



Beschluss

In dem **Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 EnWG i. V. m. § 32 Abs.1 Nr.1, 2, 5 und 10 ARegV**

wegen **Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Strom**

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

durch den **Vorsitzenden** Helmut Fuß,
den **Beisitzer** Rainer Bender
und den **Beisitzer** Bernd Petermann,

gegenüber der **Amprion GmbH, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund,**
gesetzlich vertreten durch die **Geschäftsführung**

- **Netzbetreiber** -

am 03.07.2014 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2018 gemäß **Anlage 8** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2014 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S.1 Nr.1 bis 8, 8b bis 11, 12a bis 15, S. 4 ARegV oder volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV ändern.
3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV unverzüglich schriftlich bei der Beschlusskammer anzuzeigen.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

Die Beschlusskammer hat gemäß § 2 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs.1 und 2 ARegV eingeleitet. Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs.1 S.2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

Mit Schreiben vom 31.10.2012 und Schreiben vom 28.11.2012 sowie mit Mail vom 28.02.2013 wurde der Netzbetreiber aufgefordert, ergänzende Angaben bzw. Erläuterungen zu den Kostendaten zu machen. Diesen Aufforderungen ist der Netzbetreiber teilweise nachgekommen.

Mit Schreiben vom 06.06.2013 hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber eine Anhörung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus übermittelt. Dem Netzbetreiber wurde gemäß § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 28.06.2013 gegeben. Mit Schreiben vom 25.06.2013 übermittelte die Beschlusskammer dem Netzbetreiber eine zweite Anhörung, die sich auf die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung bezog. Dem Netzbetreiber wurde gemäß § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme eingeräumt. Die Stellungnahme des Netzbetreibers ist am 28.06.2013 eingegangen und mit Schreiben vom 09.07.2013 ergänzt worden.

Weiterhin haben verschiedene Erörterungstermine zwischen dem Netzbetreiber und der Beschlusskammer stattgefunden.

1. Ermittlung des Ausgangsniveaus

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs.1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Mail vom 26.08.2013 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Mail vom 29.08.2013 gemäß § 67 Abs.1 EnWG Stellung genommen.

Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Mail vom 30.08.2013 die berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

2. Ermittlung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs.2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs.1 ARegV waren weitere Informationen notwendig, die beim Netzbetreiber abgefragt wurden

Die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile war ausgehend von den ermittelten Kostenwerten zu bestimmen. Die Daten wurden auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst.

3. Ermittlung eines europäischen Vergleichsmodells

Zur Ermittlung des Effizienzvergleichsmodells wurden zunächst die nach Aufgaben geordneten Kostenpositionen untersucht. Dazu wurden auch spezifische Kostentreiber der Übertragungsnetzbetreiber ins Blickfeld genommen. Die Untersuchung spezifischer Kostentreiber gewährleistet ein systematisches, transparentes und korrektes Verfahren, das es einerseits den Übertragungsnetzbetreibern erlaubte, die Annahmen einer Plausibilitätsprüfung zu unterziehen und andererseits für die nationalen Regulierungsbehörden sicherstellte, dass das Ergebnis gerechtfertigt ist. Hieraus wurde schließlich ein Modell für den internationalen Effizienzvergleich abgeleitet und ein Effizienzwert auf Grundlage einer Durchrechnung bzw. eines internationalen Laufs bestimmt.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern benötigten Daten wurden in drei Einheiten erhoben. Die nach Aufgaben geordneten Kosten bestehend aus den testierten Jahresabschlussdaten der Übertragungsnetzbetreiber wurden als Call C mit Frist bis zum 10.12.2012 für das Jahr 2011 und für die Jahre 2007 bis 2010 bis zum 10.01.2013 abgefragt. Die Angaben zu den Assets wurden in Form von Call X mit der Frist bis zum 10.12.2012 eingefordert. Darüber hinaus wurden die nationalen und

individuellen Besonderheiten als Call Z berücksichtigt und mit Frist bis zum 09.05.2013 ermittelt.

4. Durchführung des Effizienzvergleichs

Der Effizienzvergleich wurde im Auftrag der Bundesnetzagentur von einem Beraterkonsortium (Frontier Economics Ltd., Consentec GmbH und Sumicsid SPRL) vorbereitet und nach Weisung der Bundesnetzagentur durchgeführt.

Nach einem Kick-off Meeting am 04.10.2012, erfolgte bis zum 13.02.2013 die Sammlung der für den Effizienzvergleich erforderlichen Daten, eine Methodenkonsultation (R1) am 26.04.2013 und die Präsentation der vorläufigen Ergebnisse (R2) am 21.06.2013. Neben diesen maßgeblichen Projektpräsentationen gab es einen fortlaufenden Austausch und Konsultationen zu Kosten (Call C), Assets (Call X), Parametern (Call Y), Qualitätsindikatoren (Call Q) und etwaigen nationalen und individuellen Besonderheiten (Call Z). Wesentliche Teile der Kommunikation mit den Netzbetreibern wurden über die vom Beraterkonsortium bereitgestellte Worksmart Plattform im Internet abgewickelt.

Folgende Meilensteine des internationalen Effizienzvergleichs wurden vom Beraterkonsortium benannt:

Milestone	Date
Kick-off meeting (Berlin)	4 October 2012
Start of Data collection (Call C)	30 October 2012
Start of Data collection (Call X)	2 November 2012
Workshop on data collection and next steps	13 February 2013
R1 report (release)	24 April 2013
R1 workshop	26 April 2013
R1 data release	29 April 2013
Start of Call Z	24 April 2013
R2 workshop	21 June 2013
R2 data release	26 June 2013
e3grid2012 draft report (release to NRAs)	12 July 2013
e3grid2012 data summaries	12 July 2013
e3Grid2012 final report	25 July 2013

Source: Frontier/Sumicsid/Consentec

Insgesamt haben 21 Netzbetreiber an dem internationalen Effizienzvergleich teilgenommen. Zunächst sollten 23 Netzbetreiber an dem Effizienzvergleich teilnehmen. Zwei dieser Netzbetreiber haben aber keine bzw. nur unvollständige Daten geliefert und konnten daher nicht in den Effizienzvergleich einbezogen werden. Es haben folgende Netzbetreiber an dem internationalen Effizienzvergleich teilgenommen:

	TSO	NRA	Country
1	50Hertz	Bundesnetzagentur	Germany
2	ADMIE	Regulatory Authority for Energy	Greece
3	Amprion	Bundesnetzagentur	Germany
4	APG	E-Control	Austria
5	CEPS	ERU	Czech Republic
6	CREOS	ILR	Luxembourg
7	Elering	Konkurentsiamet	Estonia
8	Energinet DK	DERA	Denmark
9	Fingrid	EMU	Finland
10	National Grid	OFGEM	UK
11	PSE Operator	URE	Poland
12	REE	CNE	Spain
13	REN	ERSE	Portugal
14	RTE	CRE	France
15	SHETL	OFGEM	UK
16	SFTL	OFGEM	UK
17	Statnett	NVE	Norway
18	Svenska Kraftnät	Energy Markets Inspectorate	Sweden
19	TenneT DE	Bundesnetzagentur	Germany
20	TenneT NL	ACM	Netherlands
21	TransnetBW	Bundesnetzagentur	Germany

Source: Fronter/Gumicold/Consentec

Im sog. Call Z wurden von den Netzbetreibern insgesamt 66 Besonderheiten gemeldet, von denen 35 vollständig, teilweise oder zumindest mittelbar berücksichtigt werden konnten.

Total numbers of claims		66
accepted		35
	Completely	12
	partly	6
	Formally rejected, but considered elsewhere in process	17
rejected	Not sufficiently substantiated	31
	Not sufficiently substantiated	5
	invalid	25
Structural claims		14
	Submitted as part of initial claim	10
	Submitted after request for structural claim	4

Source: Frontier Sun/ics/d/Consentia

5. Anhörung des Effizienzvergleichsmodells und der beabsichtigten Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber unter anderem mit Schreiben vom 15.11.2013 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 02.12.2013 Stellung genommen. Wegen des Inhalts der Stellungnahme wird auf die Verfahrensakte Bezug genommen.

6. Sonstiges

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens, insbesondere hinsichtlich der Vorbereitung und Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs, wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs.1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs.1 S.1 EnWG.

2. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV

Gemäß § 1 Abs.1 ARegV werden die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen ab dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die zweite Regulierungsperiode Strom erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs.1 i. V. m. § 32 Abs.1 Nr.1 und § 4 Abs.1 und 2 ARegV. Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) gemäß § 4 Abs.1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16 und 22 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt für die gesamte zweite Regulierungsperiode Strom durch Festlegung nach § 32 Abs.1 Nr.1 ARegV i. V. m. § 29 Abs.1 EnWG.

Die zweite Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs.2 ARegV). Die Beschlusskammer bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs.2 S.1 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der zweiten Regulierungsperiode Strom (2014 bis 2018) ergeben sich aus **Anlage 8**.

Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt in der zweiten Regulierungsperiode gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs.1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht be-

einflussbaren Kostenanteile ($K_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,o}$) und die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,o}$) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist sodann der Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs.1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln, also der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) bereinigten allgemeinen Geldwertentwicklung (VPI_t/VPI_0) nach §§ 8 und 9 ARegV sowie der Saldo des Regulierungskontos (S_t) nach § 5 Abs.4 ARegV.

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

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

Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2011.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2011 ergibt sich aus der **Anlage Kostenblock** und den dazugehörigen **Anlagen 1 bis 3**.

2.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs.2 ARegV

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

Der in den gemäß § 14 Abs.1 Nr.2 ARegV ermittelten Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile wurde gemäß § 11 Abs.2 ARegV ermittelt.

Die übermittelten Daten wurden von der Regulierungsbehörde auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst.

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

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ($KA_{vnb,0}$) gelten gemäß § 11 Abs.3 S.1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{dnb,0}$). Somit gilt:

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

In diesen sind gemäß § 11 Abs.3 S.2 ARegV die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhenden Kostenanteile enthalten. Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist **Anlage 8** zu entnehmen.

2.3.1. Effizienzwernermittlung nach §§ 12 bis 15 und 22 ARegV

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der ersten Regulierungsperiode ist die gleichmäßig abzubauenen individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau nach der zweiten Regulierungsperiode abgeschlossen sein soll (§ 16 Abs. 1 S. 2 ARegV).

2.3.1.1. Internationaler Effizienzvergleich gem. § 22 Abs. 1 ARegV

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage des sich aus dem internationalen Effizienzvergleich nach § 22 Abs.1 ARegV i. V. m. den dort genannten Vorschriften ergebenden Wertes. Vor Beginn der zweiten Regulierungsperiode wurde demgemäß ein internationaler Effizienzvergleich

mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte der Übertragungsnetzbetreiber zu bestimmen.

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs ermöglicht es dem Netzbetreiber, seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern zu erfahren. Allgemein kann aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs jedoch nicht abgeleitet werden, welche Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß der Anreizregulierungsverordnung ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

Methodik des Effizienzvergleichs

Der Effizienzvergleich wurde nach den methodischen Vorgaben des § 22 Abs.1 i. V. m. § 12 Abs.2 bis 4, § 13 Abs.1 und 3 S. 2, 3, 7 und 9 ARegV sowie der Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt. Hierbei wurden auch nationale Besonderheiten berücksichtigt. Es wurde eine Ausreißeranalyse nach § 22 Abs. 1 S.2 i. V. m. Anlage 3 ARegV, mittels der Dominanz- und Supereffizienzanalyse durchgeführt. Zusätzlich wurden weitere Sensitivitätsanalysen mittels der sog. „CAPEX break Methode“ durchgeführt.

Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt gemäß § 22 Abs.1 S.2 i. V. m. Anlage 3 Nr.2 zu § 12 ARegV ein Effizienzwert von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.

Bei der Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs ist gemäß § 22 Abs.1 S.4 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit der zum Vergleich herangezogenen Unternehmen sicherzustellen. Dem wird durch eine Differenzierung der Aktivitäten eines Übertragungsnetzbetreibers in verschiedene Funktionen, durch eine Standardisierung von Betriebs- und Kapitalkosten, durch die Auswahl von Vergleichsparametern auf Basis einer umfassenden analytischen und statistischen Kostentreiberanalyse sowie durch die Analyse vorgebrachter und die Anerkennung bestehender unternehmensspezifischer Besonderheiten Rechnung getragen.

Mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) wurde eine wissenschaftlich anerkannte Methode zur Durchführung des Effizienzvergleiches verwendet (§ 22 Abs. 1 S.2,3 i. V. m. Anlage 3 Nr.1 zu § 12 ARegV). In dieser Analysemethode orientieren sich alle Unternehmen an den effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen).

Die Regelung der Ziffer 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21 Abs. 5 S. 4 EnWG. Neben der ökonometrischen Ausreißeranalyse, die der Eliminierung von außergewöhnlichen Datensätzen dient, wurde eine Ausreißerbestimmung und Superineffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass im Effizienzvergleich insgesamt bereits faktisch keine Orientierung am sog. Frontierunternehmen mehr erfolgt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem findet nach § 22 Abs.1 S.3 i. V. m. § 12 Abs. 4 ARegV eine Deckelung der Effizienzwerte statt. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Härtefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV), z. B. durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen. Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt.

Kostentreiberanalyse

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Diese diente unter Berücksichtigung der Vorgaben der ARegV der Ermittlung derjenigen Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Die Kostentreiberanalyse wurde insbesondere mittels einer in-

genieurwissenschaftlichen Analyse und der Methode der kleinsten Quadrate (Ordinary Least Square - OLS) durchgeführt.

Bei der statistischen Analyse wurde schrittweise verfahren. Zunächst erfolgte im Rahmen einer OLS-Regression die Überprüfung des Einflusses der Variablen „Normalisiertes Netz“ auf die Kosten. Anschließend wurde die Erklärungskraft der potentiellen Vergleichsparameter auf die Variable „Normalisiertes Netz“ validiert, um dann im Rahmen einer Forward Regression die Vergleichsparameter einer nach dem anderen dem Basismodell (Normalisiertes Netz vs. Kosten) hinzuzufügen und deren Erklärungskraft zu überprüfen.

Im Anschluss daran wurde im Rahmen einer Second Stage Analyse mittels einer Tobit-Regression der Einfluss der Vergleichsparameter auf die Effizienzwerte getestet. Darüber hinaus wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Dateneinhüllungsanalyse (DEA)

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze ermittelt. Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis aus netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches bei geringstem Input zugleich den größten Output erzielt. Bei Durchführung der DEA sind nicht-fallende Skalenerträge (non decreasing returns to scale - ndrs) zu unterstellen (§ 22 Abs. 1 S.2 i. V. m. Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

Beim internationalen Effizienzvergleich wird somit die Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze (Output/Vergleichsparameter) in Relation zu den damit einhergehenden anfallenden Kosten (Input/Aufwandsparameter) gesetzt.

2.3.1.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs.1 ARegV Aufwandparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Als Aufwandparameter wurden die im Rahmen des Effizienzvergleichs gemäß § 22 Abs.1 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgte nach Maßgabe von § 13 Abs. 3 S.2, 3, 7 und 9 ARegV. Insgesamt wurden Daten von vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern und weiteren siebzehn weiteren europäischen Netzbetreibern in den Effizienzvergleich einbezogen.

2.3.1.2.1. Aufwandparameter

Als Aufwandparameter im Sinne des § 22 Abs.1 ARegV sind gemäß § 22 Abs.1 S.5 ARegV nicht die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten anzusetzen. Die Beschlusskammer hat dem Effizienzvergleich die vom Netzbetreiber angegebenen Kosten gemäß Anlage 1 zu Grunde gelegt. Bei der Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs war gemäß § 22 Abs.1 S.4 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit der zum Vergleich herangezogenen Unternehmen sicherzustellen, insbesondere auch durch die Berücksichtigung nationaler Unterschiede wie unterschiedlicher technischer und rechtlicher Vorgaben oder von Unterschieden im Lohnniveau. Im Einzelnen war es daher erforderlich die Kosten der beteiligten Netzbetreiber anzupassen:

Um die strukturelle Vergleichbarkeit der Aufwandparameter herzustellen, wurden die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber zunächst in unterschiedliche Funktionen differenziert, denen im Rahmen der Datenerhebung die dafür anfallenden Kosten zugeordnet wurden. Folgende Funktionen wurden hierbei unterschieden:

- X: Market Facilitator (Marktkoordinator)
- S: System Operator (Systemdienstleistungserbringer)
- P: Grid Planner (Netzplaner)
- C: Grid Constructor (Netzbauer)
- M: Grid Maintenaner (Instandhalter)
- A: Administrative Support (Allgemeine Dienstleistung)
- F: Grid Owner/Leaser (Netzeigentümer/ -besitzer)

Aufgrund der Heterogenität der Übertragungsnetzbetreiber in den Bereichen X, P und S erschien der Beschlusskammer eine Einbeziehung aller Funktionen in die DEA nicht sachgerecht. Deshalb wurden zur Ermittlung der Aufwandsparameter nur die Kosten, die den Funktionen C, M und A zugeordnet waren, berücksichtigt.

Des Weiteren waren Besonderheiten aufgrund der nationalen Gesetzgebung zu eliminieren. Jährlich anfallende Kosten gesetzlicher Auflagen oder bestimmte Steuern wurden daher nicht einem Funktionsbereich (X, S, P, C, M, A), sondern den sog. nicht zu betrachtenden Kosten (Out of Scope) zugeordnet.

Die von außerhalb der Euro-Zone stammenden Übertragungsnetzbetreibern in anderen Währungen angegebenen Kosten wurden in Euro umgerechnet.

Zur Herstellung der strukturellen Vergleichbarkeit der Kapitalkosten, wurden auch diese standardisiert. Die Kapitalkosten wurden annuitätisch umgerechnet, wobei die im Investitionsverlauf angegebenen Anschaffungskosten der sich noch in Nutzung befindlichen Anlagen aus den Jahren 1965 bis 2011 zunächst mit dem OECD-Verbraucherpreisindex inflationiert und dann mit einem einheitlichen Zins von 4,36% bei einer sich aus den durchschnittlichen anlagegütergruppenspezifischen Nutzungsdauern für einen Übertragungsnetzbetreiber ergebenden gewichteten durchschnittlichen Nutzungsdauer multipliziert wurden.

Tabelle: Anlagegütergruppenspezifische Nutzungsdauern:

Leitungen	60 Jahre
Kabel	50 Jahre
Leitungsendverschlüsse	45 Jahre
Transformatoren	40 Jahre
Kompensatoren	40 Jahre
Reihenkompensatoren	40 Jahre
Leitwarten	30 Jahre
Sonstige Anlagen	30 Jahre

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten die Möglichkeit, unternehmensspezifische Besonderheiten geltend zu machen, sofern sie ihren maßgeblichen Einfluss dokumentieren konnten (Call Z). Die Übertragungsnetzbetreiber konnten, sofern sie eine dieser Besonderheiten aufwiesen, eine Bereinigung Ihrer Aufwandsparameter um diese Werte geltend machen.

Die Summe aus den standardisierten Betriebs- (OPEX) und den standardisierten Kapitalkosten (CAPEX) – ggf. korrigiert um die sich aus unternehmensspezifischen Besonderheiten resultierenden Kosten – ergibt die als Aufwandsparemeter in den Effizienzvergleich eingehenden Gesamtkosten (TOTEX).

2.3.1.2.2. Vergleichsparemeter nach § 13 ARegV

Vergleichsparemeter im Sinne des § 13 Abs. 1 ARegV sind Paremeter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe. Die Paremeter müssen gemäß § 22 Abs.1 S.5 i. V. m. §13 Abs. 3 S.2 ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Dies ist gemäß § 22 Abs.1 S.5 i. V. m. § 13 Abs. 3 S.3 ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar und nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und nicht bereits durch andere Paremeter abgebildet werden.

Die Auswahl der Vergleichsparemeter hat gemäß § 22 Abs.1 S.5 i. V. m. § 13 Abs. 3 S.7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels wissenschaftlich anerkannter statistischer Analysemethoden die Vergleichsparemeter aus den analysierten möglichen Vergleichsparemetern ausgewählt, die geeignet sind, die Bedeutung der Paremeter empirisch zu belegen.

Die Bundesnetzagentur hat auf Grundlage der durchgeführten Kostentreiberanalyse folgende Vergleichsparemeter in den Effizienzvergleich einbezogen:

- Normalisiertes Netz
- Gebiete mit hoher Bevölkerungsdichte
- Wert der kostengewichteten Umlenkmasten.

Eine Übersicht der Vergleichsparemeterwerte des Netzbetreibers und eine Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Paremeter findet sich in den **Anlage BM.R2** und **BM.TSO**.

2.3.1.2.3. Ausreißeranalyse

Die Bundesnetzagentur hat für die nicht-parametrische Methode (DEA) Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 22 Abs.1 S.1 i. V. m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV).

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 22 Abs.1 S.1 i. V. m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Bei der DEA gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 22 Abs.1 S.1 i. V. m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Zur Ermittlung von Ausreißern wurden statistische Tests durchgeführt. Dabei wurde die mittlere Effizienz aller Netzbetreiber einschließlich der potenziellen Ausreißer mit der mittleren Effizienz der Netzbetreiber verglichen, die sich bei Ausschluss der potenziellen Ausreißer ergeben würde. Der dabei festgestellte Unterschied ist mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent zu identifizieren.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 22 Abs.1 S.1 i. V. m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurde kein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet.

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wird ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 22 Abs. 1 S.2 ARegV i. V. m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 Prozent erhalten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 22 Abs.1 S.5 ARegV i. V. m.12 Abs. 4 S.1 ARegV). Es wurden insgesamt vier Unternehmen als Ausreißer bewertet.

Ergänzend kam die sog. „CAPEX break Methode“ zum Einsatz. Danach wurden bei Unternehmen mit unplausibel niedrigen Kapitalkosten die Kapitalkosten angemessen erhöht, um die Auswirkungen der Kostensteigerungen auf alle anderen Netzbetreiber zu testen. Für alle Netzbetreiber wurden die jeweils höheren Effizienzwerte herangezogen.

2.3.1.2.4. Gutachten

Hinsichtlich der Kostentreiberanalyse und der konkreten methodischen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf die in Anlagen **BM.R2** und **BM.TSO** beigefügten Gutachten der Firmen Frontier Economics Ltd., Consentec GmbH und Sumicid SPRL und die dortigen detaillierten Darstellungen verwiesen. Das beiliegende Gutachten zur Durchführung des internationalen Effizienzvergleiches liegt derzeit nur in der englischen Fassung vor.

2.3.2. Effizienzwert des Netzbetreibers

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 15 ARegV (§ 12 Abs.1 S.1 ARegV). Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die Belastbarkeit des internationalen Effizienzvergleichs i.S.d. § 22 Abs. 2 S. 1 ARegV gegeben ist. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es daher nicht erforderlich, die relative Referenznetzanalyse gemäß § 22 Abs.2 S.2 ARegV ergänzend heranzuziehen.

Der sich aus dem Effizienzvergleich ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§§ 22 Abs.1 S.5 i. V. m. 12 Abs. 2 ARegV). Darüber hinaus werden neben den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten auch die Kosten für Verlustenergie, Redispatch, Regelenergie von den Gesamtkosten abgezogen. Somit werden diese Kosten für Systemdienstleistungen, die nicht in den Benchmark eingeflossen sind, unabhängig von dem Effizienzwert des Netzbetreibers im Ergebnis mit einer Effizienz von 100 Prozent bewertet.

Der sich aus dem internationalen Effizienzvergleich für den nationalen Lauf rechnerisch ergebende Wert beträgt für den Netzbetreiber

100 % Prozent

und ergibt sich aus **Anlage BM.TSO** und **Anlage 8**.

2.4. Ermittlung der beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs.4 ARegV

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor (V_t) gleichmäßig abzubauenende individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau innerhalb einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss (§ 16 Abs.1 S.1 und 3 ARegV). Die monetär bewertete Ineffizienz eines Netzbetreibers (I_0) ermittelt sich aus der Differenz der Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs.2 ARegV ($KA_{dnb,0}$) und den mit dem Effizienzwert gemäß § 15 Abs.3 S.1 ARegV (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (§ 15 Abs.3 S.2 ARegV). Somit gilt:

$$I_0 = (GK - KA_{dnb,0}) - (GK - KA_{dnb,0}) * EW$$

2.4.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

Als beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs.4 ARegV alle Kostenanteile, die nicht dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind. Die Höhe der beeinflussbaren Kosten ist **Anlage 8** zu entnehmen. Bei der Berechnung hat die Beschlusskammer u. a. Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur in der vom Netzbetreiber für das Basisjahr 2011 angegebenen Höhe berücksichtigt. Die Kammer geht jedoch davon aus, dass der Netzbetreiber diese gepachteten Netzteile zukünftig in sein Eigentum überführt und hierdurch Kosten in gleicher Höhe entstehen.

2.4.2. Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs.1 S.1 ARegV so zu erfolgen, dass die nach den §§ 12 bis 15 ARegV ermittelten, monetär bewerteten Ineffizienzen (beeinflussbarer Kostenanteil, $KA_{b,0}$) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors (V_t) rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Für die zweite Regulierungsperiode wird die individuelle Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs.1 S.3 ARegV dahingehend bestimmt, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss. Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs.2 ARegV fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienzen in der zweiten Regulierungsperiode innerhalb von fünf Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor (V_t) von $0,2 * t$.

Jahr	t	V_t
2014	1	0,2
2015	2	0,4
2016	3	0,6
2017	4	0,8
2018	5	1,0

Die Höhe der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs.2 ARegV des jeweiligen Kalenderjahres ergibt sich aus **Anlage 8**.

2.5. Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

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

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs.1 ARegV das Jahr 2011. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2011 102,10 und für das Jahr 2012 104,10 (abrufbar im Internet unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Entsprechend dem Term VPI_t / VPI_0 der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2012 zum VPI für das Jahr 2011 für das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2014) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0196.

Für die Folgejahre der zweiten Regulierungsperiode (2015 bis 2018) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2012 (104,10) gegenüber 2011 (102,10) eskaliert, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung

noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2013 bis 2016 vorliegen konnten. Das Vorgehen der Beschlusskammer ist zweckmäßig, da der Netzbetreiber einerseits gemäß § 4 Abs.3 S.1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist und so andererseits eine möglichst sachgerechte Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI erfolgen kann.

Es wurden somit folgende VPI-Werte zu Grunde gelegt (zur Veranschaulichung werde diese nachfolgend, mit Ausnahme für die Jahre 2011 und 2012, auf eine Nachkommastelle gerundet angezeigt; die Berechnung erfolgte indes mit sieben Nachkommastellen):

Jahr	VPI
2011	102,1
2012	104,1
2013	106,1
2014	108,2
2015	110,3
2016	112,5

Für das zweite Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2015) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0396, für das dritte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2016) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0599, für das vierte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2017) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0807 und für das fünfte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2018) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1019 (alle Werte wurden auf vier Nachkommastellen gerundet) zugrunde gelegt. Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf das Basisjahr – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI des jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2011 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

Jahr	VPI_t / VPI₀
2014	1,96%
2015	3,96%
2016	5,99%
2017	8,07%
2018	10,19%

Die Beschlusskammer hat diese Werte bereits bei der vorliegenden Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2013 bis 2018 berücksichtigt.

2.6. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV

Im Rahmen der Anreizregulierung ist bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen zu berücksichtigen, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF_t).

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

In der zweiten Regulierungsperiode beträgt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber jährlich 1,5 Prozent (§ 9 Abs.2 ARegV). Der Bundesgerichtshof hat die Rechtmäßigkeit der Regelung über den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV bestätigt (BGH, EnVR 31/10, Rn. 16 ff.).

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable PF_t als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode (PF_t) ergeben sich demgemäß mittels des folgenden Algorithmus:
 $PF_t = (1 + 0,015)^t - 1$.

2.7. Saldo des Regulierungskontos nach § 5 Abs.4 ARegV

Die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird gemäß § 5 Abs.1 S.1 ARegV jährlich auf dem Regulierungskonto verbucht. Gleiches gilt gemäß § 5 Abs.1 S.2 ARegV für die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen.

Die Differenzen sind gemäß § 5 Abs.2 S.1 ARegV in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. Der durchschnittlich ge-

bundene Betrag ergibt sich gemäß § 5 Abs.2 S.2 ARegV aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich gemäß § 5 Abs.2 S.3 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

Übersteigen die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 %, so sind gemäß § 5 Abs.3 ARegV die Netzentgelte durch den Netzbetreiber nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen. Eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode auf Grund der Änderungen der jährlich verbuchten Differenzen nach § 5 Abs.1 ARegV findet gemäß § 5 Abs.4 S.4 ARegV nicht statt.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 5 Abs.4 S.1 ARegV i. V. m. § 34 Abs. 2 ARegV den Saldo des Regulierungskontos für die Kalenderjahre 2009 bis 2012 gemäß **Anlage SR** nebst den dazugehörigen **Anlagen A1 bis A5** ermittelt. Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt gemäß § 5 Abs. 4 S.2 ARegV durch gleichmäßig über die zweite Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Die Höhe der zu berücksichtigenden Zu- oder Abschläge ist **Anlage 8** zu entnehmen.

III. **Meldepflichten**

Die Anordnung des Tenors zu 2.) ergeht auf der Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs.1 Nr.1 ARegV.

Gemäß § 4 Abs. 3 S.1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen. Gleiches gilt bei der Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S.1 Nr.1 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 15, S. 4 ARegV und volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV. Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenze bedarf es ausweislich § 4 Abs. 3 S.2 ARegV in diesen Fällen nicht.

Die entsprechende Verpflichtung des Netzbetreibers zur Anpassung der Erlösobergrenzen ist ausweislich der Verordnungsbegründung in der Festlegung aufzunehmen (BR-DrS.417/ 07, S.44 f.). Die Verpflichtung zur Anpassung der Erlösobergrenzen

wird daher gemäß § 32 Abs.1 Nr.1 ARegV i. V. m. § 29 Abs.1 EnWG nochmals ausdrücklich angeordnet. Dies dient der Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

IV. Netzübergänge

Die Anordnung des Tenors zu 3.) ergeht auf Grundlage der § 29 Abs.1 EnWG i. V. m. § 32 Abs.1 Nr.11 und § 28 Nr.8 ARegV.

Gemäß § 28 Nr.8 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen. Nach Maßgabe der §§ 29 Abs.1 EnWG i. V. m. § 32 Abs.1 Nr.11 ARegV kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 ARegV zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen treffen. In Ausübung dieser Befugnis ordnet sie an, dass der Netzbetreiber ohne schuldhaftes Zögern den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen hat. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Bundesnetzagentur zeitnah von dem Sachverhalt erfährt und sicherstellen kann, dass die Vorgaben des § 26 ARegV eingehalten werden. Die Anordnung dient der Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

V. Gebühren

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

VI. Anlagenverweis

Die beigefügte **Anlage Kostenblock** und die dazugehörigen **Anlagen 1 bis 5**, die **Anlage 8**, die **Anlagen BM.R2** und **BM.TSO** sowie die **Anlage SR**, nebst den dazugehörigen **Anlagen A1 bis A5**, sind Bestandteil dieses Beschlusses.


RECHTSMITTELBELEHRUNG

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich 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 Beschwertschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs.1 EnWG).

Bonn, den 03.07.2014

Vorsitzender



Helmut Fuß

Beisitzer



Rainer Bender

Beisitzer



Bernd Petermann