022 (6,89 %) gegenüber 2021 (103,1) fortgeschrieben, da zum Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2023 bis 2026 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 der vergangenen Regulierungsperioden.

Es wurden somit folgende VPI-Werte zu Grunde gelegt:

Jahr	VPI
2023	103,1
2024	110,2
2025	117,8
2026	125,9
2027	134,6
2028	143,8

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 2021 – sind in nachstehender Tabelle dargestellt:

Jahr	VPI_t / VPI_0
2024	1,0689
2025	1,1426
2026	1,2211
2027	1,3055
2028	1,3957

Die Beschlusskammer hat diese Werte bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2024 bis 2028 berücksichtigt.

3.7

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.

Die Beschlusskammer 4 beabsichtigt für Elektrizitätsversorgungsnetze für die vierte Regulierungsperiode einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor festzulegen, welcher Bestandteil der Regulierungsformel ist. Dieses Festlegungsverfahren befindet sich derzeit in der Vorbereitungs- und Konsultationsphase. Die Beschlusskammer 8 berücksichtigt zunächst keinen Wert für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor. Die Beschlusskammer wird indes nach Festlegung durch die Beschlusskammer 4 den dann festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor berücksichtigen.

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:

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

3.8 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.

3.9 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.

3.10 Volatile Kosten Verlustenergie (VK t)

Die Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der vierten Regulierungsperiode erfolgte mit dem Beschluss BK8-22/003-A.

3.11 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.

4. 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 BK4-21-055 der Beschlusskammer 4 vom 12.10.2021 festgelegt worden sind. Gegen den Beschluss BK4-21-055 haben zahlreiche Netzbetreiber Beschwerde eingelegt.

Die unter Tenorziffer 2 tenorierte Regelung zur Anpassung dieses Beschlusses zur Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die vierte 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 rechts-wahrend Beschwerde einzulegen, nur um sich so die Möglichkeit zu erhalten, von dem Ausgang des Beschwerdeverfahrens gegen den Beschluss BK4-21-055 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 BK4-21-055 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 BK4-21-055 festgelegten Eigenkapitalzinssätzen nicht erforderlich ist.

Dabei soll der Netzbetreiber durch die unter Tenor Ziffer 2 getroffene Regelung so gestellt werden, wie er stünde, wenn er diesen Beschluss zur Festlegung der Erlösobergrenzen mit einer Beschwerde angegriffen, dabei die Anwendung rechtswidriger Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen gerügt hätte und es zu einer Neufestlegung der Eigenkapitalzinssätze kommt. Der Netzbetreiber soll insoweit weder besser noch schlechter gestellt werden. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber im Falle eines ihm günstigen Ausgangs des Verfahrens gegen den Beschluss BK4-21-055 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 BK4-21-055 etwaige die Erlösobergrenze reduzierende Effekte berücksichtigt werden. Deshalb ist die Regelung so ausgestaltet, dass eine Anpassung sowohl erlösobergrenzenerhöhend als auch -senkend vorgenommen wird.

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

5. Mögliche Anpassung des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

Die Beschlusskammer 4 beabsichtigt für Elektrizitätsversorgungsnetze für die vierte Regulierungsperiode einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor fest-zulegen, welcher Bestandteil der Regulierungsformel ist. Dieses Festlegungsverfahren befindet sich derzeit in der Vorbereitungs- und Konsultationsphase. Daher hat die Beschlusskammer bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zunächst keinen Wert für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor angesetzt. Die Beschlusskammer wird indes nach Festlegung durch die Beschlusskammer 4 den dann festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor berücksichtigen (vgl. Abschnitt 3.7).

Die Beschlusskammer trifft mit Tenorziffer 3 hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors eine Regelung zur Anpassung der Erlösobergrenzen für die vierte 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 gemachten Ausführungen gelten entsprechend. Dies gilt unbeschadet der Tatsache, dass das von der Beschlusskammer 4 geführte Verfahren noch nicht abgeschlossen ist.

6. Rückwirkende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen nach dem 31.12.2023 ist zulässig. Sie verstößt insbesondere nicht gegen das in § 21a Abs. 1 S. 5 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, Beschl. v. 14.09.2016, VI-3 Kart 175/14 [V], Rn. 121 f.).

Der Netzbetreiber war rechtzeitig zur Preisbildung über alle für die Festlegung der Erlösobergrenze wesentlichen Elemente informiert. Insbesondere lag das Ergebnis der Kostenprüfung vor. Auf dieser Basis war der Netzbetreiber bereits Ende 2023 in der Lage, die Erlösobergrenze des Jahres 2024 zu ermitteln.

Die Systematik der ARegV sieht einen erlösobergrenzenfreien Zeitraum nicht vor. Die Festlegung der Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode hätte danach grundsätzlich im Jahr 2023 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, Beschl. v. 14.09.2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 118 ff.). Dies gilt in jedem Fall, wenn alle erforderlichen Preisbildungsgrundlagen vorliegen und der Unterschied zwischen der möglichen vorläufigen Anordnung und der endgültigen Festlegung der Erlösobergrenzen nur wenige Wochen beträgt.

Rein vorsorglich nimmt die Beschlusskammer hilfsweise folgende Ermessenserwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen in diesem konkreten Einzelfall vor. Im Rahmen des ihr zustehenden Regulierungsermessens

hat sich die Beschlusskammer entschieden, von einer vorläufigen Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG abzusehen und die Erlösobergrenzen rückwirkend zum 01.01.2024 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. In die Abwägung ist auch eingeflossen, dass die zeitliche Verzögerung nicht gravierend war und dem Netzbetreiber rechtzeitig seine Vorgaben für die vierte 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 2024 als ermessensfehlerfrei.

Vorliegend überwiegt das Interesse der Allgemeinheit an der (rückwirkenden) Festlegung von Erlösobergrenzen ab Beginn der vierten 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 2024 rückwirkend festzulegen, ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der StromNEV für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode Erlösobergrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung

ist hierzu geeignet, insbesondere werden dadurch rückwirkende Effizienzvorgaben ermöglicht. Sie ist auch erforderlich, da ein gleich geeignetes, milderes Mittel nicht zur Verfügung steht. Die Entscheidung ist schließlich auch angemessen. Das Interesse des Netzbetreibers, für den Zeitraum der Rückwirkung keinen weiteren Vorgaben gemäß dieses Beschlusses zu unterliegen, muss aus Sicht der Beschlusskammer hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zurückstehen. Etwaige Abweichungen können ohne weiteres über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV abgewickelt werden und wirken somit faktisch erst zu einem späteren Zeitpunkt.

III. Gebühren

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

IV. Anlagenverweis

Die **Anlagen 1 bis 6**, die **Anlage Aufwandsparemeter** sowie weitere in diesen Anlagen in Bezug genommene Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) einzureichen.

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 Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzerin



Bourwieg

Petermann

Dr. Heimann

Anlagenverzeichnis

- Anlage 1: Erlösbergrenzen (Übersicht)
- Anlage 1-1: Erlösbergrenzen (detailliert)
- Anlage 2: Aufwandsparameter
 - Anlage 2-1: Gesamtkostenblatt
 - Anlage 2-2: Darstellung der Nutzungsdauern
 - Anlage 2-3: Kalkulatorische Abschreibungen
 - Anlage 2-4: Kalkulatorische Restwerte
 - Anlage 2-5: Darstellung des SAV_Gesamt
 - Anlage 2-6: Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung

 - Anlage 2-1-DL1: Gesamtkostenblatt
 - Anlage 2-2-DL1: Darstellung der Nutzungsdauern
 - Anlage 2-3-DL1: Kalkulatorische Abschreibungen
 - Anlage 2-4-DL1: Kalkulatorische Restwerte
 - Anlage 2-5-DL1: Darstellung des SAV_Gesamt
 - Anlage 2-6-DL1: Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung

 - Anlage 2-7: Zusammenfassung Aufwandsparameter
 - Anlage 2-8: Vergleichbarkeitsrechnung
 - Anlage 2-8-1: Herleitung der Tagesneuwerte
- Anlage 3: Vergleichsparameter
- Anlage 4: Gutachten Effizienzvergleich
- Anlage 5: Individuelle Effizienzwerte und Effizienzbonus
- Anlage 6-1: Kapitalkostenabzug
- Anlage 6-2: Baukostenzuschüsse (KKAb)
- Anlage 6-3: Immaterielles Anlagevermögen (KKAb)



Anlage Aufwandsparemeter

Inhaltsverzeichnis

1. Ermittlung des Ausgangsniveaus	3
1.1. Aufwandsgleiche Kosten	3
1.2. Kalkulatorisches Sachanlagevermögen	17
1.3. Eigenkapitalverzinsung.....	30
1.4. Kalkulatorische Gewerbesteuer	50
1.5. Kostenmindernde Erlöse und Erträge.....	51
1.6. Überlassene Netzinfrastruktur und Dienstleistungen	55
2. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	61
2.1. Tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz und Versorgungsleistungen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV)	61
2.2. Betriebs- und Personalratstätigkeit (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 ARegV).....	62
2.3. Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten (S. 1 Nr. 11).....	63
2.4. Aktivierte Eigenleistungen	65
3. Vergleichbarkeitsrechnung.....	66

Einleitung

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 Aufwandsparemeter nach §§ 13 und 14 ARegV ein. Gemäß § 13 Abs. 1 ARegV sind im Effizienzvergleich Aufwandsparemeter und Vergleichsparemeter zu berücksichtigen, wobei als Aufwandsparemeter die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten anzusetzen sind. § 14 Abs. 1 ARegV bestimmt, nach welchen Maßgaben die als Aufwandsparemeter anzusetzenden Kosten ermittelt werden:

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

1. Ermittlung des Ausgangsniveaus

Das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der vierten 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 (01.01.2024) 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 zu Grunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Mithin erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2021.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode (2024 bis 2028) sind die Netzkosten nach § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i.V.m. §§ 4 bis 9 StromNEV zu ermitteln. Gemäß § 4 Abs. 2 StromNEV setzen sich die Netzkosten aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 StromNEV, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 StromNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 StromNEV sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 StromNEV, unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 StromNEV, zusammen. Die so ermittelten Gesamtkosten, die gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen bilden, ergeben sich aus **Anlage 2-1**.

1.1. 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 dienen. 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. Gemäß § 7 Abs. 2 S. 1 MsbG dürfen Kosten des grundzuständigen Messstellenbetreibers für moderne Messeinrichtungen und Messsysteme in den Kosten des Netzbetriebs nicht berücksichtigt werden.

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, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 21; BVerwG, Urt. v. 07.11.1986, 8 C 27/85, Rn. 12). Nicht nachgewiesene Kosten sind folglich nicht berücksichtigungsfähig (vgl. OLG Stuttgart, Beschl. v. 07.04.2016, 201 EnWG 12/14, Rn. 45f., juris; BGH, Beschl. v. 10.11.2015, EnVR 26/14, Rn. 20).

Einzelkosten des Netzes sind gemäß § 4 Abs. 4 StromNEV dem Netz direkt zuzuordnen. Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung gegebenenfalls zunächst der Sparte Elektrizität und sodann der Tätigkeit Elektrizitätsübertragung oder -verteilung zuzuordnen. Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Die verwendeten Schlüssel müssen eine möglichst große Nähe zur tatsächlichen Kostenverteilung aufweisen. Stundenaufschreibungen einer Lohnbuchhaltung z.B. lassen eine anteilige Verteilung der Personalkosten auf den Netzbetrieb somit plausibler erscheinen, als Umsatz- oder Gewinnschlüssel. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind.

1.1.1. **Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie (GK-Ziffer 1.1.1.1. / GuV-Ziffer 5.1.1.)**

Die relevanten Verlustenergiekosten ergeben sich aus den Beschaffungskosten der im Kalenderjahr 2021 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 durchschnittlichen Beschaffungspreis des Netzbetreibers für das Kalenderjahr 2021 an.

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 91 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).

Wie bereits 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 je-

doch die Verlustquote Ost betrachtet, um den signifikant höheren Verlustenergie-
mengen 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 % Ver-
trauenswahrscheinlichkeit) erhöht und mit den Aufgriffsgrenzen aus der letzten Aus-
gangsniveaubestimmung verglichen. Sie lagen jeweils unter den bisherigen Auf-
griffsgrenzen.

Die Aufgriffsgrenzen wurden daher wie folgt festgelegt:

West	HS [$< 0,5\%$]; HS/MS [$< 0,5\%$]; MS [$< 1,0\%$]; MS/NS, NS [$< 2,3\%$]
Ost	HS [$< 0,5\%$]; HS/MS [$< 0,5\%$]; MS [$< 1,0\%$]; MS/NS, NS [$< 2,9\%$]

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie in
Höhe von [REDACTED] angegeben. Weiterhin hat der Netzbetreiber mitgeteilt, fol-
gende Verlustenergiemengen beschafft zu haben:

Spannungsebene	Einspeisung der Netz- oder Umspannebene gesamt [in kWh]	Verluste anteilig [in %]	Verlustrarbeit [in kWh]
HS			
HS/MS	1.351.339.445	0,28%	3.719.367
MS	1.169.693.880	1,00%	11.678.385
MS/NS, NS	1.491.981.293	2,50%	37.325.828
Summe			52.723.580

Demnach ergeben sich jedoch Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustener-
gie in Höhe von [REDACTED]. Mit Schreiben vom 16.09.2022 teilte der Netzbetreiber
mit, zum Zeitpunkt der tatsächlichen Verlustenergiebeschaffung für 2021 auf einen
zu niedrigen Prognoselastgang zurückgegriffen zu haben. Aus diesem Grund sei
der gebuchte Wert für die Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie
niedriger als der tatsächliche Wert aus dem Abgleich der Verlustenergiemenge mul-
tipliziert mit dem Preis. Der Differenzbetrag in Höhe von [REDACTED] wurde seitens
des Netzbetreibers als negativer Ertrag bei den sonstigen Erlösen (Position 5.7.10)
berücksichtigt. Es erfolgte eine Umbuchung der Aufwendungen für die Beschaffung

von Verlustenergie in Höhe von [REDACTED] zu der Position 1.1.1.1. „Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie“ (siehe Ausführungen zu Punkt 1.5.1.).

Die Aufgriffsgrenzen werden durch die Werte des Netzbetreibers in der Spannungsebene NS (inkl. MS/NS) überschritten. Der Netzbetreiber hat nicht nachvollziehbar dargelegt, dass eine Vermeidung dieser Mehrmengen mit vertretbarem Aufwand nicht möglich war. Die Beschlusskammer hat folgende Verlustenergiemengen berücksichtigt:

Spannungsebene	Einspeisung der Netz- oder Umspannebene gesamt [in kWh]	Verluste anteilig [in %]	Verlustrarbeit [in kWh]
HS			
HS/MS	1.351.339.445	0,28%	3.719.367
MS	1.169.693.880	1,00%	11.678.385
MS/NS, NS	1.491.981.293	2,30%	34.315.570
Summe			49.713.322

Hiernach sind Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie in Höhe von [REDACTED] anerkennungsfähig.

1.1.2. Betriebsverbrauch (GK-Ziffer 1.1.1.3. / GuV-Ziffer 5.1.3.)

Der Netzbetreiber hat insgesamt Aufwendungen für Betriebsverbrauch in Höhe von [REDACTED] unter den Positionen 1.1.2. „Aufwendungen für bezogene Leistungen“ und 1.1.2.6. „Sonstiges“ angegeben. Es erfolgte eine Umbuchung der Aufwendungen für Betriebsverbrauch in Höhe von [REDACTED] zu der Position 1.1.1.3. „Betriebsverbrauch“ (siehe Ausführungen zu den Punkten 1.1.3. und 1.1.6).

Hiernach umfasst diese Position unter anderem den Betrag, den der Netzbetreiber zur eigenbetrieblichen Versorgung mit Strom verwendet. Aufgrund der Abschaffung der EEG-Umlage seit Juli 2022 fallen für die vierte Regulierungsperiode keine Aufwendungen daraus mehr an. Die Position ist deshalb um [REDACTED]

Erster Anknüpfungspunkt dafür ist § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV. Danach sind Kosten bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus nicht zu berücksichtigen, soweit diese dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht. Die EEG-Umlage ist ersatzlos entfallen, es

entstehen keine dementsprechenden Folgekosten im Laufe der vierten Regulierungsperiode. Folglich dürfen sämtliche sich daraus ergebende Kostenbestandteile keine Berücksichtigung mehr im Ausgangsniveau finden, auch nicht anteilig. Das Kostenniveau wäre unter Einbeziehung der in der Zukunft gesichert nicht mehr anfallender Kostenbestandteile nicht repräsentativ. In diesem Sinne führt das OLG Schleswig aus, dass die Kostenprüfung nach der ARegV und GasNEV davon ausgehe, dass das sog. Basisjahr repräsentativ für die Kosten der gesamten folgenden Regulierungsperiode verstanden werden könne (OLG Schleswig, Beschl. v. 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 24).

Diese Auslegung wird auch durch die Entscheidung des BGH vom 13.12.2022 gestützt (BGH, Beschl. v. 13.12.2022, EnVR 55/20, Rz. 19). Darin führt der BGH aus: „Gemäß § 6 Abs. 2 Satz 1 ARegV bleiben Kosten, soweit sie dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Die Vorschrift regelt also unmittelbar den Fall, dass aufgrund der für das Basisjahr erhobenen Daten Kosten ermittelt werden, die dem Netzbetreiber in den übrigen Geschäftsjahren nicht entstanden sind und voraussichtlich nicht entstehen werden und die sich daher als Ausreißer darstellen, und sie ordnet an, dass diese Kosten bei der Festlegung des Ausgangsniveaus ausgeklammert werden.“ Hinsichtlich der hier in Rede stehenden Kostenposition ist auf Grund der gesetzlichen Anordnung evident, dass diese zukünftig nicht entstehen werden.

Ferner muss zweitens berücksichtigt werden, dass es sich bei der Abschaffung der EEG-Umlage um eine gesetzlich angeordnete Maßnahme und nicht um eine Entscheidung der Behörde handelt. Diese Entlastung wirkt gegenüber den Netzbetreibern. Laut Gesetzesbegründung dient die Maßnahme insbesondere der Entlastung der Verbraucherinnen und Verbraucher (vgl. BT-Drs. 20/1025, S. 7f.). Dieser gesetzgeberische Wille würde gerade verfehlt, wenn Verbraucherinnen und Verbraucher insofern indirekt über die Netzentgelte weiter mit der EEG-Umlage aus dem Basisjahr belastet würden. Ferner hat der Gesetzgeber durch weitere, kleinere Gesetzesänderungen sichergestellt (vgl. bspw. § 118 Abs. 37ff. EnWG), dass eine tatsächliche Weitergabe an die Verbraucherinnen und Verbraucher ohne Verzögerun-

gen stattfindet. Die im Wettbewerb stehenden Stromlieferanten waren somit verpflichtet, die Entlastung unverzüglich an die Abnehmer weiterzugeben. Dies zeigt auch, dass sich die aus der (nunmehr weggefallenen) EEG-Umlage bedingten Kosten im Wettbewerb gerade nicht einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG). Durch die Umsetzung im Hinblick auf die kommende Regulierungsperiode tritt im Monopol ohnehin eine Verzögerung gegenüber den Verbraucherinnen und Verbrauchern ein. Dies ist der laufenden Regulierungsperiode geschuldet. Eine Fortschreibung dieses klar abgrenzbaren, gesetzlich geschaffenen und nunmehr abgeschafften Kostenelements über den 31.12.2023 hinaus widerspräche allerdings der gesetzlichen Wertung

Aufwendungen für Betriebsverbrauch sind somit in Höhe von [REDACTED] anerkennungsfähig.

1.1.3. Sonstige Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (GK-Ziffer 1.1.1.11. / GuV-Ziffer 5.1.11.)

Der Netzbetreiber macht sonstige Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe in Höhe von [REDACTED] geltend. Mit Schreiben vom 16.09.2022 teilte der Netzbetreiber mit, dass hierin Aufwendungen für Wärme- und Wasserlieferung in Höhe von [REDACTED] enthalten sein. Die Aufwendungen für die Wärme- und Wasserlieferung in Höhe von [REDACTED] wurden der Position 1.1.1.3. „Betriebsverbrauch“ zugeordnet und daher an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

1.1.4. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung (GK-Ziffer 1.1.2.4. / GuV-Ziffer 5.2.4.)

Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung bzw. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen betreffen regelmäßig Vertragsgestaltungen ausgelagerter Betriebskosten. Die durch Dritte erbrachten Dienstleistungen sind nach Maßgabe des § 4 Abs. 5a StromNEV zu berücksichtigen.

Der Umgang mit Dienstleistungskosten wird durch § 4 Abs. 5a StromNEV klargestellt. Die Vorschrift hat das Ziel, eine in der Regulierungspraxis wirksame Regelung

für Fallkonstellationen zu konkretisieren, 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).

Sofern eine Dienstleistungserbringung durch konzernverbundene Unternehmen Kostenvorteile mit sich bringt, so entspricht es der Wirkungsweise der Anreizregulierung, diese über das Basisjahr auch den Netznutzern zu Gute zu bringen. Andererseits birgt dies auch ein hohes Potential für Quersubventionierungen. Daher sind vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen einschließlich ihrer rechtlich selbstständigen Unternehmen, die mittelbar oder unmittelbar energiespezifische Dienstleistungen erbringen, zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung verpflichtet, in ihrer internen Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten gem. § 6b Abs. 3 EnWG so zu führen, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeiten von rechtlich selbstständigen Unternehmen ausgeführt würden. Erstmals konnte die Beschlusskammer als Ausgangspunkt der Prüfung der Dienstleistungen im Konzern auf ihre Festlegung vom 25.11.2019 zu § 6b EnWG (BK8-19/00002-A bis BK8-19/00006-A) aufsetzen.

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 (§ 4 Abs. 5a S. 4 StromNEV).

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 Dienstleis-

tungskosten folgt daraus, dass die Dienstleistungsverträge einem Fremdvergleichsmaßstab standhalten müssen. Die Marktgerechtigkeit der in Ansatz gebrachten Vergütungssätze ist vom Netzbetreiber nachzuweisen.

Der Netzbetreiber macht für die von der Firma Energie und Wasserversorgung Bonn/Rhein Sieg GmbH erbrachten Dienstleistungen Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] geltend. Grundlage der Prüfung und damit einer Anerkennung von Kosten ist der eingereichte Dienstleistererhebungsbogen. Die konkreten Inhalte und Ergebnisse der Prüfung sind dem gesonderten Abschnitt 1.6. zu entnehmen.

1.1.5. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen (GK-Ziffer 1.1.2.5. / GuV-Ziffer 5.2.5)

Der Netzbetreiber macht Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen in Höhe von [REDACTED] geltend. Hierin enthalten sind Aufwendungen für Fremdleistungen in Höhe von [REDACTED]. Mit Schreiben vom 26.10.2022 hat der Netzbetreiber die Aufwendungen für Fremdleistungen in den Kalenderjahren 2016 bis 2021 der Höhe nach aufgezeigt, wonach davon auszugehen war, dass die Fremdleistungsaufwendungen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres darstellen. Mit der Stellungnahme vom 20.01.2023 hat der Netzbetreiber vorgetragen, dass Fremdleistungsaufwendungen in Höhe von [REDACTED] im Kalenderjahr 2022 entstanden seien und ausführlich dargelegt, dass ein Anstieg der Fremdleistungsaufwendungen für die vierte Regulierungsperiode betriebsnotwendig und nachhaltig sei. Hiernach erfolgt eine Kürzung der Fremdleistungsaufwendungen um [REDACTED].

Die von der Firma Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung unterschiedlichen Positionen zugeordnet. Unter der Position „Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen“ wurden [REDACTED] berücksichtigt. Der Netzbetreiber hat die nach der Gewinn- und Verlustrechnung für die seitens der Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen angefallenen Aufwendungen in den einzelnen Positionen vollständig gekürzt und dafür in voller Höhe unter der Position „Sonstiges“ (GK-Ziffer 1.5.14. / GuV-Ziffer 8.14) einen kalkulatorischen Wert angesetzt. Die seitens des

Netzbetreibers vorgenommen Kürzungen und Hinzurechnungen für die seitens der Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen werden nicht anerkannt (siehe Ausführungen unter Punkt 1.1.11.).

Die Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen werden demnach insgesamt um [REDACTED]

1.1.6. Sonstiges (GK-Ziffer 1.1.2.6. / GuV-Ziffer 5.2.6.)

Der Netzbetreiber macht sonstige Aufwendungen für bezogene Leistungen in Höhe von [REDACTED] geltend.

Hierin enthalten sind unter anderem Aufwendungen für Betriebsverbrauch in Höhe von [REDACTED]. Die Aufwendungen wurden unter der Position 1.1.1.3. „Betriebsverbrauch“ angesetzt und daher an dieser Stelle nicht berücksichtigt (siehe Ausführungen zu dem Punkt 1.1.2.).

Weiterhin sind Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] angefallen für seitens der Trianel GmbH erbrachten Dienstleistungen. Der Netzbetreiber teilte mit Schreiben vom 16.09.2022 mit, dass die [REDACTED] für den Netzbetreiber durchführen würde. Von den für die [REDACTED] angefallenen Aufwendungen würden [REDACTED] auf das Dienstleistungsentgelt entfallen.

Der Netzbetreiber hat bei nicht leistungsgemessenen Kunden die Aufgabe, ein geeignetes Verfahren zum Ausgleich ggf. entstehender Abweichungen von den standardisierten Lastprofilen (Standardlastprofile) anzuwenden. Dabei kommen in der Regel zwei unterschiedliche Verfahren zur Anwendung. Beim analytischen Lastprofil prognostizieren der oder die Lieferanten die erwarteten Lastprofile ihrer Kleinkunden und speisen danach Strom ins Netz ein. Die Berechnungen des Verteilernetzbetreibers erfolgen jedoch erst nach der Lieferung. Das analytische Lastprofil hat für den Netzbetreiber den Vorteil, dass die gesamte Kleinkundenlast auf die Stromhändler aufgeteilt wird. Beim analytischen Verfahren entstehen keine Kosten für den Verteilernetzbetreiber und damit für den Netznutzer. Das synthetische Lastprofil ordnet statistisch ermittelte Lastprofile bestimmten Kleinkundengruppen nach spezifischen Verbrauchsmustern zu. Die Lieferanten speisen Elektrizität auf der Grundlage der Summen dieser synthetischen Lastprofile ein. Beim synthetischen

(GK-Ziffer 1.5.14. / GuV-Ziffer 8.14) einen kalkulatorischen Wert angesetzt. Die seitens des Netzbetreibers vorgenommenen Kürzungen und Hinzurechnungen für die seitens der Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen werden nicht anerkannt (siehe Ausführungen unter Punkt 1.1.11.).

Die Aufwendungen für Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge werden demnach um [REDACTED]

1.1.8. Bewirtung und Geschenke (GK-Ziffer 1.5.8. / GuV-Ziffer 8.8.)

Die von der Firma Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung unterschiedlichen Positionen zugeordnet. Unter der Position „Bewirtung und Geschenke“ wurden davon [REDACTED] berücksichtigt. Weiterhin hat der Netzbetreiber die nach der Gewinn- und Verlustrechnung für die seitens der Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen tatsächlich angefallenen Aufwendungen in den einzelnen Positionen vollständig gekürzt und dafür unter der Position „Sonstiges“ (GK-Ziffer 1.5.14. / GuV-Ziffer 8.14) einen kalkulatorischen Wert angesetzt. Die seitens des Netzbetreibers vorgenommenen Kürzungen und Hinzurechnungen für die seitens der Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen werden nicht anerkannt (siehe Ausführungen unter Punkt 1.1.11.).

Die Aufwendungen für Bewirtung und Geschenke werden demnach um [REDACTED] erhöht.

1.1.9. Einzelwertberichtigungen auf Forderungen (GK-Ziffer 1.5.10. / GuV-Ziffer 8.10.)

Der Netzbetreiber macht in dieser Position aufwandsgleiche Kosten aufgrund zu erwartenden steigenden Lieferanteninsolvenzen in Höhe von [REDACTED] geltend. Hierbei handelt es sich um aufwandsgleiche Kosten, die in der Gewinn- und Verlustrechnung des Jahres nicht 2021 enthalten sind. Die Berücksichtigung von derartigen Plankosten ist gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 ARegV ausgeschlossen.

1.1.10. Sonstige betriebliche Aufwendungen (GK-Ziffer 1.5.14. / GuV-Ziffer 8.14.)

Der Netzbetreiber macht sonstige betriebliche Aufwendungen. Hierin enthalten sind unter anderem Skontoerträge und Erlöse aus interner Stundenverrechnung in Höhe von [REDACTED] und weitere Kleinstaufwendungen in Höhe von insgesamt [REDACTED] berücksichtigt. Darüber hinaus hat der Netzbetreiber die nach der Gewinn- und Verlustrechnung für die seitens der Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen tatsächlich angefallenen Aufwendungen in den einzelnen Positionen vollständig gekürzt und dafür unter der Position „Sonstiges“ (GK-Ziffer 1.5.14. / GuV-Ziffer 8.14) einen kalkulatorischen Wert in Höhe von [REDACTED] angesetzt. Es wurden somit sonstige betriebliche Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht [REDACTED]

Nach der Gewinn- und Verlustrechnung sind tatsächlich gezahlte Aufwendungen für die seitens der Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen in Höhe von [REDACTED] in dieser Position angefallen. Insgesamt hat der Netzbetreiber für die Erbringung von Dienstleistungen durch die Stadtwerke Bonn GmbH über alle Einzelpositionen [REDACTED] geltend gemacht.

Zudem 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 die Stadtwerke Bonn GmbH jedoch oberhalb des tatsächlich gezahlten Entgeltes. In diesem Fall können höhere Kosten als das tatsächlich gezahlte Entgelt nach § 5 Abs.1 StromNEV nicht geltend gemacht werden. Insofern werden die seitens des Netzbetreibers vorgenommenen Kürzungen und Hinzurechnungen für die seitens der Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen nicht anerkannt und die nach der Gewinn- und Verlustrechnung tatsächlich gezahlte Aufwendungen in Höhe von insgesamt [REDACTED] angesetzt.

Die Aufwendungen für „Sonstiges“ werden an dieser Stelle aufgrund der Dienstleistungsaufwendungen für die seitens der Stadtwerke Bonn GmbH erbrachten Dienstleistungen um [REDACTED]

1.2. Kalkulatorisches Sachanlagevermögen

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

Gem. § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen und gem. § 6 Abs. 4 StromNEV bei den Neuanlagen von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten („historische Anschaffungs- und Herstellungskosten“) auszugehen. In § 6 Abs. 5 und 6 StromNEV ist der Grundsatz der Kontinuität normiert. Für die Nutzungsdauern ergibt sich dieser aus § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV. Demnach sind die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachten Nutzungsdauern unverändert zu lassen. Der Netzbetreiber ist an die festgelegten Nutzungsdauern nicht nur gebunden, wenn er sie selbst in Ansatz gebracht hat, sondern auch, wenn die Beschlusskammer über diese im Rahmen einer Entgeltgenehmigung oder einer Festlegung der Erlösbergrenzen bestandskräftig entschieden hat (BGH, Beschl. v. 12. November 2019, EnVR 109/18).

§ 6 Abs. 6 StromNEV untersagt eine Abschreibung unter Null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, insbesondere auch im Falle einer Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer. Daraus ergibt sich das Kontinuitätsgebot für die kalkulatorischen Restwerte. Die kalkulatorischen Restwerte, die die Regulierungsbehörde in einem bestandskräftigen Bescheid über die Genehmigung von Netzentgelten oder die Festlegung von Erlösbergrenzen für eine frühere Regulierungsperiode zugrunde gelegt hat, sind für die Netzbetreiber bindend. Daher darf ein in der Vergangenheit für einen früheren Zeitpunkt angesetzter Restwert nicht später auf Verlangen eines Netzbetreibers nach oben korrigiert werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass kalkulatorische Abschreibungen erneut vorgenommen werden, was im Ergebnis einer Abschreibung unter Null gleichkommen würde.

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, die Übernahme von Anlagevermögen aus dem vertikal integrierten oder von verbundenen Unternehmen 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, Beschl. v. 14.08.2008, KVR 35/07, 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, Beschl. v. 14.08.2008, KVR 35/07, 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 dritten Regulierungsperiode (2016) 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, Beschl. 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 2017 bis 2021 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 kostenmin-

dernd 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.

Die Beschlusskammer hat wegen des begonnenen Rollouts von intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen die Anlagenabgänge in den Anschaffungs- und Herstellungskosten und die korrespondierende Sonderabschreibung im Bereich sog. konventioneller Messeinrichtungen im Basisjahr gesondert erfasst und bewertet.

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 2021 ergibt sich der Indexfaktor des Jahres t aus dem Quotienten des Indexwertes des Jahres 2021 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 2021. Der Indexfaktor für das Basisjahr (hier: 2021) beträgt somit 1.

Bei Anlagegütern, welche im Jahr 2006 bis 2021 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 2021 relevanten Preisindizes sind wurden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (<https://www.bundesnetzagentur.de>) unter den Menüpunkten „Beschlusskammern“ → „Beschlusskammer 8“ → „Aktuelles“ → „Hinweis 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 Jahres-

abschreibung 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 der folgenden 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 31.12.2021 (Endbestand) ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2021 entstandenen, kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen. Dem entsprechend werden auch die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2020 (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 2-2** 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 2-3**. Die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergibt sich ebenfalls aus **Anlage 2-3**.

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 2-4**. Bezogen auf die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten (für Altanlagen) – gegliedert nach Anlagengruppen – finden sich die Werte ebenfalls in **Anlage 2-4**.

Die den Berechnungen zu Grunde liegenden Werte (historische Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Jahresscheiben und Nutzungsdauern) ergeben sich aus **Anlage 2-4 und 2-5**.

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 2021 und der Jahresabschreibung 2021 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, Beschl. 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 (vgl. zum Kapitalkostenaufschlag OLG Düsseldorf, Beschl. v. 07.03.2019, VI-3 Kart 166/17 [V], S. 45 ff.). Das gleiche gilt für Grundstücke, die analog zu den Anlagen im Bau nicht der kalkulatorischen Abschreibung unterliegen. 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, Beschl. 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 2-6** aufgeführten Vermögenswerte und Kapitalpositionen zu Grunde gelegt. Eine Übersicht über die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung findet sich ebenfalls in **Anlage 2-6**.

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.

Der Netzbetreiber hat immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software) zu historischen AK/HK im Anfangsbestand in Höhe von [REDACTED] und im Endbestand in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Weiterhin hat der Netzbetreiber geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau im Anfangsbestand in Höhe von [REDACTED] und im Endbestand in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht.

Aus den Angaben im Tabellenblatt B2d (Weiteres Anlagevermögen) ergeben sich jedoch folgende Bestände:

Anlage Aufwandsparameter

	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)	geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau
Anfangsbestand zum 01.01.2021	██████████	██████████
Endbestand zum 31.12.2021	██████████	██████████

Die Beschlusskammer bringt die Werte des Weiteren Anlagevermögens aus dem Tabellenblatt B2d zum Ansatz.

Die berücksichtigungsfähigen Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Altanlagen und die Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Neuanlagen ergeben sich aus **Anlage 2-6**.

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, Beschl. v. 25.04.2017, EnVR 17/16, Rn. 46 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, d.h. für die Durchführung des Netzbetriebes erforderlich sind. Bei der i.S.d. §§ 4 ff. StromNEV zu erstellenden kalkulatorischen Rechnung ist also das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit maßgeblich.

Dies gilt ebenso bei der Überprüfung der von Verpächtern und Dienstleistern angesetzten Beständen. Hierbei sind das anerkennungsfähige Finanz- und Umlaufvermögen für Pächter- und Verpächterunternehmen sowie für dienstleistende Unternehmen separat nach den Maßstäben der StromNEV zu ermitteln (Vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 11.11.2015, VI-3 Kart 16/13, Rn. 70ff., juris; OLG Düsseldorf, Beschl. v. 04.07.2018, VI-3 Kart 82/15 (V), Rn. 152, juris; BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 43 f.).

Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nach gefestigter Rechtsprechung nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i.R.d. nach § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden (BGH, Beschl. v. 25.4.2017, EnVR 57/15, Rn. 14 mwN, 31). Diese gilt ebenso für bilanzrechtliche Ausgleichsbuchungen wie beispielsweise dem Kapitalverrechnungsposten. Allein der bilanzielle Ansatz ist für den Nachweis der Betriebsnotwendigkeit nicht maßgebend (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, EnVR 6/08, Rn. 45).

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

Kürzungen bei Finanzanlagen und beim Umlaufvermögen haben auch 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. 32 f., 44.).

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. Entsprechend muss auch das Finanzanlage- und Umlaufvermögen 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. Gleiches gilt auch für Bestandspositionen in der Bilanz (vgl. BGH, Beschl. v. 10.11.2015, EnVR 26/14, Rn. 20).

1.3.1.3.1. Finanzanlagen

Finanzanlagen sind nur berücksichtigungsfähig, wenn diese für den Betrieb des Netzes notwendig sind, § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV. Die Betriebsnotwendigkeit hat der Netzbetreiber nachvollziehbar darzulegen (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 8 ff.; BGH, Beschl. v. 06.07.2021, EnVR 45/20, Rn. 9).

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).

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

1.3.1.3.2. Umlaufvermögen

Das Umlaufvermögen umfasst umlaufende bzw. umzusetzende Vermögensgegenstände. Der Bestand dieser Vermögensgegenstände ändert sich häufig durch Zu- und Abgänge. Im Gegensatz zum Anlagevermögen, welches dauerhaft dem Ge-

schäftsbetrieb dient, befindet sich das Umlaufvermögen nur kurze Zeit im Unternehmen (vgl. die ständige Rechtsprechung des BFH: Urt. v. 31.05.2001, IV R 73/00, Rn. 10, juris; Urt. v. 28.05.1998, XR 80/94, Rn. 30, juris).

Nach der Rechtsprechung des Kartellsenats des BGH „ist eine Korrektur der Bilanzwerte des Umlaufvermögens nach dem Maßstab der Betriebsnotwendigkeit vorzunehmen. Die Umstände, aus denen sich die Betriebsnotwendigkeit ergibt, hat der Netzbetreiber [...] darzulegen und zu beweisen“ (BGH, Beschl. v. 10.11.2015, EnVR 26/14, Rn. 20).

Bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen kann davon ausgegangen werden, dass diese in der Regel möglichst effizient wirtschaften und die liquiden Mittel bzw. Forderungsbestände somit effizient und betriebsnotwendig sind. Bei den Betreibern von Stromversorgungsnetzen handelt es sich jedoch nicht um im Wettbewerb stehende Unternehmen, so dass ein Beweis des ersten Anscheins nicht hinreichend sein kann, da die Vorhaltung liquider Mittel in diesen Fällen nicht zwingend im Hinblick auf den Netzbetrieb erfolgt.

Der Nachweis der Betriebsnotwendigkeit ist dabei nicht schon dadurch erbracht, dass etwa die Aktivierung einer Forderung zulässig und die Zuordnung zum Tätigkeitsabschluss sachgerecht ist. Bei Forderungen aus Lieferungen und Leistungen – im Falle eines Netzbetreibers also Forderungen aus Netzentgelten – ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Forderung eine netzbezogene Leistungserbringung vorhergeht. Bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitals ist hinsichtlich der Betriebsnotwendigkeit nicht nur der Grund für die Kapitalbindung, sondern auch die Dauer der Kapitalbindung relevant. Ziel eines im Wettbewerb stehenden Unternehmens ist es in der Regel, den Bestand an Forderungen möglichst gering zu halten. Werden Forderungen ohne sachlichen Grund nicht liquidiert, kann grundsätzlich nicht von einer Betriebsnotwendigkeit ausgegangen werden.

Ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ist ineffizient. Grundsätzlich verursacht vorgehaltenes Umlaufvermögen Kapitalkosten wie jedes andere Betriebsmittel auch. Eine effiziente Vorhaltung ist insbesondere deshalb geboten, weil Umlaufvermögen in Gestalt von Vorräten und Kundenforderungen keine unmittelbaren Erträge erwirt-

schaftet 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.

1.3.1.3.2.1. Vorräte

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

Die Vorräte werden in tatsächlicher Höhe berücksichtigt.

1.3.1.3.2.2. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

1.3.1.3.2.2.1. Forderungen aus Umlagen

In den Forderungen und Verbindlichkeiten der Bilanz eines Netzbetreibers sind u.a. Beträge enthalten, die auf die Zahlungen aufgrund des EEG, des KWKG, der Offshore-Netzumlage und der § 19-Umlage zurückzuführen sind. Der Netzbetreiber fungiert hier praktisch als Zahlungsdrehscheibe.

Gemäß § 20 Abs. 2 S. 2 AbLaV gibt es ab der vierten Regulierungsperiode keine Umlage mehr aus der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Gleichwohl sind auch die Forderungen aus der AbLaV-Umlage weiterhin zu streichen, da es keinen Unterschied macht, ob die Forderungen und Verbindlichkeiten kein Bestandteil des eigentlichen Netzbetriebs sind oder schon gar nicht mehr anfallen.

Die Forderungen aus den genannten Umlagen in Höhe von [REDACTED] im Anfangsbestand und [REDACTED] im Endbestand, wie auch die entsprechenden Verbindlichkeiten in Höhe von [REDACTED] im Anfangsbestand und [REDACTED] im Endbestand, werden gekürzt. Diese Forderungen und Verbindlichkeiten sind kein Bestandteil des eigentlichen Netzbetriebs und sind daher zu kürzen (vgl. zum EEG-Ausgleichsmechanismus BGH, Beschl. v. 06.07.2021, EnVR 44/20, Rn. 10 ff.).

1.3.1.3.2.2. Forderungen aus Netzentgelten

Forderungen aus Netzentgelten sind nur dann anererkennungsfähig, wenn sich diese im Rahmen einer effizienten Betriebsführung als effizient und betriebsnotwendig erweisen.

Ausweislich § 8 Nr. 6 des Netznutzungsvertrags/Lieferantenrahmenvertrags (NNV/LRV) erfolgt die Abrechnung der RLM-Marktllokationen nach dem Jahresleistungspreissystem monatlich vorläufig und nachschüssig auf Grundlage der Messwerte des jeweiligen Monats. Sofern im betreffenden Abrechnungsmonat eine höhere als die bisher im Abrechnungszeitraum erreichte Maximalleistung auftritt, erfolgt in diesem Abrechnungsmonat oder am Ende des Abrechnungszeitraums eine Nachberechnung der Differenz zwischen der bisher berechneten und neuen Maximalleistung für die vorausgegangenen Monate des aktuellen Abrechnungszeitraums. Rechnungen und Abschlagsberechnungen werden gemäß § 8 Nr. 12 NNV/LRV zu dem vom Netzbetreiber angegebenen Zeitpunkt fällig, frühestens jedoch zehn Werktage nach Zugang der Zahlungsaufforderung.

Ausweislich des § 8 Nr. 10 NNV/LRV ist der Netzbetreiber berechtigt, für Marktllokationen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, die mit Zählerstandsgangmessung oder einer anderen Form der Arbeitsmessung (SLP-Kunden) ausgestattet sind, monatliche nachschüssige Abschlagszahlungen für die Netzentgelte zu verlangen. Ändern sich die für die Berechnung der Abschlagszahlungen relevanten Parameter, können die Vertragspartner auch unterjährig eine Anpassung der Abschlagszahlungen verlangen. Hier gilt ebenso § 8 Nr. 12 NNV/LRV, wonach Rechnungen und Abschlagsberechnungen zu dem vom Netzbetreiber angegebenen Zeitpunkt fällig werden, frühestens jedoch zehn Werktage nach Zugang der Zahlungsaufforderung.

Die Netzentgelte werden somit den Kunden ex post im Folgemonat für den vorangegangenen Monat mit einem Zahlungsziel von mindestens zehn Werktagen in Rechnung gestellt. Da der Netzbetreiber zum Ende des Monats die Netzentgelte fakturiert, können bei effizientem Forderungsmanagement entsprechend des NNV/LRV der GPKE keine höheren Forderungsbestände auflaufen, als sie höchstens 1/24 der Erlösbergrenze des Jahres 2021 an Marktllokationen mit und ohne

Leistungsmessung entsprechen. Gleiches gilt für die Forderungen aus Sonderentgelten sowie die Forderungen aus dem konventionellen Messstellenbetrieb inkl. Messung.

Die Forderungen aus Netzentgelten sowie den Entgelten für den konventionellen Messstellenbetrieb inkl. Messung im Jahresmittel werden in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt.

1.3.1.3.2.2.3. Sonstige Forderungen

Der Netzbetreiber hat in seiner Bilanz sonstige Forderungen aus Lieferung und Leistungen, sonstige Forderungen gegen verbundene Unternehmen und sonstige Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht in Höhe von insgesamt [REDACTED] im Anfangsbestand und [REDACTED] im Endbestand ausgewiesen. Hierbei handelt es sich nach dem Bericht nach § 6 Abs.1 S.2 ARegV i.V.m. § 28 StromNEV um Forderungen aus Netzentgelten. Die Forderungen aus Netzentgelten wurden unter den Ziffern 5.2.1.6 und 5.2.2.6 (Forderungen gegenüber Netzkunden angesetzt) und entsprechend den Ausführungen unter Punkt 1.2.1.3.2.2.2 „Forderungen aus Netzentgelten“ berücksichtigt.

1.3.1.3.2.2.4. Sonstige Vermögensgegenstände

Der Netzbetreiber macht sonstige Vermögensgegenstände im Anfangsbestand in Höhe von [REDACTED] und im Endbestand in Höhe von [REDACTED] geltend. Für die sonstigen Vermögensgegenstände wurde eine Betriebsnotwendigkeit nicht nachgewiesen. Diese finden daher bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals keine Berücksichtigung.

1.3.1.3.2.3. Liquiditätsnahe Forderungen und Kasse

Der Netzbetreiber hat [REDACTED] geltend gemacht.

1.3.1.3.2.4. Zu berücksichtigendes Umlaufvermögen

Das Umlaufvermögen wird somit in Höhe von [REDACTED] im Anfangsbestand und in Höhe von [REDACTED] im Endbestand berücksichtigt.

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

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

1.3.1.4.1. Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil

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

Rechtsgrundlage für die Bildung des Sonderpostens mit Rücklageanteil war § 247 Abs. 3 HGB a.F. Passivposten, die für Zwecke der Steuern vom Einkommen und vom Ertrag zulässig sind, dürfen in der Bilanz gebildet werden. Sie sind als Sonderposten mit Rücklageanteil auszuweisen und nach Maßgabe des Steuerrechts aufzulösen. Einer Rückstellung bedarf es insoweit nicht. Nach Art. 66 Abs. 5 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 14,00 % (Messzahl: 3,5%; durchschnittlicher Hebesatz Deutschland: 400 %). Daraus ergibt sich ein als Richtwert anzusetzender Steuerfaktor von 29,825 %. Dieser kann jedoch je nach Gewerbesteuerhebesatz des Netzbetreibers variieren.

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

1.3.1.4.2. Latente Steuern

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

1.3.1.4.3. 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.

1.3.1.4.3.1. 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.

1.3.1.4.3.1.1. Rückstellungen für EEG und KWKG

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 (vgl. zum EEG-Ausgleichsmechanismus BGH, Beschl. v. 06.07.2021, EnVR 44/20, Rn. 10 ff.). Entsprechend darf diese Position in den Netzkosten keine Berücksichtigung finden. Dasselbe gilt für KWKG-Ausgleichszahlungen. Die vom Netzbetreiber berücksichtigten Rückstellungsbestände werden in Höhe von ██████ im Anfangsbestand (31.12.2020) und in Höhe von ██████ im Endbestand (31.12.2021) im Abzugskapital gekürzt.

1.3.1.4.3.1.2. Rückstellungen für sonstige Umlagen

Der Netzbetreiber hat Rückstellungsbestände für den Offshore-Belastungsausgleich, die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV und § 17f EnWG berücksichtigt. Die Rückstellungsbestände werden von der Beschlusskammer nicht im Abzugskapital berücksichtigt, da es sich dabei um einen durchlaufenden Posten handelt bzw. die Umlage nach § 18 AbLaV ab der vierten Regulierungsperiode ohnehin entfällt. Die Umsetzung der Umlage ist nicht Bestandteil des originären Netzgeschäfts. Entsprechend darf diese Position in den Netzkosten keine Berücksichtigung finden. Die vom

Netzbetreiber berücksichtigten Rückstellungsbestände werden in Höhe von [REDACTED] € im Anfangsbestand (31.12.2020) und in Höhe von [REDACTED] im Endbestand (31.12.2021) im Abzugskapital gekürzt.

1.3.1.4.3.1.3. Verbindlichkeiten

Der Netzbetreiber weist im Jahresabschluss sonstige Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung, sonstige Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und sonstige Verbindlichkeiten in Höhe von insgesamt [REDACTED] im Anfangsbestand (31.12.2020) und in Höhe von insgesamt [REDACTED] im Endbestand (31.12.2021) aus. Im Tabellenblatt B1. (Kalkulatorisches Eigenkapital und kalkulatorische Gewerbesteuer) hat der Netzbetreiber dagegen lediglich Verbindlichkeiten im Anfangsbestand in Höhe von [REDACTED] und im Endbestand in Höhe von [REDACTED] angesetzt. Die Beschlusskammer bringt die Werte aus dem Jahresabschluss zum Ansatz, da seitens des Netzbetreibers nicht dargelegt wurde, warum geringere Beträge im Tabellenblatt B1. (Kalkulatorisches Eigenkapital und kalkulatorische Gewerbesteuer) berücksichtigt wurden. Die Position 13.7. wurde somit im Anfangsbestand um [REDACTED] und im Endbestand um [REDACTED] erhöht.

1.3.1.4.3.2. Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten sowie Investitionszuschüsse

Die Position beinhaltet den Restwert der erhaltenen Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge. Nach § 9 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 StromNEV ist die aktive Absetzung von Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht zulässig. Die erhaltenen Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge sind zu passivieren und über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen. Gleiches gilt für Investitionszuschüsse (BGH, Beschl. v. 10.11.2015, EnVR 26/14, Rn. 6 ff.).

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, Beschl. v. 10.11.2015, EnVR 42/14.).

Aus den Eingaben im Tabellenblatt B3 (Auflösung von Baukostenzuschüssen/Netzanschlusskostenbeiträgen/Investitionszuschüssen in Verbindung mit der StromNEV) ergibt sich ein Anfangsbestand in Höhe von [REDACTED] und ein Endbestand in Höhe von [REDACTED]. Die Beschlusskammer bringt die Werte aus dem Tabellenblatt B3 zum Ansatz.

1.3.1.4.4. Verzinsliches Fremdkapital

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

1.3.1.5. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 6 StromNEV (BNV I) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 6 StromNEV (BNEK I)

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

Abzüglich des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil, des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals ergibt sich das betriebsnotwendige Eigenkapital nach § 6 StromNEV (BNEK I) aus **Anlage 2-6**.

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

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 kalku-

latorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten maximal mit einem Anteil von 40 % in die Bestimmung der Basis der Eigenkapitalzinsen einfließen. Da die Fremdkapitalquote die Differenz zwischen 100 % und der Eigenkapitalquote ist (§ 6 Abs. 2 S. 5 StromNEV), müssen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend mit mindestens 60 % gewichtet werden.

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

Unter Zugrundelegung dieser Eigenkapitalquote ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen gemäß § 7 StromNEV (*BNV II*) aus **Anlage 2-6**. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (*BNEK II*) ergibt sich aus **Anlage 2-6**.

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 2-6**.

1.3.5. Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 20.10.2021, unter dem Aktenzeichen BK4-21-055, den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 5,07 % und für Altanlagen auf 3,51 % vor Steuer festgelegt.

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

$$\begin{aligned} & \text{BNEK II} \leq 40\% * \text{Anteil SAVneu} * 5,07\% \\ & + \text{BNEK II} \leq 40\% * \text{Anteil SAValt} * 3,51\% \end{aligned}$$

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 zwei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen.

Im Einzelnen ergeben sich die Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“ und aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“¹. Bei der Bestimmung des gewichteten Durchschnitts wird der Durchschnitt der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“ einfach gewichtet und der Durchschnitt der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ zweifach gewichtet (vgl. § 7 Abs. 7 S. 2 StromNEV).

Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

¹ Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

Jahr	Anleihen der öffentlichen Hand insgesamt [in %]	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) [in %]	Gewichteter Ø Reihen [in %]
2012	1,3	3,7	
2013	1,3	3,4	
2014	1,0	2,9	
2015	0,4	2,4	
2016	0,0	2,1	
2017	0,2	1,7	
2018	0,3	2,5	
2019	- 0,2	2,5	
2020	- 0,4	1,7	
2021	- 0,3	0,9	
Ø 10 Jahre	0,36	2,38	1,71

Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2012 bis 2021 ein durchschnittlicher Zinssatz von 1,71 % ab.

1.3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Bis zu der zu Grunde zu legenden Eigenkapitalquote von 40 % ergibt sich die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (*BNEK II*) aus **Anlage 2-6**. Für das die Quote von 40 % übersteigende betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (*BNEK II*) ergibt sich die Verzinsung aus **Anlage 2-6**.

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 anererkennungsfähige 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, Beschl. v. 14.08.2008, KVR 34/07, Rn. 86 ff.).

Entsprechend einem rein kalkulatorischen Ansatz wird auf die zusätzliche Berücksichtigung von weiteren Zurechnungen und Kürzungen bei der Bemessungsgrundlage verzichtet (BGH, Beschl. v. 25.09.2008, EnVR 81/07, Rn. 23).

Eine zusätzliche Bereinigung der Eigenkapitalverzinsung um die Gewerbesteuer ("Im-Hundert- Rechnung") kommt nicht in Betracht (BGH, Beschl. v. 10.11.2015, EnVR 26/14, Rn. 46.).

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 3,51\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 5,07\% * + BNEK II > 40\% * 1,71\%] * Hebesatz * Messzahl$$

berechnet. Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in **Anlage 2-6** ausgewiesen.

1.5. **Kostenmindernde Erlöse und Erträge**

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. **Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen (GK-Ziffer 5.3.1/ GuV-Ziffer 4.1.)**

Ausgehend von seiner Gewinn- und Verlustrechnung des Jahres 2021 hat der Netzbetreiber im Rahmen der Überleitung eine Kürzung der Erträge aus der Auflösung

von Rückstellungen in Höhe von [REDACTED] vorgenommen. Mit Schreiben vom 16.09.2022 teilte der Netzbetreiber mit, dass die Rückstellungsaufhebungen keinen Werteverbrauch oder Wertezuwachs umfassen würden, der durch die Erfüllung der eigentlich betrieblichen Tätigkeit verursacht sei. Dabei handelt es sich um Rückstellungsaufhebungen für Personal, Prüfungskosten, sonstige Prozesskosten und Gebühren sowie Versicherungen. Der Netzbetreiber hat nicht nachvollziehbar dargelegt, dass es hierbei um einen fehlenden Bezug zur betrieblichen Tätigkeit handelt zumal die Rückstellungsaufhebungen in der Gewinn- und Verlustrechnung der Tätigkeit Elektrizitätsverteilung zugeordnet wurden.

Die Kürzung der Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen in Höhe von [REDACTED] wurden nicht anerkannt.

1.5.2. Erlöse aus Anlagenabgängen (GK-Ziffer 5.3.4. / GuV-Ziffer 4.4.)

Ausgehend von seiner Gewinn- und Verlustrechnung des Jahres 2021 hat der Netzbetreiber im Rahmen der Überleitung eine Kürzung der Erträge aus Anlagenabgängen in Höhe von [REDACTED] vorgenommen. Mit Schreiben vom 16.09.2022 teilte der Netzbetreiber mit, dass diese Kürzung korrigiert worden sei. Der aktuelle und der Prüfung zugrundeliegende Erhebungsbogen beinhaltet jedoch im Tabellenblatt „A1.a. Gewinn- und Verlustrechnung der Jahre 2017 bis 2021 sowie Überleitung von der handelsrechtlichen Gewinn- und Verlustrechnung 2021“ die Kürzung der Erträge aus Anlagenabgängen in Höhe von [REDACTED]

Die Kürzung der Erträge aus Anlagenabgängen wurde nicht anerkannt.

1.5.3. andere sonstige betriebliche Erträge (GK-Ziffer 5.3.5. / GuV-Ziffer 4-5.)

Ausgehend von seiner Gewinn- und Verlustrechnung des Jahres 2021 hat der Netzbetreiber im Rahmen der Überleitung eine Kürzung der anderen sonstigen betrieblichen Erträge in Höhe von [REDACTED] vorgenommen. Mit Schreiben vom 16.09.2022 teilte der Netzbetreiber mit, dass außerordentliche Erträge keinen wiederkehrenden Charakter hätten und kein Bestandteil der gewöhnlichen Netztätigkeit seien. Nach

§ 6 ARegV erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Da die außerordentlichen Erträge in der Gewinn- und Verlustrechnung des Kalenderjahres 2021 der Tätigkeit Elektrizitätsverteilung zugeordnet wurden sind diese im Ausgangsniveau anzusetzen.

Die Kürzung der Erträge in Höhe von [REDACTED] wurde nicht anerkannt.

1.5.4. Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen (GK-Ziffer 5.7.71.17. / GuV-Ziffer 1.17.) und Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen (GK-Ziffer 5.7.8.1.18. / GuV-Ziffer 11.8.)

Der Netzbetreiber hat Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen in Höhe von [REDACTED] und Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen in Höhe von [REDACTED] angesetzt. Entsprechend den Angaben im Tabellenblatt B3. „Auflösung von Baukostenzuschüssen/Netzanschlusskostenbeiträgen/Investitionszuschüssen in Verbindung mit der StromNEV“ waren die Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen in Höhe von [REDACTED] und Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen in Höhe von [REDACTED] anzusetzen.

jährliche Auflösungen					
Baukosten- zuschüsse EHB [EUR]	Baukosten- zuschüsse BNetzA [EUR]	Netz- anschluss- kosten- beiträge EHB [EUR]	Netz- anschluss- kosten- beiträge BNetzA [EUR]	Anerkannter Betrag EHB [EUR]	Anerkannter Betrag BNetzA [EUR]
[REDACTED]				1.393.004	1.393.004

1.5.5. Sonstige Erlöse (GK-Ziffer 5.7.10. / GuV-Ziffer 1.20.)

Der Netzbetreiber hat sonstige Erlöse in Höhe von [REDACTED] angegeben. Mit Schreiben vom 16.09.2022 teilte der Netzbetreiber mit, dass er in dieser Position Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie in Höhe von [REDACTED] als negativen Ertrag berücksichtigt habe (siehe Ausführungen zu Punkt 1.1.1.). Die Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie in Höhe von [REDACTED] wurden der Position 1.1.1.1. „Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie“ zugeordnet und wurden daher an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

Insgesamt ergeben sich somit anerkennungsfähige sonstige Erlöse in Höhe von

1.6. Überlassene Netzinfrastruktur und Dienstleistungen

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.

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. Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH – Dienstleister 1

Der Netzbetreiber hat von der Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH Dienstleistungen bezogen. Die hierfür zu berücksichtigenden Kosten und Erlöse ergeben sich aus **Anlage 2-1-DL1 bis 2-6-DL1** - Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH. Im Einzelnen wurden bei dem Dienstleister folgende Kürzungen vorgenommen:

1.6.1.1. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (GK-Ziffer 1.3. / GuV-Ziffer 13.)

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

Dabei wird auf die Kreditbedingungen im Zeitpunkt der Aufnahme des jeweiligen Kredites abgestellt. Zwar kann es vorkommen, dass eine Kreditaufnahme sich im Zeitverlauf als nicht vorteilhaft erweist, weil das Marktzinsniveau nach der Kreditaufnahme gesunken ist. Ex ante ist aber eine solche Entwicklung in der Regel nicht

sicher erkennbar. Im Zweifel hat der Netzbetreiber darzulegen, dass seine individuellen Kreditkonditionen im Zeitpunkt der Kreditaufnahme den damals gültigen Kreditkonditionen entsprachen.

Zur Prüfung der Angemessenheit hat die Beschlusskammer eine Plausibilisierungszinssatzreihe verwendet. Zur Plausibilisierung hat die Beschlusskammer die Jahreszinssatzreihe für Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs), wie sie von der Deutschen Bundesbank veröffentlicht wird, herangezogen. Die im Tabellenblatt „A4. Darlehenspiegel des Jahres 2021“ von dem Netzbetreiber eingetragenen Beträge für Zinsen und ähnliche Aufwendungen werden mit Hilfe der vorgenannten jahresindividuellen Zinssatzreihe plausibilisiert.

Jahr	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)
2011	4,3%
2012	3,7%
2013	3,4%
2014	2,9%
2015	2,4%
2016	2,1%
2017	1,7%
2018	2,5%
2019	2,5%
2020	1,7%
2021	0,9%

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

Die verwendete Plausibilisierungszinsreihe „Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ beinhaltet auch Anleihen von Unternehmen, die über ein tendenziell schlechteres Rating verfügen und einer deutlich höheren Risikobewertung unterliegen als Netzbetreiber, die aufgrund ihrer Monopoleigenschaft und des kapitalintensiven Geschäfts in der Regel eine hohe Bonität und geringe Risikobewertung aufweisen.

Daher wird der jeweilige von der Beschlusskammer ermittelte Referenzzinssatz zur Bestimmung der anzuerkennenden Fremdkapitalzinsen verwendet. Der Netzbetreiber hat nicht nachgewiesen, dass die von ihm angesetzten Fremdkapitalzinsen kapitalmarktüblich sind. Dies hätte er z.B. durch die Vorlage von Vergleichsangeboten

oder durch Verweis auf konkrete Zinsreihen der deutschen Bundesbank, die der Laufzeit, Kredithöhe und dem genauen Zeitpunkt der Kreditaufnahme entsprechen, darlegen können.

Lfd. Nr.	Gläubiger	Betrag	Auszahlungsdatum	Zinssatz 2021	Restschuld 01.01.2021	Tilgung 2021	Zinsen 2021	Restschuld 31.12.2021	Referenzzinssatz	Anzuwendender Zinssatz	Anerkannte Zinsen 2021
2											
5											
15											
22											

Um die durchschnittliche Zinsbelastung des Kalenderjahres 2021 festzustellen, wird anhand der Angaben im Tabellenblatt „A4. Darlehenspiegel des Jahres 2021“ das durchschnittlich gebundene Kapital des Kalenderjahres 2021 für das jeweilige Darlehen herangezogen und mit dem Referenzzinssatz bewertet. Die geltend gemachten aufwandsgleichen Kosten werden daher um [REDACTED]

1.6.1.2. Rechts- und Beratungskosten (GK-Ziffer 1.5.5. / GuV-Ziffer 8.5.)

Für Rechts- und Beratungskosten wurden seitens des Netzbetreibers [REDACTED] angesetzt. Hierin enthalten sind unter anderem [REDACTED] für Beratungsleistungen im Zusammenhang mit der [REDACTED] [REDACTED] für Beratungen im Bereich [REDACTED] und [REDACTED] für betriebswirtschaftliche Beratungen der [REDACTED]

Nach § 4 Abs. 5a StromNEV sind die Kosten maximal in der Höhe anzusetzen, wie sie anfallen würden, wenn der Netzbetreiber die jeweilige Leistung selbst erbringen würde. Nach Ansicht der Beschlusskammer sind die Kosten im Zusammenhang mit

der [REDACTED] beim Dienstleister daher nicht berücksichtigungsfähig. Diese Kosten fielen nach Ansicht der Beschlusskammer nicht an, wenn der Netzbetreiber die Dienstleistung nicht beziehen, sondern selbst erbringen würde.

Mit Schreiben vom 18.08.2022 wurde der Netzbetreiber gebeten, die Beratungsleistungen für [REDACTED] und die betriebswirtschaftlichen Beratungen der [REDACTED] zu erläutern. Der Netzbetreiber teilte mit Schreiben vom 16.09.2022 mit, dass es sich bei den [REDACTED] um allgemeine [REDACTED] handeln würde und die betriebswirtschaftliche Beratung der [REDACTED] im Zusammenhang der [REDACTED] im [REDACTED] angefallen sei.

Neben den beim Netzbetreiber selbst anfallenden Rechts- und Beratungskosten leistet die Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH - gemäß dem [REDACTED] Nach dem [REDACTED] gehören hierzu [REDACTED]

[REDACTED] wie auch [REDACTED] Es ist gegenwärtig nicht ersichtlich, warum darüber hinaus Aufwendungen für weitere allgemeine [REDACTED] dem Netzbetrieb zugeordnet werden bzw. inwieweit diese für den Netzbetrieb betriebsnotwendig ist.

Darüber hinaus ist auch die Betriebsnotwendigkeit der Aufwendungen für die betriebswirtschaftliche Beratung der [REDACTED] im [REDACTED] zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ausreichend dargelegt worden.

Die Rechts- und Beratungskosten waren somit insgesamt in Höhe von [REDACTED] zu kürzen.

1.6.1.3. Kalkulatorische Abschreibungen

Die zu berücksichtigenden kalkulatorischen Abschreibungen ergeben sich aus den Anlagen 2-2-DL1 bis 2-5-DL1 - Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH.

1.6.1.4. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorische Gewerbesteuer

Die zu berücksichtigende kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und die kalkulatorische Gewerbesteuer ergibt sich aus der Anlage 2-6-DL1 - Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH.

1.6.1.4.1. Forderungen gegen ein Cash-Pooling-System

Die Forderungen gegen ein Cash-Pooling-System sind nicht betriebsnotwendig, weil es sich um überschüssige Liquidität des Dienstleisters Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH handelt, die dem Cash-Pool zur Verfügung gestellt wurde und somit in anderen Konzerngesellschaften außerhalb des Netzbetriebs eingesetzt und verzinst wird. Die Forderungen, die insbesondere in der Position 5.2.2.7. „Sonstiges“ ausgewiesen werden, finden daher bei der Ermittlung des Eigenkapitals keine Berücksichtigung.

1.6.1.4.2. Gewinnabführung

Die Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH weist im Jahresabschluss einen aufgrund eines Gewinnabführungsvertrags abgeführten Gewinn in Höhe von 440.752 € im Anfangsbestand (31.12.2020) und 544.149 € im Endbestand (31.12.2021) aus. Es handelt sich dabei um Verbindlichkeiten, die aus dem mit der Stadtwerke Bonn GmbH geschlossenen Gewinnabführungsvertrag resultieren. § 7 Abs. 1 S. 2, 2. HS 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.

Damit ist eine Verbindlichkeit aus einem Gewinnabführungsvertrag im Abzugskapital oder als verzinsliches Fremdkapital (im Falle von in Vorjahren entstandenen Verbindlichkeiten, sofern eine Verzinsung vereinbart wurde) zu berücksichtigen (vgl. BGH, Beschl. v. 29.01.2019, EnVR 63/17). Vorliegend hat die Beschlusskammer eine Hinzurechnung zu den Verbindlichkeiten unter Position 13.7. vorgenommen.

1.6.1.4.3. Negative Eigenkapitalverzinsung

Die negative Eigenkapitalverzinsung stellt lediglich einen „rechnerischen Zwischenschritt“ dar. In der Gesamtschau erhält der Netzbetreiber eine positive Eigenkapitalverzinsung (BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 45). Die hierbei von der Beschlusskammer gewählte Methode zur Berechnung der Verzinsung des negativen Eigenkapitals wurde vom Bundesgerichtshof bestätigt (BGH, Beschl. v. 25.04.2017, EnVR 57/15, Rn. 32 ff.; BGH, Beschl. v. 29.01.2019, EnVR 67/17 Rn.16 ff.).

1.6.1.5. Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen (GK-Ziffer 5.3.1. / GuV-Ziffer 4.2.)

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Gewinn- und Verlustrechnung des Jahres 2021 im Rahmen der Überleitung eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] vorgenommen. Mit Schreiben vom 16.09.2022 teilte der Netzbetreiber mit, dass Rückstellungsaufhebungen keinen Werteverbrauch oder Wertezuwachs umfassen würden, der durch die Erfüllung der eigentlichen betrieblichen Tätigkeit verursacht wird. Dementsprechend würde es an einer Grundlage für die Kostenkalkulation fehlen. Der Netzbetreiber hat nicht erläutert, warum die Auflösung dieser Rückstellung nicht im Zusammenhang mit der betrieblichen Tätigkeit steht. Die Beschlusskammer geht zunächst grundsätzlich davon aus, dass die testierten Aufwendungen und Erlöse für den Dienstleistungsbereich der Elektrizitätsverteilung im Zusammenhang mit der betrieblichen Tätigkeit stehen. Die Kürzung der Erträge aus der Rückstellungsaufhebung in Höhe von [REDACTED] ist nicht anerkennungsfähig.

1.6.1.6. andere sonstige betriebliche Erträge (GK-Ziffer 5.3.5. / GuV-Ziffer 4.5.)

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Gewinn- und Verlustrechnung des Jahres 2021 im Rahmen der Überleitung eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] vorgenommen. Mit Schreiben vom 16.09.2022 teilte der Netzbetreiber mit, dass außerordentliche Erträge Besonderheiten des Geschäftsjahres seien, da diese keinen wiederkehrenden Charakter hätten. Der Netzbetreiber hat nicht erläutert, warum diese Erträge außerordentlich sein sollen. Die Beschlusskammer geht grundsätzlich da-

von aus, dass die testierten Aufwendungen und Erlöse für den Dienstleistungsbereich der Elektrizitätsverteilung als Kalkulationsgrundlage heranzuziehen sind. Die Kürzung der Erträge in Höhe von [REDACTED] ist nicht anerkennungsfähig.

1.6.1.7. **sonstige Erlöse (GK-Ziffer 5.7.10. / GuV-Ziffer 1.20.)**

Der Netzbetreiber hatte negative Erlöse in Höhe von [REDACTED] aufgrund einer Auflösung von Ertragszuschüssen angesetzt. Mit Schreiben vom 16.09.2022 hatte der Netzbetreiber mitgeteilt, dass die Erlöse versehentlich mit dem falschen Vorzeichen eingetragen wurden. Die Ertragsposition wurde dahingehend um 2 x [REDACTED] korrigiert.

2. **Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile**

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 (2021) 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 2-7** zu entnehmen.

2.1. **Tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz und Versorgungsleistungen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV)**

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. Von dieser Regelung werden grundsätzlich nur jene Mitarbeiter erfasst, deren Kosten unmittelbar beim Netzbetreiber anfallen (vgl. BGH, Beschl. v. 18.10.2016, EnVR 27/15; BGH Beschl. v. 17.10.2017, EnVR 23/16; BGH, Beschl. v. 12.11.2019, EnVR 109/18, Rn. 50.).

Bei den geltend gemachten Kosten für übertarifliche Zulagen in Höhe von [REDACTED] die auf einer individualrechtlichen Vereinbarung beruhen, handelt es sich nicht um Kosten, die auf einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung beruhen.

Vielmehr macht der Netzbetreiber Kosten geltend, die einseitig gewährt werden (z.B. durch Unternehmensrichtlinie) und jederzeit wieder entzogen werden können, da ein arbeitsrechtlicher Anspruch auf Gewährung der Leistung nicht besteht. Derartige Kosten unterfallen nicht dem Anwendungsbereich von § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV, da hierdurch nur kollektivarbeitsrechtliche Vereinbarungen geschützt werden.

2.2. Betriebs- und Personalratstätigkeit (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 ARegV)

Der Netzbetreiber hat Kosten für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit (§ 11 Abs. 2 Nr. 10 ARegV) Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt. Dabei entfallen [REDACTED] auf die Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen, [REDACTED] auf die kalkulatorischen Abschreibungen und [REDACTED] auf die Zinszuführungen zu Rückstellungen.

Die Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung beinhalten lediglich die Aufwendungen für die seitens des Dienstleisters Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH angefallenen Aufwendungen. Da in dieser Position keine Aufwendungen des Netzbetreibers selbst enthalten sind, können auch hierauf keine dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten des eigenen Betriebs- und Personalrats entfallen. Zudem sind Kosten die aus der Weiterverrechnung von Kosten aus einem Konzern- oder Gemeinschaftsbetriebsrat stammen nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 ARegV ansetzbar. Es sind nur solche Kosten bzw. Erlöse anerkennungsfähig die beim Netzbetreiber selbst entstehen bzw. durch die Entsendung von Mitarbeitern in den Betriebsrat entstehen.

Die Kapitalkosten werden in der Erlösobergrenze über den Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV bzw. dem Kapitalkostenaufschlag nach § 10 a ARegV berücksichtigt. Eine zusätzliche Berücksichtigung im Rahmen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ist nicht zulässig und würde zu einer Verfälschung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten gem. § 11 Abs. 3 ARegV führen. Nach § 11 Abs. 3 ARegV ergeben sich die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode aus den mit dem bereinigten

Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus und nach Abzug des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode. Im Kapitalkostenabzug sind die kalkulatorischen Abschreibungen bereits berücksichtigt. Eine Berücksichtigung der Kapitalkosten in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen würde die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile daher doppelt vermindern – zum einen im Rahmen des Abzugs des Kapitalkostenabzugs und zum anderen im Rahmen des Abzugs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Dies ist unzulässig. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten können nur aus aufwandsgleichen Kosten erwachsen.

Ebenfalls ist nicht ersichtlich inwieweit Aufwendungen aus der Betriebs- und Personalratstätigkeit in Zusammenhang mit Zinszuführungen zu Rückstellungen stehen können.

Die Kosten für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit (§ 11 Abs. 2 Nr. 10 ARegV) werden daher insgesamt in Höhe von [REDACTED] € gekürzt.

2.3. Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten (S. 1 Nr. 11)

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

Der Netzbetreiber hat Kosten für die Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (§ 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV) in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Dabei entfallen [REDACTED] auf die Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen und [REDACTED] auf die kalkulatorischen Abschreibungen.

Die Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung beinhalten lediglich die Aufwendungen für die seitens des Dienstleisters Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH angefallenen Aufwendungen. Da in dieser Position keine Aufwendungen des Netzbetreibers selbst enthalten sind, können auch hierauf keine dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten der eigenen Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen entfallen. Sofern es sich nicht um Kosten handelt, die unmittelbar beim Netzbetreiber anfallen, sondern die im Rahmen eines pauschalen Dienstleistungsentgelts verrechnet werden. Wäre es jedenfalls erforderlich, dass der Netzbetreiber die Kosten vereinbarungsgemäß vollständig übernommen hat, sodass sie sich strukturell wie eigene Kosten darstellen. Wenn hingegen ein pauschaler Gesamtpreis für ein Leistungspaket erbracht wird, in dem auch die Kosten für Aus- und Weiterbildung enthalten sind, so wirken diese nicht wie eigene Kosten und sind daher nicht anzuerkennen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 16.12.2020, VI-3 Kart 769/19 [V], Rn. 100).

Die Kapitalkosten werden in der Erlösobergrenze über den Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV bzw. dem Kapitalkostenaufschlag nach § 10 a ARegV berücksichtigt. Eine zusätzliche Berücksichtigung im Rahmen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ist nicht zulässig und würde zu einer Verfälschung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten gem. § 11 Abs. 3 ARegV führen. Nach § 11 Abs. 3 ARegV ergeben sich die vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode aus den mit dem bereinigten Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus und nach Abzug des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode. Im Kapitalkostenabzug sind die kalkulatorischen Kosten bereits berücksichtigt. Eine Berücksichtigung der kalkulatorischen Kosten in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen würde die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile daher doppelt vermindern – zum einen im Rahmen des Abzugs des Kapitalkostenabzugs und zum anderen im Rahmen des Abzugs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Dies ist unzulässig. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten können nicht aus kalkulatorischen Kosten erwachsen.

Die Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sind nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11 ARegV werden daher insgesamt in Höhe von [REDACTED] gekürzt.

2.4. Anteil dnbk an den Erträgen aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen

Entsprechend den Angaben im Tabellenblatt B3. „Auflösung von Baukostenzuschüssen/Netzanschlusskostenbeiträgen/Investitionszuschüssen in Verbindung mit der StromNEV“ waren die Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen in Höhe von [REDACTED] und Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen in Höhe von [REDACTED] anzusetzen. Der Anteil der dnbk an den Erträgen aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen wurde entsprechend angepasst

2.5. Aktivierte Eigenleistungen

Der Netzbetreiber hat im Rahmen der Stellungnahme vom 20.01.2023 angegeben, dass der Anteil an Personalzusatzkosten bei den aktivierten Eigenleistungen [REDACTED] beträgt.

Die Beschlusskammer berücksichtigt den Anteil an Personalzusatzkosten bei den aktivierten Eigenleistungen als Erlösposition im Rahmen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Dadurch werden die berücksichtigungsfähigen Beträge aus dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV um die entsprechenden Erlöse reduziert.

Nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV gelten Kosten oder Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2016 abgeschlossen worden sind, als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Daraus folgt, dass sowohl Kosten als auch Erlöse aus Personalzusatzkosten in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen Berücksichtigung finden müssen. Dabei stellen die aktivierten Eigenleis-

tungen eine Erlösposition dar, die im direkten Zusammenhang mit den Personalkosten steht und die aktivierten Personalkostenanteile in der Gewinn- und Verlustrechnung neutralisiert. Die in beiden Positionen enthaltenen Personalzusatzkosten sind daher im Basisjahr zu identifizieren, um im Effizienzvergleich die beeinflussbaren Kosten nach Abzug der Personalzusatzkosten und -erlöse auf der Kosten- und Erlösseite in der richtigen Höhe zu bestimmen.

Die Beschlusskammer hat diese Vorgehensweise bereits in den Hinweisen zur Anpassung der Erlösobergrenze 2020 angekündigt, im Basisjahr 2021 für die vierte Regulierungsperiode die Personalzusatzkosten in aktivierten Eigenleistungen als solche zu identifizieren und Doppelansätze zu korrigieren (Hinweise für Verteilernetzbetreiber Elektrizität zur Anpassung der Erlösobergrenze und zur Bildung der Netzentgelte für das Kalenderjahr 2020, Seite 9). Andernfalls käme es zu Verwerfungen bei der Anpassung der Erlösobergrenze in der vierten Regulierungsperiode.

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 kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 StromNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV.

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

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

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

An_i	=	Annuität der Anlagengruppe i
TNW_i	=	Tagesneuwert der Anlagengruppe i
Q	=	$1 + \text{Zinssatz}$
n_i	=	Nutzungsdauer der Anlagengruppe i

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

Durch die Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert.

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

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

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

40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Für das Eigenkapital sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 5 ARegV die nach § 7 Abs. 6 Strom-NEV für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzinssätze anzusetzen. Es wurde der Eigenkapitalzinssatz aus der Festlegung BK4-21-055 für Neuanlagen in Höhe von 5,07 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 2012 dar.

Jahr	Umlaufrendite	10-jahres-Mittel
2012	1,4%	
2013	1,4%	
2014	1,0%	
2015	0,5%	
2016	0,1%	
2017	0,3%	
2018	0,4%	
2019	-0,1%	
2020	-0,2%	
2021	-0,1%	0,47%

Quelle: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank

Für den hier relevanten Zeitraum 2012 bis 2021 leitet sich hieraus für die genannten festverzinslichen Papiere einen durchschnittlichen Zinssatz von 0,47 % 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 [%]
2011	95,2		
2012	97,1	0,020	
2013	98,5	0,014	
2014	99,5	0,010	

Anlage Aufwandsparemeter

Jahr	Index	Veränderungsrate	10-jahres-Mittel [%]
2015	100	0,005	
2016	100,5	0,005	
2017	102,0	0,015	
2018	103,8	0,018	
2019	105,3	0,014	
2020	105,8	0,005	
2021	109,1	0,031	
			1,38

Quelle: Statistisches Bundesamt ².

In der vorstehenden Tabelle sind die entsprechenden Werte seit dem Jahr 2011 dargestellt. Hieraus leitet sich für den Verbraucherpreisgesamtindex für den relevanten Zeitraum 2012 bis 2021 ein durchschnittlicher Wert von 1,38 % 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 3,69 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins_{real}) ein Wert von -0,92 %.

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 mit nachfolgender 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 1,15 %.

Das Ergebnis der Standardisierungsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 S. 1 ARegV ist in **Anlage 2-8** dargestellt.

² <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=61111-0001&start-jahr=1991#abreadcrumb> (Stand: 25.04.2022)

Netzbetreiberdaten	
Netzbetreiber:	Bonn-Netz GmbH
BNR:	10001858
NNR:	1
MaStR-Nr.:	SNB927498960503
Verfahren:	Regelverfahren
Effizienzwert:	100,00%
Basisjahr:	2021

Regulierungsdaten			
Jahr	Verbraucherpreis- gesamtindex nach § 8 ARegV [VPI]	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV [PF]	1 - kumulierter Verteilungsfaktor [1 - V]
2023	103,1		
2024	110,2	0,0000	0,8
2025	117,8	0,0000	0,6
2026	125,9	0,0000	0,4
2027	134,6	0,0000	0,2
2028	143,9	0,0000	0,0

Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen der 4. Regulierungsperiode (Übersicht)													
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	Zu- und Abschläge für die Auflösung des Regulierungs- kontos nach § 4 Abs. 4 Nr. 1a, § 5 Abs. 3 ARegV	Nicht zumutbare Härte nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV	Sonstiges
	$EO_t =$	$KA_{dnb,t}$	$+(KA_{vrb,t})$	$+(1-V_t)*KA_{b,t}$	$+ B_{e}/T$	$*(VPI_t/VPI_0)$	$- PF_t$	$+ KKA_t$	$+ Q_t$	$+(VK_P-VK_0)$	$+ S_t$	$+ NZH_t$	$+ S_{ot}$
2024	60.086.552 €	27.941.228 €	30.074.255 €	0 €	0 €	2.071.069 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
2025	61.462.954 €	27.941.228 €	29.356.128 €	0 €	0 €	4.185.597 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
2026	63.366.503 €	27.941.228 €	29.009.695 €	0 €	0 €	6.415.379 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
2027	65.241.985 €	27.941.228 €	26.571.382 €	0 €	0 €	8.729.375 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
2028	67.072.959 €	27.941.228 €	26.036.702 €	0 €	0 €	11.095.029 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €

Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen (detailliert)	Ausgangsbasis	2024	2025	2026	2027	2028
§ 6 Abs. 1 ARegV	Basisjahr	2021					
§§ 12-15 ARegV	Anzuwendender Effizienzwert	100,00%					
§ 12a ARegV	Anzuwendender Supereffizienzwert	0,00%					
	Ausgangsniveau	59.866.113 €					
§ 4 ARegV	Erlösobergrenze	EO ₀	60.086.552 €	61.482.954 €	63.366.503 €	65.241.985 €	67.072.959 €
§ 11 Abs. 2 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA _{nb}	27.941.228 €	27.941.228 €	27.941.228 €	27.941.228 €	27.941.228 €
	Summe Kosten bzw. Erlöse		29.334.233 €	29.334.233 €	29.334.233 €	29.334.233 €	29.334.233 €
Satz 1, Nr. 1	Gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Satz 1, Nr. 2	Konzeptionsgebühren		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Satz 1, Nr. 3	Betriebssteuern		34.042 €	34.042 €	34.042 €	34.042 €	34.042 €
Satz 1, Nr. 4	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen		25.900.693 €	25.900.693 €	25.900.693 €	25.900.693 €	25.900.693 €
Satz 1, Nr. 5	Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Abs. 1 SysStabV und der Nachrüstung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung gemäß § 21 SysStabV		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Satz 1, Nr. 6	Genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 21 ARegV, soweit sie nicht zu den Kosten nach § 17 Abs. 1, den §§ 17a und 17b, des § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 7 oder des Flächenentwicklungsplans nach § 5 WindSeeG gehören und soweit sie dem Inhalt der Genehmigung nach durchgeführt wurden sowie in der Regelungsperiode kostenwirksam sind und die Genehmigung nicht aufgehoben worden ist		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Satz 1, Nr. 6a	Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Satz 1, Nr. 7	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG, soweit diese nicht nach Nr. 6 berücksichtigt werden und soweit die Kosten bei effizientem Netzbetrieb entstehen		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Satz 1, Nr. 8	Verniederte Netzentgelte im Sinne von § 18 StromNEV, § 13 Abs. 2 ENFG und § 6 Abs. 4 und § 13 Abs. 5 KWKG 2023		314.559 €	314.559 €	314.559 €	314.559 €	314.559 €
Satz 1, Nr. 9	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnsatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2019 abgeschlossen worden sind						
Satz 1, Nr. 10	Im gesetzlichen Rahmen ausgiebige Betriebs- und Personalrationalität						
Satz 1, Nr. 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten für Kinder des im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen						
Satz 1, Nr. 12	Entscheidungen über die grenzüberschreitende Kostenaufteilung nach Artikel 12 der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1304/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L 115 vom 25.4.2013, S. 39), die zuletzt durch die Delegierte Verordnung (EU) 2020/359 (ABl. L 74 vom 11.3.2020, S. 1) geändert worden ist		0 €	9 €	0 €	0 €	0 €
Satz 1, Nr. 12a	Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV		0 €	9 €	0 €	0 €	0 €
Satz 1, Nr. 13	Aufwicklung von Netzanchlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 und 4 i. V. m. § 2 StromNEV		1.393.004 €	1.393.004 €	1.393.004 €	1.393.004 €	1.393.004 €
	Ausgangsniveau abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile		31.924.885 €				
	Kapitalkostenabzug	KKAB ₀					
§ 11 Abs. 3 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA _{nb,1}	30.074.255 €	29.356.128 €	29.009.895 €	28.571.382 €	28.036.702 €
§ 16 Abs. 1 i. V. m. § 34 Abs. 1b ARegV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	V und VI	0,2	0,4	0,8	0,8	1
§ 11 Abs. 4 ARegV	Beeinflussbarer Kostenanteil	KA _{b,1}	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	Nicht abgebaute beeinflussbarer Kostenanteil	(1 - V) · KA _{b,1}	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
§ 16 Abs. 2 ARegV	Abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	V ₁ · KA _{b,1}	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €

Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen (detailliert)		Ausgangsbasis	2024	2025	2026	2027	2028
§ 12a ARegV	Effizienzbonus	B	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
§ 8 ARegV	Verbraucherpreisindex des laufenden Jahres	VPI _t		110,2	117,8	125,9	134,0	143,9
§ 8 ARegV	Verbraucherpreisindex des Basisjahres	VPI ₀		103,1	103,1	103,1	103,1	103,1
§ 9 ARegV	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	PF _t		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	VPI - PF			1,0689	1,1426	1,2211	1,3055	1,3957
§ 4 Abs. 4 Nr. 1, § 10a ARegV	Kapitalkostenzuschlag	KKA _t						
§ 4 Abs. 5, § 19 Abs. 1 ARegV	Qualitätselement	Q _t			0 €	0 €	0 €	0 €
§ 11 Abs. 5 ARegV	Volatile Kostenanteile des laufenden Jahres	VK _t						
§ 11 Abs. 5 ARegV	Volatile Kostenanteile des Basisjahres	VK ₀			0 €	0 €	0 €	0 €
§ 4 Abs. 4 Nr. 1a, § 5 Abs. 3 ARegV	Zu- und Abschläge für die Auflösung des Regulierungskontos	S _t						
§ 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV	Nicht zumutbare Härte	NZH _t		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	Sonstiges	+ S ₀		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €

Gesamtkostenblatt					
Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten BNetzA [EUR]	davon dnbK [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				314.559
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.	Konzessionsabgabe				
1.1.1.6.	Aufwendungen für den EEG-Ausgleichsmechanismus				
1.1.1.7.	Aufwendungen für den KWKG-Belastungsausgleich				
1.1.1.8.	Aufwendungen für die Offshorenetzzulage (ONU)				
1.1.1.9.	Aufwendungen für den Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV				
1.1.1.10.	Aufwendungen für den Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten				
1.1.1.11.	Sonstiges				
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen				
1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber				
1.1.2.1.1.	Aufwendungen für vorgelagerten Netzbetreiber (Leistung/Arbeit)				
1.1.2.1.2.	Aufwendungen für vorgelagerten Netzbetreiber (Massstellenbetrieb)				25.900.693
1.1.2.1.3.	Aufwendungen für Netzreservekapazität				
1.1.2.1.4.	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber				
1.1.2.1.5.	Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV				
1.1.2.1.6.	Sonstiges				
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				

Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten BNetzA [EUR]	davon dnbK [EUR]
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				
1.5.1.	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge				
1.5.2.	Versicherungen				
1.5.3.	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften				
1.5.4.	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten				
1.5.5.	Rechts- und Beratungskosten				
1.5.6.	Sponsoring, Werbung, Spenden				
1.5.7.	Reisekosten und Auslösungen				
1.5.8.	Bewirtung und Geschenke				
1.5.9.	Wartung und Instandsetzung				
1.5.10.	Einzelwertberichtigungen auf Forderungen				
1.5.11.	Pauschalwertberichtigungen auf Forderungen				
1.5.12.	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV				
1.5.13.	Aufwendungen aus vorzeitigem Anlagenabgang				
1.5.14.	Sonstiges				
2.	Abschreibungen				
2.1.	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.	Kalkulatorische Abschreibungen				
2.3.	Abschreibungen Umlaufvermögen				
2.4.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens				
3.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung				
4.	Kalkulatorische Gewerbesteuer				
I.a.	Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge				

Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten BNetzA [EUR]	davon dnbK [EUR]
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge				
5.1.	Bestandsveränderungen				
5.2.	aktivierte Eigenleistungen				
5.3.	sonstige betriebliche Erträge				
5.3.1.	Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen				
5.3.2.	Erträge aus Blindstrom				
5.3.3.	Erträge aus der Auflösung von Wertberichtigungen auf Forderungen				
5.3.4.	Erlöse aus Anlagenabgängen				
5.3.5.	andere sonstige betriebliche Erträge				
5.4.	Erträge aus Beteiligungen				
5.4.1.	Erträge aus Beteiligungen an verbundenen Unternehmen				
5.4.2.	Sonstiges				
5.5.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens				
5.5.1.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens von verbundenen Unternehmen				
5.5.2.	Sonstiges				
5.6.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
5.6.1.	Erträge aus Finanzanlagen				
5.6.1.1.	Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen				
5.6.1.2.	Erträge aus Cash-Pooling				
5.6.1.3.	Sonstiges				
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.	Konzessionsabgabe				
5.7.2.	Erlöse aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus				
5.7.3.	Erlöse aus dem KWKG-Belastungsausgleich				
5.7.4.	Erlöse aus der Offshorenetzumlage (ONU)				
5.7.5.	Erlöse aus dem Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV				
5.7.6.	Erlöse aus dem Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten				
5.7.7.	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen				
5.7.8.	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen				
5.7.9.	Erträge aus der Auflösung von Investitionszuschüssen				
5.7.10.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)				
I.b.	Netzkosten nach Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge				27.941.228

Darstellung der Nutzungsdauern

Netzgebiete: Bonn (Originäres Netz)

Anlagen- gruppen- nummer	Anlagengruppe	von	1947	1981	1994
		bis	1980	1993	2021
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 Rundsteuerungsanlagen 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	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				
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

Netzgebiete: Beuel und Bad Godesberg (Netzzugänge nach § 26 ARegV)

Anlagen- gruppen- nummer	Anlagengruppe	von	1947
		bis	2021
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 Laufschienen, 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		

Kalkulatorische Abschreibungen		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	
		ID	Anlagengruppe	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]
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 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	orts feste 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		Anfangsbestand								
		Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf AK/HK-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf TNW-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Neuanlagen auf AK/HK-Basis		
ID	Anlagengruppe	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]
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 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 Umspan- 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		Endbestand								
		Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf AK/HK-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf TNW-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Neuanlagen auf AK/HK-Basis		
ID	Anlagengruppe	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]
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 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, Kabelvertellerschränke									
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)									
Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetzstationen								
1	Stationsgebäude								
1	Stationsgebäude								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Schaltanlagen								
1	Schaltanlagen								
1	Schaltanlagen								
1	Schaltanlagen								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Schaltanlagen								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Telefonleitungen								
1	Telefonleitungen								
1	Telefonleitungen								
1	Telefonleitungen								
1	Telefonleitungen								
1	Telefonleitungen								
1	Betriebsgebäude								
1	Betriebsgebäude								
1	Betriebsgebäude								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Ortsnetzstationen								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Schalteinrichtungen								
1	Schalteinrichtungen								
1	Schalteinrichtungen								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikkan								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikkan								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikkan								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Hardware								
1	Hardware								
1	Hardware								
1	Hardware								
1	Hardware								
1	Hardware								
1	Software								
1	Software								
1	Software								
1	Leichtfahrzeuge								
1	Leichtfahrzeuge								
1	Leichtfahrzeuge								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Ortsnetzstationen								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Telefonleitungen								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Fahrbare Stromaggregate								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Hardware								
1	Software								
1	Leichtfahrzeuge								
1	Schwerfahrzeuge								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Betriebsgebäude								
1	Telefonleitungen								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
1	Hardware								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Leichtfahrzeuge								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten								
1	Schaltanlagen								
1	Schwerfahrzeuge								
1	Software								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Betriebsgebäude								
1	Telefonleitungen								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
1	Hardware								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Leichtfahrzeuge								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikar								
1	Schaltanlagen								
1	Schwerfahrzeuge								
1	Software								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Betriebsgebäude								
1	Telefonleitungen								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
1	Hardware								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Leichtfahrzeuge								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikar								
1	Schaltanlagen								
1	Schwerfahrzeuge								
1	Software								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Betriebsgebäude								
1	Telefonleitungen								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
1	Hardware								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Leichtfahrzeuge								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen								
1	Schalteinrichtungen								
1	Schwerfahrzeuge								
1	Software								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Betriebsgebäude								
1	Telefonleitungen								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungsstellen								
1	Hardware								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Leichtfahrzeuge								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen								
1	Schalteinrichtungen								
1	Schwerfahrzeuge								
1	Software								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel 1 kV								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz								
2	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Scha								
2	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Scha								
2	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Scha								
2	380/220/110/30/10 kV-Stationen								
2	380/220/110/30/10 kV-Stationen								
2	380/220/110/30/10 kV-Stationen								
2	380/220/110/30/10 kV-Stationen								
2	380/220/110/30/10 kV-Stationen								
2	380/220/110/30/10 kV-Stationen								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Betriebsgebäude								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Freileitungen 1 kV								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Betriebsgebäude								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Hardware								
1	Software								
1	Leichtfahrzeuge								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Ortsnetzstationen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatkan								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Fahrbare Stromaggregate								
1	Betriebsgebäude								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Hardware								
1	Software								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Hardware								
1	Software								
1	Leichtfahrzeuge								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
1	Ortsnetzstationen								
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Femmess-, Automaten								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
1	Betriebsgebäude								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Hardware								
1	Software								
1	Leichtfahrzeuge								
1	Kabel Mittelspannungsnetz								
1	Kabel 1 kV								
1	Kabel Abnehmeranschlüsse								
1	Freileitungen 1 kV								
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
1	Ortsnetzstationen								
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
1	Betriebsgebäude								
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung								
1	Werkzeuge/Geräte								
1	Hardware								
1	Software								
1	Leichtfahrzeuge								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel Abnehmeranschlüsse								
2	Freileitungen 1 kV								
2	Ortsnetzstationen								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
2	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
2	Betriebsgebäude								
2	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
2	Werkzeuge/Geräte								
2	Hardware								
2	Software								
2	Leichtfahrzeuge								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel Abnehmeranschlüsse								
2	Freileitungen 1 kV								
2	Ortsnetzstationen								
2	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
2	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatkan								
2	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
2	Fahrbare Stromaggregate								
2	Betriebsgebäude								
2	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
2	Werkzeuge/Geräte								
2	Hardware								
2	Software								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel Abnehmeranschlüsse								
2	Freileitungen 1 kV								
2	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
2	Ortsnetzstationen								
2	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
2	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
2	Werkzeuge/Geräte								
2	Hardware								
2	Software								
2	Leichtfahrzeuge								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel Abnehmeranschlüsse								
2	Freileitungen 1 kV								
2	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
2	Ortsnetzstationen								
2	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen								
2	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten								
2	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Betriebsgebäude								
2	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
2	Werkzeuge/Geräte								
2	Hardware								
2	Software								
2	Leichtfahrzeuge								
2	Kabel Mittelspannungsnetz								
2	Kabel 1 kV								
2	Kabel Abnehmeranschlüsse								
2	Freileitungen 1 kV								
2	Freileitungen Abnehmeranschlüsse								
2	Ortsnetzstationen								
2	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke								
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger								
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen								
2	Betriebsgebäude								
2	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl								
2	Werkzeuge/Geräte								
2	Hardware								
2	Software								
2	Leichtfahrzeuge								
2	380/220/110/30/10 kV-Stationen								

Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung								
Ziffer	Bezeichnung	Anfangsbestand 2021 VNB [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	Anfangsbestand 2021 BNetzA [EUR]	Endbestand 2021 VNB [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	Endbestand 2021 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							142.938.035
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)							65.927.131
3.1.1.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)							28.192.256
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							
3.1.1.5.	Sonstiges							
3.1.2.	Altanlagen zu Tagesnuwerten (TNW)							
3.1.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)							37.734.875
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							
3.1.2.5.	Sonstiges							
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen							77.010.904
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							
3.2.5.	Sonstiges							
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen							
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							3.167.287
5.1.	Vorräte							
5.2.	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände							
5.2.1.	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen							
5.2.1.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus							
5.2.1.2.	KWKG-Belastungsausgleich							
5.2.1.3.	Offshorenetzumlage (ONU)							
5.2.1.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV							
5.2.1.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten							
5.2.1.6.	ggü. Netzkunden							
5.2.1.7.	Sonstiges							
5.2.2.	Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)							
5.2.2.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus							
5.2.2.2.	KWKG-Belastungsausgleich							
5.2.2.3.	Offshorenetzumlage (ONU)							
5.2.2.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV							
5.2.2.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten							
5.2.2.6.	ggü. Netzkunden							
5.2.2.7.	Sonstiges							
5.2.3.	Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht							
5.2.3.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus							
5.2.3.2.	KWKG-Belastungsausgleich							

5.2.3.3.	Offshorenetzzulage (ONU)
5.2.3.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
5.2.3.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
5.2.3.6.	ggü. Netzkunden
5.2.3.7.	Sonstiges
5.2.4.	Sonstige Vermögensgegenstände
5.3.	Wertpapiere
5.4.	Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks
5.4.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
5.4.2.	KWKG-Belastungsausgleich
5.4.3.	Offshorenetzzulage (ONU)
5.4.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
5.4.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
5.4.6.	Sonstiges
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
9.3.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
9.3.2.	KWKG-Belastungsausgleich
9.3.3.	Offshorenetzzulage (ONU)
9.3.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
9.3.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
9.3.6.	ggü. Netzkunden
9.3.7.	Sonstiges
10.	Erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden
10.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
10.2.	KWKG-Belastungsausgleich
10.3.	Offshorenetzzulage (ONU)
10.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
10.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
10.6.	ggü. Netzkunden
10.7.	Sonstiges
11.	Unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen
11.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
11.2.	KWKG-Belastungsausgleich
11.3.	Offshorenetzzulage (ONU)
11.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
11.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
11.6.	ggü. Netzkunden
11.7.	Sonstiges
12.	Zuschüsse
12.1.	Sonderposten für Investitionszuschüsse
12.2.	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten
13.	Sonstige Verbindlichkeiten, die zinslos zur Verfügung stehen
13.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
13.2.	KWKG-Belastungsausgleich
13.3.	Offshorenetzzulage (ONU)
13.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
13.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
13.6.	ggü. Netzkunden
13.7.	Sonstiges
14.	Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

15.	Passive latente Steuern		
16.	Kapitalausgleichsposten		
17.	Verzinsliches Fremdkapital		
18.	Abzugskapital		14.538.872
19.	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 6 StromNEV		49.043.801
20.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 6 StromNEV		
21.	tatsächliche Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV		
22.	Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV		
23.	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 7 StromNEV		112.127.494
24.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV		63.083.693
25.	tatsächliche Eigenkapitalquote § 7 StromNEV		
26.	Eigenkapitalquote gem. § 7 StromNEV		
27.	Anleil Neuanlagen an SAV		
28.	Eigenkapital <40%		
29.	davon Neuanlagen		
30.	davon Altanlagen		
31.	Eigenkapital >40%		
32.	Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 1 StromNEV)	5,07%	
33.	Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 2 StromNEV)	3,51%	
34.	Zinssatz für überschüssenden EK-Anteil >40% (§ 7 Abs. 7 StromNEV)	1,71%	
35.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung		

Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer		
1.	Steuermesszahl (§ 11 Abs. 2 GewStG)	3,5%
2.	Hebesatz (§ 16 GewStG)	490%
3.	kalk. Gewerbesteuer (= kalk. EK-Verz. x Steuermesszahl x Hebesatz)	

Herleitung der Eingangsdaten für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung

Ziffer	Position	Wert [EUR]
18.	Abzugskapital	
8.	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil	
9.	Rückstellungen	
10.	Erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden	
11.	Unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	
12.	Zuschüsse	
13.	Sonstige Verbindlichkeiten, die zinslos zur Verfügung stehen	
14.	Passiver Rechnungsabgrenzungsposten	
17.	Kapitalausgleichsposten	
18.	Verzinsliches Fremdkapital	14.538.872
	Summe:	49.043.801

Bezeichnung	Quoten	
	§ 6 StromNEV	§ 7 StromNEV
Obergrenze	40,00%	40,00%
tatsächliche EK-Quote		
angewendete EK-Quote		
FK-Quote (= 1 - EK-Quote)		

Ziffer	Position	Wert [EUR]
19.	Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 6 StromNEV	
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)	28.192.256
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen	77.010.904
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen	
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens	3.107.287
	Summe:	108.310.447

Ziffer	Position	Quote	Wert [EUR]
23.	Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 StromNEV		
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)	(x FK-Quote § 6)	18.915.354
3.1.2.	Altanlagen zu Tagesneuwerten (TNW)	(x EK-Quote § 6)	15.093.950
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen		77.010.904
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen		
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens		3.107.287
	Summe:		112.127.494

Ziffer	Position	Quote	Wert [EUR]
27.	Anteil Neuanlagen an SAV		
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)	(x FK-Quote § 6)	18.915.354
3.2.	Altanlagen zu Tagesneuwerten (TNW)	(x EK-Quote § 6)	15.093.950
4.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen		77.010.904
	Summe:		109.020.208
	Anteil Ziffer 4. an Summe:		70,64%

Ziffer	Position	Berechnung	Wert [EUR]
	Eigenkapitalanteile		
28.	Eigenkapital <40%	= [] (Ziffer 23 x EK-Quote § 7)	
29.	davon Neuanlagen	= [] (Ziffer 29 x Ziffer 27)	
30.	davon Altanlagen	= [] (Ziffer 29 x (1 - Ziffer 27))	
31.	Eigenkapital >40%	= [] (Ziffer 23 x (ats. - angew. EK-Quote § 7))	

Ziffer	Position	Berechnung	Wert [EUR]
35.	Eigenkapitalverzinsung		
	wenn betriebsnotwendiges EK < 0:	= [] x 5,07% (Ziffer 24 x Ziffer 32)	
	ansonsten:		
	für EK < 40% - davon Neuanlagen +	= [] x 5,07% (Ziffer 29 x Ziffer 32)	
	für EK < 40% - davon Altanlagen +	= [] x 3,51% (Ziffer 30 x Ziffer 33)	
	Eigenkapital >40%	= [] x 1,71% (Ziffer 31 x Ziffer 34)	
	Ergebnis:		

Herleitung der Aufwandsparameter							
Ziffer	Kosten- oder Erlösart	anerkannte Kosten (inkl. Verpächter) [EUR]	Umbuchungen durch BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten (nach Umbuchungen BNetzA) [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV [EUR]
1.	Aufwandsgleiche Kosten		0				
1.1:	Materialkosten		0				
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe		0				
1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie		0				
1.1.1.2.	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen	767.229	0				
1.1.1.2.1.	nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen)		0				
1.1.1.2.2.	nach KWKG		0				
1.1.1.2.3.	nach § 18 StromNEV		0				
1.1.1.2.4.	Einspeisemanagement-Maßnahmen		0				
1.1.1.3.	Betriebsverbrauch		0				
1.1.1.4.	Aufwendungen für Differenz-Bilanzkreise bzw. Aufwendungen für den Ausgleich von Abweichungen bei Standardlastprofilen		0				
1.1.1.5.	Konzessionsabgabe		0				
1.1.1.6.	Aufwendungen für den EEG-Ausgleichsmechanismus		0				
1.1.1.7.	Aufwendungen für den KWKG-Belastungsausgleich		0				
1.1.1.8.	Aufwendungen für die Offshorenetzumlage (ONU)		0				
1.1.1.9.	Aufwendungen für den Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV		0				
1.1.1.10.	Aufwendungen für den Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten		0				
1.1.1.11.	Sonstiges		0				
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen		0				
1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber	25.921.451	0				
1.1.2.1.1.	Aufwendungen für vorgelagerten Netzbetreiber (Leistung/Arbeit)		0				
1.1.2.1.2.	Aufwendungen für vorgelagerten Netzbetreiber (Messstellenbetrieb)		0				
1.1.2.1.3.	Aufwendungen für Netzreservekapazität		0				
1.1.2.1.4.	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber		0				
1.1.2.1.5.	Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV		0				
1.1.2.1.6.	Sonstiges		0				
1.1.2.2.	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten		0				
1.1.2.3.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur		0				
1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung		0				
1.1.2.5.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen		0				
1.1.2.6.	Sonstiges		0				
1.2.	Personalkosten		0				
1.2.1.	Löhne und Gehälter		0				
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung		0				
1.2.2.1.	Altersversorgung		0				
1.2.2.2.	soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen		0				
1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen		0				
1.3.1.	gegenüber verbundenen Unternehmen		0				
1.3.2.	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Betellungsverhältnis besteht		0				
1.3.3.	gegenüber Kreditinstituten		0				
1.3.4.	Zinszuführungen zu Rückstellungen		0				
1.3.5.	Sonstiges		0				
1.4.	Sonstige Steuern		0				

Ziffer	Kosten- oder Erlösart	anerkannte Kosten (inkl. Verpächter) [EUR]	Umbuchungen durch BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten (nach Umbuchungen BNetzA) [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV [EUR]
1.5.	Sonstige betriebliche Aufwendungen		0				
1.5.1.	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge		0				
1.5.2.	Versicherungen		0				
1.5.3.	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften		0				
1.5.4.	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten		0				
1.5.5.	Rechts- und Beratungskosten		0				
1.5.6.	Sponsoring, Werbung, Spenden		0				
1.5.7.	Reisekosten und Auslösungen		0				
1.5.8.	Bewirtung und Geschenke		0				
1.5.9.	Wartung und Instandsetzung		0				
1.5.10.	Einzelwertberichtigungen auf Forderungen		0				
1.5.11.	Pauschalwertberichtigungen auf Forderungen		0				
1.5.12.	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV		0				
1.5.13.	Aufwendungen aus vorzeitigem Anlagenabgang		0				
1.5.14.	Sonstiges		0				
2.	Abschreibungen		0				
2.1.	Immaterielles Anlagevermögen		0				
2.1.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten		0				
2.1.2.	Sonstiges		0				
2.2.	Kalkulatorische Abschreibungen		0				
2.3.	Abschreibungen Umlaufvermögen		0				
2.4.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens		0				
3.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung		0				
4.	Kalkulatorische Gewerbesteuer		0				
I.a.	Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge		0				
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge		0				
5.1.	Bestandsveränderungen		0				
5.2.	aktivierte Eigenleistungen		0				
5.3.	sonstige betriebliche Erträge		0				
5.3.1.	Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen		0				
5.3.2.	Erträge aus Blindstrom		0				
5.3.3.	Erträge aus der Auflösung von Wertberichtigungen auf Forderungen		0				
5.3.4.	Erlöse aus Anlagenabgängen		0				
5.3.5.	andere sonstige betriebliche Erträge		0				
5.4.	Erträge aus Beteiligungen		0				
5.4.1.	Erträge aus Beteiligungen an verbundenen Unternehmen		0				
5.4.2.	Sonstiges		0				
5.5.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens		0				
5.5.1.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens von verbundenen Unternehmen		0				
5.5.2.	Sonstiges		0				

Ziffer	Kosten- oder Erlösart	anerkannte Kosten (inkl. Verpächter) [EUR]	Umbuchungen durch BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten (nach Umbuchungen BNetzA) [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV [EUR]
5.6.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		0				
5.6.1.	Erträge aus Finanzanlagen		0				
5.6.1.1.	Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen		0				
5.6.1.2.	Erträge aus Cash-Pooling		0				
5.6.1.3.	Sonstiges		0				
5.6.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen		0				
5.6.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		0				
5.6.2.2.	Erträge aus Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)		0				
5.6.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		0				
5.6.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen		0				
5.6.3.	Erträge aus Wertpapieren		0				
5.6.4.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten		0				
5.6.5.	andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		0				
5.7.	Umsatzerlöse (nicht aus Netzentgelten)		0				
5.7.1.	Konzessionsabgabe		0				
5.7.2.	Erlöse aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus		0				
5.7.3.	Erlöse aus dem KWKG-Belastungsausgleich		0				
5.7.4.	Erlöse aus der Offshorenetzumlage (ONU)		0				
5.7.5.	Erlöse aus dem Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV		0				
5.7.6.	Erlöse aus dem Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten		0				
5.7.7.	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen		0				
5.7.8.	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen		0				
5.7.9.	Erträge aus der Auflösung von Investitionszuschüssen		0				
5.7.10.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)		0				
	Zwischensumme		0				
	Zusätzliche Zinsen gem. § 14 Abs. 2 ARegV						
	annuitätische Kosten						
	Summe		0		27.941.228	31.924.885	31.932.862
	davon OPEX						
	davon CAPEX						
	davon kostenmindernde Erlöse und Erträge						
	davon kalk. Gewerbesteuer						
	Aufstellung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten nach Positionen gemäß § 11 Abs. 2 ARegV						
	S. 1 Nr. 1 gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten						
	S. 1 Nr. 2 Konzessionsabgaben						
	S. 1 Nr. 3 Betriebssteuern						
	S. 1 Nr. 4 erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen						
	S. 1 Nr. 5 Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Abs. 1 SysStabV und Anlagen gemäß § 22 SysStabV						
	S. 1 Nr. 6 Genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV						
	S. 1 Nr. 7 Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG						
	S. 1 Nr. 8 Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 StromNEV						
	S. 1 Nr. 9 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen						
	S. 1 Nr. 10 Betriebs- und Personalratstätigkeit						
	S. 1 Nr. 11 Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen						
	S. 1 Nr. 13 Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 und 4 i.V.m. S. 2 StromNEV						
	Summe				27.941.228		

Tagesneuwerte und annuitätische Kosten			
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		
Hauptverteilerstationen	25		
Ortsnetzstationen	30		
Kundenstationen	30		
Summe Grundstücksanlagen und Gebäude			
Stationsgebäude	30		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25		
Betriebsgebäude	50		
Verwaltungsgebäude	60		
Summe Alle übrigen Anlagegruppen			
Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	35		
Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25		
Sonstiges	20		
Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	25		
ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	25		
Schaltanlagen	30		
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25		
Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	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	3,69%
Fremdkapitalzins der letzten Periode abzgl. der Zehnjahresdurchschnittsinflation	0,35	-0,91%
Sonstige Zinsen	0,25	0,00%
Gewichteter Zinssatz		1,16%

Berechnung der zusätzlichen Zinsen	
Position	[EUR]
3.1.2. Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Altanlagen	
3.1.2.1. Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens	
3.1.2.2. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	
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	
3.2.2. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	
3.2.4. Grundstücke zu AK/HK	
3.2.5. Sonstiges	
4. Bilanzwerte der Finanzanlagen	
5. Bilanzwerte des Umlaufvermögens	
Summe	
zusätzliche Zinsen	

Verwendete Faktorreihe für die Ermittlung der Tagesneuwerte					
Jahr	Grundstücksanlagen und Gebäude	Kabel	Freileitungen	Stationen	Alle übrigen Anlagegruppen
2021	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
2020	1,0819	1,0561	1,0546	1,0801	1,0998
2019	1,1129	1,0750	1,0755	1,0860	1,0946
2018	1,1624	1,1200	1,1156	1,1167	1,1072
2017	1,2142	1,1712	1,1644	1,1569	1,1335
2016	1,2547	1,2040	1,1970	1,1906	1,1623
2015	1,2810	1,2040	1,1970	1,1870	1,1460
2014	1,3018	1,2387	1,2227	1,1846	1,1313
2013	1,3261	1,2425	1,2315	1,1858	1,1235
2012	1,3513	1,2400	1,2302	1,1930	1,1246
2011	1,3849	1,2568	1,2353	1,2137	1,1403
2010	1,4281	1,3187	1,2775	1,2601	1,1950
2009	1,4442	1,3304	1,2534	1,2695	1,2050
2008	1,4590	1,3101	1,2404	1,2482	1,1646
2007	1,5142	1,3216	1,2788	1,3030	1,2244
2006	1,5795	1,3589	1,3344	1,3263	1,2389
2005	1,6174	1,4098	1,3680	1,3851	1,3052
2004	1,6508	1,4000	1,4082	1,4199	1,3546
2003	1,6745	1,3984	1,4335	1,4336	1,3741
2002	1,6789	1,3839	1,4099	1,4458	1,3942
2001	1,6833	1,3697	1,3854	1,4388	1,3857
2000	1,6900	1,3651	1,3886	1,4672	1,4307
1999	1,7012	1,4016	1,4284	1,4856	1,4580
1998	1,6922	1,3903	1,4301	1,4691	1,4361
1997	1,6833	1,3620	1,4250	1,4600	1,4361
1996	1,6745	1,3044	1,4000	1,4618	1,4525
1995	1,6789	1,2490	1,3633	1,4370	1,4289
1994	1,7172	1,2349	1,3571	1,4582	1,4543
1993	1,7524	1,2248	1,3556	1,4672	1,4580
1992	1,8119	1,2137	1,3602	1,4838	1,4599
1991	1,9263	1,2374	1,4016	1,5296	1,4806
1990	2,0431	1,2741	1,4544	1,5890	1,5119
1989	2,1675	1,2754	1,4963	1,6418	1,5362
1988	2,2434	1,3144	1,5366	1,6861	1,5763
1987	2,2957	1,3682	1,5688	1,7128	1,6006
1986	2,3462	1,3871	1,5960	1,6957	1,5634
1985	2,3944	1,3713	1,6198	1,6981	1,5507
1984	2,4079	1,3903	1,6308	1,7253	1,5851
1983	2,4587	1,4198	1,6375	1,7637	1,6302
1982	2,5020	1,4559	1,6352	1,7823	1,6585
1981	2,6037	1,4559	1,6788		1,7631
1980	2,7608	1,5069	1,7655		1,8818
1979	3,0428	1,6471	1,9463		2,0070
1978	3,2679	1,7917	2,0963		2,0799
1977	3,4160	1,8326	2,0817		2,1028
1976	3,5583	1,8523	2,1111		
1975	3,6916	1,8961	2,1843		
1974	3,7899	1,8051	2,0963		
1973	4,0157	1,9172	2,2416		
1972	4,2700	2,0168	2,3379		
1971	4,4790				
1970	4,9651				
1969	5,8761				
1968	6,3103				
1967	6,6373				
1966	6,3103				
1965	6,4697				
1964	6,7421				
1963	7,0385				
1962	7,3200				
1961	7,8589				
1960	8,3725				
1959	8,9580				
1958	9,2826				
1957	9,5597				
1956	9,9302				
1955	10,1667				
1954	10,7647				
1953	10,7647				
1952	10,4146				

Herleitung der Tagesneuwerte							
Lfd. Nr.	Datenquelle	NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
1	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
2	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
3	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
4	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
5	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
6	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
7	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
8	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
9	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
10	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
11	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
12	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
13	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
14	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
15	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
16	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
17	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
18	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
19	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
20	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
21	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
22	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
23	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
24	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
25	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
26	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
27	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
28	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
29	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
30	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
31	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
32	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
33	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
34	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
35	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
36	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
37	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
38	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
39	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
40	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Mittelspannungsnetz				
41	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
42	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
43	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
44	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
45	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
46	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
47	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
48	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
49	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
50	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
51	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
52	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
53	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
54	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
55	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
56	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
57	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
58	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
59	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
60	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
61	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
62	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
63	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
64	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
65	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
66	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
67	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
68	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
69	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
70	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
71	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
72	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
73	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
74	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
75	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
76	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
77	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
78	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
79	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				
80	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel 1 kV				

Lfd. Nr.	Datenquelle	NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
81	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
82	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
83	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
84	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
85	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
86	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
87	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
88	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
89	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
90	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
91	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
92	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
93	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
94	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
95	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
96	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
97	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
98	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
99	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
100	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
101	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
102	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
103	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
104	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
105	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
106	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
107	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
108	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
109	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
110	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
111	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
112	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
113	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
114	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
115	Verteilernetzbetreiber	1	Kabel Abnehmeranschlüsse				
116	Verteilernetzbetreiber	1	Freileitungen 1 kV				
117	Verteilernetzbetreiber	1	Freileitungen 1 kV				
118	Verteilernetzbetreiber	1	Freileitungen 1 kV				
119	Verteilernetzbetreiber	1	Freileitungen 1 kV				
120	Verteilernetzbetreiber	1	Freileitungen 1 kV				
121	Verteilernetzbetreiber	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse				
122	Verteilernetzbetreiber	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse				
123	Verteilernetzbetreiber	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse				
124	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
125	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
126	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
127	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
128	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
129	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
130	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
131	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
132	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
133	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
134	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
135	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
136	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
137	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
138	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
139	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
140	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
141	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
142	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
143	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
144	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
145	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
146	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
147	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
148	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
149	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
150	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
151	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
152	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
153	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetzstationen				
154	Verteilernetzbetreiber	1	Stationsgebäude				
155	Verteilernetzbetreiber	1	Stationsgebäude				
156	Verteilernetzbetreiber	1	Stationsgebäude				
157	Verteilernetzbetreiber	1	Stationsgebäude				
158	Verteilernetzbetreiber	1	Stationsgebäude				
159	Verteilernetzbetreiber	1	Stationsgebäude				
160	Verteilernetzbetreiber	1	Stationsgebäude				
161	Verteilernetzbetreiber	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen				

Lfd. Nr.	Datenquelle	NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
243	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke				
244	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke				
245	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke				
246	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke				
247	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke				
248	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke				
249	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke				
250	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke				
251	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke				
252	Verteilernetzbetreiber	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke				
253	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
254	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
255	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
256	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
257	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
258	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
259	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
260	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
261	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
262	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
263	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
264	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
265	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
266	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
267	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
268	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
269	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
270	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
271	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
272	Verteilernetzbetreiber	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
273	Verteilernetzbetreiber	1	Fahrbare Stromaggregate				
274	Verteilernetzbetreiber	1	Fahrbare Stromaggregate				
275	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);				
276	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);				
277	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);				
278	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);				
279	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);				
280	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);				
281	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);				
282	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);				
283	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
284	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
285	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
286	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
287	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
288	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
289	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
290	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
291	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
292	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
293	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
294	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
295	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
296	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte				
297	Verteilernetzbetreiber	1	Hardware				
298	Verteilernetzbetreiber	1	Hardware				
299	Verteilernetzbetreiber	1	Hardware				
300	Verteilernetzbetreiber	1	Hardware				
301	Verteilernetzbetreiber	1	Software				
302	Verteilernetzbetreiber	1	Software				
303	Verteilernetzbetreiber	1	Software				
304	Verteilernetzbetreiber	1	Leichtfahrzeuge				
305	Verteilernetzbetreiber	1	Leichtfahrzeuge				
306	Verteilernetzbetreiber	1	Leichtfahrzeuge				
307	Verteilernetzbetreiber	1	Leichtfahrzeuge				
308	Verteilernetzbetreiber	1	Schwerfahrzeuge				
309	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
310	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
311	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
312	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
313	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
314	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
315	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
316	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
317	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
318	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
319	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
320	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
321	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
322	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
323	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				

Lfd. Nr.	Datenquelle	NetZID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
324	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
325	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
326	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
327	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
328	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
329	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
330	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
331	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
332	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
333	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
334	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
335	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
336	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
337	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
338	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
339	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
340	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
341	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
342	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
343	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
344	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Mittelspannungsnetz				
345	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
346	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
347	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
348	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
349	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
350	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
351	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
352	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
353	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
354	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
355	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
356	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
357	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
358	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
359	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
360	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
361	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
362	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
363	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
364	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
365	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
366	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
367	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
368	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
369	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
370	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
371	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
372	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
373	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
374	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
375	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
376	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
377	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
378	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
379	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
380	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel 1 kV				
381	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Abnehmeranschlüsse				
382	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Abnehmeranschlüsse				
383	Verteilernetzbetreiber	2	Kabel Abnehmeranschlüsse				
384	Verteilernetzbetreiber	2	Freileitungen 1 kV				
385	Verteilernetzbetreiber	2	Freileitungen 1 kV				
386	Verteilernetzbetreiber	2	Freileitungen 1 kV				
387	Verteilernetzbetreiber	2	Freileitungen Abnehmeranschlüsse				
388	Verteilernetzbetreiber	2	380/220/110/30/10 kV-Stationen				
389	Verteilernetzbetreiber	2	380/220/110/30/10 kV-Stationen				
390	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
391	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
392	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
393	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
394	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
395	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
396	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
397	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
398	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
399	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
400	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
401	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
402	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
403	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
404	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				

Lfd. Nr.	Datenquelle	NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
405	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
406	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
407	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
408	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
409	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
410	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
411	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
412	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
413	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
414	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
415	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetzstationen				
416	Verteilernetzbetreiber	2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen				
417	Verteilernetzbetreiber	2	Betriebsgebäude				
418	Verteilernetzbetreiber	2	Betriebsgebäude				
419	Verteilernetzbetreiber	2	Betriebsgebäude				
420	Verteilernetzbetreiber	2	Betriebsgebäude				
421	Verteilernetzbetreiber	2	Betriebsgebäude				
422	Verteilernetzbetreiber	2	Betriebsgebäude				
423	Verteilernetzbetreiber	2	Betriebsgebäude				
424	Verteilernetzbetreiber	2	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen				
425	Verteilernetzbetreiber	2	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto				
426	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke				
427	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke				
428	Verteilernetzbetreiber	2	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke				
429	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
430	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
431	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
432	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
433	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
434	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
435	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
436	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
437	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
438	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
439	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
440	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
441	Verteilernetzbetreiber	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger				
442	Verteilernetzbetreiber	2	Werkzeuge/Geräte				

Vergleichsparameter				
Lfd. Nr.	Bezeichnung	Netz-/Umspannebene(n)	Einheit	Wert
1	Anzahl der Messlokationen		Stück	215.215
2	Stromkreislänge Kabel	HoeS und HS	km	0,000
3	Stromkreislänge Freileitungen	HoeS und HS	km	0,000
4	Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen inkl. Hausanschlussleitungen und Straßenbeleuchtung)	MS und NS	km	4.253,488
5	Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast	HS/MS	kW	247.903
6	Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast	MS/NS	kW	140.380
7	Installierte Erzeugungsleistung	HoeS, HoeS/HS, HS und HS/MS	kW	0
8	Installierte Erzeugungsleistung	MS und MS/NS	kW	48.240
9	Installierte Erzeugungsleistung	NS	kW	23.244

Aufwandsparameter			
Lfd. Nr.	Bezeichnung	Einheit	Wert
1	Aufwandsparameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV	EUR	31.924.885
2	Aufwandsparameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. Abs. 2 ARegV	EUR	31.932.862

Effizienzwerte	
Verfahren	Wert
DEA,Normal	100,00%
DEA,Standardisiert	100,00%
SFA,Normal	97,18%
SFA,Standardisiert	97,25%
Angewendeter Effizienzwert	100,00%

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

Kapitalkostenabzug															
Ziffer	Bezeichnung	Wertansätze in der Kostenprüfung		Wertansätze fortgeschrieben						Mittelwerte/Jahreswerte					
		2020 [EUR]	2021 [EUR]	2023 [EUR]	2024 [EUR]	2025 [EUR]	2026 [EUR]	2027 [EUR]	2028 [EUR]	2021 [EUR]	2024 [EUR]	2025 [EUR]	2026 [EUR]	2027 [EUR]	2028 [EUR]
I. Kalkulatorische Abschreibungen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 1)															
1	für Altanlagen zu AK/HK, Anschaffungsjahr < 2006														
2	für Altanlagen zu TNW, Anschaffungsjahr < 2006														
3	für Neuanlagen zu AK/HK, Anschaffungsjahr 2007 bis 2016														
4	für Neuanlagen zu AK/HK, Anschaffungsjahr = 2006 und > 2016														
5	für immaterielles Anlagevermögen, Anschaffungsjahr 2007 bis 2016														
6	für immaterielles Anlagevermögen, Anschaffungsjahr <= 2006 und >2016														
Abt.	Kalkulatorische Abschreibungen nach § 6 StromNEV														
II. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2-0)															
0	EK-Quote nach § 6 StromNEV	40,0%													
1.1.	Altanlagen zu AK/HK										16.915,354				
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										15.993,950				
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										77.010,904				
1.3.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände														
1.3.1.a	davon Anschaffungsjahr 2007 bis 2016														
1.3.1.b	davon Anschaffungsjahr = 2006 und >2016														
1.3.2.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau														
1.3.3.	Sachanlagevermögens zu AK/HK														
1.3.3.a	davon AJ 2007-2016														
1.3.3.b	davon AJ = 2006 und >2016														
1.3.4.	Grundstücke zu AK/HK														
1.3.5.	Sonstiges														

Ziffer	Bezeichnung	Wertansätze in der Kostenprüfung		Wertansätze fortgeschrieben						Mittelwerte/Jahreswerte					
		2020 [EUR]	2021 [EUR]	2023 [EUR]	2024 [EUR]	2025 [EUR]	2026 [EUR]	2027 [EUR]	2028 [EUR]	2021 [EUR]	2024 [EUR]	2025 [EUR]	2026 [EUR]	2027 [EUR]	2028 [EUR]
1	kalkulatorisches (Sach)anlagenvermögen nach § 7 StromNEV									109.020.298					
2.	Finanzanlagen														
3.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens									3.107.207					
II.1	Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 StromNEV									112.127.464					
4.	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanlassungskosten														
4.1.	davon Zugangsjahr 2007 bis 2016														
4.2.	davon Zugangsjahr <= 2006 und >2016														
5.	übriges Abzugskapital														
6.	Verzinsliches Fremdkapital									14.536.872					
II.2	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV									63.983.663					
7.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV bei einer Quote von 40,0%														
7.1	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV bis zu einer Quote von 40,0% - davon Altanlagen														
7.2	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV bis zu einer Quote von 40,0% - davon Neuanlagen														
8.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV über einer Quote von 40 %														
9.1.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40,0% - davon Altanlagen		3,51%												
9.2	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40,0% - davon Neuanlagen		5,07%												
10.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %		1,71%												
11.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, wenn betriebsnotwendiges EK < 0		5,07%												
EKZt	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT														
III. Kalkulatorische Gewerbesteuer (Anlage 2a zur ARagV, Abs. 4 Nr. 10)															
I.a	Hebesatz		490,0%												
I.b	Steuermesszahl		3,5%												
I.c	Gewerbesteuersatz		17,2%												
GewSt	Kalkulatorische Gewerbesteuer														
IV. Fremdkapitalzinsen i.V.m. § 34 Abs. 5 ARagV															
FKZt	Fremdkapitalzinsen (ohne dAbK)														
V. Kapitalkosten (= I. + II. + III. + IV.)															
KKt	Kapitalkosten nach § 6 Abs. 3 ARagV														
KKAbt	Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARagV														

Baukostenzuschüsse (KKAb)								
Zugangsjahr	Restwert 31.12.2020 [EUR]	Restwert 31.12.2021 [EUR]	Restwert 31.12.2023 [EUR]	Restwert 31.12.2024 [EUR]	Restwert 31.12.2025 [EUR]	Restwert 31.12.2026 [EUR]	Restwert 31.12.2027 [EUR]	Restwert 31.12.2028 [EUR]
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								
2021								

NetzID	Vermögensgegenstand	Anschaffungs-jahr	AKHK zum Stand 31.12. [EUR]	Nutzungsdauer (handels-rechtlich) [Jahre]	Abschreibungen					
					2021 [EUR]	2024 [EUR]	2025 [EUR]	2026 [EUR]	2027 [EUR]	2028 [EUR]
1	Grundstücke									
1	Grundstücke									
1	Grundstücke									
1	Grundstücke									
1	Grundstücke									
1	Grundstücke									
1	Grundstücke									
1	Grundstücke									
1	Grundstücke									
1	Grundstücke									

NetzID	Vermögensgegenstand	Anschaffungs-jahr	AKHK zum Stand 31.12. [EUR]	Nutzungsdauer (handels-rechtlich) [Jahre]	Restwerte								
					2020 [EUR]	2021 [EUR]	2023 [EUR]	2024 [EUR]	2025 [EUR]	2026 [EUR]	2027 [EUR]	2028 [EUR]	
1	Grundstücke												
1	Grundstücke												
1	Grundstücke												
1	Grundstücke												
1	Grundstücke												
1	Grundstücke												
1	Grundstücke												
1	Grundstücke												
1	Grundstücke												
1	Grundstücke												