



Bundesnetzagentur

Unterlagen zum Workshop - AG 5 Kosten und Erlöse

Workshop zum Evaluierungsbericht

Bonn, 19.03.2014



www.bundesnetzagentur.de



- Vorstellung und Diskussion der Leitfragen
- Determinanten der EOG-Entwicklung
- Kosten- und Erlösentwicklung
- Instrumente und absehbare Entwicklungen



Die verfügbaren Ergebnisse werden derzeit aufbereitet und zum Workshop am 19.03. dargestellt.

Vorstellung und Diskussion der Leitfragen



- Wie haben sich Kosten und EOG entwickelt? Was sind die Gründe für die Entwicklung? Welche Entwicklungen sind bereits heute absehbar?
- Welches sind die wesentlichen Determinanten der EOG Entwicklung?
- Wie hat sich der wirtschaftliche Erfolg von Netzbetreibern entwickelt? Was sind die Gründe für die Entwicklung?
- Wie sind die einzelnen Instrumente der ARegV hinsichtlich der Wirkung auf Kosten und Erlöse zu bewerten?
- Wie wirkt die Anreizregulierung auf den Endkunden? Profitiert er? Wie haben sich die Netzentgelte entwickelt?

Determinanten der EOG- Entwicklung - Zwischenergebnis



- Wie haben sich Kosten und EOG entwickelt? Was sind die Gründe für die Entwicklung? Welche Entwicklungen sind bereits heute absehbar?
- **Welches sind die wesentlichen Determinanten der EOG Entwicklung?**
- Wie hat sich der wirtschaftliche Erfolg von Netzbetreibern entwickelt? Was sind die Gründe für die Entwicklung?
- Wie sind die einzelnen Instrumente der ARegV hinsichtlich der Wirkung auf Kosten und Erlöse zu bewerten?
- Wie wirkt die Anreizregulierung auf den Endkunden? Profitiert er? Wie haben sich die Netzentgelte entwickelt?



- Aufbereitung erfolgt in Anlehnung an die Darstellungen im Bericht der BNetzA nach § 112a Abs. 3 EnWG unter Einbeziehung aktuell verfügbarer Daten

Zwischenergebnis – Kosten- und Erlösentwicklung



- **Wie haben sich Kosten und EOG entwickelt?**
Was sind die Gründe für die Entwicklung? Welche Entwicklungen sind bereits heute absehbar?
- Welches sind die wesentlichen Determinanten der EOG Entwicklung?
- **Wie hat sich der wirtschaftliche Erfolg von Netzbetreibern entwickelt? Was sind die Gründe für die Entwicklung?**
- Wie sind die einzelnen Instrumente der ARegV hinsichtlich der Wirkung auf Kosten und Erlöse zu bewerten?
- Wie wirkt die Anreizregulierung auf den Endkunden? Profitiert er? Wie haben sich die Netzentgelte entwickelt?



- Vorgehen
 - Bestimmung der kalkulatorischen Kosten gemäß Entgeltverordnungen innerhalb der Regulierungsperiode
 - Bestimmung der Erlösobergrenzen
 - Abgleich der Kosten mit den Erlösobergrenzen



- Ziele
 - Darstellung inwieweit Kosten- und Erlösentwicklungen zu Über- oder Unterdeckungen führen
 - Analyse der Über- bzw. Unterdeckungen
 - Darstellung welche Auswirkungen die ermittelten Über- oder Unterdeckungen auf die Rendite haben
- Datenquellen
 - Netzbetreiberangaben aus der zurückliegenden Prüfung der Netzkosten auf Basis 2011
 - Erhobene Daten aus der Erhebung zur Evaluierung



- Herangehensweise bei der Bestimmung der Kosten der Jahre 2009 bis 2011
 - Variante 1:
 - Nutzung der Netzbetreiberangaben aus der Kostenprüfung
 - Verfügbarkeit: GuV- und Bilanz-Werte der Jahre 2007-2011
 - Methodik: Abstellen auf die Konstellation Pächter/Verpächter, d.h. keine Dienstleister
 - Für die Jahre 2009 bis 2011(12)
 - Variante 2:
 - Nutzung der Netzbetreiberangaben aus den Erhebungsbögen zum Evaluierungsbericht für das Jahr 2012 und ggf. 2007 und 2008



- Weiteres Vorgehen
 - Zunächst Fokus auf Stromnetzbetreiber
 - Zunächst Eingrenzung auf die Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren
 - Nachrechnung der Übertragungsnetzbetreiber
 - Nachrechnung der Gasnetzbetreiber
 - Korrektur/Ersatz unplausibler oder fehlender Daten



- Abstellen auf die Erlösobergrenzen, die für die Ermittlung des Regulierungskontosaldos herangezogen wurden
 - Im Fall noch nicht erfolgter Bestimmung Abstellen auf Netzbetreiberwerte



- Wesentliche Arbeitsschritte für Abgleich der Kostenblöcke mit den EOGs
 - Unterscheidung in Netzbetreiber mit Über- bzw. Unterdeckung im Zeitraum 2009 bis 2011
 - Errechnung von kalkulatorischen Renditen, wobei Über- bzw. Unterdeckungen zugunsten oder zulasten der EK-Verzinsung verrechnet werden
 - Analyse, ob strukturelle Ursachen erkennbar
 - Analyse, welche Über- oder Unterdeckungen sich für Netzbetreiber mit starker EEG-Entwicklung ergeben haben

Zwischenergebnis – Instrumente und absehbare Entwicklungen



- Wie haben sich Kosten und EOG entwickelt? Was sind die Gründe für die Entwicklung? **Welche Entwicklungen sind bereits heute absehbar?**
- Welches sind die wesentlichen Determinanten der EOG Entwicklung?
- Wie hat sich der wirtschaftliche Erfolg von Netzbetreibern entwickelt? Was sind die Gründe für die Entwicklung?
- **Wie sind die einzelnen Instrumente der ARegV hinsichtlich der Wirkung auf Kosten und Erlöse zu bewerten?**
- Wie wirkt die Anreizregulierung auf den Endkunden? Profitiert er? Wie haben sich die Netzentgelte entwickelt?



- **Aufgabe / Ziel des Erweiterungsfaktors**
 - Der Erweiterungsfaktor soll sicherstellen, dass **effiziente Kosten für Erweiterungsinvestitionen**, die sich bei einer nachhaltigen **Änderung der Versorgungsaufgabe** des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.
 - Überbrückung zum nächsten Basisjahr
 - Anreiz zu effizienten Investitionen
 - Technologieneutralität



- Entwicklung der Anträge auf Erweiterungsfaktor in den Jahren 2009 bis 2012 für den Strom- und Gasbereich

Antragsdatum	Anzahl Anträge	Maximaler Erweiterungsfaktor	Minimaler Erweiterungsfaktor	Maximaler Anpassungsbetrag	Minimaler Anpassungsbetrag	Anpassungsbetrag - insgesamt
Strom 30.06.2009	133	2,5234	1,0014	19,64 Mio. €	830 €	116,4 Mio. €
Strom 30.06.2010	111	1,2638	1,0024	59,7 Mio. €	7.093 €	317,6 Mio. €
Strom 30.06.2011	105	1,2954	1,0029	28,3 Mio. €	21.955 €	390,5 Mio. €
Strom 30.06.2012	113	1,3143	1,0075	67,8 Mio. €	8.471 €	532,8 Mio. €
Gas 30.06.2009	77	1,0717	1,0015	3,30 Mio. €	4.000 €	29,76 Mio. €
Gas 30.06.2010	75	1,0812	1,0016	4,22 Mio. €	3.900 €	27,70 Mio. €
Gas 30.06.2011	65	1,1354	1,0021	6,73 Mio. €	3.442 €	44,46 Mio. €
Gas 30.06.2012	71	1,2391	1,0020	2,40 Mio. €	2.567 €	28,18 Mio. €

- In den Erlösobergrenzen enthaltene Erweiterungsfaktorbeträge

Erlösobergrenze	Strom 2010	Strom 2011	Strom 2012	Strom 2013	Gas 2010	Gas 2011	Gas 2012	Gas 2013
Anpassungsbetrag insgesamt	116,4 Mio. €	327,6 Mio. €	432,5 Mio. €	576,9 Mio. €	29,76 Mio. €	42,58 Mio. €	59,47 Mio. €	28,18 Mio. €

- Das Jahr 2013 ist im Gasbereich das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode, der Betrag bezieht sich also auf eine andere Basis



- Ziele der Untersuchung:
 - Darstellung der Differenzen zwischen Investitionen und Erweiterungsfaktorbetrag
 - Analyse der Unter- bzw. Überdeckungen
 - aus genehmigten Beträgen
 - Alternativ unter Einbeziehung der zusätzlichen Parameter (dezentrale Erzeugung) von 2009 an
 - Alternativ unter Ausschluss der Investitionen in die 110kV-Ebene
 - mit Barwertausgleich über die Regulierungsperiode (Barwert der Ein- und Auszahlungen der Regulierungsperiode)



- Herangehensweise bei der Nachrechnung der Kosten für Erweiterungsinvestitionen
 - Bestimmung der Kosten
 - basierend auf angegebenen Erweiterungsinvestitionen der Netzbetreiber
 - Jährliche individuelle Nachrechnung (Anpassung von Restwerten, Mischzins des Ausgangsniveaus)
 - zusätzlich Nachrechnung mit standardisierter Finanzierung (standardisierter Mischzins)
 - Bestimmung der Erweiterungsfaktorbeträge
 - Genehmigte Beträge
 - Berechnung der Alternativ-Szenarien
 - Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse
 - Ausreißer-Analyse
 - Interpretation



- Abstellen auf Erweiterungsfaktor-Anträge der Jahre 2010 -2012 (da Anträge 2009 noch keine Unterscheidung nach Anlagengruppen enthalten)
- Betrachtung von netzbetreiberspezifischer und standardisierter Verzinsung bei den Kosten
- grundsätzliche Einbeziehung eines Erweiterungsfaktors im ersten Jahr der RegP (Vorgehen wie im öffentlich-rechtlichen Vergleich)
- Für Alternativszenarien (dezentrale Erzeugung von Beginn an) werden EWF-Beträge linear skaliert (ähnlich Erweiterungsfaktor im ersten Jahr)



Ursprüngliche Genehmigungspraxis und rechtliche Grundlagen

- Investitionsbudget (Genehmigung eines Investitionsvolumens der Höhe nach)
- t-2-Ansatz der Kapitalkosten in der EOG
- Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen (BvD), d.h. Kürzung des Investitionsbudgets, sofern noch Mittel aus Abschreibungen in der EOG nicht ausgeschöpft
- Investitionsbudgets nur in Ausnahmefällen für Verteilnetzbetreiber



Rechtliche bzw. behördliche Weiterentwicklung im Zeitablauf

2010

- Betriebskosten in Höhe von 0,8 Prozent der anererkennungsfähigen AK/HK
- höhere Betriebskosten aufgrund Festlegungen der Beschlusskammer für
 - Offshore-Anlagen 3,4 Prozent der anererkennungsfähigen AK/HK
 - Gasdruckregel- und Messanlagen 5,8 Prozent der anererkennungsfähigen AK/HK
 - Erdgasverdichter 5,2 Prozent der anererkennungsfähigen AK/HK



Rechtliche bzw. behördliche Weiterentwicklung im Zeitablauf

2012

- Investitionsmaßnahme (Genehmigung einer Investition dem Grunde nach)
- Umstellung von t-2 auf t-0, d.h. Kostenansatz ohne Zeitverzug
- Festlegung zur Berechnung der sich aus genehmigten Investitionsmaßnahmen ergebenden Kapital- und Betriebskosten (Abgleich Plan- und Istkosten)



Rechtliche bzw. behördliche Weiterentwicklung im Zeitablauf

2013

- Einführung des § 23 Abs. 7 ARegV für die 110-kV Netzebene

(Einführung auf niedrigeren Spannungsebenen (Umspannebenen) wurde in der bisherigen Diskussion abgelehnt, da die Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen erschwert vorzunehmen ist)



Genehmigungsvoraussetzungen

- 1) Antrag erfolgt spätestens zum 31. März des Jahres vor erstmaliger Kostenwirksamkeit, d.h. vor erstmaliger Aktivierung von Anlagen im Bau oder Fertiganlagen
- 2) Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestition und notwendig für (bei ÜNB und Hochspannung):
 - Stabilität des Gesamtsystems oder
 - Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder
 - Für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG



Genehmigungsvoraussetzungen

- 3) Regelbeispiele § 23 Abs. 1 ARegV
- Anschluss von Stromerzeugungsanlagen
 - Integration von EEG- und KWKG-Anlagen
 - Ausbau von europäischen Verbindungsleitungen
 - Ausbau von Gastransportleitungen zwischen Marktgebieten
 - OWP-Netzanschlussleitungen
 - 110-kV-Erdkabel
 - Investitionen zur Sicherstellung der technischen Sicherheit
 - Temperaturmonitoring und Hochtemperatur Leiterseile
 - HGÜ-Systeme und grenzüberschreitende HGÜ-Verbindungsleitungen



Genehmigungsablauf einer Investitionsmaßnahme (dem Grunde nach)

- Antrag des Netzbetreibers mit Beschreibung der Investitionsmaßnahme und Erhebungsbogen mit Plandaten
- ggf. Anordnung/Bestätigung über Investitionen zur Sicherstellung der technischen Sicherheit oder Nachweise über Gesamtkosten bei 110-kV-Erdkabeln
- Netzberechnungen für die Ermittlung des prinzipiellen Ausbaubedarfs



Nach erfolgter Genehmigung (dem Grund nach) findet jährlich eine Überprüfung der in der Erlösobergrenze angesetzten Plan-Kapital- und Betriebskosten statt (Ex-Post-Kontrolle)

- Kapital- und Betriebskosten richten sich nach der Festlegung der Beschlusskammer BK4-12-656
- jährliche Vorlage eines Erhebungsbogens
- Anlagen im Bau sowie Anschaffungs- und Herstellungskosten müssen vollständig eingetragen werden, Vorlage entsprechender Nachweise aus der Anlagenbuchhaltung
- Nachweise zu öffentlichen Förderungen
- Nachweise zu erhaltenden Baukostenzuschüssen
- Nachweise zur Marktüblichkeit des angesetzten Fremdkapitalzinssatzes (z.B. Vorlage mehrerer Kreditanfragen an verschiedene Geldinstitute etc.)