

E.ON edis AG, Postfach 1442, 15504 Fürstenwalde/Spree

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Beschlusskammer 9
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

E.ON edis AG

Bereich
Netzwirtschaft
Regulierungsmanagement
Langewahler Straße 60
15517 Fürstenwalde/Spree
www.eon-edis.com

Postanschrift

Hauptverwaltung
Postfach 1443
15504 Fürstenwalde/Spree

Fürstenwalde/Spree, 5. Januar 2011

BK9-08/850; Bericht nach § 28 ARegV vom 22. Dezember 2010
hier: um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Version
Betriebsnummer: 12001160; Netznummer: 1

Herr Görlitz
T 0 33 61-70-22 80
F 0 33 61-70-31 65
regulierungsmanagement
@eon-edis.com

Unser Zeichen NW/R/Gö

Sehr geehrte Damen und Herren,

am 22. Dezember 2010 haben wir Ihnen den Bericht nach § 28 ARegV über die Ermittlung der Netzentgelte für den Zeitraum 1. Januar bis 31. Dezember 2011 für unser Gasverteilernetz übersandt.

Gemäß § 71 S. 2 EnWG i.V.m. § 30 VwVfG erhalten Sie als Anlage zu diesem Schreiben eine zusätzliche Fassung dieses Berichtes, welche aus unserer Sicht ohne Preisgabe von Betriebs- oder Geschäftsgeheimnissen von Dritten eingesehen werden kann.

Für Fragen stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

E.ON edis AG

Anlage

Vorsitzender des
Aufsichtsrates:
Bernd Romeike

Vorstand:
Bernd Dubberstein
(Vorsitzender)
Manfred Paasch
Dr. Andreas Reichel

Sitz Fürstenwalde/Spree
Amtsgericht Frankfurt (Oder)
HRB 7488
St.Nr. 063/100/00076
Ust.Id. DE 812/729/567

Commerzbank AG
Fürstenwalde/Spree
Konto 6 507 115
BLZ 170 400 00

Deutsche Bank AG
Fürstenwalde/Spree
Konto 2 545 515
BLZ 120 700 00

BERICHT

über die Ermittlung der Netzentgelte Gas

für den Zeitraum

1. Januar bis 31. Dezember 2011

(Erlösobergrenze 2011)

Fürstenwalde/Spree, 22. Dezember 2010

Inhaltsverzeichnis	Seite
Abbildungsverzeichnis.....	III
Tabellenverzeichnis.....	IV
A Gasverteilung der E.ON edis AG.....	1
B Kalkulation der Netzentgelte für das Jahr 2011	2
1 Berichterstattung.....	2
2 Ermittlung der Erlösobergrenze 2011	2
2.1 Anpassung der festgelegten Erlösobergrenze 2011	2
2.2 Anpassung Verbraucherpreisgesamtindex	3
2.3 Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile.....	4
2.3.1 Grundlagen der Anpassung.....	4
2.3.2 Konzessionsabgaben	5
2.3.3 Betriebssteuern.....	5
2.3.4 Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen.....	5
2.3.5 Betriebliche und tarifvertragliche Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen.....	5
2.3.6 Im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit	6
2.3.7 Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten	7
2.3.8 Pauschalierter Investitionszuschlag nach § 25 ARegV.....	7
2.3.9 Auflösung Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse...	7
2.4 Periodenübergreifende Saldierung gemäß § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 GasNEV 7	
2.5 Regulierungskonto nach § 5 ARegV	7
2.6 Mehrerlösabschöpfung.....	8
2.7 Erweiterungsfaktor.....	8
3 Grundlagen und Ablauf der Ermittlung der Netzentgelte nach § 3 GasNEV.....	8
3.1 Erläuterungen zur Kostenstellenrechnung nach §§ 11, 12 GasNEV .	8

Inhaltsverzeichnis	Seite
3.1.1	Verteilung der Erlösbergrenze 8
3.1.2	Grundzüge der Kostenstellenrechnung 9
3.1.3	Kosten je Hauptkostenstelle des „Erhebungsbogens gemäß § 28 Nr. 3 ARegV“ 10
3.1.4	Einteilung des Netzes 11
3.2	Erläuterungen zur Kostenträgerrechnung 14
3.2.1	Berechnung der Netzentgelte 14
3.2.2	Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung 21
3.2.3	Erläuterungen zu Entgelten für Sonderformen der Netznutzung § 20 GasNEV 22
3.3	Erläuterungen zur Verprobung 23
C	Zusammenfassung..... 25

Aus rechentechnischen Gründen können in den Tabellen
Rundungsdifferenzen in Höhe von \pm einer Einheit (T€, % usw.) auftreten.

Abbildungsverzeichnis**Seite**

Abbildung 1	Netzpartizipationsfunktion Arbeit.....	17
Abbildung 2	Netzpartizipationsfunktion Leistung.....	17
Abbildung 3	Auswirkungen des Grundpreissystems	20

Tabellenverzeichnis**Seite**

Tabelle 1	Anpassung der festgelegten Erlösobergrenze 2011	3
Tabelle 2	Verteilung des zu verprobenden Betrages auf Druckstufen	9
Tabelle 3	Kosten je Hauptkostenstelle des „Erhebungsbogens gemäß § 28 Nr. 3 ARegV“	10
Tabelle 4	Kostenverteilung auf OT und OV (inkl. Kosten vorgel. Netz)	13
Tabelle 5	Kostenverteilung auf OT und OV(ohne Kosten vorgel. Netz).....	13
Tabelle 6	Kostenverteilung auf Netzarten ohne gesonderte Netzentgelte (inkl. Kosten vorgel. Netz).....	14
Tabelle 7	Standardlastprofilkunden	14
Tabelle 8	prognostizierte Gasabgabe Kalenderjahr 2011	15
Tabelle 9	Durchschnittliche Vorhalteleistungen der Kundengruppen	15
Tabelle 10	Briefmarken Ortstransportleitungen (ohne vorgelagertes Netz)	18
Tabelle 11	Briefmarken Ortsverteilernetz.....	18
Tabelle 12	Briefmarke vorgelagertes Netz	19
Tabelle 13	Preissystem Standardlastprofilkunden; Grundpreis	20
Tabelle 14	Preissystem Standardlastprofilkunden; Arbeitspreis.....	20
Tabelle 15	Leistungsentgelt der leistungsgemessenen Kunden	21
Tabelle 16	Arbeitsentgelt der leistungsgemessenen Kunden	21
Tabelle 17	Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung.....	22
Tabelle 18	Entgelte für Sonderformen der Netznutzung nach § 20 Abs. 2 Satz 1 GasNEV	23
Tabelle 19	Ergebnis der Verprobung	24

A Gasverteilung der E.ON edis AG

Die E.ON edis AG ist Eigentümerin eines regionalen Gasverteilernetzes in den Ländern Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

Die Eigentumsgrenzen des Gasnetzes zu den vorgelagerten Netzen (ONTRAS VNG Gas-transport GmbH [ONTRAS], Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG [NBB]) sind unterschiedlich definiert. In den meisten Fällen ist eine Schweißnaht als Grenze festgelegt, eine eindeutige Abgrenzung ist in jedem Fall möglich. Auch im Verhältnis zu den nachgelagerten Netzbetreibern sind die Eigentumsgrenzen derart definiert.

Die Übernahme des Gases von den vorgelagerten Netzbetreibern erfolgt ausschließlich im Hochdruckbereich. An das Gasnetz der E.ON edis AG sind  Weiterverteiler angeschlossen, die die Nutzung des Netzes der Gesellschaft prägen. Die Abgabe des Gases erfolgt an diese Weiterverteiler im Hochdruckbereich, während die Letztverbraucher sowohl in Hoch-, Mittel- als auch Niederdruck versorgt werden.

B Kalkulation der Netzentgelte für das Jahr 2011

1 Berichterstattung

Mit diesem Bericht erläutert die E.ON edis AG die Kalkulation der Netzentgelte für den Zeitraum 1. Januar bis 31. Dezember 2011. Sie kommt damit der Verpflichtung zur Dokumentation aus §§ 28 und 17 Abs. 1 ARegV nach.

Zugleich erfüllt die E.ON edis AG damit die Auflage aus Ziffer 4 des Beschlusses der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) vom 15. Dezember 2008, eingegangen am 17. Dezember 2008. Danach ist die E.ON edis AG verpflichtet, zum 1. Januar 2011 die Dokumentation der Entgeltermittlung schriftlich und elektronisch vorzulegen.

Die zu dieser Dokumentation gehörigen Erhebungsbögen – nach § 28 Nr. 1 ARegV sowie nach § 28 Nr. 3 ARegV - werden ausschließlich in elektronischer Fassung über das Energiedaten-Portal der BNetzA übermittelt.

2 Ermittlung der Erlöobergrenze 2011

2.1 Anpassung der festgelegten Erlöobergrenze 2011

Die BNetzA hat mit dem oben genannten Beschluss die Erlöobergrenze (EOG) nach § 4 Abs. 1 und 2 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV für das Jahr 2011 für die E.ON edis AG auf [REDACTED] festgelegt.

Entsprechend den Vorgaben aus § 4 Abs. 2 ARegV sowie Tenorziffer 3 der Festlegung vom 15. Dezember 2008 wurde diese EOG wie folgt angepasst:

	Festlegung 2011 T€	Delta T€	Anpassung 2011 T€
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und Erlöse			
Gesetzliche Abnahme und Vergütungspflichten			
Konzessionsabgaben			
Betriebssteuern			
Vorgelagerte Netzebenen			
Investitionsbudget			
Mehrkosten für Erdkabel			
Vermiedene Netzentgelte			
Verbleibende Kosten Biogas			
Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen			
Betriebs- und Personalratstätigkeit			
Berufsausbildung und Weiterbildung			
Pauschalierter Investitionszuschlag			
Auflösung von NAB/BKZ			
Beeinflussbare Kosten			
Bereinigter Inflationsfaktor			
Erweiterungsfaktor			
Periodenübergreifende Saldierung			
Mehrerlösabschöpfung			
Erlösobergrenze 2011			
Vorzeitige Auflösung Regulierungskonto			
zu verprobender Betrag			

Tabelle 1 Anpassung der festgelegten Erlösobergrenze 2011

Infolge der vorzeitigen Auflösung des Regulierungskontos reduziert sich der tatsächlich zu erlösende Betrag - im Folgenden „zu verprobender Betrag“ - auf XXXXXXXXXX

2.2 Anpassung Verbraucherpreisgesamtindex

Der für die Anpassung der EOG 2011 maßgebliche Verbraucherpreisgesamtindex beträgt gemäß dem statistischen Bundesamt 107,0 für das Jahr 2009.

2.3 Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile

2.3.1 Grundlagen der Anpassung

Als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten nach § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV:

1. gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten
2. Konzessionsabgaben
3. Betriebssteuern
4. erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen
5. (weggefallen)
6. genehmigte Investitionsbudgets
7. Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln
8. Vergütungen für vermiedene Netzentgelte
- 8a. erweiterter Bilanzausgleich
9. betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen
10. im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit
11. Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten
12. pauschalierter Investitionszuschlag
13. Auflösung Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse
14. bundesweiter Ausgleichsmechanismus gemäß Energieleitungsausbaugesetz

Gemäß § 4 Abs. 3 Satz 2 ARegV wird bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Ziffern 1 bis 4, 6 bis 11 sowie 13 und 14 ARegV auf die entstandenen Kosten des vorletzten abgeschlossenen Kalenderjahres abgestellt. Für die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Ziffern 4 und 8 ARegV wird auf Plankosten für das Jahr 2011 abgestellt.

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile der festgelegten EOG 2011 lagen gemäß Beschluss der BNetzA vom 15. Dezember 2008 bei [REDACTED]. Nach Anpassung der Kosten und Erlöse betragen die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten [REDACTED].

2.3.2 Konzessionsabgaben

Gemäß Tätigkeitsabschluss 2009 beträgt die Konzessionsabgabe [REDACTED]. In gleicher Höhe sind ebenfalls Erlöse enthalten, so dass die Konzessionsabgabe kostenneutral ist.

2.3.3 Betriebssteuern

In der Festlegung zur EOG 2011 waren Kosten für Betriebssteuern in Höhe von [REDACTED] enthalten. Für die Ermittlung der EOG 2011 wurden diese gemäß Tätigkeitsabschluss 2009 auf [REDACTED] angepasst.

2.3.4 Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen

Die in der angepassten EOG 2011 angesetzten Kosten für die Inanspruchnahme der vorgelagerten Netze betragen [REDACTED] bei einer Gesamtkapazität von [REDACTED]. Davon entfallen [REDACTED] auf das Netz der ONTRAS, welche mit einem spezifischen Entgelt von [REDACTED] ([REDACTED]) angesetzt wurden. Dieses Entgelt beruht auf der Veröffentlichung der Netzentgelte 2011 der ONTRAS vom 12. November 2010. Dementsprechend sinken die Netzentgelte der ONTRAS unter Berücksichtigung des Abnahmeverhaltens der E.ON edis AG um [REDACTED]. Weitere [REDACTED] betreffen das vorgelagerte Netz der NBB, hierfür sind [REDACTED] entsprechend der zum Kalkulationszeitpunkt veröffentlichten Netzentgelte angesetzt worden.

2.3.5 Betriebliche und tarifvertragliche Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen

Die Kosten für betriebliche und tarifvertragliche Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen wurden auf Basis des Tätigkeitsabschlusses Gasverteilung 2009 ermittelt. Die für die Erlösbergrenze 2009 festgelegten und genehmigten Kostenabgrenzungen wurden fortgeführt.

Zu diesem Zweck wurden zunächst die einzelnen Konten für den Personalaufwand auf ihren Inhalt untersucht und nur diejenigen als dauerhaft nicht beeinflussbar extrahiert, die Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen enthalten und auf betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarungen beruhen, die vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen wurden. Dies sind z.B. die Konten für betriebliche Altersvorsorge, das Weihnachtsgeld oder Deputats, auf denen in Summe [REDACTED] angefallen sind. Um die von der Behörde anerkannte und genehmigte Logik gemäß EOG 2009 fortzuführen, wurden die folgenden Anpassungen vorgenommen:

- Im letzten kostenbasierten Bescheid wurde für die Berechnung der betrieblichen Altersvorsorge unabhängig von den tatsächlich von der E.ON edis AG angewendeten Zinssätzen für die Kostenherleitung der Netzentgelte ein Pensionszinsfuß von [REDACTED] festgelegt. Dieser Ansatz wurde von der Kostenregulierung in die Anreizregulierung übertragen und bildete die Basis für die Festlegung der EOG 2009. Zur Ermittlung der EOG 2011 wurden die Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen mit dem festgelegten Zinssatz von [REDACTED] neu berechnet. Daraus ergibt sich eine Kürzung der Kosten für die Gasverteilung in Höhe von [REDACTED]
- Des Weiteren wurde im Bescheid vom 18. Juni 2008, Seite 11, erster Absatz festgelegt, dass die Aufwendungen für die betriebliche Altersvorsorge um den Anteil entsprechend dem CTA-Modell [REDACTED] zu kürzen sind. Dieser Effekt wurde analog EOG 2009 kostenmindernd berücksichtigt.
- Die letzte Anpassung betrifft eine Restrukturierungsmaßnahme der E.ON edis AG. Alle Mitarbeiter, die den Bereichen [REDACTED] zugeordnet waren, wurden mit ihren Aufgaben im Jahr 2008 in die eigenständige Gesellschaft [REDACTED] überführt. Die Bezahlung und Versorgung der ausgegliederten Mitarbeiter richtet sich weiterhin nach den Tarifverträgen und Betriebsvereinbarungen der E.ON edis AG und ist in den in Rechnung gestellten Kosten anteilig berücksichtigt. Der Strukturunterschied wird für die EOG 2011 dadurch eliminiert, dass der Personalzusatzaufwand der [REDACTED] [REDACTED] in gleicher Weise wie bei der E.ON edis AG zerlegt, anteilig der Gasverteilung zugeordnet und zu den originären Werten der E.ON edis AG addiert wird. Hieraus ergibt sich ein Wert von [REDACTED]. Das Vorgehen entspricht einer Konsolidierung zwischen den beiden Gesellschaften.

Im Ergebnis betragen die in der EOG 2011 angepassten Kosten für betriebliche und tarifvertragliche Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen [REDACTED]

2.3.6 Im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit

Gemäß Tätigkeitsabschluss Gasverteilung 2009 betragen die für die EOG 2011 anzusetzenden Kosten für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit [REDACTED]

2.3.7 Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten

Die in der EOG 2011 anzusetzenden Kosten für Berufsausbildung, Weiterbildung und Betriebskindertagesstätten betragen gemäß Tätigkeitsabschluss Gasverteilung 2009

██████████

2.3.8 Pauschalierter Investitionszuschlag nach § 25 ARegV

Der Pauschalierter Investitionszuschlag wurde gemäß der Festlegung der BNetzA vom 15. Dezember 2008 in Höhe von ██████████ genehmigt. Dieser Wert wurde für die EOG 2011 in der gleichen Höhe angesetzt.

2.3.9 Auflösung Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse

Für das Jahr 2009 ergeben sich gemäß § 9 Abs. 1 GasNEV Erlöse aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen in Höhe von ██████████. Diese wurden in die EOG des Jahres 2011 eingestellt.

2.4 Periodenübergreifende Saldierung gemäß § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 GasNEV

In der EOG 2011 wurden die Annuitäten der periodenübergreifenden Saldierung für die Jahre 2007 in Höhe von ██████████ und 2008 in Höhe von ██████████ berücksichtigt. Die periodenübergreifende Saldierung beträgt in Summe ██████████

Dabei wurden die Vorgaben der BNetzA vom 12. März 2010 für die periodenübergreifende Saldierung berücksichtigt. Danach ist für die Annuität der periodenübergreifenden Saldierung 2008 entgegen dem ursprünglichen Ansatz der E.ON edis AG ein Wert von ██████████ zu berücksichtigen. Der Korrekturbetrag aus der EOG 2010 wird gemäß dieser Vorgabe der BNetzA auf dem Regulierungskonto 2010 eingestellt.

2.5 Regulierungskonto nach § 5 ARegV

Gemäß Datenübertragung vom 30.06.2010 übersteigen die Erlöse laut Jahresabschluss 2009 die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse 2009.

Gemäß § 5 ARegV, den „Hinweisen zur Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2011“ sowie den „Erläuterungen der Regulierungsbehörden zur Bestimmung des Regulierungskontosaldos“ wurde der aufzulösende Betrag in Höhe von ██████████ (entspre-

chend vorläufigem Kontoauszug der BNetzA vom 2. Dezember 2010) im Rahmen der Verprobungsrechnung entgeltmindernd angesetzt.

2.6 Mehrerlösabschöpfung

Entsprechend dem Bescheid der BNetzA vom 15. Dezember 2009 zur Mehrerlösabschöpfung wurde ein Betrag von [REDACTED] in den EOGs 2010 bis 2012 erlösmindernd berücksichtigt.

2.7 Erweiterungsfaktor

Gemäß dem Bescheid der BNetzA vom 16. November 2010 wurde für die EOG 2011 ein Erweiterungsfaktor in Höhe von [REDACTED] genehmigt. Diesem Wert liegt der für die EOG 2011 anzusetzende Verbraucherpreisgesamtindex 107,0 zu Grunde. Somit ergibt sich keine diesbezügliche Anpassung zur Ermittlung der EOG 2011.

3 Grundlagen und Ablauf der Ermittlung der Netzentgelte nach § 3 GasNEV

3.1 Erläuterungen zur Kostenstellenrechnung nach §§ 11, 12 GasNEV

3.1.1 Verteilung der Erlösobergrenze

Die EOG ist zum Zwecke der Kalkulation der Netzentgelte auf die einzelnen Druckstufen verteilt worden. Um zu gewährleisten, dass die Netzentgelte diskriminierungsfrei ermittelt werden, hat die E.ON edis AG die der EOG entsprechenden Kosten im Verhältnis der tatsächlichen Kosten des Jahres 2009 den Hauptkostenstellen Netz (Systemdienstleistungen, Hoch-, Mittel- und Niederdrucknetz) zugeordnet. Die Kosten der vorgelagerten Netzebenen sowie die Kosten für Messung und Abrechnung sind direkt in ihrer innerhalb der EOG tatsächlich genehmigten Höhe bzw. in Höhe der Istkosten den Hauptkostenstellen zugeordnet worden.

Die EOG wird also entsprechend dem Ergebnis der Ist-Kostenstellenrechnung der E.ON edis AG den Hauptkostenstellen zugeordnet.

Die EOG verteilt sich wie folgt auf die einzelnen Druckstufen.

	Direkt T €	EOG T €
Systemdienstleistungen		
vorgelagertes Netz		
Hochdrucknetz		
- Hochdruckleitungen		
- Hochdruckanlagen		
- Hochdruckhausanschlüsse		
Mitteldrucknetz		
Niederdrucknetz		
Messung und Abrechnung		
Summe		

Tabelle 2 Verteilung des zu verprobenden Betrages auf Druckstufen

3.1.2 Grundzüge der Kostenstellenrechnung

Das Rechnungswesen der E.ON edis AG wird mit Hilfe des [REDACTED] geführt. Es ist so aufgebaut, dass die Anforderungen des EnWG hinsichtlich der Entflechtung in Rechnungslegung und interner Buchführung erfüllt werden.

Die anfallenden Geschäftsvorfälle werden mit der buchhalterischen Erfassung in der Finanzbuchhaltung zugleich in der Kostenrechnung erfasst. Finanzbuchhaltung und Kostenrechnung sind durch ein hierarchisches System gekennzeichnet, bei dem auf verschiedenen Ebenen Verdichtungen von untergeordneten Konten und Kostenstellen zu Kontengruppen, Kostenstellengruppen, Profit Centern und Tätigkeitsbereichen für die unterschiedlichen Zielsetzungen vorgenommen werden können.

Die Kostenrechnung unterscheidet nach Primärkostenstellen und Objektkostenstellen. Primärkostenstellen sind Stammkostenstellen oder Erfassungskostenstellen. Die Stammkostenstellen dienen der Erfassung von Personal- und Sachkosten, die Erfassungskostenstellen dienen der Erfassung einzelner Geschäftsvorfälle. Auf den Stammkostenstellen werden Einzel- und Gemeinkosten erfasst.

Die Mitarbeiter sind jeweils einer Stammkostenstelle direkt zugeordnet. Die Zuordnung der Personal- und Personalnebenkosten zu den einzelnen Tätigkeitsbereichen erfolgt teilweise direkt durch die Zuordnung der Stammkostenstelle, teilweise durch Schlüsselung der jeweiligen Stammkostenstelle mittels Personalschlüssel.

Die Objektkostenstellen bilden alle Geschäftsvorfälle im Zusammenhang mit dem Anlagevermögen ab, also Abschreibungen, Instandhaltung etc. Die Primärkostenstellen und die Objektkostenstellen können zu gemeinsamen Kostenstellengruppen, den sogenannten V-Kostenstellen, zusammengeführt werden.

Soweit Dienstleistungen für Dritte erbracht werden, werden hierfür systemgestützt Aufträge angelegt, über die auch die gesamte buchhalterische Erfassung erfolgt. Die auf diese Aufträge gebuchten Erträge und Aufwendungen werden unmittelbar in Profit Center durchgebucht, die für die Zwecke der Kalkulation ausgesteuert werden.

3.1.3 Kosten je Hauptkostenstelle des „Erhebungsbogens gemäß § 28 Nr. 3 ARegV“

Die Kosten der Gasverteilung fallen wie folgt auf den einzelnen Hauptkostenstellen des „Erhebungsbogens gemäß § 28 Nr. 3 ARegV“ an.

	ohne vorgel. Netz T€	mit vorgel. Netz T€
Netz		
Messung		
Messstellenbetrieb		
Abrechnung		
Summe		

Table 3 Kosten je Hauptkostenstelle des „Erhebungsbogens gemäß § 28 Nr. 3 ARegV“

Die Grundzüge der Kostenrechnung bei der E.ON edis AG sind oben bereits erläutert worden. Die einzelnen Kostenstellen sind zu Kostenstellengruppen, den V-Kostenstellen verdichtet worden. Die weitere Handhabung der V-Kostenstellen ist nachfolgend beschrieben.

Die in den V-Kostenstellen enthaltenen Personalkosten werden teilweise direkt, teilweise über den oben beschriebenen Personalschlüssel den Haupt- oder Nebenkostenstellen zugerechnet. Die Kostenstellen (Vertrieb von Netzbetriebsprodukten), (Netzinformati-
onstechnik und Datenübertragungstechnik), (alle Netzteildienste) und (Regionalbereiche) werden als Hilfskostenstellen Netz erfasst.

Sie werden mittels Personalschlüssel auf die Haupt- und Nebenkostenstellen zugeordnet. Die in diesen Kostenstellen enthaltenen sonstigen Kosten werden im Wege der Zuschlagskalkulation im Regelfall auf alle Ebenen verteilt. Die Personalkosten in der Kostenstelle

██████████ (shared service), die auch als Hilfskostenstelle erfasst ist, sind ebenfalls mittels Personalschlüssel auf die Haupt- und Nebenkostenstellen zugeschlüsselt. Die in der Kostenstelle ██████████ enthaltenen sonstigen Kosten (neben Personal) sind im Wege der Zuschlagskalkulation auf alle Ebenen verteilt worden. Die sonstigen Kosten der Kostenstelle ██████████ sind im Wege der Zuschlagskalkulation auf alle Ebenen verteilt worden.

Die Kosten des Vertriebs von Netzbetriebsprodukten, die in der Kostenstelle ██████████ enthalten sind, wurden den einzelnen Ebenen im Wege der Zuschlagskalkulation anteilig zugerechnet.

Hinsichtlich Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung sind auf den Haupt- und Nebenkostenstellen die Zählerkosten und alle Kosten der Abrechnung, die ausschließlich das Netz betreffen, direkt erfasst. Sämtliche in der Hilfskostenstelle Netz erfassten Kosten aus den Regionalbereichen und den zentralen Bereichen des Netzbetriebes einschließlich Personalkosten und Verwaltungskosten sind mittels Personalschlüssel auf die einzelnen Ebenen verteilt worden. Zum Zwecke der Ermittlung der Kosten des Messstellenbetriebes sind die Zählerkosten anhand der historischen Anschaffungskosten der den einzelnen Druckebenen und Kundengruppen zuordenbaren Zähler auf die Druckebenen und Kundengruppen verteilt worden.

Die der Messung zugeordneten Kosten werden über die Vorgangszahl (Anzahl der Zähler multipliziert mit der Anzahl der Rechnungslegungen pro Jahr) unter Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten einer Zählerfernauslesung auf die Kunden mit bzw. ohne Leistungsmessung aufgeteilt.

Die verwandten Schlüsselbildungsverfahren sind seit dem Erstantrag nicht geändert worden. Die beschriebene Umgliederung der Kosten von der Messung zur Abrechnung ist davon unabhängig. Die Schlüsselwerte haben sich, da sie mengen- und wertabhängig sind, in Abhängigkeit von der Entwicklung der Kosten und Erlöse verändert.

3.1.4 Einteilung des Netzes

Im Rahmen der Verschmelzung mit der OMG hat die E.ON edis AG im Jahre 2001 ein Gasnetz ██████████ als Anlagenbestand übernommen. Dieses Netz ist ein klassisch gewachsenes Gasverteilernetz bestehend aus Hochdruck-, Mitteldruck-

und Niederdruckleitungen und dient der Versorgung von Letztverbrauchern und der Belieferung von [REDACTED] Weiterverteilern.

Im Verlauf des im Jahre 2002 begonnenen Gasausbauprogramms hat die E.ON edis AG bis zum Ende des Jahres 2006 bereits [REDACTED] Hochdruckverteilungsleitungen zur Versorgung von Letztverbrauchern errichtet. Mit diesem Projekt werden neue Gebiete in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern für die Erdgasversorgung erschlossen. Im Gegensatz zu dem klassisch aufgebauten Gasverteilernetz mit seinen drei Druckstufen (HD, MD, ND) wie z.B. bei der OMG, werden hier flächendeckend Hochdruckleitungen verlegt, an die die Kunden mittels eines Hochdruckhausanschlusses (PN 4) direkt angeschlossen werden können. Gasdruckregelstationen zur Reduzierung auf Mittel- oder Niederdruck sind in diesem Falle nicht mehr erforderlich. Mittels dieser Technologie kann mit einem Gasverteilernetz in einer einzigen Druckstufe auch eine große Fläche effektiv bedient werden.

Für die Ermittlung der Netzentgelte ist die Differenzierung nach Ortstransportleitungen (OT) und Ortsverteilnetz (OV) erforderlich, um der unterschiedlichen Inanspruchnahme durch die Kunden Rechnung zu tragen. Bei dem von der OMG übernommenen Netz wurden sämtliche Leitungen der Druckstufe \geq PN 4 als örtliche Transportleitungen und die übrigen Leitungen als örtliches Verteilernetz eingestuft.

Wegen der oben beschriebenen Besonderheiten des neu verlegten Netzes - ausschließliche Verlegung in der Druckstufe PN 4 - konnte hier keine Unterteilung nach den Druckstufen vorgenommen werden. Aus diesem Grund wurden bei den im Rahmen des Ausbauprogramms verlegten Leitungen sämtliche Leitungen zwischen den Ortsgrenzen als örtliche Transportleitungen eingestuft. Die innerhalb der Ortsgrenzen in der Druckstufe PN 4 verlegten Leitungen sind wegen ihrer örtlichen Verteilungsaufgaben entsprechend eingruppiert worden.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich die folgende Aufteilung der Kosten der einzelnen Hauptkostenstellen auf die Ortstransportleitungen und das Ortsverteilnetz. Dabei ist die Aufteilung der Kosten der Hochdruckleitungen auf Ortstransportleitungen und Ortsverteilnetz entsprechend der Kostenzuordnung bei den Istkosten 2009 erfolgt.

	Ortstransport- leitungen T€	Ortsvertei- netz T€	Gesamt T€
Systemdienstleistungen			
vorgelagertes Netz			
Hochdruckleitung			
Hochdruckanlagen			
Hochdruckhausanschlüsse			
Mitteldrucknetz			
Niederdrucknetz			
Summe Netz			
Messung			
Messstellenbetrieb			
Abrechnung			
Summe			

Tabelle 4 Kostenverteilung auf OT und OV (inkl. Kosten vorgel. Netz)

In den Kosten des vorgelagerten Netzes sind [REDACTED] als Leistungskomponente für Sonderentgelte nach § 20 Abs. 2 GasNEV enthalten. Den [REDACTED] der Hochdruckleitung für Ortstransportleitungen sind [REDACTED] zugeordnet, die durch Sonderentgelte nach § 20 Abs. 2 GasNEV gedeckt werden, vergleiche dazu Kapitel 3.2.3.

Ohne Berücksichtigung der Kosten des vorgelagerten Netzes ergibt sich folgende Aufteilung.

	Ortstransport- leitungen T€	Ortsvertei- netz T€	Gesamt T€
Netz			
Messung			
Messtellenbetrieb			
Abrechnung			
Summe			

Tabelle 5 Kostenverteilung auf OT und OV(ohne Kosten vorgel. Netz)

Nach Abzug der durch gesonderte Netzentgelte gemäß § 20 Abs. 2 Satz 1 GasNEV gedeckten Kosten sind die Kosten einschließlich der Kosten der vorgelagerten Netzebenen lassen wie folgt zuzuordnen.

	Ortstransport- leitungen T€	Ortsvertei- netz T€	Gesamt T€
Netz			
vorgelagertes Netz			
Messung			
Messtellenbetrieb			
Abrechnung			
Summe			

Tabelle 6 Kostenverteilung auf Netzarten ohne gesonderte Netzentgelte (inkl. Kosten vorgel. Netz)

3.2 Erläuterungen zur Kostenträgerrechnung

3.2.1 Berechnung der Netzentgelte

3.2.1.1 Grundlagen

Die Netzentgelte sind nach dem Netzpartizipationsmodell des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) ermittelt worden. Die Umsetzung dieser Methode auf die Verhältnisse bei der E.ON edis AG ist nachfolgend beschrieben.

3.2.1.2 Kundendaten

Die nachfolgende Tabelle enthält die der Kalkulation zugrunde gelegten Kundendaten für Standardlastprofilkunden (Jahresverbrauch < [REDACTED]). Bei der Kalkulation sind die Planwerte für das Kalenderjahr für die Arbeit und Leistung verwandt worden.

Gruppe	von kWh	bis kWh	Anzahl der Kunden	Abgabe in kWh
Kochgas- und Warmwasserkunden				
Heizgaskunden				
Vollversorgung I				
Vollversorgung II				
Vollversorgung III				
Standardlastprofilkunden				

Tabelle 7 Standardlastprofilkunden

Zudem versorgt die E.ON edis AG [REDACTED] Kunden mit einem Verbrauch von mehr als [REDACTED], von denen für [REDACTED] Netzkunden ein gesondertes Entgelt nach § 20 GasNEV

vorgesehen wird. Insgesamt haben diese Kunden, die mit registrierender Leistungsmessung versehen sind, einen prognostizierten Jahresverbrauch von [REDACTED] davon entfallen auf die Kunden mit einem gesonderten Netzentgelt [REDACTED]

Insgesamt stellt sich die Gasabgabe wie folgt dar:

	kWh	kWh
Standardlastprofilkunden		
Kunden mit gesondertem Netzentgelt		
sonstige Kunden		
davon bei Kalkulation zu berücksichtigen:		
Standardlastprofilkunden		

Tabelle 8 prognostizierte Gasabgabe Kalenderjahr 2011

3.2.1.3 Vorhalteleistung

Zur Ermittlung der Leistungswerte der nicht leistungsgemessenen Kunden wurden die Werte der typisierten Benutzungsstunden aus dem Leitfaden des BDEW verwendet. Aus der Beobachtung des Verbrauchsverhaltens der Standardlastprofilkunden im Versorgungsgebiet ergab sich, dass zur Ermittlung der Vorhalteleistung die Minimalkurve der typisierten Benutzungsstunden verwendet werden musste. Die Ermittlung der durchschnittlichen Vorhalteleistung je Kunde wurde auf der Basis der Werte des Planjahres 2011 ermittelt. Diese Werte entsprechen einem normierten Verbrauchsverhalten.

Danach ergaben sich die folgenden Vorhalteleistungen für die einzelnen Kundengruppen.

	durchschnittl. kWh	durchschnittl. Bh	durchschnittl. kW
Kochgas- und Warmwasserkunden			
Heizgaskunden			
Vollversion I			
Vollversorgung II			
Vollversorgung III			

Tabelle 9 Durchschnittliche Vorhalteleistungen der Kundengruppen

Mit der Anzahl der Kunden ausmultipliziert ergibt dies eine Vorhalteleistung von [REDACTED].

Die Vorhalteleistung der Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als [REDACTED] und mit registrierender Leistungsmessung ist aufgrund der bis zum Zeitpunkt der Kalkulation gemessenen Jahreshöchstleistung des Jahres 2010 bestimmt worden. In Summe beträgt die Leistung [REDACTED]. Die gesamte Vorhalteleistung beträgt demnach [REDACTED]. In diesem Wert sind [REDACTED] für die Kunden mit gesonderten Netzentgelten nach § 20 Abs. 2 GasNEV enthalten, die bei der weiteren Berechnung abgesetzt werden. Es verbleiben demzufolge [REDACTED] als kalkulationsrelevante Vorhalteleistung.

3.2.1.4 Kostenverursachungsverhältnis Jahresarbeit und Vorhalteleistung

[REDACTED] hat die E.ON edis AG ein Verhältnis von [REDACTED] (Arbeit) zu [REDACTED] (Leistung) angesetzt.

3.2.1.5 Netzpartizipationsfunktion

Aus den oben ermittelten Daten wurden entsprechend dem Leitfaden des BGW individuelle Koeffizienten für die Parameter der Netzpartizipationsfunktionen für Leistung und Arbeit ermittelt. Aus diesen Einzelwerten wurde mittels mathematischer Näherungsmethoden (Regression) eine Idealfunktion gebildet, die die Netzpartizipation der Kunden wiedergibt. Die von der E.ON edis AG ermittelte Kurve hat einen Bestimmtheitsgrad von über [REDACTED].

Die folgenden Grafiken zeigen den Verlauf der Netzpartizipationsfunktionen für Arbeit und Leistung:

Abbildung 1 Netzpartizipationsfunktion Arbeit

Abbildung 2 Netzpartizipationsfunktion Leistung

Für die Entgeltformel Arbeitsentgelt ergeben sich somit die Koeffizienten für den Halbwert Arbeit [REDACTED] und den Exponent [REDACTED] Für die Entgeltformel Leis-

tungsentgelt ergeben sich die Koeffizienten für den Halbwert Leistung [REDACTED] und den Exponent [REDACTED]

$$AE(W) = \frac{AE_{OV}}{1 + \left(\frac{W}{6.600.000 \text{ kWh}}\right)^{1,4}} + AE_{OT}$$

$$LE(P) = \frac{LE_{OV}}{1 + \left(\frac{P}{3.200 \text{ kW}}\right)^{1,4}} + LE_{OT}$$

3.2.1.6 Bestimmung der Briefmarken für Arbeit und Leistung

Die Briefmarken für die Ortstransportleitungen lassen sich aus den bisher ermittelten Daten ohne die Kosten des vorgelagerten Netzes wie folgt errechnen:

	Kosten T€	Arbeit MWh	Briefmarke ct/kWh
Ortstransportleitungen			
		Leistung	
		MW	€/kW

Tabelle 10 Briefmarken Ortstransportleitungen (ohne vorgelagertes Netz)

Die Briefmarken für das Ortsverteilernetz lassen sich aus den ermittelten Daten wie folgt errechnen:

	Kosten T€	Arbeit MWh	Briefmarke ct/kWh
Ortsverteilernetz			
		Leistung	
		MW	€/kW

Tabelle 11 Briefmarken Ortsverteilernetz

Für die Ermittlung der Briefmarke ist die Summe der Arbeit aller dem Ortsverteilernetz zugeordneten Kunden multipliziert mit ihrem OV-Netzanteil entsprechend der Netzpartizipationsfunktion angesetzt worden. Bei der Ermittlung der Leistung ist in gleicher Weise vorgegangen worden.

Die Briefmarke für das vorgelagerte Netz lässt sich wie folgt ermitteln:

	Kosten T€	Leistung MW	Briefmarke €/kW
vorgelagertes Netz			

Tabelle 12 Briefmarke vorgelagertes Netz

Bei der Ermittlung der Briefmarke sind die Kosten des vorgelagerten Netzes, die über die Sonderentgelte nach § 20 Abs. 2 GasNEV gedeckt werden, in Höhe von [REDACTED] abgezogen. Die Briefmarke für das vorgelagerte Netz ist zu der Leistungsbriefmarke für die Ortstransportleitungen zu addieren.

3.2.1.7 Ableitung der Netzentgeltfunktionen für Standardlastprofilkunden

Für jedes Gruppencluster ist zunächst ein Durchschnittswert für die verbrauchte Jahresarbeit und die höchste in Anspruch genommene Vorhalteleistung gebildet worden. Zu diesen Durchschnittswerten sind mit Hilfe der Netzentgeltfunktion ein durchschnittliches Arbeits- und ein durchschnittliches Leistungsentgelt für jedes Cluster gebildet worden. Anhand der Durchschnittsverbräuche sind die Arbeits- und Leistungspreise in einen Mischpreis je kWh und Cluster umgerechnet worden.

Bei Verwendung eines solchen Mischpreises (Stufenpreismodell) würden sich an den Übergängen von einem zum anderen Cluster Sprünge des spezifischen Preises ergeben, die nicht verursachungsgerecht wären. Aus diesem Grund wendet die E.ON edis AG ein Entgeltmodell an, das aus einem festen Grundpreis und einem Arbeitspreis je Cluster besteht. Durch die Erhebung des Grundpreises wird der Verlauf der Entgeltkurve geglättet. Das Entgelt nach diesem Preissystem entspricht dem Entgelt, das bei einem Arbeits- und Leistungspreissystem auf der Basis des Standardlastprofils entstehen würde.

Die Auswirkungen des Grundpreissystems sind in nachfolgender Grafik beispielhaft dargestellt.

Abbildung 3 Auswirkungen des Grundpreissystems

Danach stellt sich das Preissystem für die Standardlastprofilkunden wie folgt dar:

	bis kWh	Grundpreis		
		E.ON edis €/a	vorgel. Netz €/a	Grundpreis €/a
Kochgas- und Warmwasserkunden	4.000	24,00	3,00	27,00
Heizgaskunden	50.000	52,80	6,12	58,92
Vollversorgung I	300.000	124,80	12,60	137,40
Vollversorgung II	1.000.000	526,80	33,60	560,40
Vollversorgung III	1.500.000	2.656,80	163,56	2.820,36

Tabelle 13 Preissystem Standardlastprofilkunden; Grundpreis

	bis kWh	Arbeitspreis		
		E.ON edis ct/kWh	vorgel. Netz ct/kWh	Arbeitspreis ct/kWh
Kochgas- und Warmwasserkunden	4.000	2,239	0,192	2,431
Heizgaskunden	50.000	1,518	0,114	1,632
Vollversorgung I	300.000	1,374	0,101	1,475
Vollversorgung II	1.000.000	1,240	0,094	1,334
Vollversorgung III	1.500.000	1,027	0,081	1,108

Tabelle 14 Preissystem Standardlastprofilkunden; Arbeitspreis

3.2.1.8 Ableitung der Netzentgeltfunktionen Kunden mit einem Jahresverbrauch > 1,5 GWh

Für die leistungsgemessenen Entnahmestellen wurde sowohl für die Leistung als auch für die Arbeit ein Zonenpreismodell angewendet. Hierzu wurden die Netzpartizipationsfunktionen für Arbeit und für Vorhalteleistung in Abschnitte mit konstanten Arbeits- bzw. Leistungspreisen aufgeteilt. Die Kosten des vorgelagerten Netzes werden ausschließlich mit einem Leistungspreis von [REDACTED] in Rechnung gestellt. Um die Teilbarkeit durch 12 zu erreichen, ist die Briefmarke für das vorgelagerte Netz entsprechend abgerundet worden.

Lastgangkunden Zonen	Zonenpreis im Jahr			
	Vorhalteleistung bis kW	E.ON edis Euro/kW	vorgel. Netz Euro/kW	Zonenpreis Euro/kW
1	500	16,08	2,04	18,12
2	2.250	11,64	2,04	13,68
3	8.750	6,36	2,04	8,40
4	> 8.750	5,64	2,04	7,68

Tabelle 15 Leistungsentgelt der leistungsgemessenen Kunden

Lastgangkunden Zonen	Zonenpreis im Jahr	
	Jahresarbeit bis kWh	Zonenpreis ct/kWh
1	1.500.000	0,443
2	5.000.000	0,302
3	25.000.000	0,150
4	> 25.000.000	0,139

Tabelle 16 Arbeitsentgelt der leistungsgemessenen Kunden

Für das Zonenpreismodell wird angenommen, dass jeder Kunde für die erbrachte Dienstleistung den gleichen Preis zahlt. Wenn also ein Kunde [REDACTED] Gas entnommen hat, wird der Preis für die ersten [REDACTED] aus Zone 1 ([REDACTED]), für die [REDACTED] [REDACTED] aus Zone 2 ([REDACTED]) und für die restlichen [REDACTED] [REDACTED] aus Zone 3 ([REDACTED]) angewandt.

3.2.2 Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung

Die dem Messstellenbetrieb, der Messung oder der Abrechnung auf der einzelnen Druckstufe, bzw. bei Niederdruck zusätzlich den Kunden (mit oder ohne Leistungsmessung), zugeordneten Kosten, geteilt durch die Anzahl der Zähler ergeben jeweils die folgenden Entgelte:

Messstellenart	Druckstufe	Messstellen- betrieb €/a	Messung €/a	Abrechnung €/a
mon. Ablesung	HD			
RLM & SLP	G 40-65	233,04	135,36	352,20
RLM & SLP	G 100-250	455,40	135,36	352,20
RLM & SLP	G 400-	666,36	135,36	352,20
mon. Ablesung	MD			
SLP	G 10-25	35,16	135,36	352,20
RLM & SLP	G 40-65	233,04	135,36	352,20
RLM & SLP	G 100-250	455,40	135,36	352,20
RLM & SLP	G 400-	666,36	135,00	352,20
mon. Ablesung	ND			
SLP	G 2,5 - G 6	15,60	135,36	352,20
SLP	G 10-25	35,16	135,36	352,20
RLM & SLP	G 40-65	233,04	135,36	352,20
RLM & SLP	G 100-250	455,40	135,36	352,20
RLM & SLP	G 400-	666,36	135,36	352,20
jährl. Ablesung	ND			
SLP	G 2,5 - G 6	15,60	2,04	16,92
SLP	G 10-25	35,16	2,04	16,92
SLP	G 40-65	233,04	2,04	16,92
SLP	G 100-250	455,40	2,04	16,92
SLP	G 400-	666,36	2,04	16,92

Tabelle 17 Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung

Die angegebenen Druckstufen beziehen sich auf das Druckniveau, welches auf das Messgerät wirkt.

3.2.3 Erläuterungen zu Entgelten für Sonderformen der Netznutzung § 20 GasNEV

Die E.ON edis AG hat für die in der folgenden Tabelle aufgeführten [REDACTED] Kunden die dargestellten gesonderten Netzentgelte gemäß § 20 Abs. 2 Satz 1 GasNEV angezeigt und die individuelle Anschlussituation der Kunden ausführlich erläutert. Bei den Kunden handelt es sich um [REDACTED]

	T€
Erlöse aus beantragten Netzentgelten	
Erlöse aus Entgelten nach § 20 Abs. 2 GasNEV	
Erlöse aus Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung	
Erlösobergrenze	
Differenz	
davon Auflösung Regulierungskonto	
davon übrige Differenz	

Tabelle 19 Ergebnis der Verprobung

Die in Kapitel B 1 dargestellte EOG () übersteigt die prognostizierten Erlöse um . Die Unterdeckung teilt sich auf in als Auflösungsbetrags des Regulierungskonto und die im Wesentlichen aus der Abrundung der Entgelte auf durch 12 Monate teilbare Beträge resultieren.

C Zusammenfassung

Der Bericht über die Kalkulation der Netzentgelte und der Preise für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung der E.ON edis AG erläutert die Kalkulation nach den Vorgaben der BNetzA. Die EOG ist anhand der Ist-Kostenrechnung des Jahres 2009 verursachungsgerecht auf die Kostenträger verteilt und auf Ortstransportleitungen und Ortsverteilernetze aufgeteilt worden. Die Netzentgelte sind auf dieser Basis mittels des Netzpartizipationsmodells des BDEW ermittelt worden. Die Netzentgelte und die Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung sind anhand der prognostizierten Absatzstruktur 2011 verprobt worden. Der Bericht über die Kalkulation ist im Dezember 2010 aufgestellt worden.

Fürstenwalde/Spree, 22. Dezember 2010

E.ON edis AG