




29. Juni 2020

Posteingang
NETZ FR

Ein Unternehmen der EnBW

Beschlusskammer 8

 eingescannt Regul.
Kopie Regul.
Original Ablage

Aktenzeichen: BK8-17/0843-01

Beschluss

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

wegen **Genehmigung des Regulierungskontosaldos 2013 bis 2016 und der Verteilung durch Zu- und Abschläge auf die Erlösbergrenzen**

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

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

auf Antrag der Netze BW GmbH, Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart, vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin -

am 23.06.2020 beschlossen:

1. Der Regulierungskontosaldo für die Jahre 2013 bis 2016 sowie die Verteilung durch Zu- bzw. Abschläge auf die kalenderjährlichen Erlösbergrenzen der Jahre 2018 bis 2023 der Antragstellerin werden gemäß **Anlage 1** dieses Beschlusses genehmigt. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
2. Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Gründe

I. Sachverhalt

Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 28.06.2017 einen Antrag auf Genehmigung der Zu- bzw. Abschläge aus dem Regulierungskonto der Jahre 2013 bis 2016 gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1a i.V.m. § 34 Abs. 4 ARegV gestellt.

Am 18.10.2018 hat die Beschlusskammer eine vorläufige Anordnung hinsichtlich des Regulierungskontos der Kalenderjahre 2013 bis 2016 sowie der Verteilung durch Zu- bzw. Abschläge auf die kalenderjährlichen Erlösbergrenzen der Jahre 2018 bis 2023 erlassen.

Die Beschlusskammer hat der Antragstellerin gemäß § 67 Abs. 1 EnWG mit Schreiben vom 20.03.2020 Gelegenheit gegeben, sich zu der beabsichtigten endgültigen Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern.

Die Antragstellerin hat unter anderem mit Schreiben vom 22.04.2020 und 20.05.2020 Stellung genommen. Sie trägt in ihren Stellungnahmen insbesondere vor, dass sie mit dem Vorgehen der Beschlusskammer bezüglich der Themen Personalzusatzkosten aus Aufwendungen für Altersversorgung, Mehrkosten aufgrund § 21b Abs. 3a und b und § 21c EnWG a.F. sowie Netzentgelte auf Betriebsverbrauch nicht einverstanden ist. Darüber hinaus beanstandete sie Kürzungen bei den Kapitalkosten aus Investitionsmaßnahmen, bei Entgeltminderungen nach § 3 KAV (Kommunalrabatt) und den Netzübergängen nach § 26 ARegV.

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. Begründung

1. Zuständigkeit

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

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

2. Ermittlung der Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Jahre 2018 bis 2023 nach § 5 Abs. 3 ARegV

2.1 Ermächtigungsgrundlage

Die Genehmigung der Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Antragstellerin für die Jahre 2018 bis 2023 erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1a, § 32 Abs. 1 Nr. 2 ARegV.

Die Regulierungsbehörde genehmigt gemäß §§ 5 Abs. 3 und 34 Abs. 4 ARegV Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Antragstellerin für die Jahre 2018 bis 2023, die sich aus dem Saldo des Regulierungskontos zum 31.12.2016 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 Erlösobergrenzen wird zunächst der Saldo zum 31.12.2016 ermittelt. Dieser wird sodann um ein Jahr aufgezinst, um zu berücksichtigen, dass die Auflösung des Regulierungskontosaldos erst im Jahre 2018 beginnt.

Der Ausgleich des aufgezinster Saldos zum 31.12.2016 erfolgt in sechs gleichmäßigen Raten ab dem Jahr 2018. Zusätzlich erfolgt eine Verzinsung des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Saldos nach § 5 Abs. 2 ARegV. Der Zinssatz für die Aufzinsung im Jahr 2017 und im gesamten Auflösungszeitraum entspricht dem 10-jährigen Durchschnitt der von der Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen "festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten" der Kalenderjahre 2007 bis 2016 in Höhe von 2,12 Prozent.

2.2 Positionen im Regulierungskonto

Die einzelnen Positionen im Regulierungskonto ergeben sich für die Jahre 2013 bis 2016 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 (§ 5 Abs. 1 S. 1 ARegV),
- b) die Differenz zwischen den tatsächlich entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4, 5 und 8 ARegV und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen (§ 5 Abs. 1 S. 2 ARegV),
- 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 (§ 5 Abs. 1 S. 2 ARegV) bzw. der entsprechenden freiwilligen Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 4 S. 2 ARegV sowie
- d) die Differenz zwischen den bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb o-

der Messung durch die Antragstellerin durchgeführt wird, oder durch Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG a.F. sowie nach § 18b StromNZV a.F. verursacht wird (§ 5 Abs. 1 S. 3 ARegV in der Fassung vom 26.07.2016).

2.2.1 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 angepassten Erlösobergrenzen werden in den **Anlagen 3 a bis c** den von der Antragstellerin angepassten Erlösobergrenzen gegenübergestellt.

Die für die Jahre 2013 bis 2016 in den Einzelbestandteilen der Erlösobergrenze gegenüber dem Ansatz der Antragstellerin ermittelten Differenzen ergeben sich ebenfalls aus den **Anlagen 3 a bis c**.

2.2.1.1 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 Verbraucherpreisgesamtindex 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 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 17 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV).

Soweit die Beschlusskammer die Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode erst nach Beginn der Regulierungsperiode festgelegt hat, ist hinsichtlich der zulässigen Erlöse des jeweiligen Jahres auf die von der Beschlusskammer festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze abzustellen. Die vom Netzbetreiber im

Rahmen der Anpassung der Erlösobergrenzen angesetzten Werte sind für die betreffenden Kalenderjahre insoweit zu korrigieren.

Entsprechend hat die Beschlusskammer in den Jahren 2014 und 2015 die Angaben des Netzbetreibers bezüglich der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile (jeweils [REDACTED] €) und der beeinflussbaren Kostenanteile (2014: [REDACTED] €, 2015: [REDACTED] €) korrigiert. Die Beschlusskammer hat jeweils die Werte aus dem Beschluss zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Strom (Az. BK8-12/0843-11) herangezogen. Insoweit wurden die Angaben des Netzbetreibers um [REDACTED] € auf [REDACTED] € in 2014 um [REDACTED] € auf [REDACTED] € und in 2015 um [REDACTED] € auf [REDACTED] € gemindert.

Kosten aus der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV), für die Nachrüstung gemäß der Systemstabilitätsverordnung (§ 11 Abs. 2 S.1 Nr. 5 ARegV) und aus vermiedenen Netzentgelten (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8 ARegV) können auf Basis von Planwerten vorgenommen werden und fließen im Rahmen eines Plan-Ist-Abgleichs in das Regulierungskonto ein.

Zudem können jeweils auf Antrag der Antragstellerin gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 und 2 ARegV Anpassungen der Erlösobergrenze in Folge von Genehmigungen

- a) nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) und
- b) auf Grund eines Härtefalls nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV

gewährt werden.

Eine weitere Anpassung der Erlösobergrenze ist gemäß § 4 Abs. 5 ARegV nach Maßgabe des § 19 ARegV (Qualitätselement) möglich. Überdies können Anpassungen aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV in analoger Anwendung erfolgen.

Die Antragstellerin hat unter dem Aktenzeichen BK8-11/0843-13 einen öffentlich-rechtlichen Vertrag mit der Bundesnetzagentur geschlossen. Durch diesen Vertrag wurden die der jährlichen Entgeltbildung zu Grunde zu legenden Beträge geändert.

Diese Beträge sind im Regulierungskonto beim Abgleich mit den erzielbaren Erlösen zu berücksichtigen. Zur Bestimmung der zulässigen Erlöse ist somit generell auf die vor Abschluss des öffentlich-rechtlichen Vertrages ursprünglich festgelegten bzw. nach § 4 Abs. 3 und 4 ARegV angepassten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen abzustellen.

In den **Anlagen 3a** erfolgt jedoch unter „Sonstiges“ der Ausweis eines Anpassungsbetrages aus technischen Gründen bei den zulässigen Erlösen und nicht bei den erzielbaren Erlösen.

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.

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

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenzen für die Kalenderjahre 2013 bis 2016 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamindexes nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür sind die folgenden Verbraucherpreisgesamindizes zu verwenden.

Jahr	Basisjahr	VFl ₀	VFl ₁ ¹
2013	2006	101,6	110,7
2014	2011	102,1	104,1
2015	2011	102,1	105,7
2016	2011	102,1	106,6

¹ Vgl. https://www-genesis.destatis.de/genesis/online_unter_den_Menüpunkten_Themen → „61 | Preise“ → „611 | Verbraucherpreise“ → „61111 | Verbraucherpreisindex für Deutschland“ → „61111-0001 | Verbraucherpreisindex (inkl. Veränderungsraten): Deutschland, Jahre“

2.2.1.1.2 Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 3 und 9 bis 12 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2, 1. HS ARegV)

Kosten aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten (Nr. 1), Betriebssteuern (Nr. 3), 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) wurden vom Netzbetreiber gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2, 1. HS ARegV jeweils auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten angepasst.

2.2.1.1.2.1. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV

Bei den Erlösen aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten in 2013 kommt es zu einer Differenz zwischen der Angabe des Netzbetreibers [REDACTED] €) und dem von der Beschlusskammer anerkannten Betrag [REDACTED] €) in Höhe von [REDACTED] €. Die Erlöse im Zusammenhang mit den Abnahme- und Vergütungspflichten des EEG und des KWKG (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV) waren um [REDACTED] € zu korrigieren, da sich nach der Meldung des Netzbetreibers Kosten und Erlöse nicht in gleicher Höhe gegenüberstanden.

Gemäß § 56 EEG ist der Anschlussnetzbetreiber verpflichtet, den nach § 19 EEG vergüteten Strom an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben. Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist gemäß § 57 Abs. 1 EEG zur Vergütung der vom Anschlussnetzbetreiber nach § 19 EEG vergüteten Strommenge entsprechend den §§ 19 ff. EEG verpflichtet.

Gemäß § 3 KWKG ist der Anschlussnetzbetreiber verpflichtet, den KWK-Strom abzunehmen; die Vergütung des Anlagenbetreibers setzt sich aus dem Preis für den

KWK-Strom sowie dem KWK-Zuschlag zusammen. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass der KWK-Strom vom Anschlussnetzbetreiber zu den gleichen Konditionen verkauft werden kann, wie er dem Anlagenbetreiber abzüglich des KWK-Zuschlags vergütet wurde. Geringfügige Über- und Unterdeckungen gleichen sich dabei im Zeitverlauf aus. Den vom Anschlussnetzbetreiber zu leistenden KWK-Zuschlag gleicht der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 28 Abs. 1 KWKG finanziell aus.

Folglich handelt es sich bei den Aufwendungen nach dem EEG und dem KWKG um durchlaufende Posten. Den beantragten Kosten müssen Erträge in gleicher Höhe entgegenstehen. Die Kosten für Aufwendungen nach dem EEG und dem KWKG waren daher mit den entsprechenden Erlösen zu neutralisieren.

2.2.1.1.2.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV

Bei der Prüfung der Regulierungskontosalden der Jahre 2013 bis 2016 wurde deutlich, dass die Personalzusatzkosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV im Zeitverlauf deutlich angestiegen sind, allein von 2015 auf 2016 um 161 %. Dies lag vor allem an dem deutlichen Anstieg der Aufwendungen für Altersversorgung. Insbesondere in dem Bericht der Antragstellerin nach § 28 StromNEV zur Anpassung der Erlösobergrenze 2016 fand sich hierzu keine Erläuterung. Daher wurde die Antragstellerin mit Schreiben vom 22.10.2019 aufgefordert, diesen Anstieg näher zu erläutern. In dem Antwortschreiben vom 12.11.2019 führte sie allgemein aus, dass die Aufwendungen für Altersversorgung aufgrund der Vielzahl von Einflussfaktoren grundsätzlich einer hohen Volatilität unterlägen. Mit Schreiben vom 04.12.2019 forderte die Beschlusskammer die Antragstellerin auf, die Unterschiede der Aufwendungen für Altersversorgung (inkl. Zinsaufwendungen) zwischen den Angaben zur jährlichen Anpassung der Erlösobergrenzen und den Angaben aus den Tätigkeitsabschlüssen der Jahre 2013 - 2016, die im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus übermittelt wurden, darzulegen. Mit Schreiben vom 20.12.2019 übermittelte die Antragstellerin eine Übersicht mit entsprechenden Nachweisen, die nachstehend dargestellt ist:

Tabelle 1: Übersicht der Antragstellerin

KoPr 2016 (1.2.2.1. u. 1.3.4.)		2013[EUR]	2014[EUR]	2015[EUR]	2016[EUR]
1	Kürzung des beantragten Beitrags für Insolvenzsicherung (Pensionsversicherungsverein)				
2	Kürzung der verrechneten Zinserträge aus Deckungsvermögen, da die genehmigten Zinserträge in der 2. RP den vnb Kosten zugeordnet wurden				
3	Kürzung bzw Verschiebung der Dienstzeitehregaben, da die Aufwendungen in Kostenprüfung 3. RP in 1.2.2.1. enthalten sind. In der 2. RP noch 1.2.1. zugeordnet und daher nicht in den beiden gesuchten Positionen enthalten				
4	Kürzung der Aufwendungen für Vorruhestand, da die Regelung in der 2. RP nicht Bestandteil der dnb Kosten. Die Zuordnung zu den KAdnb erfolgt im Rahmen der Kostenprüfung zur 3. RP				
5	Hinzurechnung bzw Verschiebung der Aufwendungen für Langzeitkonten, da im EHB 2016 der Position 1.3.5. zugeordnet				
6	Kürzung Altersversorgungsaufwand des Dienstleister EnBW AG				
7	Hinzurechnung der Nachverrechnung Altersversorgung				
Summe EOG Anpassung					
Anpassung EOG (1.2.2.1.)					
Anpassung EOG (1.3.4.)					

Die Korrekturen unter den Ziffern 1 bis 6 wurden von der Antragstellerin erläutert und waren insofern nachvollziehbar. In Bezug auf Ziffer 7 „Hinzurechnung der Nachverrechnung Altersversorgung“ führte die Antragstellerin aus, dass im Jahr 2014 im Rahmen einer internen Prüfung der Konzernmutter EnBW aufgefallen sei, dass seit dem Jahr 2010 ein zu geringer Aufwandsersatz verrechnet worden sei. Anhand von zwei Gutachtern, KPMG und PWC, wurde der entsprechende Nachholbedarf ermittelt und in den Kosten der Jahre 2014 (wirksam für die EOG 2016) und 2016 (wirksam für die EOG 2018) berücksichtigt.

Hintergrund ist, dass die Antragstellerin eine Vereinbarung mit der Konzernmutter EnBW hinsichtlich der Kostentragung von Aufwendungen für die betriebliche Altersversorgung abgeschlossen hat. Diese werden konzernweit bei der Konzernmutter gebündelt. Insofern hat die EnBW einen Schuldbeitritt für die entsprechenden Verpflichtungen der Antragstellerin erklärt. Hierzu wurde am 01.12.1999 eine Konzernvereinbarung zwischen der EnBW und der Antragstellerin geschlossen. Diese Vereinbarung bezog sich dabei auf die aktiven Mitarbeiter der Antragstellerin (vgl. Ziffer 5).

Aus den übermittelten Unterlagen der Antragstellerin vom 20.12.2019 (Präsentationen zu den beiden Gutachten) ergibt sich, dass der oben genannte Nachholbedarf auf die zusätzliche Berücksichtigung von unverfallbar ausgeschiedenen Mitarbeitern (sog. inaktive Mitarbeiter) zurückzuführen ist. Wesentlicher Anlass war das im Jahr 2009 mit Wirkung zum 01.01.2010 eingeführte Bilanzmodernisierungsgesetz (BilMoG).

Aus diesem Grund wurde die oben genannte Konzernvereinbarung am 28.11.2014 um folgenden Sachverhalt ergänzt (Änderung von Ziffer 5 Satz 5): „Nach Eintritt des Versorgungsfalls übernimmt die EnBW die Rentenzahlungen sowie die Energiepreisermäßigungen, wobei der bei der EnBW dadurch entstehende Aufwand sowohl für die aktiven als auch für die unverfallbar Ausgeschiedenen und Versorgungsempfänger unter Anrechnung der Zinserträge des korrespondierenden Vermögens an die Netze BW GmbH weiterverrechnet wird.“

Insofern wurden rückwirkend ab dem Jahr 2010 - seit Einführung des BilMoG - die Aufwendungen für Altersversorgung für inaktive Mitarbeiter der Antragstellerin wie die nachstehende Tabelle zeigt ermittelt:

Tabelle 2: Nachverrechnung Aufwandsersatz 2010 – 2013

Zeile	Aufwandsposition	davon im Jahr				EOG Anpassung	
		2010	2011	2012	2013	2016 (Ist 2014)	2018 (St 2016)
A	Personalaufwand						
B	Zinsaufwand						
C	Zinsertrag						
B+C=D	Summe Zinsen						
A+D=E	Nachverrechnung (ohne BilMoG)						
F	Nachverrechnung BilMoG						
G	davon 2014						
H	davon 2016						
I	Korrektur neutraler Aufwand 2010 - 2013						
Zusammenfassung EOG-Anpassung aus Nachverrechnung							
A+F-I=J	Personalaufwand						
D	Zinsaufwand						
J+D=K	Summe						

Aus der Tabelle ergibt sich, dass die oben dargestellte Vorgehensweise im Rahmen der EOG-Anpassung 2016 zu Mehrkosten in Höhe von [REDACTED] € und im Rahmen der EOG-Anpassung 2018 in Höhe von [REDACTED] € führt. Dabei ist berücksichtigt, dass ab der zweiten Regulierungsperiode (ab 2014, also Ist 2012) die Zinserträge aufgrund der Erlösobergrenzenfestlegung als vorübergehend nicht beeinflussbare bzw. beeinflussbare Kostenanteile angesetzt wurden, demzufolge wurden die Zinserträge der Jahre 2012 und 2013 bei der Berechnung der Mehrkosten außen vor gelassen.

Am 14.02.2020 und am 27.04.2020 fanden zudem zwei Telefonkonferenzen mit der Antragstellerin statt, um den schriftlich dargelegten Sachverhalt weiter aufzuklären.

Das Vorgehen der Antragstellerin bei der Anpassung der Erlösobergrenzen ist nicht zulässig. Bei den hier in Rede stehenden Aufwendungen ist für die zweite Regulierungsperiode die Vorschrift des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV a.F. zu beachten. Es muss sich also um betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind. Dabei ist gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV auf das jeweils vorletzte Kalenderjahr abzustellen, in dem die Kosten entstanden sind. Kosten sind nach allgemeiner betriebswirtschaftlicher Definition der bewertete Verbrauch an Produktionsfaktoren, die zur Erstellung der betrieblichen Leistung in einer Abrechnungsperiode notwendig sind. Insofern versteht man unter Kosten den ordentlichen, betrieblich bedingten, bewerteten Verzehr von Gütern und Dienstleistungen einer Periode. Periodenfremde Aufwendungen, die entsprechend ihrer Verursachung einer anderen Abrechnungsperiode zugerechnet werden müssen, sind demnach nicht anzuerkennen. Es ist insofern nicht zulässig, Aufwendungen, die wirtschaftlich nicht zum abzurechnenden Zeitabschnitt gehören, in einem Jahr nachzuholen. Dem Ansatz von Ist-Kosten für Aufwendungen für Altersversorgung inaktiver Mitarbeiter der Jahre 2010 bis 2013 im Rahmen der EOG-Anpassung 2016 kann demnach nicht gefolgt werden.

Denkbar wäre es, die entsprechenden Ist-Kosten in dem jeweiligen Jahr zu berücksichtigen, indem sie ansetzbar wären. Die Ist-Kosten des Jahres 2010 könnten somit nur für die EOG Anpassung 2012 Berücksichtigung finden. Die EOG 2012 wurde allerdings im Rahmen der Ermittlung des Regulierungskontosaldos der Jahre 2009

- 2012 bereits abschließend bestimmt (§ 5 Abs. 4 ARegV a.F.); die Zu- und Abschläge wurden als Bestandteil der Erlösobergrenze für die zweite Regulierungsperiode am 13.01.2016 (Az. BK8-12/0843-11) festgelegt. Diese Festlegung und damit die Bestimmung des Regulierungskontosaldos für die Jahre 2009 bis 2012 ist bestandskräftig. Ein Ansatz von Kosten aus dem Jahr 2010 kann schon aus diesem Grund nicht mehr erfolgen.

Hinzu kommt, dass die Bestimmung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten insbesondere dem Grunde nach im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenze erfolgt. Eine Änderung während einer Regulierungsperiode ist ohne förmliche Aufhebung des Ausgangsbeschlusses nicht möglich (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 11.11.2015, VI-3 Kart 118/14, Rn. 88). Dies trifft in diesem Fall auf die Kalenderjahre 2012 (Ist-Kosten 2010) und 2013 (Ist-Kosten 2011) zu. Im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenze für die erste Regulierungsperiode wurden gemäß der damals bestehenden, konzerninternen Vereinbarung lediglich Kosten für Personal-, Zinsaufwand und Zinserträge für den Personalbestand der aktiven Mitarbeiter im damaligen Basisjahr 2006 genehmigt. Eine rückwirkende Erweiterung um inaktive Mitarbeiter würde die Genehmigungsbasis grundlegend ändern. Die Erlösobergrenzenfestlegung der ersten Regulierungsperiode (BK8-08/0843-11) ist jedoch bestandskräftig. Insofern ist auch aus diesem Grund eine rückwirkende Anpassung der Kalenderjahre 2012 und 2013 auf Basis der Ist-Kosten der Jahre 2010 und 2011 nicht mehr zulässig. Die in der Tabelle aufgeführten Nachverrechnungen aufgrund des BilMoG sind ebenfalls nicht mehr möglich. Entsprechend den Ausführungen des Gutachters KPMG (Folie 13) erfolgte die einmalige BilMoG Anpassung bei EnBW in den Jahren 2010 und 2011. Die obigen Ausführungen gelten demzufolge entsprechend.

Für die zweite Regulierungsperiode (2014 bis 2018) stellt sich die Ausgangslage anders dar. Wie oben bereits beschrieben wurden in der Erlösobergrenzenfestlegung BK8-12/0843-11 Zinserträge im Zusammenhang mit der Altersversorgung als vorübergehend nicht beeinflussbare bzw. beeinflussbare Kosten anerkannt. Basis für die Ermittlung dieser Zinserträge war das der Altersversorgung zugeordnete Vermögen, sowohl für aktive als auch für inaktive Mitarbeiter. Insofern kann auch für

die korrespondierenden Kosten für den Personal- und Zinsaufwand unterstellt werden, dass als Grundlage für die Bemessung dieser Aufwendungen die Summe aus aktiven und inaktiven Mitarbeitern anwendbar ist. Insofern erfahren die in der Tabelle aufgeführten Personal- und Zinsaufwendungen für die Kalenderjahre 2014 und 2015 auf Basis der Ist-Kosten 2012 und 2013 keine Kürzung.

Weiterhin enthält die obenstehende Tabelle 2 die Position „Korrektur neutraler Aufwand“. Laut den übermittelten Folien von PWC handelt es sich hierbei um Korrekturen von zu viel berücksichtigten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten von Mitarbeitern der EnBW. Im Schreiben von 28.02.2020 wurde die Umbuchung dieser Kosten im Rahmen der Überleitungsrechnung zur Bestimmung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten für die erste Regulierungsperiode noch einmal belegt sowie die jährlichen Kosten der Position, die im Rahmen der Anpassung der Erlösobergrenze der ersten Regulierungsperiode für die einzelnen Kalenderjahre 2009 - 2013 angesetzt wurden, dargestellt. In den Telefonkonferenzen vom 14.02.2020 und 27.04.2020 führte die Antragstellerin aus, dass sie fälschlicherweise davon ausgegangen sei, dass es sich bei diesen Kosten um die Aufwendungen der inaktiven Mitarbeiter der Netz BW handele. Es habe sich hierbei allerdings um dienstleistende Konzernmitarbeiter der EnBW gehandelt, die im Hinblick auf den Ansatz von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nicht dem Netzbetreiber zuzuordnen waren. Aus diesem Grund seien die fälschlicherweise angesetzten Kosten der Jahre 2010 bis 2013 zu korrigieren.

Aufgrund der obigen Ausführungen hat die Beschlusskammer einen konsistenten Grundsatz zur Behandlung dieses Sachverhalts gewählt. Dazu gehört, dass auch in diesem Fall ein aufsummierter, teilweise rückwirkender Ansatz der zu viel vereinnahmten Kosten der einzelnen Jahre in einem Jahr nicht vorgenommen wird. Eine Korrektur der zu viel vereinnahmten Kosten kann nur in dem Jahr erfolgen, in dem sie angesetzt wurden. Entsprechend der obigen Tabelle erfolgte der Ansatz zu hoher Kosten in den Kalenderjahren 2012 und 2013 der ersten Regulierungsperiode sowie 2014 und 2015 der zweiten Regulierungsperiode. Da wie oben bereits beschrieben das Kalenderjahr 2012 bereits durch die Bestimmung des Regulierungskontosaldos der Jahre 2009 bis 2012 bestandskräftig im Rahmen der Erlösobergrenzenbestimmung der zweiten Regulierungsperiode bestimmt wurde, kann eine

Korrektur des Jahres 2012 daher nicht erfolgen. Aufgrund der von der Beschlusskammer mit Schreiben vom 04.04.2008 zugesagten Übergangsregelung hinsichtlich der Anerkennung von Personalzusatzkosten von im Netz tätigen Mitarbeitern des Konzernverbands für die erste Regulierungsperiode, war eine Anerkennung dieser Kosten ohnehin zumindest nicht ausgeschlossen. Insofern ist eine Korrektur dieser Kosten auch für 2013 nicht angezeigt. In der nachstehenden Tabelle 3 sind die demzufolge für das jeweilige Kalenderjahr der jeweiligen Erlösobergrenzen ansetzbaren Kosten aufgeführt.

Tabelle 3: Ansetzbare Kosten in den Erlösobergrenzen

Zeile	Aufwandsposition	davon im Jahr				EOG Anpassung	
		2010	2011	2012	2013	2016 (Ist 2014)	2018 (St 2016)
A	Personalaufwand						
B	Zinsaufwand						
C	Zinsertrag						
B+C=D	Summe Zinsen						
A+D=E	Nachverrechnung (ohne BilMoG)						
F	Nachverrechnung BilMoG						
G	davon 2014						
H	davon 2016						
I	Korrektur neutraler Aufwand 2010 - 2013						
Zusammenfassung EOG-Anpassung aus Nachverrechnung							
		EOG 2012	EOG 2013	EOG 2014	EOG 2015	EOG 2016	EOG 2018
A+F-I=J	Personalaufwand						
D	Zinsaufwand						
J+D=K	Summe						

Folglich ist die EOG 2014 um ■■■ Mio. € und die EOG 2015 um ■■■ Mio. € anzupassen.

Die diesbezüglichen Ansätze des Netzbetreibers werden in den EOG 2016 und 2018 entsprechend nicht berücksichtigt.

2.2.1.1.3 Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4, 5 und 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2, 2. HS ARegV)

Kosten aus der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV), für die Nachrüstung aufgrund der Systemstabilitätsverordnung (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 ARegV) und aus vermiedenen Netzentgelten (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8 ARegV) wurden vom Netzbetreiber auf Basis von Plankosten gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV angepasst.

2.2.1.1.4 Anpassungen aufgrund von Mehr -oder Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (analog)

Die Anpassung aufgrund der Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (analog), wurde bei der Berechnung der zulässigen Erlösobergrenze in **Anlage 2** berücksichtigt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben der Antragstellerin sind ebenfalls der **Anlage 2** zu entnehmen.

2.2.1.1.5 Anpassung nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV

Die Erlösobergrenze wurde nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr.1 ARegV angepasst. Daher ist diese Anpassung bei der Berechnung der zulässigen Erlösobergrenze in der **Anlage 3a** berücksichtigt worden. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben der Antragstellerin sind ebenfalls der **Anlage 3a** zu entnehmen.

Die entsprechenden Entscheidungen sind überblicksartig in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Jahr	Aktenzeichen
2013	BK8-12/0843-21

Jahr	Aktenzeichen
2014	BK8-13/0843-21
2015	BK8-13/0843-21
2016	BK8-13/0843-21

2.2.1.1.6 Anpassung nach Maßgabe des § 19 ARegV (Qualitätselement) gemäß § 4 Abs. 5 ARegV

Die Erlösobergrenze wurde nach Maßgabe des § 19 ARegV (Qualitätselement) gemäß § 4 Abs. 5 ARegV angepasst. Daher ist diese Anpassung bei der Berechnung der zulässigen Erlösobergrenze in der **Anlage 3a** berücksichtigt worden. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben der Antragstellerin sind ebenfalls der **Anlage 3a** zu entnehmen. Die Entscheidungen sind überblicksartig in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Jahr	Aktenzeichen
2013	BK8-11/0843-81
2014 bis 2016	BK8-13/0843-81

2.2.1.1.7 Saldo Regulierungskonto

Die Beschlusskammer hat in ihren Berechnungen die Zuschläge auf die Erlösobergrenzen in den Jahren 2014, 2015 und 2016 berücksichtigt, wie sie für die Auflösung des Regulierungskontos der Jahre 2009 – 2012 berechnet wurden.

2.2.1.1.8 Anpassung gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV (Nicht zumutbare Härte)

Die Erlösobergrenze 2013 wurde gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV angepasst. Daher ist diese Anpassung bei der Berechnung der zulässigen Erlösobergrenze in der **Anlage 3a** berücksichtigt worden.

Darüber hinaus hat der Netzbetreiber teilweise unterschiedliche Angaben in den Erhebungsbögen nach § 28 Nr. 1 ARegV (Anpassung EOG) und § 28 Nr. 2 ARegV (Regulierungskonto) zu gleichen Planwerten gemacht. Maßgeblich und Ausgangspunkt der Prüfung waren stets die Angaben im Erhebungsbogen nach § 28 Nr. 1 ARegV.

2.2.1.2 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 erzielten Erlöse des jeweiligen abgelaufenen Kalenderjahres im Rahmen ihrer Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 2 a.F. ARegV sowie im Rahmen der Antragstellung der Beschlusskammer mitgeteilt.

Nach Prüfung der mitgeteilten Daten durch die Beschlusskammer ergeben sich für die Jahre 2013 bis 2016 die in den **Anlagen 2** dargestellten erzielbaren Erlöse.

Die Antragstellerin hat unter dem Aktenzeichen BK8-11/0843-13 zur Umsetzung höchstrichterlicher Rechtsprechung einen öffentlich-rechtlichen Vertrag mit der Bundesnetzagentur geschlossen. Durch diesen Vertrag wurden die der jährlichen Entgeltbildung zu Grunde zu legenden Beträge geändert. Diese Beträge sind im Regulierungskonto beim Abgleich mit den erzielbaren Erlösen zu berücksichtigen. Dementsprechend sind die erzielbaren Erlöse der Antragstellerin um die sich aus dem öffentlich-rechtlichen Vertrag ergebenden Beträge zu korrigieren.

Im Folgenden werden die Abweichungen zwischen den Angaben des Netzbetreibers und den von der Beschlusskammer angesetzten Werten dargestellt.

2.2.1.2.1 Preisnachlass gemäß § 3 KAV

Bezüglich dieses Themas ergeben sich die Abweichungen aus folgender Tabelle:

Jahr	Kategorie	Menge	Einheit	Entgelt Entgelt	Entgelt Netzbetreiber	Entgelt BNetzA	Erlösabweichung [EUR]
2013	§ 3 KAV Messung	-1	-	21.549	0	21.549	
	§ 3 KAV Messstellenbetrieb	-1	-	78.016	0	78.015	
	§ 3 KAV Abrechnung	-1	-	79.740	0	79.740	
	Summe						179.304
2014	§ 3 KAV Messung	-1	-	21.549	0	21.761	

	§ 3 KAV Messstellenbetrieb	-1	-	78.016	0	77.931
	§ 3 KAV Abrechnung	-1	-	79.740	0	80.290
	Summe					179.982
2015	§ 3 KAV Messung	-1	-	21.549	0	21.659
	§ 3 KAV Messstellenbetrieb	-1	-	78.016	0	77.056
	§ 3 KAV Abrechnung	-1	-	79.740	0	78.306
	Summe					177.021
2016	§ 3 KAV Messung	-1	-	21.549	0	20.325
	§ 3 KAV Messstellenbetrieb	-1	-	78.016	0	73.646
	§ 3 KAV Abrechnung	-1	-	79.740	0	71.719
	Summe					165.690

Die Abweichungen der erzielbaren Erlöse in den Jahren 2013 - 2016 sind im Wesentlichen auf die Nicht-Berücksichtigung des Rabatts nach § 3 KAV für die Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung zurückzuführen. Gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 1 KAV dürfen Versorgungsunternehmen Gemeinden Preisnachlässe für den in der Niederspannung abgerechneten Eigenverbrauch der Gemeinde in Höhe von bis zu 10 Prozent des Rechnungsbetrages für den Netzzugang, sofern diese Preisnachlässe in der Rechnung offen ausgewiesen werden, gewähren. Nach dem Wortlaut des § 17 Abs. 2 StromNEV setzt sich das Netzentgelt pro Entnahmestelle, d.h. der Rechnungsbetrag für den Netzzugang, nur aus dem Jahresleistungs- und dem Arbeitspreis zusammen. Demzufolge werden die Preisnachlässe auf Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung nicht erlösmindernd berücksichtigt.

2.2.1.2.2 Erlöse gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV

Darüber hinaus hat die Beschlusskammer eine Korrektur der Angaben der Antragstellerin bezüglich der Rückabwicklung der Erlöse gem. § 19 Abs. 3 StromNEV aufgrund des BGH-Urteils vom 15.12.2015 (EnVR 70/14) vorgenommen. Die Antragstellerin hatte in den erzielbaren Erlösen des Jahres 2016 eine Rückstellung in Höhe von 6.073.223 € berücksichtigt. Anerkennungsfähig sind jedoch ausschließlich tatsächliche vereinbarte Rückabwicklungsbeträge die periodengerecht zuzuordnen sind. Die Antragstellerin hat eine entsprechende Aufstellung der Rückabwicklungsbeträge übermittelt, die teilweise im Regulierungskontosaldo 2013 - 2016 anerkannt werden. Grundlage war das Schreiben der Antragstellerin vom 21.02.2020, aufgrund dessen folgende Beträge erlösmindernd berücksichtigt wurden:

Jahr	[EUR]
2013	628.968
2014	824.975
2015	1.198.609
2016	1.671.660

Die von der Antragstellerin angegebenen Beträge für die Jahre 2005 – 2012 in Höhe von 2.297.125 € können dagegen nicht berücksichtigt werden, da sie Kalenderjahre betreffen, die bereits bestandskräftig und damit abschließend festgelegt sind (vgl. hierzu Abschnitt 2.2.1.1.2.2.).

2.2.1.2.3 Erlösminderungen durch Betriebsverbrauch

Weiterhin hat die Beschlusskammer die Angaben des Netzbetreibers um die Erlöse aus Netzentgelten des Betriebsverbrauchs korrigiert. Der Netzbetreiber hatte in seiner Stellungnahme darauf hingewiesen, dass bei der Festlegung der Erlösobergrenze der zweiten Regulierungsperiode die Kosten für die Netzentgelte des Betriebsverbrauchs nicht enthalten waren. Insofern dürften die entsprechenden Mengen aus dem Betriebsverbrauchs auch nicht teil der erzielbaren Erlöse sein.

Gemäß den Angaben des Netzbetreibers im Schreiben vom 22.04.2020 wurden daher folgende Beträge erlösmindernd berücksichtigt:

Jahr	[EUR]
2014	1.321.845
2015	1.388.657
2016	1.529.072

2.2.2 Differenz aus Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6 und 8 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. 4 bis 6 und 8 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 für die Kalenderjahre 2013 bis 2016 die tatsächlich entstandenen Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6 und 8 ARegV für

- a) die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen,
- b) die Nachrüstung nach SysStabV
- c) die genehmigten Investitionsmaßnahmen und
- d) die Auszahlung vermiedener Netzentgelte

übermittelt.

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

2.2.2.1 Kosten für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen

Für die Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen hat sich folgende Abweichung ergeben:

Jahr	Kategorie	Menge	Einheit Entgelt	Entgelt NB	Entgelt BNetzA	Erlösab- weichung [EUR]
2014	3. Vorgel. NB, Leistung	69	EUR/kW	8,83	48,57	2.742

2.2.2.2 Kosten für die Nachrüstung nach SysStabV

Bei den Kosten für die Nachrüstung nach SysStabV kam es aufgrund von Rundungsdifferenzen zu einer Abweichung von -24 € im Jahr 2013.

2.2.2.3 Kosten für genehmigte Investitionsmaßnahmen

Bei den Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV haben sich im Einzelnen folgende Abweichungen ergeben:

Jahr	Aktenzeichen der Maßnahme	Ist-Kapitalkosten Netzbetreiber [EUR]	Ist-Kapitalkosten BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]
2014	BK4-11-243			
	BK4-12-828			
	BK4-13-259			
	BK4-13-1730			
	BK4-13-258			
	BK4-13-318			
	BK4-11-243A01			
	BK4-12-828A01			
	BK4-13-1730			
	BK4-13-258			
	BK4-13-259			
	BK4-13-318			
	BK4-13-562			

2015	BK4-14-079	
	BK4-14-080	
	BK4-14-081	
	BK4-14-082	
	BK4-14-083	
	BK4-14-085	
	BK4-14-088	
	BK4-14-090	
2016	BK4-11-243A01	
	BK4-12-828A01	
	BK4-13-1730	
	BK4-13-258	
	BK4-13-259	
	BK4-13-318	
	BK4-13-562	
	BK4-14-079	
	BK4-14-080	
	BK4-14-081	
	BK4-14-082	
	BK4-14-083	
	BK4-14-085	
	BK4-14-088	
	BK4-14-090	
	BK4-15-030	
	BK4-15-032	
	BK4-15-033	
	BK4-15-034	
	BK4-15-036	
	BK4-15-038	
	BK4-15-039	
	BK4-15-040	
	BK4-15-041	
	BK4-15-053	
	BK4-15-055	
	BK4-15-056	

2.2.2.4 **Kosten für die Auszahlung vermiedener Netzentgelte**

Für die Kosten aus der Auszahlung vermiedener Netzentgelte ergibt sich folgende Abweichung:

Jahr	Kategorie	Menge	Einheit Entgelt	Entgelt NB	Entgelt BNetzA	Erlösabweichung [EUR]
2013	NS, Leistung	49.691	EUR/kW	79,28	78,29	-49.194

2.2.3 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 wird zusätzlich die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen in das Regulierungskonto einbezogen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb oder Messung durch die Antragstellerin durchgeführt wird, oder Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG a.F. sowie nach § 18b StromNZV a.F. verursacht wird.

Die Antragstellerin hat für die Kalenderjahre 2013 bis 2016 die Kostenveränderung für die Messung bzw. den Messstellenbetrieb übermittelt und nachstehend dargestellt.

Mehrkosten	2013	2014	2015	2016
1. aufgrund von Bestandsänderungen				
aufgrund von Maßnahmen nach § 21b				
2. Abs. 3a u. 3b EnWG a.F. sowie § 21c EnWG				
Summe				

Die Antragstellerin unterteilt die Mehrkosten in zwei wesentliche Positionen. Bei der Bestimmung von Mehrkosten aufgrund von Bestandsänderungen werden abgehende Zähler anteilig reduziert, wobei unterschiedliche Anteile für Zähler mit und ohne Lastgangzählung sowie nach Spannungsebenen differenziert angegeben werden. Bei einem Zuwachs von Zählern nach § 21b Abs. 3a u. 3b EnWG a.F. wird ein Kostenzuwachs von 100 Prozent unterstellt.

In Bezug auf die Kosten aus Maßnahmen nach § 21c EnWG a.F. gibt die Antragstellerin auf Seite 9 in ihrem Bericht vom 30.06.2016 an, dass in den Mehraufwand für die Montage von Pilotgeräten und Projekten im Zusammenhang mit Messsystemen berücksichtigt seien. Außerdem führt die Antragstellerin in ihrem Schreiben vom 20.12.2019 auf Seite 7 aus, dass es sich bei den angesetzten Kosten um das Projekt ROMI („Roll-Out Messsystem Infrastruktur“) handelt. Im Projekt ROMI sei in den Jahren 2014 bis 2016 zum einen ein IT-Backendsystem zum Betrieb von intelligenten Messsystemen aufgebaut worden und zum anderen auf technischer Basis die Geräteentwicklung gemeinsam im Rahmen von Kooperationen mit Geräteherstellern vorangetrieben worden. In seinem Schreiben vom 21.02.2020 hat der Netzbetreiber die beantragten Kosten aus Maßnahmen nach § 21c EnWG a.F. für die Jahre 2013 bis 2016 in Leistungen für den Verteilnetzbetreiber, Leistungen für den Messstellenbetreiber und Kosten im Zusammenhang mit Förderprojekten unterteilt.

2.2.3.1 Mehrkosten aufgrund von Bestandveränderungen

Die Vorgehensweise der Antragstellerin in Bezug auf die Berücksichtigung von Mehrkosten aufgrund von Bestandveränderungen hat die Beschlusskammer nur teilweise anerkannt. Bei den Mehrkosten für Zähler nach § 21b Abs. 3a u. 3b EnWG a.F. legt die Beschlusskammer die Differenz zwischen den Entgelten für den Messstellenbetrieb herkömmlicher Eintarifzähler und Zähler nach § 21b Abs. 3a u. 3b EnWG a.F. zu Grunde. Die anerkennungsfähigen Mehrkosten ergeben sich dann aus dem Produkt der Entgeltdifferenz und der jeweils hinzugekommenen Anzahl von Zählern nach § 21b Abs. 3a u. 3b EnWG a.F. Die aus Sicht der Beschlusskammer sachgerechten Mehrkosten der einzelnen Jahre sind in nachstehender Tabelle dargestellt.

2013 [EUR]	2014 [EUR]	2015 [EUR]	2016 [EUR]

Weitere Mengenveränderungen aufgrund der Anzahl von Anschlussnutzern beruhen auf einer Erweiterung der Versorgungsaufgabe, die jedoch bereits über den Erweiterungsfaktor abgedeckt ist (vgl. 2.2.1.1.4.). Die Kosten für die Messung und den Messstellenbetrieb sind Bestandteil des Ausgangsniveaus, so dass der Erweiterungsfaktor auch auf diese Kosten wirkt, wenn sich die Versorgungsaufgabe ändert. Würden im Rahmen des Regulierungskontos zusätzliche Kosten für hinzukommende Zähler anerkannt, käme es folglich zu einer Doppelberücksichtigung.

2.2.3.2 Mehrkosten aufgrund von § 21b Abs. 3a u. 3b EnWG a.F., sowie § 21c EnWG a.F.

Die Beschlusskammer hält es für angemessen, Vorbereitungskosten für die Jahre 2013 und 2014 anzuerkennen in Höhe von insgesamt [REDACTED] € ([REDACTED] € in 2013 und [REDACTED] € in 2014). In diesen Jahren konnte der Netzbetreiber noch davon ausgehen, selbst für einen künftigen Rollout verantwortlich zu sein. Ab dem Jahr 2015 sind die Kosten für die neue Rolle des gMsB abzugrenzen und nicht über die Erlösbergrenze anzusetzen. Bei den im Übrigen geltend gemachten Kosten aus dem Projekt ROMI handelt es sich nicht um Maßnahmen gemäß § 21c EnWG in der Fassung vom 28.12.2012, die im Regulierungskonto gemäß § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV a.F. zu berücksichtigen sind. Gemäß § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV a.F. wird die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösbergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen in das Regulierungskonto einbezogen, soweit diese Differenz durch Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG verursacht wird. Einbezogen sind über den Wortlaut der Vorschrift hinaus auch Kosten, die aufgrund der zwischenzeitlich eingefügten §§ 21c, d und e EnWG verursacht wurden. § 21b Abs. 3a und b sind durch diese Vorschriften ersetzt worden. Hierdurch sollte den Netzbetreibern eine Anerkennung derartiger Mehrkosten über die Regulierungskontosystematik nicht verwehrt werden.

§ 21c EnWG a.F. definierte Pflichtfälle für den Einbau von Messsystemen, die den Anforderungen nach § 21d EnWG a.F. und § 21e EnWG a.F. entsprachen. Nach § 21c EnWG a.F. hatten Messstellenbetreiber in Gebäuden, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen wurden oder einer größeren Renovierung unterzogen wurden, bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch größer 6.000

kWh und bei Anlagenbetreibern nach dem EEG oder KWKG bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW Messsysteme nach § 21d und e EnWG a.F. einzubauen.

Beim Projekt ROMI wurden im Rahmen von Pilotprojekten und mehreren Feldtests Messsysteme verbaut. Derartige Pilotprojekte und Feldtests von Messsystemen stellen freiwillige vorbereitende Maßnahmen für den Rollout dar. Dementsprechend handelt es nicht um die oben aufgeführten Pflichtfälle für den Einbau von Messsystemen. Eine Kostenanerkennung im Regulierungskonto ist über die Pflichteinbaufälle hinaus nicht zulässig. Die Montage von Pilotgeräten, die dann ggf. später als Pflichteinbaufall wieder durch ein Messsystem, das § 21d und e EnWG a.F. entspricht, ersetzt werden müssten, entspricht auch nicht der Effizienzvorgabe in § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV. Denn nach dieser Vorschrift sind nur die Kosten einzubeziehen, die einer effizienten Leistungserbringung entsprechen.

Daneben hat der Ordnungsgeber für die Berücksichtigung von Forschungs- und Entwicklungskosten am 22.08.2013 den § 25a ARegV eingeführt und damit grundsätzlich eine Möglichkeit der Anerkennung für derartige Kosten geschaffen, zu denen unter den spezifischen Voraussetzungen der Vorschrift typischerweise Kosten im Zusammenhang mit Pilotgeräten und der Durchführung von Feldtests gehören können. Damit hat der Ordnungsgeber zum Ausdruck gebracht, dass er für Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung eine besondere Anpassbarkeit der Erlösobergrenze statuieren wollte. Dies bedeutet aber nicht, dass außerhalb der staatlichen Energieforschungsförderung eine Berücksichtigung der Kosten über § 5 ARegV möglich wäre. Denn solche Kosten sind, wenn die übrigen Voraussetzungen des § 25a ARegV erfüllt sind, über einen entsprechenden Antrag erfasst und gerade nicht über § 5 ARegV zu berücksichtigen. Wenn die tatbestandlichen Voraussetzungen des § 25a ARegV nicht erfüllt sind bzw. der Netzbetreiber gar keinen Antrag gestellt hat, ist dies auch nicht über § 5 ARegV aufzufangen. Der Netzbetreiber hat für das Projekt ROMI in den Jahren 2013 bis 2016 keinen Antrag gemäß § 25a ARegV gestellt.

Zudem wurden dem Netzbetreiber in den Jahren 2013 bis 2016 - wie oben bereits erwähnt - Erweiterungsfaktoren genehmigt (vgl. 2.2.1.1.4.). Die wirken auf die gesamten Kosten (ohne dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten), welche u.a. auch Kosten für Hard- und Software umfassen. Die Erweiterungsfaktoren wirken überdies auf die gesamte Erlösobergrenze, unabhängig davon, ob in Bezug auf den vorliegenden Sachverhalt eine für den Erweiterungsfaktor relevante Parameteränderung stattgefunden hat.

Neben den Kosten für die Pilotgeräte und die Feldtests wurde im Projekt ROMI ein IT-Backendsystem zum Betrieb von intelligenten Messsystemen aufgebaut. Auch für diese Kosten ist eine Anerkennung im Regulierungskonto nicht möglich. Bezüglich der Kosten aus dem Aufbau eines IT-Backendsystems hat das OLG Düsseldorf in seiner Entscheidung VI-3 Kart 163/15 vom 12. Juli 2017 (Rn. 45) festgestellt:

„Die Errichtung eines Kommunikationssystems zur Einbindung der intelligenten Messsysteme fällt nach alledem nicht unter die Regelung des § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV, ohne dass der Verordnungsgeber sich indes dazu geäußert hat, ob die über § 23 ARegV refinanziert werden kann.“

Um ein vergleichbares IT-System handelt es sich auch vorliegend. Eine Anwendbarkeit des § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV scheidet auch aus diesem Grunde aus.

Die von der Antragstellerin vorgetragenen Werte werden in den **Anlagen 4** den von der Beschlusskammer geprüften Werten gegenübergestellt.

2.3 Ausgleich des Regulierungskontosaldos der Jahre 2013 bis 2016; Bestimmung des Regulierungskontosaldos zum 31.12.2016

Bei der ersten Auflösung des Regulierungskontos umfasst gemäß § 34 Abs. 4 ARegV die Auflösung alle noch offenen Kalenderjahre. Der ermittelte Saldo wird nach dieser Übergangsvorschrift annuitätisch bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze verteilt.

Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2016 wird durch die kalenderjährlichen Einzelbeträge für die Jahre 2013 bis 2016 hinsichtlich

- a) der Abweichung zwischen zulässigen und erzielbaren Erlösen gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV,
- b) der Abweichung zwischen den tatsächlichen Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4, 5 und 8 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 ARegV in der Fassung vom 26.07.2016

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

Der **Anlage 2** sind die unverzinsten Differenzen der Jahre 2013 bis 2016 zu entnehmen. Die Verzinsung erfolgt gemäß § 5 Abs. 2 ARegV auf Grundlage des jeweils 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. Für das Jahr 2013 beträgt der Zinssatz 3,02 Prozent, für das Jahr 2014 2,75 Prozent, für das Jahr 2015 2,49 Prozent und für das Jahr 2016 2,12 Prozent.

Der Endbestand des Regulierungskontos zum 31.12.2016 ergibt sich aus den Differenzen der Jahre 2013 bis 2016, die gemäß § 5 Abs. 2 ARegV zu verzinsen sind. Den **Anlagen 2** ist für die Jahre 2013 bis 2016 der Vorjahressaldo, der Gesamtsaldo vor Verzinsung, die Höhe der Verzinsung sowie der jeweilige Gesamtsaldo nach Verzinsung zum 31.12. für das entsprechende Jahr zu entnehmen. Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2016 kann ebenfalls der **Anlage 2** entnommen werden.

Die sich danach für die Jahre 2018 bis 2023 ergebenden Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenze sind **Anlage 1** zu entnehmen.

III. Entfall der vorläufigen Anordnung

Die Beschlusskammer hat am 18.10.2018 (Az. BK8-17/0843-01) eine vorläufige Anordnung zur Auflösung des Regulierungskontosaldos der Jahre 2013 bis 2016 (Tenor Ziffer 1.) getroffen. Die vorläufige Anordnung tritt mit der Wirksamkeit dieser abschließenden Entscheidung außer Kraft.

IV. Rückwirkende Festlegung

Die rückwirkende Festlegung der Auflösung des Regulierungskontosaldos nach dem 01.01.2018 ist zulässig.

Der sachliche Grund für das Absehen von einer Festlegung bereits im Jahr 2017 liegt u.a. darin begründet, dass in zahlreichen Fällen für die Prüfung des Regulierungskontos vorgreifliche 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 Erlösbergrenzen 2018 bis 2020 verstößt insbesondere nicht gegen § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG. 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 der Jahre 2013 bis 2016 für sich zu bestimmen und konnte diese somit seiner Entgeltbildung der Jahre 2018 bis 2020 zu Grunde legen. Durch die regelmäßige Veröffentlichung der Hinweise zur Anpassung der Erlösbergrenze 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 2018 bis 2023 hätte danach grundsätzlich im Jahr 2017 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. Es war dem Regulierungskonto vor der Verwaltungsänderung im Jahr 2016 immanent, dass die Feststellung nachträglich nach Ablauf mehrerer Jahre, nämlich erst mit der Festlegung der nachfolgenden Erlösobergrenzen erfolgte.

Dem Netzbetreiber war zudem vorab bekannt, dass eine Festlegung der Beschlusskammer zur Genehmigung der Regulierungskontosalden für die Jahre 2013 bis 2016 erfolgen wird und insoweit eine nachträgliche Korrektur der selbständig angepassten Erlösobergrenzen der Jahre 2018 bis 2020 erfolgen kann. Bereits mit den Hinweisen für die Festlegung der Erlösobergrenzen für das Jahr 2018 hat die Beschlusskammer darauf hingewiesen, dass, sofern noch keine Bescheidung des gestellten Antrags erfolgt ist, der Antragswert für die Anpassung anzusetzen ist.

Zudem hat die Beschlusskammer in der vorläufigen Anordnung im Jahr 2018 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 der Jahre 2018 bis 2020.

Die Entscheidung ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der StromNEV für die

Jahre 2018 bis 2023 Auflösungsbeträge aus dem Regulierungskontosaldo festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet, insbesondere werden dadurch folgerichtige Saldierungen in den Jahren 2018 bis 2023 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.

V. Gebühren

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

VI. Anlagenverweis

Die Anlagen 1 bis 4 zu den Kalenderjahren 2013 bis 2016 sind Bestandteil dieses Beschlusses.

Anlage 1 Auflösungsplan und Auszug

Anlage 2 Vergleich der Werte von Netzbetreiber und BNetzA

Anlage 3a Vergleich der Erlösbergrenzenbestandteile

Anlage 3b Vergleich VPI und dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Anlage 3c Netzveränderungen

Anlage 4 Messstellenbetrieb

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 ✓

Albrecht

Wetzl

Auszug des Regulierungskontos für die Jahre 2013, 2014, 2015 und 2016
- Herleitung des Saldo des Regulierungskontos -

Rechtsgrundlage	Bezeichnung	2013 [EUR]	2014 [EUR]	2015 [EUR]	2016 [EUR]
§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	Erlösobergrenze (EOG) gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse			
		erzielbare Erlöse			
		Verzichtsbetrag in der Verprobung			
		Differenz			
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		Differenz			
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von § 18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs. 3 des KWKG	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		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	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			
	Sonstiges				
	Saldo aus Einzeldifferenzen				

Ermittlung des Saldo des Regulierungskontos				
Bezeichnung	2013 [EUR]	2014 [EUR]	2015 [EUR]	2016 [EUR]
Jahresanfangsbestand (= Vorjahressaldo)				
Saldo aus Einzeldifferenzen				
Jahresendbestand (Jahresanfangsbestand + Saldo aus Einzeldifferenzen)				
Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand				
Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	3,02%	2,75%	2,49%	2,12%
Verzinsung				
Saldo Regulierungskonto (= Jahresendbestand + Verzinsung)	9.546.332	139.396.077	222.372.398	193.714.722
Auswirkung auf die Erlösobergrenze	Mindererlös (EOG-erhöhend)	Mindererlös (EOG-erhöhend)	Mindererlös (EOG-erhöhend)	Mindererlös (EOG-erhöhend)

Verzinsung und Berücksichtigung in den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen							
Bezeichnung	2017 [EUR]	2018 [EUR]	2019 [EUR]	2020 [EUR]	2021 [EUR]	2022 [EUR]	2023 [EUR]
Saldo Regulierungskonto zum 31.12.2016							
Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	2,12%	2,12%	2,12%	2,12%	2,12%	2,12%	2,12%
Verzinsung							
Barwert (zu verteilender Betrag)							
Annuitätische Berücksichtigung in der Erlösobergrenze		35.087.467	35.087.467	35.087.467	35.087.467	35.087.467	35.087.467
Auswirkung auf die Erlösobergrenze		Mindererlös (EOG-erhöhend)					

Vergleich der Netzbetreiberangaben und der von der Bundesnetzagentur ermittelten Werte gem. § 5 Abs. 1 ARegV des Jahres 2013

Rechtsgrundlage	Beschreibung	Angaben des Netzbetreibers [EUR]	Bundesnetz- agentur [EUR]	Abweichungen zu angesetzten Werten [EUR]	
§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	Erlösobergrenze (EOG) gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	1.218.352.970	1.208.117.002	-10.235.969
		erzielbare Erlöse	1.205.296.472	1.204.846.808	-449.664
		Verzichtsbetrag in der Verprobung		0	0
		Differenz	13.056.499	3.270.194	-9.786.305
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	228.349.603	228.349.603	0
		in EOG enthaltene Ansätze	238.761.345	238.761.345	0
		Differenz	-10.411.743	-10.411.743	0
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von §18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs. 3 des KWKG	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		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	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			
		Sonstiges			
		Saldo aus Einzeldifferenzen			

Vergleich Erlösobergrenzenbestandteile

	Netzbetreiber	BNetzA	Abweichung	
	2013	2013	absolut	relativ
Erlösobergrenze	1.239.942.392	1.208.117.002	31.825.390	2,6%
Formelbestandteile				
KA dnb				
KA vnb				
KA b				
Anpassung $VPI_t / VPI_0 - PF_t$				
Anpassung der Erlösobergrenze gem. EWF-Beschluss				
Q-Element				
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)	2011	110,70	2011	110,70	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 Wechse/richtern nach § 10 Abs. 1 SysStabV				
2 - 6	Genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 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 - 9	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (Abschluss vor 31.12.2008)				
2 - 10	Betriebs- und Personalarbeitskosten				
2 - 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskinderbetreuung für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen				
2 - 12	pauschalierter Investitionszuschlag nach § 25 ARegV				
2 - 13	Auflösung von BKZ / Netzanschlusskostenbeiträgen in Verbindung mit der StromNEV				
2 - 14	Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 EnLAG				
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					

1. Netzveränderung: **Netzabgang**
 Netzteilname: **Ammerbuch, Dettenhausen und Waldenbuch**
 Datum NV: **01.01.2009** AZ: **BK8-09/0843-71**

Jahr	Erlösbergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	PIZ [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch $(VPI_i/VPI_0 - PF_i)$ [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch $(VPI_i/VPI_0 - PF_i)$ [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor [EUR]	Jahr des EWF-Antrags
2009	1.839.417,21								
2010	1.862.367,51								
2011	1.711.135,32								
2012	1.712.256,60								
2013	1.728.572,00								

Jahr	Anpassungsbetrag $(VPI_i/VPI_0 - PF_i)$ am Eft [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Härtefall [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2006 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2007 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2008 [EUR]	Sonstiges [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2009								
2010								
2011								37.206,83
2012								40.246,78
2013								37.650,15

Jahr	Referenzpreis [EUR/MWh]	Übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2011	55,75	3.166.623,06	139.332,41 €	37.206,83
2012	56,71	3.166.623,06	139.332,41 €	40.246,78
2013	55,89	3.166.623,06	139.332,41 €	37.650,15

2. Netzveränderung:	Netzabgang		
Netzteilname:	Winterlingen		
Datum NV:	01.01.2009	AZ:	BK8-09/0843-72

Jahr	Erlösbergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	PIZ [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI_i/VPI_0-PF_i) [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI_i/VPI_0-PF_i) [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor [EUR]	Jahr des EWF-Antrags
2009	635.411,98								
2010	643.339,97								
2011	589.460,34								
2012	589.713,87								
2013	595.464,18								

Jahr	Anpassungsbetrag (VPI_i/VPI_0-PF_i) am EFT [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Härtefall [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2006 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2007 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2008 [EUR]	Sonstiges [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2009								
2010								
2011								11.215,45
2012								12.131,78
2013								11.349,08

Jahr	Referenzpreis [EUR/MWh]	Übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2011	55,75	954.506,54	41.998,29 €	11.215,45
2012	56,71	954.506,54	41.998,29 €	12.131,78
2013	55,89	954.506,54	41.998,29 €	11.349,08

3. Netzveränderung:

Netzabgang

Netzteilname:

Öschingen und Talheim

Datum NV:

01.01.2009

AZ:

BK8-09/0843-75

Jahr	Erlösobergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	PIZ [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI _i /VPI ₀ -PF _i) [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI _i /VPI ₀ -PF _i) [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor [EUR]	Jahr des EWF-Antrags
2009	385.149,14								
2010	389.954,62								
2011	356.349,49								
2012	356.425,86								
2013	359.977,39								

Jahr	Anpassungsbetrag (VPI _i /VPI ₀ -PF _i) am Eft [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Härtefall [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2006 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2007 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2008 [EUR]	Sonstiges [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2009								
2010								
2011								5.851,87
2012								6.329,98
2013								5.921,59

Jahr	Referenzpreis [EUR/MWh]	Übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2011	55,75	498.031,72	21.913,40€	5.851,87
2012	56,71	498.031,72	21.913,40€	6.329,98
2013	55,89	498.031,72	21.913,40€	5.921,59

4. Netzveränderung: Netzabgang
 Netzteilname: Eiskirch, Langenargen, Meckenbeuren, Kressbronn, Tettnang und Oberteuringen
 Datum NV: 01.07.2009 AZ: BK8-09/0843-76

Jahr	Erlösobergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	PIZ [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch $(VPI_t/VPI_0 - PF_t)$ [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch $(VPI_t/VPI_0 - PF_t)$ [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor [EUR]	Jahr des EWF-Antrags
2009	2.851.754,10								
2010	5.774.670,53								
2011	5.533.656,78								
2012	5.264.285,46								
2013	5.317.773,97								

Jahr	Anpassungsbetrag $(VPI_t/VPI_0 - PF_t)$ am Eft [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Härtefall [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2006 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2007 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2008 [EUR]	Sonstiges [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2009								
2010								
2011								73.828,57
2012								79.860,52
2013								74.708,23

Jahr	Referenzpreis [EUR/MWh]	Übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2011	55,75	6.283.282,29	276.464,42 €	73.828,57
2012	56,71	6.283.282,29	276.464,42 €	79.860,52
2013	55,89	6.283.282,29	276.464,42 €	74.708,23

5. Netzveränderung:

Netzabgang

Netzteilname:

Bernstadt, Breitlingen, Lonsee, Holzkirch, Neenstetten und Weidenstetten

Datum NV:

01.01.2009

AZ:

BK8-09/0843-77

Jahr	Erlösobergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	PIZ [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI_i/VPI_0-PF_i) [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI_i/VPI_0-PF_i) [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor [EUR]	Jahr des EWF-Antrags
2009	401.324,14								
2010	406.331,44								
2011	373.649,20								
2012	373.919,45								
2013	377.457,27								

Jahr	Anpassungsbetrag (VPI_i/VPI_0-PF_i) am Eft [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Härtefall [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2006 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2007 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2008 [EUR]	Sonstiges [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2009								
2010								
2011								8.431,48
2012								9.120,35
2013								8.531,94

Jahr	Referenzpreis [EUR/MWh]	Übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2011	55,75	717.573,31	31.573,23 €	8.431,48
2012	56,71	717.573,31	31.573,23 €	9.120,35
2013	55,89	717.573,31	31.573,23 €	8.531,94

6. Netzveränderung: **Netzabgang**
 Netzteilname: **Stadtteil Hettingen**
 Datum NV: **01.07.2009** AZ: **BK8-09/0843-78**

Jahr	Erlösobergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	PIZ [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI/VPI ₀ -PF _i) [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI/VPI ₀ -PF _i) [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor [EUR]	Jahr des EWF-Antrags
2009	111.770,75								
2010	226.331,63								
2011	215.938,58								
2012	205.303,47								
2013	207.465,96								

Jahr	Anpassungsbetrag (VPI/VPI ₀ -PF _i) am EFi [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Härtefall [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2006 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2007 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2008 [EUR]	Sonstiges [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2009								
2010								
2011								1.946,89
2012								2.105,96
2013								1.970,09

Jahr	Referenzpreis [EUR/MWh]	Übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2011	55,75	165.693,34	7.290,51 €	1.946,89
2012	56,71	165.693,34	7.290,51 €	2.105,96
2013	55,89	165.693,34	7.290,51 €	1.970,09

7. Netzveränderung: **Netzabgang**
 Netzteilname: **Ortsteile Ettenkirch und Ailingen**
 Datum NV: **01.07.2009** AZ: **BK8-09/0843-79**

Jahr	Erlösbergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	PIZ [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI _i /VPI ₀ -PF _i) [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI _i /VPI ₀ -PF _i) [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor [EUR]	Jahr des EWF-Antrags
2009	103.003,06								
2010	208.576,44								
2011	200.406,27								
2012	190.720,02								
2013	192.614,59								

Jahr	Anpassungsbetrag (VPI _i /VPI ₀ -PF _i) am EFT [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Härtefall [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2006 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2007 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2008 [EUR]	Sonstiges [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2009								
2010								
2011								3.202,21
2012								3.463,84
2013								3.240,37

Jahr	Referenzpreis [EUR/MWh]	Übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2011	55,75	272.528,47	11.991,25 €	3.202,21
2012	56,71	272.528,47	11.991,25 €	3.463,84
2013	55,89	272.528,47	11.991,25 €	3.240,37

8. Netzveränderung: Netzabgang
 Netzteilname: Altheim
 Datum NV: 01.01.2009 AZ: BK8-10/0843-75

Jahr	Erlösobergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	PIZ [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch $(VPI_t/VPI_0 - PF_t)$ [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch $(VPI_t/VPI_0 - PF_t)$ [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor [EUR]	Jahr des EWF-Antrags
2009	128.838,86								
2010	156.536,07								
2011	143.528,92								
2012	143.598,97								
2013	144.990,99								

Jahr	Anpassungsbetrag $(VPI_t/VPI_0 - PF_t)$ am Eft [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Härtefall [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2006 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2007 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2008 [EUR]	Sonstiges [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2009								
2010								
2011								2.831,22
2012								3.062,53
2013								2.864,95

Jahr	Referenzpreis [EUR/MWh]	Übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2011	55,75	240.954,53	10.602,00 €	2.831,22
2012	56,71	240.954,53	10.602,00 €	3.062,53
2013	55,89	240.954,53	10.602,00 €	2.864,95

9. Netzveränderung: Netzabgang
 Netzteilname: Rosengarten / Michelbach
 Datum NV: 01.04.2009 AZ: BK8-15/0843-72

Jahr	Erlösobergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	PIZ [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch $(VPI_i/VPI_0 - PF_i)$ [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch $(VPI_i/VPI_0 - PF_i)$ [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor [EUR]	Jahr des EWF-Antrags
- 2009	594.584,77								
2010	802.609,37								
2011	749.702,21								
2012	730.086,91								
2013	737.286,28								

Jahr	Anpassungsbetrag $(VPI_i/VPI_0 - PF_i)$ am EFT [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Härtefall [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2006 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2007 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2008 [EUR]	Sonstiges [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2009								
2010								
2011								12.906,35
2012								13.960,83
2013								13.060,13

Jahr	Referenzpreis [EUR/MWh]	Übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2011	55,75	1.098.413,00	48.330,17 €	12.906,35
2012	56,71	1.098.413,00	48.330,17 €	13.960,83
2013	55,89	1.098.413,00	48.330,17 €	13.060,13

10. Netzveränderung: Netzabgang
 Netzteilname: Helmsheim und Büchenau
 Datum NV: 01.05.2010 AZ: BK8-09/0843-7a

Jahr	Erlösobergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	PIZ [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch $(VPI_t/VPI_0 - PF_t)$ [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch $(VPI_t/VPI_0 - PF_t)$ [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor [EUR]	Jahr des EWF-Antrags
2009									
2010	213.808,91								
2011	324.678,99								
2012	304.925,53								
2013	297.753,16								

Jahr	Anpassungsbetrag $(VPI_t/VPI_0 - PF_t)$ am Eft [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Härtefall [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2006 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2007 [EUR]	Periodenübergreifende Saldierung 2008 [EUR]	Sonstiges [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2009								
2010								
2011								6.486,40
2012								7.016,35
2013								6.563,68

Jahr	Referenzpreis [EUR/MWh]	Übertragende den anerkannten Kosten zu Grunde liegende Menge [kWh]	Übertragende anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Anpassung der Verlustenergie [EUR]
2011	55,75	552.033,51	24.289,47 €	6.486,40
2012	56,71	552.033,51	24.289,47 €	7.016,35
2013	55,89	552.033,51	24.289,47 €	6.563,68

Ermittlung der Kostenveränderung im Bereich Messung und Messstellenbetrieb des Jahres 2013

Ermittlung der Differenz gemäß § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV	Angaben des Netzbetreibers [EUR]	Bundesnetz- agentur [EUR]	Abweichungen zu angesetz- ten Werten [EUR]
tatsächlich entstandene Kosten			
davon Kosten der Messung			
davon Kosten des Messstellenbetriebs			
in der Erlösobergrenze enthaltene Kosten (Plankosten)			
davon Kosten der Messung			
davon Kosten des Messstellenbetriebs			
Differenzbetrag (tatsächliche Kosten - Plankosten)			
davon Maßnahmen nach § 21c EnWG			

Vergleich der Netzbetreiberangaben und der von der Bundesnetzagentur ermittelten Werte gem. § 5 Abs. 1 ARegV des Jahres 2014

Rechtsgrundlage	Beschreibung	Angaben des Netzbetreibers [EUR]	Bundesnetz- agentur [EUR]	Abweichungen zu angesetzten Werten [EUR]	
§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	Erlösobergrenze (EOG) gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	1.220.288.870	1.249.189.113	28.900.243
		erzielbare Erlöse	1.152.462.917	1.150.496.079	-1.966.837
		Verzichtsbeitrag in der Verprobung		0	0
		Differenz	67.825.953	98.693.034	30.867.080
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	259.195.548	259.198.290	2.742
		in EOG enthaltene Ansätze	268.430.690	268.430.690	0
		Differenz	-9.235.142	-9.232.400	2.742
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von §18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs. 3 des KWK-G	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		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	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			
	Sonstiges				
	Saldo aus Einzeldifferenzen				

Vergleich Erlösobergrenzenbestandteile

	Netzbetreiber	BNetzA	Abweichung	
	2014	2014	absolut	relativ
Erlösobergrenze	1.220.696.239	1.249.189.113	-28.492.874	-2,3%
Formelbestandteile				
KA dnb				
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				
PÜS 2006				
PÜS 2007				
PÜS 2008				
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 Erlösgrenze gilt (§ 8 ARegV)	2012	104,10	2012	104,10	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 SysStetV					
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: Vermiedene 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 Lohnzusetz- 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						
2-12a	Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV					
2-13	Auflösung von BKZ / Netzzuschusskostenbeiträgen 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 Verbrauchsreduzierung unterliegen					
Satz 4	Differenz zwischen genehmigten Verlustenergiekosten und den ansatzfähigen Kosten					
Summe						

Stärkenden der Netzübergänge					Zusammensetzung der EOG der Netzübergänge nach § 36 Abs 1 Nr. 1 des EEG 2014											Daten der Verlustenergie							
Laufn- e Nr. des Netzüber- gangs	Aktenzeichen	Netzverän- derung (Abgang/ Zugang)	Name des übergehenden Netzfalls	Datum des Netzüber- gangs	Erhö- hungsgrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinfluss- bare Kostenanteile [EUR]	vorüber- gehend nicht beeinfluss- bare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorüber- gehend nicht beeinfluss- baren Kostenanteile durch (VPI, VPI- RF,)	nicht abgebaute beeinfluss- bare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebaute beeinfluss- baren Kostenanteile durch (VPI, VPI- RF,)	EOG- erhöhung durch Erhöhung des Netzes abzgl. Pt.) [EUR]	Qualitäts- element [EUR]	Volante Kosten [EUR]	Geld- Regulierung- kosten [EUR]	Härtefall [EUR]	Sonstige [EUR]	Zu übertragene anerkannte Kosten für die Beschaffung von Verlust- energie [EUR]	Den anerkannten Kosten zu Grunde liegender Preis (ct / kWh)	Referenz- preis der Volanten Kosten [€ / MWh]	Zu übertragene anerkannte Kosten zu Grunde liegende Menge [MWh]	Volante Kosten [EUR]		
				Summe:	-17.760.011																47	2	
1	BK8-17/0843-717	Netzabgang	Kültsheim	01.01.2012	341.560																		
2	BK8-16/0843-77	Netzabgang	Ispringen	01.01.2012	533.774																47,11		
3	BK8-16/0843-78	Netzabgang	Radoltzell (Ortsteile Stähringen, Güttingen, Möggingen, Liggerringen)	01.01.2012	308.873																47,11		
4	BK8-17/0843-72	Netzabgang	Hechingen	01.01.2012	1.791.631																47,11		
5	BK8-16/0843-711	Netzabgang	Igelsbach	01.01.2012	22.862																47,11		
6	BK8-17/0843-718	Netzabgang	Wüsterrot	01.07.2012	565.883																47,11		
7	BK8-16/0843-714	Netzabgang	Ellingen (Stadtteile)	01.07.2012	1.317.910																47,11		
8	BK8-16/0843-79	Netzabgang	Freudenberg	01.01.2013	348.537																47,11		
9	BK8-17/0843-77	Netzabgang	Bad Boll	01.01.2014	508.051																47,11		
10	BK8-17/0843-712	Netzabgang	Gottenheim	01.01.2014	225.424																47,11		
11	BK8-16/0843-74	Netzabgang	Ketsch	01.01.2014	893.573																47,11		
12	BK8-16/0843-75	Netzabgang	Ilwshelm	01.01.2014	575.848																47,11		
13	BK8-16/0843-76	Netzabgang	Göppingen	01.01.2014	4.898.329																47,11		
14	BK8-16/0843-713	Netzabgang	Schomdorf	01.01.2014	982.812																47,11		
15	BK8-17/0843-715	Netzabgang	Ludwigsburg / Kornwestheim	01.01.2014	7.187.182																47,11		
16	BK8-17/0843-718	Netzabgabe	Rastatt-Ried (Ottersdorf, Pittersdorf, Wintersdorf)	01.01.2014	534.093																47,11		
17		Netzzugang	Elzach		437.706																47,11	47	2
18		Netzzugang	Ley		312.794																47,11		
19		Netzzugang	Hechingen	01.01.2014	2.303.472																47,11		

Ermittlung der Kostenveränderung im Bereich Messung und Messstellenbetrieb des Jahres 2014

Ermittlung der Differenz gemäß § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV	Angaben des Netzbetreibers [EUR]	Bundesnetz- agentur [EUR]	Abweichungen zu angesetzt- en Werten [EUR]
tatsächlich entstandene Kosten			
davon Kosten der Messung			
davon Kosten des Messstellenbetriebs			
in der Erlösobergrenze enthaltene Kosten (Plankosten)			
davon Kosten der Messung			
davon Kosten des Messstellenbetriebs			
Differenzbetrag (tatsächliche Kosten - Plankosten)			
davon Maßnahmen nach § 21c EnWG			

Vergleich der Netzbetreiberangaben und der von der Bundesnetzagentur ermittelten Werte gem. § 5 Abs. 1 ARegV des Jahres 2015

Rechtsgrundlage	Beschreibung	Angaben des Netzbetreibers [EUR]	Bundesnetz-agentur [EUR]	Abweichungen zu angesetzten Werten [EUR]	
§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	Erlösobergrenze (EOG) gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	1.335.553.127	1.366.117.994	30.564.867
		erzielbare Erlöse	1.303.364.491	1.300.954.246	-2.410.244
		Verzichtsbetrag in der Verprobung		0	0
		Differenz	32.188.636	65.163.748	32.975.111
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		Differenz			
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von § 18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs. 3 des KWKG	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		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	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			
		Sonstiges			
		Saldo aus Einzeldifferenzen			

Vergleich Erlösbergrenzenbestandteile

	Netzbetreiber		BNetzA		Abweichung	
	2015		2015		absolut	relativ
Erlösbergrenze	1.335.689.878		1.366.117.994		-30.428.116	-2.2%
Formelbestandteile						
KA dnb						
KA vnb						
KA b						
Anpassung $VPI_t / VPI_0 - PF_t$						
Anpassung der Erlösbergrenze 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 Erlösgrenze gilt (§ 8 ARegV)	2013	105,70	2013	105,70	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 Wechselelementen nach § 10 Abs. 1 StvStabV					
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-S					
2-8b	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV					
2-9	Betriebs- und Liefervertragliche Vereinbarungen zu Lohnsatz- und Versorgungsleistungen (Abschluss vor 31.12.2009)					
2-10	Betriebs- und Personalstatistiken					
2-11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen					
2-12						
2-12a	Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV					
2-13	Auflösung von BKZ / Netzanschlusskostenbeiträgen 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 Bunetzg	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Stromversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensprüfung unterliegen					
Satz 4	Differenz zwischen genehmigten Verlustenergiekosten und den ansatzfähigen Kosten					
Summe						

Sammelübersicht der Netzübergänge					Zusammensetzung der EOG der Netzübergänge nach § 26 ARégV des Jahres 2015										Daten der Verlustenergie							
Laufende Nr. des Netzübergangs	Aktenzeichen	Netzveränderung (Abgang/Zugang)	Name des übergehenden Netzteils	Datum des Netzübergangs	Endobergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI ₁ /VPI ₂ -PF ₁) [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI ₁ /VPI ₂ -PF ₂) [EUR]	ECO-erhöhung durch Erweiterungsfaktor (inkl. VPI abzgl. PF ₁) [EUR]	Qualitätselement [EUR]	Volatile Kosten [EUR]	Saldo Regulierungskonto [EUR]	Härtefall [EUR]	Sonstiges [EUR]	Zu übertragender anerkannter Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie [EUR]	Den anerkannten Kosten zu Grunde liegender Preis [ct / kWh]	Referenzpreis der Volatilen Kosten [ct / kWh]	Zu übertragende der anerkannten Kosten zu Grunde liegende Marge [kWh]	Volatile Kosten [EUR]	
Summe:					-22.482.660																	
1	BK8-17/0843	Netzabgang	Kölsheim	01.01.2012	341.712																	
2	BK8-16/0843	Netzabgang	Ispringen	01.01.2012	527.121																	
3	BK8-16/0843	Netzabgang	Radolzell (Ortsstelle Stahringen, Göttingen, Möggingen, Liggeringen)	01.01.2012	305.023																	
4	BK8-17/0843	Netzabgang	Hechingen	01.01.2012	1.768.299																	
5	BK8-16/0843	Netzabgang	Joelsbach	01.01.2012	22.577																	
6	BK8-17/0843	Netzabgang	Wülstenrot	01.07.2012	510.643																	
7	BK8-16/0843	Netzabgang	Ettlingen (Stadtteile)	01.07.2012	1.249.011																	
8	BK8-16/0843	Netzabgang	Freudenberg	01.01.2013	293.829																	
9	BK8-17/0843	Netzabgang	Bad Boll	01.01.2014	509.102																	
10	BK8-17/0843	Netzabgang	Gottenheim	01.01.2014	223.051																	
11	BK8-16/0843	Netzabgang	Ketsch	01.01.2014	893.892																	
12	BK8-16/0843	Netzabgang	Iweshelm	01.01.2014	569.097																	
13	BK8-16/0843	Netzabgang	Göppingen	01.01.2014	4.646.110																	
14	BK8-16/0843	Netzabgang	Schomdorf	01.01.2014	971.488																	
15	BK8-17/0843	Netzabgang	Ludersburg / Komwestheim	01.01.2014	7.088.354																	
16	BK8-17/0843	Netzabgabe	Rastatt-Ried (Ottersdorf, Pfirsichsdorf, Wintersdorf)	01.01.2014	534.295																	
17		Netzzugang	Elzach		437.675																	
18		Netzzugang	Lev		312.903																	
19		Netzzugang	Hechingen	01.01.2014	2.281.143																	
20	BK8-16/0843	Netzabgang	Bemplingen, Eringen unter Achalm, Neckarternzlingen, Pleizhausen, Riederich und Waldorfhäslach	01.01.2015	2.496.730																	
21	BK8-16/0843	Netzabgang	Ortsstelle Altensteigdorf, Spielberg, Wart, Garweiler und Bruderhaus des Netzgebietes der Stadt Altensteig	01.01.2015	113.973																	
22	BK8-17/0843	Netzabgang	Unterminckheim	01.01.2015	344.118																	
23	BK8-17/0843	Netzabgang	Weisweil	01.01.2015	140.949																	
24	BK8-17/0843	Netzabgang	Lemlingen	01.01.2015	586.907																	
25	BK8-17/0843	Netzabgang	Heddesheim	01.01.2015	850.935																	
26	BK8-17/0843	Netzabgang	Hirschberg	01.01.2015	609.057																	
27		Netzzugang	Hepsisau, Härtingen, Pfundhardt, Herzogenau	01.01.2015	84.000																	

Ermittlung der Kostenveränderung im Bereich Messung und Messstellenbetrieb des Jahres 2015

Ermittlung der Differenz gemäß § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV	Angaben des Netzbetreibers [EUR]	Bundesnetz- agentur [EUR]	Abweichungen zu angesetz- ten Werten [EUR]
tatsächlich entstandene Kosten			
davon Kosten der Messung			
davon Kosten des Messstellenbetriebs			
in der Erlösobergrenze enthaltene Kosten (Plankosten)			
davon Kosten der Messung			
davon Kosten des Messstellenbetriebs			
Differenzbetrag (tatsächliche Kosten - Plankosten)			
davon Maßnahmen nach § 21c EnWG			

Vergleich der Netzbetreiberangaben und der von der Bundesnetzagentur ermittelten Werte gem. § 5 Abs. 1 ARegV des Jahres 2016

Rechtsgrundlage	Beschreibung	Angaben des Netzbetreibers [EUR]	Bundesnetzagentur [EUR]	Abweichungen zu angesetzten Werten [EUR]	
§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	Erlösobergrenze (EOG) gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	1.448.235.874	1.348.662.652	-99.573.222
		erzielbare Erlöse	1.403.872.982	1.406.911.163	3.038.181
		Verzichtsbetrag in der Verprobung		0	0
		Differenz	44.362.892	-58.248.512	-102.611.403
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	421.649.813	421.649.813	0
		in EOG enthaltene Ansätze	419.125.556	419.125.556	0
		Differenz	2.524.257	2.524.257	0
§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von §18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs 3 des KWK-G	tatsächlich entstandene Kosten			
		in EOG enthaltene Ansätze			
		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	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			
		Sonstiges			
		Saldo aus Einzeldifferenzen			

Vergleich Erlösobergrenzenbestandteile

	Netzbetreiber	BNetzA	Abweichung	
	2016	2016	absolut	relativ
Erlösobergrenze	1.447.919.657	1.348.662.652	99.257.005	7,4%
Formelbestandteile				
KA dnb				
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 Erlösgrenze gilt (§ 9 ARegV)	2014	106,64	2014	106,60	0,04%

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 SynStabV				
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, § 25 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 Personalarbeitsfähigkeit				
2-11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen				
2-12a	Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV				
2-13	Auflösung von BKZ / Netzananschlusskostenbeiträgen 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				
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					

Stammdaten der Netzübergänge					Zusammensetzung der EOG der Netzübergänge nach § 29 ARegV des Jahres 2018										Daten der Verlustenergie							
Laufende Nr. des Netzübergangs	Aktenzeichen	Netzveränderung (Abgang/Zugang)	Name des übergehenden Netzteils	Datum des Netzübergangs	Erlösobergrenze [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	vorbereitend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI ₁ /VPI ₂ -PF ₁) [EUR]	nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	Erhöhung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI ₁ /VPI ₂ -PF ₁) [EUR]	EOG-erhöhung durch Erweiterungsfaktor (inkl. VPI abzgl. PT) [EUR]	Qualitätskoeffizient [EUR]	Volatile Kosten [EUR]	Saldo Regulierungskonto [EUR]	Häuftefall [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:					-96.571.714																	
1	BK8-17/0943	Netzabgang	Kilsheim	01.01.2012	339.455																	
2	BK8-16/0943	Netzabgang	Ispringen	01.01.2012	516.794																	
3	BK8-16/0943	Netzabgang	Radolzell (Ortsteile Stähringen, Göttingen, Mbggingen, Uggeningen)	01.01.2012	299.048																	
4	BK8-17/0943	Netzabgang	Hechingen	01.01.2012	1.734.638																	
5	BK8-16/0943	Netzabgang	Iegelsbach	01.01.2012	22.134																	
6	BK8-17/0943	Netzabgang	Wüstenrot	01.07.2012	507.270																	
7	BK8-16/0943	Netzabgang	Ellwangen (Stadtteile)	01.07.2012	1.224.542																	
8	BK8-16/0943	Netzabgang	Freudenberg	01.01.2013	289.072																	
9	BK8-17/0943	Netzabgang	Bad Boll	01.01.2014	484.673																	
10	BK8-17/0943	Netzabgang	Gottenhelm	01.01.2014	184.357																	
11	BK8-16/0943	Netzabgang	Ketsch	01.01.2014	751.869																	
12	BK8-16/0943	Netzabgang	Isweheim	01.01.2014	508.827																	
13	BK8-16/0943	Netzabgang	Göppingen	01.01.2014	4.056.063																	
14	BK8-16/0943	Netzabgang	Schorndorf	01.01.2014	864.218																	
15	BK8-17/0943	Netzabgang	Ludwigsburg / Komwestheim	01.01.2014	6.123.005																	
16	BK8-17/0943	Netzabgang	Rastatt-Ried (Oilersdorf, Pöppersdorf, Wintersdorf)	01.01.2014	455.269																	
17		Netzabgang	Elzach		434.616																	
18		Netzabgang	Ley		310.801																	
19		Netzabgang	Hechingen	01.01.2014	1.734.638																	
20	BK8-16/0943	Netzabgang	Bempflingen, Enningen unter Achalm, Neckartenzlingen, Pleizhausen, Riederich und Walddorfschlach	01.01.2015	2.498.737																	
21	BK8-16/0943	Netzabgang	Ortsteile Altensteigdorf, Spielberg, Wart, Garweiler und Bruderhaus des Netzgebietes der Stadt Altensteig	01.01.2015	114.785																	
22	BK8-17/0943	Netzabgang	Untermünkheim	01.01.2015	341.317																	
23	BK8-17/0943	Netzabgang	Weisweid	01.01.2015	140.474																	
24	BK8-17/0943	Netzabgang	Lemmingen	01.01.2015	589.356																	
25	BK8-17/0943	Netzabgang	Heddesheim	01.01.2015	844.917																	
26	BK8-17/0943	Netzabgang	Hirschberg	01.01.2015	604.750																	
27	BK8-16/0943	Netzabgang	Landeshauptstadt Stuttgart	01.01.2016	67.737.605																	
28	BK8-16/0943	Netzabgang	Wolfschlugen	01.01.2016	476.791																	
29	BK8-16/0943	Netzabgang	Bad Urach	01.01.2016	1.135.936																	
30	BK8-17/0943	Netzabgang	Crailsheim-Triensbach	01.01.2016	54.912																	
31	BK8-17/0943	Netzabgang	Keitern	01.01.2016	986.411																	
32	BK8-17/0943	Netzabgang	Wilhelmshof	01.01.2016	3.684																	
33	BK8-17/0943	Netzabgang	Gemeinde Michelfeld	01.01.2016	283.789																	
34	BK8-17/0943	Netzabgang	Metzingen	01.01.2016	1.637.489																	
35	BK8-17/0943	Netzabgang	Oberriexmann	01.01.2016	236.620																	
36	BK8-17/0943	Netzabgang	Teileorte Sillenhardt und Weilsandweiler der Stadt Scheibisch Hall	01.01.2016	20.284																	
37	BK8-17/0943	Netzabgang	Sersheim	01.01.2016	404.377																	
38	BK8-17/0943	Netzabgang	Hechingen	01.01.2016	2.220.116																	
39	BK8-17/0943	Netzabgang	Loßburg	01.01.2016	644.030																	
40		Netzabgang	Hepsisau, Härigen, Pfundhardt, Herzogenau	01.01.2016	64.000																	

Ermittlung der Kostenveränderung im Bereich Messung und Messstellenbetrieb des Jahres 2016

Ermittlung der Differenz gemäß § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV	Angaben des Netzbetreibers [EUR]	Bundesnetz- agentur [EUR]	Abweichungen zu angesetz- ten Werten [EUR]
bei effizienter Leistungserbringung entstehende Kosten des Messstellenbetriebs (einschließlich Messung)			
§ 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV			
§ 5 Abs. 1 Satz 4 ARegV			
In der Erlösobergrenze enthaltener Ansatz der Kosten des Messstellenbetriebs (einschließlich Messung)			
§ 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV			
§ 5 Abs. 1 Satz 4 ARegV			
Differenzbetrag (tatsächliche Kosten - Plankosten)			
davon Maßnahmen nach § 21c EnWG a F			