

Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-19/00502-02

Beschluss

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

**wegen Aufhebung und Neubescheidung des Regulierungskontosaldos
2018 und der Verteilung durch Zu- und Abschläge auf die Erlös-
obergrenzen der Kalenderjahre 2020 bis 2022**

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

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,
den Beisitzer Wolfgang Wetzl
und den Beisitzer Bernd Petermann,

auf Antrag der TransnetBW GmbH, Pariser Platz, Osloer Straße 15 - 17, 70173
Stuttgart, vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin -

Beigeladene: EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Schelmenwasenstraße 15,
70567 Stuttgart, vertreten durch den Vorstand,

Verfahrensbevollmächtigte: White & Case LLP, Graf-Adolf-Platz 15, 40213 Düsseldorf,

am 31.08.2022 beschlossen:

1. Der Beschluss vom 18.05.2022 (Aktenzeichen BK8-19/00502-01) wird aufgehoben.
2. Der Regulierungskontosaldo der Antragstellerin für das Jahr 2018 sowie die Verteilung durch Zu- bzw. Abschläge auf die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Kalenderjahre 2020 bis 2022 werden gemäß Anlage 1 dieses Beschlusses genehmigt. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
3. Soweit sich zwischen dem in diesem Beschluss zu Grunde gelegten Anteil der zulässigen Erlöse, der auf den im Rahmen der mit den Beschlüssen BK4-17-028, BK4-17-029, BK4-17-30, BK4-17-032 und BK4-17-034 genehmigten Investitionsmaßnahmen enthaltenen Ersatzanteil entfällt, und der später ermittelten tatsächlichen Höhe dieses Ersatzanteils eine Differenz ergibt, erfolgt der Ausgleich dieser Differenz in der Genehmigung desjenigen Regulierungskontosaldos, welcher zu dem Zeitpunkt, zu dem die Ermittlung der tatsächlichen Höhe des Ersatzanteils erstmals möglich ist, als nächstes zu genehmigen ist. Dabei wird die Verzinsung ab dem Jahr vorgenommen, in welchem die Differenz tatsächlich angefallen ist.
4. Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Gründe

I.

Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 28.06.2019 einen Antrag auf Genehmigung der Zu- bzw. Abschläge aus dem Regulierungskonto des Jahres 2018 gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1a i.V.m. § 5 Abs. 3 ARegV gestellt.

Am 13.09.2019 hat die Beschlusskammer eine vorläufige Anordnung hinsichtlich des Regulierungskontos des Kalenderjahres 2018 sowie der Verteilung durch Zu-

bzw. Abschläge auf die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2020 bis 2022 erlassen.

Zwischen der Antragstellerin, der Beigeladenen und der Beschlusskammer ist insbesondere streitig, wann die Kostenerstattung für die Netzreserveanlage Altbach HKW 1 beginnt. Zudem ist die Anerkennung der Opportunitätskosten der Netzreserveanlagen HKW1 und RDK4s streitig.

Mit Beschluss vom 20.05.2020 (Az. BK8-19/00502-01-B1) erfolgte eine Beiladung der beteiligten Kraftwerksbetreiberin zum Verfahren zur Genehmigung des Regulierungskontosaldos 2018 (Az. BK8-19/00502-01-B1). Ergänzend erfolgte für das Verfahren zur Festlegung verfahrensregulierter Kosten des Netzreservekraftwerks HKW1 eine Beiladung zum Verfahren BK8-17/4002-R (Beschluss vom 18.05.2021, Az. BK8-17/4002-R-B1).

Die Beschlusskammer hat der Antragstellerin gemäß § 67 Abs. 1 EnWG mit Schreiben vom 25.11.2021 Gelegenheit gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern.

Zwischen Übersendung des Anhörungsschreibens und der Stellungnahme zur Anhörung haben weitere Abstimmungen zu den einzelnen Kosten stattgefunden, die zu Änderungen geführt haben. Die anerkennungsfähigen Kosten wurden in einzelnen Bereichen einvernehmlich angepasst: Dabei handelt es sich um die Zuordnung bislang für das Jahr 2019 angesetzter periodenfremder Erträge periodengerecht zum Jahr 2018. Darüber hinaus sind die Kosten für die Brennstoffabsicherung systemrelevanter Gaskraftwerke für das Jahr 2018 anzusetzen. Diese wurden ursprünglich im Regulierungskonto 2020 angesetzt, können aber aufgrund der vereinbarten Systemumstellung (von t-2 auf t-0 im Rahmen der Netzreserve) einvernehmlich dem Jahr 2018 zugeordnet werden.

Die Antragstellerin hat unter anderem mit Schreiben vom 28.01.2022 Stellung genommen. Sie trägt in ihrer Stellungnahme insbesondere zu den Kosten der Netzreserve vor.

Die Antragstellerin widerspricht der Rechtsauffassung der Beschlusskammer zu den Netzreservekosten dem Grunde nach. Sie ist der Ansicht, dass die Auslagen

für das Netzreservekraftwerk HKW1 für den Zeitraum 07.04.2017 bis einschließlich 27.03.2018 sowie die Opportunitätskosten für das Netzreservekraftwerk RDK4s im Zeitraum 26.01.2017 bis einschließlich 20.12.2017 zu erstatten seien. Begründet wird dies hinsichtlich der Kosten für das HKW1 insbesondere damit, dass nach Ansicht der Antragstellerin eine Erklärung nicht erforderlich, zumindest jedoch eine konkludente Äußerung zum Marktaustritt ausreiche, um die Voraussetzungen des § 13c EnWG zu erfüllen. Diese konkludente Erklärung liege vor und sei der Bundesnetzagentur zur Kenntnis gebracht worden. Der Übergang in die Netzreserve habe bereits vor dem von der Beschlusskammer anerkannten Zeitraum stattgefunden. Dies sei auch aufgrund der Probestarts und der damit zusammenhängenden Vermarktung durch die Antragstellerin zu erkennen. Hinsichtlich der Opportunitätskosten führt die Antragstellerin aus, dass Opportunitätskosten bereits zu erstatten seien, wenn und soweit eine verlängerte Kapitalbindung aufgrund der Verpflichtung in der Netzreserve bestehe. Dies sei der Fall ab der Systemrelevanzausweisung. Eine Sonderregelung für die Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen sei in den Gesetzestext (§ 13c Abs. 4 Satz 1 EnWG) eingefügt worden, weil die Voraussetzung zuvor streitig gewesen sei. Für die Opportunitätskosten sei es nicht streitig gewesen, so dass kein Regelungsbedarf gesehen worden sei.

Weiterhin widerspricht die Antragstellerin der Nichtanerkennung der Kosten der Höhe nach. Dabei erläutert die Antragstellerin insbesondere eine Differenz für die Erlöse aus Probestarts im Jahr 2018 für das HKW1 sowie zu Ist-Kosten, die dem Jahr 2017 zuzuordnen seien.

Abschließend verweist die Antragstellerin auf den Inhalt ihrer Stellungnahmen sowie der Stellungnahme der Beigeladenen im Verfahren zur FSV Netzreserve HKW1 (Az. BK8-17/4002-R). Die Beschlusskammer hat der Beigeladenen gemäß § 67 Abs. 1 EnWG mit Schreiben vom 14.12.2021 Gelegenheit gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Zur Wahrung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse wurden einzelne Kostenpositionen im Anhörungsdokument der Beigeladenen geschwärzt. Dies erfolgte immer dann, wenn es sich um Daten handelt, die auch weitere Netzreserveanlagen oder andere Kosten der Antragstellerin betraf. Die Beigeladene hat mit Schreiben vom 15.02.2022 Stellung genommen.

Die Beigeladene führt aus, dass einzelne Kostenpositionen aufgrund der Schwärzungen im Detail nicht einlassungsfähig seien und mindestens für die finale Entscheidung einer weiteren Konkretisierung bedürfen. Die Beigeladene hat sodann die aus ihrer Sicht maßgeblichen Positionen in der Stellungnahme benannt. Sie trägt in ihrer Stellungnahme insbesondere vor, dass die Kosten für die geltend gemachten Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen, Erzeugungsauslagen sowie Opportunitätskosten für das HKW1 ab dem 07.04.2017 anzuerkennen seien. Zudem seien die Opportunitätskosten für die Anlage RDK4s ab dem 26.01.2017 anzuerkennen. Eine Nichtanerkennung dieser Kosten sei rechtswidrig. Der Entscheidungsentwurf lasse unberücksichtigt, dass ein Markteinsatz der Anlage HKW1 aufgrund eines Generatorschadens seit dem 07.04.2017 nicht möglich gewesen sei. Ohne die erfolgte Systemrelevanzausweisung hätte die Beigeladene den Generator nicht repariert. Die Beigeladene habe sich keinen Markteinsatz vorgehalten, sondern die Wiederherstellung für die Netzreserve vorgenommen. Die Nichtverfügbarkeit sei aus der Nichtbeanspruchbarkeitsmeldung erkennbar gewesen. Das gemeinsame Verständnis der Antragstellerin und der Beigeladenen, dass es sich um Kosten der Netzreserve handle, ergebe sich insbesondere aus dem Schreiben der Antragstellerin an die Beigeladene vom 13.07.2017, mit welchem die Beigeladene zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft und zur Vorhaltung der Anlage aufgefordert worden sei. Einsätze des Kraftwerks (Probestarts) seien ausdrücklich von der Antragstellerin angefordert worden. Nur aufgrund der Verpflichtung zum Weiterbetrieb in der Netzreserve habe die Beigeladene das Kraftwerk repariert, Brennstoffe gekauft und Personal vorgehalten.

Es könne aus Sicht der Beigeladenen nicht auf den Zeitraum ankommen, zu dem Kosten entstanden seien. Kosten der Wiederherstellung seien unabhängig vom Entstehungszeitpunkt anerkennungsfähig. Sicherzustellen sei nach den rechtlichen Voraussetzungen nur, dass diese Kosten nur „einmalig“ (§ 13c Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 13 Abs. 3 EnWG) anzusetzen seien.

Darüber hinaus sei eine Geltendmachung der Ansprüche bzw. eine Marktaustritts-erklärung nicht erforderlich. Maßgeblich sei nur das Datum der Systemrelevanzausweisung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die Beigeladene beruft sich dabei auf den Wortlaut, systematische Erwägungen, die historische Auslegung sowie den

Sinn und Zweck des § 13c EnWG. Eine Transparenz des Marktaustritts sei zwar aus Sicht der Beigeladenen nicht in dem von der Beschlusskammer geforderten Umfang erforderlich, sie sei aber durch die ad-hoc-Meldung an der Strombörse ohnehin ausreichend erfolgt.

Hinsichtlich der Opportunitätskosten erläutert die Beigeladene die aus ihrer Sicht anzusetzenden Beträge für die Anlagen HKW1 und RDK4s. Diese würden sich aus der Berechnung auf Grundlage des Hinweispapiers der Bundesnetzagentur sowie aus den von der Bundesnetzagentur anerkannten Wertermittlungsgutachten ergeben. Die Kostenanerkennung dem Grunde nach habe auch für den streitigen Zeitraum zu erfolgen, da die Beigeladene nicht frei über ihr Eigentum verfügen könne. Diese Kosten würden in dem Moment entstehen, zu dem der Anlagenbetreiber an der Stilllegung durch die Vorgaben der §§ 13b ff. EnWG gehindert sei. Dies sei mit dem Anzeigeeerfordernis, spätestens aber mit der Ausweisung der Systemrelevanz durch den Übertragungsnetzbetreiber der Fall. Dem stehe auch der Wortlaut des § 13c EnWG nicht entgegen. Unter grundrechtlichen Gesichtspunkten seien die Opportunitätskosten sowohl für die Anlage HKW1 als auch für die Anlage RDK4s für den streitigen Zeitraum anzuerkennen.

Folgende Übersicht stellt die streitigen Summen lediglich bezogen auf die betreffenden Netzreserveanlagen RDK 4S sowie HKW 1 für den in Rede stehenden Zeitraum 2018 dar:

	2018	Istkosten übermittelt vom ÜNB	Sichtweise BNetzA
RDK4S	Summe		
	Leistungskosten		
	Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft		
	Arbeitskosten		
	Opportunitätskosten		
Altbach HKW 1	Summe		
	Leistungskosten		
	Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft		
	Arbeitskosten		
	Opportunitätskosten		

Mit Beschluss vom 18.05.2022 hat die Beschlusskammer über den Antrag der Antragstellerin entschieden. Die Antragstellerin hat hiergegen mit Schriftsatz vom 15.06.2022 Beschwerde beim Oberlandesgericht Düsseldorf eingelegt (Aktenzeichen VI-3 Kart 26/22 [V]). Am 10.06.2022 und am 24.06.2022 teilte die Antragstellerin der Beschlusskammer mit, dass es im Beschluss zu einem Datenfehler mit Auswirkung auf den Regulierungskontosaldo gekommen sei, der eine Korrektur erfordere.

Die Beschlusskammer hat den Sachverhalt überprüft und legt daher unter Aufhebung der ursprünglichen Entscheidung den Regulierungskontosaldo des Jahres 2018 neu fest.

Hintergrund der Neubescheidung ist eine fehlerhafte Ausweisung der seitens der Bundesnetzagentur ermittelten Istkosten der inländischen und ausländischen Netzreserve. Erstere belief sich nach ursprünglichem Bescheid auf [REDACTED] €. In dieser Summe waren jedoch nicht nur die Istkosten der inländischen Netzreserve enthalten, sondern [REDACTED]. Folgerichtig war der Bescheid zu den berechneten Istkosten der inländischen Netzreserve anzupassen auf [REDACTED] €. Aufgrund dessen ergaben sich auch veränderte Differenzbeträge im Regulierungskonto sowie im Plan-Ist-Abgleich (vgl. Tabelle unter 3.6).

Darüberhinaus erfolgt die Neubescheidung aufgrund eines Folgefehlers der ermittelten Istkosten, hier den Arbeitskosten, des Kraftwerks Altbach HKW 1. Im ursprünglichen Bescheid wurde ein nicht anerkennungsfähiger Betrag in Höhe von [REDACTED] € ausgewiesen. Dieser war auf [REDACTED] € zu korrigieren. Der Betrag ergibt sich aus der seitens der Antragstellerin dargelegten genau zuzuordnenden Arbeitskosten zum Zeitraum vor bzw. nach Beginn der Netzreserve (28.03.2018). In der Neubescheidung waren zwei weitere Positionen von den ursprünglich nicht berücksichtigungsfähigen Arbeitskosten in Höhe von [REDACTED] € des Kraftwerkes HKW 1 zusätzlich zu extrahieren: vollständig [REDACTED] € für Erlöse aus Probestarts aus dem Jahr 2017 sowie teilweise [REDACTED] € für Probestarterlöse aus dem Jahr 2018, die nach Angabe der Antragstellerin vollständig bzw. teilweise eindeutig dem Zeitraum vor Beginn der Netzreserve (28.03.2018) zuzuordnen sind.

Daraus folgend ergab sich ebenfalls ein korrigierter gesamter, seitens der Bundesnetzagentur ermittelter Betrag von [REDACTED] €.

Die Beschlusskammer 8 hat den Antrag erneut geprüft und der Antragstellerin gemäß § 67 Abs. 1 EnWG mit Schreiben vom 19.07.2022 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 05.08.2022 mitgeteilt, dass die Differenz im Regulierungskonto nachvollzogen werden können. Es handle sich um die Kürzung der streitigen Kosten. Zudem erklärt die Antragstellerin erneut, dass sie weiterhin der Kürzung dieser Kosten dem Grunde und der Höhe nach widerspreche. Sie beruft sich hierzu auf die bereits im Verfahren vorgetragenen Argumente.

Die Beschlusskammer hat zudem der Beigeladenen gemäß § 67 Abs. 1 EnWG mit Schreiben vom 19.07.2022 erneut Gelegenheit gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Zur Wahrung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse wurden einzelne Kostenpositionen im Anhörungsdokument der Beigeladenen geschwärzt. Dies erfolgte immer dann, wenn es sich um Daten handelt, die auch weitere Netzreserveanlagen oder andere Kosten der Antragstellerin betraf. Die Beigeladene hat mit Schreiben vom 04.08.2022 Stellung genommen. Hierin verweist sie im Wesentlichen auf die Argumente der bisherigen Stellungnahmen.

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.

Im Übrigen wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II.

Der Beschluss ist rechtmäßig. Er beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18. Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor. Der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig.

1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18

Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

Der Europäische Gerichtshof hat zwar 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 NRB 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.

1.2

Reichweite der Entscheidung

Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

1.3

Keine Nichtigkeit des nationalen Rechts

Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.

Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).

Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und

Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

1.4 Keine unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinie

Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

1.4.1 Unionsvorschriften inhaltlich nicht unbedingt

Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.

Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisie-

ren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

1.4.2 Belastung Einzelner verboten

Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur

aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).

Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

1.4.3 Keine objektive unmittelbare Wirkung des Unionsrechts

Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).

Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

1.5 Interessenabwägung

Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).

Die Richtlinien verlangen, 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. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtli-

nien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.

Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

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 Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Jahre 2020 bis 2022 nach § 5 Abs. 3 ARegV

3.1 Ermächtigungsgrundlage

Die Aufhebung des Beschlusses vom 18.05.2022 (Az. BK8-19/00502-01) erfolgt in Anwendung von § 29 Abs. 2 S. 1 und 2 EnWG.

Die Genehmigung der Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Antragstellerin für die Jahre 2020 bis 2022 erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 2 i.V.m. § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1a, § 5 ARegV.

Die Regulierungsbehörde genehmigt gemäß § 5 Abs. 3 ARegV Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Antragstellerin für die Jahre 2020 bis 2022, die sich aus dem Saldo des Regulierungskontos zum 31.12.2018 ergeben. Die ermittelten Differenzen nach § 5 Abs. 1 ARegV und die Zu- und Abschläge sind gemäß § 5 Abs. 2 ARegV zu verzinsen.

Für die Berechnung der Zu- und Abschläge auf die entsprechenden Erlösobergrenzen wird zunächst der Saldo zum 31.12.2018 ermittelt. Dieser wird sodann um ein Jahr aufgezinst, um zu berücksichtigen, dass die Auflösung des Regulierungskontosaldos erst im Jahre 2020 beginnt.

Der Ausgleich des aufgezinsten Saldos zum 31.12.2018 erfolgt in drei gleichmäßigen Raten ab dem Jahr 2020. Zusätzlich erfolgt gemäß § 5 Abs. 3 S. 3 ARegV eine Verzinsung des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Saldos nach § 5 Abs. 2 ARegV. Der Zinssatz für die Aufzinsung im Jahr 2019 und im gesamten Auflösungszeitraum entspricht dem 10-jährigen Durchschnitt der von der Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen "festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten" der Kalenderjahre 2009 bis 2018 in Höhe von 1,34 Prozent.

3.2 Positionen im Regulierungskonto

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

- a) die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den von der Antragstellerin unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklungen erzielbaren Erlösen,
- b) die Differenz zwischen den tatsächlich entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 bis 6a, 8, 13 und 16 bis 17 ARegV und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen,
- c) die Differenz zwischen den tatsächlich entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV i.V.m. der Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der zweiten Regulierungsperiode und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen bzw. der entsprechenden freiwilligen Selbstverpflichtung nach § 11

Abs. 4 S. 2 ARegV sowie

- d) die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs, zu dem auch die Messung gehört, und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen der Messstellenbetrieb durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, verursacht wird und soweit es sich nicht um Kosten für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes handelt. In das Regulierungskonto wird auch die Differenz einbezogen, die durch Maßnahmen des Netzbetreibers im Zusammenhang mit § 40 Abs. 2 S. 3, Abs. 3 S. 1 und 2 EnWG in Verbindung mit § 55 Abs. 1 Nr. 4 oder Abs. 2 MsbG verursacht wird, soweit der Netzbetreiber für die Durchführung zuständig war.

3.3 Differenz zwischen zulässigen Erlösen und erzielbaren Erlösen

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV ist die Differenz der zulässigen Erlöse und der von der Antragstellerin unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse im Regulierungskonto zu erfassen. Die angepasste Erlösobergrenze wird in den **Anlagen 3a bis c** der von der Antragstellerin angepassten Erlösobergrenze gegenübergestellt.

Die in den Einzelbestandteilen der Erlösobergrenze gegenüber dem Ansatz der Antragstellerin ermittelten Differenzen ergeben sich ebenfalls aus den **Anlagen 3a bis c**.

3.3.1 Zulässige Erlöse

Die zulässigen Erlöse bestimmen sich gemäß § 4 ARegV. Dabei sind die gemäß § 4 Abs. 1 und 2 ARegV bestimmten Erlösobergrenzen nach Maßgabe von § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV kalenderjährlich von der Antragstellerin anzupassen.

Dies umfasst insbesondere die zulässige Anpassung der jeweiligen kalenderjährlichen Erlösobergrenze in Folge von Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindefizes nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV) sowie Änderungen von dauerhaft

nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1, 3, 5 bis 8 und 8b bis 17 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV).

Kosten oder Erlöse aus der Nachrüstung gemäß der Systemstabilitätsverordnung (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 ARegV), genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV), der Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6a ARegV), aus vermiedenen Netzentgelten (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8 ARegV), aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV), aus den Vorschriften der Kapazitätsreserve nach § 13e Abs. 3 EnWG und der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG, den Bestimmungen zur Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG sowie den Vorschriften zu besonderen netztechnischen Betriebsmitteln nach § 11 Abs. 3 EnWG (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 16 ARegV) sowie aus Entschädigungen nach § 15 Abs. 1 EEG, die die Voraussetzungen des § 15 Abs. 2 EEG erfüllen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV) können auf Basis von Planwerten angepasst werden und fließen im Rahmen eines Plan-Ist-Abgleichs in das Regulierungskonto ein.

Weiterhin können Anpassungen aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 11 StromNEV in analoger Anwendung erfolgen.

Zudem kann auf Antrag der Antragstellerin gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV eine Anpassung der Erlösobergrenze in Folge eines beschiedenen Antrages nach Maßgabe einer nicht zumutbaren Härte (Härtefall) gewährt werden. Die Anpassung aufgrund eines vorherigen Saldos eines Regulierungskontos erfolgt nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1a, S. 3 ARegV.

Eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 5 ARegV i.V.m. § 19 ARegV (Qualitätselement) ist bei Übertragungsnetzbetreibern nicht vorzunehmen.

Eine Änderung der Erlösobergrenzen erfolgte bei der Antragstellerin auch aufgrund von Teilnetzübergängen nach § 26 Abs. 2 bis 5 ARegV. Die zu berücksichtigenden Teilnetzübergänge sind in **Anlage 3c** ausgewiesen.

3.3.1.1

Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindexes nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindexes nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist für das Jahr 2018 gemäß § 8 S. 2 ARegV der Verbraucherpreisgesamtindex des Jahres 2016 in Höhe von 107,40 zu verwenden.

3.3.1.2

Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1, 3, 7, 8b bis 12a und 14 sowie S. 2 und 4 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 1. HS ARegV)

Kosten oder Erlöse aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten (Nr. 1), Betriebssteuern (Nr. 3), Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (Nr. 7), Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV (Nr. 8b), betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind (Nr. 9), der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit (Nr. 10), der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (Nr. 11), Entscheidungen über grenzüberschreitende Kostenaufteilungen nach Art. 12 der VO (EU) 347/2013 (Nr. 12), Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV (Nr. 12a), dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 5 EnLAG und § 4 Abs. 3 S. 2 BBPIG (Nr. 14) sowie Kosten und Erlöse nach § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV (Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus nach Art. 13 VO (EG) 714/2009, Erlöse aus dem Engpassmanagement nach Art. 16 VO (EG) 714/2009 oder nach § 15 StromNZV, Kosten für die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen, einschließlich der Kosten für die lastseitige Beschaffung, Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Stromversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen sowie Kosten oder Erlöse aufgrund einer freiwilligen Selbstverpflichtung nach § 32

Abs. 1 Nr. 4 ARegV) wurden vom Netzbetreiber gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 1. HS ARegV jeweils auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten angepasst.

Die Antragstellerin hat im Rahmen der Kostenprüfung für die dritte Regulierungsperiode mit Schreiben vom 22.08.2018 die Angaben zu den betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen korrigiert. Hierbei hat sie die Aufwendungen für Zuschläge um ■■■■■ € reduziert und die Aufwendungen für das Mitarbeiterbeteiligungsprogramm und Bildschirmarbeitsplatzbrillen um ■■■■■ € erhöht. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV reduzieren sich somit um ■■■■■ € auf ■■■■■ €. Die Antragstellerin nimmt eine Korrektur in identischer Höhe im Tabellenblatt E9 des Erhebungsbogens des Regulierungskontos vor. Die Beschlusskammer nimmt diese Korrektur zurück und reduziert die zulässigen Erlöse.

Die Beschlusskammer hat die Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Stromversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen, um die Differenzen aus der freiwilligen Selbstverpflichtung Netzreserve für inländische Kraftwerke angepasst. Die Differenzen für die inländischen Kraftwerke bis einschließlich der Kosten des Jahres 2017 sind über die Anpassung der Erlösobergrenze des Folgejahres anzupassen. Hieraus ergeben sich Differenzen für das Jahr 2018 in Höhe von ■■■■■ €. Die Herleitung der Differenzen ergibt sich aus den folgenden Tabellen.

FSV Netzreserve (EOG 2018)	2016
IST-Kosten BNetzA	
Plankosten	
Plan- / Ist-Abgleich NB	
Plan- / Ist-Abgleich BNetzA	
Verzinsung	
Differenz verzinst	
Differenz in Erlösobergrenze	

Verzinsung FSV Netzreserve			
	2016	2017	2018
Zinssatz Ø 10 Jahre Gesamtumlaufrendite	2,12%	2,12%	2,12%
Anfangsbestand			
(+) Zugang / (-) Auflösung			
Endbestand			
Ø gebundener Betrag			
Zinsen auf Ø gebundenen Betrag			
			Summe

3.3.1.3

Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6a, 8, 13, 16 und 17 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2, 2. HS ARegV)

Kosten für die Nachrüstung aufgrund der Systemstabilitätsverordnung (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 ARegV), aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV), der Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 ARegV (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6a ARegV), aus vermiedenen Netzentgelten (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8 ARegV), aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV), aus den Vorschriften der Kapazitätsreserve nach § 13e Abs. 3 EnWG und der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG, den Bestimmungen zur Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG sowie den Vorschriften zu besonderen netztechnischen Betriebsmitteln nach § 11 Abs. 3 EnWG (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 16 ARegV) sowie aus Entschädigungen nach § 15 Abs. 1 EEG, die die Voraussetzungen des § 15 Abs. 2 EEG erfüllen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV) wurden vom Netzbetreiber auf Basis von Plankosten gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV angepasst.

3.3.1.4

Anpassung nach Maßgabe des § 5 ARegV (Saldo des Regulierungskontos) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1a ARegV

Die Erlösobergrenze wurde nach Maßgabe des § 5 ARegV gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1a ARegV angepasst. Hinsichtlich der Kalenderjahre 2013 bis 2016 erfolgten durch die Beschlusskammer zunächst eine vorläufige und schließlich eine endgültige Bestimmung der Salden und der Verteilung auf sechs Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze gem: § 34 Abs. 4 ARegV (Az. jeweils BK8-

17/0502-01). Maßgeblich für die Bestimmung der zulässigen Erlöse für den Saldo des Jahres 2018 ist der endgültige durch die Beschlusskammer festgelegte Zu- bzw. Abschlag. Etwaige Abweichungen des von der Beschlusskammer festgestellten Auflösungsbetrag aus dem Regulierungskontosaldo 2013 bis 2016 zu den Angaben der Antragstellerin sind ebenfalls der **Anlage 3a** zu entnehmen. Der in der **Anlage 3a** ausgewiesene Wert enthält zudem den Saldo des Regulierungskontos für die Jahre 2009 bis 2012, der mit der Festlegung der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode bestimmt wurde.

3.3.2 Erzielbare Erlöse

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV ist die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den von der Antragstellerin unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen im Regulierungskonto zu erfassen. Die erzielbaren Erlöse ermitteln sich als Produkt der tatsächlich im jeweiligen Jahr durchgeleiteten Absatzmengen und Leistungswerten mit den zuvor im Rahmen der Verprobungsrechnung gemäß § 20 StromNEV ermittelten Entgelten. Bei der Bestimmung der erzielbaren Erlöse ist somit auf die tatsächlich physikalisch durchgeleiteten Mengen und die in Anspruch genommenen Leistungen abzustellen, unabhängig davon, ob Forderungen uneinbringlich waren oder Rabatte gewährt wurden.

Die Antragstellerin hat die zur Ermittlung des Regulierungskontosaldos erforderlichen tatsächlich erzielbaren Erlöse des abgelaufenen Kalenderjahres im Rahmen der Antragstellung der Beschlusskammer mitgeteilt.

Nach Prüfung der mitgeteilten Daten durch die Beschlusskammer ergeben sich die in **Anlage 2** dargestellten erzielbaren Erlöse.

3.4 Differenz aus Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 bis 6a, 8, 13, 16 und 17 ARegV

Nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV erfolgt eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze jeweils zum 01. Januar eines Kalenderjahres bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 bis

6a, 8, 13, 16 und 17 ARegV auf Basis des Kalenderjahres, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll.

Die diesbezüglich in dem jeweiligen Erlösobergrenzenjahr enthaltenen Planansätze sind den in diesem Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten gegenüberzustellen. Die so ermittelte Differenz ist im Regulierungskontosaldo gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV zu berücksichtigen.

Die Antragstellerin hat die tatsächlich entstandenen Kosten und Erlöse gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 bis 6a, 8, 13, 16 und 17 ARegV aus

- a) der Nachrüstung nach SysStabV,
- b) genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV,
- c) der Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 ARegV,
- d) vermiedenen Netzentgelten,
- e) der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen,
- f) den Vorschriften der Kapazitätsreserve nach § 13e Abs. 3 EnWG und der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG, den Bestimmungen zur Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG sowie den Vorschriften zu besonderen netztechnischen Betriebsmitteln nach § 11 Abs. 3 EnWG sowie
- g) Entschädigungen nach § 15 Abs. 1 EEG, die die Voraussetzungen des § 15 Abs. 2 EEG erfüllen,

übermittelt.¹

In der **Anlage 2** werden diese Werte den von der Beschlusskammer ermittelten Werten gegenübergestellt.

¹ Bei der Bestimmung der auszahlenden vermiedenen Netzentgelte ist ab dem Kalenderjahr 2018 nach Maßgabe des § 18 StromNEV i.V.m. § 120 EnWG das Schattenpreisblatt des jeweiligen vorgelagerten Netzbetreibers zu Grunde zu legen (vgl. Hinweise der Beschlusskammer 8 zur Anpassung der Erlösobergrenze).

3.4.1

Plan- / Ist-Ableich aus Investitionsmaßnahmen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV)

Die Antragstellerin hat nach Maßgabe des § 23 ARegV Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen gestellt, welche von der Beschlusskammer 4 genehmigt wurden. Die aus diesen Projekten resultierenden Kapitalkosten wurden als Plankosten in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Mit Schreiben vom 03.05.2021 hat die Beschlusskammer 4 der Antragstellerin das Ergebnis der Ist-Kostenabrechnung mitgeteilt. Die erzielbaren Erlöse im Regulierungskonto sind um die Differenz aus Plan- und Ist-Kosten in Höhe von [REDACTED] € anzupassen. Die Antragstellerin hat die annuitätische Gutbringung in Höhe von [REDACTED] € bei den Plankosten in der Erlösobergrenze verrechnet. Diese wird von der Beschlusskammer jedoch im Regulierungskonto unter der folgenden Position verrechnet.

Die Abweichungen zu den von der Antragstellerin angegebenen Ist-Kosten sind der Anlage Einzelnachweis zu entnehmen.

Anlagen im Bau sind im Jahresanfangsbestand nicht zu berücksichtigen. Die Entscheidung beruht auf den rechtskräftigen Entscheidungen der Beschlusskammer 4 vom 02.05.2012 (Az. BK4-12-656) und vom 30.11.2016 (Az. BK4-12-656A01). Dem steht auch die Entscheidung des Bundesgerichtshofs (BGH) vom 10.11.2015 (EnVR 42/14) nicht entgegen.

Die Antragstellerin nimmt im Tabellenblatt E9 des Erhebungsbogens eine Korrektur für die „Anpassung der Kapitalkosten aus Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV - Bünzwangen Goldshöfe“ in Höhe von [REDACTED] € vor. Die Beschlusskammer berücksichtigt diesen Sachverhalt unter den gesamten Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV in Höhe von [REDACTED] € gem. Mitteilung der Beschlusskammer 4 vom 15.04.2019.

3.4.2

Abzugsbetrag aus Investitionsmaßnahmen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6a ARegV)

Als dauerhaft nicht beeinflussbar gilt gem. § 11 Abs. 2 Nr. 6a ARegV die Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV. Nach dieser Vorschrift sind die in den letzten drei Jahren der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme entstandenen Betriebs- und Kapitalkosten, die auf Grund der Regelung nach § 4 Abs.

3 S. 1 Nr. 2 ARegV sowohl im Rahmen der genehmigten Investitionsmaßnahme als auch in der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 1 der folgenden Regulierungsperiode berücksichtigt werden, als Abzugsbetrag zu berücksichtigen.

Bei der Einführung des Abzugsbetrags im März 2012 hat der Verordnungsgeber zum Ausdruck gebracht, dass er eine Minderung der Erlösobergrenze nach Ablauf der Genehmigung der Investitionsmaßnahme gleichmäßig gestreckt über 20 Jahre als sachgerecht erachtet (BR-Drs. 860/11, S. 9). Dementsprechend hat er in § 23 Abs. 2a S. 4 ARegV geregelt, dass die Auflösung des Abzugsbetrags gleichmäßig über 20 Jahre, beginnend mit dem Jahr nach Ablauf der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme, erfolgen soll. Der Verordnungsgeber hat den Zeitpunkt, ab wann die Erlösobergrenze um die Erlöse aus der Auflösung des Abzugsbetrags zu mindern ist, demnach bereits mit der Einführung des Abzugsbetrags im März 2012 ausdrücklich geregelt. Er hat es lediglich versäumt, diese Regelung auch in § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 2. HS ARegV nachzuvollziehen. Dieses redaktionelle Versäumnis hat er im Rahmen der ARegV-Novelle 2019 korrigiert.

Für einen Ansatz ohne Zeitverzug spricht auch die in § 23 Abs. 2a S. 3 ARegV angelegte Berechnungsmethodik zur Ermittlung des Abzugsbetrags. Danach sind die Betriebs- und Kapitalkosten, die in den letzten drei Jahren der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme entstanden sind, bis zum Ende der Genehmigungsdauer aufzuzinsen. Dies ergibt nur Sinn, wenn der Zeitpunkt, auf den aufgezinst wird, zugleich auch der Zeitpunkt ist, ab dem der Betrag aufgelöst wird (hier über 20 Jahre). Hätte eine Auflösung erst zwei Jahre später beginnen sollen, so wäre der Zeitpunkt, auf den aufgezinst worden wäre, zwei Jahre nach hinten verschoben worden. Diese Auslegung wird ferner durch den expliziten Wortlaut des § 23 Abs. 2a S. 4 ARegV gestützt, wonach die Auflösung des nach den Sätzen 1 bis 3 ermittelten Abzugsbetrags gleichmäßig über 20 Jahre erfolgen soll, "beginnend mit dem Jahr nach Ablauf" der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme.

Erlöse aus der Auflösung des Abzugsbetrags für Ende 2013 ausgelaufene Investitionsmaßnahmen sind demnach ab 2014, für Ende 2018 ausgelaufene Investitionsmaßnahmen ab 2019 erlösobergrenzen-mindernd anzusetzen.

Die Antragstellerin hat den Abzugsbetrag bei den Plankosten in der Erlösobergrenze verrechnet. Die Beschlusskammer setzt den Abzugsbetrag allerdings im Regulierungskonto in Höhe von [REDACTED] € an.

3.5 Differenz zwischen den für das Kalenderjahr entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV in der Fassung vom 29.08.2016 wird in das Regulierungskonto darüber hinaus die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs, zu dem auch die Messung gehört, und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen einbezogen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen der Messstellenbetrieb durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, verursacht wird und soweit es sich nicht um Kosten für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes handelt.

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 4 ARegV in der Fassung vom 29.08.2016 wird in das Regulierungskonto auch die Differenz einbezogen, die durch Maßnahmen des Netzbetreibers im Zusammenhang mit § 40 Abs. 2 S. 3, Abs. 3 S. 1 und 2 EnWG in Verbindung mit § 55 Abs 1 Nr. 4 oder Abs. 2 des MsbG verursacht wird, soweit der Netzbetreiber für die Durchführung zuständig war.

Nach § 7 Abs. 2 MsbG sind die Kosten des Messstellenbetriebs von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen nicht mehr in der Erlösobergrenze und den Netzentgelten des Netzbetreibers zu berücksichtigen, sondern dem grundzuständigen Messstellenbetreiber für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme zuzuordnen. Die Kosten für die Abrechnung der Netznutzung von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen verbleiben beim Netzbetreiber und sind weiterhin Bestandteil der Netzentgelte.

In das Regulierungskonto sind gemäß § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV Kostendifferenzen einzubeziehen, die sich durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer im Bereich

des konventionellen Messstellenbetriebs ergeben. Durch den Austausch von konventionellen Messeinrichtungen gegen moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme reduziert sich die Anzahl der Anschlussnutzer, die dem Bereich des konventionellen Messstellenbetriebs und damit dem Netzbetreiber zuzuordnen sind, während die Anzahl der Anschlussnutzer, die vom grundzuständigen Messstellenbetreiber für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme betreut werden, steigt. Folglich reduzieren sich die Kosten des Netzbetreibers für den konventionellen Messstellenbetrieb im Vergleich zu den in der Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen.

Die Antragstellerin hat die Kostenveränderung für die Messung bzw. den Messstellenbetrieb übermittelt. Hiernach haben sich keine Differenzen ergeben.

3.6 Differenz aus dem Ansatz der Kosten gem. freiwilliger Selbstverpflichtung Interessensbekundungsverfahren und Netzreserve und der tatsächlich entstandenen Kosten

Die Ist-Kosten aus den freiwilligen Selbstverpflichtungen zum Interessensbekundungsverfahren (IBV) für die ausländischen Kraftwerke sowie zur Netzreserve für die inländischen Kraftwerke resultieren aus der Ermittlung durch die Beschlusskammer. Die Werte wurden mit Nachricht vom 01.06.2021 angehört. Die Antragstellerin hat hierzu bereits mit Schreiben vom 13.07.2021 sowie am 07.12.2021 und 28.01.2022 Stellung genommen. Die Beigeladene hat am 05.02.2022 zum Sachverhalt Stellung genommen.

Die festgestellten Ist-Kosten sind zur Ermittlung des Regulierungskontosaldos den durch die Antragstellerin angesetzten Plankosten gegenüber zu stellen. Hierbei sind die Differenzen für die ausländischen Kraftwerke über das Regulierungskonto abzurechnen. Die Beschlusskammer hat daher die vollständigen, durch die Antragstellerin in der Erlösobergrenze angesetzten Kosten, bestehend aus Plankosten und Nachholeffekt, den Ist-Kosten gegenübergestellt.

Die Differenzen für die inländischen Kraftwerke sind bis einschließlich der Kosten des Jahres 2017 über die Anpassung der Erlösbergrenze des Folgejahres abzurechnen. Ab dem Jahr 2018 findet die Abrechnung über das Regulierungskonto statt. Die ermittelten Differenzen ergeben sich aus der nachfolgenden Tabelle.

FSV IBV	2018	FSV Netzreserve	2018
IST-Kosten NB		IST-Kosten NB	
IST-Kosten BNetzA		IST-Kosten BNetzA	
Plankosten		Plankosten	
Nachholeffekt			
Plankosten gesamt		Plan- / Ist-Abgleich NB	
		Plan- / Ist-Abgleich BNetzA	
Plan- / Ist-Abgleich NB		Differenz im Regulierungskonto	
Plan- / Ist-Abgleich BNetzA			
Differenz im Regulierungskonto			

Differenzen ergeben sich bei den Kosten für die Netzreserveanlage Altbach HKW 1 (BNA0020) und RDK4s (BNA0514). Die Regelungen zur Kostenerstattung für die Vorhaltung und den Einsatz von Anlagen, deren endgültige Stilllegung gemäß § 13b EnWG untersagt wurde, sind in § 13c EnWG festgelegt und werden gemäß § 1 Abs. 2 NetzResV durch die Vorgaben der NetzResV präzisiert.

Anerkennungsfähig sind in den Ist-Kosten nur solche Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen, die im gesetzlich vorgesehenen Vergütungszeitraum angefallen sind. Maßgeblich für die Erstattung der Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen ist gem. § 13c Abs. 3 Satz 2 EnWG der Zeitpunkt, zu dem eine Anlage durch den ÜNB als systemrelevant ausgewiesen ist und der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt ist. Dafür hat der Anlagenbetreiber ein Wahlrecht: Er kann wählen, ob er bis zum Zeitpunkt des Beginns der SRA noch am Markt tätig ist oder vorher Kosten geltend macht. Frühester Zeitpunkt ist die Ausweisung der Systemrelevanz durch den ÜNB. Möglicher späterer Zeitpunkt ist der Zeitpunkt, zu dem der Anlagenbetreiber erstmals den ÜNB auf Zahlung der Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch nimmt (=Marktaustritt, § 13c Abs. 4 Satz 1 EnWG). Die Inanspruchnahme von Betriebsbereitschaftsauslagen für den Zeitraum vor dem angezeigten endgültigen Stilllegungsdatum setzt nach §§ 13c Abs. 3 S. 2, Abs. 4 EnWG voraus, dass der Anlagenbetreiber diese vorab gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber erklärt und gleichsam seinen Austritt aus dem

Markt signalisiert. Eine rückwirkende Inanspruchnahme von Betriebsbereitschaftsauslagen für einen Zeitraum, in dem sich der Anlagenbetreiber einen Markteinsatz zunächst offengelassen hat, ist nicht mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar.

Erzeugungsauslagen nach § 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 EnWG sind zu zahlen, wenn es sich um eine Erzeugung handelt, die im Rahmen des Netzreserveregimes erfolgte. Das ist dann der Fall, wenn eine Anlage ausschließlich außerhalb des Strommarkts eingesetzt werden darf. Dafür ist wiederum der Zeitpunkt des Marktaustritts relevant.

Opportunitätskosten sind in den Ist-Kosten nur dann anerkenungsfähig, wenn sie im relevanten Verzinsungszeitraum angefallen sind. Maßgeblicher Zeitpunkt für die Erstattung der Opportunitätskosten ist der Beginn des Systemrelevanzausweisungszeitraumes der endgültigen Stilllegung. Für den Beginn des Verzinsungszeitraums muss der Zeitraum der Systemrelevanzausweisung der zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlage begonnen haben. Für Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen hat der Gesetzgeber in § 13c Abs. 3 S. 2 EnWG festgelegt, dass diese zu erstatten sind, wenn und soweit sie ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes nach § 13b Abs. 5 EnWG anfallen und der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Der Gesetzgeber hat im Zuge des Strommarktgesetzes bewusst davon abgesehen die Erstattung der Opportunitätskosten an denselben Zeitpunkt anzuknüpfen. Der Regelung zu § 13c Abs. 3 S. 2 EnWG ist jedoch der gesetzgeberische Willen zu entnehmen, dass nicht allein ein Willensakt des betroffenen Anlagenbetreibers für den Beginn eines Erstattungszeitraums maßgeblich sein kann, sondern daneben die Entscheidung eines unabhängigen Dritten treten muss. Dass der Grundsatzfall des § 13c Abs. 3 S. 1 EnWG eine Vergütung erst ab dem Zeitpunkt der angezeigten endgültigen Stilllegung regelt, ergibt sich indes klar aus dem Gesetzeswortlaut. Denn dort heißt es, dass der Vergütungsanspruch den Betreibern von Anlagen zusteht, „deren endgültige Stilllegung nach § 13b Abs. 5 S. 1 (EnWG) verboten ist.“ § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG regelt gerade das Verbot der endgültigen Stilllegung aufgrund einer genehmigten Systemrelevanzausweisung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Dieses Verbot greift naturgemäß erst ab dem angezeig-

ten Stilllegungsdatum. Zwar ist dem Betreiber einer Anlage mit einer Nettonennleistung ab 10 MW auch im Zeitraum davor die endgültige Stilllegung untersagt, weil er diese gemäß § 13b Abs. 1 EnWG nicht ohne vorherige Stilllegungsanzeige und vor Ablauf einer Jahresfrist ab der Anzeige stilllegen darf. Jedoch wird dieses Stilllegungsverbot gerade nicht in § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG geregelt, der durch die Anspruchsgrundlage für die Vergütung in § 13c Abs. 3 S. 1 EnWG in Bezug genommen wurde. Der Beginn des Ausweisungszeitraums ist in dem auf Grundlage des § 13b Abs. 5 EnWG ergehendem Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur angeführt. Diese Rechtsauffassung hat die Beschlusskammer in einem Hinweispapier veröffentlicht, das als Anlage in der Regel zum Bestandteil des Netzreservevertrags wird.

Zwischen der Antragstellerin, der Beigeladenen und der Beschlusskammer ist streitig, wann die Kostenerstattung für die Netzreserveanlage Altbach HKW 1 beginnt.

Die geltend gemachten Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen, die Erzeugungsauslagen sowie die Opportunitätskosten sind für die Netzreserveanlage Altbach HKW1 ab dem 28.03.2018 grundsätzlich anererkennungsfähig. Die geltend gemachten Kosten für das Jahr 2018 für die Netzreserveanlage Altbach HKW 1 werden in Höhe von [REDACTED] € (davon [REDACTED] € Leistungsvorhaltekosten, [REDACTED] € Wiederherstellungskosten, [REDACTED] € Arbeitskosten, [REDACTED] € Opportunitätskosten) nicht anerkannt. Dies entspricht den für den Zeitraum vom 07.04.2017 bis zum 27.03.2018 geltend gemachten Auslagen, wobei maßnahmenscharf nach dem Zeitraum der Netzreserve (ab dem 28.03.2018) und dem vorherigen Zeitraum (07.04.2017 - 27.03.2018) differenziert wurde.

Die Antragstellerin und die Beigeladene vertreten die Ansicht, dass eine Kostenerstattung bereits ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz, mithin ab dem 07.04.2017, zu erfolgen habe. Die Beschlusskammer ist hingegen der Ansicht, dass eine Kostenerstattung erst mit dem 28.03.2018 als dem von der Beigeladenen angezeigten Stilllegungsdatum beginnt. Dieses Datum entspricht dem Beginn der mit Bescheid der Bundesnetzagentur Az. 608-17-007 genehmigten Ausweisung der Systemrelevanz (28.03.2018 bis zum Ablauf des 30.09.2019).

Zwar kann nach § 13c Abs. 3 Satz 2 EnWG der Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung gemäß § 13b Abs. 5 Satz 1 EnWG verboten ist, Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen (§ 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 und 2 i.V.m. Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und Satz 2) unter bestimmten Voraussetzungen ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz in Anspruch nehmen. Auch sind die Kosten, die der Antragstellerin aus der Erfüllung entsprechender Forderungen des Betreibers entstehen, grundsätzlich anererkennungsfähig, wenn die Genehmigung der Systemrelevanzausweisung erfolgt ist. Jedoch sind nach Ansicht der Beschlusskammer schon die gesetzlichen Voraussetzungen für den Anspruch der Beigeladenen auf Erstattung von Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen für den Zeitraum vor Beginn der Systemrelevanzausweisung nicht erfüllt. Im Hinblick auf die sonstigen Vergütungspositionen nach § 13c Abs. 3 Satz 1 EnWG besteht ebenfalls kein Anspruch auf etwaige Erstattungen vor Beginn des Zeitraums, für den eine Anlage als systemrelevant ausgewiesen ist. Eine Erstattung von Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG vor Beginn des Zeitraums, für den eine Anlage als systemrelevant ausgewiesen ist, erlaubt das Gesetz nicht. Erzeugungsauslagen i.S.v. § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 3 EnWG sowie der anteilige Werteverbrauch nach § 13c Abs. 3 S. 3 EnWG sind vor Beginn des Ausweisungszeitraum der Systemrelevanz nur erstattungsfähig, wenn die Anlage bereits vorher durch einen entsprechenden Willensakt des Betreibers nach § 13c Abs. 4 S. 1 EnWG in die außerhalb des Strommarkts gebildete Netzreserve übergeht.

Es fehlt insofern für die Erstattungsfähigkeit von Betriebsbereitschaftsauslagen, Erzeugungsauslagen und des anteiligen Werteverbrauchs an einer rechtzeitigen Geltendmachung der entsprechenden Vergütung dem Grunde nach durch die Beigeladene, die gleichsam als Marktaustrittserklärung fungiert hätte. Nach dem Wortlaut des § 13c Abs. 4 Satz 1 EnWG ist eine ausdrückliche Willenserklärung zur Inanspruchnahme von Erhaltungsauslagen oder Betriebsbereitschaftsauslagen Voraussetzung: „Nimmt der Betreiber der Anlage [...] den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Erhaltungsauslagen oder der Betriebsbereitschaftsauslagen [...] in Anspruch [...]“. In § 13c Abs. 3 Satz 1 heißt es ferner: „Der Betreiber einer Anlage [...] kann als angemessene Vergütung für die Verpflichtung nach § 13b Absatz 5 Satz 11 von dem jeweiligen Betreiber eines Übertragungsnetzes geltend ma-

chen.“ Auch hiernach ist eine ausdrückliche Geltendmachung der Vergütung Voraussetzung, also eine Willenserklärung. Eine konkludente Erklärung oder die Tatsache, dass ein Generatorschaden vorlag, reicht hingegen nicht. Aufgrund der maßgeblichen Verpflichtung in § 13b Absatz 5 Satz 11 EnWG „die Anlage zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach Absatz 4 ermöglicht [...]“; ist es für eine Vergütung nicht Voraussetzung, dass die Anlage zu dem Zeitpunkt der Geltendmachung schon betriebsbereit ist. Der noch nicht behobene Generatorschaden zum Ausweisungszeitraum war kein Ausschlussgrund. Es kommt entgegen des Vortrags der Beigeladenen nicht darauf an, ob ein Markteinsatz möglich gewesen wäre oder aufgrund eines Generatorschadens nicht ohne weiteres hätte erfolgen können. Für einen außenstehenden Dritten ist nicht erkennbar, ob eine Anlage auf Dauer vom Markt geht, wenn ein Generatorschaden vorliegt. Es ist nicht ersichtlich, ob es sich um einen leicht zu behebbenden oder einen grundlegenden Schaden handelt. Es kann daher nicht maßgeblich sein, ob man die Anlage hätte betreiben können.

Eine Geltendmachung von Betriebsbereitschaftsauslagen durch die Beigeladene für diese Anlage für Zeiträume vor Beginn des ersten Ausweisungszeitraums (28.03.2018 bis 30.09.2019) wurde der Beschlusskammer zu keinem Zeitpunkt zur Kenntnis gebracht, weshalb von einer Vergütung mit Beginn der Systemrelevanzperiode am 28.03.2018 auszugehen ist. Im Rahmen der EOG-Anpassung der Antragstellerin wurden gleichwohl Ist-Kosten des Jahres 2017 für die Anlage berücksichtigt. Die Beschlusskammer hat die Antragstellerin daraufhin aufgefordert, etwaigen Schriftverkehr vorzulegen, aus dem – wie durch § 13c Abs. 3 Satz 2 EnWG für eine vorherige Kostenerstattung vorausgesetzt – die Geltendmachung von Betriebsbereitschaftsauslagen durch die Beigeladene für diesen Zeitraum hervorgeht und mit dem die Beigeladene den Austritt aus dem Markt signalisiert hat. Derartige Dokumente für die Betriebsbereitschaftsauslagen hat die Antragstellerin nicht beigebracht. Die mit E-Mail vom 01.03.2019 übersendete Rechnung, die die Geltendmachung von Opportunitätskosten i.S.v. § 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnWG für den April 2017 dokumentiert, hat für diesen Sachverhalt insofern keine Relevanz, als die Anerkennung von Leistungsvorhaltekosten für Zeiträume vor dem angezeigten Stilllegungsdatum nach § 13c Abs. 3 Satz 2 EnWG ausdrücklich die Geltendmachung von Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen i.S.v. § 13c Abs. 3 Satz 1 Nr. 1

und 2 EnWG voraussetzt. Vertreter der Beigeladenen haben zudem im Telefonat am 29.11.2019 zugestanden, dass es keine ausdrückliche Willenserklärung der Beigeladenen gegeben habe, mit der im streitigen Zeitraum Erhaltungs- oder Betriebsbereitschaftsauslagen geltend gemacht wurden.

Nicht überzeugend ist der Vortrag, es habe „dem gemeinsamen Verständnis“ von der Antragstellerin und der Beigeladenen entsprochen, dass die Anlage Altbach HKW1 bereits ab der Systemrelevanzausweisung dem Netzreserveregime unterworfen sein sollte. Ein solches, gemeinsames Verständnis wäre nach der Überzeugung der Beschlusskammer angesichts seiner enormen wirtschaftlichen Tragweite auch dokumentiert worden. Die Aufforderung der Antragstellerin zur Herstellung der Betriebsbereitschaft mit Schreiben vom 13.07.2017, auf das die Parteien verwiesen haben, genügt nicht als entsprechende Dokumentation, weil eine solche Aufforderung angesichts der zu dem Zeitpunkt bereits durch die Bundesnetzagentur genehmigten Systemrelevanzausweisung in jedem Fall erfolgt wäre. Keineswegs ist damit über eine Überführung der Anlage in die Netzreserve vor dem angezeigten Stilllegungsdatum befunden worden. Dies wäre mit diesem Schreiben auch gar nicht möglich gewesen, da eine derartige Entscheidung der Anlagenbetreiberin bzw. -eigentümerin vorbehalten ist und der Übertragungsnetzbetreiber insofern keine Verfügungsgewalt hat. Ebenso nicht überzeugend zur Darlegung einer Geltendmachung von Betriebsbereitschaftsauslagen ist das von der Antragstellerin erwähnte Schreiben vom 23.08.2017, mit dem eine Indikation der Leistungsvorhaltekosten an sie übermittelt worden sei. Denn eine solche Indikation wurde unabhängig vom Beginn des Vergütungszeitraums für die Bildung der Erlösbergrenze des Jahres 2018 benötigt. Eine Inanspruchnahme von Betriebsbereitschaftsauslagen vor dem Eintritt des angezeigten Stilllegungsdatums belegt dies nicht.

Aus der mit Email der Antragstellerin vom 14.11.2017 übersandten Rahmenpräsentation vom 12.07.2017 ergibt sich ebenfalls keine ausdrückliche Willenserklärung. Zwar ergeben sich daraus Informationen zu notwendigen Wiederherstellungsmaßnahmen. Es steht dort aber auch ausdrücklich auf Folie 28 u.a. „Offizieller Wechsel in die Netzreserve - Vorgehen zur Operativsetzung (HKW1 wird Netzreservekraftwerk) ist zwischen TNG und EnBW noch abzustimmen (analog RDK4).“ Dies zeigt

gerade, dass der Übergang in die Netzreserve am 12.07.2017 nach Ansicht der Beigeladenen noch nicht stattgefunden hatte.

Zudem hat weder die Beigeladene noch die Antragstellerin sich frühzeitig mit der Beschlusskammer in Verbindung gesetzt, um – wie in anderen Fällen praktiziert – Abschlagszahlungen für die Vergütung der Leistungsvorhaltung für den vorliegend streitgegenständlichen Zeitraum abzustimmen, die bis zur finalen trilateralen Abstimmung des Kostenniveaus hätten ausgezahlt werden können. Dies ist indes bis dahin bzgl. sämtlicher anderer Netzreserveanlagen der Beigeladenen vorab erfolgt und hätte – je nach Zeitpunkt der Kontaktaufnahme – auf eine „Geltendmachung“ hinweisen können. Weder auf diese noch auf sonstige Weise konnte zumindest eine konkludente Geltendmachung der Vergütung festgestellt werden. Es sind für den streitbefangenen Zeitraum auch keine Abschläge an die Beigeladene gezahlt worden, wie die Beschlusskammer in Aufklärung der Preisanpassung des Jahres 2019 festgestellt hat.

Die Nichtbeanspruchungsmeldung auf der Internetseite der EEX zeigt lediglich die Nichtverfügbarkeit der Anlagen, nicht deren endgültigen Marktaustritt. Die Meldung nach Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT -VO) hat hier – wie auch generell – die Funktion Marktteilnehmern bestimmte wettbewerbsrelevante Informationen in Bezug auf Unternehmen oder auf Anlagen effektiv und rechtzeitig bekannt zu geben. Nach Art. 4 Abs. 1 REMIT -VO gibt es für „Marktteilnehmer“, wie die Beigeladene, die Pflicht bestimmte „Insider-Informationen“ in Bezug auf das Unternehmen oder auf Anlagen effektiv und rechtzeitig bekannt zu geben. Zu den bekannt zugegebenen Informationen zählen nach der Norm solche, die die Kapazität und die Nutzung von Anlagen zur Erzeugung von Strom einschließlich der geplanten oder ungeplanten Nichtverfügbarkeit dieser Anlagen betreffen. Die Beigeladene war demnach nach Art. 4 Abs. 1 REMIT-VO verpflichtet die Nichtverfügbarkeit der Anlage für den Strommarkt bekannt zu geben, da diese Information die Kapazität und die Nutzung von HKW 1 betrifft. Die Meldung beinhaltet weder explizit noch implizit eine Aussage zur Geltendmachung bzw. Inanspruchnahme einer Vergütung seitens des Kraftwerksbetreibers. Dies ist nach Art. 4 Abs. 1 REMIT-VO auch nicht erforderlich, aber maßgeblich für den Beginn der Vergütung nach

§ 13c Abs. 3 Satz 1 HS. 1, Abs. 4 Satz 1 EnWG. REMIT-Meldungen können aktualisiert werden. Eine erneute Verfügbarkeitsmeldung wäre demnach möglich gewesen und ein Markteinsatz nach Behebung des Generatorschadens hätte mangels ausdrücklicher Geltendmachung von Betriebsbereitschaftsauslagen nicht gegen § 13c Abs. 4 Satz 1 EnWG verstoßen.

Die Meldung wäre zudem auch nicht hinreichend bestimmt gewesen, den Zeitpunkt des Austritts aus dem Markt bzw. der Inanspruchnahme einer Vergütung kenntlich zu machen. Die entsprechende Meldung lautete im Wortlaut: „For the power plant HKW Altbach/Deizisau 1 (HKW 1) the system relevance has been confirmed. HKW 1 will no longer be in commercial use.“ Keineswegs wird hieraus ein konkreter Zeitpunkt des Marktaustritts ersichtlich. Grammatikalisch eindeutiger wäre die Verwendung einer Formulierung im Präsens anstelle der Zukunftsform (will-future) gewesen. Eine solche hätte zumindest einen Austritt aus dem Markt ab dem Zeitpunkt der Meldung annehmen lassen. Die gewählte Formulierung ließ hingegen offen, ab wann tatsächlich weitere Markteinsätze ausgeschlossen sein würden.

Ex-post betrachtet ist diese Option mangels stattgefundenem Markteinsatz des Kraftwerkes zwar theoretisch möglich, aber ein damaliger Vorteil für Beigeladene kann gerade unter Berücksichtigung der starken Schwankungen des Spotmarktpreises in den Jahren 2017 und 2018 von der Beschlusskammer nicht ausgeschlossen werden und ist daher regulierungsrechtlich relevant. Im Ergebnis ist zu konstatieren, dass mangels Geltendmachung bzw. Inanspruchnahme von Erhaltungsauslagen oder Betriebsbereitschaftsauslagen die tatbestandlichen Voraussetzungen für einen Vergütungsanspruch schon ab dem 07.04.2017 nach § 13c Abs. 3 Satz 1 HS. 1, Abs. 4 Satz 1 EnWG nicht erfüllt sind. Dass es diese Willenserklärung zwischen den Parteien nicht gegeben hat, zeigt auch das Schreiben der Antragstellerin an die Beigeladene vom 13.07.2017 zur Aufforderung der Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft. Darin verweist die Antragstellerin ausdrücklich auf § 13c Abs. 4 Satz 1 EnWG, der zu beachten sei. Noch deutlicher wird es in den Folien der Beigeladenen vom 12.07.2017, in denen für den „offiziellen Wechsel in die Netzreserve“ das Vorhaben zwischen der Antragstellerin und der Beigeladenen noch abzustimmen sei (siehe oben).

Die Geltendmachung als zivilrechtlicher Willensakt kann auch nicht – wie von der Antragstellerin und der Beigeladenen vorgebracht – durch die Durchführung von Probestarts und der damit zusammenhängenden Vermarktung durch die Antragstellerin im gegenständlichen Zeitraum ersetzt werden. Die Geltendmachung des Anspruchs stellt letztlich eine adressatenbezogene zivilrechtliche Willenserklärung dar. Diese ist nicht ersichtlich.

Das Argument der Beigeladenen, dass es für bestimmte Betriebsbereitschaftsauslagen nicht auf den Zeitpunkt oder Zeitraum ankommen könne, zu dem sie entstanden sind, ist nicht tragfähig. Die Beigeladene hat insofern als Beispiele etwa die Beschaffung von Kohle, die Behebung von Schäden oder auch die Bereitstellung von Personal genannt. Dabei verkennt die Beigeladene, dass die Beschlusskammer nicht mit dem Zeitpunkt oder dem Zeitraum des Entstehens von Kosten argumentiert. Maßgeblich ist vielmehr der Zeitraum, für den etwaige Kosten entstehen. Nur soweit die Beigeladene Betriebsbereitschaftsauslagen für einen Zeitraum vor dem angezeigten Stilllegungsdatum geltend macht und mithin den Übergang in das Regime der Netzreserve erklärt, sind diese i.R.d. Netzreservevergütung erstattungsfähig. Verdeutlichen lässt sich dies anhand eines (fiktiven) Beispiels einer jährlich wiederkehrenden Instandhaltungsmaßnahme, die an der Anlage Altbach HKW1 am 28.09.2017 (also ein halbes Jahr vor dem Beginn des Ausweisungszeitraums der Systemrelevanz) vorgenommen wurde. In Ermangelung eines vorherigen Marktaustritts wäre diese Maßnahme zur Hälfte für einen Zeitraum vorgenommen worden, in dem die Anlage in der Netzreserve gebunden war. Ungeachtet des Zeitpunktes ihres Entstehens (sei es durch die Vornahme der Maßnahme, durch eine vorherige Beauftragung eines externen Dienstleisters oder durch Rechnungsstellung) wären die mit der Maßnahme verbundenen Kosten zu 50% als Betriebsbereitschaftsauslagen erstattungsfähig.

Die Erstattung der Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen ist damit dem Grunde nach ab dem 28.03.2018 möglich. Die vor dem 28.03.2018 geltend gemachten Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen sowie die Erzeugungsauslagen sind in den Ist-Kosten nicht anerkennungsfähig. Die für die Netzreserveanlage Altbach HKW1 für das Jahr 2018 in diesen Positionen geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] € werden um die für die Zeit vor dem 28.03.2018 geltend

gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] € reduziert. Sie werden in Höhe von [REDACTED] € anerkannt. Hierin enthalten bzw. gegenzurechnen sind auch operative Probestarterlöse in Höhe von [REDACTED] € die vor dem 28.03.2018 entstanden sind, aber nach Aussage der Netzbetreiberin ausschließlich den Zweck der Erhaltung der Betriebsbereitschaft in der Netzreserve hatten, somit auch hier berücksichtigt werden müssen. Zusätzlich zu den operativen Probestarterlösen i. H. v. [REDACTED] € sind periodenfremde Probestarterlöse i. H. v. [REDACTED] € in den geltend gemachten Kosten i. H. v. [REDACTED] € enthalten und gegenzurechnen.

Opportunitätskosten sind nach den oben genannten Grundsätzen mit Beginn des Systemrelevanzausweisungszeitraumes der endgültigen Stilllegung zu erstatten. Hier beginnt der Ausweisungszeitraum am 28.03.2018. Die ab diesem Datum geltend gemachten Opportunitätskosten werden anerkannt. Die vor dem 28.03.2018 geltend gemachten Opportunitätskosten sind in den Ist-Kosten nicht anerkennungsfähig. Die für die Netzreserveanlage Altbach HKW1 geltend gemachten Opportunitätskosten in Höhe von [REDACTED] € werden um die für die Zeit vor dem 28.03.2018 geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] € reduziert. Sie werden in Höhe von [REDACTED] € für das Jahr 2018 anerkannt.

Der Zeitraum der Systemrelevanzausweisung beginnt für das Kraftwerk RDK4s am 21.12.2017 (vgl. Genehmigung der Bundesnetzagentur vom 22.03.2017, Az. 608-16-016). Die Beschlusskammer hat mit Beschluss vom 06.08.2020, Az. BK8-17/4007-R eine Festlegung zur Anerkennung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Netzreserveanlage RDK4s nach § 13c Abs. 5 EnWG als verfahrensregulierte Kosten i.S.d. §§ 11 Abs. 2 S. 4, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV erlassen.

Die geltend gemachten Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen sowie die Erzeugungsauslagen sind für die Netzreserveanlage RDK4s ab dem 26.01.2017 anzuerkennen. Dieses Datum entspricht dem Marktaustritt der Anlage. Die Anlage besteht aus einem Gas- und einem Dampfteil, die unterschiedlich lange am Markt betrieben wurden. Der Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur zur Systemrelevanzausweisung unterscheidet nicht zwischen Gas- und Dampfteil. Vielmehr erstreckt sich der Bescheid auf die gesamte Nennleistung des Kraftwerksblocks. Dementsprechend ist § 13c Abs. 4 Satz 1 EnWG dahingehend anzuwenden, dass der gesamte Kraftwerksblock als eine dem Marktrückkehrverbot unterliegende

Anlage im Sinne dieser Vorschrift gilt. Der Gasteil des Kraftwerks ist am 25.01.2017 noch am regulären Markt gelaufen. Die erstmalige Geltendmachung der Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen erfolgte für das Kraftwerk als Ganzes am 26.01.2017 (vgl. Beginn des Netzreservevertrags vom 07./14.07.2020).

Die Antragstellerin hat Opportunitätskosten geltend gemacht, die für den Zeitraum vor dem Beginn der Systemrelevanzausweisung angefallen sind.

Nach Ziffer 6.12 des für das Kraftwerk maßgeblichen zwischen der Antragstellerin und der Beigeladenen geschlossenen Netzreservevertrags richten sich die Höhe der Kapitalbindungskosten sowie weitere Einzelheiten diesbezüglich nach Anhang 5 des Netzreservevertrags. Zur Frage des Beginns der Kostenerstattung aller Kostenpositionen nach § 13c Abs. 3 Nr. 1 bis 4 EnWG enthalten darüber hinaus die Nummern 6.14 bis 6.19 des Netzreservevertrags Ausführungen, zu unterschiedlichen Ansichten der Beigeladenen und der Antragstellerin. Während die Beigeladene einen früheren Zeitpunkt (23.12.2016) ansetzt, vertritt die Antragstellerin, dass ein Kostenerstattungsanspruch erst nach dem letzten Markteinsatz (d.h. am 26.01.2017) entstehen könne. Es besteht Einigkeit zwischen den Vertragsparteien, dass die Erstattung aller Kostenpositionen auf gesetzlicher Basis und im gesetzlich vorgeschriebenen Umfang erfolgen solle, vgl. Nr. 6.14 des Netzreservevertrags. Anhang 5 des Netzreservevertrags wiederum besagt, dass die Berechnung der Opportunitätskosten nach Vorgabe des Hinweispapiers der Bundesnetzagentur erfolge. Das Hinweispapier ist als Anhang 1c ebenfalls Bestandteil des Netzreservevertrags. Im Hinweispapier finden sich Angaben zum Verzinsungszeitraum. Hierin heißt es u.a., dass der Zeitraum der Systemrelevanz der Anlage begonnen haben müsse.

Im Hinblick auf die Opportunitätskosten verkennen die Antragstellerin und die Beigeladene, dass das Gesetz ihre Erstattung unabhängig von einer etwaigen früheren Überführung einer Anlage in die Netzreserve nicht für Zeiträume vor dem angezeigten Datum der endgültigen Stilllegung erlaubt. Der Grundsatz des § 13c Abs. 3 Satz 1 EnWG ist, dass ein Anspruch auf Vergütung für Kosten besteht, die einem Anlagenbetreiber ab ebendiesem Zeitpunkt entstehen. Lediglich im Hinblick auf einzelne Vergütungsbestandteile, wird in § 13c Abs. 3 S. 2 EnWG eine Ausnahme geschaffen. Die Opportunitätskosten sind dort weder genannt, noch ergibt sich ihre

Einbeziehung – wie bei den Erzeugungsauslagen und dem anteiligen Werteverbrauch – aus der Systematik. Der Gesetzgeber hat bewusst davon abgesehen die Erstattung der Opportunitätskosten an denselben Zeitpunkt anzuknüpfen. Der Regelung zu § 13c Abs. 3 Satz 2 EnWG ist jedoch der gesetzgeberische Willen zu entnehmen, dass nicht allein ein Willensakt des betroffenen Anlagenbetreibers für den Beginn eines Erstattungszeitraums maßgeblich sein kann. Dass der Grundsatzfall des § 13c Abs. 3 Satz 1 EnWG eine Vergütung erst ab dem Zeitpunkt der angezeigten endgültigen Stilllegung regelt, ergibt sich indes aus dem Gesetzeswortlaut. Denn dort heißt es, dass der Vergütungsanspruch den Betreibern von Anlagen zusteht, „deren endgültige Stilllegung nach § 13b Abs. 5 Satz 1 (EnWG) verboten ist.“ § 13b Abs. 5 Satz 1 EnWG regelt gerade das Verbot der endgültigen Stilllegung aufgrund einer genehmigten Systemrelevanzausweisung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Dieses Verbot greift naturgemäß erst ab dem angezeigten Stilllegungsdatum. Zwar ist dem Betreiber einer Anlage mit einer Nettonennleistung ab 10 MW auch im Zeitraum davor die endgültige Stilllegung untersagt, weil er diese gemäß § 13b Abs. 1 EnWG nicht ohne vorherige Stilllegungsanzeige und vor Ablauf einer Jahresfrist ab der Anzeige stilllegen darf. Jedoch wird dieses Stilllegungsverbot gerade nicht in § 13b Abs. 5 Satz 1 EnWG geregelt, der durch die Anspruchsgrundlage für die Vergütung in § 13c Abs. 3 Satz 1 EnWG in Bezug genommen wurde. Die gesetzgeberische Entscheidung, an das mit der Systemrelevanzausweisung einhergehenden Stilllegungsverbot anzuknüpfen ist dabei auch aus Gleichbehandlungsgründen richtig, weshalb ein vorheriger Vergütungsbeginn auch nicht in Betracht käme, wenn es insofern ein Ermessen der Beschlusskammer gäbe. Denn die Betreiber von Anlagen, die zunächst einem Stilllegungsverbot bis zum Ablauf von 12 Monaten nach § 13b Abs. 1 Satz 1 EnWG unterliegen, dann aber nicht als systemrelevant ausgewiesen werden, hätten für diesen Zwölfmonatszeitraum keinen Anspruch auf die Erstattung von Opportunitätskosten, weil die Vergütungsregeln der Netzreserve nach § 13c EnWG für sie nicht greifen. Sie würden damit gegenüber den Betreibern von als systemrelevant ausgewiesenen Anlagen schlechter gestellt, wenn die von der Beigeladenen und der Antragstellerin vertretene Auffassung umgesetzt würde.

Dem Vortrag der Beigeladenen im Schreiben vom 05.11.2021, dass sie „nur die sog. Kapitalbindungskosten“ geltend mache und die endgültige Stilllegung nach der

Gesetzessystematik eine Vorlaufzeit von bis zu 12 Monaten benötige, wohnen lediglich Billigkeitserwägungen inne, die angesichts der oben geschilderten Rechtslage keine Berücksichtigung finden können, weil hier gesetzlich kein Ermessensspielraum eröffnet ist.

Indem das Hinweispapier der Beschlusskammer Bestandteil des Netzreservevertrages wurde, wird deutlich, dass die Antragstellerin und die Beigeladene auch die Ansicht der Beschlusskammer kannten. Sie haben ausdrücklich für die Berechnung der Opportunitätskosten auf die Vorgaben des Hinweispapiers der Bundesnetzagentur verwiesen. Die Berechnung umfasst auch den Zeitraum, für den die Opportunitätskosten zu zahlen sind.

Im Ergebnis sind die geltend gemachten Opportunitätskosten für die Netzreserveanlage RDK4s ab dem 21.12.2017 anzuerkennen. Am 21.12.2017 beginnt der Zeitraum der Ausweisung der Systemrelevanz. Maßgeblich für den Beginn des Verzinsungszeitraums ist in diesem Fall der Ablauf der 12 Monate (vgl. § 13b Abs. 1 EnWG) nach der Anzeige der Stadtwerke Karlsruhe, die am 20.12.2016 erfolgte. Unabhängig davon ist vorab durch die Beigeladene die Anzeige erfolgt. Nach Auslegung der Beschlusskammer ist das Kraftwerk als Ganzes zu betrachten, nicht getrennt nach Gas- und Dampfteilen.

Opportunitätskosten, die für die Zeit vor dem 21.12.2017 geltend gemacht werden, sind nicht anzuerkennen.

Die für die Netzreserveanlage RDK4s geltend gemachten Opportunitätskosten in Höhe von [REDACTED] € werden um die für die Zeit vor dem 21.12.2017 geltend gemachten Opportunitätskosten in Höhe von [REDACTED] € reduziert. Sie werden in Höhe von [REDACTED] € anerkannt. Diese setzen sich aus [REDACTED] € (periodenfremd 2017) sowie aus 2018 basierend auf einem von der Beigeladenen in Auftrag gegebenen Gutachten mit ermittelten Opportunitätskosten in Höhe von [REDACTED] € zusammen.

3.7

Finanzieller Ausgleich

Die Antragstellerin gibt mit E-Mail vom 27.11.2020 an, dass die horizontalen Wälzungsbeträge der TSO Light² nicht über die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber, sondern ab dem Jahr 2019 über die Offshore-Netzumlage aufzulösen sind. Das Regulierungskonto der Antragstellerin ist somit um den Betrag von [REDACTED] € zu belasten.

3.8

Sonstige Erlöse

Die Antragstellerin gibt im Tabellenblatt E9 des Erhebungsbogens Sachverhalte an, welche thematisch unter „Sonstiges“ zu fassen sind. Dies betrifft folgende Punkte:

- Korrektur des Auflösungsbetrags der Netzanschlusskostenbeiträge für das Jahr 2018 in Höhe von [REDACTED] €,
- Korrektur FSV Redispatch in EOG 2018 aus Plan-Ist-Abgleich 2016 in Höhe von [REDACTED] € und
- Korrektur für Nachrüstungen von Anlagen gemäß § 22 SysStabV in Höhe von [REDACTED] €.

Die Erlöse werden somit in gesamter Höhe ([REDACTED] €) unter „Sonstiges“ dargestellt.

3.9

Ausgleich des Regulierungskontosaldos

Der ermittelte Saldo wird annuitätisch über drei Jahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze verteilt.

Der Saldo des Regulierungskontos zum 31.12.2018 wird durch die Einzelbeträge hinsichtlich

- a) der Abweichung zwischen zulässigen und erzielbaren Erlösen gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV,

² TenneT Offshore Gesellschaften ohne Regelzonenverantwortung

- b) der Abweichung zwischen den tatsächlichen Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 bis 6a, 8, 13 und 16 bis 17 ARegV und den in der kalenderjährlichen Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV, sowie
- c) den veränderten Kosten aus Messstellenbetrieb oder Messung im Sinne des § 5 Abs. 1 S. 3 und 4 ARegV

bestimmt. Diese Differenzbeträge werden gemäß § 5 Abs. 2 ARegV verzinst.

Der **Anlage 2** sind die unverzinsten Differenzen zu entnehmen. Die Verzinsung erfolgt gemäß § 5 Abs. 2 ARegV auf Grundlage des jährlich durchschnittlich gebundenen Betrags. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Der anzuwendende Zinssatz entspricht dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten (1,34 %).

Die sich danach für die Jahre 2020 bis 2022 ergebenden Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenze sind **Anlage 1** zu entnehmen.

4. Entfall der vorläufigen Anordnung

Die Beschlusskammer hat am 13.09.2019 (Az. BK8-19/00502-01) eine vorläufige Anordnung zur Auflösung des Regulierungskontosaldos des Jahres 2018 getroffen. Die vorläufige Anordnung tritt mit der Wirksamkeit dieser abschließenden Entscheidung außer Kraft.

5. Rückwirkende Festlegung

Die rückwirkende Festlegung der Auflösung des Regulierungskontosaldos nach dem 01.01.2020 ist zulässig.

Der sachliche Grund für das Absehen von einer Festlegung bereits im Jahr 2019 liegt u.a. darin begründet, dass in zahlreichen Fällen für die Prüfung des Regulierungskontos vorgeifliche Verfahren der zweiten Regulierungsperiode (Erweiterungsfaktoren, Netzübergänge etc.) noch nicht abgeschlossen waren. Zur Wahrung

einer einheitlichen Prüfungspraxis hat die Beschlusskammer daher von einer frühzeitigen Genehmigung der Regulierungskonten abgesehen.

Die rückwirkende Festlegung in Bezug auf die Erlösobergrenze 2020 verstößt insbesondere nicht gegen § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG. Das Regulierungskonto wird gem. § 5 Abs. 1 S. 1 und 5 ARegV ohnehin primär durch den Netzbetreiber geführt. Durch den stets vor dem 30.06. eines Kalenderjahres der Regulierungsperiode veröffentlichten Erhebungsbogen zum Regulierungskonto war der Netzbetreiber stets rechtzeitig zur Preisbildung (01.01. des Folgejahres) in der Lage, die preisbildenden Bestandteile aus der Auflösung des Regulierungskontos für sich zu bestimmen und konnte diese somit seiner Entgeltbildung des Jahres 2020 zu Grunde legen.

Durch die Veröffentlichung der Hinweise zur Anpassung der Erlösobergrenze waren dem Netzbetreiber dabei auch die wesentlichen Rechtspositionen der Beschlusskammer im Hinblick auf die Berücksichtigung bzw. Nichtberücksichtigung bestimmter Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 ARegV bekannt.

Die Systematik der ARegV sieht einen festlegungsfreien Zeitraum nicht vor. Die Festlegung der Auflösungsbeträge aus dem Regulierungskonto für die Jahre 2020 bis 2022 hätte danach grundsätzlich im Jahr 2019 erfolgen sollen. Gleichwohl ist eine rückwirkende Festlegung zulässig. Nach Art. 37 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG sind die Regulierungsbehörden befugt, vorläufig geltende Übertragungs- und Verteilungstarife festzulegen oder zu genehmigen und über geeignete Ausgleichsmaßnahmen zu entscheiden, falls sich die Festlegung der Tarife verzögert. Wenn aber vorläufige Regelungen im Zusammenhang mit der Festlegung der Erlösobergrenze für ein Kalenderjahr zulässig sind, muss auch eine rückwirkende endgültige Festlegung von Erlösobergrenzen zulässig sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 [V], Rn. 118 ff., juris).

Angesichts der dargestellten Umstände erachtet die Beschlusskammer die rückwirkende Festlegung als vom Ermessen gedeckt.

Vorliegend überwiegt das Interesse der Allgemeinheit an der (rückwirkenden) Festlegung zur Auflösung der Regulierungskontosalden. Die gegen die rückwirkende

Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes hat die Beschlusskammer demgegenüber im konkreten Fall als nachrangig bewertet.

Dem Netzbetreiber war zudem vorab bekannt, dass eine Festlegung der Beschlusskammer zur Genehmigung des Regulierungskontosaldos erfolgen wird und insoweit eine nachträgliche Korrektur der selbständig angepassten Erlösobergrenzen des Jahres 2020 erfolgen kann. Bereits mit den Hinweisen für die Festlegung der Erlösobergrenzen für das Jahr 2020 hat die Beschlusskammer darauf hingewiesen, dass, sofern noch keine Bescheidung des gestellten Antrags erfolgt ist, der Antragswert bzw. der Wert gemäß der vorläufigen Anordnung für die Anpassung anzusetzen ist.

Zudem hat die Beschlusskammer in der vorläufigen Anordnung im Jahr 2019 nochmals klargestellt, dass mögliche Abweichungen der endgültigen von der vorläufigen Entscheidung sachgerecht über die Methodik des Regulierungskontos ausgeglichen werden können. Dies betrifft die künftigen Genehmigungsverfahren zu den Regulierungskonten des Jahres 2020.

Die Entscheidung ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der StromNEV für die Jahre 2020 bis 2022 Auflösungsbeträge aus dem Regulierungskontosaldo festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet, insbesondere werden dadurch folgerichtige Saldierungen in den Jahren 2020 bis 2022 ermöglicht. Die rückwirkende Festlegung 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. Die zahlreichen nachträglichen Korrekturen einzelner Unternehmen im Verwaltungsverfahren zeigen zudem, dass es vielfach auch im Interesse der Netzbetreiber selbst ist, nachträglich noch eine Entscheidung zu treffen.

I. Nebenbestimmung

Tenorziffer 2 beruht auf § 36 Abs. 1 Var. 2 VwVfG. Hiernach kann ein Verwaltungsakt, auf den ein Anspruch besteht, mit einer Nebenbestimmung versehen werden,

wenn sie sicherstellen soll, dass die gesetzlichen Voraussetzungen des Verwaltungsaktes erfüllt werden. Die nachträgliche Korrektur des Ersatzanteils ist notwendig, um sicherzustellen, dass tatsächlich die korrekten auf den Ersatzanteil entfallenden zulässigen Erlöse auf dem Regulierungskonto berücksichtigt werden.

Durch die Regelung des § 23 Abs. 2b ARegV ist für Investitionsmaßnahmen der projektspezifische Ersatzanteil nicht pauschal anzusetzen, sondern aus dem Verhältnis der Anschaffungs- und Herstellungskosten der Neuanlagen zum Tagesneuwert der ersetzten (Alt-)Anlagen zu ermitteln. Daraus folgt, dass bei Antragstellung der Investitionsmaßnahme weder der Zeitpunkt der Inbetriebnahme und damit der jeweils geltende Tagesneuwert noch die Höhe der tatsächlich anfallenden Anschaffungs- und Herstellungskosten sicher bekannt sind. Beide Werte liegen zum Antragszeitpunkt nur als Schätzung vor. Um auftretende Verzerrungen zu vermeiden und um dem Wortlaut des § 23 Abs. 2b ARegV gerecht zu werden, ist es notwendig, für die Ermittlung des Ersatzanteils diese Werte nach Inbetriebnahme der ersetzten Anlage zu bestimmen und rückwirkend auf alle Jahre vor Inbetriebnahme anzusetzen. Dies kann naturgemäß noch nicht im Rahmen dieses Beschlusses geschehen.

Die Beschlusskammer hat sich in Ausübung ihres pflichtgemäßen Ermessens dafür entschieden, diese abschließende Prüfung im Rahmen zukünftiger Verfahren vorzunehmen. Die Alternativen hätten darin bestanden, entweder die Genehmigung aller betroffenen Regulierungskontosalden bis zum Abschluss der betroffenen Investitionsmaßnahmen aufzuschieben oder sehenden Auges eine mit hoher Wahrscheinlichkeit rechtswidrige Genehmigung (ggf. nur vorläufiger Natur) zu erlassen, welche bei Kenntnis des tatsächlichen Ersatzanteils wiederum zu korrigieren wäre. Vor diesem Hintergrund erachtet sie die Verlagerung der abschließenden Prüfung als für alle Beteiligten pragmatische Vorgehensweise. Wirtschaftliche Vor- oder Nachteile für den Netzbetreiber oder die Netzkunden ergeben sich daraus nicht. Bei einer Aufschiebung oder nachträglichen Abänderung dieses Beschlusses würde die Ausschüttung der Differenz, d.h. ihre Berücksichtigung in der Erlösobergrenze des Netzbetreibers wegen des Zeitablaufs im Ergebnis ebenfalls in späteren Entgeltperioden stattfinden müssen als nach § 5 Abs. 3 ARegV vorgesehen. Zudem stellt die Anknüpfung der Verzinsung an das tatsächliche Entstehungsjahr sicher, dass die zeitliche Verschiebung des Ausgleichs wirtschaftlich berücksichtigt wird.

Nach Inbetriebnahme der betroffenen Anlage lässt sich der Ersatzanteil eindeutig ermitteln. Soweit die Investitionsmaßnahme über diesen Zeitpunkt hinauswirkt und der Ersatzanteil weiterhin in Abzug zu bringen ist, können keine Differenzen zwischen angenommenem und tatsächlichem Ersatzanteil mehr auftreten, sodass es insoweit keiner späteren Korrektur mehr bedarf.

II. Gebühren

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

III. Anlagenverweis

Die Anlagen 1 bis 3c sowie die Anlage Einzelnachweise sind Bestandteil dieses Beschlusses.

Anlage 1 Auflösungsplan und Auszug

Anlage 2 Vergleich der Werte von Netzbetreiber und BNetzA

Anlage 3a Vergleich der Erlösobergrenzenbestandteile

Anlage 3b Vergleich VPI und dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Anlage 3c Netzveränderungen

Einzelnachweise

Rechtsmittelbelehrung

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

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

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

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Bourwieg ✓

Wetzel

Petermann

Auszug des Regulierungskontos für 2018
- Herleitung des Saldo und Auflösungsplan-

Rechtsgrundlage	Beschreibung	2018 [EUR]
§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	Erlösobergrenze (EOG) gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse
		582.887.639
		erzielbare Erlöse
		Verzichtsbetrag in der Verprobung
		Differenz
§ 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV	Kostenveränderung Messung / Messstellenbetrieb inkl. Maßnahmen gem. § 21b EnWG	tatsächlich entstandene Kosten
		in EOG enthaltene Ansätze
		Differenz
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Abs. 1 SysStabV und anderen Anlagen nach § 22 Abs. 1 SysStabV	tatsächlich entstandene Kosten
		in EOG enthaltene Ansätze
		Differenz
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten
		in EOG enthaltene Ansätze
		Differenz
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV	tatsächlich entstandene Kosten
		in EOG enthaltene Ansätze
		Differenz
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Kosten der Übertragungsnetzbetreiber nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 15 und 16 ARegV und FSV IBV.	tatsächlich entstandene Kosten
		in EOG enthaltene Ansätze
		Differenz
		Sonstiges
	Summe aus Einzeldifferenzen	-8.197.643

Verzinsung und Auflösung des Regulierungskontos					
Bezeichnung	2018 [EUR]	2019 [EUR]	2020 [EUR]	2021 [EUR]	2022 [EUR]
Jahresanfangsbestand (= Vorjahressaldo)		-8.252.567			
Endbestand (= Saldo aus Einzeldifferenzen)	-8.197.643	-8.252.567			
Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand	-4.098.821	-8.252.567			
Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	1,34%	1,34%	1,34%	1,34%	1,34%
Verzinsung	-54.924	-110.584			
Saldo Regulierungskonto (= Jahresendbestand + Verzinsung)	-8.252.567	-8.363.151			
Annuitätische Berücksichtigung in der Erlösobergrenze			-2.843.707	-2.843.707	-2.843.707
Auswirkung auf die Erlösobergrenze			Mehrerlös (EOG-mindernd)		

Vergleich der Netzbetreiberangaben und der von der Bundesnetzagentur ermittelten Werte gem. § 5 Abs. 1 ARegV des Jahres 2018

Rechtsgrundlage	Beschreibung	Angaben des Netzbetreibers [EUR]	Bundesnetz-agentur [EUR]	Abweichungen [EUR]	
§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	Erlösobergrenze (EOG) gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	583.052.222	582.887.639	-164.583
		erzielbare Erlöse			
		Verzichtsbetrag in der Verprobung			
		Differenz			
§ 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV	Kostenveränderung Messung / Messstellenbetrieb inkl. Maßnahmen gem. § 21b EnWG	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		Differenz			
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Abs. 1 SysStabV und anderen Anlagen nach § 22 Abs. 1 SysStabV	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		Differenz			
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		Differenz			
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		Differenz			
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Kosten der Übertragungsnetzbetreiber nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 15 und 16 ARegV und FSV IBV	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		Differenz			
		Sonstiges			
		Summe aus Einzeldifferenzen	2.162.698	-8.197.643	-10.360.341

Vergleich Erlösobergrenzenbestandteile

	Netzbetreiber	BNetzA	Abweichung	
	2018	2018	absolut	relativ
Erlösobergrenze	583.052.222	582.887.639	164.582	0,0%
Formelbestandteile				
KA dnb	447.120.469	447.273.541	-153.072	0,0%
KA vnb				
KA b				
Anpassung $VPI_t / VPI_0 - PF_t$				
Anpassung der Erlösobergrenze gem. EWF-Beschluss				
Q-Element				
Volatile Kosten				
Saldo Regulierungskonto				
Härtefall				
Sonstiges				
MEA				
Netzveränderungen gemäß § 26 Abs. II - V ARegV				
Sonstiges				

Vergleich VPI und dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

	Netzbetreiber		BNetzA		Abweichung
	Kalenderjahr	VPI	Kalenderjahr	VPI	
vom Statistischen Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisindex des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt (§ 8 ARegV)	2016	107,40	2016	107,40	0,00%

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 ARegV		Netzbetreiber		BNetzA		Abweichung [%]
		Kosten [EUR]	Erlöse [EUR]	Kosten [EUR]	Erlöse [EUR]	
2 - 1	Gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten					
2 - 2	Konzessionsabgaben					
2 - 3	Betriebssteuern					
2 - 4	Planwert: Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen					
2 - 5	Planwert: Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Abs. 1 SvsStabV					
2 - 6	Genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV					
2 - 6a	Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV					
2 - 7	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln					
2 - 8	Planwert: Vermeidene Netzentgelte im Sinne von § 18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs. 3 des KWKG					
2 - 8b	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV					
2 - 9	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (Abschluss vor 31.12.2008)					
2 - 10	Betriebs- und Personalratstätigkeit					
2 - 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen					
2 - 12	Entscheidungen über grenzüberschreitende Kostenaufteilungen nach Art. 12 der VO (EU) 347/2013					
2 - 12a	Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV					
2 - 13	Auflösung von BKZ / Netzanchlusskostenbeiträgen in Verbindung mit der StromNEV					
2 - 14	Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 EnLAG					
2 - 15	dem finanziellen Ausgleich nach § 17d Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes - Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans					
2 - 16	Kapazitätsreserve nach § 13e Abs. 3 EnWG, Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG sowie Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG					
2 - 17	Entschädigungen nach § 15 Abs. 1 und 2 EEG					
Satz 2 Nr. 1	Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus nach Artikel 3 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003					
Satz 2 Nr. 2	Erlöse aus dem Engpassmanagement nach Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003					
Satz 2 Nr. 3	Kosten für die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen, einschließlich der Kosten für die lastseitige Beschaffung					
Satz 2 Sonstige	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Stromversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen					
Satz 4	Differenz zwischen genehmigten Verlustenergiekosten und den ansatzfähigen Kosten					
Summe		447.120.469		447.273.541		-0,03%

Stammdaten der Netzübergänge					Zusammensetzung der EOG der Netzübergänge nach § 28 ARegV des Jahres 2018												Daten der Verlustenergie					
Laufende Nr. des Netzübergangs	Aktenzeichen	Netzveränderung (Abgang/Zugang)	Name des übergangenen Netzzeils	Datum des Netzübergangs	Erlösobergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI/VPI ₀ -PF) [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI/VPI ₀ -PF) [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor (inkl. VPI abzgl. PF) [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Volatile Kosten [EUR]	Saldo Regulierungskonto [EUR]	Härtefall [EUR]	Sonstiges [EUR]	Zu übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Den anerkannten Kosten zu Grunde liegender Preis (ct / kWh)	Referenzpreis der Volatilen Kosten [€ / MWh]	Zu übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Volatile Kosten [EUR]	
				Summe:																		
1	BK8-16/1411-73	Netzaufnahme	Höchstspannungsnetz EDN	01.01.2014																		
2	BK8-19/00772-71	Netzaufnahme	Rheinau Ost/Rheinau West/Hoheneck West/Herbertingen West	01.01.2018																		

Einzelaufstellung der Unterschiede der Netzbetreiberangaben und der von der Bundesnetzagentur ermittelten Werte gem. § 5 Abs. 1 ARegV des Jahres 2018

E6 - Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV				
Aktenzeichen [BK4-JJ-XXX] - BNetzA-	Projektname - BNetzA -	Investitionsmaßnahmen (Ist-Kapitalkosten)		
		Angabe Netzbetreiber [EUR]	Bundesnetz- agentur [EUR]	Abweichung [EUR]
BK4-08-170	Projekt 4 Ostring			
BK4-08-171	Projekt 5 Rhein Neckar Nordbaden			
BK4-08-172	Projekt 6 TA Lärm			
BK4-09-074	Projekt 8 Anschluss RDK 8			
BK4-10-081	Projekt 11 380 kV-Netzerweiterung Großgartach-Neckarwestheim-Mühlhausen			
BK4-11-257	Projekt 13: Netzerweiterung Ostumfahrung Stuttgart			
BK4-11-256	Projekt 14: Neubau Kondensatoren (MSCDN) zur Blindleistungskompensation in Süddeutschland an den Standorten Engstlatt und Gol			
BK4-12-952	Projekt 17: Netzerweiterung Raum Karlsruhe			
BK4-12-953	Projekt 18: Netzerweiterung Raum Hohenlohe			
BK4-12-958	Projekt 19e: P49 NEP2012			
BK4-14-119	Projekt 26: Neubau 380 kV Birkenfeld			
BK4-15-025	Projekt 32: 380-/110-kV-Transformator UW Großgartach			
BK4-15-026	Projekt 33: 380-/110-kV-Transformator UW Metzingen			
BK4-15-028	Projekt 35: Neubau Sammelschienenendifferenzialschutz im UW Kühmoos			
BK4-16-057	Projekt 37: Blindleistungskompensation durch			
BK4-17-027	Neubau Ersatzwerte			
BK4-17-028	Projekt 43: Flächendeckendes Freileitungsmonitoring			
BK4-17-029	Projekt 44: Erhöhung Schwarzfallfestigkeit			
BK4-17-030	Projekt 45: Netzverstärkung Schwäbische Alb			
BK4-17-032	Projekt 47: Erweiterung Netzleitsystem			
BK4-17-035	Netzverstärkung Stalldorf-Kupferzell			
BK4-13-249	Projekt 20: EnLAG Nr. 24 Netzerweiterung Bünzwangen - Goldshöhe			
		Summe der Abweichungen		

E9 - Kosten der Übertragungsnetzbetreiber					
Bezeichnung	Position	Kosten/ Erlöse	Angabe Netzbetreiber [EUR]	Bundesnetz- agentur [EUR]	Abweichung [EUR]
Finanzieller Ausgleich nach § 17d Abs. 7 EnWG	Wälzung TOBW und TON6 der Tennet at	Erlöse			
Kapazitätsreserve, Stilllegung von Braunkohlekraftwerken und Netzstabilitätsanlagen	Korrektur des Auflösungsbetrags der Net	Erlöse			
Kapazitätsreserve, Stilllegung von Braunkohlekraftwerken und Netzstabilitätsanlagen	Korrektur FSV Redispatch in EOG 2018 d	Erlöse			
Kapazitätsreserve, Stilllegung von Braunkohlekraftwerken und Netzstabilitätsanlagen	Korrektur Lohnzusatz- und Versorgungsle	Erlöse			
Kapazitätsreserve, Stilllegung von Braunkohlekraftwerken und Netzstabilitätsanlagen	Anpassung der Kapitalkosten aus Investit	Kosten			
Kapazitätsreserve, Stilllegung von Braunkohlekraftwerken und Netzstabilitätsanlagen	Korrektur für Nachrüstungen von Anlagen	Erlöse			
FSV	FSV Netzreserve - Istkosten	Kosten			
			Summe der Abweichungen		