



# Konsultationspapier – Netzentgelte Strom

ENTWURF –

IM AUFTRAG DES INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE REGULATION

März 2008



# Konsultationspapier – Netzentgelte Strom

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>1</b>
<b>1 Einführung</b> .....	<b>7</b>
1.1 Zielsetzung.....	7
1.2 Kernelemente der Konsultation .....	7
1.3 Zweck und Struktur dieses Dokuments .....	8
1.4 Eingabe von Stellungnahmen zum Konsultationspapier.....	8
<b>2 Hintergrund</b> .....	<b>9</b>
2.1 Methodik der Kalkulation der Netzentgelte .....	9
2.2 Wesentliche Elemente der Netzkostenermittlung .....	9
2.3 Wesentliche Elemente der Tarifikalkulation .....	11
<b>3 Abschreibungsmethoden</b> .....	<b>13</b>
3.1 Beschreibung der Abschreibungsmethoden .....	13
3.2 Diskussion der Abschreibungsmethoden.....	15
3.3 Bewertung der Abschreibungsmethoden.....	18
3.4 Erfassung des Anlagevermögens.....	19
3.5 Drittfinanzierte Anlagen .....	22
3.6 Anhaltewerte.....	24
3.7 Vereinheitlichung der Abschreibungsdauern.....	25
3.8 Vereinheitlichung der Indexreihen.....	27
3.9 « Views Invited ».....	29
<b>4 Kapitalverzinsung</b> .....	<b>31</b>
4.1 Eingesetztes Kapitals.....	31
4.2 Methodik zur Ermittlung des Zinssatzes .....	32
4.3 Risikoloser Zins.....	33
4.4 Risikozuschlag für die Fremdfinanzierung (DP).....	34
4.5 Risikoprämie für das allgemeine Marktrisiko des Eigenkapitals (ERP) .....	35
4.6 BETA-Faktor .....	35
4.7 Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital.....	39

4.8	Zusammenfassung zur Kapitalverzinsung.....	40
4.9	« Views Invited ».....	41
<b>5</b>	<b>Betriebskosten.....</b>	<b>43</b>
5.1	Betriebskosten des Netzes.....	43
5.2	Ansatz in der Netzentgeltkalkulation.....	43
5.3	Vorleistungen für den Netzbetrieb .....	44
5.4	« Views Invited ».....	46
<b>6</b>	<b>Sonstige Erlöse/Kosten bzw. Aufwand/Erträge.....</b>	<b>47</b>
6.1	Kostenmindernde Erlöse.....	47
6.2	Periodenübergreifende Saldierung.....	48
6.3	« Views Invited ».....	49
<b>7</b>	<b>Grundsätze der Entgeltermittlung.....</b>	<b>51</b>
7.1	Preisfindungsprinzipien und Kostenträgerrechnung.....	51
7.2	Grundprinzip der Kostenwälzung.....	53
7.3	Gleichzeitigkeitsfunktion und Gleichzeitigkeitsgrad .....	53
7.4	Netzentgelte und Entgelte für Messung/Zählung und Hilfsdienste.	55
7.5	« Views Invited ».....	56
<b>8</b>	<b>Zeitplan und Konsultationsprozess .....</b>	<b>57</b>

## Konsultationspapier – Netzentgelte Strom

Abbildung 1: Werterhaltungsphilosophien.....	14
Abbildung 2: Kalkulation der Kapitalkosten.....	15
Abbildung 3: Substanzerhalt vs. Realkapitalerhalt bei gleichen Inflationsraten (kumulierte Werte) .....	16
Abbildung 4: Substanzerhalt vs. Realkapitalerhalt - Fall 1 (anlagenspezifische Inflation größer als allgemeine Inflation, kumulierte Werte).....	18
Abbildung 5: Abgrenzung der Kostenstellen.....	20
Abbildung 6: Nominale Verzinsung staatlicher Wertpapiere – Laufzeit 10 Jahre	34
Abbildung 7: Evaluierung der Relevanz spezifischer Risiken für die WACC Berechnung .....	39
Tabelle 1: Bandbreite angemessener Kapitalverzinsungen .....	3
Tabelle 2: Kosten- und Erlöspositionen in der Netzentgeltkalkulation.....	4
Tabelle 3: Harmonisierte Nutzungsdauern.....	26
Tabelle 4: Harmonisierte Indexreihen (Stand 2006, auf Stand 2008 zu aktualisieren) .....	28
Tabelle 5: Utility bond spreads – Energienetze – April 2005 - Mai 2007 .....	34
Tabelle 6: Equity risk premium, ERP (1900-2006) .....	35
Tabelle 7: Asset BETAs für Vergleichsunternehmen (Vasicek adjustment) .....	37
Tabelle 8: Zusammenfassung der WACC Schätzung für luxemburgische Netzbetreiber .....	41
Tabelle 9: Kosten- und Erlöspositionen in der Netzentgeltkalkulation.....	44



## Zusammenfassung

Aufgrund der „Loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité“ sowie der „Loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel“, welche die europäischen Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG umsetzen, ist es die Aufgabe der Regulierungsbehörde eine Methodik zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte in den Bereichen Strom und Gas zu entwickeln.

Zielsetzung ist weiterhin die Einführung eines, soweit sachgerecht, einheitlichen Verfahrens für die Berechnung der Netzentgelte. Materiellen Unterschieden - z.B. technischen Spezifika von Strom- und Gasnetzen oder von Übertragungs- und Verteilnetzen - ist hierbei Rechnung zu tragen.

Die Konsultation adressiert die wesentlichen Entscheidungsgrößen bezüglich der Kalkulation der Netzentgelte. Hierbei stehen insbesondere jene Aspekte im Vordergrund, die bisher in Luxemburg von Netzbetreiber zu Netzbetreiber nicht einheitlich gehandhabt wurden bzw. bei denen Anpassungsbedarf besteht.

Kernelemente des Konsultationspapiers sind im Einzelnen:

- die Abschreibungsmethodik im Rahmen der kalkulatorischen Berechnung der Kapitalkosten einschließlich Abschreibungszeiten, Ansetzbarkeit von Anhaltewerten und Behandlung von drittfinanzierten Anlagen;
- die Verzinsung des eingesetzten Kapitals im Rahmen des kalkulatorischen Berechnung der Kapitalkosten;
- Ansetzbarkeit von Kosten des Netzbetriebs einschließlich Systemdienstleistungskosten;
- kostenmindernde Erlöse und periodenübergreifende Saldierung; sowie
- Grundsätze der Entgeltermittlung.

Im Folgenden werden die wesentlichen Schlussfolgerungen des Konsultationspapiers zusammengefasst:

### ***Abschreibungsmethode***

Für die Abschreibungsmethode bieten sich die international gebräuchlichen Verfahren der Nettosubstanzerhaltung (NSE) oder der Realkapitalerhaltung (RKE) an. Das Konzept der Bruttosubstanzerhaltung erscheint für Luxemburg als problematisch: Bei relativ hohen anlagenspezifischen Inflationsraten (im Verhältnis zur allgemeinen Inflationsrate) – wie sie historisch in Luxemburg zu beobachten waren – besteht die Möglichkeit von zusätzlichen Gewinnen („windfall profits“) für die Netzbetreiber und damit ggf. die Tendenz zum weiteren Anstieg der ohnehin hohen Eigenkapitalquoten. Beim alternativen Ansatz der Realkapitalerhaltung ließen sich Investitionen bei Aufrechterhaltung des Vermögenswertes aus Netzbetreibersicht über Fremdfinanzierung (und Abschmelzung der hohen Eigenkapitalquoten) oder eine Mischung aus

Eigenfinanzierung (z.B. über thesaurierte Gewinne) und Fremdfinanzierung gewährleisten.

Insgesamt erscheint für Luxemburg aufgrund der besseren Nachvollziehbarkeit und der einfacheren Handhabung das Konzept des Realkapitalerhalts gegenüber dem Nettosubstanzerhalt als vorteilhaft. Insbesondere sind beim Konzept des RKE im Gegensatz zum System des NSE nicht notwendig:

- eine laufende Umbewertung der Anlagen zur Bestimmung der betriebsnotwendigen Vermögens und der Abschreibungen;
- die Festlegung eines Realzinssatzes (insbesondere in einem Marktumfeld mit relativ hohen und volatilen Inflationsraten).

Die (Re-)Finanzierung von Investitionen erscheint nur auf den ersten Blick bei der Methode des NSE als einfacher (der eigenkapitalfinanzierte Anteil des Anlagevermögens erfährt bei dieser Methode ex-ante einen anlagenspezifischen Inflationsausgleich). Faktisch ist für die (Re-)Finanzierung von Investitionen bzw. Investitionsentscheidungen die Kombination aus der Höhe der regulatorisch gewährten Zinssätze und der Abschreibungsmethodik entscheidend. Bei einer sinnvollen Abschreibungsmethodik kann die Kapitalverzinsung investitionsfreundlich gestaltet werden. Entscheidend für Investitionsanreize ist also nicht (nur) die Abschreibungsmethodik, sondern die komplementäre Methodik zur Kapitalverzinsung: Netzbetreiber werden nur dann in das Netz investieren, wenn die Kapitalverzinsung in marktgerechter Höhe erfolgt, und zwar unabhängig von der zugrunde liegenden Abschreibungsmethodik. Sind die Zinssätze ausreichend hoch gewählt, sind Netzbetreiber in der Lage, Finanzmittel am Kapitalmarkt zu beschaffen, auch wenn (beim Ansatz der Realkapitalerhaltung) der die allgemeine Inflationsrate übersteigende Teil der anlagenspezifischen Inflationsrate für den eigenkapitalfinanzierten Anteil des Anlagevermögens nicht vorfinanziert wurde. Bei zu niedrigen regulatorisch erlaubten Zinssätzen werden die Netzbetreiber nicht investieren, auch wenn in der Vergangenheit ein anlagenspezifischer Inflationsausgleich (Substanzerhaltungsmethode) gewährt wurde.

### ***Vereinheitlichung der Abschreibungszeiten***

Eine Vereinheitlichung der Abschreibungsdauern – innerhalb einer Klasse von Anlagen – wird für sachgerecht gehalten. So weit in der Vergangenheit aus begründeten Erwägungen heraus in Einzelfällen andere Abschreibungsdauern angesetzt wurden, sollte dies für diese Anlagen auch für die Zukunft hingenommen werden. Vorzugswürdig wäre allerdings, eine sachgerechtere Klassifikation und Einordnung der betroffenen Anlagengütern anzustreben, die die zu Grunde liegenden Besonderheiten systematisch erfassbar und Einzelfallentscheidungen (und ihre regulatorische Kontrolle) entbehrlich macht.



### **Anhaltewerte**

Der Ansatz von Anhaltewerten für Wirtschaftsgüter, die einer Abnutzung unterliegen, ist im Rahmen der Netzentgeltberechnung international nicht üblich.<sup>1</sup> Anhaltewerte können zum Ende der Nutzungsdauern der Anlagen dazu führen, dass eine Kapitalverzinsung auf Vermögenswerte berechnet wird, die ihre wirtschaftliche Nutzungsdauer bereits deutlich überschritten haben. Insofern sind die Zinszahlungen der Netznutzer höher als ohne Anhaltewerte.

Der Ansatz von Anhaltewerten für Wirtschaftsgüter, die einer Abnutzung unterliegen, ist aus diesem Gründen nicht sachgerecht.

### **Drittfinanzierte Anlagen**

Drittfinanzierte Anlagen (z.B. bei Erstinvestitionen) sind nicht gesondert zu behandeln, auch wenn die Reinvestition über den Netzbetreiber erfolgen soll. Die Kalkulationssystematik sollte konsistent mit der Systematik für alle anderen Anlagen belassen bleiben, da eine gesonderte Behandlung zu erheblichen kalkulatorischem und regulatorischem Mehraufwand führen würde. Entsprechende Reinvestitionen sind vielmehr als erweiterte Aktivität des Netzbetreibers zu interpretieren: Der Netzbetreiber finanziert zu jenem Zeitpunkt die Anlage ganz oder teilweise zu Tagesneuwerten, in dem die Reinvestition zu tätigen ist. Die Refinanzierung der Anlage erfolgt dann nachgelagert über die Netzentgelte (sowohl bei RKE als auch NSE).

Ob der Netzbetreiber die Reinvestition profitabel tätigen und somit (am Kapitalmarkt) finanzieren kann, hängt nicht nur von der Abschreibungssystematik, sondern ganz entscheidend auch von der gewährten Kapitalverzinsung ab. Eine Vorabfinanzierung der über der allgemeinen Inflation liegenden Anlageninflation ist dementsprechend nicht zwingend notwendig.

In jedem Fall ist eine Doppelfinanzierung der drittfinanzierten Anlagen zu vermeiden.

### **Kapitalverzinsung**

Für die Kapitalverzinsung erscheinen auf Basis einer kapitalmarktorientierten Berechnung folgende Zinssätze bzw. Zinssatzspannen (vor Steuern) unter Berücksichtigung der spezifischen Bedingungen im Energiemarkt und im Kapitalmarkt in Luxemburg gerechtfertigt:

	Nominal
EK-Zinssatz	9,6%-11,3%
FK-Zinssatz	4,5%-5,0%
WACC	6,5%-7,5%

Tabelle 1: Bandbreite angemessener Kapitalverzinsungen

Quelle: Frontier

<sup>1</sup> Anhaltewerte werden zwar bei Netzverkäufen häufig angesetzt, aber i.A. nicht bei der Netzentgeltberechnung.

Für Kalkulationszwecke erscheint als Fremdkapitalquote ein Minimalwert von 60% (Eigenkapitalquote von maximal 40%) als angemessen. Die internationale Praxis zeigt, dass Netzbetreiber mit einer derartigen Fremdkapitalquote weiterhin niedrige Fremdkapitalzinsen (A-Ratings) erzielen können und somit kein signifikanter Anstieg der Fremdkapitalzinssätze zu erwarten ist. Den Netzbetreibern steht es natürlich frei, in der Praxis (außerhalb der Tarifkalkulation) eine andere Finanzierungsquote zu wählen, insbesondere, wenn sich ihre Aktivität hierdurch günstiger finanzieren lässt.

***Kosten des Netzbetriebs einschließlich Systemdienstleistungskosten;***

Die Kostenermittlung erfolgt auf Basis der für das vorletzte Geschäftsjahr (Kostenbasis 2007 für Entgelte 2009) vorliegenden und testierten Zahlenwerke. Die Kosten sollten möglichst getrennt für Umspannungen und Netzebenen auf Grundlage der für die Tätigkeiten Transport und Verteilung beschränkten Gewinn- und Verlustrechnung (für aufwandsgleiche Kosten) bzw. Kostenartenrechnung (für kalkulatorische Kosten) ermittelt werden. Einen Überblick über die gesamte Datengrundlage zeigt: Tabelle 2

	<b>Kosten- und Erlöspositionen</b>	<b>Datenbasis</b>
	<b>Material und Fremdleistungen</b>	<b>Gewinn- und Verlustrechnung</b>
+	<b>Personalkosten</b>	
+	<b>Sonstige Kosten</b>	
-	<b>Kostenmindernde Erlöspositionen</b>	
+	<b>Kalkulatorische Abschreibungen</b>	<b>Kostenrechnung</b>
+	<b>Kalkulatorische Gewinnsteuern</b>	
+	<b>Kalkulatorische Fremd- und Eigenkapitalverzinsung</b>	
=	<b>Gesamtkosten je Kostenstelle</b>	

Tabelle 2: Kosten- und Erlöspositionen in der Netzentgeltkalkulation

Quelle: Frontier/Consentec

Bestandteile der in Tabelle 2 bereits aufgeführten Material- und Fremdleistungskosten sind dabei auch die Infrastrukturkosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netze, die Netzverlustkosten und die Systemdienstleistungen, zu denen wiederum

- die Spannungshaltung und ggf. erforderliche Beschaffung von Blindleistung,
- die Sicherstellung der Bereitstellung von Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung),

- die Kosten des Bilanzkoordinators im Rahmen des Bilanzkreismanagements (einschließlich Abwicklung des nationalen und internationalen Stromhandels),
- die Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit und des Versorgungswiederaufbaus, und
- ggf. Engpassmanagement; Redispatching und ITC-Mechanismus zu zählen sind.

### ***Kostenmindernde Erlöse und periodenübergreifende Saldierung***

Die von stromverbrauchenden Anschlussnehmern allgemein entrichteten Baukostenzuschüsse (BKZ) sollten pauschal in der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt werden. BKZ, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung elektrischer Energie entrichtet wurden, sollten anschlussindividuell berücksichtigt werden, da sie die Einspeisung elektrischer Energie betreffen, die in den luxemburgischen Regularien nicht mit Entgeltzahlungen belegt wird, und daher nicht mit den allgemeinen Entgeltzahlungen für die Entnahme elektrischer Energie vermischt werden sollten. Die Auflösung der BKZ sollte dabei linear und über einen einheitlichen Zeitraum von beispielsweise 20 Jahren erfolgen, der – in Orientierung an der aktuellen Praxis – auch modifiziert werden kann.

Gegenüber den BKZ, die einen dem Standard entsprechenden Ausbau des Netzes teilweise abgelten, sind darüber hinausgehende Anforderungen eines Kunden und hierfür z. B. in Form von Miet- oder Dienstleistungsverträgen gesondert entrichtete Entgelte oder individuelle Anschlusskosten, die sich nicht auf den Ausbau der vorgelagerten Netze, sondern auf die Anbindung eines Kunden an diese Netze beziehen, abzugrenzen. Diese Kosten sind daher nicht wie die BKZ aufzulösen, sondern im bilateralen Verhältnis zwischen Netzbetreiber und dem individuellen Netznutzer zu behandeln.

Für die Berücksichtigung von Erlösen z.B. für Messung/Zählung und andere Dienste bestehen zwei Möglichkeiten: Entweder die separat erhobenen Entgelte bzw. die hieraus entstehenden Erlöse decken sich mit separat hierfür nachgewiesenen Kosten; oder die Erlöse aus Entgelten für Messung/Zählung und andere Dienste müssen andernfalls vollständig als kostenmindernde Erlöse von den Gesamtkosten für Netzzugang und Netznutzung in Abzug gebracht werden, da ansonsten eine doppelte Vergütung erfolgen würde.

Durch unvermeidbare Prognosefehler bedingte Kostenüberdeckungen wie auch -unterdeckungen sollten durch die Erlöse in nachfolgenden Perioden ausgeglichen werden, indem eine periodenübergreifende Saldierung der Kosten und der Erlöse über ein Regulierungskonto praktiziert wird. Bei dieser Saldierung ist zu berücksichtigen, dass die Nachverrechnung der positiven oder negativen Salden des Regulierungskontos erst mit einem Verzug von in der Regel zwei Jahren oder mehr erfolgt. Hierfür erscheint uns eine Obergrenze von fünf Jahren angemessen.

Daher müssen in die Verrechnung des Regulierungskontos auch Zinseffekte berücksichtigt werden. Eine angemessene Verzinsung könnte sich an einem risikolosen Zins (z. B. Euribor) oder den gewichteten Kapitalkosten (WACC)

orientieren. Die Berechnung sollte erfolgen, indem zum Jahresende eine Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Saldierungsbetrags des vorangegangenen Jahres vorgenommen wird.

### ***Grundsätze der Entgeltermittlung.***

Aus der Kostenstellenrechnung sollten die Kosten in der Regel je Spannungsebene oder Umspannung erfasst werden. Zur Ermittlung der spezifischen Kosten je Spannungsebene und für die Weiterverrechnung in die nachgelagerten Spannungsebenen und Umspannungen (Kostenwälzung) bietet sich die Beibehaltung des Prinzips der Gleichzeitigkeitsfunktion und Gleichzeitigkeitsgrade für die Entnahme von Kunden aus Netzen und das zeitgleiche Spitzenlastverfahren für die Entnahmen von Netzen an. Für die Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfunktion wäre eine einheitliche Festlegung für Luxemburg sinnvoll.

Nebengeschäfte, die weder unmittelbar noch mittelbar mit der Übertragung oder Verteilung im Zusammenhang stehen, sind mit den Kosten und Erlösen auszugliedern und den übrigen Geschäften des Netzbetreibers zuzuordnen.

Die mit Netzzugang und Netznutzung verbundenen Dienstleistungen sollten möglichst weitgehend in die allgemeinen Netzentgelte integriert und zusätzliche Abrechnungstatbestände vermieden werden. Hiervon auszunehmen sind Messung/Zählung und die singuläre Nutzung von Betriebsmitteln.

# 1 Einführung

## 1.1 ZIELSETZUNG

Aufgrund der „Loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité“ sowie der „Loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel“, welche die europäischen Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG umsetzen, ist es die Aufgabe der Regulierungsbehörde eine Methodik zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte in den Bereichen Strom und Gas zu entwickeln.

Vorgaben zur Kalkulation der Abschreibungen, Angaben zu technischen Nutzungsdauern sowie zur Höhe einer angemessenen Kapitalverzinsung sind, unter anderem, die geforderten Inhalte dieser Methodik. Dabei beachtet die Regulierungsbehörde den zur Deckung der zu erwartenden Netzlast, von den Netzbetreibern benötigten Bedarf an Instandhaltung, Wartung und Erneuerung der Netze. Durch Gesetz ist vorgegeben, dass die Netzentgelte so zu gestalten sind, dass notwendige Netzerneuerungen finanzierbar sind und Investitionsanreize für die Deckung der Marktnachfrage bestehen.

Zielsetzung ist weiterhin die Einführung eines, soweit sachgerecht, einheitlichen Verfahrens für die Berechnung der Netzentgelte. Materiellen Unterschieden - z.B. technischen Spezifika von Strom- und Gasnetzen oder von Übertragungs- und Verteilnetzen - ist hierbei Rechnung zu tragen.

Die Methodik der Kalkulation der Netzentgelte wird für das Jahr 2009 nach einer Konsultationsperiode von der Regulierungsbehörde festgesetzt.

## 1.2 KERNELEMENTE DER KONSULTATION

Die Konsultation adressiert die wesentlichen Entscheidungsgrößen bezüglich der Kalkulation der Netzentgelte. Hierbei stehen insbesondere jene Aspekte im Vordergrund, die bisher in Luxemburg nicht einheitlich gehandhabt wurden bzw. bei denen Anpassungsbedarf besteht.

Kernelemente des Konsultationspapiers sind im Einzelnen:

- die Abschreibungsmethodik im Rahmen der kalkulatorischen Berechnung der Kapitalkosten einschließlich Abschreibungszeiten, Ansetzbarkeit von Anhaltewerten und Behandlung von drittfinanzierten Anlagen;
- die Verzinsung des eingesetzten Kapitals im Rahmen des kalkulatorischen Berechnung der Kapitalkosten;
- Ansetzbarkeit von Kosten des Netzbetriebs einschließlich Systemdienstleistungskosten;
- kostenmindernde Erlöse und periodenübergreifende Saldierung; sowie
- Grundsätze der Entgeltermittlung.

### **1.3 ZWECK UND STRUKTUR DIESES DOKUMENTS**

Dieses Konsultationsdokument fasst die wesentlichen Vorüberlegungen des ILR zu den zukünftigen Grundsätzen der Netzentgeltkalkulation bzw. den genannten Themenbereichen zusammen. Interessierte Parteien sind eingeladen, zu diesen Themen Stellung zu beziehen und entsprechende Stellungnahmen bei ILR einzureichen.

Das Dokument ist wie folgt strukturiert:

- Abschnitt 2: Hintergrund zur Berechnung von Netzentgelten;
- Abschnitt 3: Diskussion der Abschreibungsmethoden;
- Abschnitt 4: Diskussion der Kapitalverzinsung;
- Abschnitt 5: Betriebskosten;
- Abschnitt 6: Sonstige Erlöse/Kosten bzw. Aufwand/Erträge;
- Abschnitt 7: Grundsätze der Entgeltermittlung; und
- Abschnitt 8: Weiterer Zeitplan und Konsultationsprozess.

Am Ende jedes Abschnitts finden sich jeweils Hinweise zu Themenbereichen, zu denen Stellungnahmen erwünscht sind. Stellungnahmen sind jedoch auch zu Themenbereichen möglich, die in dieser Liste nicht aufgeführt sind.

### **1.4 EINGABE VON STELLUNGNAHMEN ZUM KONSULTATIONSPAPIER**

Stellungnahmen interessierter Parteien können in schriftlicher Form bis zum 16.05.2008, 14.00h, eingereicht werden bei:

INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE REGULATION  
SERVICE ENERGIE  
45, Allée Scheffer  
L-2922 Luxembourg  
Email: energie@ilr.lu

## 2 Hintergrund

In diesem Abschnitt erläutern wir den methodischen Hintergrund der Netzentgeltkalkulation.

### 2.1 METHODIK DER KALKULATION DER NETZENTGELTE

Die Kalkulation der Netzentgelte vollzieht sich in zwei wesentlichen Schritten:

1. Ermittlung der **Netzkosten** – Hier wird zunächst ermittelt, welche Kosten dem betreffenden Netzbetreiber insgesamt in der Periode, auf die sich die Entgeltkalkulation bezieht, entstehen werden. Dies Niveau der Netzkosten wird als zulässiges Umsatzniveau des Netzbetreibers interpretiert.
2. Ermittlung der **Netztarife** – Hier werden die im ersten Schritt ermittelten Netzkosten mittels eines Umlageverfahrens in Netztarife verrechnet und auf die Netznutzer verteilt. Diese Umlage sollte ansatzweise so erfolgen, dass die Umsätze (Summe der Tarife multipliziert mit den jeweiligen Netznutzungsmengen) den ermittelten Netzkosten entsprechen.

Im Weiteren gehen wir davon aus, dass sich die Tarifikalkulation an historischen Werten orientiert. Wir gehen daher nicht weiter auf eine in anderen Branchen (etwa Telekommunikation) z.T. geführte Diskussion zur Tarifikalkulation auf Basis langfristiger Zuwachskosten (Long Run Average Incremental Cost, LRAIC) ein.

Im Folgenden erläutern wir weitere methodische Aspekte.

### 2.2 WESENTLICHE ELEMENTE DER NETZKOSTENERMITTLUNG

#### *Grundsatz: Deckung der Vollkosten*

Der Ermittlung der Netzkosten sollten folgende Prinzipien zugrunde liegen:

- Mindestniveau - die Kosten sind so zu bewerten, dass der Netzbetreiber einen Umsatz generieren kann, der eine nachhaltige Investition in die Netzinfrastruktur erlaubt. Dies setzt voraus, dass der Netzbetreiber Investitionsauslagen wieder einspielen kann und auf das gebundene Kapital eine marktgerechte Verzinsung erhält. Durch Gesetz ist in Luxemburg entsprechend vorgegeben, dass die Netzentgelte so zu gestalten sind, dass notwendige Netzerneuerungen finanzierbar sind und Investitionsanreize für die Deckung der Marktnachfrage bestehen sollen.
- Kostendeckelung - im Sinne eines Schutzes der Netznutzer sollten die zulässigen Netzsätze andererseits so begrenzt werden, dass Netznutzer keine höheren Entgelte entrichten, als mindestens für die Nachhaltigkeit der Netzentwicklung erforderlich ist.

Aufgrund dieser Überlegungen sollte der zugebilligte Netzerlös dem Prinzip nach dem Niveau der Kosten entsprechen.<sup>2</sup>

### ***Kostenelemente***

Der zugebilligte Netzerlös sollte nicht nur die laufenden Betriebskosten, sondern auch die Kapitalkosten im Netz abdecken.

Zu den Kapitalkosten zählen:

- Abschreibungen;
- Zinsen – hierzu zählen die Zinsen auf das Fremdkapital (z.B. Kreditzinsen) aber auch die Verzinsung des Eigenkapitals.

In der regulatorischen Praxis werden im Allgemeinen im Rahmen der Kostenermittlung und –bewertung zwei Klassen von Kosten unterschieden:

- Aufwandsgleiche Kosten – hier erfolgt in der bilanziellen und in der regulatorischen Kalkulation der gleiche Wertansatz, sofern die bilanziellen Kosten in ihrer Höhe als betriebswirtschaftlich rational anerkannt sind. Dies kann insbesondere für laufende Betriebskosten wie z.B. Personalkosten gelten.
- Kalkulatorische Kosten – es kann Kostenelemente geben,
  - die sich im Wertansatz von handelsrechtlichen Berechnungen unterscheiden (z.B. wenn andere Abschreibungsdauern oder -verfahren in der bilanziellen und der regulatorischen Kalkulation verwendet werden) oder
  - die bilanziell überhaupt nicht zum Ansatz kommen – handelsrechtliche Kalkulationen betrachten die Ausschüttung an Eigenkapitalgeber nicht als Aufwand. Könnte die Verzinsung des Eigenkapitals in der regulatorischen Kalkulation allerdings nicht zum Ansatz gebracht werden, wäre der zugebilligte Netzerlös zu niedrig, um nachhaltig Investitionen in das Unternehmen und damit in das Netz zu sichern.

Unterschiede zwischen handelsrechtlichen und regulatorischen Bewertungen ergeben sich daher v.a. im Bereich der Kapitalkosten.

### ***Herausforderung durch Prognose***

Bei der Ermittlung der Kostenbasis handelt es sich letztlich um eine Prognoserechnung: Es wird unterstellt, dass historische Werte – ggf. kombiniert mit einer Extrapolation – Aufschluss über die Kostenbasis in dem Jahr geben, auf das sich die Tarifkalkulation bezieht. Prognosen erstrecken sich dabei auf folgende Aspekte:

---

<sup>2</sup> Unterschiede können in der Praxis z.B. durch unvollkommene Voraussicht und Prognoseunsicherheiten aufkommen.



- das Niveau der Netzinanspruchnahme und damit zumindest der laufenden Betriebskosten, sofern diese volumenabhängig sind;
- das Niveau der spezifischen Kosten, z.B. der Personalkosten (z.B. können Lohnniveau und Personalstand variieren).

### ***Weitere Diskussion***

Die in diesem Abschnitt aufgegriffenen Themen werden weiter vertieft und zwar

- Abschreibungsmethoden – Abschnitt 3;
- Kapitalverzinsung – Abschnitt 4;
- laufende Betriebskosten – Abschnitt 5; und
- sonstige Erträge – Abschnitt 6.

## **2.3 WESENTLICHE ELEMENTE DER TARIFKALKULATION**

Im zweiten Schritt erfolgt die Umlage der zugebilligten Kosten in Netztarife.

### ***Differenzierung von Netztarifen***

Netztarife sind typischerweise nach Spannungsebene und weiteren Verbrauchscharakteristika differenziert. Hierdurch ergibt sich letztlich eine Differenzierung der Netztarife nach Gruppen von Netznutzern (z.B. Industrie, Gewerbe, Haushalte), wobei innerhalb der einzelnen Nutzergruppen typischerweise weitere Differenzierungen erfolgen.

Innerhalb einer Tarifgruppe sind Tarife typischerweise mehrteilig aufgebaut. Entsprechend sind die einer Gruppe zugeordneten Kosten weiter in die einzelnen Tarifelemente zu überwälzen. Mögliche Tarifelemente umfassen etwa:

- Leistungspreis (bei leistungsgemessenen Kunden) bzw. Grundpreis (bei nicht-leistungsgemessenen Kunden);
- Arbeitspreis.

### ***Umlage der Kosten in Netztarife***

Der Betrieb von Energienetzen ist durch umfangreiche Gemeinkosten gekennzeichnet. Z.B. wird die Kapazität im Netz zur Bedienung der Summenlast vorgehalten. Die vorgehaltene Kapazität steht dann in allen Stunden – auch den Stunden außerhalb der Stunden, in der die Systemspitzenlast auftritt – zur Nutzung zur Verfügung. Es gibt kein eindeutiges Verfahren zur Umlage dieser Kapitalkosten. In der Theorie ist zwar ein Konzept der effizienten Preisbildung entwickelt worden (sogenannte Ramsey Preise), das sich aber nur bedingt für die praktische Anwendung eignet.

In der Praxis wurden daher verschiedene Verfahren zur Umlage der Vollkosten entwickelt. Diesen Verfahren ist gemein, dass sie tendenziell darauf angelegt sind, die Kapitalkosten auf jene Nutzer umzulegen, die die Kapazität in Stunden mit

höherer Nachfrage in Anspruch nehmen. Die Verfahren unterscheiden sich maßgeblich dadurch, welche Zeiten als Zeiten hoher Last definiert werden (z.B. nur die Zeit der jährlichen Spitzenlast oder alle Stunden mit Hochlast etc.). Keines dieser Verfahren kann aber den Anspruch erheben als einziges angemessen zu sein.

### ***Herausforderung durch Prognose***

Die Prognose stellt nicht nur für die Kostenermittlung, sondern auch für die Kostenumlage in Tarife eine Herausforderung dar. Letztlich ist eine Prognose zum Niveau und der zeitlichen Verteilung der Netzinanspruchnahme abzugeben, um zu bestimmen, was die Bemessungsgrundlage (MW und MWh) für die Umlage der Kosten in Tarife ist. Wesentliche Prognoseunsicherheit besteht hinsichtlich des Niveaus der Netzinanspruchnahme.

Bei Abweichungen zwischen prognostizierter Netzinanspruchnahme und tatsächlicher Inanspruchnahme (und im Fall einer ungenauen Schätzung der Kostenelastizität in Bezug auf die Netzinanspruchnahme), kann es zu einer Über- oder Unterdeckung der Kosten durch die Umsätze kommen. Dies lässt sich an einem Beispiel illustrieren: Nehmen wir an, dass bei der Kostenermittlung und Tarifikalkulation das Niveau der Netzinanspruchnahme unterschätzt wird. In dem Fall fällt *ex post* eine höhere Netzbelastung an und der Umsatz ist höher als geplant.

Derartige Abweichungen durch Prognosefehler werde international z.T. ausgeglichen, indem:

- der zulässige Netzumsatz an das Niveau der Netzinanspruchnahme indiziert wird (fällt die Netzinanspruchnahme höher aus als erwartet, darf der Netzumsatz nur unterproportional – in etwa entsprechend dem Kostenzuwachs – steigen); und/oder
- Kosten- über, bzw. Unterdeckungen werden einem Regulierungskonto zugeschlagen werden, das im Folgejahr bzw. in den folgenden Jahren durch eine Anhebung oder Senkung der Tarife glattgestellt werden muss.

### ***Weitere Diskussion***

Die in diesem Abschnitt aufgegriffenen Themen werden in Abschnitt 7 weiter vertieft.

## 3 Abschreibungsmethoden

In diesem Abschnitt stellen wir dar

- gebräuchliche Abschreibungsverfahren (Abschnitt 3.1);
- eine Diskussion der Wirkung der Verfahren (Abschnitt 3.2)
- eine Bewertung der Verfahren (Abschnitt 3.3);
- die Erfassung und Bewertung des Anlagevermögens (Abschnitt 3.4); und
- die Vereinheitlichung der Abschreibungsdauern (Abschnitt 3.5).

### 3.1 BESCHREIBUNG DER ABSCHREIBUNGSMETHODEN

Der Berechnung der Kapitalkosten können verschiedene Werterhaltungsphilosophien zugrunde liegen. Prinzipiell unterscheidet man den Ansatz der Bruttosubstanzerhaltung und den der Realkapitalerhaltung:

- **Bruttosubstanzerhaltung (BSE)** – Die Kapitalgeber sollen in die Lage versetzt werden, bestehende Anlagen nach Ablauf ihrer Lebensdauer durch neue, gleichwertige Anlagen ersetzen zu können. Es erfolgt hierbei gedanklich eine „Vorfinanzierung“ des anlagenspezifischen Inflationsausgleichs der Anlagen, der über die allgemeine Inflationsrate hinausgeht. Da dies im Hinblick auf Anlagen erfolgt, die noch in der Zukunft zu bauen wären, wäre das Ziel demnach, die Reproduktion der Anlagensubstanz zu ermöglichen.
- **Realkapitalerhaltung (RKE)** – Die Kapitalgeber sollen für bereits getätigte Investitionen für ihr eingesetztes Kapital marktgerecht vergütet werden. Wesentliches Ziel ist es, Kapitalgeber mit der Investition unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Risiken nicht besser oder schlechter zu stellen als mit alternativen Investitionen auf dem Kapitalmarkt. Dem Investor wird also erlaubt, genau sein eingesetztes Kapital (Realkapital) zurückzuerwerben und eine Verzinsung auf das Kapital zu erwirtschaften.

Bei der Substanzerhaltung wird weiterhin zwischen **Bruttosubstanzerhalt (BSE)** und **Nettosubstanzerhalt (NSE)** unterschieden. Beim Bruttosubstanzerhalt wird das Prinzip der Vorfinanzierung (SE) auf das gesamte Anlagenvermögen angewendet. Beim Nettosubstanzerhalt wird das Prinzip des Substanzerhalts nur auf den eigenfinanzierten Teil des Anlagevermögens angewendet, während der fremdfinanzierte Anteil gemäß der Realkapitalerhaltung behandelt wird. Es soll also nur die leistende Substanz des eigenfinanzierten Anteils des Anlagevermögens reproduziert werden, während für den fremdfinanzierten Anteil die marktgerechte Vergütung des eingesetzten Kapitals im Vordergrund steht. Der Nettosubstanzerhalt ist also eine Mischform aus den Ansätzen BSE und RKE.

	<b>Bruttosubstanz- erhalt (BSE)</b>	<b>Realkapitalerhalt (RKE)</b>	<b>Nettosubstanz- erhalt (NSE)</b>
<b>Philosophie</b>	Reproduktion der leistenden Substanz (Anlagen)	Marktgerechte Vergütung des angelegten Kapitals	Wie BSE für eigenfin. ALV  Wie RKE für fremdfin. ALV
<b>Inflationsausgleich</b>			
○ Eigenfin. ALV	Umbewertung Anlagen	Kapitalverzinsung	Umbewertung Anlagen
○ Fremdfin. ALV			Kapitalverzinsung
<b>Kapitalverzinsung</b>			
○ Eigenfin. ALV	real	nominal	Real
○ Fremdfin. ALV			nominal

Abbildung 1: Werterhaltungsphilosophien

Quelle: Frontier Economics

Die unterschiedlichen Werterhaltungsphilosophien schlagen sich insbesondere in unterschiedlichen Methodiken bezüglich des Inflationsausgleichs und der Kapitalverzinsung nieder.

- **Substanzerhaltung** – Der Inflationsausgleich erfolgt über eine Umbewertung der Anlagen: Die ursprünglichen Anschaffungswerte der Anlagen werden z.B. mit Hilfe anlagenspezifischer Preisindizes auf die heutige Wertbasis skaliert (Gegenwartswert der Anlagen). Die Restwerte der Anlagen (relevant für Verzinsung) und die Abschreibungen werden dann auf Basis dieser modifizierten Anlagenwerte vorgenommen.
- **Realkapitalerhaltung** – Die Anlagen werden nicht umbewertet, sondern gehen zu historischen Anschaffungskosten in die Berechnung der Kapitalkosten ein, d.h. der Berechnung von Restwerten und Abschreibungen liegen die historischen Anschaffungskosten zugrunde. Der Inflationsausgleich erfolgt über die Kapitalverzinsung.

Die unterschiedlichen Wertansätze erfordern eine differenzierte Definition der Zinssätze, um einen Inflationsausgleich zu gewährleisten bzw. einen doppelten Inflationsausgleich zu vermeiden:

- **Substanzerhaltung** – Verzinsung mit Realzinssätzen (Inflationsausgleich erfolgt über Wertanpassung des Anlagevermögens).
- **Realkapitalerhaltung** – Verzinsung mit Nominalzinssatz, d.h. der Inflationsausgleich erfolgt über die Verzinsung. Zu beachten ist, dass der Nominalzinssatz keine anlagenspezifische, sondern die allgemeine Inflationsrate beinhaltet.

Die Nettosubstanzerhaltung ist wiederum ein Mischsystem aus Substanzerhaltung und Realkapitalerhaltung:

- **Fremdfinanzierter** Anteil des Anlagevermögens: Anlagenrestwerte und Abschreibungen werden auf Basis der historischen Anschaffungskosten berechnet. Die Verzinsung erfolgt auf Basis eines Nominalzinssatzes.
- **Eigenfinanzierter** Anteil des Anlagevermögens: Anlagenrestwerte und Abschreibungen werden auf Basis von Tagesneuwerten (z.B. preisindizierte Anlagenwerte) berechnet. Die Verzinsung erfolgt auf Basis eines Realzinssatzes.

Die Berechnungsschritte für die Berechnung der Kapitalkosten nach Substanzerhaltung und Realkapitalerhaltung sind noch einmal in der folgenden Abbildung 2 zusammengefasst.

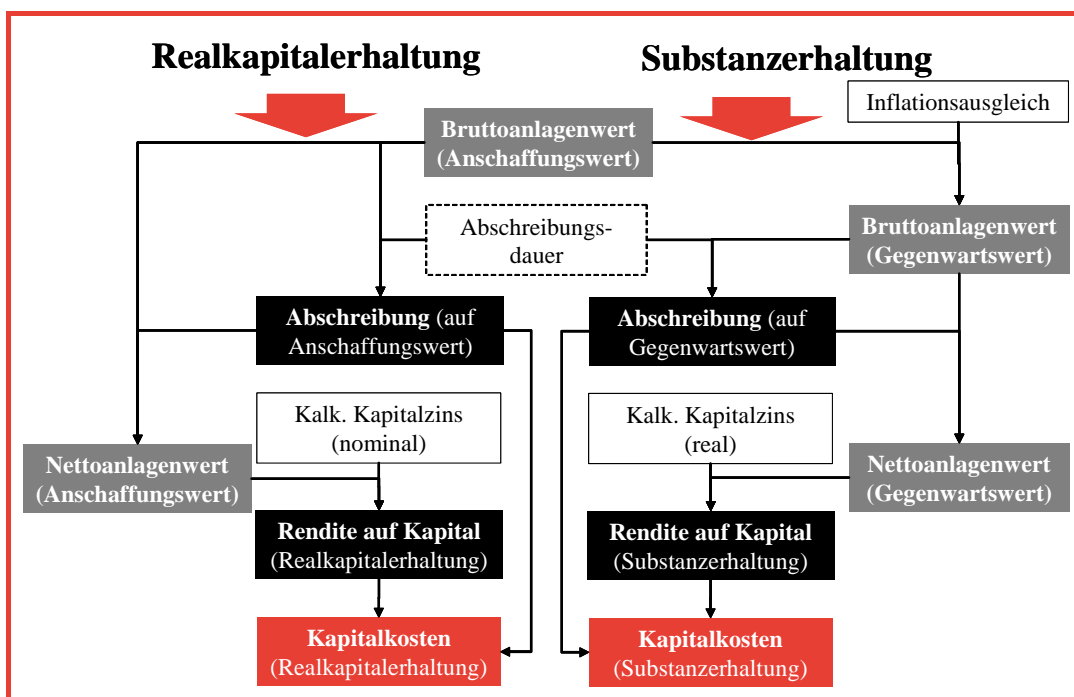


Abbildung 2: Kalkulation der Kapitalkosten

Quelle: Frontier

### 3.2 DISKUSSION DER ABSCHREIBUNGSMETHODEN

Substanzerhaltungsmethode und Realkapitalerhalt liefern Investoren den selben Barwert einer Investition (d.h. beinhalten die selben Kapitalkosten für die Netznutzer), sofern die

- **anlagenspezifische Inflationsrate**, die der Umbewertung der Anlagen bei der Methode der SE zugrunde liegt; und
- der **allgemeinen Inflationsrate**, die im Nominalzinssatz der Methode der Realkapitalerhaltung enthalten ist,

entspricht.

Wesentlich ist hierbei, dass bei dem Vergleich sowohl die Unterschiede in den Abschreibungen als auch in der Verzinsung zu berücksichtigen sind. Dies kann anhand eines Beispiels verdeutlicht werden:

Annahmen: Ein Investor investiere 100 GE (Geldeinheiten) in ein Strom- oder Gasnetz:

- die Abschreibungsdauer soll 10 Jahre betragen;
- der Nominalzinssatz betrage 4,5%;
- die Inflationsraten (anlagenspezifisch und allgemein) betragen 2,5%;
- die Realverzinsung beläuft sich somit auf ca. 2%.

Es wird nicht nach Fremd- oder Eigenfinanzierung unterschieden.

Die folgende Abbildung 3 zeigt die kumulativen Barwerte der Kapitalkosten über den Abschreibungszeitraum für das System der Bruttosubstanzerhaltung und der Realkapitalerhaltung. Erwartungsgemäß ist bei der Methode der Realkapitalerhaltung der Zinsanteil größer als bei der Methode des Substanzerhalts (höherer Zinssatz bei Realkapitalerhalt kompensiert die bei Substanzerhalt höheren Restwerte des verbleibenden Anlagenbestands<sup>3</sup>). Dagegen ist bei der Methode der Substanzerhaltung entsprechend der Abschreibungsanteil höher als bei der Methode des Realkapitalerhalts.

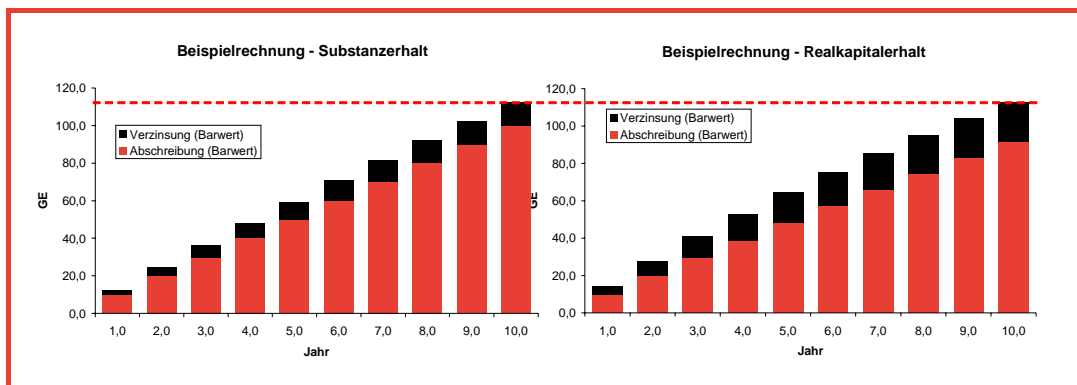


Abbildung 3: Substanzerhalt vs. Realkapitalerhalt bei gleichen Inflationsraten (kumulierte Werte)

Quelle: Frontier

Damit bleibt festzuhalten, dass sich bei Gleichheit der anlagenspezifischen Inflationsrate mit der allgemeinen Inflationsrate (und ohne Unternehmenswachstum sowie unter Vernachlässigung der Scheingewinnbesteuerung) die Kapitalkosten entsprechen.

Da die Nettosubstanzerhaltung (NSE) eine Mischform aus BSE und RKE ist, muss sich bei NSE das gleiche Ergebnis einstellen.

<sup>3</sup> Die Restwerte sind bei Substanzerhalt nur leicht höher als bei Realkapitalerhalt, da zwar einerseits die Anlagen zu inflationierten (höheren) Werten bewertet werden, aber andererseits auch die Abschreibungen für die vergangenen Jahre kalkulatorisch entsprechend höher angesetzt werden.

Nicht identisch sind die Verfahren für den Fall, dass sich die Inflationsraten nicht entsprechen. Ist dies der Fall, sind folgende Zusammenhänge zu konstatieren:

- Anlagenspezifische Inflation ist **größer** als die allgemeine Inflationsrate: Die Umbewertung der Anlagen (BSE) dominiert den Inflationsausgleich durch die höhere Verzinsung bei Realkapitalerhaltung, d.h. die Kapitalkosten sind bei BSE **höher** als bei RKE. Entsprechend würden die Netzentgelte bei BSE höher ausfallen als bei RKE (der Investor würde einen Zuwachs des Realkapitals erfahren). Die Kapitalkosten beim System der Nettosubstanzerhaltung (NSE) wären zwischen denen der RKE und der BSE.
- Anlagenspezifischer Inflation ist **kleiner** als die allgemeine Inflationsrate: Der höhere Inflationsausgleich durch die Verzinsung bei Realkapitalerhaltung dominiert die Umbewertung der Anlagen bei Bruttosubstanzerhalt, d.h. die Kapitalkosten sind bei BSE **kleiner** als bei RKE. Die Kapitalkosten beim System der Nettosubstanzerhaltung (NSE) wären wiederum zwischen denen der RKE und der BSE.

In der folgenden Abbildung 4 ist eine Rechnung mit dem obigen Beispiel für Fall 1 dargestellt (anlagenspezifische Inflation größer – jetzt 4% - als allg. Inflation von 2%). Es zeigt sich das erwartete Ergebnis: Die Kapitalkosten sind bei Bruttosubstanzerhaltung größer als bei Realkapitalerhaltung. Dies bedeutet für die Methodiken:

- **Substanzerhaltung:** Der Investor erhält in Fall 1 einen **Zugewinn** an Realkapital. Umgekehrt würde der Investor im beschriebenen Fall 2 einen Verlust an Realkapital hinnehmen müssen - die Netzentgelte wären dementsprechend niedriger.
- **Realkapitalerhaltung:** Der Investor kann im Falle, dass die anlagenspezifische Inflation höher als die allgemeine Inflation ist (Fall 1), die Unternehmenssubstanz nicht erhalten, d.h. Reinvestitionen setzen eine Eigenkapitalerhöhung (falls Finanzierungsstruktur erhalten bleiben soll) oder eine zunehmende Fremdfinanzierung (Folge: Erhöhung der Fremdkapitalquote) voraus.
- **Nettosubstanzerhaltung:** Der Ansatz erlaubt im Fall 1 keine vollständige Erhaltung der leistenden Substanz, da nur für den eigenfinanzierten Anteil das Konzept der Substanzerhaltung angewendet wird. Bei steigenden Anlagenpreisen müsste also die Fremdfinanzierung absolut zunehmen, um die Kapitalstruktur konstant zu halten.

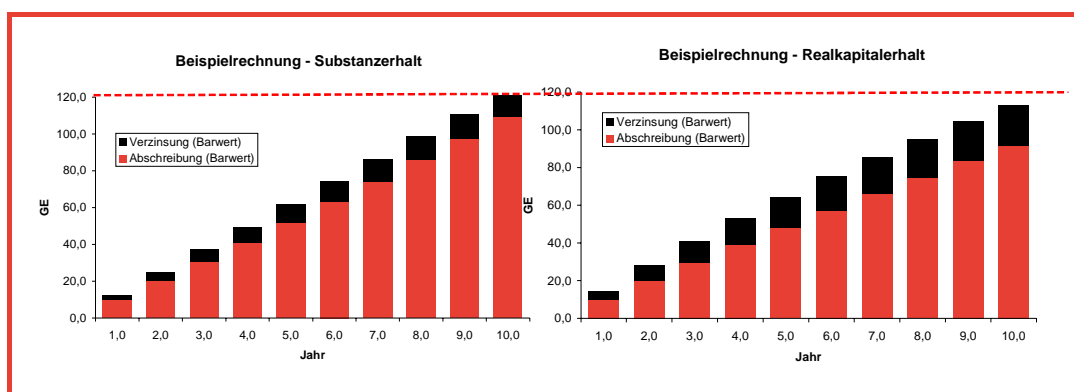


Abbildung 4: Substanzerhalt vs. Realkapitalerhalt - Fall 1 (anlagenspezifische Inflation größer als allgemeine Inflation, kumulierte Werte)

Quelle: Frontier

Nicht identisch sind weiterhin die Zahlungsströme der verschiedenen Abschreibungsmethoden: Während die Cash-Flows des regulierten Unternehmens zu Beginn bei der Realkapitalerhaltung höher sind als bei Nettosubstanzerhaltung, gilt für spätere Zeitperioden das umgekehrte Verhältnis. Der Vergleich der beiden Methoden muss demnach die gesamte Lebensdauer der Anlagen erfassen und darf sich nicht nur auf einen Vergleich der Zahlungsströme eines einzelnen Zeitpunkts beziehen.

Zudem sind die Zahlungsströme über den Zeitraum einer Investition zu diskontieren, um diese vergleichbar zu machen. Grundsätzlich gilt, dass Zahlungsströme in der Zukunft einen geringeren Wert aufweisen als heute, da heutige Einnahmen verzinst angelegt werden können. Insofern ist eine Abdiskontierung der Rückflüsse einer Investition unabdingbar.

### 3.3 BEWERTUNG DER ABSCHREIBUNGSMETHODEN

Für die Abschreibungsmethode bieten sich die international gebräuchlichen Verfahren der Nettosubstanzerhaltung (NSE) oder der Realkapitalerhaltung (RKE) an. Das Konzept der Bruttosubstanzerhaltung erscheint für Luxemburg als nicht angemessen, da bei relativ hohen anlagenspezifischen Inflationsraten (im Verhältnis zur allgemeinen Inflationsrate) – wie sie historisch in Luxemburg zu beobachten waren - die Tendenz zum Anstieg der Eigenkapitalquoten und damit die Möglichkeit von zusätzlichen Gewinnen für die Netzbetreiber bestehen.

Insgesamt erscheint für Luxemburg aufgrund der besseren Nachvollziehbarkeit und der einfacheren Handhabung das Konzept des Realkapitalerhalts als vorteilhaft. Insbesondere sind beim Konzept des RKE im Gegensatz zum System des NSE nicht notwendig:

- eine laufende Umbewertung der Anlagen zur Bestimmung der betriebsnotwendigen Vermögens und der Abschreibungen;
- die Festlegung eines Realzinssatzes (insbesondere in einem Marktumfeld mit relativ hohen und volatilen Inflationsraten).



Die (Re-)Finanzierung von Investitionen erscheint nur auf den ersten Blick bei der Methode des NSE als einfacher (der eigenkapitalfinanzierte Anteil des Anlagevermögens erfährt bei dieser Methode ex-ante einen anlagenspezifischen Inflationsausgleich). Faktisch ist für die (Re-)Finanzierung von Investitionen bzw. Investitionsentscheidungen die Kombination aus der Höhe der regulatorisch gewährten Zinssätze und der Abschreibungsmethodik entscheidend. Bei einer sinnvollen Abschreibungsmethodik kann die Kapitalverzinsung investitionsfreundlich gestaltet werden. Entscheidend für Investitionsanreize ist also nicht (nur) die Abschreibungsmethodik, sondern die komplementäre Methodik zur Kapitalverzinsung: Netzbetreiber werden nur dann in das Netz investieren, wenn die Kapitalverzinsung in marktgerechter Höhe erfolgt, und zwar unabhängig von der zugrunde liegenden Abschreibungsmethodik. Sind die Zinssätze ausreichend hoch gewählt, sind Netzbetreiber in der Lage, Finanzmittel am Kapitalmarkt zu beschaffen, auch wenn (beim Ansatz der Realkapitalerhaltung) der die allgemeine Inflationsrate übersteigende Teil der anlagenspezifischen Inflationsrate für den eigenkapitalfinanzierten Anteil des Anlagevermögens nicht vorfinanziert wurde. Bei zu niedrigen regulatorisch erlaubten Zinssätzen werden die Netzbetreiber nicht investieren, auch wenn in der Vergangenheit ein anlagenspezifischer Inflationsausgleich (Substanzerhaltungsmethode) gewährt wurde.

### **3.4 ERFASSUNG DES ANLAGEVERMÖGENS**

Um die Netzentgelte nach einheitlichen Kriterien zu ermitteln, ist die kostenrechnerische Abgrenzung der Kostenstellenbereiche zu vereinheitlichen. Abbildung 5 zeigt eine mögliche und sachgerechte Abgrenzung, die insbesondere eine weitgehende Vergleichbarkeit mit den Datengrundlagen für deutsche Unternehmen mit sich bringen würde. In einzelnen Details könnte von der dargestellten Abgrenzung auch abgewichen werden, insbesondere die vollständige Zuordnung der Umspannung zu einer Netzebene, allerdings sollte auch dann eine einheitliche Abgrenzung erreicht werden.

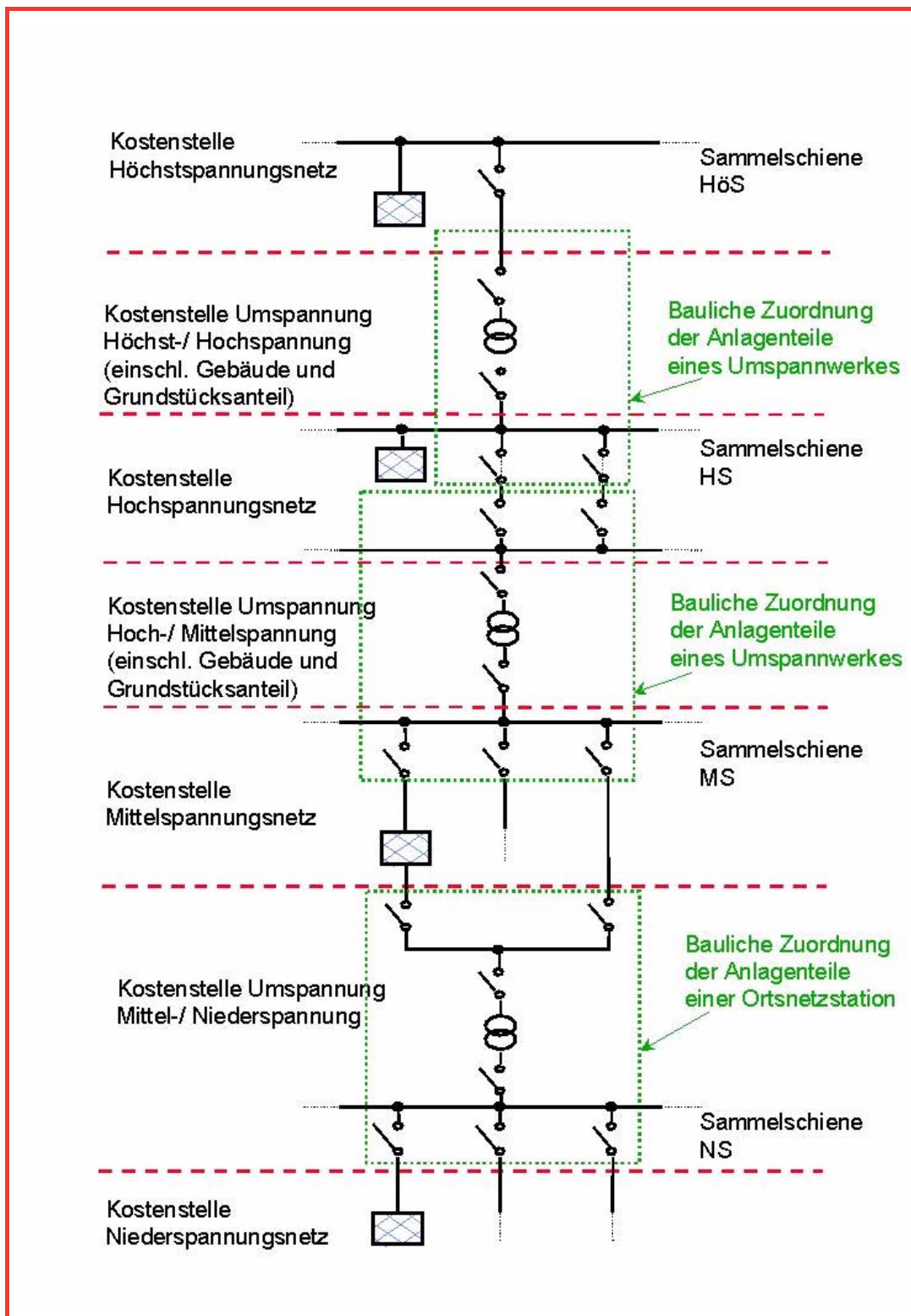


Abbildung 5: Abgrenzung der Kostenstellen

Quelle: VDEW

### ***Höchstspannungsnetz (> 110 kV)***

Unter dieser Kostenstelle sind neben den Leitungen auch die zugehörigen Schaltanlagen in den Umspannwerken zu berücksichtigen. Zu den Schaltanlagen zugehörige Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke sind anteilig zu berücksichtigen.

### ***Umspannung Höchstspannung/Hochspannung***

Unter dieser Kostenstelle sind die Umspanner Höchstspannung/Hochspannung zu erfassen, einschließlich der ober- und unterspannungsseitigen Transformatorschaltfelder in den Schaltanlagen. Zu den Schaltanlagen zugehörige Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke sind ebenfalls anteilig zu berücksichtigen.

### ***Hochspannungsnetz (35 – 110 kV)***

Unter dieser Kostenstelle sind neben den Leitungen auch die zugehörigen Schaltanlagen in den Umspannwerken zu berücksichtigen. Zu den Schaltanlagen zugehörige Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke sind anteilig zu berücksichtigen.

### ***Umspannung Hochspannung/Mittelspannung***

Unter dieser Kostenstelle sind die Umspanner Hochspannung/Mittelspannung zu erfassen einschließlich der Transformatorschaltfelder in den Schaltanlagen. Zu den Schaltanlagen zugehörige Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke sind ebenfalls anteilig zu berücksichtigen.

### ***Mittelspannungsnetz (1 – 35 kV)***

Diese Kostenstelle beinhaltet neben den Leitungen auch die zugehörigen Schaltanlagen in Schwerpunktstationen und den Umspannwerken Hochspannung/Mittelspannung. Zu den Schaltanlagen zugehörige Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke sind anteilig zu berücksichtigen.

Sofern aus dem Betrieb von Erdschlussspulen Kosten entstehen, sind diese dem Mittelspannungsnetz zuzuordnen.

### ***Umspannung Mittel-/Niederspannung***

Unter dieser Kostenstelle werden die Ortsnetzstationen und – soweit in der Kostensphäre des Netzbetreibers – die Kundenstationen insgesamt erfasst. Eine kostenmäßige Zuordnung der in den Stationen installierten Mittelspannungs- bzw. Niederspannungsschaltgeräte zum Mittelspannungs- bzw. Niederspannungsnetz ist nicht vorgesehen. Zu beachten ist, dass Schalt- bzw. Schwerpunktstationen unter der Kostenstelle "Mittelspannungsnetz" zu berücksichtigen sind.

### ***Niederspannungsnetz (< 1 kV)***

Hierunter fällt das gesamte Niederspannungsnetz mit Ausnahme der Niederspannungsanlagen, die in Ortsnetzstationen installiert sind.

### ***Straßenbeleuchtung***

Kosten, die ausschließlich der Straßenbeleuchtung zuzuordnen sind, sollten getrennt erfasst werden. Sie sollten nicht in die allgemeinen Netzkosten eingerechnet werden. Die Straßenbeleuchtung ist entweder als separates Netz ausgeführt oder es sind alle Leuchten einzeln an das allgemeine Niederspannungsnetz angeschlossen. Je nach vorliegenden Verhältnissen sollte die Kostenstelle geeignet abgegrenzt werden.

### ***Zähl- und Messeinrichtungen, Fernwirktechnik***

Zähl- und Messeinrichtungen sollten, soweit sie nicht der Netzbetriebsführung, sondern der Abrechnung von Kunden dienen, separat erfasst und abgerechnet werden. Hierzu sollten je Netzebene Kostenstellen für die Messung und Zählung eingerichtet werden.

Bei der Verteilung der Fernwirktechnik auf die vorgenannten Kostenstellen gilt es, einen geeigneten Schlüssel zu finden, z.B. eine Schlüsselung der Kosten entsprechend der Zahl der angeschlossenen Schaltfelder.

## **3.5 DRITTFINANZIERTE ANLAGEN**

Die drittfinanzierten Anlagen lassen sich – je nach Art der Drittfinanzierung - konzeptionell in drei Kategorien unterteilen:

- **Permanent drittfinanzierte Kosten, die von den Netznutzern sofort erstattet werden, aber durch die Netzbetreiber aktiviert werden** (z.B. Baukostenzuschüsse, Netz- bzw. Anschlusskostenbeiträgen): Kosten, die sofort erstattet und nicht über den gesamten Nutzungszeitraum bezahlt werden.
- **Permanent drittfinanzierte Kosten, die von Dritten getragen werden aber nicht durch den Netzbetreiber aktiviert werden** (laufende Übernahme der Kosten): Diese Kosten sind weder heute noch in Zukunft Bestandteil der Kostenbasis der Netzbetreiber. Insofern sind diese Kosten nicht über die Netzentgelte zu vergüten.
- **Nur temporär drittfinanzierte Anlagen (z.B. bei Erstinvestition):** Kosten, die bei der Ersterschließung von einer anderen Stelle getragen wurden, die bei Erneuerung jedoch ganz oder teilweise vom Netzbetreiber zu tragen sind.

In den Fällen, in denen eine primäre Finanzierung ganz oder teilweise durch den Netzbetreiber erfolgt, dieser jedoch direkt Einmalzahlungen gegenüberstehen, die einen (erheblichen) Teil der Investition abdecken (Investitionskostenzuschüsse der Kunden oder anderer), sind die Kosten der Investition aufgrund der Aktivierung der Investition durch den Netzbetreiber vollständig in der Berechnungsbasis für die Kapitalkosten des Netzbetreibers enthalten (sowohl für Abschreibungen wie für die Verzinsung). Ein Ausgleich für die bereits erfolgten Zahlungen der Kunden (oder anderer) muss daher nicht auf der Kosten-, sondern auf der Erlösseite geschaffen werden, indem von den kostenäquivalenten Erlösen die Auflösungsbeträge (über z. B. 20 Jahre) der Investitionskostenzuschüsse abgezogen werden. Erfolgt dies nicht, wäre eine

Doppelverrechnung der Investitionskosten (über einmalige Zuschüsse und laufende Netzentgeltzahlungen der Kunden) die Folge.

Ferner gibt es unterschiedliche Arten der Finanzierung durch den Netzbetreiber, in dem dieser

- die Anlagen als Investition aktiviert (CAPEX); oder
- die Anlagen aus dem laufenden Aufwand finanziert und nicht aktiviert (OPEX).

In den oben zuletzt genannten Fällen muss die Finanzierung über den laufenden Aufwand dazu führen, dass eine Aktivierung der Anlagen nicht erfolgt und folglich auch keine Abschreibungen und keine Verzinsung in die Netzentgeltkalkulation eingeht. Dies ist sachgerecht, da die Anlagen bereits zeitnah – in der Regel im Jahr der Anschaffung – vollständig von den Kunden refinanziert wurden und daher für eine erneute oder zusätzliche Bezahlung kein Grund besteht.

In den Fällen, in denen eine vollständige Finanzierung der Anlagenbestandteile durch eine andere Stelle erfolgt, ist eine Refinanzierung durch die Kunden gegenüber dem Netzbetreiber nicht erforderlich, um die Primärinvestition zu decken. Insofern dennoch über die Netzentgelte Kosten für diese drittfinanzierten Anlagen in die Netzentgeltkalkulation eingehen würden, entspräche dies einem anderen Verständnis der Kalkulation: Statt einer Refinanzierung für eine in der Vergangenheit erfolgte Investition des Netzbetreibers würden Rücklagen für eine in der Zukunft erstmals durch den Netzbetreiber vorzunehmende Investition gebildet. Ob diese Rücklagen zweckgebunden verwendet würden und damit vor einer Ausschüttung an die Anteilseigner gesichert wären, also für die zukünftige Investition tatsächlich zur Verfügung stünden, wäre von entsprechenden Spezialregelungen abhängig.

Unabhängig von der Frage, ob die Kosten einer zukünftigen Investition vom Netzbetreiber zu tragen sind, sollte daher von einem Einbezug dieser Kosten in die Kalkulation der Netzentgelte abgesehen werden. Dem Netzbetreiber entsteht dadurch kein systematischer Nachteil, da seine künftige Investition durch Aktivierung und nachträglichen Einbezug in die Netzentgeltkalkulation zu entsprechenden nachgelagerten Mittelzuflüssen führen würde. Damit wäre der Sachverhalt einer Ausweitung der Netzbetreibertätigkeit, etwa wie bei einer Ausweitung des Netzgebietes und Anschluss neuer Kunden vergleichbar, mit dem Unterschied, dass keine zusätzliche Abnahme, sondern zusätzliche Teile der netzwirtschaftlichen Wertschöpfungskette, z. B. die Tiefbautätigkeiten, zu seinem Aufgabenspektrum hinzugenommen würden. Ein – künftiger – Anstieg der Netzentgelte wäre die hierdurch gerechtfertigte Folge.

Auch die Vorfinanzierung eines Inflationsausgleichs - im System der Substanzerhaltung (NSE, BSE) - für temporär drittfinanzierte Anlagen ist nicht vereinbar mit der beschriebenen Systematik: Reinvestitionen in Anlagen, die vormalig drittfinanziert waren, sind beim Netzbetreiber systematisch wie eine Erweiterungsinvestition zu behandeln. Zwar erweitert sich seine Versorgungsaufgabe in Sinne von versorgter Fläche oder Zahl der Anschlusspunkte nicht. Die Tiefe der Wertschöpfung, die er erbringt, steigt jedoch, und damit auch die Kosten, die ihm aus dieser vertikalen Aufgabenerweiterung entstehen und dann über die übliche Nutzungsdauer nach dem Reinvestitionszeitpunkt wieder erstattet werden. Damit erfolgt auch kein vorfinanzierter Inflationsausgleich für diese Anlagen. Andernfalls wäre der Barwert der Investition für den Netzbetreiber zum Zeitpunkt der Reinvestition (bei unverändertem vollem Inflationsausgleich nach Tätigen der Investition) höher als die tatsächlichen Investitionskosten.<sup>4</sup>

Drittfinanzierte Anlagen (z.B. bei Erstinvestitionen) sind dementsprechend nicht gesondert zu behandeln, auch wenn die Reinvestition über den Netzbetreiber erfolgen soll. Die Kalkulationssystematik sollte konsistent mit der Systematik für alle anderen Anlagen belassen bleiben, da eine gesonderte Behandlung zu erheblichem kalkulatorischem und regulatorischem Mehraufwand führen würde. Dadurch wird die Gefahr einer Doppelverrechnung abgewendet, die dann entstehen würde, wenn für die drittfinanzierten Anlage bereits eine Vorfinanzierung erfolgen würde, die Anlagen aber nach erfolgter Reinvestition und Aktivierung auch vollständig Bestandteil des Anlagevermögens wären, auf dessen Grundlage die Höhe der Nachfinanzierung ermittelt würde.

Negative Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit sind nicht zu erwarten: Ob der Netzbetreiber die Reinvestition profitabel tätigen und somit (am Kapitalmarkt) finanzieren kann, hängt nicht von der Abschreibungssystematik, sondern von der Höhe der insgesamt gewährten Kapitalverzinsung ab. Eine Vorabfinanzierung ist dementsprechend nicht notwendig.

### 3.6 ANHALTEWERTE

Bei einigen Netzbetreibern werden bestimmte Prozentsätze der Anlagenwerte zum Ende der Abschreibungsdauer von der Abschreibung ausgenommen; sie werden festgehalten und gehen unvermindert in die Verzinsungsbasis ein. Diese Anhaltewerte betragen in den meisten Fällen 10 % des Anlagenwertes.

Dieses Vorgehen ist bei Netzübernahmen außerhalb der regulatorischen Bewertung nicht unüblich und wird in solchen Fällen damit begründet, dass auch bereits langjährig genutzte Anlagengüter, die ohne Anhaltewerte bereits vollständig abgeschrieben wären, noch weiterhin einen wirtschaftlichen Wert besitzen, da sie zum Ertragswert eines Unternehmens beitragen können.

---

<sup>4</sup> Mit anderen Worten: nach Ablauf der **zweiten** Abschreibungsperiode würde der Netzbetreiber über höhere Kapitalmittel verfügen als für die Reinvestition notwendig wären, nämlich volle Refinanzierung einschließlich Inflationsausgleich in der zweiten Afa-Periode + Inflationsausgleich in der ersten Afa-Periode.



Für die regulatorische Bewertung von Netzinfrastrukturen ist ein solches Vorgehen allerdings im Rahmen der Netzentgeltberechnung international nicht üblich und nicht sachgerecht, sofern es sich um Anlagen handelt, die einer Abnutzung unterliegen und somit abzuschreiben sind. Anhaltewerte können in diesem Fall zum Ende der Nutzungsdauer der Anlagen dazu führen, dass eine Kapitalverzinsung auf Vermögenswerte berechnet wird, die ihre wirtschaftliche Nutzungsdauer bereits deutlich überschritten haben. Insofern sind die Zinszahlungen der Netznutzer höher als ohne Anhaltewerte.

Sollten Anhaltewerte erst 2002 neu in die Bewertung des Anlagevermögens für Anlagen eingeführt worden sein, die zuvor bereits vollständig abgeschrieben wurden, so ist davon auszugehen, dass eine Mehrfachbewertung der alten Anlagen erfolgt. Für diese Anlagen sind also bereits vor 2002 Abschreibungsbeiträge berücksichtigt worden, die dem gesamten Wert der Anlagen entsprechen dürften. Der Ansatz von Anhaltewerten ist dann ohne jede Rechtfertigung und eine unmittelbare Auflösung dieser Anhaltewerte ohne eine Kompensation durch zusätzliche Abschreibungen wäre in diesem Fall sachgerecht.

### **3.7 VEREINHEITLICHUNG DER ABSCHREIBUNGSDAUERN**

Die Abschreibungsdauern sollten der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer eines Anlagengutes entsprechen, von dem die technische Haltbarkeit im Einzelfall abweichen kann. In der Vergangenheit verwendete unterschiedliche Abschreibungsdauern führen dazu, dass sich die Netzentgelte systematisch zwischen verschiedenen Netzbetreibern und zu verschiedenen Zeitpunkten unterscheiden. Daher sollten möglichst exakte Abschreibungsdauern für alle Anlagengüter bestimmt und von allen Netzbetreibern einheitlich angewandt werden.

Mögliche Bandbreiten für harmonisierte Abschreibungsdauern, die bereits Gesprächsgegenstand zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörde waren, und auch aus unserer Sicht sinnvolle Größenordnungen unter Berücksichtigung bisher angewandter Abschreibungsdauern enthalten, zeigt Tabelle 3. Diese Werte liegen im Bereich auch international üblicher Werte.

Spannungsebene	Anlagengruppe	Nutzungsdauern
Höchstspannung	Gebäude	40-50
Höchstspannung	Transformator	25-40
Höchstspannung	Schaltanlagen	25-40
Höchstspannung	Freileitungen	30-45
Höchstspannung	Kabel	30-45
Hochspannung	Gebäude	40-50
Hochspannung	Transformator	25-40
Hochspannung	Schaltanlagen	25-40
Hochspannung	Freileitungen	30-45
Hochspannung	Kabel	30-45
Mittelspannung	Gebäude	40-50
Mittelspannung	Transformator	25-40
Mittelspannung	Schaltanlagen	25-40
Mittelspannung	Freileitungen	30-45
Mittelspannung	Kabel	30-45
Niederspannung	Gebäude	40-50
Niederspannung	Transformator	25-40
Niederspannung	Schaltanlagen	25-40
Niederspannung	Freileitungen	30-45
Niederspannung	Kabel	30-45

Tabelle 3: Harmonisierte Nutzungsdauern

Source: ILR

Vorteilhaft wäre, nicht nur Bandbreiten zu harmonisieren, sondern für jede Gruppe von Anlagengütern eine Vereinheitlichung auf einen präzisen Wert vorzunehmen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass ein Wechsel der Abschreibungsdauer während der Abschreibung eines Anlagegutes durch eine



Korrektur des Restwertes ausgeglichen werden muss, damit es nicht zu einer Über- oder –Unterdeckung der angemessenen Kosten aufgrund einer Umstellung der Abschreibungsdauern kommt.

### **3.8 VEREINHEITLICHUNG DER INDEXREIHEN**

Die Bedeutung der Indexreihen nimmt in dem von uns favorisierten System der Realkapitalerhaltung einer deutlich geringere Bedeutung ein, als in den Systemen der Substanzerhaltung (Bruttosubstanzerhaltung und Nettosubstanzerhaltung).

Da bei einigen Netzbetreibern die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten jedoch nicht dokumentiert sind und durch Näherungsrechnungen bestimmt wurden, die aus aktuellen Anlagenwerten und Indexwerten die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermitteln, weisen auch bei einer Anwendung der Realkapitalerhaltung die Indexreihen eine hohe Relevanz für die Ergebnisse der Netzentgeltkalkulationen auf.

Folglich sollten sie harmonisiert werden, um Ungleichbehandlungen zwischen den Netzbetreibern zu vermeiden.

Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Auflistung von einheitlichen Indexwerten, die bereits Gegenstand von Gesprächen zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörde war und nach unserer Auffassung eine geeignete Grundlage für die Festlegung einheitlicher Indexreihen darstellt.

	Inflation	Punktwert der Staatsbeamten	Baukostenindex	Betriebsgebäude Außenanlagen (ohne)	Transformatoren	Schaltanlagen mit Montage (Mittelspannung)	Kabelnetze, Al	NS-Freileitungen Holzmasten, Al/Cu auf	MS-Freileitungen, AlSt-Seile Holzmaste,	MS-Freileitungen, Gitter-Holzmaste, AlSt-Seile Beton-	HS-Kabel	Kabelnetze, Cu/Al ca. 50:50
1965	4,69	8,71	8,67	4,15	1,79	3,18	3,16	3,35	3,36	3,53	2,94	2,92
1966	4,57	8,43	8,20	4,04	1,79	3,10	3,11	3,14	3,27	3,43	2,80	2,78
1967	4,47	8,16	8,18	4,25	1,84	3,03	3,23	3,37	3,42	3,61	2,99	2,98
1968	4,36	8,03	7,67	4,02	2,02	3,17	3,17	3,37	3,50	3,65	2,96	2,88
1969	4,26	7,53	7,24	3,71	2,02	3,09	3,03	3,10	3,28	3,39	2,77	2,70
1970	4,07	7,42	6,12	3,14	1,82	2,83	2,67	2,90	2,98	2,98	2,55	2,45
1971	3,89	6,23	5,43	2,84	1,75	2,60	2,52	2,87	2,85	2,79	2,47	2,39
1972	3,70	5,54	5,12	2,70	1,74	2,47	2,44	2,80	2,76	2,71	2,41	2,34
1973	3,49	4,92	4,70	2,55	1,77	2,36	2,33	2,48	2,52	2,56	2,22	2,18
1974	3,18	4,25	3,98	2,40	1,62	2,22	2,14	2,21	2,26	2,36	2,03	1,99
1975	2,88	3,75	3,46	2,34	1,47	2,06	2,06	2,30	2,26	2,28	2,06	2,03
1976	2,62	3,50	3,21	2,25	1,40	1,97	1,96	2,13	2,06	2,14	1,96	1,94
1977	2,45	3,25	3,03	2,16	1,34	1,87	1,87	2,00	1,94	2,03	1,92	1,88
1978	2,38	3,08	2,93	2,05	1,32	1,80	1,78	1,92	1,86	1,94	1,84	1,80
1979	2,28	2,85	2,75	1,90	1,27	1,77	1,66	1,83	1,80	1,85	1,72	1,66
1980	2,14	2,66	2,51	1,72	1,23	1,72	1,50	1,68	1,65	1,71	1,58	1,50
1981	1,98	2,45	2,33	1,62	1,19	1,65	1,44	1,62	1,58	1,64	1,50	1,44
1982	1,81	2,33	2,15	1,56	1,13	1,57	1,43	1,60	1,53	1,57	1,46	1,43
1983	1,67	2,16	2,02	1,52	1,10	1,51	1,40	1,58	1,54	1,53	1,45	1,41
1984	1,58	2,06	1,91	1,49	1,12	1,48	1,36	1,52	1,46	1,48	1,41	1,38
1985	1,52	2,01	1,84	1,48	1,12	1,44	1,33	1,50	1,45	1,46	1,37	1,34
1986	1,51	1,95	1,77	1,45	1,09	1,39	1,32	1,52	1,45	1,44	1,37	1,34
1987	1,51	1,93	1,70	1,42	1,08	1,36	1,31	1,50	1,47	1,42	1,36	1,33
1988	1,49	1,88	1,65	1,38	1,07	1,32	1,27	1,42	1,41	1,37	1,31	1,28
1989	1,44	1,79	1,56	1,34	1,05	1,29	1,23	1,33	1,32	1,32	1,27	1,24
1990	1,39	1,71	1,49	1,26	1,02	1,24	1,20	1,29	1,29	1,28	1,24	1,20
1991	1,35	1,64	1,42	1,19	0,99	1,18	1,14	1,29	1,29	1,24	1,19	1,15
1992	1,31	1,57	1,33	1,13	0,96	1,14	1,11	1,27	1,28	1,20	1,16	1,12
1993	1,26	1,51	1,31	1,09	0,94	1,09	1,08	1,25	1,26	1,17	1,14	1,10
1994	1,24	1,46	1,29	1,06	0,95	1,07	1,07	1,21	1,23	1,15	1,12	1,08
1995	1,21	1,40	1,27	1,04	0,95	1,05	1,05	1,17	1,18	1,12	1,11	1,06
1996	1,20	1,38	1,26	1,04	0,96	1,04	1,05	1,16	1,18	1,11	1,12	1,07
1997	1,18	1,33	1,24	1,04	0,98	1,04	1,06	1,14	1,16	1,13	1,11	1,07
1998	1,17	1,31	1,22	1,05	0,99	1,03	1,05	1,13	1,14	1,11	1,12	1,08
1999	1,16	1,25	1,19	1,05	1,01	1,04	1,06	1,12	1,14	1,11	1,12	1,08
2000	1,12	1,21	1,16	1,05	1,04	1,06	1,02	1,08	1,10	1,08	1,08	1,04
2001	1,09	1,16	1,11	1,04	1,04	1,07	1,01	1,08	1,09	1,07	1,07	1,03
2002	1,07	1,11	1,08	1,04	1,05	1,06	1,01	1,07	1,08	1,07	1,06	1,03
2003	1,05	1,07	1,06	1,04	1,04	1,03	1,01	1,06	1,07	1,06	1,06	1,03
2004	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,00	1,01	1,03	1,02	1,03	1,03	1,02
2005	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabelle 4: Harmonisierte Indexreihen (Stand 2006, auf Stand 2008 zu aktualisieren)

### 3.9 « VIEWS INVITED »

Zu folgenden Fragestellungen werden Stellungnahmen erbeten:

- Abschreibungsmethoden (Realkapitalerhaltung, Nettosubstanzerhaltung, Bruttosubstanzerhaltung);
- Erfassung des Anlagevermögens;
- Behandlung drittfinanzierter Anlagen;
- Behandlung von Anhaltewerten;
- Vereinheitlichung von Abschreibungsdauern;
- Vereinheitlichung von Indexreihen.



## 4 Kapitalverzinsung

In diesem Abschnitt wird die Verzinsung des eingesetzten Kapitals diskutiert. Im Einzelnen werden hierbei folgende Punkte aufgegriffen:

- Definition des eingesetzten Kapitals;
- Methodik zur Ermittlung des Zinssatzes;
- risikoloser Zinssatz;
- Risikozuschlag für die Fremdfinanzierung (Debt Premium);
- Risikozuschlag für das Eigenkapital (Equity Risk Premium);
- Verhältnis von Eigen- und Fremdfinanzierung;
- Behandlung von Steuern;
- Zusammenfassung zu den Zinssätzen.

### 4.1 EINGESETZTES KAPITALS

Für das im Betrieb eingesetzte Kapital ist den Netzbetreibern eine angemessene Verzinsung zu zahlen, um sicherzustellen, dass dem Unternehmen ausreichend Kapital zur Ausübung der Geschäftstätigkeit zur Verfügung gestellt wird. Insofern kommt der Bestimmung einer angemessenen Kapitalverzinsung eine wesentliche Rolle bei der Finanzierbarkeit von Investitionen zu. Andererseits ist eine unangemessen hohe Verzinsung des Kapitals zu vermeiden, um ungerechtfertigt hohe Netzentgelte zu verhindern.

Zu verzinsen ist sowohl das Eigenkapital als auch das Fremdkapital. Hierbei ist nur das betriebsnotwendige Vermögen zu verzinsen, d.h. nicht betriebsfremde Vermögensanteile sind nicht in die Kapitalbasis einzubeziehen. Darüber hinaus sollte der Verzinsung eine effiziente Finanzierungsstruktur zugrunde gelegt werden, da diese durch die Unternehmen selbst beeinflusst werden kann.

In der Regel erfolgt die Ermittlung des eingesetzten und zu verzinsenden Kapitals über die Erfassung des betriebsnotwendigen Vermögens der zu regulierenden Unternehmen. Zu nennen sind hierbei

- das betriebsnotwendige Anlagenvermögen, sowie
- das Umlaufvermögen.

Abzuziehen sind unverzinsliche Vermögensbestandteile wie Baukostenzuschüsse (bzw. aktivierte drittfinanzierte Anlagen), da diese nicht von den Kapitalgebern des Unternehmens sondern von Dritten finanziert bzw. zinslos zur Verfügung gestellt werden. Unter dieses Abzugskapital fallen dementsprechend

- erhaltene Baukostenzuschüsse und aktivierte drittfinanzierte Anlagen;
- Rückstellungen;
- erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden;

- unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen;
- sonstige Verbindlichkeiten, die dem Netzbetreiber zinslos zur Verfügung gestellt werden;
- aktivierte Eigenleistungen;
- Erlöse aus den Entgelten der „services accessoires“.

Es sollte nur nachweislich betriebsnotwendiges Vermögen in die Kalkulation einbezogen werden (effizienter Vermögensbestand). Als Bestandswerte sollten jeweils die Jahresmittelwerte (Beispiel: Durchschnitt des Anlagenbestands zu Beginn und am Ende eines Jahres) herangezogen werden.

#### 4.2 METHODIK ZUR ERMITTLUNG DES ZINSSATZES

Die Verzinsung von Fremd- und Eigenkapital erfolgt aufgrund differenzierter Risiken für die Kapitalgeber i.d.R. in unterschiedlicher Höhe. In der folgenden Analyse von Zinssätzen orientieren wir uns an dem international gebräuchlichen Konzept der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (**W**eighted **A**verage **C**ost of **C**apital, WACC) eines Unternehmens, die eine differenzierte Bestimmung von Fremd- und Eigenkapitalzinsen beinhaltet:

- **Fremdkapitalzinssatz:** Der Fremdkapitalzinssatz ist definiert als die Summe aus
  - risikolosem Marktzinssatzes (RFR, Risk Free Rate; approximiert durch die Verzinsung staatlicher Wertpapiere); sowie
  - Risikozuschlag für Fremdfinanzierung (DP; Debt Premium; approximiert durch Zinsaufschläge von Anleihen vergleichbarer Unternehmen).
- **Eigenkapitalzinssatz:** Der Eigenkapitalzinssatz ist definiert als die Summe aus
  - risikolosem Marktzinssatzes (s.o.); sowie
  - einem Risikozuschlag für die Eigenkapitalverzinsung, der sich wiederum errechnet aus einer Risikoprämie für das allgemeine Marktrisiko (Equity Risk Premium) und einem Indikator für das nicht-diversifizierbare Risiko (BETA-Faktor).

Fremdkapitalzinssatz und Eigenkapitalzinssatz werden bei der Berechnung des WACC mit der Fremdkapitalquote ( $g$ , gearing) bzw. Eigenkapitalquote ( $1-g$ ) gewichtet. Allerdings ist eine Normierung der Eigenkapitalquote bei der Berechnung der Kapitalkosten international üblich.

Weiterhin besteht die Option, die Verzinsung des Fremdkapitals nicht kalkulatorisch sondern aufwandsgleich anzusetzen. Zudem kann der Fremdkapitalzinssatz kalkulatorisch zur Berechnung der Verzinsung jenes Anteils des betriebsnotwendigen Eigenkapitals herangezogen werden, der über eine bestimmte maximale Eigenkapitalquote hinausgeht. Es bietet sich an, für die Kapitalkosten (inkl. Verzinsung des Fremdkapitals) marktorientierte und damit kalkulatorische Werte, statt aufwandsgleicher Werte anzusetzen und somit Anreize zu effizienter Finanzierung zu schaffen.

Aus dieser Methodik lassen sich unmittelbar die wesentlichen Parameter ableiten, die für die Bestimmung einer angemessenen Kapitalverzinsung für Luxemburg bestimmt werden müssen. Dies sind im Einzelnen:

- risikoloser Zinssatz;
- Risikozuschlag für die Fremdfinanzierung;
- Risikoprämie für das allgemeine Marktrisiko;
- BETA-Faktor; sowie
- Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital.

Die Bestimmung von Inflationsraten ist bei der für Luxemburg präferierten Methode der Realkapitalerhaltung nicht erforderlich.

Im Folgenden wird die Herleitung der Annahmen zu den genannten Parametern kurz erläutert. Hierbei werden wir für die jeweiligen Parameter keine Punktwerte sondern plausible Spannen ableiten.

### 4.3 RISIKOLOSER ZINS

Den risikolosen Zinssatz leiten wir auf Basis historischer Daten für die Rendite staatlicher Wertpapiere ab. In der folgenden Abbildung 6 sind die nominalen Zinssätze für staatliche Wertpapiere in Luxemburg mit einer Laufzeit von 10 Jahren aufgeführt. Die Auswahl der Laufzeit von 10 Jahren erfolgte hierbei mit der Begründung, dass

- 5 bis 15 Jahre erfahrungsgemäß dem Refinanzierungshorizont von Netzbetreibern entspricht<sup>5</sup>; und
- längere Laufzeiten (mit höheren Risikoprämien) aufgrund möglicher kurzfristiger Anpassungen der Zinssätze durch den Regulator nicht gerechtfertigt sind.

Der risikolose nominale Zins bewegt sich in einem Band von **3,9%-4,2% pa**. Der Zinssatz ist hierbei vergleichbar mit dem EU-Ausland und kann auch für Luxemburg herangezogen werden.

---

<sup>5</sup> Dies lässt sich z.B. aus der Laufzeit von Anleihen, die durch Versorgungsunternehmen begeben werden, ablesen (vgl. Tabelle 5).

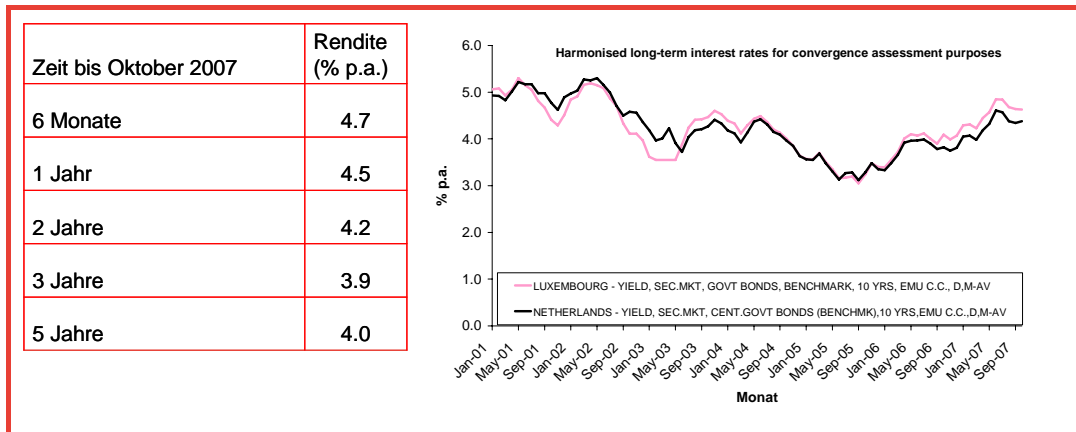


Abbildung 6: Nominale Verzinsung staatlicher Wertpapiere – Laufzeit 10 Jahre

Quelle: EZB

#### 4.4 RISIKOZUSCHLAG FÜR DIE FREMDFINANZIERUNG (DP)

Der Risikozuschlag für die Fremdfinanzierung (Debt Premium, DP) lässt sich aus Zinszuschlägen bei Fremdkapitalanleihen von vergleichbaren Unternehmen ableiten (sog. „Bond Spreads“). Die Zuschläge sind jeweils bezogen auf den risikolosen Marktzinssatz.

Bei der Bestimmung der „Bond Spreads“ kann auf eine Vielzahl bereits existierender Untersuchungen zurückgegriffen werden. In Tabelle 5 sind die von Thomson Financial und HSBC Bank plc ermittelten Werte für Versorgungsunternehmen mit Energienetzen dargestellt. Auf diesen Abschätzungen basieren wir unsere eigenen Annahmen. Aus den Analysen ergibt sich ein Debt Premium auf den risikolosen Zinssatz von **0,6% - 0,8% pa.**

Unternehmen	Maturity des WP – im Mai 2007	Credit rating	Spread (Prämie) (%)
Eastern	5 years	A	0.53%
EON Int Fin	5 years	AA-	0.54%
Transco	10 years	A	0.67%
RWE	14 years	A+	0.76%
Scottish & Southern	15 years	A+	0.66%
Northern Electric	13 years	BBB+	0.92%
National Grid	17 years	A	0.78%

Tabelle 5: Utility bond spreads – Energienetze – April 2005 - Mai 2007

Quelle: Thomson Financial, HSBC Bank plc

Die aufgeführte Spanne für den Risikozuschlag für das Fremdkapital ist kompatibel mit Fremdkapitalquoten von 60% und mehr. Bei geringeren Fremdkapitalquoten wären die Zuschläge entsprechend abzusenken. Da im



Weiteren eine Begrenzung der Eigenkapitalquote auf 40% vorgeschlagen wird, können die oben genannten Werte zum Ansatz kommen.

#### 4.5 RISIKOPRÄMIE FÜR DAS ALLGEMEINE MARKTRISIKO DES EIGENKAPITALS (ERP)

Die Risikoprämie für das allgemeine Marktrisiko des Eigenkapitals (Equity Risk Premium, ERP) bezeichnet den Risikoaufschlag gegenüber dem risikolosen Zinssatz, den Investoren mit einem vollkommen diversifizierten Anlageportfolio (z.B. Aktienportfolio) tragen müssen. Die Marktrisikoprämie wird i.A. aus dem Verhältnis eines diversifizierten Aktienindexes zum risikolosen Zinssatz bestimmt

Auch für die Berechnung des Equity Risk Premiums existiert eine Reihe von Untersuchungen. Wir stützen uns im Folgenden auf eine Abschätzung von ABM-AMRO für verschiedene Länder (Tabelle 6). Auf dieser Basis erscheint ein Equity Risk Premium im Bereich von 4% - 6% p.a. angemessen

Land	ERP (% p.a.)
Belgien	3.0
Deutschland	4.0
Frankreich	6.9
Niederlande	4.7
UK	4.5
USA	5.6
World index	4.8

Tabelle 6: Equity risk premium, ERP (1900-2006)

Quelle: *Global Investment Returns Yearbook 2007, ABN-AMRO*

Die Mehrzahl der Regulierungsentscheidungen der jüngeren Vergangenheit wurden im Bereich 4%-5% getroffen. Eine Risikoprämie für das Eigenkapital von 4,5% erscheint von daher akzeptabel.

#### 4.6 BETA-FAKTOR

Die Bestimmung des BETA-Faktors erfolgt schrittweise:

- Charakteristika des BETA Faktors;
- geschätztes Asset BETA für den Netzbetrieb; und
- Diskussion einer möglichen Differenzierung von BETA und Risiko.

##### *Charakteristika des BETA Faktors*

Der BETA-Faktor erfasst das spezifische, nicht diversifizierbare Risiko einer Kapitalanlage. Methodisch beruht die Berechnung des BETA-Faktors auf dem

Capital Asset Pricing Model (CAPM), dem eine kapitalmarktorientierte Bewertung von Risiken zugrunde liegt.

Sind Kapitalanlagen ähnlich risikoreich wie das diversifizierte Marktportfolio, beträgt der BETA-Faktor eins. Ist das Risiko dagegen geringer als das des Marktportfolios bewegt sich der BETA-Faktor zwischen null und eins, bei höherem Risiko entsprechend größer eins.

Bei der Ermittlung des BETA-Faktors wird in der Regel in mehreren Schritten vorgegangen:

1. Ermittlung des BETA Faktors (Equity BETA) für vergleichbare Unternehmen aus den Aktiennotierungen dieser Unternehmen im Verhältnis zur Entwicklung des Indexes des Marktportfolios;
2. Ermittlung des sog. Asset-Betas: Korrektur der in Schritt 1 ermittelten Equity Betas um Steuern und Fremdfinanzierungsquote;
3. Korrektur um statistische Unschärfen und mögliche zukünftige Trends des BETA Faktors (z.B. Vasicek Adjustment);
4. Berechnung der Equity-Betas der zu regulierenden Unternehmen unter Berücksichtigung der jeweiligen Fremdkapitalquote und Steuersätze.

Wesentlich für die Ermittlung eines angemessenen BETA Faktors ist die Abgrenzung der Gruppe geeigneter Vergleichsunternehmen, da sichergestellt sein muss, dass das Risikoprofil der Vergleichsgruppe dem der zu regulierenden Unternehmen entspricht. Möglicherweise sind bei den zu regulierenden Unternehmen Untergruppen zu bilden, sofern sich die Risikoprofile deutlich unterscheiden.

### ***Abschätzung der BETA Faktoren***

Für die Abschätzung von BETA Faktoren kann auf verfügbaren Abschätzungen aus früheren Frontier-Studien zurückgegriffen werden. Auf dieser Grundlage erscheinen Asset BETAs im Bereich 0.3 - 0.4 als angemessen. Investitionen in Energienetzbetreiber sind damit aufgrund historischer empirischer Erfahrungen risikoärmer einzuschätzen als Investition in ein durchschnittliches Marktportfolio. Als einer von zahlreichen möglichen Gründen wird z.B. gesehen, dass Regulierungsregeln es Netzbetreibern häufig erlauben, ihr Preisniveau an eine geänderte Versorgungssituation anzupassen (z.B. bei einem wirtschaftlichen Abschwung und sinkender Energienachfrage bleibt das Niveau der Netzümsätze trotzdem vergleichsweise stabil und im Einklang mit dem Kostenniveau des Netzes, da zumindest die Tarife stabil bleiben oder sogar noch steigen dürfen. In wettbewerblichen Branchen, ist in Abschwungphasen regelmäßig ein höherer Umsatz- und Ergebnisdruck zu spüren: einerseits sinkt die Auslastung (Menge), andererseits sinken durch Preisdruck bei Überkapazitäten die spezifischen Margen).

Land	Unternehmen	Tägliche Daten	Wöchentl. Daten
Argentina	Transener	0.30	0.41
Australia	Envestra	0.26	0.16
Australia	Australian Pipeline Trust	0.41	0.28
Canada	Emera	0.16	0.17
Canada	Transcanada	0.44	0.30
Canada	Canadian Utilities	0.32	0.41
Italy	Snam Rete Gas	0.41	0.25
Spain	Red Electrica	0.46	0.24
Spain	Enagas	0.63	0.32
UK	Transco	0.42	0.34
UK	Scottish Power	0.57	0.51
UK	United Utilities	0.41	0.31
USA	Atlanta Gas Light	0.58	0.50
USA	Kinder Morgan	0.37	0.35
USA	TC Pipelines	0.29	0.30
USA	Atmos Energy	0.48	0.42
USA	Duquesne Light Holdings	0.52	0.47
USA	Exelon	0.77	0.50

Tabelle 7: Asset BETAs für Vergleichsunternehmen (Vasicek adjustment)

Quelle: Frontier Analyse

Tagesdaten bis April 2007, wöchentliche Daten für fünf Jahre bis April 2007 (Durchschnitt über 5 mögliche Starttermine); Nationale Börsenindices.

Das BETA in Bezug auf das Eigenkapital (Equity BETA) wird unter Verwendung des Steuersatzes (für Luxemburg 30,4%) und der angenommenen Eigenkapitalquote von 40% berechnet. Hieraus ergibt sich für das Equity BETA eine Bandbreite von 0,61 - 0,82.

### ***Differenzierung von BETA und Risiko***

Wie beschrieben, drückt das BETA das spezifische Risiko einer Kapitalanlage aus. Sofern ein differenziertes Risiko unterschiedlicher Unternehmen abzubilden wäre, würde dies über das BETA ausgedrückt werden.

Es stellt sich die Frage, ob bei Energienetzbetreibern ein differenziertes Risiko auszuweisen ist, z.B. bezüglich Transportnetze einerseits und Verteilnetze andererseits.

Das Risiko ist allerdings nur dann für die WACC Kalkulation nach Unternehmen zu differenzieren, wenn es

- sich auf die finanzielle Position des Unternehmens auswirkt; und
- aus Sicht des Investors nicht diversifiziert werden kann.

Die Beurteilung dieser Fragen hängt insbesondere von der Ausgestaltung des Regulierungsregimes und einer möglichen Diversifizierbarkeit der Risiken ab.

Keine finanziellen Auswirkungen haben z.B. Risiken, die über eine Kostenwälzung an die Netznutzer weitergegeben werden können. So unterliegen Netzbetreiber einem unterschiedlichen Auslastungsrisiko ihrer Netze: Das Auslastungsrisiko bei Gasnetzen ist i.A. höher als bei Stromnetzen. Allerdings ist dieses Risiko für den WACC dann nicht relevant, wenn die Kosten für unterausgelastete Netzteile an die Netznutzer überwältzt werden können (z.B. bei Revenue Cap Regulierung relevant). Ein höherer WACC für Gasnetze wäre in diesem Fall also nicht gerechtfertigt.

Zudem sind in bestimmten Regulierungsrahmen einzelne Risiken diversifizierbar: Z.B. besteht bei Anreizregulierung das Risiko, dass ein Unternehmen die Effizienzziele des Regulators verfehlt oder übertrifft. Durch Diversifizierung (Investition in verschiedene Netzbetreiber) kann der Investor sich gegen das Risiko, das für ein einzelnes Unternehmen besteht, im Rahmen eines größeren Portfolios absichern. D.h. selbst wenn einzelne Unternehmen das Ziel verfehlen, werden andere Unternehmen das Ziel gleichzeitig übertreffen. In Summe wird das Ziel erreicht. Das Risiko des Verfehlers eines Zielwertes, der auf Industriedurchschnitten beruht, ist also diversifizierbar und rechtfertigt somit kein höheres BETA für einzelne Netzbetreiber.

In der folgenden Tabelle listen wir eine Auswahl möglicher spezieller Risiken für einzelne Netzbetreibergruppen oder Regulierungsregime auf. Die endgültige Beurteilung der Risikofaktoren und der Diversifizierbarkeit bzw. finanzielle Auswirkungen auf die Netzbetreiber hängt von der genauen Definition des zukünftigen Regulierungsrahmens in Luxemburg ab. Ad hoc, sind hier keine wesentlichen Unterschiede für einzelne Aktivitäten zu erkennen.

	Beispiel	Beurteilung (exemplarisch)
<b>Regulierungsregime</b>	Kosten-Plus vs Price/Revenue Cap	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Unter Anreizregulierung besteht ein höheres Risiko, Effizienzziele zu verfehlen oder zu übertreffen</li> <li>→ Risiken sind irrelevant, wenn sie durch Diversifizierung vermieden werden können</li> </ul>
<b>Sektor</b>	Strom vs Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Gas ist eher als Strom einem Substitutionswettbewerb ausgesetzt</li> <li>○ Gasnetze unterliegen stärkeren klimatischen Nachfrageschwankungen</li> <li>→ Ob sich dies auf finanzielle Position auswirkt, hängt von Ausgestaltung der Regulierung ab</li> </ul>
<b>Funktion</b>	Verteilung vs Übertragung	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Übertragung ist höherem Auslastungsrisiko ausgesetzt als Verteilung</li> <li>○ Verteilung eher von Risiken einer Qualitätsregulierung betroffen</li> <li>→ Ob sich dies auf finanzielle Position auswirkt, hängt von Ausgestaltung der Regulierung ab</li> </ul>
<b>Eigentümer</b>	Öffentlich vs privat	<p style="text-align: center;"><i>Keine Indizien für differenziertes Risiko:</i> Auch öffentlicher Investor sollte sich an marktlichen Größen orientieren</p>

Abbildung 7: Evaluierung der Relevanz spezifischer Risiken für die WACC Berechnung

Quelle: Frontier

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass *a priori* keine Anhaltspunkte für differenzierte Risiken erkennbar sind, da

- die beobachteten BETA-Faktoren eine Stichprobe aus regulierten Regimes mit unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten repräsentieren; und
- das Potential unterschiedlicher Risiken durch die Bandbreite an BETA-Faktoren abgebildet wird.

#### 4.7 VERHÄLTNIS VON EIGEN- ZU FREMDKAPITAL

Grundsätzlich gilt, dass Eigenkapitalzinssätze immer höher sind als Fremdkapitalzinssätze, da im Falle der Insolvenz eines Unternehmens immer zunächst das Fremdkapital vor dem Eigenkapital bedient wird. Eigenkapital ist also risikoreicher als Fremdkapital, so dass sich die Zinssätze entsprechend unterscheiden müssen (höheres Risiko = höhere Zinssätze).

Insofern ist der Grad der Verschuldung eines Unternehmens (Fremdkapitalquote) wesentlich für die Kapitalkosten eines Unternehmens. Hierbei sind zwei gegenläufige Effekte zu beachten:

- Bei zunehmender Fremdfinanzierung nehmen die durchschnittlichen Kapitalkosten ab, da Fremdkapitalzinsen geringer sind als Eigenkapitalzinsen (sog. Leverage-Effekt, Hebeleffekt).
- Bei zunehmender Fremdfinanzierung steigen sowohl Fremd- als auch Eigenkapitalzinsen an, da

- Fremdkapitalgeber ein geringeres „Commitment“ der Eigenkapitalgeber beobachten; und
- Eigenkapitalgeber bei einer Insolvenz einen geringeren Anteil am verbleibenden Vermögen erhalten werden.

Theoretisch – in einer idealen Welt (ohne Steuern, Informationsasymmetrien, perfekter Kapitalmarkt etc.) - gleichen sich die beschriebenen Effekt aus, d.h. die Kapitalkosten sind unabhängig von der Finanzierungsstruktur einer Investition bzw. eines Projekts (Modigliani Miller Theorem).

In der Praxis zeigt sich jedoch, dass es für Unternehmen eine optimale Finanzierungsquote gibt, da u.a.

- eine unterschiedliche Besteuerung von Eigen- und Fremdkapital in der Regel eine höhere Fremdkapitalfinanzierung als vorteilhaft erscheinen lässt;
- sich Transaktionskosten zur Beschaffung von Eigen- oder Fremdkapital unterscheiden können (wirkt in Richtung höherer Eigen- oder Fremdkapitalquote); und
- Informationsasymmetrien zwischen Entscheidern in Firmen einerseits und Kapitalgebern außerhalb der Firmen andererseits bestehen können (wirkt tendenziell in Richtung höherer Eigenkapitalquote).

In der Praxis ist jene Fremdkapitalquote zu suchen, bei der

- das Unternehmen den Leverage-Effekt einer höheren Fremdfinanzierung nutzen kann; und
- dies nicht zu einer signifikanten Erhöhung der Verzinsung (bester Indikator sind Fremdkapitalzinsen) führt.

Die internationale Praxis zeigt, dass Netzbetreiber mit einer Fremdkapitalquote von 60% (und mehr) keine signifikant höheren Fremdkapitalzinssätze zu tragen haben als Netzbetreiber mit niedrigerer Fremdkapitalquote. Dies ist auch daran zu erkennen, dass diese Unternehmen i.d.R. bei den einschlägigen Ratingagenturen A-Ratings erzielen können.

Zudem wird international (z.B. in Deutschland, Niederlande) für Kalkulationszwecke eine standardisierte Fremdkapitalquote von 60% von Regulierungsbehörden wie Netzbetreibern akzeptiert.

Als vereinheitlichte Fremdkapitalquote ist deshalb die Verwendung von mindestens 60% (Eigenkapitalquote von maximal 40%) für Kalkulationszwecke als vertretbar anzusehen.

#### **4.8 ZUSAMMENFASSUNG ZUR KAPITALVERZINSUNG**

Aufgrund der erläuterten Annahmen zu den Eingangsdaten errechnet sich bei einem ERP von 4,5% für die Zinssätze (pre tax, nominal)

- EK-Zins: 9,6% - 11,3%;
- FK-Zins: 4,5% - 5,0%.

Der Berechnung wurde eine Körperschaftssteuer von 30.4% zugrunde gelegt. Dabei unterstellen wir, dass auch Netzbetreiber, die keiner Steuerpflicht unterliegen, nach diesem Maßstab zu beurteilen sind. Es ist letztlich eine politische Frage, ob dies Vorgehen als angemessen betrachtet wird, oder ob der Kapitalkostenmaßstab für dies Unternehmen nach unten um den Steuereffekt zu korrigieren wäre.

Auf Basis der genannten Zinssätze und einer Gewichte von Fremd- zu Eigenkapital von 60 zu 40 ergibt sich somit eine Spanne für den WACC von 6,5% - 7,5%.

	Low	High
Inflation ( $i$ ) <sup>1</sup>	2.60%	2.90%
Real risk-free rate ( $RFR$ ) <sup>1</sup>	1.27%	1.26%
Nominal risk-free rate ( $RFR_{nom}$ ) <sup>1</sup>	3.90%	4.20%
Debt premium ( $DP$ ) <sup>2</sup>	0.60%	0.80%
Gearing ( $g$ )	60%	60%
Corporation tax rate ( $T$ ) <sup>3</sup>	30.4%	30.4%
Equity risk premium ( $ERP$ ) <sup>4</sup>	4.5%	4.5%
Asset Beta <sup>5</sup>	0.3	0.4
Equity Beta <sup>6</sup>	0.61	0.82
EZ-Zins pre tax nominal	9.6%	11.3%
FZ-Zins pre tax nominal	4.5%	5.0%
WACC pre-tax nominal	6.5%	7.5%
WACC pre-tax nominal, average	7.0%	

<sup>1</sup> Low: average over the last 5 years  
High: average over the last 2 years

<sup>2</sup> Low: lower bound across the selected comparator companies (average over the last 2 years)  
High: higher bound across the selected comparator companies (average over the last 2 years)

<sup>3</sup> OECD

<sup>4</sup> Frontier assumption, based on a range of evidence

<sup>5</sup> Based on the model results for the selected comparators

<sup>6</sup> Modigliani-Miller method, debt beta assumed zero

Tabelle 8: Zusammenfassung der WACC Schätzung für luxemburgische Netzbetreiber

Quelle: Frontier

#### 4.9 « VIEWS INVITED »

Zu folgenden Fragestellungen werden Stellungnahmen erbeten:

- Kalkulatorischer Eigenkapitalzinssatz, z.B. ob eine Differenzierung von Risikozuschlägen nach Sparten (Strom, Gas) und Funktion (Übertragung, Verteilung) erforderlich wäre;
- Kalkulatorischer Fremdkapitalzinssatz;
- Normierung der Eigenkapitalquote für Kalkulationszwecke auf 40%;





## 5 Betriebskosten

### 5.1 BETRIEBSKOSTEN DES NETZES

Die Kostenbasis ist auf der Grundlage der getrennten Buchführung nach Art. 35 Strommarktgesetz zu ermitteln. Hierfür sind die veröffentlichten oder für die Einsichtnahme vorgehaltenen und durch einen Wirtschaftsprüfer geprüften Jahresabschlüsse zu verwenden.

Im internen Rechnungswesen haben die Unternehmen nach Art. 35 Abs. 2 Strommarktgesetz und Art. 41 Abs. 2 Gasmarktgesetz für die Aktivitäten Transport (Übertragung bzw. Fernleitung) und Verteilung getrennte Konten zu führen, aus denen die Kosten für die Kalkulation der Netzentgelte zu entnehmen sind. Diese Konten dürfen keine weiteren Kosten enthalten, die nicht den Tätigkeiten Transport und Verteilung zuzuordnen sind, da andere Tätigkeiten innerhalb und außerhalb der Stromversorgung auf anderen, separat zu führenden Konten zu verbuchen sind. Die korrekte Zuordnung der Kosten auf die Konten ist bereits im Rahmen der Prüfung des Jahresabschlusses sicherzustellen und kann darüber hinaus vom Regulierer nach Übermittlung der getrennten Konten überprüft werden.

### 5.2 ANSATZ IN DER NETZENTGELTKALKULATION

Die Kostenermittlung erfolgt auf Basis der für das vorletzte Geschäftsjahr vorliegenden und testierten Zahlenwerke. Die Kosten sollten auf Grundlage der für die Tätigkeiten Transport und Verteilung beschränkten Gewinn- und Verlustrechnung sowie Kostenträgerrechnung ermittelt werden. Einen Überblick über die gesamte Datengrundlage zeigt die nachfolgende Tabelle 12 mit Hervorhebung der Betriebskosten. Zur Vervollständigung sind die in den Abschnitten 3 und 4 behandelten Kapitalkosten ebenfalls aufgeführt.

Die Position der Fremdkapitalzinsen sollte kalkulatorisch angesetzt werden. Dies entspricht dem Maßstab der Angemessenheit der Kosten, der in der regulatorischen Überprüfung generell gilt. (Die Alternative wäre ein Ansatz nach den individuellen Fremdkapitalkosten, der allerdings nur in der Höhe erfolgen sollte, wie sie auch üblichen Finanzierungsbedingungen entsprechen würden, so dass im Ergebnis allenfalls marginale Unterschiede auftreten könnten).. Hierfür sollte ein marktüblicher Zins bestimmt werden, mit dem die Fremdkapitalzinsen zu vergleichen und auf Angemessenheit zu überprüfen sind, wie wir dies zuvor bereits diskutiert haben (vgl. Abschnitt 4).

	Kosten- und Erlöspositionen	Datenbasis
	<b>Material und Fremdleistungen</b>	<b>Gewinn- und Verlustrechnung</b>
+	<b>Personalkosten</b>	
+	<b>Sonstige Kosten</b>	
-	<b>Kostenmindernde Erlöspositionen</b>	
+	<b>Kalkulatorische Abschreibungen</b>	<b>Kostenrechnung</b>
+	<b>Kalkulatorische Gewinnsteuern</b>	
+	Kalkulatorische Fremd- und Eigenkapitalverzinsung	
=	<b>Gesamtkosten je Kostenstelle</b>	

Tabelle 9: Kosten- und Erlöspositionen in der Netzentgeltkalkulation

Anmerkung: Fremdkapitalzinsen ggf. kalkulatorisch (vgl. Abschnitt 4)

Quelle: Consentec

## 5.3 VORLEISTUNGEN FÜR DEN NETZBETRIEB

### 5.3.1 Infrastrukturkosten (vorgelagerte Netze)

Im Rahmen der Kostenwälzung (vgl. Abschnitt 7.2) werden Kosten von einer vorgelagerten zu einer nachgelagerten Netzebene zugerechnet. In den Fällen, in denen dies mit einer Eigentumsgrenze verbunden ist, stellt der vorgelagerte Netzbetreiber entsprechend Rechnung an den nachgelagerten Netzbetreiber, der dementsprechend die Kosten für vorgelagerte Netze in seine Entgeltkalkulation aufwandsgleich einzustellen hat.

In Fällen, in denen Netze auf einer funktionalen Ebene durch Eigentumsgrenzen getrennt werden, ist die Bildung eines einheitlichen gemeinsamen Netzentgeltes aller beteiligter Netzbetreiber eine sachgerechte Lösung. Diese Praxis und die Kontrolle der Ausgleichsabrechnung zwischen den beteiligten Netzbetreibern durch ILR sollte beibehalten werden.

### 5.3.2 Systemdienstleistungen

Das Aufgabenspektrum der Netzbetreiber umfasst neben der Bereitstellung und dem Betrieb einer bedarfsgerechten Netzinfrastruktur die Erbringung einer Reihe weiterer Leistungen, die deutlich über die reine Infrastrukturvorhaltung hinausgeht und insbesondere bei Übertragungsnetzbetreibern stark ausgeprägt

sein können. Teilweise dienen diese Tätigkeiten auch der Abwicklung von Marktprozessen oder der Umsetzungsunterstützung gesetzgeberischer Maßnahmen. Die Netzbetreiber bedienen sich hierbei der Vorleistung anderer Marktakteure. Hierzu gehören z. B.

- die Spannungshaltung und ggf. erforderliche Beschaffung von Blindleistung;
- die Sicherstellung der Bereitstellung von Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung);
- die Kosten des Bilanzkoordinators im Rahmen des Bilanzkreismanagements einschließlich Abwicklung des nationalen und internationalen Stromhandels;
- die Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit und des Versorgungswiederaufbaus; und
- ggf. Engpassmanagement, Redispatching und ITC-Mechanismus.

Diese Kostenpositionen stellen Elemente der Betriebskosten eines Netzbetreibers dar und sind in der Kalkulation der Netzentgelte zu berücksichtigen.

### 5.3.3 Netzverlustkosten

Die Kosten für den Ausgleich von Netzverluste sind in die Netzentgelte mit einzurechnen. Nach den Anforderungen des Strommarktgesetzes muss die Beschaffung nach einem transparenten und marktgerechten Verfahren erfolgen und die Verluste sind in einem vom Netzbetreiber geführten separaten Bilanzkreis abzurechnen.

Zur Ermittlung der zu beschaffenden Mengen kann physikalisch zwischen arbeits- und leistungsproportionalen Verlusten unterschieden werden. Dem Netzbetreiber fällt die Aufgabe zu, die Verlustmengen entsprechend der augenblicklichen Höhe der Verluste zu beschaffen. Grundlage hierfür sollte ein an der Netzlast orientiertes Profil sein. Die zeitliche Verteilung der Verluste ist allerdings nicht bekannt und auch nicht exakt ermittelbar. Bekannt ist aber, dass die Verluste etwa proportional zum Quadrat der Netzlast verlaufen und daher in der Hochlastzeit deutlich höhere Verluste auftreten als in Zeiten schwacher Last.

Bei der Bestimmung der Verlustganglinie kann im einfachsten Fall unter Vernachlässigung dieses Zusammenhangs ein fester Prozentsatz von der Netzganglinie verwendet werden. Der Prozentsatz entspricht den vom Netzbetreiber bestimmten mittleren Arbeitsverlusten. Die Genauigkeit der Verlustganglinie kann dadurch erhöht werden, dass man von dem festen Prozentsatz für jeden Leistungswert der Netzganglinie abrückt und einen quadratischen Zusammenhang zwischen der Netzganglinie und den Verlusten implementiert. Dabei ist die Ganglinie insgesamt so zu skalieren, dass sie im Laufe eines Jahres die mittleren Arbeitsverluste repräsentiert.

Die durch die Beschaffung der Verlustenergie dem Netzbetreiber entstehenden Kosten sind dann als Bestandteil der Netzentgelte zu berücksichtigen.

#### 5.4 « VIEWS INVITED »

Zu folgenden Fragestellungen werden Stellungnahmen erbeten:

- Positionen der Betriebskosten;
- Begrenzung der Fremdkapitalzinsen;
- Ermittlung der Netzverluste;
- Ermittlung der Netzverlustkosten.

## 6 Sonstige Erlöse/Kosten bzw. Aufwand/Erträge

In diesem Abschnitt diskutieren wir

- kostenmindernde Erlöse; und
- periodenübergreifende Saldierung.

### 6.1 KOSTENMINDERNDE ERLÖSE

In diesem Unterabschnitt diskutieren wir

- Baukostenzuschüsse; und
- Erlöse aus Entgelten für Messung/Zählung und andere Dienste.

#### 6.1.1 Baukostenzuschüsse (BKZ) und individuelle Anschlusskosten

Baukostenzuschüsse wurden in der Vergangenheit in der Regel als Ertragszuschuss betrachtet und mit entsprechend reduziertem Strompreis honoriert. Im Zusammenhang mit den neuen Rahmenbedingungen, die Entflechtung und separate Kalkulation der Netzentgelte vorsehen, sind Baukostenzuschüsse vom Anschlussnehmer oder Kunden durch Einmalzahlungen frühzeitig übernommene Anteile an den Kosten für die Errichtung, Erweiterung bzw. Verstärkung von Netzanlagen. Die Netzentgelte dürfen die dadurch bereits abgedeckten Kosten nicht mehr enthalten, sondern nur den darüber hinausgehenden allgemeinen Ausbau des Netzes, dessen Betrieb und Unterhalt sowie Reinvestitionen. Zur Berücksichtigung der BKZ in der Netzentgeltkalkulation müssen daher die Auflösungsbeträge aus erhaltenen BKZ kostenmindernd in der Kostenrechnung berücksichtigt werden (vgl. hierzu Abschnitt 3.5).

Die Auflösung der erhaltenen Baukostenzuschüsse und Hausanschlusskosten sollte analog zu den kalkulatorischen Abschreibungen der entsprechenden Wirtschaftsgüter, d.h. linear unter Verwendung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern, erfolgen. Zur Vereinfachung können die jahresanteiligen Auflösungsbeträge der Baukostenzuschüsse und Hausanschlusskosten pauschal über eine Dauer von z. B. 20 Jahren angesetzt werden.

Wenn in der Vergangenheit allgemeine BKZ gleichmäßig von allen Netznutzern und für alle Netzteile vereinnahmt wurden, ist eine pauschalierte Auflösung der BKZ sachgerecht. Durch diese Sozialisierung der BKZ kommen alle Kunden in den Genuss reduzierter Netzentgelte. Vor allem bei unterschiedlichen Vorgehensweisen in den verschiedenen Ebenen ist es in der Regel zweckmäßig, die BKZ getrennt nach Spannungsebenen und Umspannbereichen zu behandeln.

Zu unterscheiden ist ferner nach zwei Arten von BKZ: Die von stromverbrauchenden Anschlussnehmern entrichteten BKZ sollten allgemein, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung

elektrischer Energie entrichteten BKZ, sollten anschlussindividuell berücksichtigt werden. Die Auflösung der BKZ sollte dabei linear und über einen einheitlichen Zeitraum von beispielsweise 20 Jahren erfolgen, der – in Orientierung an der aktuellen Praxis – auch modifiziert werden kann, um gegenüber einer bereits praktizierte Verfahrensweise keine Brüche und notwendigen Neubewertungen zu verursachen.

Gegenüber den BKZ, die einen dem Standard entsprechenden Ausbau des Netzes teilweise abgelten, sind darüber hinausgehende Anforderungen eines Kunden und hierfür z. B. in Form von Miet- oder Dienstleistungsverträgen gesondert entrichtete Entgelte oder individuelle Anschlusskosten, die sich nicht auf den Ausbau der vorgelagerten Netze, sondern auf die Anbindung eines Kunden an diese Netze beziehen, abzugrenzen. Diese Kosten sind daher nicht wie die BKZ aufzulösen, sondern im bilateralen Verhältnis zwischen Netzbetreiber und dem individuellen Netznutzer zu behandeln.

Hiervon zu trennen sind einzelne Entgeltbestandteile, die für die laufende Nutzung von separaten Betriebsmitteln als Bestandteil des Netzentgeltes (nicht der Anschlussherstellung) entrichtet werden.

### **6.1.2 Erlöse aus Entgelten für Messung/Zählung und andere Dienste**

In Abschnitt 7.4 wird genauer ausgeführt, dass eine Erhebung von separaten Entgelten möglichst auf Messung/Zählung und individuell genutzte Infrastrukturen beschränkt und generell nur auf Basis einer entsprechend differenzierten Kostenrechnung praktiziert werden sollte. In Luxemburg werden zudem z.T. vereinfacht pauschalierende Entgelte für die Nutzung der Umspannung (bei Entnahme auf der Umspannebene) erhoben. Auch dieser Ansatz könnte weiter verfolgt werden.<sup>6</sup>

Für die Bestimmung der Gesamtkosten ergeben sich hieraus zwei Möglichkeiten: Entweder die separat ausgewiesenen Kosten und die separat erhobenen Entgelte bzw. die hieraus entstehenden Erlöse decken sich, oder die Erlöse aus Entgelten für Messung/Zählung und andere Dienste müssen vollständig als kostenmindernde Erlöse von den Gesamtkosten für Netzzugang und Netznutzung in Abzug gebracht werden, da ansonsten eine doppelte Vergütung (über andere Entgelte und im Rahmen der Netzentgelte) erfolgen würde.

## **6.2 PERIODENÜBERGREIFENDE SALDIERUNG**

Aufgrund unterschiedlicher Entwicklungen von Kosten und Erlösen gegenüber den ursprünglichen Erwartungen kann es im Verlauf eines Abrechnungsjahres zu einer Überdeckung oder Unterdeckung der Kosten durch die Erlöse kommen. Ein wesentlicher, nicht jedoch der einzige Grund für diese Abweichungen sind Veränderungen der Mengen in Form von elektrischer Leistung und Arbeit, die

---

<sup>6</sup> In diesem Fall wäre also das Netzentgelt für die höhere Netzebene sowie ein pauschalisiertes leistungsabhängiges Entgelt für die Umspannung zu entrichten.

von den Kunden aus dem Netz entnommen werden. Klimatische und andere Einflüsse sorgen dafür, dass eine exakte Einhaltung der prognostizierten Verläufe in der Regel nicht eintreten wird.

Eine hieraus resultierende Kostenunterdeckung würde zum Nachteil des Netzbetreibers sein und könnte langfristig die Investitionsbereitschaft und -fähigkeit negativ beeinflussen. Eine bei den Netzbetreibern verbleibende Kostenüberdeckung würde Fehlanreiz nach sich ziehen, die Mengenprognosen gezielt niedrig anzusetzen, um von einer systematischen Überschreitung der Mengenprognosen in Form höherer Einnahmen zu profitieren.

Daher sollten sowohl Überdeckungen wie auch Unterdeckungen der Kosten durch die Erlöse in nachfolgenden Perioden ausgeglichen werden, indem eine periodenübergreifende Saldierung der Kosten und der Erlöse über ein Regulierungskonto praktiziert wird. Dies sollte nicht nur Korrekturen der Prognosen, sondern auch tatsächliche Über- oder Unterschreitungen erfassen, die erst ex-post erfasst und ausgeglichen werden können.

Bei dieser Saldierung ist zu berücksichtigen, dass die Nachverrechnung der positiven oder negativen Salden des Regulierungskontos erst mit einem Verzug von in der Regel zwei Jahren erfolgt.<sup>7</sup> Daher müssen in die Verrechnung des Regulierungskontos auch Zinseffekte berücksichtigt werden. Dies sollte erfolgen, indem zum Jahresende eine Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrags im vorangegangenen Jahr vorgenommen wird.

Beispielsweise würde sich bei einem Saldo des Regulierungskontos zu Jahresbeginn von 1.000.000,- €, einem Abbau über fünf Jahre, also innerhalb eines Jahres von 200.000,- €, und einem Endbestand von 800.000,- € der durchschnittlich gebundene Betrag zu 900.000,- € und bei einem Zinssatz von z. B. 4 % der neue Bestand zum Beginn des Folgejahres zu 836.000,- € berechnen.

### 6.3 « VIEWS INVITED »

Zu folgenden Fragestellungen werden Stellungnahmen erbeten:

- kostenmindernde Erlöse, insbesondere Baukostenzuschüsse;
- Erlöse aus separaten Entgelten;
- periodenübergreifende Saldierung.

---

<sup>7</sup> Mit dem Mittel des Regulierungskontos könnte auch eine Verrechnung über mehrere Jahre vorgenommen werden. Dies wäre vorteilhaft für eine möglichst stabile Entwicklung der Netzentgelte, da sich Über- und Unterdeckungen in unterschiedlichen Jahren zumindest teilweise ausgleichen könnten.





## 7 Grundsätze der Entgeltermittlung

### 7.1 PREISFINDUNGSPRINZIPIEN UND KOSTENTRÄGERRECHNUNG

Aus der Kostenstellenrechnung ergeben sich die Kosten je Spannungsebene oder Umspannung. Zur Ermittlung der spezifischen Kosten je Spannungsebene und für die Weiterverrechnung in die nachgelagerten Spannungsebenen und Umspannungen ist eine Vielzahl von Verfahren gebräuchlich, von denen hier nur einige wichtige stichwortartig skizziert werden.

#### *Arbeitsorientierte Verfahren*

Bei diesen Verfahren werden generell die von einer Netz- oder Umspannungsebene übergebenen Arbeitsmengen als Grundlage der Kostenzuordnung verwendet. Die Grundlage können dabei sein

- die jährlichen Gesamtentnahmen ohne Unterscheidung der Zeiträume, in denen die Entnahme erfolgt, oder eine Differenzierung nach Zeiträumen hoher und niedriger Belastung des Netzes; oder
- eine weitere Differenzierung nach unterschiedlichen saisonal, tageweise oder stundenweise abgegrenzten Zeitabschnitten.

Mit einer Differenzierung der Zeiträume wird versucht, einen wesentlichen Nachteil der arbeitsorientierten Verfahren abzumildern: Die Höchstlast der einzelnen Netzkunden und des Netzes wird insgesamt nicht berücksichtigt, obwohl diese aber gerade ausschlaggebend für die Auslegung der Netze und die insgesamt entstehenden Gesamtkosten ist.

Dieser Nachteil wird durch leistungsorientierte Verfahren vermieden, die jedoch datenintensiver sein können.

#### *Spitzenlastanteil-Verfahren*

Bei diesem Verfahren werden die leistungsabhängigen Kosten nach dem zeitgleichen Leistungsanteil der Kunden an der Jahreshöchstlast der höchsten Spannungsebene ermittelt und stufenweise auf die unteren Spannungsebenen weiter verrechnet. Der damit in den unterlagerten Spannungsebenen zu berücksichtigende Zeitpunkt ist in der Regel nicht identisch mit dem Zeitpunkt der Höchstleistung in der jeweiligen Spannungsebene. Erfahrungsgemäß betrifft das insbesondere die Niederspannungsebene.

Dieses Verfahren führt aufgrund unterschiedlicher Lastganglinien bei sonst gleichen Verhältnissen zu unterschiedlichen Netznutzungspreisen je Spannungsebene bei verschiedenen Netzbetreibern. Ferner ist darauf hinzuweisen, dass bei temporären Lastverschiebungen dieses Verfahren zu zeitlich schwankenden Ergebnissen für unterschiedliche Betrachtungszeiträume führen kann.

### ***Differenzierte Spitzenlastanteil-Verfahren***

Bei der Kostenträgerrechnung nach dem differenzierten Spitzenlastanteil-Verfahren wird für jede Netzebene separat der zeitgleiche Anteil der Kunden an der jeweiligen Jahreshöchstlast dieser Netzebene bestimmt. Diesem Anteil entsprechend wird der Kunde an den Kosten der jeweiligen Netzebene beteiligt. Auch die Kosten einer nachgelagerten Spannungsebene werden dabei entsprechend ihrem Leistungsanteil an der übergeordneten Spannungsebene ermittelt.

Der Vorteil dieses Verfahrens gegenüber dem zuvor beschriebenen liegt darin, dass die Zufallsanfälligkeit bei der Ermittlung der relevanten Jahreshöchstleistungen vermindert ist.

Das differenzierte Spitzenlastanteil-Verfahren führt gegenüber dem einfachen Spitzenlastanteil-Verfahren zu einer stärkeren Kostenorientierung und damit eher zu einer Vergleichbarkeit der spezifischen Netzkosten zwischen einzelnen Netzbetreibern. Dieses Verfahren ermöglicht es, sowohl durch Messung von der höchsten Spannungsebene ausgehend, die Leistungswerte zu ermitteln, als auch über Messungen bzw. vorliegende Daten aus der Jahresverbrauchsabrechnung einzelner Kunden auf die Inanspruchnahme der einzelnen Spannungsebenen hochzurechnen.

### ***Schlussfolgerung zu den Verfahren***

Der wesentliche Nachteil der arbeitsorientierten Verfahren besteht darin, dass die Höchstlast der einzelnen Netzkunden und des Netzes insgesamt nicht berücksichtigt wird, obwohl sie ausschlaggebend für die Auslegung der Netze und die insgesamt entstehenden Gesamtkosten ist. Mit einer Differenzierung der Zeiträume wird versucht, diesen Nachteil abzumildern.

Das einfache Spitzenlastanteilverfahren kann zu einer inadäquaten Behandlung einzelner Netzebenen und zu zeitlich schwankenden Ergebnissen für unterschiedliche Betrachtungszeiträume führen.

Das differenzierte Spitzenlastanteil-Verfahren führt zu einer stärkeren Kostenorientierung und damit eher zu einer Vergleichbarkeit der spezifischen Netzkosten zwischen einzelnen Netzbetreibern.

In Kombination dieser Verfahren hat sich die Methode der Gleichzeitigkeitsfunktionen entwickelt, die berücksichtigt, dass die zeitgleiche Höchstleistung in jedem Netz wesentlich niedriger ist als die Summe der zeitgleich auftretenden Verrechnungsleistungen aller Kunden. Sie stellt eine Mischform aus arbeitsorientiertem und differenziertem Spitzenlastanteilverfahren dar, die sich als Kompromisslösung in den deutschen Verbändevereinbarungen etabliert und in der regulatorischen Praxis in Deutschland und Luxemburg weitgehend bewährt hat. Gegen die grundsätzliche Beibehaltung dieses Verfahrens bestehen keine fachlichen Bedenken. Auf die konkrete Ausgestaltung gehen wir in Abschnitt 7.3 ein.

## 7.2 GRUNDPRINZIP DER KOSTENWÄLZUNG

Das Modell eines reinen Entnahmetarifs (Punktmodell) bedingt, dass jeder Netznutzer ein Entgelt für die Netzebene, an die er angeschlossen ist, sowie für alle vorgelagerten Netzebenen entrichtet. Bei der Kalkulation der Netzentgelte müssen daher die anteiligen Kosten der vorgelagerten Netzebenen, beginnend bei der Höchstspannung, von Netzebene zu Netzebene weiterverrechnet werden (Kostenwälzung).

In jeder Netzebene werden hierfür die Gesamtkosten (gewälzte Kosten und Kosten der Netzebene) jeweils kostenverursachungsorientiert aufgeteilt in die Kostenanteile, die auf die Entnahme aus der Netzebene und die nachgelagerte Ebene entfallen. Diese Kostenwälzung wird bis zur Niederspannung fortgesetzt. Sie erfolgt somit stets von der höheren zu der niedrigeren Spannungsebene.

Hierbei können Einspeisungen aus dezentraler Erzeugung so berücksichtigt werden, dass sie auf der höchsten Netzebene eingespeist würden und ihre Entnahme damit alle Netzebenen mit in Anspruch nehmen würde. Kunden an Netzen mit hoher dezentraler Einspeisung würden dann die gleichen Entgelte zahlen wie bei Wegfall der dezentralen Einspeisung. Die Alternative bestünde darin, die tatsächliche Einspeisenetzebene zu berücksichtigen. Infolge verminderter Kostenwälzung werden dann Netzkunden in Bereichen mit hoher dezentraler Einspeisung entlastet.

## 7.3 GLEICHZEITIGKEITSFUNKTION UND GLEICHZEITIGKEITSGRAD

### *Entnahme von Kunden aus Netzen*

Der Gleichzeitigkeitsgrad wird für den jeweiligen Netzbereich ermittelt und kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen. Die Gleichzeitigkeitsfunktion ordnet jeder Einzelentnahme exakt einen Gleichzeitigkeitsgrad zu, welcher zwischen 0 und 1 liegt. Dabei wird die Gleichzeitigkeitsfunktion so gestaltet, dass der individuelle Gleichzeitigkeitsgrad einer Einzelentnahme mit der Wahrscheinlichkeit, dass diese Einzelentnahme einen hohen Beitrag zur Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene leistet, steigt. Solchen Einzelentnahmen, die mit einer hohen Wahrscheinlichkeit einen geringen Beitrag zur Jahreshöchstlast der Netzebene leisten, wird ein niedriger Gleichzeitigkeitsgrad zugeordnet. Damit soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass die Einzelentnahmen die von einem Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen vorzuhaltende Netzkapazität in unterschiedlicher Weise beeinflussen.

Der Gleichzeitigkeitsgrad einer Einzelentnahme ist definiert als durchschnittlicher, im Rahmen einer Gruppenkalkulation ermittelter Anteil der Höchstlast dieser Einzelentnahme an der Höchstlast des Netzes. Die Gruppenkalkulation kann dabei die Entnahmestellen einer Netz- oder Umspannebene, eines Netzes oder mehrerer Netze umfassen, und soll der Bedingung genügen, wonach die zeitgleiche Jahreshöchstleistung aller Entnahmen dieser Netz- oder Umspannebene gleich der Summe aller

zeitungleichen Jahreshöchstleistungen der Einzelentnahmen jeweils multipliziert mit dem Gleichzeitigkeitsgrad der Einzelentnahme ist. Damit Kostenüber- oder Unterdeckungen vermeiden werden, ist entscheidend, dass die in der Kalkulation angesetzte Abrechnungsgesamtlast dieser Summe aller zeitungleichen Jahreshöchstleistungen der Einzelentnahmen jeweils multipliziert mit dem Gleichzeitigkeitsgrad der Einzelentnahme ist.

Zur Bestimmung des Gleichzeitigkeitsgrades einer Entnahme aus einer Netz- oder Umspannebene wird ein abschnittsweise linearer Zusammenhang zwischen dem Gleichzeitigkeitsgrad und der Jahresbenutzungsdauer der Entnahme unterstellt. Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Der abschnittsweise lineare Zusammenhang zwischen dem Gleichzeitigkeitsgrad und der Jahresbenutzungsdauer der Entnahme kann durch jeweils eine Geradengleichung für Jahresbenutzungsdauern unterhalb und oberhalb einer gegebenen Grenze (Knickpunkt) beschrieben werden.

Der Knickpunkt sollte aus unserer Sicht einheitlich festgelegt werden, wobei wir einen Wert von beispielsweise 2.500 Jahresbenutzungsstunden empfehlen würden. Der untere Benutzungsdauerbereich der Gleichzeitigkeitsfunktion liegt dann zwischen 0 und 2.500 Jahresbenutzungsstunden. Der obere Benutzungsdauerbereich beginnt bei 2.500 Jahresbenutzungsstunden und endet bei 8.760 Jahresbenutzungsstunden.

Auch für die Bestimmung der Koeffizienten der Geradengleichungen für die beiden Benutzungsdauerbereiche empfehlen wir einen einheitlichen Wert für alle Netzbetreiber und Netzebenen in Luxemburg, der auf Basis einer Auswertung luxemburgischer Daten und Konsultation zwischen Netzbetreibern und Regulierer festgelegt werden sollte.

Nach Festlegung der Gleichzeitigkeitsgrade sollten die Netznutzungsentgelte mit ihrer Hilfe in Arbeits- und Leistungspreise für jeden der beiden Benutzungsdauerbereiche umgewandelt werden.

### ***Entnahme von Netzen***

Eine von dem Verfahren der Gleichzeitigkeitsfunktion abweichende Handhabung hat sich in Luxemburg bereits für die Entnahme von Netzen aus vorgelagerten Netzen etabliert und in der Anwendungspraxis bewährt, indem diese nicht auf Basis der Gleichzeitigkeitsfunktion abgerechnet werden, sondern auf Basis der tatsächlichen Anteile an der Jahreshöchstlast der vorgelagerten Netze. Diese Anwendung des zeitgleichen Spitzenlastverfahrens erscheint uns sachgerecht, da die ansonsten bestehenden Nachteile einer starken Schwankung der Lastanteile im Falle von großen Lastkollektiven, die durch nachgelagerte Netze zusammengefasst werden, nicht gegeben ist. Vielmehr ist davon auszugehen, dass eine große Stabilität und eine systematische Zeitgleichheit der Entnahmen der nachgelagerten Netze untereinander und mit dem vorgelagerten Netz vorliegt.

## 7.4 NETZENTGELTE UND ENTGELTE FÜR MESSUNG/ZÄHLUNG UND HILFSDIENSTE

Nebengeschäfte, die weder unmittelbar noch mittelbar mit der Übertragung oder Verteilung im Zusammenhang stehen, sind mit den Kosten und Erlösen auszugliedern und den übrigen Geschäften des Netzbetreibers zuzuordnen.

Die ansonsten erbrachten Dienstleistungen des Netzbetreibers im Zusammenhang mit Netzzugang und Netznutzung können grundsätzlich separat bepreist werden oder aber in die Netzentgelte integriert werden. Dabei ist festzuhalten, dass die separate oder integrierte Behandlungen keinen Unterschied für die Deckung der Kosten des Netzbetreibers macht. Ein Unterschied besteht nur dahingehend, wer für die Kosten aufkommt – werden sie, im Versuch sie möglichst verursachungsgerecht zuzuordnen, auf einzelne Netznutzer umgelegt, die diese Dienste in Anspruch nehmen, oder werden sie über alle Netznutzer verteilt, also sozialisiert.

Zu beachten ist hierbei, dass in vielen Fällen bereits für die Kosten, die durch die zusätzlichen Dienste entstehen, keine oder nur unzureichende Datengrundlagen vorliegen, so dass die Kostenaufteilung durch Annahmen und Schlüsselungsrechnungen erfolgen muss, oder separate Entgelte ohne jede belastbare Datengrundlage gebildet würden.

Zum anderen ist zu berücksichtigen, dass es in vielen Fällen um geringe Kostenbeträge geht, die mit einem vergleichsweise hohen Aufwand in eine separate, ebenfalls zusätzlichen Aufwand verursachende Abrechnung überführt werden. Dieser zusätzliche Aufwand tritt dabei sowohl bei Netznutzern auf (bei denen er möglicher Weise einen Markteintritt hemmen kann), wie auch bei den Netzbetreibern selbst (bei denen er zu ineffizienten Kosten führen kann).

Von Vorteil ist daher eine möglichst weit gehende Integration der mit Netzzugang und Netznutzung verbundenen Dienstleistungen in die allgemeinen Netzentgelte und für eine Vermeidung von zusätzlichen Abrechnungstatbeständen, so weit hierdurch das Verursacherprinzip nicht schwer verletzt wird.

Ausnahme sind die im Gesetz explizit benannten Sachverhalte der Messung und Zählung. Die Entgelte für Messung und Zählung sollten auf der Grundlage einer entsprechend differenzierten Kostenrechnungsbasis kalkuliert werden, die berücksichtigt, in welchen Fällen (nach Kunde, Anschlusssituation und Verbrauchsverhalten) welche Mess- und Zählungseinrichtung erforderlich ist.<sup>8</sup>

Ebenso sollten – wie bereits in Abschnitt 6.1.1 erläutert – die Fälle gesondert behandelt werden, in denen spezielle Dienstleistungen nur für einzelne Kunden erbracht werden oder eine besondere Anschlusssituation vorliegt, die separate Kostenerstattungen eines Netznutzers für abgrenzbare Infrastrukturen erfordert,

---

<sup>8</sup> Dies ist diskriminierungsfrei und sachgerechter als eine reine Orientierung an den tatsächlichen Einrichtungen für Messung und Zählung, die auch aufgrund zufälliger und historischer Entwicklungen entstanden sein können.

wie z. B. bei Betriebsmitteln, die ausschließlich von einem Netznutzer genutzt werden (singulär genutzte Betriebsmittel).

### **7.5 « VIEWS INVITED »**

Zu folgenden Fragestellungen werden Stellungnahmen erbeten:

- Gleichzeitigkeitsfunktion und Gleichzeitigkeitsgrad;
- Entgelte für zusätzliche Dienste.

## 8 Zeitplan und Konsultationsprozess

Es sind alle interessierten Parteien eingeladen, Stellungnahmen zum Konsultationspapier einzureichen. Die Stellungnahmen sind in schriftlicher Form und bis zum 16.05.2008, 14.00h, beim ILR einzureichen:

INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE REGULATION

SERVICE ENERGIE

45, Allée Scheffer

L-2922 Luxembourg

Email: energie@ilr.lu

Im Anschluss an die Konsultationsphase erfolgt eine Auswertung der Stellungnahmen durch das ILR.

Eine Entscheidung bezüglich der Grundsätze der Netzentkalkulation für das Jahr 2009 und die Verabschiedung einer entsprechenden Verordnung ist für Juni 2008 geplant.







