



Referenz/Aktenzeichen: 952-08-005

Bern, 6. März 2009

Entscheid ist noch  
nicht rechtskräftig.

---

---

## VERFÜGUNG

### der Eidgenössischen Elektrizitätskommission EICom

Zusammensetzung: Carlo Schmid-Sutter (Präsident), Brigitta Kratz (Vizepräsidentin), Hans Jörg Schötzau (Vizepräsident), Anne Christine d'Arcy, Aline Clerc, Matthias Finger, Werner K. Geiger

in Sachen: **swissgrid AG**, Werkstrasse 12, 5080 Laufenburg

(Verfügungsadressatin)

und **Eigentümer des Übertragungsnetzes**

**Netzbetreiber und Endverbraucher mit Ausspeisepunkten vom Übertragungsnetz**

**Betreiber von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW**

(beteiligte Parteien)

betreffend **Kosten und Tarife für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen**

003814508



## Inhaltsverzeichnis

I	Sachverhalt	4
II	Erwägungen	8
1	Zuständigkeit	8
2	Parteien, rechtliches Gehör und Vorbefassung	8
2.1	Parteien	8
2.2	Rechtliches Gehör	9
2.2.1	Recht zur Stellungnahme	9
2.2.2	Abdeckung von Geschäftsgeheimnissen	9
2.2.3	Fristen	10
2.2.4	Untersuchungsmaxime	10
2.3	Vorbefassung	11
3	Rechtsgültigkeit der Beschlussfassung über die Tarife	12
3.1	Zusammensetzung des Verwaltungsrates	12
3.2	Genehmigung der Statuten	13
3.3	Fazit	13
4	Materielle Prüfung der Tarife	14
4.1	Einleitende Bemerkungen	14
4.2	Netznutzung	17
4.2.1	Abgrenzung der Netzkosten	17
4.2.2	Anrechenbare Kosten	17
4.2.2.1	Zusammenstellung der von der Verfügungsadressatin geltend gemachten anrechenbaren Kosten	17
4.2.2.2	Anrechenbare Betriebskosten	18
4.2.2.3	Anrechenbare Kapitalkosten	21
4.2.2.3.1	Netzbewertung	22
4.2.2.3.2	Gesetzässigkeit der Korrektur der synthetischen Bewertung	32
4.2.2.3.3	Kalkulatorische Zinsen auf dem Anlagevermögen	34
4.2.2.3.4	Gesetzässigkeit des differenzierten Zinssatzes	36
4.2.2.3.5	Kalkulatorische Abschreibungen auf dem Anlagevermögen	37
4.2.2.3.6	Betriebsnotwendiges Nettoumlaufvermögen	39
4.2.2.4	Anlaufkosten	41
4.2.2.5	Anrechenbare Betriebs- und Kapitalkosten insgesamt	43
4.2.2.6	Spannungshaltungskosten	44
4.2.3	Erlöse	44
4.2.3.1	Internationaler Transitkostenausgleich (ITC)	44
4.2.3.2	Auktionserlöse	45
4.2.4	Fazit anrechenbare Netzkosten	47
4.2.5	Zuordnung der Kosten	47
4.2.5.1	Arbeitstarif	47
4.2.5.2	Leistungstarif	47
4.2.5.3	Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt	48
4.3	Systemdienstleistungen (SDL)	48
4.3.1	Allgemeines	48
4.3.2	Umfang der Vorhaltung von Regel- und Blindleistung	49
4.3.2.1	Einleitende Bemerkungen	49
4.3.2.2	Primärregelung	50



4.3.2.3	Sekundärregelung	50
4.3.2.4	Tertiärregelung	52
4.3.2.5	Spannungshaltung und Blindenergie	53
4.3.2.6	Fazit Umfang der Vorhaltung von Regel- und Blindleistung	53
4.3.3	Kosten der Systemdienstleistungen	54
4.3.3.1	Einleitende Bemerkungen	54
4.3.3.2	Zusammenstellung der budgetierten SDL-Kosten	54
4.3.3.3	Massnahmen zur Reduktion der Kosten für Regelleistung	55
4.3.3.3.1	Vergütungsprinzip für Primär- und Sekundärregelleistung	55
4.3.3.3.2	Asymmetrische Ausschreibung von Sekundärregelleistung mit Zeitscheiben	56
4.3.3.3.3	Tägliche Ausschreibung Tertiärregelleistung mit Zeitscheiben	56
4.3.3.3.4	Beschaffung von Regelleistung im Ausland	56
4.3.3.3.5	Kombinierte Ausschreibung von Primär- und Sekundärregelleistung	57
4.3.3.3.6	Anpassung Ausgleichsenergie-Preismechanismus	57
4.3.3.3.7	Ausschreibungsmodalitäten für Systemdienstleistungen	57
4.3.3.3.8	Umsetzung der Massnahmen	58
4.3.3.4	Kosten Spannungshaltung und Blindenergie	58
4.3.3.5	Internationale Vergleichswerte für Systemdienstleistungen	58
4.3.3.6	Ergebnisse der ersten SDL-Ausschreibungen 2009	59
4.3.3.7	Fazit zu den budgetierten Kosten für Systemdienstleistungen	60
4.3.4	Zuordnung der Kosten der Systemdienstleistungen	61
4.3.4.1	Einleitende Bemerkungen	61
4.3.4.2	Tarife für individuelle Systemdienstleistungen	61
4.3.4.3	Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Endverbraucher	61
4.3.4.4	Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Betreiber von Kraftwerken	62
4.3.4.4.1	Gesetzmässigkeit des SDL-Tarifs für Kraftwerke	62
4.3.4.4.2	Betroffene Kraftwerke	64
4.3.4.4.3	Berechnung des Tarifs Systemdienstleistungen für Kraftwerke	65
4.3.4.4.4	Abrechnungsmodalitäten	66
4.4	Ergebnis der Tarifprüfung	66
5	Stellungnahme der Preisüberwachung	66
6	Entzug der aufschiebenden Wirkung einer allfälligen Beschwerde	67
7	Gebühren	68
III	Entscheid	69
IV	Rechtsmittelbelehrung	73
Anhang 1:	Liste der Verfahrensbeteiligten	
Anhang 2:	Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW	
Anhang 3:	Individuelle Unterlagen für die Verfügungsadressatin und die Verfahrensbeteiligten mit den sie betreffenden Zahlen, Erläuterungen und Textpassagen	



## I Sachverhalt

### A.

Die swissgrid AG (swissgrid; Verfügungsadressatin) ist als nationale Netzgesellschaft gemäss Artikel 18 Absatz 1 des Bundesgesetzes über die Stromversorgung vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) die Betreiberin des Schweizerischen Übertragungsnetzes (Netzebene 1). Dieses Netz dient der Übertragung von Elektrizität über grössere Distanzen im Inland sowie dem Verbund mit den ausländischen Netzen und wird in der Regel auf der Spannungsebene 220/380 kV betrieben (Art. 4 Abs. 1 lit. h StromVG). Aktionäre der Verfügungsadressatin sind die acht Schweizer Verbundunternehmen. Sie sind gleichzeitig Eigentümer grosser Anteile des Übertragungsnetzes (Aare Tessin AG [Atel], BKW FMB Energie AG [BKW], Centralschweizerische Kraftwerke AG [CKW], Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG [EGL], Energie Ouest Suisse SA [EOS], Elektrizitätswerk Zürich [ewz], Nordostschweizerische Kraftwerke AG [NOK] und Rätia Energie [RE]). Bis spätestens fünf Jahre nach Inkrafttreten des StromVG ist das Eigentum am Übertragungsnetz auf die Verfügungsadressatin zu überführen (Art. 33 Abs. 4 StromVG).

### B.

Mit Datum vom 23. Mai 2008 hat die Verfügungsadressatin die Kosten und Tarife für das Übertragungsnetz veröffentlicht und dies der Öffentlichkeit mittels Medienmitteilung kommuniziert (act. A/1a). Verschiedene Netzbetreiber und Endverbraucher haben gegen diese Tarife bei der ECom Gesuche um Absenkung eingereicht (vgl. hierzu unter anderen act. A/3 und A/9). Auf der Grundlage der Tarife der Verfügungsadressatin hatten die Betreiber der nachgelagerten Netzebenen ihre eigenen Tarife zu berechnen und hatten diese bis am 31. August 2008 über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet zu publizieren (Art. 12 StromVG in Verbindung mit Art. 10 Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 [StromVV; SR 734.71]).

### C.

Am 26. Juni 2008 hat die ECom in einer Medienmitteilung bekannt gegeben, dass sie von Amtes wegen die Tarife des Übertragungsnetzes überprüft (act. A/2). Die ECom hat dies der Verfügungsadressatin mit Schreiben vom 17. Juli 2008 mitgeteilt (act. A/8).

Die ECom hat die Netzbetreiber und Endverbraucher, die Gesuche um Absenkung eingereicht haben, aufgefordert, ihr mitzuteilen, ob sie Parteistellung im vorliegenden Verfahren beanspruchen (bspw. act. A/4). Daraufhin haben die Industriellen Werke Basel (nachfolgend: IWB; act. A/5) und die Services Industriels de Genève (nachfolgend: SIG; act. A/17) mit Schreiben vom 9. Juni und 26. September 2008 explizit Parteistellung im vorliegenden Verfahren beantragt.



#### D.

Die von den Netzbetreibern und Endverbrauchern eingereichten Anträge lauten allesamt dahingehend, die von der Verfügungsadressatin publizierten Kosten und Tarife seien auf die Gesetzmässigkeit hin zu überprüfen und allenfalls abzusenken (act. A/5).

Am 22. Juli 2008 haben die IWB eine Übersicht über die von IWB an Atel, BKW und andere Partner geleisteten Netznutzungsentgelte für die Jahre 2003 - 2007 sowie Verträge mit der BKW und der Atel als Beweismittel eingereicht (act. A/10).

#### E.

Gegenstand des Verfahrens ist in einem ersten Teil die Überprüfung des Netznutzungstarifs für die Netzebene 1, welchen die Verfügungsadressatin gemäss Artikel 15 Absatz 3 StromVV in Rechnung stellt. Die Kosten für den Betrieb und den Unterhalt des schweizerischen Übertragungsnetzes werden schweizweit zu einem einheitlichen Tarif in Rechnung gestellt. Er setzt sich aus den folgenden Komponenten zusammen (Art. 15 Abs. 3 StromVV): einer Leistungskomponente, einer Energiekomponente und einem fixen Grundtarif (act. A/1a).



Bei der EICom sind seit Oktober 2008 mehrere Gesuche betreffend den Grundtarif pro Ausspeisepunkt eingegangen. Die EICom hat anschliessend die Berechnungsweise der Verfügungsadressatin betreffend Anzahl Ausspeisepunkte einer Prüfung unterzogen und am 23. Januar 2009 eine Teilverfügung betreffend den Grundtarif pro Ausspeisepunkt und die Anzahl Ausspeisepunkte erlassen. Die Anzahl Ausspeisepunkte ist daher nicht mehr Gegenstand der vorliegenden Verfügung

Den zweiten Teil des Verfahrens bildet die Überprüfung des Tarifs für die Systemdienstleistungen, welcher den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern sowie den Betreibern von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW gemäss Artikel 31b StromVV in Rechnung gestellt wird. Der Tarif umfasst unter anderem die Kosten für das System- und Messdatenmanagement, die Primärregelung sowie für die Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung.



#### F.

Mit Brief vom 27. Juni 2008 hat die EICom Mitglieder des Verwaltungsrats (VR) und der Geschäftsleitung der Verfügungsadressatin zu einer Anhörung am 2. Juli 2008 eingeladen (act. A/7). Im Rahmen dieser formellen Anhörung wurden die Personen zum vorliegenden Verfahren befragt (act. A/12). Traktandiert waren an dieser Anhörung die folgenden Fragen:





[REDACTED]

Die an dieser Anhörung gemachten Aussagen sind in einem Wortprotokoll festgehalten (act. A/12). Das Protokoll wurde den an der Anhörung beteiligten Personen mit Schreiben vom 20. Oktober 2008 zur Unterschrift vorgelegt (act. A/18) und in der Folge unterzeichnet (act. A/21).

#### **G.**

Um die anrechenbaren Kosten nach Artikel 15 StromVG zu ermitteln, benötigte die EICom Informationen der Eigentümer des Übertragungsnetzes. Das Fachsekretariat der EICom hat mit Schreiben vom 21. Juli 2008 gestützt auf die Artikel 11 und Artikel 25 Absatz 1 StromVG allen 39 Eigentümern des Übertragungsnetzes einen Fragekatalog zu ihren Netzkosten zur Beantwortung bis am 31. August 2008 zugestellt (act. NN/1). Aufforderungsgemäss nahmen alle Eigentümer zu den Fragen des Fachsekretariats Stellung. Der Umfang, Detaillierungsgrad und die Qualität der eingereichten Antworten reichten für die von der EICom durchgeführte Untersuchung allerdings nicht aus (act. NN/12 [1-39]).

Aus diesem Grund hat das Fachsekretariat der EICom diese Eigentümer mit Brief vom 3. Oktober 2008 wiederum aufgefordert, bis am 24. Oktober 2008 einen Fragekatalog zu beantworten sowie die geforderten Unterlagen einzureichen (act. NN/16). Diverse eingereichte Unterlagen genügten dem Informationsbedürfnis der EICom noch immer nicht.

In einem dritten Schreiben vom 27. November 2008 hat das Fachsekretariat den Übertragungsnetzeigentümern wiederum einen Fragenkatalog zur Beantwortung verschickt (act. N/25). Dieser wurde im Dezember 2008 beantwortet (act. NN/29).

#### **H.**

Mit Schreiben vom 28. Juli 2008 hat das Fachsekretariat der Verfügungsadressatin Fragen zum Systemdienstleistungstarif zur Beantwortung bis am 31. August 2008 gestellt (act. SDL/12). Die Verfügungsadressatin ist dieser Aufforderung mit Brief vom 28. August 2008 nachgekommen (act. SDL/15). Die EICom hat am 12. September 2008 auch die acht Verbundunternehmen (Atel, BKW, CKW, EGL, EOS, ewz, NOK, RE) schriftlich zur bisherigen Erbringung der Systemdienstleistungen befragt (act. SDL/17). Die Verbundunternehmen sind der Aufforderung der EICom nachgekommen (act. SDL/20 und SDL/23). Mit Schreiben vom 15. September und vom 2. Oktober 2008 hat die EICom die Verfügungsadressatin im Weiteren aufgefordert, sie über den Stand rasch umsetzbarer Massnahmen zur Reduktion der SDL-Kosten und weiterer potenzieller Massnahmen zu informieren (act. SDL/18) sowie weitere Unterlagen betreffend Systemdienstleistungen einzureichen (act. SDL/25). Die Verfügungsadressatin hat diese Anfragen mit Schreiben vom 18. September 2008 (act. SDL/19) und 9. Oktober 2008 (act. SDL/32) beantwortet.

#### **I.**

Die EICom hat für die Beantwortung zentraler Fragestellungen bei externen Auftragnehmern Gutachten eingeholt: „Ermittlung des Regelleistungsbedarfs der Regelzone Schweiz ab 01.01.2009“ (act. SDL/58) und „Internationale Vergleichswerte Tarife für Systemdienstleistungen“ (act. SDL/61).



#### J.

Am 12. Dezember 2008 hat der Bundesrat eine Änderung der StromVV beschlossen, welche am 1. Januar 2009 in Kraft getreten ist (AS 2008 6467). Nach Artikel 31d Absatz 1 StromVV finden die geänderten Bestimmungen auch Anwendung auf im Zeitpunkt des Inkrafttretens vor Behörden oder gerichtlichen Instanzen hängige Verfahren und damit auf das vorliegende Verfahren.

#### K.

Die ECom hat am 15. Januar 2009 eine Informationsveranstaltung für die Parteien durchgeführt. Eingeladen wurde mit Schreiben vom 23. Dezember 2008 (act. A/20). Die ECom stellte den Verfügungsentwurf vor und gab den Verfahrensbeteiligten die Gelegenheit, sich mündlich zu den Eckwerten des Verfügungsentwurfs zu äussern. Gleichzeitig wurde den beteiligten Parteien ein anonymisierter Verfügungsentwurf sowie die sie betreffenden konkreten Zahlen zur Stellungnahme bis zum 30. Januar 2009 abgegeben bzw. zugestellt, wobei darauf hingewiesen wurde, dass diese Frist nur einmal um eine Woche erstreckbar ist. Die ECom hat am 15. Januar 2009 eine Medienmitteilung publiziert (act. A/27; abrufbar unter [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)). Die Akten lagen vom 16. bis 30. Januar 2009 und die Stellungnahmen der Parteien vom 11. bis 21. Februar 2009 bei der ECom zur Einsicht auf.

#### L.

Der Verfügungsentwurf wurde der Preisüberwachung gemäss Artikel 15 Preisüberwachungsgesetz (PüG; SR 942.20) mit Schreiben vom 14. Januar 2009 und - in einer aufgrund der Eingaben der Parteien überarbeiteten Fassung - mit Schreiben vom 2. März 2009 zur Stellungnahme unterbreitet. Die Preisüberwachung hat sich in ihrer Stellungnahme vom 31. Januar 2009 zum Verfügungsentwurf geäußert und mit Schreiben vom 4. März 2009 auf eine erneute Stellungnahme verzichtet (act. A/32 und A/93). Die Parteien erhielten mit Schreiben der ECom vom 2. Februar 2009 die Gelegenheit, sich bis zum 6. Februar 2009 zur Stellungnahme des Preisüberwachers zu äussern (act. A/33).

#### M.

Mit Schreiben vom 13. Februar 2009 gewährte die ECom den Parteien eine letzte Frist zur Nachreichung von ergänzenden Stellungnahmen und Unterlagen bis zum 20. Februar 2009 (act. A/83). Innert Frist sind 46 Stellungnahmen bei der ECom eingegangen.

#### N.

Zwischen dem 29. Januar und dem 26. Februar 2009 haben acht Übertragungsnetzeigentümer [REDACTED] bei der ECom Gesuche nach Artikel 31 a Absatz 2 StromVV für die Verwendung des Zinssatzes ohne Reduktion eingereicht [REDACTED]. Zudem sind bei der ECom drei Gesuche für die Verwendung von Einnahmen aus marktorientierten Zuteilungsverfahren nach Artikel 31 StromVV eingegangen (act. [REDACTED]). Diese Gesuche werden im Rahmen dieser Verfügung behandelt, da sie das Ergebnis der Tarifprüfung beeinflussen.



## **II Erwägungen**

### **1 Zuständigkeit**

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom überwacht gemäss Artikel 22 Absatz 1 StromVG die Einhaltung des Gesetzes, trifft die Entscheide und erlässt die Verfügungen, die für den Vollzug des Gesetzes und der Ausführungsbestimmungen notwendig sind. Die ElCom ist insbesondere zuständig für die Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte im Streitfall oder von Amtes wegen (Art. 22 Abs. 2 Bst. a und b StromVG).

Die ElCom erlässt diese Verfügung von Amtes wegen und nicht auf Antrag einer Partei.

Die Stromversorgungsgesetzgebung (StromVG und StromVV) enthält verschiedene Vorgaben zur Zusammensetzung des Netznutzungsentgeltes und zu den Systemdienstleistungen (Art. 14 und 15 StromVG; Art. 12 - 19, Art. 22 und Art. 26 StromVV). Die vorliegende Verfügung betrifft somit zentrale Bereiche der Stromversorgungsgesetzgebung. Entsprechend ist die Zuständigkeit der ElCom gegeben.

### **2 Parteien, rechtliches Gehör und Vorbefassung**

#### **2.1 Parteien**

Als Parteien gelten nach Artikel 6 des Bundesgesetzes über das Verwaltungsverfahren vom 20. Dezember 1968 (VwVG; SR 172.021) Personen, deren Rechte oder Pflichten die Verfügung berühren soll, und andere Personen, Organisationen oder Behörden, denen ein Rechtsmittel gegen die Verfügung zusteht. Nach Artikel 48 VwVG ist zur Beschwerde berechtigt, wer vor der Vorinstanz am Verfahren teilgenommen oder keine Möglichkeit zur Teilnahme erhalten hat, durch die angefochtene Verfügung besonders berührt ist, und ein schutzwürdiges Interesse an deren Aufhebung oder Änderung hat. Diese Voraussetzungen müssen kumulativ erfüllt sein. Zur Beschwerde berechtigt sind ferner Personen, Organisationen und Behörden, denen ein anderes Bundesgesetz dieses Recht einräumt (Art. 48 Abs. 2 VwVG).

Die Verfügungsadressatin ist Betreiberin des Übertragungsnetzes. Die vorliegende Verfügung betrifft die Kosten und Tarife auf dieser Netzebene und berührt damit die Rechte und Pflichten von swissgrid. Sie ist Verfügungsadressatin.

Die Verfügung berührt aber auch die Rechte und Pflichten der Eigentümer des Übertragungsnetzes. Diese haben für ihre Netze die Kostenrechnungen erstellt. Darauf basierend wird der Netznutzungstarif für die Netzebene 1 berechnet. Sie erhalten als Eigentümer des Übertragungsnetzes von der Verfügungsadressatin einen Teil der Einnahmen aus dem Netznutzungsentgelt. Die Eigentümer des Übertragungsnetzes sind daher Verfahrensparteien (vgl. Anhang 1).

Ebenfalls betroffen von dieser Verfügung sind alle Netzbetreiber und Endverbraucher, die direkt am Übertragungsnetz angeschlossen sind, sowie Betreiber von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW. Diesen Netzbetreibern und Endverbrauchern werden die nicht individuell zuordenbaren Kosten des Übertragungsnetzes direkt in Rechnung gestellt (Art. 15 Abs. 2 und 3 sowie Art. 31b Abs. 1 StromVV), den Kraftwerksbetreibern der Teil der Kosten der Systemdienstleistungen,





welcher nicht mit dem Tarif von 0.4 Rappen/kWh nach Artikel 31b Absatz 1 StromVV gedeckt werden kann (Art. 31b Abs. 2 StromVV). Auch diese Endverbraucher, Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber (die zum Teil Eigentümer des Übertragungsnetzes sind) sind Verfahrensparteien (vgl. Anhang 1).

Ferner haben wie erwähnt verschiedene Endverbraucher, die nicht direkt an der Netzebene 1 angeschlossen sind, explizit beantragt, die von der Verfügungsadressatin festgelegten Tarife seien zu überprüfen und herabzusetzen. Die von der Verfügungsadressatin festgelegten Kosten und Tarife haben nur indirekt über den lokalen Netzbetreiber Auswirkungen auf die Tarife dieser Endverbraucher. Diese sind daher von der vorliegenden Verfügung nicht mehr als die Allgemeinheit betroffen und haben somit keine Parteistellung.

## **2.2 Rechtliches Gehör**

### **2.2.1 Recht zur Stellungnahme**

Die ECom hat am 15. Januar 2009 gestützt auf Artikel 30 Abs. 1 VwVG eine Informationsveranstaltung für die Verfügungsadressatin und die beteiligten Parteien durchgeführt. Ferner wurde den Verfahrensbeteiligten der Verfügungsentwurf zur Stellungnahme unterbreitet (act. A/26, 82 und 83). Die vorgebrachten Punkte werden bei den materiellen Erwägungen behandelt.

### **2.2.2 Abdeckung von Geschäftsgeheimnissen**

Eine Verfahrensbeteiligte machte in ihrer Stellungnahme zum Verfügungsentwurf geltend, dass sie vollständige Einsicht in die Akten erhalten müsse, da sie Anzeichen dafür habe, dass sie rechtswidrig behandelt werde. Diese Verfahrensbeteiligte beantragte namentlich, dass ihr alle entscheidungsrelevanten Akten vollständig und uneingeschwärzt, eventuell wo ein begründetes Geschäftsgeheimnis bestehe, anonymisiert offen zu legen, sowie dass ihr die Eingaben der anderen Verfahrensbeteiligten offen zu legen seien (act. A/ 54, S. 8). Artikel 26 Absatz 2 StromVG hält fest, dass keine Fabrikations- oder Geschäftsgeheimnisse preisgegeben werden dürfen. Gemäss Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b VwVG darf die Behörde die Einsichtnahme in die Akten verweigern, wenn wesentliche private Interessen die Geheimhaltung erfordern. Eine Geheimhaltung ist beispielsweise erforderlich für Geschäftsgeheimnisse von Gegenparteien oder Dritten, beispielsweise Konkurrenten (vgl. BERNHARD WALDMANN/MAGNUS OESCHGER, in: Praxiskommentar zum Bundesgesetz über das Verwaltungsverfahren, Waldmann/Weissenberger [Hrsg.], Zürich et al. 2009, Art. 27 N 35). Das Bundesgericht hielt in diesem Zusammenhang fest, dass bei der Begründung einer Verfügung sowie im Verfahren selber den Geheimhaltungsinteressen der Parteien gebührend Rechnung zu tragen sei (Urteil BGer vom 1. Oktober 2004, 2A.586/2003 / 2A.610/2003, E. 6.1). Die in der Verfügung abgedeckten Stellen betreffen sensible interne Unternehmensdaten, insbesondere Einzelheiten betreffend die Netzkosten anderer Verfahrensbeteiligter, welche in einigen Geschäftsbereichen auch Konkurrenten sind. Artikel 10 Absatz 2 StromVG schreibt sogar vor, dass wirtschaftlich sensible Informationen, die aus dem Betrieb der Elektrizitätsnetze gewonnen werden, *innerhalb des gleichen Unternehmens* vertraulich behandelt werden müssen und nicht für andere Tätigkeitsgebiete genutzt werden dürfen (vgl. auch Botschaft StromVG, S. 1649). Daher darf auch die ECom diese Informationen nicht bekannt geben. Von den betroffenen Unternehmen wurden die abgedeckten Angaben im Übrigen als der Geheimhaltung unterliegend betrachtet. Die dem Geschäftsgeheimnis unterliegenden abgedeckten Angaben anderer Unternehmen der nachfragenden Verfahrensbeteiligten sind somit nicht offen zu legen. Es ist in diesem Zusammenhang nicht ersichtlich, inwiefern die Verfahrensbeteiligte zur Ausübung ihrer Verteidigungsrechte Einsicht in die Angaben der anderen Übertragungsnetzeigentümer benötigt. Die von der ECom angewandten Grundsätze für die Prüfung der Tarife finden sich ungeschwärzt in den Erwägungen. Die für



die Verfahrensbeteiligte wesentlichen Unterlagen wurden von dieser selbst eingereicht und sind ihr damit bekannt. Die Verfahrensbeteiligte erläutert denn auch nicht weiter, inwiefern oder bezüglich welcher Aktenstücke sie sich benachteiligt fühle. Im Übrigen kommt auch eine anonymisierte Offenlegung der Geschäftsgeheimnisse nicht in Frage, da aufgrund der eingereichten Kosten Rückschlüsse auf die Übertragungsnetzeigentümer erfolgen können. Zum Nachteil einer Partei darf auf ein Aktenstück, in welches die Einsichtnahme verweigert wurde, nur abgestellt werden, wenn der Partei vom für die Sache wesentlichen Inhalt Kenntnis gegeben wurde (vgl. Art. 28 VwVG). In der Verfügung wurde *nicht zum Nachteil* dieser Verfahrensbeteiligten auf Geschäftsgeheimnisse abgestellt, weshalb eine Kenntnisgabe des wesentlichen Inhaltes der Geschäftsgeheimnisse enthaltenden Akten im Sinne von Artikel 28 VwVG nicht zu erfolgen hat. Am Rande ist zu erwähnen, dass vorliegende Verfügung unter Berücksichtigung der bundesgerichtlichen Rechtsprechung in einer einheitlichen Fassung für alle Parteien ergeht (Urteil BGer vom 1. Oktober 2004, 2A.586/2003 / 2A.610/2003, E. 12.1).

### 2.2.3 Fristen

Mehrere Verfahrensbeteiligte beanstandeten die nach ihrer Auffassung zu kurzen Fristen, um zum Verfügungsentwurf Stellung nehmen zu können. So wurde geltend gemacht, dass eine angemessene Auseinandersetzung mit dem Verfügungsentwurf nicht möglich sei (act. A/54, S. 8) oder dass die Frist so kurz angesetzt sei, dass verfassungsmässige Rechte verletzt würden (act. A/73, S. 3). Zudem verlangten verschiedene Verfahrensparteien, dass ihnen der aufgrund der Stellungnahmen überarbeitete Verfügungsentwurf nochmals zur Stellungnahme unterbreitet werde (act. A/90). Vorab ist hierzu festzuhalten, dass weder die Stromversorgungsgesetzgebung noch das VwVG den Parteien die Möglichkeit einräumen, zu einem Verfügungsentwurf vor Erlass des definitiven Entscheids Stellung zu nehmen (Urteil BGer vom 1. Oktober 2004, 2A.586/2003 / 2A.610/2003, E. 9.4, e contrario). Bereits die Tatsache, dass es sich vorliegend um eine zusätzliche Äusserungsmöglichkeit zu Gunsten der Parteien handelt, erlaubt einen grösseren Ermessensspielraum bei der Fristansetzung. Am Rande ist in diesem Zusammenhang ebenfalls zu erwähnen, dass die Möglichkeit zur Stellungnahmen aufgrund der speziellen Umstände dieses Einzelfalles erfolgte. Spezifisch zur Bemessung behördlicher Fristen kennt das VwVG keine Regeln. Zu beachten sind bei der Fristansetzung die allgemeinen verfahrensrechtlichen Prinzipien des Beschleunigungsgebotes und der Verhältnismässigkeit, wobei im Rahmen der letzteren eine Güterabwägung der in Frage stehenden Interessen erfolgen kann. Für eine Verfahrensbeschleunigung sprechen vorliegend insbesondere die Interessen der gesamten Strombranche, welche die Tarife für die Netzebene 1 zur Festlegung ihrer eigenen Tarife benötigt, wobei die rechtzeitige Bekanntgabe der Tarife angesichts der erst kürzlich erfolgten Marktöffnung von entscheidender Bedeutung ist (vgl. hierzu auch Ziffer 6 zum Entzug der aufschiebenden Wirkung). Nach Artikel 31c Absatz 2 StromVV müssen die Netzbetreiber die für das Jahr 2009 geltenden Tarife bis spätestens am 1. April 2009 publizieren. Damit die Netzbetreiber auf den unteren Netzebenen genügend Zeit für die Berechnung ihrer eigenen Tarife haben, ist es wichtig, dass die Tarife für die Netzebene 1 mit genügender Vorlaufzeit bekannt sind. Zu berücksichtigen ist überdies, dass alle Betroffenen mit Schreiben vom 13. Februar 2009 eine Nachfrist zur Gelegenheit zur Stellungnahme erhielten (act. A/83), womit den geäusserten Bedenken Rechnung getragen wurde. Zudem ist zu beachten, dass mit den Stellungnahmen zahlreiche Argumente eingegangen sind, mit welchen sich die EICom bei der Überarbeitung des Verfügungsentwurfs auseinander gesetzt hat. Dies weist darauf hin, dass es den Beteiligten möglich war, ihren Standpunkt ins Verfahren einzubringen.

### 2.2.4 Untersuchungsmaxime

Im Weiteren führte eine Verfahrensbeteiligte aus, dass aufgrund der Untersuchungsmaxime im Verwaltungsverfahren Anpassungen und Abzüge bei den geltend gemachten Kosten detailliert und nach



den Kriterien des Gesetzes begründet werden müssten. Es bestehe keine allgemeine Beweislastregel, wonach die Folgen der Beweislosigkeit zu tragen hat, wer aus den unbewiesenen Tatsachen Rechte ableiten will (act. A/73, S. 5; vgl. Ziff. 4.2.2.2). Gemäss Artikel 12 VwVG stellt die Behörde den Sachverhalt von Amtes wegen fest. Jedoch sind auch im Rahmen des Untersuchungsgrundsatzes die Parteien verpflichtet, an der Feststellung des Sachverhaltes mitzuwirken (Art. 13 VwVG). Eine Mitwirkungspflicht besteht insbesondere hinsichtlich solcher Unterlagen, die naturgemäss nur die Parteien liefern können (BGE 130 II 449, E. 6.6.1). In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass die Stromversorgungsgesetzgebung in verschiedener Hinsicht auf so genannte unbestimmte Rechtsbegriffe abstellt. Von Bedeutung sind vorliegend die unbestimmten Rechtsbegriffe in Artikel 15 Absatz 1 StromVG betreffend die anrechenbaren Kosten, indem auf diejenigen eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes abgestellt wird, wobei diese Kosten auch einen angemessenen Betriebsgewinn beinhalten. Die Rechtsanwendung bezüglich derartiger unbestimmter Rechtsbegriffe ist einem Vollbeweis nicht zugänglich, womit die rechtsanwendende Fachbehörde über entsprechendes Ermessen verfügt (Urteil Bundesverwaltungsgericht vom 12. Februar 2009, A-109/2008, E. 7.4). Die ECom begründet die Festlegung der von ihr vorgenommenen Abzüge und Korrekturen im Rahmen der materiellen Prüfung der Tarife. Die betroffene Verfahrensbeteiligte gab im Übrigen nicht weiter an, welche konkreten Anpassungen nicht zureichend begründet worden sind. In diesem Zusammenhang ist auch zu erwähnen, dass trotz teilweiser mehrfacher Auskunftsbeglehen und Nachfragen durch die Behörde insbesondere buchhalterische Informationen nur teilweise eingereicht wurden, womit zwangsläufig auf die verfügbaren Informationen abzustellen war (vgl. Ziff. 4.2.2.3.1).

## 2.3 Vorbefassung

In ihrer Stellungnahme zum Verfügungsentwurf führten mehrere Verfahrensbeteiligte an, dass sich die ECom bereits eine Meinung gebildet habe und damit als vorbefasst gelte. Ob die Stellungnahmen noch objektiv gewürdigt werden könnten, sei angesichts der Veröffentlichung der Medienmitteilung der ECom vom 15. Januar 2009 fraglich (bspw. act. A/62, S. 9). Eine weitere Verfahrensbeteiligte machte geltend, dass sich mit Blick auf die Medienmitteilung vom 15. Januar 2009 die ECom anlässlich der Beratung des Verfügungsentwurfs bereits eine abschliessende Meinung über die Senkung der Tarife gebildet habe (act. A/54, S. 7). Der Verfügungsentwurf wurde an rund 70 Parteien abgegeben. Die ECom ist davon ausgegangen, dass der Verfügungsentwurf bei dieser grossen Anzahl Verfahrensbeteiligter ohnehin an die Öffentlichkeit gelangt und hat es vorgezogen, die Öffentlichkeit selber zu informieren. Angesichts des grossen medialen Echos, welches die Strompreiserhöhungen im Herbst 2008 ausgelöst haben und der vielen Anfragen, die bei der ECom zu den laufenden Abklärungen eingereicht wurden, bestand ein erhebliches öffentliches Interesse an der Bekanntgabe der ersten Resultate in allgemeiner Form. In der Medienmitteilung wurde überdies auch auf eine von der ECom gleichzeitig publizierte Weisung an die Adresse der Netzbetreiber zum weiteren Vorgehen bezüglich der Berechnung der Tarife für die unteren Netzebenen hingewiesen (Weisung 1/2009 der ECom vom 15. Januar 2009). Die Ausstandsregeln für Personen, die eine Verfügung zu treffen oder diese vorzubereiten haben, finden sich in Artikel 10 VwVG. Die Vorbefassung fällt unter "andere Ausstandsgründe" im Sinne von Artikel 10 Absatz 1 lit. d VwVG. Vorweg ist hierzu festzuhalten, dass eine Verfahrensbeteiligte einen Ausstand der ganzen ECom als unhaltbare Konsequenz betrachten würde (act. A/62, S. 9) und eine andere Verfahrensbeteiligte bewusst auf das Stellen eines Ausstandsbegehrens verzichtete (act. A/54, S. 7). Ausstandsbegehren wurden damit keine gestellt. Mit dem Verzicht auf Ausstandsanträge ist ein Anspruch auf Geltendmachung einer Vorbefassung diesbezüglich verwirkt. Bei den in Artikel 10 VwVG genannten Gründen handelt es sich allerdings um obligatorische Ausstandsgründe, die von Amtes wegen zu prüfen sind (Breitenmoser/Spori Fedail, in: Praxiskommentar zum Bundesgesetz über das Verwaltungsverfahren, a.a.O., Art. 10 N 94). Für das Vorliegen einer Vorbefassung ist im Ergebnis entscheidend, ob sich die Behörde bereits in einer Art festgelegt hat, dass sie einer anderen Bewertung der Sach- und Rechtslage nicht mehr zugänglich und der Verfah-



rensausgang deswegen nicht mehr offen erscheint (BGE 131 I 113, E. 3.7.3). In der Medienmitteilung der ECom vom 15. Januar 2009 wurde klar darauf hingewiesen, dass es sich um einen Entwurf der Verfügung handle. Explizit enthält die Medienmitteilung auch den Hinweis, dass die definitive Verfügung erst nach Eingang der Stellungnahmen ausgearbeitet werde. Die ECom legte sich damit in keiner Weise fest, welche Dispositionen zu treffen sind und blieb weiterhin frei in ihrem Entscheid. Dass sich die ECom mit den Stellungnahmen auseinandergesetzt hat, ergibt sich im Übrigen aus den Erwägungen und dem Dispositiv dieser Verfügung, welche nicht mit dem Verfügungsentwurf übereinstimmen. Die Erwähnung der voraussichtlichen Zusammensetzung der Entscheidbehörde im Verfügungsentwurf heisst entgegen der Auffassung einer Verfahrensbeteiligten nicht, dass die vollständige ECom den Entwurf verabschiedet hätte, sondern gab die voraussichtliche Zusammensetzung des Entscheidgremiums an (vgl. act. A/62, S. 9). Insgesamt ergibt sich bezüglich der Frage der Vorbefassung, dass keine Ausstandsgründe vorliegen.

### **3 Rechtsgültigkeit der Beschlussfassung über die Tarife**

#### **3.1 Zusammensetzung des Verwaltungsrates**

Nach Artikel 18 Absatz 7 StromVG muss der Präsident des Verwaltungsrates der nationalen Netzgesellschaft eine unabhängige Person sein, das heisst, sie darf nicht Organen von juristischen Personen angehören, die Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung oder –handel ausüben, oder in einem Dienstleistungsverhältnis zu solchen juristischen Personen stehen. Der Verwaltungsrat war ursprünglich in Nachachtung der gesetzlichen Vorgaben rechtskonform zusammengesetzt. Als erster Präsident amtierte Herr Konrad Peter. Dieser erfüllte die Voraussetzungen als unabhängige Person im Sinne von Artikel 18 Absatz 7 StromVG. Mitte Mai 2008 trat Herr Peter aus dem Verwaltungsrat der Verfügungsadressatin zurück. In der Folge übernahm der Vizepräsident, Herr Hans Schweickardt, ad interim die präsidialen Aufgaben. Das ist grundsätzlich auch die Funktion der Organfigur des Vizepräsidenten. Herr Schweickardt wurde nicht als Präsident gewählt. Er übernahm als Vizepräsident bis zur Wahl eines neuen Präsidenten den Vorsitz im Verwaltungsrat. Artikel 18 Absatz 7 StromVG schreibt nicht vor, dass auch der Vizepräsident des Verwaltungsrates eine unabhängige Person sein muss.

Artikel 18 Absatz 7 StromVG sieht weiter vor, dass die Mehrheit der Mitglieder des Verwaltungsrates unabhängig sein muss. Mit dem Ausscheiden des Präsidenten entsprach die Zusammensetzung des Verwaltungsrates nicht mehr diesen Vorgaben; ab diesem Zeitpunkt waren nur noch sechs von total zwölf Verwaltungsräten unabhängig. Herr Peter trat am 12. Mai 2008 aus dem Verwaltungsrat zurück. Den Beschluss betreffend die Kosten und Tarife für die Netznutzung sowie die Systemdienstleistungen hat der Verwaltungsrat am 21. Mai 2008 getroffen (die Publikation der Tarife erfolgte am 23. Mai 2008). Es stellt sich deshalb die Frage, ob damit ein Nichtigkeitsgrund im Sinne von Artikel 714 in Verbindung mit Artikel 706b Obligationenrecht vom 30. März 1911 (OR; SR 220) betreffend die Beschlüsse vom 21. Mai 2008 vorliegt. Dies ist zu verneinen, weil die Zusammensetzung des Verwaltungsrates nicht kausal für die gefällten Beschlüsse war. Zwischen dem Ausscheiden des Verwaltungsratspräsidenten und der Publikation der vorliegend zur Diskussion stehenden Tarife liegen nämlich nur wenige Tage. Zudem hat der Verwaltungsrat die Tarife bereits am 28. April 2008 diskutiert (act. A/1). Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die wesentlichen Diskussionen und Beschlüsse im Zusammenhang mit den Kosten und Tarifen für die Netzebene 1 in gesetzeskonformer Zusammensetzung des Verwaltungsrates geführt bzw. getroffen wurden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der Verwaltungsrat bei der Beschlussfassung am



21. Mai 2008 zwar nicht gesetzeskonform zusammengesetzt war, sich das jedoch nicht auf den Inhalt der Beschlüsse auswirkte, so dass die Beschlüsse als gültig gefasst zu betrachten sind.

### **3.2 Genehmigung der Statuten**

Nach Artikel 19 Absatz 1 StromVG müssen die Statuten und deren Änderung vom Bundesrat genehmigt werden. Diese Genehmigung erfolgte am 19. Dezember 2008. Zum Zeitpunkt der Beschlussfassung des Verwaltungsrates der Verfügungsadressatin über die Kosten und Tarife für die Netzebene 1 lagen somit noch keine genehmigten Statuten der nationalen Netzgesellschaft vor. Es stellt sich daher die Frage, ob die Beschlüsse des Verwaltungsrates rechtsgültig sind, bzw. ob der Genehmigung der Statuten durch den Bundesrat konstitutive Wirkung für die Existenz oder zumindest für die Handlungsfähigkeit der Verfügungsadressatin zukommt. In der Botschaft des Bundesrates zum Stromversorgungsgesetz (Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz vom 3. Dezember 2004, BBl 2005, S. 1611 ff. [zit. Botschaft StromVG]) und im amtlichen Bulletin von National- und Ständerat finden sich diesbezüglich keine Hinweise.

Nach Artikel 19 Absatz 2 StromVG prüft der Bundesrat bei der Genehmigung, ob die Statuten oder deren Änderung insbesondere die Versorgungssicherheit der Schweiz bzw. der einzelnen Landesteile, die Unabhängigkeit der Netzgesellschaft und den diskriminierungsfreien Netzbetrieb gewährleisten. Diese Aufzählung ist nicht abschliessend ("insbesondere"). Bei den genannten Punkten handelt es sich um wichtige Ziele bzw. Elemente des Stromversorgungsgesetzes, die zum Teil eher langfristig ausgerichtet sind ("Gewährleistung der Versorgungssicherheit"). Da die Aufzählung nicht abschliessend ist, kann der Bundesrat für die Genehmigung generell die Kompatibilität der Statuten mit dem Stromversorgungsgesetz überprüfen. Hätte die Genehmigung eine konstitutive Wirkung, müsste die Bestimmung im Interesse der Rechtssicherheit abschliessend formuliert sein und klar überprüfbare Kriterien enthalten. Aus dieser Auslegung folgt, dass die Genehmigung keine konstitutive Wirkung hat.

Schliesslich ist darauf hinzuweisen, dass die Verfügungsadressatin bereits vor Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes gegründet wurde. Die Verfügungsadressatin hat am 15. Dezember 2006 die operative Betriebsführung des schweizerischen Übertragungsnetzes übernommen. Sie ist im Handelsregister eingetragen (act. A/1b). Nach Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes hat sie zweifellos eine neue Charakteristik und neue Aufgaben erhalten: sie hat öffentliche Aufgaben zu erfüllen. Zu diesem Zweck hat sie zahlreiche Verträge (teilweise noch vor Inkrafttreten des StromVG) abgeschlossen: Arbeitsverträge, Mandatsverträge, Kauf- und Mietverträge, Werkverträge und Bilanzgruppenverträge etc. Eine konstitutive Wirkung der Genehmigung hätte die für die Umsetzung des Stromversorgungsgesetzes erforderlichen Vorbereitungsarbeiten, die teilweise bereits vor Inkrafttreten des Gesetzes an die Hand genommen werden mussten, verunmöglicht.

Der Statutengenehmigung kommt somit keine konstitutive Wirkung zu. Der Beschluss des Verwaltungsrates betreffend die Kosten und Tarife für die Netzebene 1 ist trotz der fehlenden Statutengenehmigung rechtsgültig gefasst worden.

### **3.3 Fazit**

Die Beschlüsse der Verfügungsadressatin sind als rechtsgültig gefasst zu betrachten.



## **4 Materielle Prüfung der Tarife**

### **4.1 Einleitende Bemerkungen**

Zweck der Stromversorgungsgesetzgebung ist es, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen (Art. 1 Abs. 1 StromVG). Die Versorgungssicherheit beinhaltet die Gewährleistung der Grundversorgung und die Sicherstellung der Versorgung (2. Kapitel StromVG). Versorgungssicherheit bedeutet nicht nur die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes durch die Netzbetreiber (Art. 8 Abs. 1 Bst. a StromVG), sondern auch die Belieferung der Endverbraucher zu angemessenen Tarifen im Rahmen der Grundversorgung (Art. 6 Abs. 1 StromVG). In der Stromversorgungsgesetzgebung sind daher verschiedene Vorgaben zur Berechnung der Tarife enthalten.

Das Netznutzungsentgelt darf die anrechenbaren Kosten sowie Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen nicht übersteigen (Art. 14 Abs. 1 StromVG). Als anrechenbare Kosten gelten die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Sie beinhalten einen angemessenen Betriebsgewinn (Art. 15 Abs. 1 StromVG). Als Betriebskosten gelten Kosten für die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen. Dazu zählen insbesondere die Kosten für Systemdienstleistungen sowie für den Unterhalt der Netze (Art. 15 Abs. 2 StromVG).

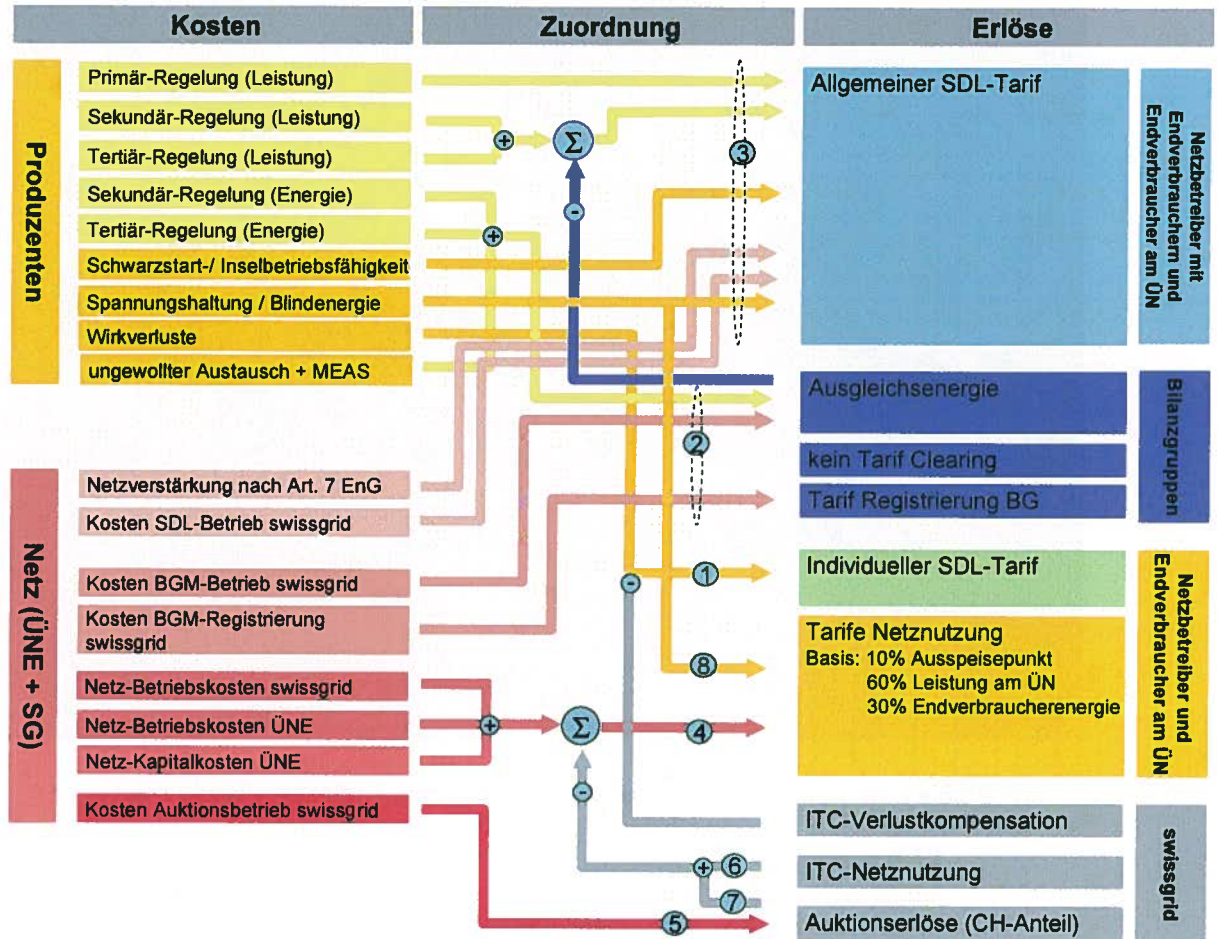
Die Verfügungsadressatin hat im Bericht über Kalkulation und Prüfung der Tarife für 2009 vom 28. April 2008 (act. SDL/7) die erwarteten Kosten, abgeleiteten Tarife und Erlöserwartungen für die Netzebene <sup>1</sup> wie folgt dargestellt:

---

<sup>1</sup> Die Abgrenzung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz hat die ElCom nur vereinzelt geprüft (Ziff. 4.2.1).



Abbildung 1: Zusammenstellung der Kosten, Tarife und Erlöse gemäss Verfügungsadressatin



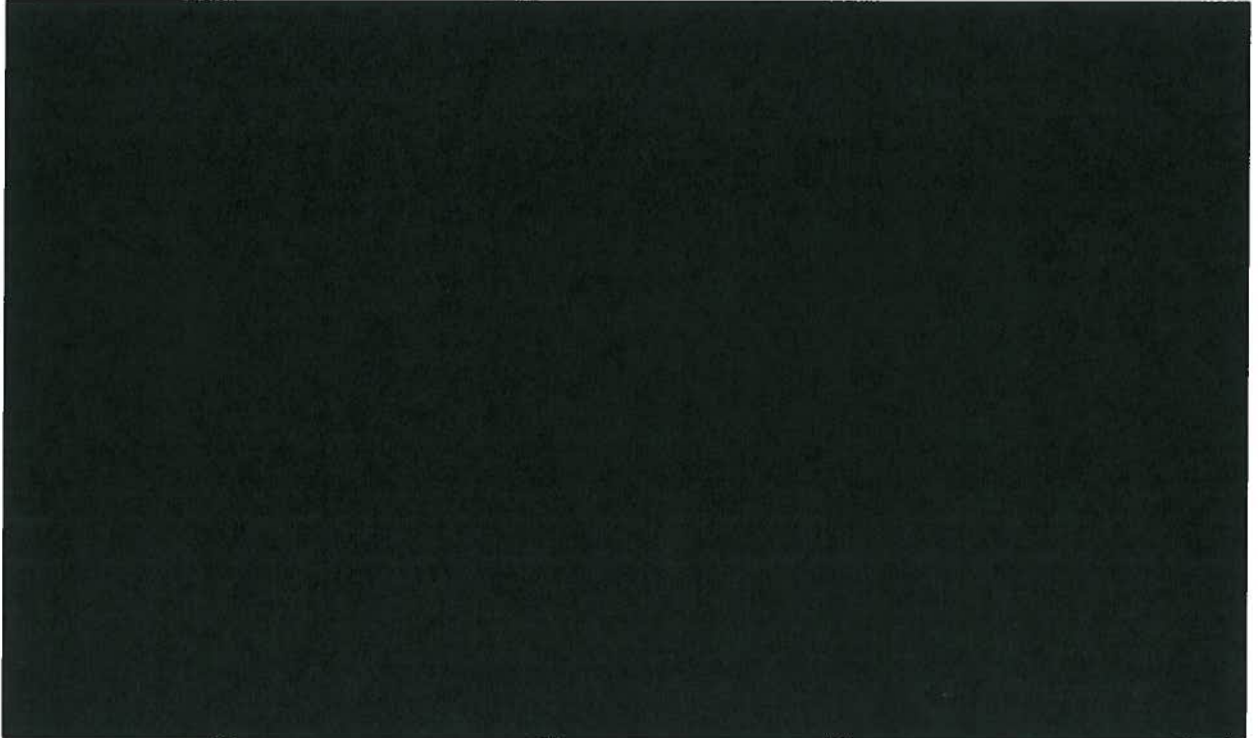
### Grundlagen in der StromVV

- ① Art. 15 Abs. 1 a.    ④ Art. 15 Abs. 3    ⑦ Art. 32 StromVG und Art. 17 Abs. 5, Bst. c StromVG
- ② Art. 15 Abs. 1 b.    ⑤ Art. 20 Abs. 1    ⑧ In 2009
- ③ Art. 15 Abs. 2    ⑥ Art. 14

Die Verfügungsadressatin kalkulierte für die Tarife im Jahr 2009 zwei Drittel der Kosten für die Spannungshaltung im Netznutzungstarif mit ein (Ziff. 8 im Zuordnungsschema). Grund dafür sei die noch nicht überall installierte Messeinrichtung an den Übergabestellen vom Übertragungsnetz zu den Verteilnetzen (vgl. dazu Ziff. 4.2.2.6).

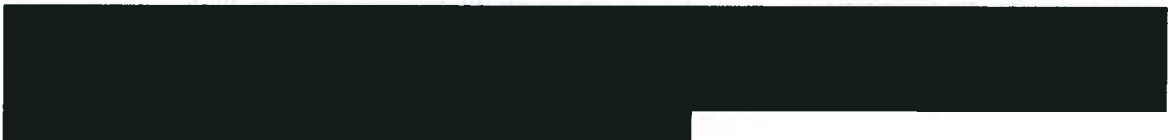


## Abbildung 2: Zusammenstellung der Kosten, Tarife und Erlöse gemäss Verfügungsadressatin



Im Mai 2008 wurden von der Verfügungsadressatin folgende Tarife publiziert (act. A/1a):

- **Netznutzung**
  - Arbeitstarif 0.25 Rappen/kWh
  - Leistungstarif 36'000 Franken/MW
  - Fixer Grundtarif 498'000 Franken pro Ausspeisepunkt/Jahr
- **Systemdienstleistungen**
  - Allgemein: Systemdienstleistungen allgemein 0.90 Rappen/kWh
  - Individuell: Tarif für Wirkverluste 0.25 Rappen/kWh
- **Abgeltung der Kraftwerke für anforderungskonform gelieferte Blindenergie: Tarif Blindenergie 3.50 Franken/MVarh**
- **Bilanzgruppenmanagement**
  - Registrierungstarif Standard Bilanzgruppe 6'250 Euro
  - Registrierungstarif Regel/CH – 15 – Bilanzgruppe 3'500 Euro



Im Folgenden wird zuerst geprüft, ob die von der Verfügungsadressatin geltend gemachten Betriebs- und Kapitalkosten im Sinne des Gesetzes anrechenbar sind (Ziff. 4.2). Weiter werden die geltend gemachten Kosten für die Systemdienstleistungen in einer separaten Ziffer geprüft (Ziff. 4.3). Bei dieser Kostenprüfung ist zu berücksichtigen, dass nach Artikel 15 Absatz 1 StromVG nur die Kosten eines effizienten Netzes anrechenbar sind. Dies bedeutet namentlich, dass die anrechenbaren Kosten in ihrer Höhe begrenzt sind. Dabei können internationale Vergleichswerte einbezogen werden (Art. 19 Abs. 1 StromVV).





Die ECom hat sich bei der Prüfung der Tarife gemäss internationaler Usanz auf mehrere Schwerpunkte wie bspw. die Kapitalkosten oder die Systemdienstleistungen konzentriert und nicht sämtliche Aspekte vertieft untersucht. Zu den nicht vertieft untersuchten Aspekten gehören beispielsweise die separate Ermittlung von Kosten, die durch die grenzüberschreitende Nutzung des Übertragungsnetzes entstanden sind (Art. 16 Abs. 1 StromVG), die Betriebskosten, die Kosten für den Ausgleich von Wirkverlusten, die Anlastung der Ausgleichsenergie und die daraus resultierenden Erlöse sowie die Frage der zeitgleichen Messung der Leistungsspitze bei zwei auf der Netzebene 3 galvanisch verbundenen Netzbetreibern mit jeweils eigenem Anschluss an die Netzebene 1. Die Auswahl der Schwerpunkte erfolgte insbesondere unter dem Kriterium der Wesentlichkeit. Aus der Tatsache, dass mit der vorliegenden Verfügung bestimmte Werte unbeanstandet bleiben oder nicht vertieft geprüft wurden, darf nicht geschlossen werden, dass die Berechnungsmethode und die daraus resultierenden Werte von der ECom auch bei einer zukünftigen vertieften Überprüfung akzeptiert werden.

## **4.2 Netznutzung**

### **4.2.1 Abgrenzung der Netzkosten**

Als anrechenbare Kosten gelten die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Sie beinhalten einen angemessenen Betriebsgewinn (Art. 15 Abs. 1 StromVG). Weitere Kosten dürfen nicht mit dem Netznutzungsentgelt gedeckt werden und damit nicht der Tarifberechnung zugrunde gelegt werden. Damit müssen sämtliche Kosten ausgeschieden werden, die nicht direkt mit dem Übertragungsnetz zusammenhängen. Zudem sind Gemeinkosten über verursachungsgerechte Schlüssel dem Übertragungsnetz und den weiteren in Frage kommenden Tätigkeitsbereichen zuzuordnen (Art. 7 Abs. 5 StromVV). Für die Kapitalkosten bedeutet dies beispielsweise, dass Kosten von Anlagen, wie einer Liegenschaft, welche zusätzlich für weitere Tätigkeitsbereiche oder andere Netzebenen genutzt werden, bei der Berechnung der Netzkosten des Übertragungsnetzes sowie bei denjenigen der anderen Netzebenen angemessen aufgeteilt werden. Die ECom ist vereinzelt auf Kosten gestossen, welche fälschlicherweise der Netzebene 1 zugeordnet worden sind und hat diese gestrichen (vgl. Ziff. 4.2.2.2).

### **4.2.2 Anrechenbare Kosten**

#### **4.2.2.1 Zusammenstellung der von der Verfügungsadressatin geltend gemachten anrechenbaren Kosten**

Den Ausgangspunkt zur Kostenüberprüfung bildet der von der Verfügungsadressatin im Mai 2008 publizierte Tarif für die Netznutzung und die Systemdienstleistungen. Die Verfügungsadressatin macht im Bericht über die Kalkulation und Prüfung der Tarife für 2009 vom 28. April 2008 (act. SDL/7, S. 8) folgende Kosten für das Netz geltend:

Netz – Betriebskosten:	236 Millionen Franken
Netz – Kapitalkosten:	228 Millionen Franken
Spannungshaltungskosten:	<u>35 Millionen Franken</u>
Subtotal:	499 Millionen Franken
./ ITC – Erlöse:	<u>-56 Millionen Franken</u>
Total:	443 Millionen Franken



Bei der Gliederung der anrechenbaren Kosten fehlen die Einnahmen aus den marktorientierten Zuteilungsverfahren nach Artikel 17 Absatz 5 StromVG. Zudem werden die Spannungshaltungskosten fälschlicherweise zu den Netzkosten gerechnet. Offen bleibt im Weiteren, ob die Netzkosten auch in ihrer Höhe den Anforderungen von Gesetz und Verordnung entsprechen. Deswegen werden im Folgenden die Kapitalkosten im Detail und die Betriebskosten summarisch analysiert.

#### 4.2.2.2 Anrechenbare Betriebskosten

Als Betriebskosten gelten gemäss Artikel 15 Absatz 2 StromVG die Kosten für die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen. Die Übertragungsnetzeigentümer und die Verfügungsadressatin haben Netzbetriebskosten im Umfang von insgesamt 236 [REDACTED] Millionen Franken geltend gemacht (act. SDL/7, S. 8, 21). In Tabelle 1 zu den Betriebskosten werden für jeden Netzeigentümer sowie für die Verfügungsadressatin die eingereichten Betriebskosten sowie die Korrekturen der EICom dargestellt. In der ersten Spalte stehen die bei der Verfügungsadressatin eingereichten Betriebskosten, welche die Grundlage des Tarifs der Verfügungsadressatin bilden. Sechs Netzeigentümer haben selbst keine Kosten eingereicht, da sie ihre Kosten bei anderen Netzeigentümern integriert haben. Bei der Verfügungsadressatin wurden die geltend gemachten [REDACTED] Millionen Franken, die vollumfänglich unter dem Titel „Betriebskosten“ eingereicht wurden, aufgeteilt in [REDACTED] Millionen Franken Betriebskosten, [REDACTED] Millionen Franken Zinskosten und [REDACTED] Millionen Franken Abschreibungen (act. NN/21). Deswegen ergibt sich in Tabelle 1 sowohl bei der Verfügungsadressatin als auch im Total eine Differenz von rund 13 Millionen Franken.

In den folgenden Spalten (2-8) werden die bei der EICom eingereichten Werte aufgeteilt nach den Positionen gemäss Artikel 7 Absatz 3 Buchstaben c bis l StromVV dargestellt. Davon ausgenommen sind Buchstaben d, h und i, die vorliegend nicht von Bedeutung sind, sowie e, der unter Ziffer 4.3 behandelt wird. Schliesslich werden in den Spalten 9-11 die vorgenommenen Korrekturen sowie die anrechenbaren Betriebskosten dargestellt.

In den Tabellen 1 bis 9 bedeuten die Werte „0“, dass von den Netzeigentümern bzw. der Verfügungsadressatin kein Wert bzw. der Wert „0“ angegeben wurde oder eine Berechnung den Wert „0“ ergibt. Demgegenüber bedeutet ein leeres Feld, dass es hier keinen Wert gibt. Dies ist namentlich dann der Fall, wenn die EICom keine Korrekturen vorgenommen hat.

In Spalte 9 „Korrektur individuell“ werden bei zwei Eigentümern die Betriebskosten für Anlagen, die nur teilweise zum Übertragungsnetz gehören, anteilig reduziert (act. NN/[REDACTED]). Bei einem Werk, das nach seinem Verkauf gegenüber der EICom keine Kosten geltend gemacht hat, werden die Kosten in dem Umfang akzeptiert, wie sie nicht in den Daten der Käufer integriert sind (act. NN/66). Schliesslich wurden bei der Verfügungsadressatin die 1.1 Millionen Franken für die Aufsichtsabgabe nicht als Betriebskosten angerechnet, da die Aufsichtsabgabe gemäss Artikel 28 StromVG über das Entgelt für die grenzüberschreitende Nutzung des Übertragungsnetzes abgerechnet werden muss (vgl. auch Ziff. 4.2.3.1 Internationaler Transitkostenausgleich). Die individuellen Änderungen werden für die Tabellen 1 bis 9 im Anhang 3 detailliert begründet.



Tabelle 1: Betriebskosten

Spalte	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ONE	bei swissgrid eingereichte Betriebskosten	bei EICom eingereichte Betriebskosten insg.	c. Betriebskosten	f. Kosten für Messwesen	g. Verwaltungskosten	j. weitere ind. in Rechnung gestellte Kosten	k. Abgaben + Leistungen Gemeinwesen	l. Direkte Steuern	Korrektur individuell	in-transparenz-abzug	Anrechenbare Betriebskosten insg.
TOTAL	223'048'559	221'929'520	151'812'476	14'451'950	63'348'549	-27'561'635	2'740'138	17'138'039	-2'121'455	-1'123'335	218'727'828

Die meisten Übertragungsnetzeigentümer haben gegenüber der Verfügungsadressatin die tatsächlichen Betriebskosten geltend gemacht. Als Basis dazu wurde typischerweise das letzte Geschäftsjahr, der Durchschnitt von mehreren Geschäftsjahren oder der für die Zukunft erwartete Wert verwendet. Weitere Eigentümer haben die Betriebskosten in Abhängigkeit vom Wiederbeschaffungsneuwert ermittelt und ihr Vorgehen mit der Studie der Pöyry Energy AG begründet (act. NN/ [REDACTED]).

Die EICom hat mit Schreiben vom 27. November 2008 an die Eigentümer des Übertragungsnetzes verlangt, dass als Basis der Betriebskosten die tatsächlichen Betriebskosten für das Übertragungsnetz gemäss dem letzten geprüften Abschluss (mehrheitlich 2007) zu verwenden sind (act. NN/25). Davon seien die Kosten für jene Tätigkeiten in Abzug zu bringen, die im Jahr 2009 von der Verfügungsadressatin und nicht mehr von den einzelnen Netzeigentümern erbracht werden. Zudem hat die EICom die Netzeigentümer aufgefordert, die Betriebskosten gemäss den Positionen von Artikel 7 Absatz 3 Buchstaben c – l StromVV auszuweisen. Sofern die Kosten nicht mindestens in diesem gesetzlich vorgeschriebenen Detaillierungsgrad angegeben werden, können sie nicht als anrechenbare Kosten akzeptiert werden, da die EICom nicht überprüfen kann, ob die Tarife auch den gesetzlichen Anforderungen genügen. So ist beispielsweise eine Aggregation von diversen Positionen oder eine pauschale Herleitung (bspw. aufgrund von Anlagewerten) unzulässig.

Im Weiteren hat die EICom im gleichen Schreiben festgehalten, dass die Netzbetreiber und -eigentümer verpflichtet sind, volle Transparenz herzustellen und die nötigen Informationen zur Verfügung zu



stellen. Nur so kann die EICom prüfen, ob die Tarife den gesetzlichen Anforderungen genügen. Die Verpflichtung zur Bereitstellung der erforderlichen Informationen ergibt sich aus der Stromversorgungsgesetzgebung (Art. 11 und 25 StromVG; Art. 7 StromVV) und aus der in Artikel 13 VwVG verankerten Mitwirkungspflicht der Parteien (vgl. Ziff. 2.2.4). Dabei besteht eine Mitwirkungspflicht insbesondere für die Beschaffung von Unterlagen, welche nur die Partei liefern kann, und für die Abklärung von Tatsachen, welche eine Partei besser kennt als die Behörden (ULRICH HÄFELIN/GEORG MÜLLER/FELIX UHLMANN, Allgemeines Verwaltungsrecht, 5. Auflage, Zürich/Basel/Genf 2006, Rz. 1630). Die nachstehenden Erwägungen erfolgen im Lichte dieser Ausführungen.

Diverse Netzbetreiber haben ihre Betriebskosten trotz dieser Aufforderung weiterhin nicht im von Artikel 7 Absatz 3 StromVV verlangten Detaillierungsgrad angegeben. Damit wird eine Prüfung der Kosten im Sinne des StromVG verhindert. Die EICom nimmt in Fällen mit ungenügender Transparenz einen Abzug vor. Ohne diese Abzüge bestünde das Risiko, dass in Verletzung von Artikel 15 Absatz 2 StromVG zu hohe Kosten geltend gemacht würden und als Folge daraus ein zu hoher Netznutzungstarif festgelegt würde. Kein Abzug wird vorgenommen, wenn die Unternehmen entweder als Minderheitseigentümer einer Anlage lediglich eine Rechnung über den Gesamtbetrag erhalten und somit gar nicht in der Lage sind, die Kosten detailliert auszuweisen, oder wenn sie von sich aus auf die Geltendmachung der nicht ausgewiesenen Kostenelemente verzichteten. In der vorliegenden Verfügung werden je nach den zu Grunde liegenden Daten bzw. der Herleitung der geltend gemachten Kosten die zwei folgenden unterschiedlichen Abzüge verwendet (vgl. Tabelle 1, Spalte 10):

- 10 Prozent, wenn die geltend gemachten Kosten aufgrund der tatsächlichen Kosten ermittelt wurden, aber der in Artikel 7 Absatz 3 StromVV vorgeschriebene oder von der EICom verlangte Detaillierungsgrad nicht eingehalten wurde.
- Ein Drittel (33 Prozent), wenn die geltend gemachten Kosten nicht aufgrund der tatsächlichen Kosten des letzten testierten Abschlusses, sondern aufgrund von reinen Schätzungen, z.B. in Abhängigkeit vom Wiederbeschaffungsneuwert, ermittelt wurden.

Mit diesem Vorgehen lehnt sich die EICom an die Praxis des Bundesrates bei der Festlegung von Spitaltarifen nach dem Bundesgesetz über die Krankenversicherung vom 18. März 1994 (KVG; SR 832.10) an (vgl. bspw. RKUV 6/1997, S. 343-373, insbes. S 357 und S. 367, act. NN/36). Bei den Spitaltarifen wird in auf Kostenrechnungen basierenden Fällen von Intransparenzabzügen zwischen 2 und 15 Prozent ausgegangen (Entscheid Bundesrat vom 19. Oktober 2005 i.S. stationärer Tarif 2003 zu Lasten der obligatorischen Krankenpflegeversicherung, 2004-45/NW/AA, S. 12; Entscheid Bundesrat vom 28. Mai 2003 i.S. Festsetzung der Tarife für die Klinik Schloss Mammern, 2001/33/WK/AA, S. 16). Damit liegt der hier vorgenommene Abzug von 10 Prozent im Rahmen der Bundesratspraxis. Der deutlich höhere Abzug von 33 Prozent ist dadurch bedingt, dass mit einer reinen Schätzung ein erhebliches Risiko zu hoher Kosten besteht. Dies umso mehr, wenn mit einer Schätzung aufgrund von Anlagewerten von einer falschen Berechnungsgrundlage (Wiederbeschaffungsneuwerten) ausgegangen wird.

In Spalte 10 der Tabelle 1 werden in sieben Fällen Intransparenzabzüge im Umfang von einem Drittel (33 Prozent) vorgenommen, weil die betroffenen Unternehmen die Kosten aufgrund von Wiederbeschaffungsneuwerten festlegten oder überhaupt nicht herleiteten.

Mehrere Unternehmen erläuterten in ihrer Stellungnahme das Vorgehen und begründeten es als angemessen. Die Berechnung in Abhängigkeit der Wiederbeschaffungsneuwerte beruhe auf einer Studie der Pöry Energy AG, welche die Betriebskosten der sieben Überlandwerke und Rätia Energie und somit 87 Prozent der effektiven Betriebskosten des Jahres 2005 umfasse. In dieser Studie wur-



den die Betriebskosten anhand einer linearen Regression mittels Wiederbeschaffungsneuwerten geschätzt.

Dieser Einwand der betroffenen Unternehmen geht von einer Schätzung aus, welche auf einer unzutreffenden Grundlage beruht: Es existiert kein sachlich plausibler linearer Zusammenhang zwischen den tatsächlichen Betriebskosten und den Wiederbeschaffungsneuwerten einer Anlage. Deswegen besteht ein erhebliches Risiko, dass die Betriebskosten überschätzt werden und damit die Netzkosten zu hoch ausfallen. Im Weiteren kann die Berechnungsmethode der Pöyry Energy AG nicht berücksichtigt werden, da für die verwendete Regressionsanalyse die Anzahl der zugrunde liegenden Unternehmen (8) nicht ausreichend ist.

Die Preisüberwachung führt in ihrer Stellungnahme vom 31. Januar 2009 aus, dass als Betriebskosten grundsätzlich nur Kosten zu berücksichtigen seien, die korrekt anhand der tatsächlichen Kosten ermittelt und nach dem von der StromVV geforderten Detaillierungsgrad eingereicht worden sind. Die Preisüberwachung empfiehlt nicht näher begründete Betriebskosten aufgrund von geschätzten Anlagewerten in Zukunft nicht mehr zu berücksichtigen, respektive für das Jahr 2009 um 50 Prozent zu kürzen. In vorliegendem Fall nimmt die ECom Intransparenzabzüge im Umfang von einem Drittel (33 Prozent) vor, behält sich jedoch vor, inskünftig nicht ausgewiesene Kosten stärker oder vollumfänglich zu kürzen.

Da die Verfügungsadressatin verschiedene Tätigkeiten neu ausübt, handelt es sich bei den von ihr eingereichten Zahlen in grossem Umfang um Planwerte. Aufgrund der damit verbundenen erheblichen Unsicherheit werden die Zahlen nach dem Jahresabschluss geprüft. Differenzen bei den anrechenbaren Kosten werden in den Folgejahren ausgeglichen.

Insgesamt reduziert die ECom damit die anrechenbaren Betriebskosten der Eigentümer des Übertragungsnetzes und der Verfügungsadressatin von 223 um 4 auf 219 Millionen Franken (vgl. unterste grau unterlegte Zeile in Tabelle 1).

#### **4.2.2.3 Anrechenbare Kapitalkosten**

Die Kapitalkosten müssen gemäss Artikel 15 Absatz 3 StromVG auf Basis der ursprünglichen Anschaffungs- beziehungsweise Herstellkosten der bestehenden Anlagen ermittelt werden. Es sind höchstens die kalkulatorischen Abschreibungen und die kalkulatorischen Zinsen auf den für den Betrieb der Netze notwendigen Vermögenswerten anrechenbar.

Die Verfügungsadressatin ist gegenwärtig noch nicht Eigentümerin des gesamten Übertragungsnetzes. Dieses muss spätestens fünf Jahre nach dem Inkrafttreten des StromVG an die Verfügungsadressatin überführt werden (Art. 18 Abs. 2 und Art. 33 Abs. 4 StromVG). Die Kapitalkosten fallen daher noch weitestgehend bei den heutigen Eigentümern des Übertragungsnetzes an und werden der Verfügungsadressatin von den jeweiligen Eigentümern des Übertragungsnetzes gemeldet. Die Übertragungsnetzeigentümer machen Kapitalkosten (kalkulatorische Abschreibungen und kalkulatorische Zinsen) für das Übertragungsnetz von 227.8 Millionen Franken geltend (act. SDL/7, S. 21).

Diese geltend gemachten Kapitalkosten müssen von den Übertragungsnetzeigentümern begründet werden. Die ECom hat mit Schreiben vom 21. Juli, 3. Oktober sowie 27. November 2008 bei den Eigentümern des Übertragungsnetzes die detaillierte Berechnung ihrer Netzkosten verlangt ([act. NN/1, 16, 25]; sowie die Antwortschreiben der Netzeigentümer, act. NN/12 [1-39]; NN/24 [1-39] sowie NN/29 [1-39]).



#### 4.2.2.3.1 Netzbewertung

Die ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten bilden die Grundlage für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Zinsen und damit der anrechenbaren Kapitalkosten (Art. 15 Abs. 3 StromVG, Art. 13 StromVV). Können die ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten für bestehende Anlagen ausnahmsweise nicht mehr festgestellt werden, so sind sie wie folgt zu berechnen: Die Wiederbeschaffungspreise werden transparent mit sachgerechten, offiziell ausgewiesenen Preisindizes auf den Anschaffungs- bzw. Herstellzeitpunkt zurückgerechnet (synthetische Netzbewertung). Bereits in Rechnung gestellte Betriebs- und Kapitalkosten für betriebsnotwendige Vermögenswerte sind dabei in Abzug zu bringen. In jedem Fall ist höchstens der Wert einer vergleichbaren Anlage anrechenbar. Vom so ermittelten Wert sind 20 Prozent in Abzug zu bringen (Art. 13 Abs. 4 StromVV, in der Fassung vom 12. Dezember 2008, AS 2008 6467). Diese Vorschriften der Stromversorgungsgesetzgebung gelten nach ihrem Wortlaut und dem Willen des Gesetzgebers nicht nur für Anlagen, welche nach Inkrafttreten der Vorschriften erstellt worden sind, wie dies verschiedene Parteien geltend machen (vgl. bspw. act. A/74, S. 4). Es liegt keine unzulässige Rückwirkung vor. Artikel 31 d Absatz 1 StromVV schreibt ausdrücklich vor, dass die revidierten Bestimmungen auch auf bereits hängige Verfahren Anwendung finden. Zudem wurde Artikel 13 Absatz 4 StromVV lediglich um einen Satz ergänzt. Am Grundsatz, wonach die synthetische Bewertung nur ausnahmsweise angewendet werden darf, wurde nichts geändert. Einer Rechtsungleichheit soll gerade durch die nachfolgend darzustellenden Korrektur der synthetischen Bewertung begegnet werden.

Zur Ermittlung der bei der Verfügungsadressatin eingereichten Kapitalkosten haben die Eigentümer des Übertragungsnetzes gestützt auf verschiedene Gutachten der Unternehmen Elektrowatt und Pöyry Energy AG (act. NN/38 und 39) das Netz einheitlich bewertet. Sämtliche vor Ende 1998 erstellte Anlagen wurden anhand von Wiederbeschaffungspreisen bewertet. Anschliessend wurde ihr Wert (Wiederbeschaffungsneuwert) mittels des Produzenten- und Importpreisindex (PIP) des Bundesamts für Statistik auf das Anschaffungs- bzw. Herstellungsjahr rückindexiert, woraus der in der Branchenterminologie als „synthetischer Anschaffungs- und Herstell(neu)wert“ bezeichnete Wert resultiert. Schliesslich wurde der synthetische Anschaffungs- und Herstellwert gemäss dem tatsächlichen Alter der Anlage und der erwarteten Nutzungsdauer auf den heutigen Wert (synthetischer Anschaffungs- und Herstellzeitwert) abgeschrieben. Graphisch lässt sich das Verfahren am Beispiel einer heute 20 jährigen Anlage mit 40 Jahren Abschreibungsdauer wie in Abbildung 3 darstellen.

Begründet wird die systematische Verwendung des synthetischen Anschaffungszeitwerts insbesondere mit den folgenden drei Argumenten (vgl. bspw. act. NN/12 [6], S. 4):

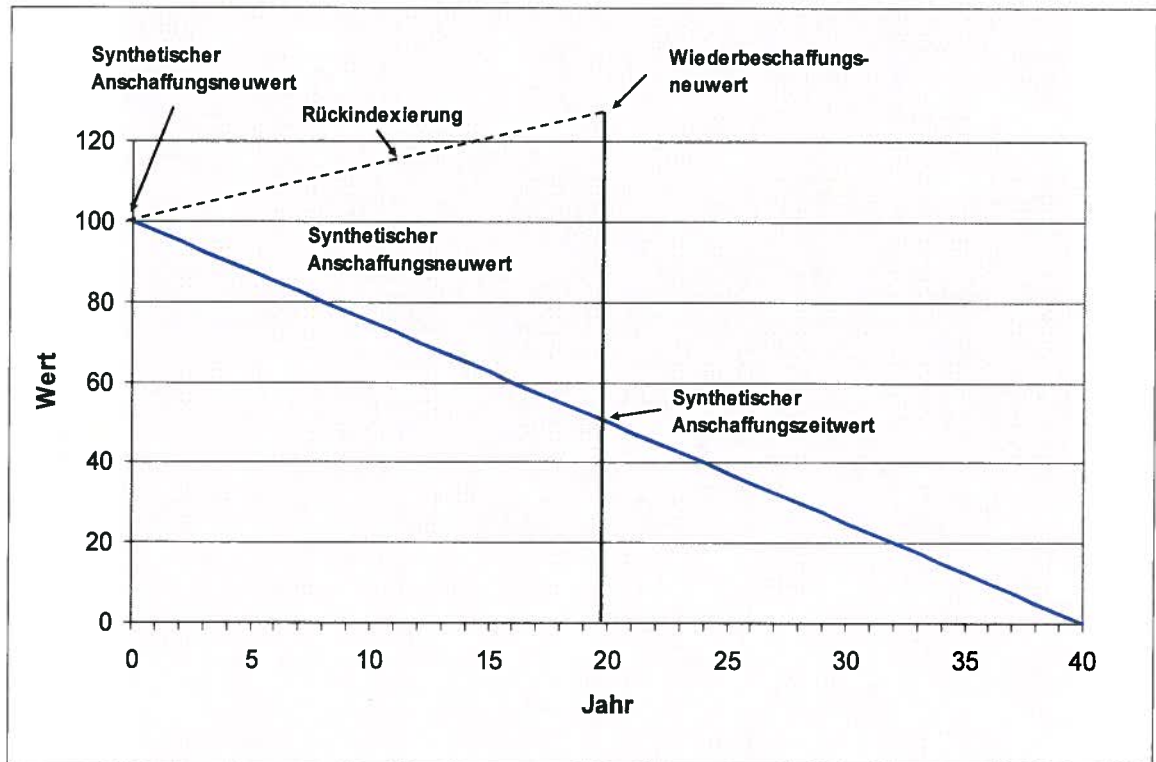
1. Die Daten für Anlagen bzw. Investitionen vor 1999 liegen nicht vollständig vor,
2. die Eigenleistungen wurden bei der Erstellung unvollständig erfasst und
3. in den damaligen Abrechnungen wurden die Anlagen nicht nach Anlageklassen und den heutigen Netzebenen unterschieden.

Die Anwendung von einheitlichen Bewertungs- und Abschreibungsregeln ermögliche es des Weiteren, Verzerrungen in der Branche unter den einzelnen Gesellschaften, die Eigentümer von Teilen des Übertragungsnetzes sind, zu vermeiden (vgl. bspw. act. NN/12 (30), S. 4 oder (33), S. 7).

Seit Anfang 1999 erstellte Anlagen wurden ausgehend vom tatsächlichen Anschaffungs- und Herstellwert bewertet.



Abbildung 3: Herleitung des synthetischen Anschaffungszeitwerts



Die ECom hat den Eigentümern des Übertragungsnetzes mit Schreiben vom 3. Oktober 2008 dargelegt, dass sie eine systematische Verwendung dieser Bewertungsmethode als gesetzeswidrig erachte, da sie gemäss Artikel 15 Absatz 3 StromVG und Artikel 13 Absatz 4 StromVV nur im Ausnahmefall zulässig sei. Was unter einem Ausnahmefall zu verstehen ist, hat die ECom bereits in der Weisung 3/2008 vom 29. Mai 2008 dargelegt. Sie hat deswegen von den Eigentümern des Übertragungsnetzes mit Schreiben vom 3. Oktober 2008 eine gesetzeskonforme Netzbewertung verlangt (act. NN/16). Sie hat mit gleichem Schreiben auch dargelegt, warum die drei aufgeführten Argumente nicht stichhaltig sind. Zu den ersten beiden Argumenten hat die ECom insbesondere aufgeführt, dass diese Lücken anhand der Buchhaltung und der bisherigen Abschreibungspraxis gefüllt werden können. Zudem ist es unerheblich, wenn Kosten nicht exakt einer Anlage zugeordnet werden können (3. Argument). Es ist ausreichend, wenn die anrechenbaren Kosten anhand sachgerechter und nachvollziehbarer Schlüssel auf die verschiedenen Anlagen aufgeteilt werden.

Zudem hat die ECom wiederholt verlangt, dass die Netzeigentümer aufzeigen, dass dieses synthetische Verfahren die tatsächlichen Anlagewerte mit hinreichender Genauigkeit reflektiert (vgl. bspw. NN/35). Mit Schreiben vom 20. Oktober 2008 hat ein Eigentümer des Übertragungsnetzes die folgende Tabelle 2 eingereicht [REDACTED]. Ergänzt wurde dieses Schreiben durch Unterlagen verschiedener Eigentümer des Übertragungsnetzes [REDACTED]. Tabelle 2 soll aus Sicht der Eigentümer des Übertragungsnetzes zeigen, dass die gewählte Bewertung anhand des synthetischen Verfahrens und namentlich der dabei angewandte PIP des Bundesamts für Statistik geeignet ist zur Herleitung von Anlagewerten im Sinne von Artikel 13 Absatz 4 StromVV. Dazu werden die Informationen aus der Ist-Abrechnung mit der synthetischen Bewertung verglichen.



**Tabelle 2: Vergleich der Bewertung**

A large, solid black rectangular area that completely obscures the content of the table mentioned in the caption above. It occupies the majority of the page's vertical space.

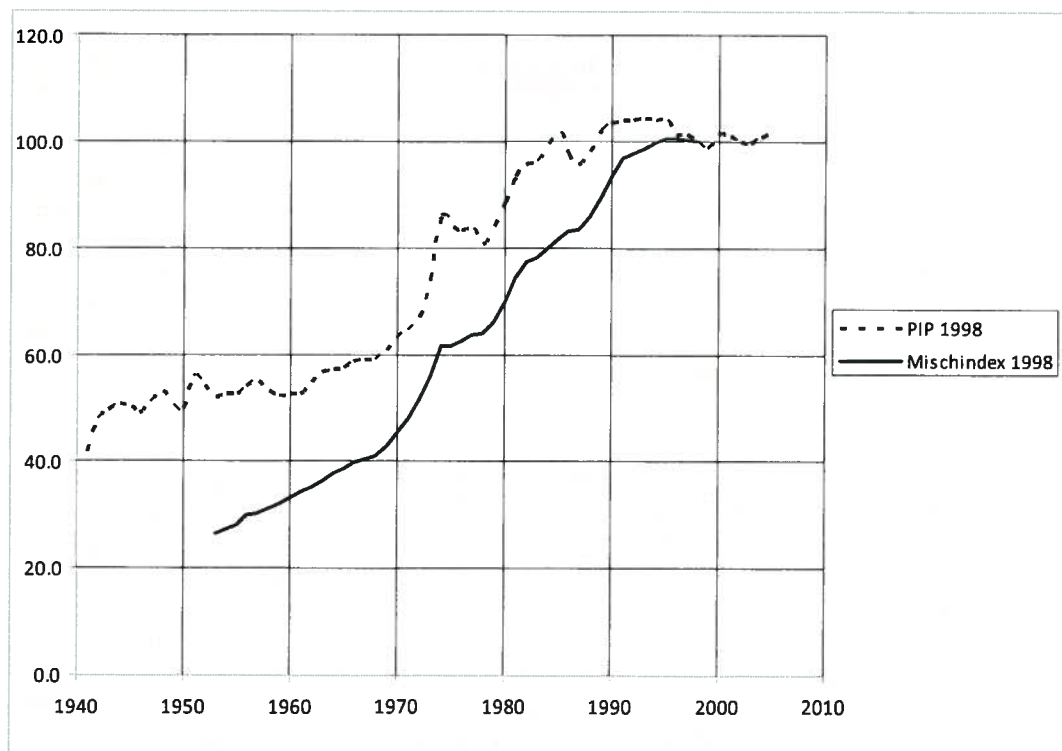




Werden die Anlagewerte aufgrund des synthetischen Verfahrens in der mit Anschaffungsneuwert überschriebenen Spalte (letzte grün unterlegte Spalte) zusammengezählt, so resultiert ein Gesamtwert von 257.6 Millionen Franken (aus Tabelle 2 nicht ersichtlich). Demgegenüber liegt das Total der Investitionen (zweitletzte rot unterlegte Spalte) mit 237.8 Millionen Franken um 20 Millionen Franken bzw. 7.7 Prozent tiefer. Werden die Anlagen mit den synthetischen Werten bewertet, ergibt sich also bereits aus den von den Eigentümern präsentierten Zahlen ein durchschnittlicher Senkungsbedarf von 7.7 Prozent.

Die systematische Überschätzung des synthetischen Verfahrens kann teilweise mit folgendem methodischen Fehler erklärt werden, der bei der Ermittlung der Anlagewerte mittels Einheitskosten begangen wurde: Die Einheitskosten basieren auf historischen Investitionskosten im Erstellungsjahr sowie der Zu- und Abgänge einer, gemäss Studie, repräsentativen Auswahl von Leitungen. Um die gewünschte Vereinheitlichung der Kosten (Einheitskosten) im Hinblick auf die Überführung des Übertragungsnetzes auf die Verfügungsadressatin zu erreichen, wurden die Anschaffungs- und Herstellkosten anhand eines Mischindex bestehend zu je einem Drittel aus dem Landesindex für Konsumentenpreise, PIP und Zürcher Baukostenindex auf das Jahr 1998 hochgerechnet und damit die durchschnittlichen Wiederbeschaffungskosten in Franken pro km-Strang ermittelt (act. NN/41). Die mit der Leitungslänge multiplizierten Einheitskosten ergeben die Wiederbeschaffungswerte per 1998. Anschliessend wurde der Wert mit dem PIP auf das Erstellungsjahr zurückgerechnet. Abbildung 4 zeigt, dass der auf das Jahr 1998 standardisierte Mischindex (ausgezogene Linie), der für die Hochrechnung vom Herstellungsjahr auf das Jahr 1998 verwendet wurde, immer unter dem gepunktet eingezeichneten PIP liegt, der für die Rückrechnung vom Jahr 1998 auf das Inbetriebsetzungsjahr verwendet wurde. Rein durch die Verwendung der beiden unterschiedlichen Indizes für die Vorwärtsrechnung auf das Jahr 1998 und der Rückrechnung auf das Erstellungsjahr wird also der Wert der Anlagen systematisch überschätzt.

**Abbildung 4: Entwicklung der verwendeten Preisindizes**





Eine Analyse dieser eingereichten Unterlagen zur Preisentwicklung ergibt, dass Tabelle 2 in den folgenden drei Punkten angepasst werden muss, damit die beiden Bewertungsverfahren (historische Anlagewerte und synthetische Bewertung) samt dem verwendeten Preisindex sinnvoll verglichen werden können (vgl. Tabelle 3):

1. Die Eigentümer des Übertragungsnetzes haben in Spalte 1 „Investitionen mit vorliegender Abrechnung“ die ursprünglich aktivierten Baukosten aufgeführt. In Spalte 2 „Geschätzte Investitionen ohne Abrechnung“ werden geschätzte Kosten präsentiert, die damals vermutlich entstanden sind, aber nicht aktiviert, sondern über die Betriebskosten bezahlt wurden. Aus Sicht der Netzeigentümer bildet die Gesamtsumme in Spalte 3 „Total der Investitionen“ die Basis für den Vergleich. Dieses Vorgehen widerspricht Artikel 13 Absatz 4 StromVV, wonach bereits in Rechnung gestellte Betriebs- und Kapitalkosten bei der Ermittlung der anrechenbaren Kosten in Abzug zu bringen sind. Wenn bereits bezahlte Betriebs- und Kapitalkosten nicht zu den anrechenbaren Kosten gehören, können diese folglich auch nicht einen Bestandteil der Basis für den Vergleich der beiden Rechenverfahren bilden. Entsprechend sind alle Elemente der Spalte 2 zu eliminieren.
2. Mit dem Vergleich soll aufgezeigt werden, dass der verwendete PIP die Preisentwicklung korrekt darstellt und deswegen zur Rückindexierung gemäss Artikel 13 Absatz 4 StromVV geeignet ist. Für einen sinnvollen Vergleich muss eine Anlage aber genügend alt sein, da sonst die Preisentwicklung zu gering ist und entsprechend der Index nicht auf seine Zweckmässigkeit geprüft werden kann. Deswegen hat die EICom alle Anlagen aus dem Vergleich entfernt, die zum Vergleichszeitpunkt Ende 1998 nicht mindestens 10 Jahre alt waren. Dies betrifft drei der 14 Leitungen in den eingereichten Unterlagen (vgl. Spalte 4 „IBS-Jahr“ [REDACTED]).
3. Die Netzeigentümer haben zur Indexierung den PIP verwendet. Gemäss dem von [REDACTED] in Auftrag gegebenen Gutachten „Rückindexierung bei Höchstspannungsleitungen in der Schweiz“ (act NN/41) ist der PIP nicht repräsentativ, die Komponenten der Höchstspannungsleitungen machen maximal 8 Prozent des Warenkorb des PIP aus. Er erfüllt folglich nicht die in Artikel 13 Absatz 4 StromVV geforderte Sachgerechtigkeit. Deswegen werden in Tabelle 3 Spalte 1 die Anlagenteile, die nach dem Inbetriebsetzungsjahr der Anlage gebaut und deswegen auf dieses rückindexiert wurden, mit dem im von [REDACTED] in Auftrag gegebenen Gutachten dargestellten Höchstspannungsleitungsindex (Hösple-Index) indexiert. Dieser verwendet statt des gesamten PIP nur Subindizes, die aus Sicht der Autoren geeignet sind, und gewichtet diese entsprechend ihren Anteilen. Da der Index im Gutachten nur bis in das Jahr 1964 zurück ausgewiesen wird, wird im folgenden zu Gunsten der Netzeigentümer angenommen, dass sich die Preise zwischen den Jahren 1958, dem Inbetriebsetzungsjahr der ältesten hier dargestellten Anlage, und 1964 nicht verändert haben.

Verschiedene Parteien machen geltend, dass es sich beim Hösple-Index nicht um einen offiziell ausgewiesenen Index handle (vgl. bspw. act. A/74).

Es ist richtig, dass der Hösple-Index selbst nicht offiziell ausgewiesen ist, er ist aber ein Mischindex, der ausschliesslich auf offiziell ausgewiesenen Indizes beruht. Dabei handelt es sich um Subindizes des PIP, welche die Preisentwicklung der für Höchstspannungsleitungen verwendeten Materialien abbilden, den Lohnindex des Bundesamts für Statistik sowie – für einzelne Komponenten – den PIP selbst (act NN/41, Ziff. 7). Damit genügt der Hösple-Index der Bedingung, dass er offiziell ausgewiesen sein muss.

Im Weiteren wird vorgebracht, dass mit lediglich 11 Leitungen die Datenbasis zu schwach und überdies nicht repräsentativ sei, da sie weder Schaltanlagen noch Kuppeltransformatoren enthalte (act A/58, 59). Es stelle sich somit die Frage, ob für Schaltanlagen und Kuppeltransformatoren ebenfalls ein



methodischer Bewertungsfehler vorliege (act. A/64). Ein Netzbetreiber macht geltend, dass die eingereichte Tabelle die Ableitung eines pauschalen Abzuges nicht zulasse. Sie diene lediglich dazu, anhand exemplarischer Leitungen aufzuzeigen, dass die verwendete Bewertungsmethodik den gesetzlichen Anforderungen entspreche. Es sei unhaltbar, dass die ECom gestützt auf dieses Dokument nun einen pauschalen Abzug systematisch auf sämtliche Anlagen (Leitungen, Interstationen, Transformatoren usw.) des schweizerischen Übertragungsnetzes verfüge. Die willkürliche Begründung des Pauschalabzugs werde noch dadurch verstärkt, dass die ECom aus den 14 dokumentierten Leitungen deren drei herausgestrichen habe (act. A/73).

Die ECom hat, wie bereits ausgeführt, wiederholt verlangt, dass die Netzeigentümer aufzeigen, dass dieses synthetische Verfahren die tatsächlichen Anlagewerte mit hinreichender Genauigkeit reflektiert (vgl. bspw. NN/35). Die ECom hat das Argument geprüft, wonach die verwendete Bewertungsmethodik den gesetzlichen Anforderungen entspricht. Die Prüfung der Unterlagen ergab, wie oben dargelegt, dass das Bewertungsverfahren zu einer systematischen Überschätzung der Anlagewerte führt und damit gerade nicht den gesetzlichen Anforderungen entspricht. Würde die ECom bei der synthetischen Bewertung eine systematische Überbewertung der Netze akzeptieren, würde sie Artikel 15 Absatz 3 StromVG verletzen, wonach die Kapitalkosten auf der Basis der ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellkosten zu ermitteln sind. Nur die Netzeigentümer verfügen über die notwendigen Daten, die ECom hat keine andere Möglichkeit, diese Angaben zu beschaffen und hat deswegen in ihrer Berechnung die von Eigentümern des Übertragungsnetzes eingereichten Daten verwendet. Damit haben die Eigentümer die Datenbasis und damit sowohl die Auswahl als auch die Anzahl der abgebildeten Elemente selbst zu verantworten. Es kann nicht angehen, die selbst eingereichten, oder eben gerade nicht eingereichten Unterlagen anschliessend als ungenügende Datenbasis zu kritisieren. Die Gründe für die Elimination von drei Anlagen hat die ECom oben unter Ziffer 2 ausgiebig dargelegt. Der Vorwurf der Willkür ist nicht begründet.

Zudem wird argumentiert, dass Artikel 13 Absatz 4 StromVV, wonach bereits in Rechnung gestellte Betriebs- und Kapitalkosten für betriebsnotwendige Vermögenswerte in Abzug zu bringen sind, Artikel 15 Absatz 3 StromVG widerspreche, der die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellkosten der bestehenden Anlagen als Basis der Kapitalkosten definiere. Deswegen dürfe die erste der drei Anpassungen nicht vorgenommen werden (vgl. z.B. act A/64).

Artikel 15 Absatz 1 StromVG legt als Grundsatz fest, dass nur die Kosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes anrechenbar sind. Effizient bedeutet, dass eine bestimmte Leistung zum tiefstmöglichen Preis erbracht wird. Würden bereits in Rechnung gestellte Kosten ein zweites Mal in Rechnung gestellt, so würde Absatz 1 verletzt. Zudem verlangt Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe d StromVG, dass bereits individuell in Rechnung gestellte Kosten auszuschliessen sind. Auch aus dieser Bestimmung geht der Wille des Gesetzgebers klar hervor, dass eine mehrfache Bezahlung der gleichen Kosten nicht zulässig ist. Damit hat der Bundesrat seinen Ermessensspielraum bei dieser Regelung auf Verordnungsstufe nicht überschritten, weshalb die ECom Artikel 13 Absatz 4 StromVV so anzuwenden hat (BGE 128 II 247, E. 3.3).



**Tabelle 3: Überarbeiteter Vergleich der Anlagewerte**

Spalte	1	2	3	4	5	6
Leitungsstrang-Daten	Informationen aus Ist-Abrechnungen Rückindexierung mit Hörspie-Index (pro Strang umgerechnet)				Synthetische Bewertung gemäss Swissasset Datenbank	Abweichung 1)
Leitungsstrang	Investitionen mit vorliegender Abrechnung (kCHF)	Geschätzte Investitionen ohne Abrechnung (kCHF)	Total der Investitionen korrigiert (kCHF)	IBS-Jahr	Anschaffungsneuwert (kCHF)	Abweichung korrigiert (%)
<b>Total</b>	149'631		149'631		188'160	-20,5%

Quelle: Beilage 1 zum Bericht "Prüfung der synthetischen Anschaffungsneuwerte anhand ist-Abrechnungen exemplarischer Leitungen"

1) Abweichung:

$$Abweichung = \frac{ANW_{Abrechnung} - ANW_{Synthetisch}}{ANW_{Synthetisch}}$$

*ANW = AnschaffungsNeuWert*

Nach den in der Tabelle 3 vorgenommenen Korrekturen belaufen sich die Kosten gemäss synthetischem Bewertungsverfahren auf 188.2 Millionen Franken (Spalte 5), und die Vergleichsbasis („Total der Investitionen korrigiert“ in Spalte 3) auf 149.6 Millionen Franken (vgl. unterste grau unterlegte Zeile). Damit überschätzt die Bewertung nach dem synthetischen Verfahren gemäss dem Resultat der Überprüfung der EICom die tatsächlichen historischen Werte um 38.5 Millionen Franken bzw. 20.5 Prozent (unterste Zeile in Spalte 6).

In der folgenden Tabelle 4 zu den Anlagewerten werden für jeden Netzeigentümer die eingereichten Anlagewerte sowie die Korrekturen der Eigentümer des Übertragungsnetzes selbst und der EICom dargestellt. In der ersten Spalte stehen die bei der Verfügungsadressatin eingereichten Anlagerestwerte, welche die Grundlage des Netznutzungstarifs der Netzebene 1 bilden. Die Werte von sechs Netzeigentümern betragen 0, da sie ihre Anlagewerte bei anderen Netzeigentümern integriert haben. In den folgenden Spalten werden aufgeteilt nach historischem und synthetischem Bewertungsverfahren die bei der EICom eingereichten Werte, die von der EICom vorgenommenen Korrekturen sowie die anrechenbaren Werte dargestellt. Die Unterscheidung nach Alter bei den historischen Anlagerestwerten wurde aufgrund der unterschiedlichen Verzinsung des Anlagevermögens gemäss Artikel 31a StromVV vorgenommen. Demgegenüber erübrigt sich diese Unterscheidung bei den mit dem synthetischen Verfahren bewerteten Anlagen, da es sich bei diesen ausschliesslich um vor Ende 1998 in Betrieb genommene Anlagen handelt. In der letzten Spalte wird die Summe aus den anrechenbaren Werten der beiden Bewertungsverfahren präsentiert.



Tabelle 4: Anlagewerte

Spalte	Historische Restwerte									Synthetische Anschaffungswerte (AZW)					
	1	2	3	Vor 2004		Seit 2004			9	10	11	12	13	14	15
ONE	bei swfsgrid eingereichte Anlagewerte	bei EICom eingereichte Anlagewerte insg.	Eingereichte hist. Restwerte	Korrektur	Anrechenbare hist. Restwerte	Eingereichte hist. Restwerte	Korrektur	Anrechenbare hist. Restwerte	Anrechenbare hist. Restwerte insg.	Eingereichte synth. AZW	Korrektur individuell	Korrektur Niveau gem. Tab. 3	Korrektur Art. 13 Abs. 4 StromVG	Anrechenbare synth. AZW	Anrechenbare Anlagewerte insg.
TOTAL	2'548'977'482	2'291'852'097	1'069'001'429	-3248'655	1'065'752'774	489'432'016	-16'480'000	472'942'016	1'538'994'790	733218'852	-361798'755	-71'856'434	-55'892'292	223'568'170	1'762'263'900

Gemäss Tabelle 4 haben diverse Eigentümer gegenüber der EICom bereits tiefere Kosten geltend gemacht als ursprünglich gegenüber der Verfügungsadressatin. Dies lässt sich insbesondere dadurch erklären, dass mit der von der EICom gestützt auf Artikel 13 Absatz 5 StromVG aufgestellten Forderung nach den ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellkosten einige Netzeigentümer die Datenbasis änderten. Zudem waren in den ursprünglichen Eingaben gewisse Anlagen(-teile) irrtümlich enthalten, die bereits anderweitig (wie bspw. über die Nationalstrassengelder oder Eisenbahn) finanziert wurden und folglich nicht als Basis für die anrechenbaren Kosten herangezogen werden dürfen.

In Tabelle 4 hat die EICom die folgenden Korrekturen vorgenommen:

- **Historische Restwerte ( Spalten 3 - 9):**
  - o Elimination von Netzwerten, die bereits bei anderen Netzeigentümern integriert sind [REDACTED]
  - o Der Wert einer Anlage, die nur teilweise zum Übertragungsnetz gehört, wird anteilig reduziert. [REDACTED]. Die betroffene Eigentümerin hat die Reduktion selbst nicht bestritten, aber geltend gemacht, dass sie lediglich die grösste Aktionärin und Betreiberin sei und die Reduktion daher anteilmässig unter den diversen Eigentümerinnen der Anlage aufzuteilen sei [REDACTED].

Für die vorliegende Tarifprüfung muss sichergestellt sein, dass nur anrechenbare Kosten in Rechnung gestellt werden. Demgegenüber ist es nicht erheblich, wer die Kosten geltend macht. Im vorliegenden Fall werden die Reduktionen bei der Betreiberin der Anlage vorgenommen. Dies unter anderem darum, weil eine Miteigentümerin den von der Betreiberin vorgeschlagenen Kostenschlüssel bestreitet [REDACTED]. Wie die verschiedenen Eigentümerinnen die Kosten unter sich aufteilen, ist vorliegend nicht zu beantworten.



- **Synthetische Anschaffungszeitwerte (Spalten 10 – 14)**

- **Individuelle Anpassungen:**

- Bei einem Werk, das nach seinem Verkauf gegenüber der EICom keine Kosten geltend gemacht hat, werden die Kosten in dem Umfang akzeptiert, wie sie nicht in den Daten der Käufer integriert sind [REDACTED]
- Die irrtümliche Berücksichtigung der Kosten einer Anlage führt zu Anpassungen bei drei Netzeigentümern [REDACTED]. Bei je zwei Eigentümern erfolgte die Korrektur über die eingereichten Werte und die individuellen Korrekturen.
- Reduktion des Wertes einer Anlage, die nur teilweise zum Übertragungsnetz gehört [REDACTED]
- Zwei Netzeigentümer haben zusätzlich zur gesetzlich zulässigen Aufwertung auf den Anlagenrestwert Anlagen, die in der Vergangenheit über Betriebskosten finanziert wurden, anhand der synthetischen Bewertung weiter aufgewertet [REDACTED]. Gestützt auf Artikel 13 Absatz 4 StromVV werden diese Aufwertungen nicht anerkannt.
  - [REDACTED] verfügt über einen Anteil am Schweizer Übertragungsnetz von 10 Prozent. [REDACTED] bringt vor, dass [REDACTED] im Vergleich [REDACTED] Übertragungsnetzeigentümern diskriminiert werde, da als [REDACTED] Unternehmen die Bücher [REDACTED] zu führen habe. Dies erkläre die tiefen Anlagewerte (Abschreibungsdauer 25 Jahre, sowohl eigene Arbeitsleistungen als auch Arbeitsleistungen Dritter können nicht aktiviert, sondern müssen aus der Betriebsrechnung finanziert werden). [REDACTED] begründet die Aktivierung früher nicht aktivierter Anlageelemente und die Aufwertung namentlich damit, dass sich nur so die übrige Schweiz an den Anlagekosten beteilige. Sonst bezahle [REDACTED] Anteile am Schweizer Übertragungsnetz zweimal: zuerst durch die Finanzierung der Investitionen und ein zweites Mal durch die Bezahlung der von swissgrid überwältigten Kapitalkosten des Übertragungsnetzes. Dass der von der EICom vorgenommene Abzug zu hoch sei ergebe sich aus der Tatsache, dass der anrechenbare Anlagewert tiefer sei als der Buchwert [REDACTED]. Diese Argumentation vermag nicht zu überzeugen. Werke mit Buchführung nach kommunalen oder kantonalen Vorgaben bilden beim Übertragungsnetz tatsächlich eine Minderheit, im Schweizer Elektrizitätsnetz insgesamt sind diese Werke aber sehr häufig. An diese Werke hat der Bundesrat gedacht, als er mit Artikel 13 Absatz 4 StromVV eine Ausnahmeregelung schuf. Damit kann nicht von Diskriminierung gesprochen werden, wenn genau dieser Artikel zur Anwendung kommt. Das von [REDACTED] gewählte Verfahren widerspricht dem Wortlaut von Artikel 13 Absatz 4 StromVV, wonach bereits in Rechnung gestellte Betriebskosten in Abzug zu bringen sind. Zudem würden bei einer analogen Argumentation anderer Netzbetreiber die Netzkosten deutlich steigen und es käme genau zu jener doppelten Bezahlung von Anlagen, die [REDACTED] wie auch der Gesetzgeber vermeiden wollen. Als Folge einiger Korrekturen, welche die EICom aufgrund von Präzisierungen in der Zwischenzeit vorgenommen hat, entspricht der Buchwert weitgehend dem Anlagewert in Spalte 15.
  - [REDACTED] argumentieren im Wesentlichen damit, dass der Kaufpreis nicht als synthetischer Anschaffungswert sondern als historischer Restwert basierend auf Anschaffungs- und Herstellkosten zu akzeptieren sei [REDACTED]. [REDACTED] führt im Weiteren die Bestätigung der Angemessenheit im Kapitalerhöhungsbericht und in der Prüfbestätigung der Revisionsstelle als Belege für die korrekte Netzbewertung an.



akzeptiert, dass sich die Auslegung der ECom in ihren „Fragen und Antworten zur Umsetzung der am 12.12.2008 revidierten Stromversorgungsverordnung (StromVV)“ mit Artikel 13 Absatz 2 StromVV deckt. Die Reduktion auf „Baukosten“ widerspreche aber Artikel 15 Absatz 3 StromVG. Dieses Argument ist nicht zutreffend. Artikel 15 Absatz 3 StromVG spricht von den **ursprünglichen** Anschaffungs- und Herstellkosten. Der Kaufpreis einer bereits seit längerem bestehenden Anlage reflektiert gerade nicht die ursprünglichen Kosten, zumal wenn diese, wie in den vorliegenden Fällen, anhand des synthetischen Bewertungsverfahrens hergeleitet wurden. Aus den Materialien zu Artikel 15 Absatz 3 StromVG geht nicht hervor, dass "ursprünglich" eine andere Bedeutung hat. Artikel 13 Absatz 2 StromVV sieht zudem ausdrücklich vor, dass als Anschaffungs- bzw. Herstellkosten nur die Baukosten der betreffenden Anlage gelten. Damit soll sicher gestellt werden, dass der bei Handänderungen bezahlte Preis keine Relevanz für die Bestimmung der Kapitalkosten hat (Bundesamt für Energie, Stromversorgungsverordnung, Erläuternder Bericht zum Vernehmlassungsentwurf vom 27. Juni 2007 [Erläuternder Bericht E-StromVV], abrufbar unter [http://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/1528/Bericht\\_2.pdf](http://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/1528/Bericht_2.pdf), S. 12). Der Bundesrat hat seinen Ermessensspielraum bei dieser Regelung auf Verordnungsstufe nicht überschritten, weshalb die ECom Artikel 13 Absatz 2 StromVV so anzuwenden hat (BGE 128 II 247, E. 3.3). Der Anspruch auf Netzzugang nach Artikel 13 Absatz 1 StromVG bedeutet zwar eine Beschränkung des Eigentums, diese wird aber durch das Netznutzungsentgelt entschädigt. Dass es sich beim Wert des Übertragungsnetzes von nicht um ursprüngliche Anschaffungs- oder Herstellungskosten handelt, geht schliesslich direkt aus dem Geschäftsbericht hervor

Ob die Bestätigung der Angemessenheit im Kapitalerhöhungsbericht und in der Prüfbestätigung der Revisionsstelle damals – im Lichte des Elektrizitätsmarktgesetzes – korrekt waren, muss hier nicht geprüft werden. Heute ist alleine massgebend, ob die Netzbewertung der Stromversorgungsgesetzgebung entspricht.

- behauptet zudem, dass die Aufwertung der über die Betriebskosten finanzierten Anlagen überwiegend von den Kunden im internationalen Stromhandel und nicht von den inländischen Endverbrauchern getragen wurde. Dies sei aus der Tatsache ersichtlich, dass der Anteil am Übertragungsnetz sehr viel grösser sei als der Anteil am Strom, der an Endverbraucher geliefert wird.

Ob die Kosten von in- oder ausländischen Kunden getragen wurden, ist vorliegend nicht von Bedeutung, da eine Aufwertung der Anlagen in beiden Fällen nicht zulässig ist. Erstens widerspricht eine solche Aufwertung dem Wortlaut von Artikel 13 Absatz 4 StromVV, wonach bereits in Rechnung gestellte Betriebskosten in Abzug zu bringen sind. Dies gilt unabhängig davon, ob in- oder ausländische Verbraucher die Kosten bezahlt haben. Zweitens entspricht die Partizipation der Kunden im internationalen Stromhandel an den Netzkosten Artikel 16 Absatz 1 StromVG, wonach Kosten aus der grenzüberschreitenden Nutzung des Übertragungsnetzes nicht den inländischen Endverbrauchern angelastet werden dürfen. Drittens entspricht es dem Verursacherprinzip, dass Leitungen, die durch den internationalen Handel genutzt werden, auch durch diesen anteilig bezahlt werden. Selbst wenn man das Argument der Bezahlung durch ausländische Kunden akzeptierte, stellte sich die Frage, ob der internationale Handel bisher seinen Anteil



an den Kosten für die Benutzung des Netz inkl. Systemdienstleistungen und Verlustenergie getragen hat.

- **Korrektur wegen Überschätzung der tatsächlichen Werte:** Wie in Tabelle 3 aufgezeigt, führt das synthetische Verfahren zu einer systematischen Überschätzung des Wertes aufgrund der tatsächlichen ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellkosten von 20.5 Prozent. Deswegen werden in Spalte 12 alle synthetischen Anschaffungszeitwerte gemäss Spalte 10 (nach Abzug einer allfälligen Korrektur in Spalte 11) um diesen Prozentsatz gesenkt.  
■ macht geltend, dass sie nicht an der Bewertung des Übertragungsnetzes durch die grossen Übertragungsnetzeigentümer teilgenommen, sondern eine eigene Netzbewertung vorgenommen hat. Deswegen dürften die Schlussfolgerungen aus den Daten der Überlandwerke nicht auf ■ übertragen werden ■.  
■ hat zwar nicht das Bewertungsverfahren der Überlandwerke angewendet, das von ■ gewählte Verfahren ist aber weitgehend vergleichbar mit demjenigen der Überlandwerke, weshalb eine gleiche Behandlung angezeigt ist.
- **Abzug von 20 Prozent aufgrund von Artikel 13 Absatz 4 StromVV:** Artikel 13 Absatz 4 StromVV in der Fassung vom 12. Dezember 2008 sieht für Anlagewerte, die nach dem synthetischen Verfahren ermittelt wurden, einen Abzug von 20 Prozent vor. Dieser Abzug erfolgt in Spalte 13.

Damit wird gemäss der untersten grau unterlegten Zeile in Tabelle 4 das anrechenbare Anlagevermögen von den ursprünglich geltend gemachten gut 2.5 um rund 0.8 auf knapp 1.8 Milliarden Franken reduziert (Spalte 15).

#### 4.2.2.3.2 **Gesetzmässigkeit der Korrektur der synthetischen Bewertung**

Verschiedene Verfahrensparteien machen geltend, dass eine Korrektur um 20.5 Prozent in einem ersten und um 20 Prozent in einem zweiten Schritt nicht gesetzmässig sei und dass Artikel 13 Absatz 4 StromVV auf Gesetzesstufe verankert sein müsste (act. A/74, S. 7 ff.; act. A /54, S. 5). Sie argumentieren, dass damit zweimal die gleiche Korrektur vorgenommen wurde, und nehmen dabei unter anderem Bezug auf eine Aussage im Rahmen der ständerätlichen Strompreisdebatte am 16. Dezember 2008. Frage: "(...) Wenn die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht mehr feststellbar sind, kann für die Bewertung des Netzes auch eine so genannte synthetische Bewertungsmethode verwendet werden. Diese synthetische Bewertungsmethode geht vom Wiederbeschaffungswert aus. Diese Bewertungsmethode ist viel zu attraktiv, denn daraus resultieren häufig höhere Kapitalkosten. Die Attraktivität dieser Bewertungsmethode will der Bundesrat nun mit einem Malus von 20 Prozent brechen. Ich frage nun: Warum gerade mit 20 Prozent, warum nicht mit 30 oder 40 Prozent?" (Amtliches Bulletin des Ständerates 2008, S. 1004). Antwort: "Auf die 20 Prozent sind wir folgendermassen gekommen: Die synthetische Berechnungsweise war eigentlich als Ausnahme vorgesehen. Nach zehn Jahren muss ein Unternehmen die Bücher nicht mehr aufbewahren. Wenn es die Bücher nicht mehr hat und keine Berechnungsgrundlage mehr vorhanden ist, kann es synthetisch rechnen. Jetzt ist der Fall eingetreten, dass alle Unternehmen ihre Bücher nicht mehr hatten. Alle mussten plötzlich die synthetische Berechnungsweise anwenden. Die ElCom hat in 39 Fällen auf dem Hochspannungsnetz die Rückkalkulation gemacht und gesehen, dass bei all diesen Fällen um 20 Prozent zu hoch synthetisch gerechnet wurde. So haben wir die 20 Prozent genommen, gestützt auf diese Rückkalkulation" (Amtliches Bulletin des Ständerates 2008, S. 1006).

Ziel der Auslegung ist die Ermittlung des Sinngehaltes der Norm. Ausgangspunkt jeder Auslegung bildet der Wortlaut. Ist der Text nicht klar oder sind verschiedene Deutungen möglich, muss nach seiner wahren Tragweite gesucht werden unter Berücksichtigung der weiteren Auslegungselemente, wie namentlich die Entstehungsgeschichte der Norm und ihr Zweck. Wichtig ist auch die Bedeutung, die





der Norm im Kontext mit anderen Bestimmungen zukommt. Die Gesetzesmaterialien sind zwar nicht unmittelbar entscheidend, dienen aber als Hilfsmittel, um den Sinn der Norm zu erkennen (BGE 130 II 202 E. 5.1, 129 II 114 E. 3.1). Namentlich bei neueren Texten kommt den Materialien eine besondere Stellung zu, weil veränderte Umstände oder ein gewandeltes Rechtsverständnis eine andere Lösung weniger nahe legen (BGE 128 I 288 E. 2.4). Die Rechtsprechung lässt sich bei der Auslegung von Erlassen stets von einem Methodenpluralismus leiten und stellt nur dann allein auf das grammatikalische Element ab, wenn sich daraus zweifelsfrei eine sachlich richtige Lösung ergibt (BGE 125 II 333).

Der Wortlaut von Artikel 13 Absatz 4 StromVV sagt klar, dass in einem ersten Schritt in jedem Fall höchstens der Wert einer vergleichbaren Anlage anrechenbar ist und vom so ermittelten Wert in einem zweiten Schritt 20 Prozent in Abzug zu bringen sind. Demnach müssen vorliegend die beiden Abzüge von 20.5 und 20 Prozent vorgenommen werden. Dies ergibt einen Abzug von total 36.4 Prozent ( $[100\% - 20.5\%] * [100\% - 20\%] = 63.6\% = [100 - 36.4\%]$ ).

Eine andere Auslegung hätte zur Folge, dass die Netzbetreiber unter dem Titel "synthetische Bewertung" einen beliebig hohen Wert einsetzen könnten, von welchem anschliessend 20 Prozent abgezogen werden. Dies ist nicht sachgerecht, entspricht nicht dem Zweck von Artikel 13 Absatz 4 StromVV und auch nicht dem Willen des Gesetzgebers. Aus den erwähnten Zitaten kann jedenfalls im Gesamtzusammenhang nichts Gegenteiliges abgeleitet werden. Der Fragesteller erwähnt ausdrücklich den Begriff "Malus". Artikel 13 Absatz 4 StromVV in der Version vom 12. Dezember 2008 unterscheidet sich nur durch den letzten Satz von der Version vom 14. März 2008. Zweck dieser Bestimmung ist, dass dem Netzbetreiber aus der nachträglichen Berechnung kein Vorteil erwächst. "Die so berechneten Anschaffungs- und Herstellwerte pro Anlage und Jahr müssen einem Vergleich zu real verfügbaren Werten (auch zu Belegen anderer Netzbetreiber) standhalten" (Erläuternder Bericht E-StromVV S. 13). Aus den Materialien ergeben sich keinerlei Anhaltspunkte, dass der Bundesrat mit der Revision der StromVV vom 12. Dezember 2008 von diesem Grundsatz abweichen wollte. Ansonsten hätte er den zweitletzten Satz von Artikel 13 Absatz 4 StromVV streichen müssen.

Artikel 13 Absatz 4 StromVV ist also so auszulegen, dass in einem ersten Schritt der Wert einer vergleichbaren Anlage eingesetzt werden muss und von diesem Wert in einem zweiten Schritt 20 Prozent ("Malus") in Abzug zu bringen sind. Die Preisüberwachung legt Artikel 13 Absatz 4 StromVV ebenfalls so aus (vgl. Ziff. 5).

Schliesslich schreibt schon das Gesetz in Artikel 15 Absatz 3 StromVG vor, dass die Kapitalkosten auf Basis der ursprünglichen Anschaffungs- beziehungsweise Herstellkosten der bestehenden Anlagen ermittelt werden müssen. "Ursprünglich" kann nur bedeuten, dass wenn immer möglich die damaligen tatsächlichen Kosten festgestellt werden müssen und nicht, dass eine rechnerische Herleitung erfolgt. Eine solche hätte eine systematische Überbewertung der Netze und damit überhöhte Netznutzungstarife zur Folge. Mit der Einführung eines 20-Prozent-Abzuges wollte der Bundesrat den Bewertungsgrundsätzen des Gesetzes (ursprüngliche Anschaffungs- bzw. Herstellkosten) zum Durchbruch verhelfen und falsche Anreize eliminieren.

Bei der Festlegung der Rechtssetzungsstufe - Gesetz oder Verordnung - sind folgende Aspekte zu beachten: die Wichtigkeit, das Flexibilitätsbedürfnis und die Eignung der rechtsetzenden Behörde. Die Wichtigkeit einer Norm bestimmt sich vor allem nach der Intensität des Eingriffs, der Zahl der von einer Regelung Betroffenen, der finanziellen Bedeutung und der Akzeptierbarkeit. Sind bei einer Norm regelmässig Anpassungen an technische oder wirtschaftliche Errungenschaften notwendig, spricht das Flexibilitätsbedürfnis für eine Regelung auf Verordnungsstufe. Der Gesetzgeber legt die grossen Linien fest, der Verordnungsgeber die Details. Sind also Details zu regeln oder ist eine besondere Fachkenntnis erforderlich, ist der Bundesrat als Verordnungsgeber besser für diese Entscheide geeig-



net (HÄFELIN/ MÜLLER/ UHLMANN, Rz. 396 ff.). Das Flexibilitätsbedürfnis lässt eine Norm auf Gesetzes- oder auf Verordnungsstufe zu. Angesichts des politischen Drucks war die Verankerung der Bestimmung in einem Gesetz nicht möglich. Das Gesetzgebungsverfahren hätte zu lange gedauert. Der Bundesrat war die für diesen Entscheid geeignete Behörde. Zweck von Artikel 13 Absatz 4 letzter Satz StromVV ist, der synthetischen Bewertungsmethode die Attraktivität zu nehmen. Der Bundesrat wollte einen Anreiz dafür schaffen, dass die Netzbetreiber - falls möglich - ihre Netze wie in Artikel 15 Absatz 3 StromVG vorgesehen, aufgrund der ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten bewerten (Amtliches Bulletin des Ständerates 2008, S. 1000 ff.). Unter diesem Aspekt ist die Intensität des Eingriffs nicht besonders hoch. Von der Regelung betroffen sind nur diejenigen Netzbetreiber, welche ihre Netze nach der synthetischen Methode bewertet haben. Die finanzielle Bedeutung ist zwar nicht gering, angesichts der Mehrbelastung der Endverbraucher durch eine als Regelfall angewendete synthetische Bewertung aber vertretbar. Artikel 13 Absatz 4 StromVV in der Fassung vom 12. Dezember 2008 ist zwar von den Netzbetreibern nicht akzeptiert. Von den Endverbrauchern wurde jedoch mit Vehemenz ein Vorgehen gegen die Tarifierhöhungen gefordert (vgl. Ziff. 4.3.4.4.1). Die Endverbraucher sind von dieser Bestimmung ebenfalls betroffen. Hinzu kommt, dass Artikel 13 Absatz 4 StromVV eine Abschwächung von Artikel 15 Absatz 3 StromVG bedeutet. Artikel 15 Absatz 3 StromVG sieht als Grundsatz vor, dass die Kapitalkosten auf Basis der ursprünglichen Anschaffungs- beziehungsweise Herstellkosten der bestehenden Anlagen ermittelt werden müssen.

Der Bundesrat hat seinen Ermessensspielraum bei dieser Regelung auf Verordnungsstufe nicht überschritten, weshalb die EICom Artikel 13 Absatz 4 StromVV so anzuwenden hat (BGE 128 II 247, E. 3.3).

#### **4.2.2.3.3 Kalkulatorische Zinsen auf dem Anlagevermögen**

Zu den anrechenbaren Kapitalkosten gehören die kalkulatorischen Zinsen auf den für den Betrieb der Netze notwendigen Vermögenswerten (Art. 15 Abs. 3 Bst. b StromVG). Als betriebsnotwendige Vermögenswerte dürfen die Anschaffungs- bzw. Herstellrestwerte der bestehenden Anlagen, die sich aufgrund der Abschreibungen nach Artikel 13 Absatz 2 StromVV per Ende des Geschäftsjahres ergeben, und das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen berechnet werden (Art. 13 Abs. 3 StromVV).

Der Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte entspricht der durchschnittlichen Rendite von Bundesobligationen mit einer Laufzeit von 10 Jahren während der letzten 60 Monate in Prozent, zuzüglich einer risikogerechten Entschädigung. Diese beträgt im Jahr 2009 1.93 Prozentpunkte (Art. 13 Abs. 3 Bst. b StromVV).

Die Eigentümer des Übertragungsnetzes haben zur Verzinsung des Anlage- und Nettoumlaufvermögens einen Zinssatz von 4.53 Prozent verwendet. Dieser entspricht dem in Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b StromVV festgelegten Wert. Da die EICom in ihrer Weisung 2/2008 vom 29. Mai 2008 zur „Berechnung des Zinssatzes für betriebsnotwendige Vermögenswerte“ einen Zinssatz von 4.55 Prozent publiziert hat, wird im Folgenden von diesem leicht höheren Zinssatz ausgegangen.

Mit der Revision der StromVV im Dezember 2008 hat der Bundesrat mit Artikel 31a Absatz 1 StromVV für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden, den Zinssatz um einen Prozentpunkt gesenkt. Damit gilt für diese Anlagen ein Zinssatz von 3.55 Prozent. Davon ausgenommen sind die Anlagen, für welche die EICom nach Artikel 31a Absatz 2 StromVV ein Gesuch bewilligt hat. Diese Möglichkeit nutzten acht Eigentümer des Übertragungsnetzes sowie die Verfügungsadressatin. Die EICom behandelt diese Gesuche im Rahmen der vorliegenden Verfügung, da die Gesuche die anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes betreffen.



Artikel 31a Absatz 1 StromVV will verhindern, dass Endverbraucher über das Netznutzungsentgelt Elektrizitätsnetze, die von ihnen bereits einmal bezahlt wurden, über eine Aufwertung ein zweites Mal bezahlen müssen. Der Verordnungsgeber geht dabei davon aus, dass für viele Elektrizitätsnetze, die vor dem 1. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden, eine Neubewertung vollzogen wurde. In diesen Fällen wurde der nach Artikel 15 Absatz 1 StromVG zulässige angemessene Betriebsgewinn über die Neubewertung erzielt. Nach Artikel 31a Absatz 1 StromVV wird daher der Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b StromVV um einen Prozentpunkt gesenkt, da der volle Zinssatz bereits einen angemessenen Gewinn beinhaltet. Die Erzielung eines doppelten Gewinnes wäre unangemessen und stünde im Widerspruch zu Artikel 15 Absatz 1 StromVG.

Nicht alle Elektrizitätsnetze, die vor dem 1. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden, haben eine Aufwertung erfahren. In diesen Fällen wäre der Abzug eines Prozentpunktes beim Zinssatz ungerechtfertigt. Artikel 31a Absatz 2 StromVV sieht daher Ausnahmen vor. Danach kann die ElCom die Anwendung des höheren Zinssatzes nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b StromVV bewilligen:

- a. für Anlagen, für die keine Neubewertung vollzogen wurde:  
Es darf über die ganze Betriebsdauer der Anlage keine Neubewertung vollzogen worden sein. Es genügt nicht, wenn im Hinblick auf die Strommarktöffnung 2009 keine Aufwertung durchgeführt wurde.
- b. für Anlagen, die über eine nach Artikel 13 Absatz 1 StromVV festgelegte, einheitliche und sachgerechte Nutzungsdauer abgeschrieben wurden:  
Die Anlagen müssen während der ganzen bisherigen Betriebsdauer nach einer einheitlichen und sachgerechten Praxis abgeschrieben worden sein. Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) hat in der Publikation "Netznutzungsmodell für die Verteilnetze der Schweiz (NNMV)" unter Ziffer 7.3 für verschiedene Anlageklassen die massgebenden Nutzungsdauern publiziert.  
Dank der bekannten bisherigen Abschreibungspraxis und den aktuellen Buchwerten können für diese Anlagen die ursprünglichen aktivierten Werte ermittelt werden. Somit ist für diese Anlagen eine (synthetische) Neubewertung unzulässig. Damit kann sich umgekehrt ein Netzbetreiber bei einer berechtigten Neubewertung nicht auf diesen Buchstaben beziehen.
- c. für Anlagen, die über einen längeren Zeitraum linear abgeschrieben wurden:  
Es geht hier um Anlagen, welche während der ganzen bisherigen Betriebsdauer nie aufgewertet wurden und nach einer einheitlichen Praxis linear abgeschrieben wurden. Im Unterschied zu Buchstaben b wurden die vorliegenden Anlagen über eine längere Nutzungsdauer abgeschrieben als in der Publikation NNMV vorgesehen.

Mit der synthetischen Neubewertung haben die Gesuchstellerinnen für diese Anlagen die Voraussetzungen nach Buchstaben a und b nicht erfüllt, Buchstabe c haben sie selbst nie geltend gemacht und wäre bei einer berechtigten Neubewertung auch nicht anwendbar. Damit erfüllen die Gesuchstellerinnen die in Artikel 31a Absatz 2 genannten notwendigen Voraussetzungen nur für diejenigen Anlagen, die anhand der historischen Restwerte bewertet wurden, wie sie in Tabelle 4 Spalte 5 ausgewiesen werden. Demgegenüber kommt für Anlagen, deren Werte mittels des synthetischen Verfahrens hergeleitet wurden (Tabelle 4 Spalte 14), nur der reduzierte Zinssatz nach Artikel 31a Absatz 1 StromVV zur Anwendung.

In Tabelle 5 werden die anrechenbaren kalkulatorischen Zinskosten auf dem Anlagevermögen dargestellt. In den Spalten 1 und 2 werden die bei der Verfügungsadressatin eingereichten Anlagerestwerte



und die Zinskosten bei einem Zinssatz von 4.53 Prozent präsentiert. Die folgenden Spalten zeigen den angewandten Zinssatz nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b, Artikel 31a Absatz 1 bzw. 2 StromVV sowie die verwendeten Anlagewerte aufgrund der Anpassungen gemäss Tabelle 4.

**Tabelle 5: Kalkulatorische Zinskosten auf dem Anlagevermögen**

Spalte	WACC 4.53%		Vor 2004				Seit 2004		10	
	1	2	WACC 3.55% bzw. 4.55%		5	WACC 3.55%		8		9
ONE	bei swisagrid eingereichte Anlagerestwerte	bei swisagrid eingereichte Zinskosten	Anrechenbare hist. Restw. gem. Tab. 4	WACC	kalk. Zinskosten	Anrechenbare synth. AZW gem. Tab. 4	kalk. Zinskosten	Anrechenbare hist. Restw. gem. Tab. 4	kalk. Zinskosten	Anrechenbare kalk. Zinskosten auf Anlageverm. Insg.
<b>TOTAL</b>	2'545'679'482	115'319'281	1'065'752'774		43'045'053	223'569'170	7'936'706	472'942'016	21'518'882	73'300'621

Die Zinskosten auf dem Anlagevermögen werden damit von den ursprünglich geltend gemachten 115 um 42 auf 73 Millionen Franken gesenkt (vgl. unterste grau unterlegte Zeile).

#### 4.2.2.3.4 Gesetzmässigkeit des differenzierten Zinssatzes

Verschiedene Verfahrensparteien bringen vor, dass das StromVG keine Möglichkeit zur Differenzierung des Zinssatzes vorsehe und eine Differenzierung eine Rechtsungleichheit bewirke, zudem hätte eine solche Bestimmung auf Gesetzesstufe verankert werden müssen (bspw. act. A/22). Das Gleichbehandlungsgebot gilt nicht absolut. Der Gesetzgeber hat eine erhebliche Gestaltungsfreiheit. Er darf keine Differenzierungen treffen, für die sachliche und vernünftige Gründe fehlen oder sich über erhebliche tatsächliche Unterschiede hinwegsetzen, muss aber nicht jede tatsächliche Ungleichheit auch rechtlich unterschiedlich behandeln. Er darf gewisse Schematisierungen vorsehen (ULRICH HÄFELIN/WALTER HALLER/HELENE KELLER, Schweizerisches Bundesstaatsrecht, 7. Auflage, Zürich/Basel/Genf 2008, Rz. 750 ff.)



Wie oben ausgeführt besteht bei älteren Anlagen ein erhebliches Aufwertungspotenzial und somit die Möglichkeit zur Erzielung eines doppelten Gewinnes: zuerst über die Aufwertung und anschliessend über die Verzinsung. Ein zweifacher Gewinn wäre unangemessen und würde Artikel 15 Absatz 1 StromVG verletzen. Bei neuen Anlagen besteht höchstens ein geringes Aufwertungspotenzial. Deswegen werden Anlagen, die ab dem 1. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden, gleich behandelt wie Anlagen, die nicht aufgewertet wurden. Die Differenzierung zwischen Anlagen, die vor dem 1. Januar 2004 in Betrieb genommen worden sind und Anlagen, die nach diesem Datum in Betrieb genommen worden sind, ist somit sachgerecht. Das StromVG steht einer solchen Differenzierung nicht entgegen.

Die Grundsätze für die Festlegung der Rechtssetzungsstufe - Gesetz oder Verordnung - wurden bereits vorne ausgeführt (vgl. Ziff. 4.2.2.3.2). Das Flexibilitätsbedürfnis und die Eignung rechtsetzenden Behörde lassen eine Norm auf Gesetzes- oder auf Verordnungsstufe zu, wobei es sich bei der Differenzierung des Zinssatzes um Detailbestimmungen handelt, die in der Regel in Verordnungen und nicht im Gesetz enthalten sind. Bei Artikel 31a StromVV handelt es sich um eine Übergangsbestimmung, welche nur für die Jahre 2009 bis 2013 gilt. Die Intensität des Eingriffs ist aufgrund des zeitlich eingeschränkten Geltungsbereiches beschränkt. Vom tieferen Zinssatz betroffen sind nur diejenigen Netzbetreiber, welche ihre Netze neu bewertet haben, die übrigen Netzbetreiber können bei der ECom beantragen, dass sie einen Zinssatz ohne Reduktion verwenden dürfen (Art. 31a Abs. 2 StromVV). Die finanzielle Bedeutung dieser befristeten Bestimmung ist angesichts des langfristigen Anlagehorizontes nicht von grosser Tragweite. Artikel 31a StromVV ist zwar von den Netzbetreibern nicht akzeptiert. Von den Endverbrauchern wurde jedoch mit Vehemenz ein Vorgehen gegen die Tarifierhöhungen gefordert (vgl. Ziff. 4.3.4.4.1). Die Endverbraucher sind von dieser Bestimmung ebenfalls betroffen.

Hinzu kommt, dass beim Fehlen einer gesetzlichen Regelung die Exekutive kraft ihrer Kompetenz zur Regelung des Inkrafttretens auch das Übergangsrecht umfassend ordnen kann (BGE 104 Ib 215 ff.; BGE 106 Ia 256 f.).

Das StromVG räumt dem Bundesrat bei der Festlegung des Zinssatzes ein weites Ermessen ein (Art. 15 Abs. 3 Bst. b StromVG). Der Bundesrat hat seinen Ermessensspielraum bei dieser Regelung auf Verordnungsstufe nicht überschritten, weshalb die ECom Artikel 13 Absatz 4 StromVV so anzuwenden hat (BGE 128 II 247, E. 3.3).

#### **4.2.2.3.5 Kalkulatorische Abschreibungen auf dem Anlagevermögen**

Artikel 13 Absatz 1 StromVV verlangt, dass die Netzbetreiber in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien für die verschiedenen Anlagen und Anlagenteile einheitliche und sachgerechte Nutzungsdauern festlegen. Die Eigentümer des Übertragungsnetzes haben die vom VSE in der Publikation „Netznutzungsmodell für Verteilnetze der Schweiz (NNMV)“ festgelegten Abschreibungsdauern nach Anlageklassen verwendet (act. NN/31). Ob die Nutzungsdauern sachgerecht sind, wurde vorliegend nicht geprüft, es bestehen aber keine gegenteiligen Indizien.

Nach Artikel 13 Absatz 2 StromVV berechnen sich die kalkulatorischen Abschreibungen aufgrund der Anschaffungs- bzw. Herstellkosten der bestehenden Anlagen bei linearer Abschreibung über eine festgelegte Nutzungsdauer auf den Restwert Null. Als Anschaffungs- bzw. Herstellkosten gelten nur die Baukosten der betreffenden Anlagen.



Tabelle 6 zeigt in den Spalten 1 und 2 wiederum die bei der Verfügungsadressatin eingereichten Anlagerestwerte und die kalkulatorischen Abschreibungen. In den Spalten 3 und 6 werden die von den Übertragungsnetzeigentümern bei der EICom eingereichten Abschreibungen aufgeführt. In den Spalten 4 und 7 werden aufgrund der Korrekturen gemäss Tabelle 4 diverse Änderungen vorgenommen. Diese Korrekturen der EICom in Spalte 4 beruhen auf den Angaben der Eigentümer zu den einzelnen Anlagen. Sofern die Eigentümer keine Werte eingereicht haben, hat die EICom die Werte im Verhältnis zur Reduktion der Anlagerestwerte verändert. Die Abschreibungen auf den synthetisch bewerteten Anlagen wurden folgendermassen ermittelt: Zuerst wurde die prozentuale Reduktion aus den Spalten 10 und 14 der Tabelle 4 ermittelt. Anschliessend wurden die in Tabelle 6, Spalte 6 enthaltenen Abschreibungen mit dem gleichen Prozentsatz reduziert.

**Tabelle 6: Kalkulatorische Abschreibungen auf dem Anlagevermögen**

Spalte	Historische Datengrundlage				Synthetische Datengrundlage				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ONE	bei swisgrid eingereichte Anlagerestwerte	bei swisgrid eingereichte Abschreibungen	bei EICom eingereichte historische Abschreibungen	Korrektur gem. Tab. 4	Anrechenbare historische Abschreibungen	bei EICom eingereichte synthetische Abschreibungen	Korrektur gem. Tab. 4	Anrechenbare synthetische Abschreibungen	Anrechenbare Abschreibungen insgesamt
<b>TOTAL</b>	2'545'679'482	117'047'706	70'982'221	-559'362	70'422'859	25'281'102	-14'309'659	10'971'443	81'384'302

Aufgrund der Neuberechnung in Tabelle 6 werden die kalkulatorischen Abschreibungen auf dem Anlagevermögen von 117 um 36 auf 81 Millionen Franken gesenkt.



#### 4.2.2.3.6 Betriebsnotwendiges Nettoumlaufvermögen

Neben den Anschaffungs- und Herstellrestwerten darf wie erwähnt auch das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen bei der Berechnung der kalkulatorischen Zinsen berücksichtigt werden (Art. 13 Abs. 3 StromVV). Dieses wurde – meist unbegründet – sehr unterschiedlich hergeleitet. Während diverse Unternehmen dessen Höhe als Anteil des Jahresumsatzes – meistens ein Viertel oder ein Achtel – berechneten, haben 15 Eigentümer 6 Prozent des Anlagevermögens eingesetzt. Soweit dieses Vorgehen erläutert wurde, wurde auf den Vernehmlassungsentwurf der Stromversorgungsverordnung vom 27. Juni 2007 (E-StromVV; [http://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/1528/Vorlage\\_2.pdf](http://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/1528/Vorlage_2.pdf)) verwiesen. Dabei handelt es sich offensichtlich um ein Missverständnis, da Artikel 12 Absatz 3 Buchstabe a Ziffer 2 E-StromVV sich auf den Jahresumsatz aus dem Betrieb der Netze und nicht auf das Anlagevermögen bezog. Insofern ist eine solche Berechnungsart nicht zulässig.

Auch die von diversen Netzeigentümern vorgetragene Begründung eines höheren benötigten Nettoumlaufvermögens wegen geplanter Investitionen ist nicht stichhaltig. Die Berücksichtigung der Investitionen bei den anrechenbaren Kosten erfolgt gemäss Artikel 15 Absatz 3 StromVG über die Kapitalkosten der bestehenden Anlagen. Damit sind Kosten für lediglich geplante Investitionen nicht anrechenbar. Schliesslich wurde auch das tatsächliche Nettoumlaufvermögen am Bilanzstichtag eingesetzt, unabhängig davon, ob dieses betriebsnotwendig ist oder nicht.

Gemäss Verfügungsadressatin stellen die Übertragungsnetzeigentümer am Ende jedes Monats einen Zwölftel der erwarteten jährlichen Entschädigung für die Netzkosten in Rechnung. Die Verfügungsadressatin überweist den Betrag jeweils umgehend (act. NN/21). Damit erhalten die Übertragungsnetzeigentümer die notwendigen Mittel im Durchschnitt einen halben Monat nachdem sie ihre eigenen Rechnungen bezahlen müssen. Da die Übertragungsnetzeigentümer ausser der Rechnung an die Verfügungsadressatin kaum andere wesentliche kurzfristige Forderungen ausstehend haben, kann höchstens ein halber Monatsumsatz bzw. 1/24 des Jahresumsatzes als betriebsnotwendiges Nettoumlaufvermögen akzeptiert werden.

Diverse Eigentümer des Übertragungsnetzes bezweifeln mit Hinweis auf die verzögerte Zahlung der Rechnung vom Januar 2009, dass die Verfügungsadressatin diesen Zahlungsplan einhalten kann [REDACTED].

Die Verfügungsadressatin hält an ihrem Zahlungsplan fest [REDACTED]. Sollte die Verfügungsadressatin künftig nicht in der Lage sein, die Rechnungen fristgerecht zu bezahlen, so können die Eigentümer und die Verfügungsadressatin unter sich einen Ausgleich vereinbaren. Für die vorliegende Tarifprüfung spielt eine diesbezügliche Änderung keine Rolle, da eine Verlängerung der Zahlungsfrist und damit ein erhöhtes Nettoumlaufvermögen bei den Eigentümern mit einem entsprechend tieferen Nettoumlaufvermögen bei der Verfügungsadressatin einher geht. Da sich die Änderungen gegenseitig aufheben, würden sie sich auf den Tarif nicht auswirken. Deswegen wird hier das Nettoumlaufvermögen weiterhin unter der Annahme berechnet, dass die Zahlungsfristen eingehalten werden.

Damit müssen in der folgenden Tabelle 7 für die Netzeigentümer zwei Korrekturen vorgenommen werden. Erstens ist aufgrund der Kürzungen bei den Betriebs- und Kapitalkosten (vgl. Tab. 1, 5 und 6) die Basis für das benötigte Nettoumlaufvermögen kleiner (vgl. Spalten 4-7). Zweitens reduziert sich aufgrund der sofortigen Bezahlung der Rechnungen durch die Verfügungsadressatin das durchschnittlich notwendige Nettoumlaufvermögen auf den Umsatz eines halben Monats. Damit beträgt das in Spalte 8 ausgewiesene betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen 1/24 der in Spalte 7 ausgewiesenen Summe aus den Betriebskosten, der Verzinsung und der Abschreibung des Anlagevermögens (Jahresumsatz). Die Verzinsung erfolgt zum Zinssatz von 4.55 Prozent.



Ein Eigentümer macht geltend, dass auch der Zins auf dem Nettoumlaufvermögen zu verzinsen sei [REDACTED]. Diesem Einwand wird in Spalte 9 Rechnung getragen.

Die Verfügungsadressatin benötigt mit den vorgesehenen Zahlungsfristen ein Nettoumlaufvermögen, das im Durchschnitt dem doppelten Monatsumsatz entspricht.

**Tabelle 7: Betriebsnotwendiges Nettoumlaufvermögen (NUV) und dessen Verzinsung**

Berechnung EICom									
Spalte	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ÖNE	bei swissgrid eingereichtes NUV	bei swissgrid eingereichte NUV Zinskosten	bei EICom eingereichtes NUV	Betriebskosten	Verzinsung Anlagevermögen (AV)	Abschreibungen	Betriebskosten+ Verzinsung AV+ Abschreibungen	anrechenbares NUV	Anrechenbare Zinskosten NUV
TOTAL	187'973'550	8'376'259	146'566'490	218'727'826	73'300'621	81'394'302	373'422'749	76'013'517	3'487'020

Das anrechenbare Nettoumlaufvermögen wird von den geltend gemachten 188 um 112 auf 76 Millionen Franken reduziert (unterste Zeile, Spalten 1 und 8). Damit werden die Zinskosten auf dem Nettoumlaufvermögen von den geltend gemachten 8 um 5 auf rund 3 Millionen Franken gesenkt (unterste Zeile, Spalten 2 und 9).





#### 4.2.2.4 Anlaufkosten

Als anrechenbare Kosten gelten wie erwähnt nur die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes, wobei sie einen angemessenen Betriebsgewinn beinhalten. Als Betriebskosten gelten die Kosten für die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen (Art. 15 Abs. 1 und 2 StromVG).

Diverse Eigentümer des Übertragungsnetzes haben Mehrkosten für die Marktöffnung und den Aufbau (Anlaufkosten) geltend gemacht, die in den Jahren 2005 bis 2008 angefallen seien und die nicht über Netznutzungsentgelte abgerechnet worden seien. In diesem Zusammenhang sind auf Wunsch dieser Unternehmen bereits am 18. Januar 2008 Vertreter der Unternehmen mit Vertretern der ECom zusammengekommen [REDACTED].

Die Vertreter der ECom haben anlässlich dieser Besprechung festgehalten, dass zur Anrechenbarkeit dieser Anlaufkosten die folgenden zwei Bedingungen nachweislich erfüllt sein müssen:

1. Es handelt sich ausschliesslich um Kosten, die ohne StromVG nicht entstanden wären.
2. Diese Kosten sind zusätzlich angefallen und wurden nicht bereits über die normale Geschäftstätigkeit an Endverbraucher weiter gegeben (Grenzkostenbetrachtung).

Mit E-Mail vom 1. Juli 2008 hat ein Übertragungsnetzeigentümer das Dokument „Vorleistungen Marktöffnung Übertragungsnetz Schweiz. Grundsätze und Definitionen“ zur Genehmigung durch die ECom eingereicht (act. NN/44). Die ECom hat an ihrer Sitzung vom 21. August 2008 die Genehmigung verweigert und dies mit Telefon vom 26. August 2008 einem Vertreter der Übertragungsnetzeigentümer mitgeteilt. Dies wurde wie folgt begründet:

1. Die ECom sieht sich nicht in der Lage, einen so allgemein gehaltenen Leitfaden zu genehmigen, ohne dessen konkrete Auswirkungen zu kennen. Zudem fehlt eine Begründung, warum der Leitfaden überhaupt durch die ECom zu bewilligen sei.
2. Die von den Vertretern der ECom anlässlich der Besprechung vom 18. Januar 2008 festgehaltenen Bedingungen sind nicht nachweislich erfüllt.
3. Zudem erachtet es die ECom als selbstverständlich, dass von den geltend gemachten Kosten allfällige Erlöse abgezogen werden. Dies geht aus dem Dokument des Eigentümers nicht hervor. Im Gegenteil lässt die Geltendmachung von Kosten aufgrund des Engpassmanagements an den Schweizer Grenzen (act. NN/44, Ziff. 5) darauf schliessen, dass die Auktionserlöse, welche die Kosten des Engpassmanagements bei weitem übersteigen, vernachlässigt wurden.

Mit Schreiben vom 10. November 2008 haben Vertreter der Übertragungsnetzeigentümer die ECom erneut ersucht, den unveränderten Leitfaden zu genehmigen (act. NN/44), was die ECom mit Schreiben vom 19. Dezember 2008 wiederum verweigerte (act. NN/45). Sie begründete dies damit, dass ihre Bedingungen weiterhin nicht erfüllt sind und die Erlöse nicht abgezogen wurden.

Die geltend gemachten Anlaufkosten [REDACTED] wurden durch die Eigentümer entweder aktiviert und über fünf Jahre abgeschrieben oder sind zu einem Fünftel oder vollumfänglich in den Betriebskosten enthalten. Aufgrund dieser unterschiedlichen Behandlung der Anlaufkosten durch die Eigentümer des Übertragungsnetzes werden die Anlaufkosten nachfolgend als eigene Kategorie in Tabelle 8 aufgeführt.



Die ECom hat die Anlaufkosten der Eigentümer des Übertragungsnetzes nur teilweise als anrechenbare Kosten für den Tarif 2009 akzeptiert, da gestützt auf die eingereichten Unterlagen nicht festgestellt werden konnte, dass es sich bei diesen Kosten um Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes handelt, welche für die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen notwendig sind. Einerseits sind die bereits am 18. Januar 2008 formulierten Bedingungen nicht erfüllt und andererseits werden Kosten geltend gemacht, ohne die dazugehörigen Erlöse abzuziehen. Deswegen wurde bei den geltend gemachten Anlaufkosten ein Intransparenzabzug von 10 Prozent (vgl. dazu Ziff. 4.2.2.2) vorgenommen, sofern die Kosten nicht ausgewiesen wurden.

**Tabelle 8: Anrechenbare Anlaufkosten**

Spalte	Berechnung ECom							
	1	2	3	4	5	6	7	8
ÖNE	bei swissgrid eingereichte Anlaufkosten	bei ECom eingereichte Anlaufkosten	MUNCH-Anlaufkosten	weitere Anlaufkosten	Korrektur individuell	Intransparenzabzug	Korrekturen Anlaufkosten insg.	Anrechenbare Anlaufkosten
<b>TOTAL</b>	21'261'088	21'261'088	12'089'568	9'171'520	-48'100	-1'860'201	-1'908'301	18'352'787

In Tabelle 8 hat die ECom in Spalte 6 einen Intransparenzabzug von 10 Prozent auf den Anlaufkosten inklusive derjenigen des Projekts MUNCH (Marktöffnung Übertragungsnetz Schweiz) (Spalten 2 und 3) vorgenommen, sofern die Kosten nicht detailliert ausgewiesen wurden. Bei transparent ausgewiesenen Kosten wurden individuell namentlich die Kosten für das Engpassmanagement an den Schwei-



zer Grenzen abgezogen, da diesen Kosten erhebliche Auktionserlöse in den Jahren 2006 und 2007 gegenüber stehen (Spalte 5).

Die Anlaufkosten werden von den geltend gemachten 21 um 2 auf 19 Millionen Franken reduziert (unterste Zeile, Spalten 1 und 8).

#### 4.2.2.5 Anrechenbare Betriebs- und Kapitalkosten insgesamt

Tabelle 9 fasst die aufgrund der vorstehenden Erwägungen ermittelten anrechenbaren Netzkosten zusammen.

Tabelle 9: Anrechenbare Betriebs- und Kapitalkosten insgesamt

Spalte	bei swisgrid eingereichte Zahlen				Berechnung ElCom				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ONE	bei swisgrid eingereichte Betriebskosten	bei swisgrid eingereichte Abschreibungen	bei swisgrid eingereichte Verzinsung	bei swisgrid eingereichte Netzkosten insgesamt	Betriebskosten	Abschreibungen	Verzinsung	Korrekturen Anlaufkosten gem. Tab. 8	Anrechenbare Netzkosten insg.
TOTAL	22'046'559	117'047'708	123'834'482	483'928'747	218'727'826	81'394'302	78'787'641	-1'906'301	375'001'488

Der von der Verfügungsadressatin veröffentlichte Tarif beruht auf Betriebs- und Kapitalkosten von insgesamt 464 Millionen Franken. Die gemäss Stromversorgungsgesetzgebung anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten liegen mit 375 um 89 Millionen Franken tiefer.



#### 4.2.2.6 Spannungshaltungskosten

Gemäss Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe a StromVV sind die Kosten für Spannungshaltung Teil der allgemeinen Systemdienstleistungen und werden nicht individuell den Verursachern in Rechnung gestellt. Gemäss Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe a StromVV werden den Netzbetreibern und den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern die Kosten für die Lieferung von Blindenergie, die sie verursacht haben, individuell in Rechnung gestellt (individuelle Systemdienstleistungen). Die Lieferung von Blindenergie ist Teil der Spannungshaltung (Art. 4 Abs. 1 Bst. g StromVG). Der Wortlaut von Artikel 15 Absatz 1 und Artikel 15 Absatz 2 StromVV ist somit widersprüchlich. Das Branchendokument "Netznutzungsmodell für das Schweizerische Übertragungsnetz" (NNMÜ-CH Ausgabe 2007, [http://www.strom.ch/uploads/media/NNM%C3%9C\\_CH.pdf](http://www.strom.ch/uploads/media/NNM%C3%9C_CH.pdf)) bestimmt, dass Erträge, welche über die verursachergerechte Zuordnung der Kosten von Blindenergie erwirtschaftet werden, von den Kosten für die Spannungshaltung in Abzug gebracht und die verbleibenden Kosten für die Spannungshaltung über die allgemeinen Systemdienstleistungen in Rechnung gestellt werden. Gestützt auf das Subsidiaritätsprinzip (Art. 3 Abs. 2 StromVG) folgt die ECom bei der Auslegung von Artikel 15 Absatz 1 und 2 StromVV diesem Ansatz. Aus dem erläuternden Bericht zum Vernehmlassungsentwurf der StromVV vom 27. Juni 2007 (Erläuternder Bericht E-StromVV, S. 14) ergeben sich keine Hinweise darauf, dass der Verordnungsgeber diese Bestimmung anders verstanden haben wollte.

Die Verfügungsadressatin stellt für 2009 die Kosten für den Bezug von Blindenergie aus dem Übertragungsnetz nicht individuell in Rechnung. Stattdessen werden [REDACTED] der Kosten für Spannungshaltung den verbleibenden anrechenbaren Kosten (Art. 15 Abs. 3 StromVV) und [REDACTED] den allgemeinen Systemdienstleistungen (Art. 15 Abs. 2 StromVV) zugeordnet. Dieses Vorgehen verletzt Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe a StromVV. Die Verfügungsadressatin macht geltend, dass noch nicht an allen Übergabestellen vom Übertragungsnetz zu den Verteilnetzen die für eine verursachergerechte Zuordnung notwendigen Messeinrichtungen installiert sind. Das legitimiert aber nicht die Deckung der Kosten für Spannungshaltung über das Netznutzungsentgelt nach Artikel 15 Absatz 3 StromVV. Vielmehr können durch den fehlenden Tarif für den Bezug von Blindenergie aus dem Übertragungsnetz keine Erträge bei den Kosten für Spannungshaltung in Abzug gebracht werden, womit die gesamten Kosten für die Spannungshaltung von [REDACTED] Millionen Franken pro Jahr über die allgemeinen Systemdienstleistungen in Rechnung gestellt werden müssen. Damit entfallen bei den verbleibenden anrechenbaren Kosten nach Artikel 15 Absatz 3 StromVV Kosten von 34.7 Millionen Franken pro Jahr.

Nicht untersucht wurde die Abgrenzung der Spannungshaltungskosten zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen. Die ECom wird diese Thematik in einer künftigen Tarifperiode prüfen.

#### 4.2.3 Erlöse

##### 4.2.3.1 Internationaler Transitzkostenausgleich (ITC)

Die Verfügungsadressatin weist in ihren Berechnungsgrundlagen darauf hin, dass über den ITC – Mechanismus<sup>2</sup> die mit Transitzflüssen verbundenen Netzkapital- und Netzverlustkosten entschädigt werden (act. SDL/7 Ziff. 7.3.). Es werden ITC-Erlöse von insgesamt 56 Millionen Franken an die De-

---

<sup>2</sup> ITC: Inter-TSO-Compensation; TSO: Transmission System Operators



ckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes und zur Finanzierung der Aufsichtsabgabe der ECom und des Bundesamtes für Energie (BFE) verwendet (Art. 16 und Art. 28 StromVG, Art. 14 StromVV). Die ECom hat diese Einnahmen geprüft und akzeptiert.

Die Aufsichtsabgabe für die ECom und das BFE hat im Jahre 2008 rund 1 Million Franken betragen. Die ECom geht davon aus, dass die Aufsichtsabgabe im Jahr 2009 in der gleichen Grössenordnung ausfallen wird, womit 55 Millionen Franken der ITC-Erlöse zur Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes verwendet werden können.

#### **4.2.3.2 Auktionserlöse**

Artikel 17 Absatz 5 StromVG sieht drei verschiedene Verwendungszwecke für Einnahmen aus markt-orientierten Zuteilungsverfahren (Auktionserlöse) vor:

- a. Deckung von Kosten grenzüberschreitender Elektrizitätslieferungen, die nicht einzelnen Verursachern direkt angelastet werden können, insbesondere für Kosten zur Gewährleistung der Verfügbarkeit der zugeteilten Kapazität;
- b. Aufwendungen für den Erhalt oder Ausbau des Übertragungsnetzes;
- c. Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes nach Artikel 15 StromVG.

Nach Artikel 32 StromVG dürfen Einnahmen aus diesen marktorientierten Zuteilungsverfahren während zwei Jahren ab Inkrafttreten des StromVG auch zur Entschädigung von weiteren Kosten im Übertragungsnetz, insbesondere von risikoadäquaten Entschädigungen der Eigentümer des Übertragungsnetzes, verwendet werden. Diese Verwendung bedarf einer Bewilligung der ECom. Der Antrag der nationalen Netzgesellschaft nach Artikel 20 Absatz 1 StromVG muss die weiteren Kosten im Übertragungsnetz ausweisen und darlegen, inwiefern diese nicht durch das Netznutzungsentgelt gedeckt sind (Art. 31 StromVV).

Diese vier Verwendungsarten (Art. 17 Abs. 5 Bst. a-c und Art. 32 StromVG) stehen gleichwertig nebeneinander. Weder aus dem Wortlaut noch aus den Materialien geht hervor, dass diese Aufzählung hierarchisch zu verstehen ist, dass also die Auktionserlöse primär nach Artikel 32 und dann nach Artikel 17 Absatz 5 Buchstaben a und b StromVG zu verwenden sind.

Die Verfügungsadressatin hat mit Schreiben vom 12. Januar 2009 einen formellen Antrag gemäss Artikel 20 Absatz 1 StromVV (act. NN/45a) eingereicht und beantragt eine Ausschüttung der Auktionserlöse an die Übertragungsnetzeigentümer nach Artikel 32 StromVG. Nach Angaben der Verfügungsadressatin würden die Eigentümerinnen des Übertragungsnetzes die Erlöse nach Artikel 17 Absatz 5 Buchstabe b StromVG verwenden. Das würde bedeuten, dass die Eigentümerinnen des Übertragungsnetzes die Auktionserlöse zur Deckung von Kosten für Aufwendungen für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes verwenden. Der Antrag für die Ausschüttung an die Übertragungsnetzeigentümer wird mit der Historie und den parlamentarischen Beratungen zu Artikel 32 StromVG begründet, jedoch ohne konkrete Verweise auf bestimmte Aussagen.

Mit Schreiben vom 29. Januar 2009 (act. NN/55) hat die Verfügungsadressatin die von den Übertragungsnetzeigentümerinnen zusätzlich gemachten Angaben nach Artikel 31 StromVV eingereicht. Die Übertragungsnetzeigentümer verweisen auf die im Jahr 2008 erfolgte vollumfängliche Ausschüttung der Auktionserlöse an die Übertragungsnetzeigentümer (act. SDL/7; vgl. unten) und leiten daraus einen erneuten Anspruch für eine vollumfängliche Ausschüttung im Jahr 2009 ab. Als Begründung für das Anrecht auf eine risikoadäquate Entschädigung gemäss Artikel 32 StromVG wird einerseits auf die Absicht des Gesetzgebers verwiesen, den Unternehmen, deren Geschäft wesentlich von der Nutzung ihrer grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen abhängig ist, die notwendigen Mittel zur

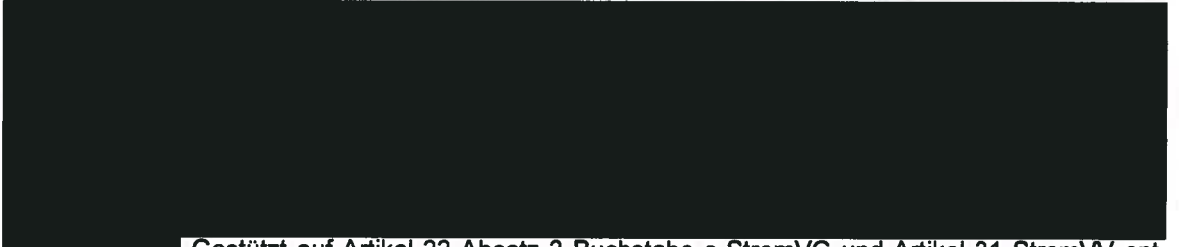



Verfügung zu stellen, um ihr Geschäftsmodell den neuen Gegebenheiten anzupassen. Andererseits wird auch auf das Regulierungsrisiko verwiesen, welches höchst einschneidende Eingriffe in die Eigentums- und Ertragsverhältnisse mit sich bringe. Die Eigentümerinnen des Übertragungsnetzes beabsichtigen somit nicht, die Auktionserlöse für Aufwendungen für den Erhalt und den Ausbau des Übertragungsnetzes gemäss Artikel 17 Absatz 5 Buchstabe b StromVG zu verwenden, wie dies im Antrag der Verfügungsadressatin (act. NN/45a) in Aussicht gestellt wurde.

Mit Schreiben vom 6. Februar 2009 hat die Verfügungsadressatin ein zusätzliches Begehren (act. NN/56) einer Übertragungsnetzeigentümerin für die anteilmässige Ausschüttung der Auktionserlöse eingereicht. Dieses Gesuch enthält jedoch keine Angaben, welche weiteren Kosten im Übertragungsnetz geltend gemacht werden und inwiefern diese nicht durch das Netznutzungsentgelt gedeckt sind.

Zudem beinhalten verschiedene Stellungnahmen der Parteien Ausführungen zu den Auktionserlösen, wobei im Wesentlichen die gleichen Argumente vorgebracht worden sind. Eine Partei bringt zusätzlich vor, dass die Auktionserlöse die Energiepreise in der Schweiz erhöhen würden, da im Swissix-Preis, welcher auch für den Entschädigungsmechanismus im Zusammenhang mit der kostendeckenden Einspeisevergütung massgeblich ist, ein Teil der Auktionspreise enthalten sei. Daher müssten aus den Auktionserlösen auch Rückvergütungen an die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien geleistet werden (act. A/63).

Für das Jahr 2009 geht die Verfügungsadressatin davon aus, dass gestützt auf Artikel 32 StromVG die Auktionserlöse an die Eigentümer des Übertragungsnetzes ausgeschüttet werden. Deswegen hat die Verfügungsadressatin diese Erlöse nicht in die Berechnung der Netznutzungskosten einbezogen (act. SDL/7, Ziff. 7.4).

  
Gestützt auf Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe c StromVG und Artikel 31 StromVV entscheidet die ECom, dass der nach Abzug der Kosten für den Auktionsbetrieb verbleibende Betrag zu rund  also im Umfang von 30 Millionen Franken, nach Artikel 17 Absatz 5 Buchstabe c StromVG zur Reduktion der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten des Übertragungsnetzes nach Artikel 15 StromVG zu verwenden ist. Da die Auktionserlöse schon im Laufe des Jahres 2009 ausbezahlt werden, werden sie auch in der Tarifperiode 2009 berücksichtigt und nicht erst in der Tarifperiode 2010, wie dies die Verfügungsadressatin vorschlägt (act. NN/45a). Über die Verwendung des restlichen Anteils entscheidet die ECom erst zu einem späteren Zeitpunkt ausserhalb des vorliegenden Verfahrens nach Vorliegen der Abrechnungen über die tatsächlich eingegangenen Auktionserlöse. Die vorgebrachten Argumente werden im Rahmen dieser weiteren Verfahren geprüft. Bis zum Entscheid der ECom dürfen diese restlichen Einnahmen nicht verwendet werden.

Die Preisüberwachung empfiehlt ebenfalls, mindestens 30 Millionen Franken zur Senkung der Netznutzungsentgelte 2009 zu verwenden (vgl. Ziff. 5).



#### 4.2.4 Fazit anrechenbare Netzkosten

Aufgrund der Erwägungen zu den Kosten und Erlösen in Ziffer 4.2.2 und 4.2.3 setzen sich die anrechenbaren Netzkosten folgendermassen zusammen:

	<b>Basis Tarif</b>	<b>Anrechenbare Kosten</b>
Netz – Betriebskosten	236 Millionen Franken	219 Millionen Franken
Netz – Kapitalkosten	228 Millionen Franken	158 Millionen Franken
Spannungshaltungskosten	35 Millionen Franken <sup>3</sup>	0 Millionen Franken
./ Anlaufkosten		- 2 Millionen Franken
./ ITC-Erlöse	- 56 Millionen Franken	- 55 Millionen Franken
./ Auktionserlöse		- 30 Millionen Franken
<b>Netzkosten insgesamt</b>	<b>443 Millionen Franken</b>	<b>290 Millionen Franken</b>

#### 4.2.5 Zuordnung der Kosten

Die Verfügungsadressatin hat gemäss Artikel 15 Absatz 3 StromVV die verbleibenden anrechenbaren Kosten zu 30 Prozent über eine Energiekomponente, zu 60 Prozent über eine Leistungskomponente und zu 10 Prozent über einen fixen Grundtarif pro Ausspeisepunkt zu finanzieren. Die folgenden Tarifelemente wurden mit den exakten Zahlen gerechnet, weshalb sich bei einer Berechnung mit den hier genannten Werten aufgrund von Rundungsdifferenzen leichte Abweichungen ergeben können.

##### 4.2.5.1 Arbeitstarif

Die Verfügungsadressatin berechnet die Energiekomponente des Netznutzungstarifs, indem sie 30 Prozent der verbleibenden anrechenbaren Kosten durch die gesamtschweizerische Abgabe von Elektrizität an Endverbraucher dividiert. Die an Endverbraucher gelieferte Energie von rund 54 TWh wird aus den Ergebnissen des Verfahrens zur Mehrkostenfinanzierung der 15 Rappen-Regelung für die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien (MKF-Verfahren) eruiert und ist das Ergebnis der von allen Verteilnetzbetreibern an die Verfügungsadressatin gemeldeten an Endverbraucher gelieferten Energie (act. SDL/7, Ziff. 7.5.). Das Verfahren ist nicht zu beanstanden. Die an Endverbraucher gelieferte Energie ist ebenfalls korrekt berechnet.

Bei anrechenbaren Netzkosten von 290 Millionen Franken und 54 TWh Energie ergibt sich ein Arbeitstarif von 0.16 Rappen/kWh.

##### 4.2.5.2 Leistungstarif

Die Verfügungsadressatin berechnet die Leistungskomponente des Netznutzungstarifs, indem sie 60 Prozent der anrechenbaren Kosten durch den jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen dividiert, die jeder direkt angeschlossene Endverbraucher und jedes direkt angeschlossene Netz der tieferen Spannungsebene beansprucht (act. SDL/7, Ziff. 7.5.). Dieses Vorgehen

---

<sup>3</sup> Die Spannungshaltungskosten von 35 Millionen Franken sind in den Spannungshaltungskosten von   Millionen Franken in Tabelle 11 enthalten.



ist nicht zu beanstanden.

Bei anrechenbaren Netzkosten von 290 Millionen Franken und einem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen von 7'369 MW ergibt sich ein Leistungstarif von 23'610 Franken/MW.

#### **4.2.5.3 Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt**

In der Teilverfügung der ElCom zum fixen Grundtarif pro Ausspeisepunkt vom 23. Januar 2009 ist festgehalten, dass jeder Messpunkt als Ausspeisepunkt gilt und nicht mehrere Messpunkte in einer Schaltanlage (Unterwerk) zu einem Ausspeisepunkt zusammengefasst werden dürfen. Weiter wird die Verfügungsadressatin in der Teilverfügung angewiesen, bei der Berechnung des Grundtarifs pro Ausspeisepunkt den K-Faktor gemäss Ziffer 3.3 (Fixpreis) NNMÜ-CH 2007 zu berücksichtigen. Dadurch reduziert sich die Anzahl der mit dem K-Faktor gewichteten Ausspeisepunkte auf 125 (act. A/62).

Der Grundtarif pro Ausspeisepunkt ergibt sich, indem 10 Prozent der anrechenbaren Kosten durch die Anzahl gewichteter Ausspeisepunkte (125) dividiert wird.

Es wird daher ein fixer Grundtarif pro gewichteter Ausspeisepunkt von 232'000 Franken pro Jahr festgelegt.

### **4.3 Systemdienstleistungen (SDL)**

#### **4.3.1 Allgemeines**

Systemdienstleistungen sind die für den sicheren Systembetrieb des Übertragungsnetzes notwendigen Hilfsdienste. Diese umfassen insbesondere Systemkoordination, Bilanzmanagement, Primärregelung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung (inkl. Anteil Blindenergie), betriebliche Messungen und Ausgleich der Wirkverluste (Art. 4 Abs. 1 Bst. g StromVG). Gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG umfassen die Systemdienstleistungen die Bereitstellung von Regelleistung im Allgemeinen, also nicht nur die Primär-, sondern auch die Sekundär- und Tertiärregelung.

In den folgenden Erwägungen werden die für Systemdienstleistungen anrechenbaren Kosten ermittelt (vgl. Ziff. 4.1). Dabei werden der Umfang der Vorhaltung von Regelleistung (Ziff. 4.3.2), die Kosten der Systemdienstleistungen (Ziff. 4.3.3) und die sich daraus ergebende Zuordnung der Kosten (Ziff. 4.3.4) geprüft. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden der Tarif für Blindleistung summarisch und der Tarif für Wirkverluste nicht geprüft.

Bei dieser Prüfung handelt es sich nicht um eine Prüfung der Elektrizitätspreise, welche in die Zuständigkeit der Wettbewerbskommission bzw. der Preisüberwachung fallen würde, wie die Verfügungsadressatin mit Verweis auf die Botschaft zum StromVG vorbringt (act. A/63; Botschaft StromVG, S. 1661). Die Kosten für Systemdienstleistungen sind Bestandteil der Betriebskosten und damit der Netznutzungsentgelte, sofern sie für den Betrieb eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes notwendig und damit anrechenbar sind (Art. 14 Abs. 1 sowie Art. 15 Abs. 1 und 2 StromVG). Die ElCom ist unter anderem zuständig für die Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte. Zudem erlässt sie Verfügungen, die für den Vollzug der Stromversorgungsgesetzgebung notwendig sind (Art.





22 Abs. 1 und Abs. 2 Bst. b StromVG). Dabei kann sie prüfen, ob die geltend gemachten Kosten auch anrechenbar sind. Untersucht wird nicht die Preisbildung im freien Markt, sondern wie erwähnt der Umfang, die Kosten und die Zuordnung der Kosten der Systemdienstleistungen.

Es handelt sich auch nicht um eine unzulässige ex ante-Regulierung, wie dies die Verfügungsadressatin vorbringt (act. A/62). Die EICom prüft die bereits publizierten Tarife 2009 ex post, gestützt auf Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe b StromVG. Es handelt sich nicht um ein Tarifgenehmigungsverfahren. Die Verfügungsadressatin hat die SDL-Tarife für das Jahr 2009 gestützt auf Schätzungen der anfallenden Kosten festgesetzt und wird die Entschädigung der SDL nach diesem Tarif erheben. Die EICom überprüft nachfolgend diese Schätzungen.

## **4.3.2 Umfang der Vorhaltung von Regel- und Blindleistung**

### **4.3.2.1 Einleitende Bemerkungen**

Die Stromversorgungsgesetzgebung enthält nur wenige Vorgaben zum Umfang der Vorhaltung von Regel- und Blindleistung. Die nationale Netzgesellschaft stellt das Bilanzmanagement und die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher (Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG). Sie trifft zusammen mit den Netzbetreibern, Erzeugern und übrigen Beteiligten vorbereitende Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs. Dabei berücksichtigt sie internationale Verträge, Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen, namentlich die Vorgaben der "Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity" (UCTE; Art. 5 Abs. 1 StromVV). Das BFE kann technische und administrative Mindestanforderungen an ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz festlegen und technische und administrative Bestimmungen der UCTE für verbindlich erklären (Art. 5 Abs. 6 StromVV). Das BFE hat bislang von dieser Kompetenz noch keinen Gebrauch gemacht.

Die Verfügungsadressatin ist Mitglied der UCTE. Die UCTE hat ein so genanntes Operation Handbook herausgegeben, welches Empfehlungen für den Betrieb des Übertragungsnetzes enthält. Das Operation Handbook der UCTE ist seit dem 20. Juli 2004 unverändert, wird zurzeit jedoch revidiert (act. SDL/39). Um den Empfehlungen der UCTE im Operation Handbook mehr Gewicht und verbindlichen Charakter zu verleihen, haben sich die Übertragungsnetzbetreiber verschiedener Länder vertraglich verpflichtet, die Policies 1, 2 und 3 des UCTE Operation Handbook einzuhalten (sog. Multilateral Agreement, MLA, act. SDL/3, Art. 3). Als damalige schweizerische Übertragungsnetzbetreiberinnen haben die Aare-Tessin AG, die BKW Übertragungsnetz AG, die Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg Grid AG, die Energie Ouest-Suisse SA, die Etrans AG und die Nordostschweizerische Kraftwerke AG den Vertrag unterzeichnet. Per 15. Dezember 2006 wurde die Netzbetriebsverantwortung des Schweizerischen Übertragungsnetzes und damit die Verantwortung für die Regelzone Schweiz vollumfänglich an die Verfügungsadressatin übertragen (swissgrid-Rahmenvertrag, act. SDL/43).

Da die StromVV ausdrücklich vorschreibt, dass die nationale Netzgesellschaft internationale Verträge, Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen zu berücksichtigen hat und die Stromversorgungsgesetzgebung keine konkreten Vorgaben zum Umfang der Vorhaltung von Regel- und Blindleistung enthält, wird nachfolgend unter anderem geprüft, ob die vorgehaltene Menge an Regel- und Blindleistung dem Operation Handbook der UCTE entspricht. Die EICom hat jedoch bei ihrer Prüfung auch andere Aspekte der Stromversorgungsgesetzgebung zu berücksichtigen, insbesondere die Versorgungssicherheit und die Kosteneffizienz (Art. 15 Abs. 1 StromVG).



#### 4.3.2.2 Primärregelung

Die Verfügungsadressatin geht bei der Primärregelung von einem Leistungsbedarf von rund 70 MW aus (act. SDL/11, Seite 10). Sie begründet die Höhe dieses Leistungsbedarfs mit der Festlegung des Koeffizienten (Ci) gemäss UCTE-Policy (act. SDL/2a, Appendix 1 A.8). Die für den UCTE Verbund ermittelte Gesamtregelreserve von 3000 MW wird jährlich wiederkehrend entsprechend ihrer Nettoerzeugung auf die am Verbund beteiligten Regelzonen proportional aufgeteilt. Der Anteil für die Schweiz schwankt dementsprechend jährlich und beträgt für das Jahr 2009 +/- 74 MW (act. SDL/62, Seite 5). Damit ist für den Umfang der Vorhaltung von Primärregelleistung kein Interpretationsspielraum vorhanden. Die Verfügungsadressatin als Verantwortliche für die Regelzone Schweiz darf diese Vorgabe berücksichtigen.

#### 4.3.2.3 Sekundärregelung

Das Operation Handbook der UCTE (act. SDL/2a) enthält keine exakten Vorschriften zum Umfang der Sekundärregelleistungsvorhaltung. In der Policy 1 „Load-frequency control and performance“ auf Seite 12 empfiehlt die UCTE unter G3: "Recommended Secondary Control Reserve. In Control Areas / Blocks of different sizes, load variations of varying magnitude must be corrected within approximately 15 minutes." (act. SDL/2a; vgl. auch act. SDL/2a, Appendix A1, S. 17 f.). Die UCTE empfiehlt, die vorzuhaltende Sekundärregelleistung aufgrund einer empirisch hergeleiteten Formel (Wurzelkurve) festzulegen. Das Resultat für die Lastvariation der Schweiz beträgt 137 MW (für eine Last von bspw. 6000 MW im Juni) und 200 MW (für eine Last von bspw. 10'000 MW im Dezember). Gemäss UCTE sind die Ergebnisse anhand dieser Formel als absolutes Minimum zu betrachten.

Wichtig im Sinne der UCTE ist jedoch nicht nur die ausgewiesene Menge der Vorhaltung, sondern die effektive Regelqualität. Die UCTE hält die von den einzelnen Regelzonen erbrachte Qualität in – nicht veröffentlichten – Quartalsberichten fest (act. SDL/44).

Die Verfügungsadressatin geht von einem Bedarf von je 350 MW positiver und negativer Sekundärregelleistung aus (act. SDL/11, Seite 11). Die Verfügungsadressatin stützt sich dabei auf einen analytischen Ansatz auf Basis eines probabilistischen Modells gemäss einer Studie der Consentec, Aachen (act. SDL/2).

Die Berechnung erfolgte für die Regelzone Schweiz mit einem analytischen Verfahren auf Basis der mathematischen Methode der Faltung. Der Ansatz und das Modell an sich sind aus methodischer Sicht nicht bestritten (act. SDL/35, Seite 2). Die Resultate aus der Berechnung hängen jedoch wesentlich von den Eingangsgrössen ab (act. SDL/2, Seite 17).



Zu einem ähnlichen Befund kommt ein im Auftrag der EICOM erstelltes Gutachten der Technischen Universität Dortmund (act. SDL/58, Seite 21). Das Gutachten zeigt, dass die gleiche Methode durch unterschiedliche Parameter zwar zu vergleichbaren Ergebnissen für die insgesamt notwendige Regelleistung, jedoch zu massgeblichen Unterschieden bei der Aufteilung zwischen Sekundär- und Tertiärregelleistung führt.

**Tabelle 10: Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelleistung in der Regelzone Schweiz**

Regelleistungsvorhaltung	swissgrid (Ausschreibung)	Studie Consentec	bisherige BZV	Gutachten TU Dortmund
Referenz	act. SDL/62			
Sekundär positiv [MW]	350			
Sekundär negativ [MW]	350			
Tertiär positiv [MW]	650			
Tertiär negativ [MW]	560			
Sek. + Tert. positiv [MW]	1000			
Sek. + Tert. negativ [MW]	910			

Dass die Verfügungsadressatin anstelle der in der Consentec-Studie (act. SDL/2) errechneten Menge von [redacted] negativer Sekundärregelleistung deren 350 MW kalkuliert resp. in der Produktfestlegung für den Start der SDL Beschaffung ausschreibt (act. SDL/62), begründet sie mit den technischen Unzulänglichkeiten des heutigen Netzreglers. Dieser stehe bereits seit 18 Jahren im Einsatz und könne nur ein symmetrisches Leistungsband verarbeiten. Gemäss ersten Abklärungen könne ein neuer Netzregler bis Ende 2010 eingeführt sein (act. SDL/15, Seite 8). Im Rahmen von weiteren Abklärungen (act. SDL/40, 10. Asymmetrische Ausschreibung von SRL, Seite 23) stellt sich die Verfügungsadressatin auf den Standpunkt, dass es für einen Entscheid über den Ersatz des Netzreglers einer Machbarkeitsstudie bedürfe. Diese Machbarkeitsstudie soll gemäss Verfügungsadressatin im Verlauf des Jahres 2009 erstellt werden, so dass der neue Netzregler erst im Jahr 2011 zur Verfügung stehe. Im Rahmen der Stellungnahmen zum Verfügungsentwurf vertrat eine Verfahrensbeteiligte die Ansicht, dass auch der bestehende Netzregler mit der Aufschaltung eines Offsets für die asymmetrische Beschaffung von Sekundärregelleistung verwendet werden könne (act. A/56). Die Verfügungsadressatin bestätigt auf Nachfrage (act. SDL/83 und 84), dass durch eine Anpassung des Stellwertverteilers mit dem bestehenden Netzregler eine asymmetrische Beschaffung möglich sei. Die Anpassungen seien allerdings erst auf das Jahr 2010 umsetzbar.

Die asymmetrische Beschaffung von Sekundärregelleistung beinhaltet unter Berücksichtigung der Preisdifferenz zwischen Sekundär- und Tertiärregelleistung ein Kostensenkungspotenzial von rund 8 Millionen Franken pro Jahr<sup>4</sup>.

Ein weiteres Problem des Netzreglers besteht gemäss Angaben der Verfügungsadressatin darin, dass

<sup>4</sup> [redacted]



die ausgeschriebene Sekundärregelleistung über den gesamten Ausschreibungszeitraum konstant sein müsse (act. SDL/40, Massnahme 10). Eine Anpassung an den tatsächlichen Bedarf sei momentan nicht möglich, Abklärungen über eine Anpassung des Netzreglers seien aber im Gange (act. SDL 84).

Bei einer Absenkung des Sekundärregelleistungsbedarfs in Schwachlastzeiten könnten Kosten im Umfang eines zweistelligen Millionenbetrags pro Jahr eingespart werden.

Nach Artikel 15 StromVG sind lediglich Kosten anrechenbar, die für den Betrieb eines effizienten Netzes notwendig sind. Da der von der Verfügungsadressatin verwendete Netzregler diesen Anforderungen nicht zu genügen vermag, ist es nicht vertretbar, dass die daraus resultierenden Mehrkosten den Endverbrauchern angelastet werden. Es ist zu bedauern, dass es der Verfügungsadressatin im Hinblick auf die gesamtschweizerische Führung der Regelzone und die Einführung eines Regelenergie-marktes nicht gelungen ist, die notwendigen Vorkehrungen rechtzeitig zu treffen.

#### **4.3.2.4 Tertiärregelung**

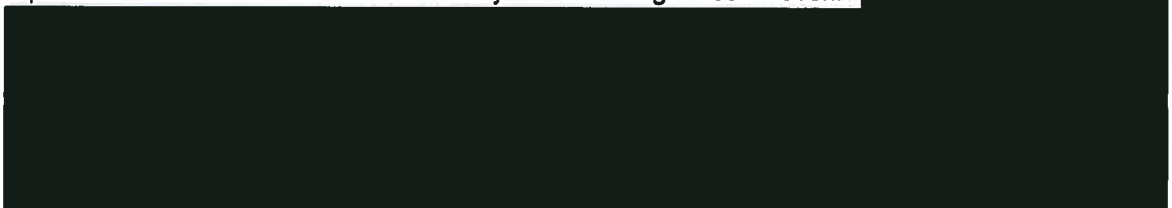
Das zur Zeit geltende Operation Handbook der UCTE präzisiert die Anforderungen in Policy 1, Seite 13 unter R1: "Each control area / block must have access to sufficient tertiary control reserve to follow up secondary control reserve within a short period of time after an incident. An adequate control reserve must be available at all times to cover the loss of a generating unit. If the loss of the largest generating unit is not already covered by the requisite secondary control reserve, at tertiary control reserve will be required to offset the shortfall" (act. SDL/2a).

Die Interpretation der UCTE-Vorgaben, unter welchen Bedingungen Tertiärregelleistung ausserhalb der Regelzone Schweiz vorgehalten werden kann, ist bislang unklar.



Die laufende Revision des UCTE Operation Handbook dürfte Klarheit schaffen und explizit die Möglichkeit der Vorhaltung ausserhalb der Regelzone vorsehen (act. SDL/39).

Für die Vorhaltung im Inland hat die Verfügungsadressatin mit den bisherigen Bilanzonenverantwortlichen (BZV) im Dezember 2007 einen Vertrag betreffend Vorhaltung und Lieferung von Tertiärregelreserve abgeschlossen (act. SDL/4). In der Präambel dieses Vertrages werden die Anforderungen des Operation Handbook der UCTE Policy 1 wie folgt beschrieben:





Ein von der EICom in Auftrag gegebenes Gutachten von der Technischen Universität Dortmund (act. SDL/58, Seiten 14/15) hat ergeben, dass die grossen Kraftwerksblöcke der Schweiz einen wesentlichen Teil der positiven Tertiärregelleistung verursachen. Entsprechend dem Gutachten müssten rund 30 bis 40 Prozent weniger positive Tertiärregelleistung vorgehalten werden, wenn bspw. anstelle von zwei 1000-MW-Blöcken jeweils zwei 500-MW-Blöcke installiert wären.

Bei der Bestimmung des Leistungsbedarfs von 650 MW positiver sowie 560 MW negativer Tertiärregelleistung hat sich die Verfügungsadressatin auf das UCTE Operation Handbook Policies 1 und 3 gestützt (act. SDL/2a). Zudem hat die Verfügungsadressatin die Consentec-Studie zur Bestimmung des Bedarfs an Regelreserve für die Regelzone Schweiz erstellen lassen (act. SDL/2). In dieser Studie wird der Bedarf an Leistung für die Tertiärregelung (in der Studie als Minutenreserve bezeichnet) auf [REDACTED] positiv und [REDACTED] negativ beziffert. Die Berechnung berücksichtigt, dass sich die vorzuhaltende Sekundär- und Tertiärreserve gegenseitig und in gegenläufiger Richtung beeinflussen. Die Berechnung erfolgte für die Regelzone Schweiz mit einem analytischen Verfahren auf Basis der mathematischen Methode der Faltung. Der Ansatz und das Modell an sich sind aus methodischer Sicht unbestritten (act. SDL/35, Seite 2). Die Resultate aus den Berechnungen hängen jedoch wesentlich von den Eingangsgrössen ab (act. SDL/2, Seite 17).

Das im Auftrag der EICom erstellte Gutachten der Technischen Universität Dortmund (act. SDL/58, Seite 21) bestätigt diesen Befund. Analog zur Sekundärregelleistung existiert auch bei der Menge der vorzuhaltenden Tertiärregelleistung erheblicher Interpretationsspielraum. Die Aufteilung zwischen Sekundär- und Tertiärregelleistung ist dabei ein Faktor.

#### **4.3.2.5 Spannungshaltung und Blindenergie**

Für den Ausgleich von Blindenergie ist ein Mengengerüst von 8 Teravoltamperestunden reaktiv (TVarh) vorgesehen, was gemäss Verfügungsadressatin eine vorsichtige, konservative Schätzung im Sinne ausreichender Abdeckung darstellt (act. SDL/15) [REDACTED]. Blindenergie mit dem Übertragungsnetz ausgetauscht. Die Verfügungsadressatin erhofft sich durch die Erhöhung eine Entwicklung in Richtung Einhaltung der UCTE-Regeln, d.h. dass möglichst wenig Blindenergie mit benachbarten Netzen ausgetauscht wird. Dadurch fällt mehr Blindenergie zur Kompensation in der Schweiz an. Durch eine finanzielle Abgeltung an die Kraftwerke für entsprechend der Spannungsvorgabe gelieferte Blindenergie erwartet die Verfügungsadressatin eine stärkere Beteiligung der Kraftwerke als bisher.

#### **4.3.2.6 Fazit Umfang der Vorhaltung von Regel- und Blindleistung**

Die Begründung für den Umfang der Vorhaltung von Primärregelleistung (gemäss Vorgaben der UCTE) ist aus Sicht der EICom korrekt, weil dabei kein Interpretationsspielraum für die Verfügungsadressatin vorhanden ist.



Die ECom kommt weiter zum Schluss, dass die von der Verfügungsadressatin verwendete Methode zur Festlegung des Bedarfs der Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelleistung dem Stand der Technik entspricht.

erachtet die ECom das von der Verfügungsadressatin vorgesehene Mengengerüst als hoch. Die ECom erwartet, dass der im Vergleich der Studie Consentec mit dem Gutachten der Technischen Universität Dortmund aufgezeigte Spielraum bezüglich Aufteilung Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelleistung genutzt wird und die Aufteilung unter ökonomischen Gesichtspunkten optimiert wird. Weiter sind die möglichen Reduktionspotenziale konsequent zu realisieren. Dazu gehört insbesondere der Ersatz, oder als Übergangslösung die Anpassung, des Netzreglers der Verfügungsadressatin zur asymmetrischen Erbringung von Sekundärregelleistung (Ziff. 4.3.3.3.2)

Die ECom erachtet das Mengengerüst von 8 TVarh Blindenergie als sehr hoch, . Aus diesem Grund wird die Verfügungsadressatin gestützt auf Artikel 25 Absatz 1 und Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe b StromVG dazu verpflichtet, der ECom bis am 31. Juli 2009 je einen Bericht zuzustellen mit Angaben zu der pro Monat vergüteten Blindenergie in den ersten 6 Monaten 2009 (aufgeschlüsselt nach Kraftwerken, die einen Spannungsplan erhalten), zur Vorhaltung überobligatorischer Blindleistung (und deren Inanspruchnahme), sowie zur Einhaltung der UCTE-Regeln betreffend Spannungshaltung.

### **4.3.3 Kosten der Systemdienstleistungen**

#### **4.3.3.1 Einleitende Bemerkungen**

Nach Artikel 20 Absatz 2 StromVG beschafft die nationale Netzgesellschaft die für die Erbringung von Systemdienstleistungen notwendigen Kraftwerkskapazitäten nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren. Artikel 22 Absatz 1 StromVV schreibt zusätzlich marktorientierte Verfahren vor und weist darauf hin, dass die nationale Netzgesellschaft die Systemdienstleistungen auch selber erbringen kann.

#### **4.3.3.2 Zusammenstellung der budgetierten SDL-Kosten**

Bisher wurden Systemdienstleistungen nur vereinzelt in marktorientierten Verfahren beschafft. Daher sind Erfahrungswerte zu den SDL-Kosten nur beschränkt vorhanden.

Zur Kostenaufstellung vgl. die Zusammenstellung unter Ziffer 4.1. Ein dem publizierten Tarif von 0.9 Rappen/kWh entsprechendes Budget mit den einzelnen Kostenpositionen wurde von der Verfügungsadressatin nicht eingereicht.

Die folgenden Erwägungen betreffen die Kosten für Regelleistung (Ziff. 4.3.3.3) und Spannungshaltung (Ziff. 4.3.2.5). In dieser Untersuchung nicht eingehend geprüft wurden die Kosten für SDL-Betrieb. Dort wird lediglich ein Betrag von 1.125 Millionen Franken abgezogen für die fälschlicherweise eingerechnete Aufsichtsabgabe (vgl. Ziff. 4.2.2.2 ). In dieser Untersuchung nicht geprüft wurden die Kosten für Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit.



Die Verrechnung der Ausgleichsenergie gemäss Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe b StromVV enthält ein Anreizsystem, durch das ein Überschuss aus den Ausgleichsenergieabrechnungen resultiert (vgl. act SDL/7, Ziff. 4.1.3). Dieser Überschuss wird von der Verfügungsadressatin auf 0 bis 40 Millionen Franken geschätzt und ist von den Kosten für allgemeine Systemdienstleistungen in Abzug zu bringen. Die ECom geht für die nachfolgenden Kostenschätzungen von einem Überschuss aus den Ausgleichsenergieabrechnungen von 20 Millionen Franken aus.

#### **4.3.3.3 Massnahmen zur Reduktion der Kosten für Regelleistung**

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz zu gewährleisten und die ECom jährlich über den Betrieb und die Belastung der Netze sowie über ausserordentliche Ereignisse zu orientieren (Art. 8 Abs. 1 Bst. a und Abs. 3 StromVG). Zum Betrieb des Übertragungsnetzes gehört unter anderem die Sicherstellung von Systemdienstleistungen (Art. 20 Abs. 1 und Abs. 2 Bst. b StromVG). Auch die Systemdienstleistungen sind folglich auf eine effiziente Art und Weise zu erbringen. Die ECom hat die Kompetenz, Massnahmen zu verfügen, die für den Vollzug der Stromversorgungsgesetzgebung notwendig sind (Art. 22 Abs. 1 StromVG). Die ECom hat im Rahmen der Tarifprüfung verschiedene Bereiche eruiert, in welchen die Effizienz des Übertragungsnetzbetriebes, insbesondere der Systemdienstleistungen, gesteigert werden kann. Diese Massnahmen stehen in direktem Zusammenhang mit der Prüfung der SDL-Tarife. Die ECom hat gestützt auf die erwähnten Artikel des StromVG die Kompetenz, Kosten, welche durch ein ineffizientes Netz entstehen, schon in der Tarifperiode 2009 nicht als anrechenbar zu akzeptieren und die SDL-Tarife zu senken. Nach dem Grundsatz "in maiore minus" hat sie auch die Kompetenz, alle notwendigen Massnahmen anzuordnen, um diese Ineffizienz zu beseitigen, insbesondere Berichte einzufordern und Anweisungen zur Steigerung der Effizienz in zukünftigen Tarifperioden zu treffen. Wird die Effizienz in diesen Bereichen nicht verbessert, behält sich die ECom vor, die daraus entstehenden Kosten bei den folgenden Tarifprüfungen nicht mehr als anrechenbare Kosten zu akzeptieren.

Die Verfügungsadressatin hat am 7. Oktober 2008 12 Massnahmen zur Kostensenkung der Systemdienstleistungen beschlossen (act. SDL/40). Die ECom begrüsst diese Massnahmen zur Gewährleistung eines effizienten Netzbetriebs und verlangt von der Verfügungsadressatin insbesondere die Umsetzung der nachfolgenden Massnahmen (Ziff. 4.3.3.3.1 – Ziff. 4.3.3.3.7).

Weiter hat die Verfügungsadressatin beschlossen, dass per 1. Januar 2009 die Vorhaltung der negativen Tertiärregelleistung um 90 MW reduziert wird sowie ab 1. März 2009 die Vorhaltung negativer Tertiärregelleistung Niederlast (Offpeak) um weitere 50 MW gesenkt wird (act. SDL/40, Folien 14 und 15).

Die ECom würde es begrüssen, wenn die Verfügungsadressatin weitere Massnahmen zur Kostensenkung umsetzen würde – wie etwa die Gewährleistung der informationstechnischen Anbindung von Endverbrauchern zur Erbringung von Systemdienstleistungen.

#### **4.3.3.3.1 Vergütungsprinzip für Primär- und Sekundärregelleistung**

Die Gebotspreise für Primär- und Sekundärregelleistung in einem wenig liquiden SDL-Markt liegen weit auseinander und eine Vergütung nach dem Grenzpreis hat gegenüber dem "pay as bid" Verfahren höhere Kosten zur Folge

Die ECom fordert von der Verfügungsadressatin für die Vergütung be-



zügig Primär- und Sekundärregelung baldmöglichst auf das „pay as bid“-Verfahren umzustellen. Dabei ist für die Teilnahme von Partnerwerken an den Ausschreibungen für Sekundärregelung eine Lösung zu finden. Das ergibt gemäss der Verfügungsadressatin ein jährliches Einsparpotenzial von geschätzten rund 40 Millionen Franken (act. SDL/40, S. 18).

#### **4.3.3.3.2 Asymmetrische Ausschreibung von Sekundärregelung mit Zeitscheiben**

Die Möglichkeit der Modulation der Sekundärregelung in Schwachlastzeiten und die asymmetrische Ausschreibung von Sekundärregelung mit einer Differenzierung für Hoch- und Niederlastzeiten (Peak und Offpeak) beinhaltet ein grosses Kostensenkungspotenzial. Voraussetzung zur Umsetzung dieser Möglichkeiten ist der Ersatz des bestehenden Netzreglers der Verfügungsadressatin. Diesem Projekt ist sehr hohe Priorität beizumessen, so dass ab 2010 nur die technisch notwendige Sekundärregelung vorgehalten werden muss. Die EICom erwartet von der Verfügungsadressatin die Inbetriebnahme des neuen Netzreglers oder als Übergangslösung die Anpassung des bestehenden Netzreglers und die asymmetrische Ausschreibung von Sekundärregelung mit einer Peak-/Offpeak-Differenzierung per 1. Januar 2010. Die Umsetzung dieser Massnahme beinhaltet ein geschätztes Kostensenkungspotenzial von geschätzten rund 55 Millionen Franken<sup>5</sup>. Die Verfügungsadressatin hat der EICom unaufgefordert alle zwei Monate einen Fortschrittsbericht vorzulegen, erstmals per 30. Juni 2009.

#### **4.3.3.3.3 Tägliche Ausschreibung Tertiärregelung mit Zeitscheiben**

Die monatlichen resp. wöchentlichen Ausschreibungen für Tertiärregelung schliessen potenzielle Marktteilnehmer mit einer täglichen Betriebsplanung aus (bspw. Industrieunternehmen mit abschaltbaren Lasten). Zudem funktionieren die für die Kraftwerksbewirtschaftung relevanten Vermarktungsalternativen (EEX, Intraday) auf Tagesbasis. Mit einer zusätzlichen täglichen Ausschreibung der Tertiärregelung wird die Anzahl Marktteilnehmer und die Liquidität erhöht und die Betreiber von Hydro-Speicherkraftwerken haben die Möglichkeit, den kurzfristigen Einsatz der Kraftwerke auch im Sinne einer hohen Energieeffizienz zu optimieren. Die EICom erwartet von der Verfügungsadressatin, per 1. Januar 2010 zusätzlich eine tägliche Ausschreibung der Tertiärregelung mit marktkonformen Zeitscheiben einzuführen. Das ergibt gemäss Verfügungsadressatin ein jährliches Kostensenkungspotenzial von geschätzten rund 10 Millionen Franken (act. SDL/40, S. 22).

#### **4.3.3.3.4 Beschaffung von Regelleistung im Ausland**

Die Teilnahme von ausländischen Marktakteuren an den Ausschreibungen für Regelleistung in der Schweiz würde die Marktliquidität erhöhen und die Möglichkeit bieten, dass Kraftwerke mit tiefen Opportunitätskosten Systemdienstleistungen für die Schweiz erbringen. Die geltenden internationalen Standards sowie die für den Handel reduzierte Importkapazität sind dabei zu berücksichtigen. Gut umsetzbar erscheint insbesondere die grenzüberschreitende Vorhaltung von negativer Tertiärregelung. Kosteneinsparpotenzial besteht aber auch bei der Vorhaltung von Primär- und Sekundärregelung im Ausland. Dies zeigt das im Auftrag der EICom erstellte Gutachten von KEMA „Internationale Vergleichswerte für Systemdienstleistungen“ (act. SDL/61). Aufgrund der technisch und prozessual unterschiedlichen Erbringung der Regelleistungsprodukte sind diese einzeln zu betrachten:

##### Primärregelung

Wie von der Verfügungsadressatin dargestellt (act. SDL/40), geht sie davon aus, dass die Vorhaltung von Primärregelung im Ausland per 1. Januar 2010 möglich sein wird. Die EICom erwartet von der

<sup>5</sup>





Verfügungadressatin, dass diese kostensenkende Massnahme mit einem von der Verfügungadressatin geschätzten, jährlichen Einsparpotenzial von rund 5 Millionen Franken per 1. Januar 2010 umgesetzt wird (act. SDL/40, S. 18).

#### Sekundärregelleistung

Die Verfügungadressatin wird von der ECom aufgefordert, bis am 30. Juni 2009 eine technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie zur Vorhaltung von Sekundärregelleistung im Ausland zu erstellen. Das von der Verfügungadressatin geschätzte, jährliche Kosteneinsparpotenzial beträgt rund 15 Millionen Franken (act. SDL/40, S. 20).

#### Tertiärregelleistung

Die ECom fordert die Verfügungadressatin auf, die notwendigen Schritte einzuleiten und umzusetzen, so dass baldmöglichst ausländische Anbieter an Ausschreibungen für Tertiärregelleistung teilnehmen können. Das von der Verfügungadressatin geschätzte, jährliche Kostensenkungspotenzial dieser Massnahme beträgt rund 35 Millionen Franken pro Jahr (act. SDL/40, S. 20).

#### **4.3.3.3.5 Kombinierte Ausschreibung von Primär- und Sekundärregelleistung**

Im Rahmen der Stellungnahmen zum Verfügungsentwurf hat eine Verfahrensbeteiligte den Vorschlag gemacht, Primär- und Sekundärregelleistung kombiniert auszuschreiben (act. A/56). Viele Kraftwerke könnten die Primärregelung nicht abschalten und erbringen diese, sobald sie auch Sekundärregelleistung erbringen. Dies könnte berücksichtigt werden, indem die Verfügungadressatin in einer ersten Auktion für Sekundärregelleistung nur Angebote berücksichtigt, bei denen auch Primärregelleistung vorgehalten wird. Der Zuschlag würde nach der Sekundärregelleistungsmenge erfolgen und allfällige Restmengen würden in zwei Folgeauktionen beschafft. Die Verfügungadressatin wird verpflichtet, diesen Vorschlag zu prüfen und die Vor- und Nachteile zu Handen der ECom in einem Bericht darzulegen (einzureichen bis 30. Juni 2009). Insbesondere ist dabei auf die Auswirkungen einer kombinierten Ausschreibung auf die Liquidität einzugehen.

#### **4.3.3.3.6 Anpassung Ausgleichsenergie-Preismechanismus**

Nach Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe b StromVV stellt die nationale Netzgesellschaft die Kosten für die Ausgleichsenergie (inklusive Anteile der Leistungsvorhaltung für Sekundär- und Tertiärregelung) und das Fahrplanmanagement den Bilanzgruppen individuell in Rechnung, welche diese Kosten verursacht haben. Die ECom hat den Ausgleichsenergie-Preismechanismus (AEPM) (vgl. act. SDL/7, Ziff. 6.3) nicht eingehend geprüft und behält sich deshalb ausdrücklich vor, diesbezüglich Änderungen anzuordnen, wie dies auch von einer Verfahrensbeteiligten gefordert wird (act. A/63). Eine Anpassung des AEPM könnte den Bilanzgruppenverantwortlichen verstärkte Anreize geben, eine ausgeglichene Bilanz der Bilanzgruppe sicherzustellen, wodurch der Bedarf für Regelleistung sinken würde.

#### **4.3.3.3.7 Ausschreibungsmodalitäten für Systemdienstleistungen**

Die konkreten Ausschreibungsmodalitäten haben einen wesentlichen Einfluss auf die anfallenden Kosten. Zur Gewährleistung eines effizienten Netzbetriebs ist die Verfügungadressatin verpflichtet, diese derart auszugestalten und zu optimieren, dass die Kosten minimiert werden. Die Verfügungadressatin hat der ECom unaufgefordert alle zwei Monate einen Bericht vorzulegen, erstmals per 30. April 2009. Dabei ist auch die Frage zu klären, ob eine separate Auktion für negative Tertiärregelleistung mit angepassten technischen Randbedingungen (z.B. für Kernkraftwerke, Grossindustrie, grenzüberschreitende Lieferung) einen Beitrag zur Kostenreduktion liefern kann (vgl. act. A/56).



#### **4.3.3.3.8 Umsetzung der Massnahmen**

Die ElCom behält sich vor, Kosten, welche durch Nichtbefolgen der Anordnung nach Ziffern 4.3.3.3.1 bis 4.3.3.3.7 entstehen, in den folgenden Tarifprüfungen nicht mehr als anrechenbar zu anerkennen.

#### **4.3.3.4 Kosten Spannungshaltung und Blindenergie**

Die Verfügungsadressatin hat für die Abgeltung von Blindenergie, die entsprechend der Spannungsvorgabe geliefert wird, einen fixen Arbeitspreis von 3.5 Franken pro MVarh vorgesehen. Mit dem Mengengerüst von 8 TVarh ergeben sich für die Vergütung von Blindenergie Kosten von 28 Millionen Franken pro Jahr. Als zweiter Teil der Kosten für Spannungshaltung und Blindenergie sind 24 Millionen Franken pro Jahr für die Vorhaltung und den Bezug von überobligatorischer Blindleistung vorgesehen. Dies ergibt ein Total von ■ Millionen Franken (vgl. Ziff. 4.2.2.6). Die Vorhaltung überobligatorischer Blindleistung wird von der Verfügungsadressatin vertraglich mit 10 Kraftwerkseinheiten auf jährlicher Basis vereinbart.

Zur Senkung der Kosten für Spannungshaltung schlägt die Verfügungsadressatin vor, die Kosten für die Blindenergie denjenigen in Rechnung zu stellen, welche sie beziehen. Einerseits kann damit ein Teil der Kosten für Spannungshaltung gedeckt werden, andererseits wird dadurch ein Anreiz für die untergelagerten Netzbetreiber gesetzt, den Blindenergiebezug und die damit verbundenen Kosten zu verringern. Gemäss eigenen Schätzungen entgehen der Verfügungsadressatin durch Verzicht auf diese individuelle Rechnungsstellung Einnahmen von 10 Millionen Franken pro Jahr (act. SDL/40, S. 24).

Es ist hier klar festzuhalten, dass es sich bei der verursachergerechten Rechnungsstellung für Blindenergiebezug nicht um eine freiwillige Massnahme handelt, sondern um eine gesetzliche Vorschrift (Art. 15 Abs. 1 Bst. a StromVV). Die Verfügungsadressatin macht geltend, dass die für eine verursachergerechte Zuordnung notwendigen Messeinrichtungen noch nicht installiert seien.

Die Verfügungsadressatin wird angewiesen, alle notwendigen Vorkehrungen zu treffen, damit ab 1. Januar 2010 die Kosten für den Bezug von Blindenergie verursachergerecht zugeordnet und in Rechnung gestellt werden können und somit Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe a StromVV eingehalten wird (insbesondere Installation Messeinrichtung). Die ElCom behält sich vor, ab 1. Januar 2010 Kosten, die durch Nichtbefolgen dieser Anordnung entstehen, nicht mehr als anrechenbar im Sinne der Stromversorgungsgesetzgebung anzuerkennen.

#### **4.3.3.5 Internationale Vergleichswerte für Systemdienstleistungen**

Gemäss Artikel 19 Absatz 1 StromVV bezieht die ElCom internationale Vergleichswerte in die Überprüfung der Netznutzungstarife mit ein. In diesem Zusammenhang hat die ElCom bei KEMA, Bonn ein Gutachten zum Thema „Internationale Vergleichswerte für Systemdienstleistungen“ (act. SDL/61) in Auftrag gegeben. Ziel des Gutachtens war ein Vergleich des von der Verfügungsadressatin vorgeschlagenen SDL-Tarifs mit den Tarifen und Preisen für Systemdienstleistungen in anderen europäischen Ländern, wobei ausschliesslich öffentlich verfügbare Quellen genutzt wurden und dem Aspekt der Vergleichbarkeit der betrachteten Länder und Produkte mit den Verhältnissen in der Schweiz eine hohe Priorität beizumessen war.

Um die Aussagekraft und die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erhöhen, wurden im Rahmen des



Gutachtens nur ausgewählte europäische Märkte untersucht. Die Auswahl der einzelnen Vergleichsmärkte beruhte auf insgesamt sechs verschiedenen Kriterien: Neben der Forderung nach einem grundsätzlich vergleichbaren Marktmodell (Markt mit separater Beschaffung von Systemdienstleistungen) gehörten hierzu insbesondere auch die Struktur des Kraftwerksparks, die Integration der ausländischen Grosshandelsmärkte mit dem schweizerischen Strommarkt, die Nutzung vergleichbarer Systemdienstleistungen, die Anwendung marktorientierter Beschaffungsverfahren sowie die öffentliche Verfügbarkeit ausreichender Informationen über die Kosten bzw. Preise der einzelnen Systemdienstleistungen.

Das Gutachten zeigt, dass die reine Betrachtung der Leistungspreise für Regelreserven zu einem geschätzten SDL-Tarif (bezogen auf den Gesamtverbrauch der Schweiz) von 0.35 bis 0.45 Rappen/kWh führt. Bei Einbezug der Kosten von Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit und der Anpassungen der Leistungspreise erhöht sich der Tarif auf knapp 0.6 Rappen/kWh. Unter Berücksichtigung der höheren Kosten für Tertiärregelung aufgrund der Kraftwerkstruktur (viele Spitzenlastkraftwerke, ungünstiges Verhältnis zwischen Regelzonen- und Kraftwerksgrößen) ergibt sich ein Wert von ca. 0.7 Rappen/kWh. Mit Berücksichtigung der SDL-Betriebskosten (act. SDL/7, Seite 8) ergibt sich ein Vergleichswert für den allgemeinen SDL-Tarif von 0.75 Rappen/kWh.

#### **4.3.3.6 Ergebnisse der ersten SDL-Ausschreibungen 2009**

Die im Rahmen der Festlegung des SDL-Tarifs erfolgten Kalkulationen basieren auf Kostenschätzungen (act. SDL/7) für die SDL-Beschaffung mittels Ausschreibungen ab Beginn des Jahres 2009. Seit November 2008 wurden die ersten Ausschreibungen der SDL-Produkte für Januar 2009 durchgeführt und die Ergebnisse und Vergabelisten der ECom mitgeteilt (act. SDL/56, act. SDL/60). Gestützt auf diese ersten Ergebnisse geht die Verfügungsadressatin weiterhin davon aus, dass der Tarif für allgemeine Systemdienstleistungen von 0.9 Rappen/kWh im Jahresmittel korrekt sei (act. SDL/56, Seite 3).

Eine Extrapolation (mit konstanten Kosten über das ganze Jahr) der Ergebnisse für Januar 2009 (monatliche Ausschreibungen) und die ersten 5 Kalenderwochen 2009 (wöchentliche Ausschreibungen) auf ein ganzes Jahr ergibt Kosten von rund 555 Millionen Franken für die Regelleistungsvorhaltung. Der Monat Januar ist ein überdurchschnittlich teurer Monat für die Vorhaltung von Regelleistung. Zur Quantifizierung dieses Effekts können die Auktionsresultate aus der Beschaffung der Tertiärregelung für das Jahr 2008 im Umfang von 150 MW herangezogen werden. Die Resultate dieser Auktionen zeigen, dass einerseits die Kosten für Januar/Februar 2008 rund 25 Prozent über dem Jahresmittel [REDACTED] liegen und andererseits die Preise im Januar/Februar 2008 mit jenen im Januar 2009 vergleichbar sind.

Die vorliegenden Resultate der Ausschreibungen für Februar 2009 zeigen eine steigende Preistendenz gegenüber Januar 2009 (act. SDL/85). Demgegenüber zeigt die Preisentwicklung an der Strombörse nach unten: Der Swissix<sup>6</sup> (Day Base und Day Peak) war im Februar 2009 durchschnittlich fast 10% tiefer als im Januar 2009. Bei den Phelix (Physical Electricity Index) Futures<sup>7</sup> für die Quartale 2/2009 bis 4/2009 liegen die Preise im Februar 2009 durchschnittlich 10% bis 25% tiefer als im Januar 2009. Ein Vergleich der Kalenderwochen 2 bis und mit 9 ergibt sogar einen Preiszerfall von bis zu 35%. Es ist zu erwarten, dass sich dies mit etwas Verzögerung auch senkend auf die Preise für Regelleistungsvorhaltung auswirken wird (tiefere Opportunitätskosten), was die steigende Preistendenz

---

<sup>6</sup> <http://www.eex.com/de/Marktdaten>

<sup>7</sup>

<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20%7C%20Terminmarkt>



bei den Ausschreibungen für Februar 2009 stark relativiert.

Unter Berücksichtigung dieser beiden gegenläufigen Trends kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten für Regelleistung im Jahresmittel 2009 rund 25 Prozent unter den Kosten im Januar 2009 liegen werden. Aufgrund dieser Korrektur sind für das Jahr 2009 Kosten für Systemdienstleistungen von rund 416 Millionen Franken zu erwarten.

#### 4.3.3.7 Fazit zu den budgetierten Kosten für Systemdienstleistungen

Zu den im vorangehenden Kapitel hergeleiteten Kosten von 416 Millionen Franken pro Jahr sind die von der Verfügungsadressatin geltend gemachten Kosten für SDL-Betrieb<sup>8</sup> ( ) und Spannungshaltung ( ) zu addieren sowie der Überschuss aus der Ausgleichsenergieabrechnung (20 Mio. Fr., vgl. 4.3.3.2) in Abzug zu bringen. Daraus resultieren budgetierte Kosten im Umfang von ( ).

Bei der Hochrechnung basierend auf den Ausschreibungen für Januar 2009 wurden kostensenkende Massnahmen wie etwa „pay as bid“ anstelle des Grenzpreisverfahrens für Primär- und Sekundärregelung, die Beschaffung von Tertiärregelung im Ausland und eine Reduktion der Vorhaltung negativer Tertiärregelung um 50 MW Offpeak (act. SDL/40, S. 16) noch nicht berücksichtigt. Werden die für das Jahr 2009 von der Verfügungsadressatin geschätzten Einsparpotenziale von ( ) (act. SDL/40) in der Hochrechnung berücksichtigt, reduzieren sich die Kosten auf 418 Millionen Franken. Daraus ergibt sich ein Tarif von 0.77 Rappen/kWh (Basis 54.1 TWh Endverbrauch).

Tabelle 11: Hochrechnung SDL-Tarif und kostensenkende Massnahmen (in Mio. Fr.)

Extrapolierte Jahreskosten Regelleistung	555		
Korrektur aufgrund Jahresschwankung (-25 % von 555)	-139	416	
Spannungshaltungskosten gemäss Verfügungsadressatin		( )	
SDL-Betrieb gemäss Verfügungsadressatin		( )	
Überschüsse Ausgleichsenergieabrechnung		( )	
Subtotal			( )
Reduktion Offpeak Tertiärregelung gemäss Verfügungsadressatin			( )
„pay as bid“ Primär und Sekundär gemäss Verfügungsadressatin			( )
Tertiär Ausland gemäss Verfügungsadressatin			( )
Total Jahreskosten SDL gemäss Hochrechnung			418
Tarif (Total Jahreskosten SDL gemäss Hochrechnung/54.1TWh)			0.77 Rp./kWh

<sup>8</sup> Reduziert um 1.125 Mio. Fr. gemäss Ziff. 4.3.3.2

<sup>9</sup> Siehe auch Ziff. 4.2.2.6



Mit Blick auf die internationalen Vergleichswerte für Systemdienstleistungen (vgl. Ziff. 4.3.3.5) erscheint ein Tarif von 0.77 Rappen/kWh als realistisch, zumal das Gutachten dem Aspekt der Vergleichbarkeit der betrachteten Länder und Produkte mit den Verhältnissen in der Schweiz hohe Beachtung schenkt.

Die ElCom erwartet für die Folgejahre eine zusätzliche Reduktion, auch in Anbetracht der erst 2010 umsetzbaren kostensenkenden Massnahmen. Mit einer zeitgerechten und konsequenten Umsetzung der kostensenkenden Massnahmen durch die Verfügungsadressatin erscheint eine weitere Absenkung des SDL-Tarifs ab 2010 bis zu 0.2 Rappen/kWh als realistisch.

#### **4.3.4 Zuordnung der Kosten der Systemdienstleistungen**

##### **4.3.4.1 Einleitende Bemerkungen**

Die Zuordnung der Kosten für Systemdienstleistungen ist in Artikel 15 Absätze 1 und 2 sowie Artikel 31b StromVV geregelt. In Artikel 15 Absatz 1 StromVV ist die individuelle Zuordnung der Kosten für Wirkverluste, Blindenergie und Ausgleichsenergie geregelt (vgl. Ziff. 4.3.4.2). Artikel 15 Absatz 2 StromVV regelt die Zuordnung der Kosten für Systemmanagement, Messdatenmanagement, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung, Primärregelung und Anteile der Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung (vgl. Ziff. 4.3.4.3). Dabei sind die Übergangsbestimmungen in Artikel 31b StromVV in der Fassung vom 12. Dezember 2008 (AS 2008 6467) zu berücksichtigen, welche auch eine Kostenbeteiligung der Betreiber von Kraftwerken vorsehen (vgl. Ziff. 4.3.4.4).

##### **4.3.4.2 Tarife für individuelle Systemdienstleistungen**

Gemäss Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe a StromVV müssen die Kosten für den Ausgleich von Wirkverlusten und die Lieferung von Blindenergie den Netzbetreibern und den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, die sie verursacht haben, individuell in Rechnung gestellt werden.

Die Verfügungsadressatin hat den Tarif für Wirkverluste auf 0.25 Rappen/kWh festgelegt. Dieser wurde im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht geprüft.

Die Verfügungsadressatin hat keinen Tarif für den Bezug von Blindenergie aus dem Übertragungsnetz festgelegt und macht dafür technische Gründe geltend (vgl. Ziff. 4.2.2.6 und 4.3.3.4). Die Verfügungsadressatin wird angewiesen, ab 1. Januar 2010 die Kosten für den Bezug von Blindenergie verursachergerecht in Rechnung zu stellen, damit Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe a StromVV eingehalten wird.

##### **4.3.4.3 Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Endverbraucher**

Nach Artikel 31b Absatz 1 in der vom Bundesrat am 12. Dezember 2008 verabschiedeten Fassung der geänderten StromVV (AS 2008 6467) stellt die nationale Netzgesellschaft in den Jahren 2009 – 2013 den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern entsprechend der bezogenen elektrischen Energie der Endverbraucher die Kosten für Systemmanagement, Messdatenmanagement, Schwarzstart und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung, Primärregelung und die Anteile der Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung, welche nicht einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können, zu höchstens 0,40 Rappen pro kWh in Rechnung.



Die von der EICom anerkannten Kosten für Systemdienstleistungen entsprechen einem Tarif von 0.77 Rappen pro kWh. Davon dürfen den Endverbrauchern 0.40 Rappen/kWh über das Netznutzungsentgelt überwältigt werden. Das entspricht insgesamt voraussichtlich rund 216 Millionen Franken. Der Rest ist den Betreibern von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW anzulasten.

#### **4.3.4.4 Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Betreiber von Kraftwerken**

##### **4.3.4.4.1 Gesetzmässigkeit des SDL-Tarifs für Kraftwerke**

Gemäss Artikel 31b Absatz 2 StromVV werden die Kosten für allgemeine Systemdienstleistungen, welche 0.40 Rappen/kWh übersteigen, den Betreibern von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW entsprechend ihrem Anteil an der Bruttoenergieerzeugung in Rechnung gestellt.

Verschiedene beteiligte Parteien haben in ihren Stellungnahmen zum Verfügungsentwurf vom 14. Januar 2009 vorgebracht, dass Artikel 31b Absatz 2 StromVV nicht gesetzmässig sei. Er verstosse gegen das in Artikel 14 Absatz 2 StromVG vorgesehene Ausspeiseprinzip, Systemdienstleistungen würden zu den Netzbetriebskosten gehören und über die Netznutzungsentgelte der Endverbraucher finanziert. Zudem wurde vorgebracht, das Prinzip der Trennung und Transparenz von Produktion und Netzbetrieb werde verletzt, die 50 MW-Grenze sei willkürlich, eine 10 MW-Grenze sei angemessen, die Revision der StromVV verletze das Verfassungsgebot des staatlichen Handelns nach Treu und Glauben und die Wirtschaftsfreiheit. Eine derartige Bestimmung müsse auf Gesetzesstufe verankert sein (bspw. act. A/44, act. A/48).

Aus Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe d StromVG ergibt sich, dass es zulässig ist, Kosten individuell in Rechnung zu stellen. Das StromVG geht nicht davon aus, dass die gesamten Betriebs- und Kapitalkosten eines Netzes den Endverbrauchern angelastet werden. Die Botschaft zum StromVG erwähnt als Beispiel von Kosten, die den Netznutzern individuell angerechnet werden, die Kosten für bestimmte Systemdienstleistungen, welche von den Netzbetreibern für unabhängige Erzeuger bzw. Einspeiser von erneuerbaren Energien erbracht werden. Diese Kosten dürfen nicht nochmals über den Netznutzungstarif in Rechnung gestellt werden (Botschaft StromVG, S. 1652). Die individuelle Anlastung von Kosten an Kraftwerke verstösst also nicht gegen das in Artikel 14 Absatz 2 StromVG vorgesehene Ausspeiseprinzip. Schon Artikel 15 Absatz 1 StromVV sieht vor, dass gewisse Kosten individuell in Rechnung gestellt werden. Diese individuelle Zuordnung der Kosten war im Rahmen der Vernehmlassung weitgehend unbestritten (Bundesamt für Energie, Vernehmlassungsverfahren des UVEK zur Stromversorgungsverordnung und zur Revision der Energieverordnung, Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung, 14. Dezember 2007, abrufbar unter [www.admin.ch/aktuell/vernehmlassung](http://www.admin.ch/aktuell/vernehmlassung), S. 12 f.).

Die individuelle Anlastung von Kosten an Kraftwerke widerspricht auch nicht dem Prinzip der Aufgliederung der Elektrizitätstarife in einen Anteil für die Netznutzung und in einen Anteil für die Energielieferung. Auch Kraftwerke haben einen Einfluss auf den sicheren Netzbetrieb. Fällt ein Kraftwerk aus, muss Regelenergie ins Elektrizitätsnetz eingespeist werden. Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe g StromVG nennt als Systemdienstleistungen zum Beispiel ausdrücklich die Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern. Auch die weiteren in diesem Artikel genannten Systemdienstleistungen werden unter anderem für Kraftwerke erbracht. Es entspricht dem Grundsatz der Verursachergerechtigkeit, dass diese Kosten individuell angelastet werden. Der Grundsatz der Verursachergerechtigkeit ist in der Stromversorgungsgesetzgebung zentral und wird verschiedentlich genannt (Art. 14 Abs. 3 Bst. a, Art. 15 Abs. 4 Bst. b, Art. 16 Abs. 1, Art. 17 Abs. 5 Bst. a StromVG; Art. 7 Abs. 5, Art. 8 Abs. 5, Art. 14 Abs. 1 und 3, Art. 15 Abs. 1 StromVV; Botschaft StromVG, S. 1618, 1637, 1639, 1652, 1654 f., 1657).



Diesem Grundsatz liegt der Gedanken zu Grunde, dass ein Anreiz zu verursachergerechtem Verhalten geschaffen werden muss (Botschaft StromVG, S. 1618) und damit ein Anreiz besteht, die Kosten möglichst tief zu halten. Art und Umfang der zu beschaffenden Regelleistung werden stark beeinflusst durch die Blockgrösse und der Häufigkeit der Kraftwerksausfälle. Wird die Regelleistung ausschliesslich von den Endverbrauchern bezahlt, hat der Kraftwerksbetreiber keinen Anreiz, Ausfälle zu vermeiden. Die Zuordnung von Systemdienstleistungskosten an die Kraftwerke entspricht dem Grundsatz der Verursachergerechtigkeit und führt nicht zu einer unzulässigen Quersubventionierung der Netze durch die Produktion oder zu einer Intransparenz.

Willkür in der Rechtssetzung liegt dann vor, wenn sich eine Norm nicht auf ernsthafte sachliche Gründe stützen lässt oder sinn- und zwecklos ist (HÄFELIN/ HALLER/ KELLER, Rz. 811 f.). In der Schweiz gibt es mehrere hundert Kraftwerke. Würden sämtliche dieser Kraftwerke mit Kosten für Systemdienstleistungen belastet, hätte dies einen unverhältnismässigen administrativen Aufwand zur Folge. Zudem verursacht der Ausfall eines Kraftwerkes mit höherer elektrischer Leistung in der Regel höhere Kosten für Regelenergie als der Ausfall eines Kraftwerkes mit kleiner Leistung. Der Umfang der Vorhaltung der kostenintensiven Regelleistung wird massgeblich von den grossen Kraftwerksblöcken beeinflusst. Aus diesem Grund ist es angebracht, nur grössere Kraftwerke mit Systemdienstleistungskosten zu belasten. Die Grenze von 50 MW erscheint damit als sachlich gerechtfertigt. Die Anwendung einer Grenze von 10 MW würde Artikel 31b Absatz 2 StromVV widersprechen.

Die revidierte StromVV vom 12. Dezember 2008 wurde durch den Bundesrat verabschiedet und am 24. Dezember 2008 ordnungsgemäss in der Amtlichen Sammlung publiziert (AS 2008 6467). Selbst wenn eine solche Revision gegen den Grundsatz des staatlichen Handelns nach Treu und Glauben verstossen würde, hätte dies nicht zur Folge, dass diese Verordnungsbestimmung nicht anwendbar wäre.

Die Grundsätze für die Festlegung der Rechtssetzungsstufe - Gesetz oder Verordnung - wurden bereits vorne ausgeführt (vgl. Ziff. 4.2.2.3.2). Das Flexibilitätsbedürfnis lässt eine Regelung auf Gesetzes- oder auf Verordnungsstufe zu. Für die Eignung der rechtsetzenden Behörde gilt das unter Ziffer 4.2.2.3.2 gesagte. Bei Artikel 31b StromVV handelt es sich um eine Übergangsbestimmung, welche nur für die Jahre 2009 bis 2013 gilt. Die Intensität des Eingriffs ist aufgrund des zeitlich eingeschränkten Geltungsbereiches beschränkt. Von Artikel 31b Absatz 2 StromVV betroffen sind rund 70 Kraftwerke. Die finanzielle Bedeutung ist zwar nicht gering, aber mit 0.45 Rappen/kWh (vgl. Ziff. 4.3.4.4.3) im Verhältnis zu den aktuellen schweizerischen und europäischen Grosshandelspreisen, den mit der Produktion erzielten Erlösen und den Energiepreisen der Endverbraucher mit Grundversorgung von durchschnittlich rund 8 Rappen/kWh vertretbar. Artikel 31b Absatz 2 StromVV ist zwar von den betroffenen Kraftwerken nicht akzeptiert. Da es sich bei diesem Artikel aber wie erwähnt um eine befristete Übergangsbestimmung handelt, ist der Eingriff weniger intensiv.

Hinzu kommt, dass beim Fehlen einer gesetzlichen Regelung die Exekutive kraft ihrer Kompetenz zur Regelung des Inkrafttretens auch das Übergangsrecht umfassend ordnen kann (BGE 104 Ib 215 ff.; BGE 106 Ia 256 f.).

Die Publikation der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife am 31. August 2008 hat zu wochenlanger Medienberichterstattung, zu einer Beschwerdeflut bei der ECom und zu zahlreichen parlamentarischen Vorstössen und parlamentarischen Debatten geführt (vgl. Einzelvorstösse: 08.1081, 08.1082, 08.1096, 08.1104, 08.3520, 08.3525, 08.3527, 08.3528, 08.3558, 08.3581, 08.3694 und Vorstösse der Kommissionen UREK und WAK: 08.3749, 08.3756, 08.3750, 08.3758, 08.498; alle abrufbar unter [www.parlament.ch](http://www.parlament.ch)). Der politische Wille des Parlaments war, die Tarifierhöhungen rückgängig zu machen, insbesondere auch im Bereich der Systemdienstleistungen. Um diesen politischen Willen umzu-



setzen, hat der Bundesrat am 12. Dezember 2008 eine Revision der StromVV verabschiedet. Artikel 31b Absatz 2 ist aus einem Vorschlag der Elektrizitätsbranche entstanden (act. A/91), wurde am 12. November 2008 an einer konferenziellen Anhörung unter der Leitung des BFE diskutiert und beruht damit auf einem breiten Konsens.

Die EICom kommt auch vor diesem Hintergrund zum Schluss, dass Artikel 31b Absatz 2 StromVV eine genügende gesetzliche Grundlage für die zeitlich befristete Anlastung von Kosten an Kraftwerke hat und nicht gesetzeswidrig ist.

#### **4.3.4.4.2 Betroffene Kraftwerke**

Zur Bezahlung von Systemdienstleistungskosten verpflichtet sind, wie erwähnt, Betreiber von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW. Die Anlastung erfolgt gemäss dem Anteil an der Bruttoenergieerzeugung. Es existieren keine Materialien zu diesem Artikel, welche die verwendeten Begriffe konkretisieren würden. Verschiedene beteiligte Parteien haben in ihren Stellungnahmen zum Verfügungsentwurf vom 14. Januar 2009 vorgebracht, dass Artikel 31b Absatz 2 StromVV unklar sei und präzisiert werden müsse (bspw. act. A/63). Diesem Anliegen wird nachfolgend Rechnung getragen.

Unter Kraftwerken versteht die EICom eine Anlage zur Vorhaltung elektrischer Leistung und Erzeugung elektrischer Energie, bestehend aus einer oder mehreren Erzeugungseinheiten. Bei Wasserkraftanlagen behandelt die EICom eine Zentrale analog der „Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz“ (WASTA) des Bundesamtes für Energie (abrufbar unter [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)) als Kraftwerk. Besteht eine Wasserkraftanlage aus verschiedenen hydraulischen Systemen, gilt jede Zentrale separat als Kraftwerk. Zentralen mit einer elektrischen Leistung von jeweils kleiner 50 MW, die hydraulisch nicht zusammenhängend sind, aber rechtlich verbunden sind (z.B. der gleichen Gesellschaft gehören), fallen nicht unter den Geltungsbereich von Art. 31b Abs. 2 StromVV.

Für die Bestimmung der elektrischen Leistung stellt die EICom auf die maximal mögliche, an der Generatorklemme gemessene elektrische Leistung ab Generator (ohne Hilfsbetriebe), die vom Kraftwerk während mindestens einer Stunde abgegeben werden kann, ab. Eine vorübergehende Einschränkung der Verfügbarkeit des Kraftwerkes, welche zu einer temporären Unterschreitung der 50 MW Grenze führt, wird nicht berücksichtigt.

Für die Bestimmung der Bruttoenergieerzeugung stellt die EICom auf die Summe der im Kraftwerk produzierten Energie aller Erzeugungseinheiten, gemessen an der Generatorklemme, ab. Bei Wasserkraftanlagen ist die Produktion aus natürlichen Zuflüssen (inkl. Zubringerpumpbetrieb), jedoch ohne den Umwälzbetrieb (wo vorhanden), zu berücksichtigen.

Das StromVG gilt für Elektrizitätsnetze, die mit 50 Hz Wechselstrom betrieben werden (Art. 2 Abs. 1 StromVG). Das mit Frequenz 16.7 Hz und auf der Spannungsebene 132 kV betriebene Übertragungsnetz der schweizerischen Eisenbahnen untersteht dem StromVG, soweit dieses bezweckt, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung zu schaffen (Art. 1 Abs. 2 StromVV). Über Umformeranlagen ist das 16.7 Hz Netz mit dem 50 Hz Netz verbunden, d.h. im Fall von Kraftwerksausfällen innerhalb des 16.7 Hz Netzes können diese durch Elektrizitätsbezug aus dem 50 Hz Übertragungsnetz ausgeglichen werden, was der Inanspruchnahme von Systemdienstleistungen analog derjenigen eines Kraftwerkes entspricht. Die fünf Frequenzumformer zwischen dem Übertragungsnetz und dem 16.7 Hz Netz (in Kerzers, Massaboden, Rupperswil, Seebach und Wimmis) haben, in Analogie zu Artikel 1 Absatz 3 StromVV, als ein einziger Einspeisepunkt betrachtet, eine





maximal mögliche Leistung von 386.5 MW und werden deshalb gemäss Artikel 31b Absatz 2 StromVV kostenpflichtig für die in das 50 Hz Netz eingespeiste Energie.

Die Grenzgewässer der Schweiz werden ebenfalls für die Stromerzeugung genutzt. Die entsprechenden Kraftwerke befinden sich zum Teil in der Schweiz, zum Teil im Ausland. Diese Rechtsverhältnisse sind durch Staatsverträge geregelt. Viele dieser Verträge teilen jeweils die durch diese Kraftwerke erzeugte Energie nach bestimmten Anteilen auf die Uferstaaten auf. Es wird zudem oft bestimmt, dass die dem einen Staat zukommende Energie, die auf dem Gebiet des anderen Staates erzeugt wird, von Seiten dieses Staates Freiheit von allen Gebühren, Abgaben oder öffentlich-rechtlichen Beschränkungen irgendwelcher Art geniesst. Die erzeugte Energie wird behandelt, wie wenn sie auf dem eigenen Staatsgebiet erzeugt worden wäre (vgl. bspw. Art. 5 der Vereinbarung zwischen der Schweiz und Italien über die Verteilung der Wasserkräfte des Reno di Lei [mit Zusatzprotokoll] vom 18. Juni 1949 [SR 0.721.809.454.2]).

Die Kraftwerke, mit welchen Grenzgewässer der Schweiz genutzt werden, werden ebenfalls nach Artikel 31b Absatz 2 StromVV mit Systemdienstleistungskosten belastet und zwar unabhängig davon, ob sie sich im Ausland oder in der Schweiz befinden. Für die elektrische Leistung und die Bruttoenergieerzeugung sind die schweizerischen Anteile nach den jeweiligen Staatsverträgen bzw. Konzessionen massgeblich.

Eine Verfahrenspartei bringt vor, dass die von ihrem Kraftwerk erzeugte elektrische Energie vollständig in eine ausländische Regelzone eingespeist werde. Der schweizerische Gesetzgeber habe keine Kompetenz, dieses Rechtsverhältnis zu regeln. Die Einspeisung von elektrischer Energie in die ausländische Regelzone sei gleich zu behandeln, wie die Lieferung von elektrischer Energie aus der Regelzone Schweiz an Endverbraucher im grenznahen Ausland (act. A/49). Die ElCom hat sich zu letzterem mit Verfügung vom 30. Oktober 2008 geäussert (abrufbar unter [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)), auf die Regelzonenzugehörigkeit abgestellt und den entsprechenden Sachverhalt der Schweiz zugeordnet. Beim vorliegenden Sachverhalt geht es jedoch nicht um die Belieferung von Endverbrauchern, sondern um die Energieerzeugung durch Kraftwerke. Zudem existieren für diese Energieerzeugung Staatsverträge, welche bestimmen, dass der schweizerische Anteil an der erzeugten Energie so zu behandeln ist, wie wenn er in der Schweiz erzeugt worden wäre. Solche Verträge existieren zwar nicht für alle Grenzkraftwerke nach Anhang 2. Im Sinne einer einheitlichen Lösung werden aber auf alle Grenzkraftwerke die gleichen Grundsätze angewendet.

#### **4.3.4.4.3 Berechnung des Tarifs Systemdienstleistungen für Kraftwerke**

Die 0.40 Rappen/kWh übersteigenden Systemdienstleistungskosten betragen im Jahr 2009 voraussichtlich 202 Millionen Franken<sup>10</sup>. Mit Anwendung der Präzisierung von Art. 31b Absatz 2 StromVV (vgl. Ziff. 4.3.4.4.2) auf den Kraftwerkspark der Schweiz wurde eine Liste der Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW erstellt (act. SDL/86). Diese Liste mit den Kraftwerken von mindestens 50 MW ist im Anhang 2 dieser Verfügung aufgeführt. Bei Berücksichtigung der mittleren Produktionserwartung resultiert im Jahr 2009 eine voraussichtliche Bruttoenergieerzeugung dieser Kraftwerke in der Höhe von 47.5 TWh (vgl. act. SDL/87<sup>11</sup>). Daraus abgeleitet ergibt sich rechnerisch

---

<sup>10</sup> SDL-Tarif minus Tarif gem. 31b Abs. 1 StromVV multipliziert mit der direkt von Endverbrauchern bezogenen elektrischen Energie: (0.77– 0.40) Rappen/kWh x 54.1 TWh = 202 Millionen Franken

<sup>11</sup> Ein Vergleich der Liste (act. SDL/87) mit Tab. 17 in der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2007 ([http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier\\_id=00765](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00765)) zeigt, dass in der Liste bei den Kernkraftwerken die Netto- anstelle der Bruttoerzeugung verwendet wurde. Dies wurde für die Gesamtproduktionserwartung von 47.5 TWh korrigiert.



ein SDL-Tarif Kraftwerke von 0.43 Rappen/kWh. Im Hinblick auf die durch die Verfügungsadressatin vorgesehenen Akontorechnungen wird der SDL Tarif 2009 für Kraftwerke auf 0.45 Rappen/kWh festgelegt.

#### 4.3.4.4 Abrechnungsmodalitäten

Die Verfügungsadressatin hat bei den Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW (gemäss Anhang 2 dieser Verfügung) eine Erhebung der effektiv erzeugten Bruttoenergie durchzuführen. Sie hat nach Vorliegen der tatsächlichen SDL-Kosten der EICom einen Bericht vorzulegen. Die EICom prüft, ob die tatsächlichen SDL-Kosten anrechenbar sind und genehmigt die anrechenbaren Kosten. Die Kompetenz der EICom zur Anordnung dieser Berichterstattung und zur Genehmigung der anrechenbaren Kosten ergibt sich aus Artikel 22 StromVG (vgl. Ziff. 4.3.1 und Ziff. 4.3.3.3). Die Verfügungsadressatin hat die von der EICom genehmigten Kosten den Betreibern von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW individuell nachzubelasten oder gutzuschreiben. Diese Abrechnung kann unterjährig erfolgen. Artikel 31b Absatz 2 StromVV geht als Übergangsbestimmung und als neuere Bestimmung Artikel 22 Absatz 2 StromVV vor.

## 4.4 Ergebnis der Tarifprüfung

Aus der materiellen Prüfung ergeben sich folgende Tarife für Netznutzung und Systemdienstleistungen:

**Tabelle 12: Ergebnis der Tarifprüfung**

	Einheit	Gemäss Verfügungsadressatin	Ergebnis EICom
<b>Netznutzung</b>			
Arbeitstarif	Rp./kWh	0.25	0.16
Leistungstarif	Fr./MW	36'000	23'610
Fixer Grundtarif	Fr./Ausspeisep.	498'000	232'000
<b>Systemdienstleistungen</b>			
Für Netzbetreiber (bzw. Endkunden)	Rp./kWh	0.90	0.40
Für Kraftwerke mindestens 50 MW	Rp./kWh	-	0.45
Wirkverluste	Rp./kWh	0.25	nicht geprüft
Abgeltung für Blindenergie	Fr./MVarh	3.50	nicht geprüft

## 5 Stellungnahme der Preisüberwachung

Die EICom hat den Verfügungsentwurf vom 14. Januar 2009 sowie den aufgrund der Stellungnahmen aktualisierten Verfügungsentwurf vom 2. März 2009 der Preisüberwachung gestützt auf Artikel 15 des Preisüberwachungsgesetzes vom 20. Dezember 1985 (PüG; SR 942.20) sowie Artikel 3 des Geschäftsreglements der Elektrizitätskommission vom 12. September 2007 (SR 734.74) zur Stellungnahme unterbreitet. Die Preisüberwachung kann sich nicht nur zu Preiserhöhungen äussern, sondern

auch zu missbräuchlich hohen Preisen (Art. 15 Abs. 2<sup>bis</sup> PüG). Dabei kann die Preisüberwachung auch den Ausgangspreis (Preissockel) berücksichtigen (Art. 13 Abs. 2 PüG).



Mit Schreiben vom 31. Januar 2009 nahm der Preisüberwacher gestützt auf Artikel 15 Absatz 2<sup>bis</sup> PüG zur oben erwähnten Verfügung sinngemäss wie folgt Stellung (act. A/32):

Die Preisüberwachung begrüsst das Vorgehen der EICom hinsichtlich der Überprüfung der Betriebskosten der Netzbetreiber, insbesondere in Bezug auf die rechtskonforme Eingabe der relevanten Daten. Nicht akzeptierbar und somit auch nicht anrechenbar seien Betriebskosten, die auf falscher Basis eingereicht werden. Die Preisüberwachung empfiehlt in diesem Punkt für das Jahr 2009 einen Intransparenzabzug im Umfang von 50 Prozent und für kommende Verfahren, diese Kosten gar nicht mehr zu berücksichtigen. Die Preisüberwachung erachtet es wie die EICom als korrekt, bei der Ermittlung der anrechenbaren Wiederbeschaffungspreise nach Artikel 13 Absatz 4 StromVV in zwei Schritten vorzugehen. In einem ersten Schritt sei festzustellen, ob die Schätzung der Anschaffungs- bzw. Herstellwerte anhand von rückindexierten Wiederbeschaffungswerten korrekt erfolgt sei. Dies sei notwendig, um die systematische Überschätzung des Netzwertes zu verhindern. Die Schätzung der ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der synthetischen Bewertung solle nicht nur nach theoretischen Überlegungen ermittelt werden, sondern auch durch einen exemplarischen Vergleich tatsächlicher Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten. In einem zweiten Schritt seien 20 Prozent gemäss Artikel 13 Absatz 4 StromVV in der Fassung vom 12. Dezember 2008 in Abzug zu bringen. Die Preisüberwachung unterstützt sodann den in diesem Zusammenhang von der EICom herangezogenen Höspile-Index. Im Vergleich zum bisher verwendeten PIP scheine der Höspile-Index besser geeignet zu sein, die spezifische Kostenentwicklung abzubilden. Zu Recht habe die EICom die Anlaufkosten der Eigentümer des Übertragungsnetzes nicht als anrechenbare Kosten für den Tarif 2009 akzeptiert, da die damit verbundenen Bedingungen nicht eingehalten und der Erlös bei den geltend gemachten Kosten nicht in Abzug gebracht wurden. Im Weiteren begrüsst die Preisüberwachung den Entscheid der EICom, [REDACTED] der Auktionserlöse bei den anrechenbaren Netzkosten 2009 zu berücksichtigen. Damit könnten die aktuellen Strompreiserhöhungen gemildert werden. Die EICom solle künftig bei den Überlandwerken Auskunft über die Verwendung früherer Auktionserlöse verlangen. Die Preisüberwachung geht schliesslich mit der Forderung der EICom einig, die von ihr vorgeschlagenen preissenkenden Massnahmen zur Beschaffung von Systemdienstleistungen umzusetzen.

## **6 Entzug der aufschiebenden Wirkung einer allfälligen Beschwerde**

Die Beschwerde gegen eine Verfügung hat grundsätzlich aufschiebende Wirkung. Hat die Verfügung nicht eine Geldleistung zum Gegenstand, so kann die Vorinstanz darin einer allfälligen Beschwerde die aufschiebende Wirkung entziehen (Art. 55 Abs. 1 und 2 VwVG). Die vorliegende Verfügung hat nicht eine reine Geldleistung zum Gegenstand, sondern einen Tarif. Über diesen Tarif kann ermittelt werden, welches Netznutzungsentgelt geschuldet ist.

Im vorliegenden Fall besteht ein erhebliches Interesse, dass über den Tarif auf der Netzebene 1 möglichst schnell Klarheit herrscht. Alle Netzbetreiber müssen ihre Tarife bis spätestens am 1. April 2009 publizieren (Art. 31c Abs. 2 StromVV in der Fassung vom 12. Dezember 2008; AS 2008 6467). Um diese Frist wahren zu können, bzw. die Berechnungen der Netznutzungstarife auf den verschiedenen Netzebenen fristgerecht vornehmen zu können, müssen die Netzbetreiber von einem verlässlichen Wert bezüglich des Tarifs auf der Netzebene 1 ausgehen können. Wird die vorliegende Verfügung angefochten und käme einer Beschwerde aufschiebende Wirkung zu, so bestünde nicht nur eine grosse Rechtsunsicherheit über die massgebenden Tarife auf der Netzebene 1, sondern die Marktöff-



nung an sich wäre in Frage gestellt, da die Netzbetreiber nicht wüssten, wie sie ihre Netznutzungstarife berechnen sollen. Hinzu kommt, dass Kraftwerksbetreiber möglicherweise nicht bereit sind, den SDL-Tarif zu bezahlen, wenn der Beschwerde aufschiebende Wirkung zukommt. Die Verfügungsadressatin müsste andere Wege finden, die laufend entstehenden SDL-Kosten zu decken. Angesichts der Möglichkeit einer allfälligen nachträglichen Kompensation bei einer Korrektur der vorliegend festgelegten Tarife durch eine Beschwerdeinstanz erscheint der Entzug der aufschiebenden Wirkung als verhältnismässig.

Auch die Preisüberwachung bestätigt die grosse Bedeutung des vorliegenden Entscheides für die Branche sowie für die Volkswirtschaft und ist der Ansicht, dass ein gewichtiges öffentliches Interesse an einem raschen Entscheid der ECom besteht (act. A/32, S. 2).

Der Entzug der aufschiebenden Wirkung wird auf die Ziffern 1 bis 5 des Dispositives beschränkt.

## **7 Gebühren**

Die ECom erhebt für Verfügungen im Bereich der Stromversorgung Gebühren (Art. 21 Abs. 5 StromVG, Artikel 13a der Verordnung über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich vom 22. November 2006 [GebV-En; SR 730.05]). Die Gebühren werden nach Zeitaufwand berechnet und betragen je nach Funktionsstufe des ausführenden Personals 75 bis 250 Franken pro Stunde (Art. 3 GebV-En).

Für die vorliegende Verfügung werden folgende Gebührenansätze in Rechnung gestellt: 206 anrechenbare Stunden zu einem Gebührenansatz von 200 Franken pro Stunde (ausmachend 41'200 Franken), 344 anrechenbare Stunden zu einem Gebührenansatz von 170 Franken pro Stunde (ausmachend 58'480 Franken) und 671 anrechenbare Stunden zu einem Gebührenansatz von 140 Franken pro Stunde (ausmachend 93'940 Franken). Dadurch ergibt sich als Zwischenfazit eine Gebühr von 193'620 Franken. Hinzu kommen die Kosten für das Gutachten der KEMA Bonn "Internationale Vergleichswerte Tarife für Systemdienstleistungen" im Umfang von 43'870.90 Franken und diejenigen für das Gutachten der TU Dortmund "Ermittlung des Regelleistungsbedarfs der Regelzone Schweiz ab 01.01.2009" im Umfang von 41'500 Franken. Dies ergibt Gebühren von Total 278'991 Franken.

Die Gebühr hat zu bezahlen, wer eine Verfügung veranlasst (Art. 1 Abs. 3 GebV-En in Verbindung mit Art. 2 Abs. 1 der Allgemeinen Gebührenverordnung vom 8. September 2004 [AllgGebV; SR 172.041.1]). Die Verfügungsadressatin hat diese Verfügung dadurch verursacht, dass zusätzliche Expertengutachten zur Klärung des Sachverhalts erstellt werden mussten. Verschiedene Übertragungsnetzeigentümer haben Kosten geltend gemacht, welche über den anrechenbaren Kosten liegen. Dadurch hat die Verfügungsadressatin zu hohe Tarife festgelegt. Die Gebühren werden daher zu 30 Prozent der Verfügungsadressatin und zu 70 Prozent den Übertragungsnetzeigentümern auferlegt, den einzelnen Übertragungsnetzeigentümern im Verhältnis der Reduktion der anrechenbaren Netzkosten (Tabelle 9, Spalte 4 minus Spalte 9) zu den bei swissgrid eingereichten Netzkosten (Tabelle 9, Spalte 4).



### III **Entscheid**

#### **Gestützt auf diese Erwägungen wird verfügt:**

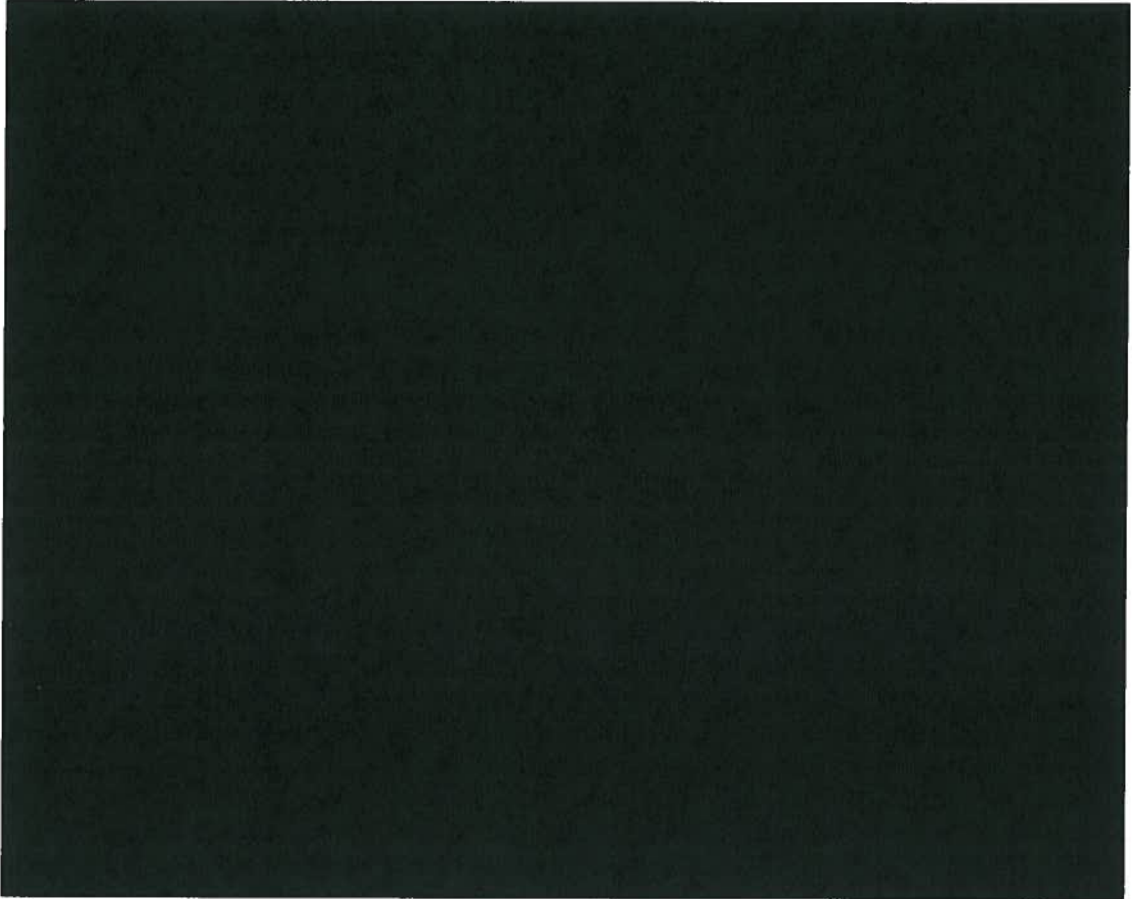
1. Die Tarife 2009 für die Netznutzung der Netzebene 1 werden ab 1. Januar 2009 auf folgende Beträge abgesenkt:
  - a. Arbeitstarif: 0.16 Rappen/kWh
  - b. Leistungstarif: 23'610 Franken/MW
  - c. Grundtarif pro gewichteten Ausspeisepunkt: 232'000 Franken.
2. Der Tarif 2009 für allgemeine Systemdienstleistungen wird ab 1. Januar 2009 auf 0.77 Rappen/kWh festgelegt. Davon werden 0.40 Rappen/kWh den Endverbrauchern entsprechend der bezogenen elektrischen Energie angelastet.
3. Der Tarif 2009 für Systemdienstleistungen für Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW gemäss Anhang 2 dieser Verfügung beträgt ab 1. Januar 2009 0.45 Rappen/kWh. Die swissgrid AG hat bei diesen Kraftwerken eine Erhebung der effektiv erzeugten Bruttoenergie durchzuführen. Sie hat nach Vorliegen der tatsächlichen SDL-Kosten der ECom einen Bericht zur Genehmigung vorzulegen. Die swissgrid AG hat die von der ECom genehmigten anrechenbaren SDL-Kosten den Betreibern von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW individuell nachzubelasten oder gutzuschreiben. Diese Abrechnung kann unterjährig erfolgen.
4. Die Gesuche nach Artikel 31a Absatz 2 StromVV der Gesuchsteller [REDACTED] [REDACTED] um Verwendung des Zinssatzes ohne Reduktion werden für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte nach Tabelle 4, Spalte 5 (anrechenbare historische Restwerte), gutgeheissen. Im Übrigen werden sie abgewiesen.
5. 30 Millionen Franken der Einnahmen aus marktorientierten Zuteilungsverfahren aus dem Jahr 2009 sind für die Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes des Jahres 2009 zu verwenden. Über die Verwendung der restlichen Einnahmen aus marktorientierten Zuteilungsverfahren entscheidet die ECom zu einem späteren Zeitpunkt ausserhalb dieses Verfahrens. Bis zum Entscheid der ECom dürfen diese restlichen Einnahmen nicht verwendet werden.
6. Die übrigen von der swissgrid AG am 23. Mai 2008 publizierten Tarife für Bilanzgruppenmanagement, Wirkverluste sowie für anforderungskonform gelieferte Blindenergie gelten unverändert.
7. Die swissgrid AG hat die Ausschreibungsmodalitäten für Systemdienstleistungen laufend zu optimieren. Sie hat der ECom hierzu alle zwei Monate Bericht zu erstatten, erstmals am 30. April 2009.
8. Die swissgrid AG hat den Stand des Projektes zur Einführung eines neuen Netzreglers für die Sekundärregelung der Regelzone Schweiz alle zwei Monate mittels eines Fortschrittsberichts an die ECom zu dokumentieren, erstmals am 30. Juni 2009.



9. Die swissgrid AG hat die kombinierte Ausschreibung von Primär- und Sekundärregelleistung zu prüfen und der ECom die Vor- und Nachteile in einem Bericht mit Frist bis am 30. Juni 2009 darzulegen. Dabei ist insbesondere auf die Auswirkungen einer kombinierten Ausschreibung auf die Markt-Liquidität einzugehen.
10. Die swissgrid AG hat der ECom bis am 31. Juli 2009 einen Bericht mit Angaben zu der pro Monat vergüteten Blindenergie in den ersten 6 Monaten 2009 (aufgeschlüsselt nach Kraftwerken, die einen Spannungsplan erhalten), zur Vorhaltung überobligatorischer Blindleistung (und deren Inanspruchnahme), sowie zur Einhaltung der Vorgaben bezüglich Spannungshaltung vorzulegen.
11. Die swissgrid AG hat der ECom bis am 30. Juni 2009 eine technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie zur Vorhaltung von Sekundärleistung im Ausland vorzulegen.
12. Einer allfälligen Beschwerde gegen Ziffern 1 bis 5 wird die aufschiebende Wirkung entzogen.



13. Die Gebühren für diese Verfügung betragen 278'991 Franken. 83'697 Franken werden der Verfügungsadressatin auferlegt, 195'294 Franken wie folgt den Übertragungsnetzeigentümern:



Die Rechnungen über 100 Franken werden nach Rechtskraft dieser Verfügung zugestellt. Für Rechnungen unter 100 Franken verzichtet die EICom auf die Erhebung der Gebühren.

14. Diese Verfügung wird den Parteien mit eingeschriebenem Brief eröffnet.



Bern, 6. März 2009

**Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom**

Carlo Schmid-Sutter  
Präsident

Renato Tami  
Leiter Fachsekretariat

Versand: 7. März 2009

Zu eröffnen mit eingeschriebenem Brief:

- swissgrid ag, Werkstrasse 12, 5080 Laufenburg
- Verfahrensbeteiligte gemäss Liste in Anhang 1

Mitzuteilen an:

- Netzbetreiber und Endverbraucher, die explizit die Tarife der Verfügungsadressatin angefochten haben

Anhänge:

- Anhang 1: Liste der Verfahrensbeteiligten
- Anhang 2: Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW
- Anhang 3: Individuelle Unterlagen für die Verfügungsadressatin und die Verfahrensbeteiligten mit den sie betreffenden Zahlen, Erläuterungen und Textpassagen





## **IV Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diese Verfügung kann innert 30 Tagen seit Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist beim Bundesverwaltungsgericht, Postfach, 3000 Bern 14, einzureichen. Die Frist steht still:

- a) vom 7. Tag vor Ostern bis und mit dem 7. Tag nach Ostern;
- b) vom 15. Juli bis und mit dem 15. August;
- c) vom 18. Dezember bis und mit dem 2. Januar.

Die Beschwerde hat die Begehren, deren Begründung mit Angabe der Beweismittel und die Unterschrift des Beschwerdeführers oder seines Vertreters zu enthalten. Die angefochtene Verfügung und die als Beweismittel angerufenen Urkunden sind beizulegen, soweit der Beschwerdeführer sie in Händen hat.



## Anhang 1

### Liste der Verfahrensbeteiligten

Aare-Tessin AG für Elektrizität, Bahnhofquai 12, 4600 Olten

AEK Energie AG, Westbahnhofstrasse 3, 4502 Solothurn

AET Bellinzona, Viale officina 10, 6500 Bellinzona

AET NE1 SA, Viale officina 10, 6500 Bellinzona

AG Kraftwerk Wägital, Tramstrasse 35, 8050 Zürich

AIL Servizi SA, Via della Posta 8, CP 5131, 6900 Lugano

Albula-Landwasser Kraftwerke AG (AKW), Wasserweg, 7477 Filisur

ALENA Aletsch Energie Netz AG, c/o EnAlpin AG, Bahnhofplatz 1b, 3930 Visp

Aletsch AG, c/o EnAlpin AG, Bahnhofplatz 1b, 3930 Visp

Alpiq, Chemin de Mornex 10, Case postale 570, 1001 Lausanne

ALSTOM Power AG, Zentralstrasse, 5242 Birr

Atel Hydro Ticino SA, Centrale Lucendro, 6780 Airolo

Atel Netz AG, Oltenerstrasse 61, 5013 Niedergösgen

Atel Versorgungs AG, Bahnhofquai 12, 4601 Olten

Aziende Industriali di Lugano SA, Via ai Molini 2, 6933 Muzzano

BKW FMB Energie AG, Viktoriaplatz 2, 3000 Bern

BKW Übertragungsnetz AG, Viktoriaplatz 2, 3000 Bern 25

CERN, z.H. Herr Anders Unnervik, FI Department, 1211 Genève

CKW Grid AG, Postfach, 6002 Luzern

EDF Helvetica SA, Avenue Gratta-Paille 2, 1018 Lausanne

EGL Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, Lenzernstrasse 10, 8953 Dietikon

EGL Grid AG, Werkstrasse 10, 5080 Laufenburg

Electra-Massa SA, Chemin de Mornex 10, 1001 Lausanne

Electricité de la Liègne SA, Rue de l'Industrie 43, 1951 Sion

Electricité Emosson SA, Centrale de la Bâtiaz, 1920 Martigny

Elektrizitätswerk Ernen-Mühlebach AG, 3995 Ernen



Elektrizitätswerk Obwalden, Stanserstrasse 8, Postfach 547, 6064 Kerns  
Energie Electrique du Simplon SA, Chemin de Mornex 10, 1001 Lausanne  
Energie Wasser Bern, Monbijoustrasse 11, 3001 Bern  
Energiedienst Holding AG, Baslerstrasse 44, Postfach, 5080 Laufenburg  
Engadiner Kraftwerke AG, Muglinè 1, 7530 Zernez  
EOS RESEAU SA, Chemin de Mornex 10, 1001 Lausanne  
Etelwerk AG, Letzistrasse 27, Postfach 148, 8852 Altendorf  
ewb Übertragungsnetz AG, Monbijoustrasse 11, 3001 Bern  
ewz Übertragungsnetz AG, Tramstrasse 35, 8050 Zürich  
FMM, Forces Motrices de Mauvoisin S.A., Parkstrasse 23, Postfach NOK, 5401 Baden  
FMV SA, Rue de la Dixence 9, CP 506, 1951 Sion  
FMV Réseau SA, Rue de la Dixence 9, CP 506, 1951 Sion  
Forces Motrices de la Gougra SA, Avenue du Général Guisan 2, 3960 Sierre  
Forces Motrices Hongrin-Léman SA, Place de la Gare 12, Case postale 570, 1001 Lausanne  
Gommerkraftwerke AG, c/o BKW, Viktoriaplatz 2, 3000 Bern 25  
GRANDE DIXENCE S.A., Rue des Creusts 41, CP 669, 1951 Sion  
Groupe E SA, Bd de Pérolles 25, 1700 Fribourg  
HYDRO Exploitation SA, Rue des Creusets 41, 1951 Sitten  
Hydro Surselva AG, Zentrale Tavanasa, 7162 Tavanasa  
Kanton Basel Stadt, Industrielle Werke Basel (IWB), Margarethenstrasse 40, Postfach, 4002 Basel  
Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG, Postfach, 4658 Däniken  
Kernkraftwerk Leibstadt AG, c/o NOK, Parkstrasse 23, Postfach, 5401 Baden  
Kraftwerk Amsteg AG, Gotthardstrasse 115, 6474 Amsteg  
Kraftwerk Birsfelden AG, Hofstrasse 82, 4127 Birsfelden  
Kraftwerk Göschenen AG, Hirschengraben 33, Postfach, 6002 Luzern  
Kraftwerk Ryburg-Schwörstadt AG, Postfach 327, 4310 Rheinfelden  
Kraftwerk Wildegg-Brugg, 5213 Villnachern  
Kraftwerke Hinterrhein AG, Spitalstrasse 7, 7430 Thusis



Kraftwerke Hinterrhein Netz AG, Spitalstrasse 7, 7430 Thusis

Kraftwerke Ilanz AG, Parkstrasse 23, Postfach NOK, 5401 Baden

Kraftwerke Linth-Limmern AG, Parkstrasse 23, Postfach NOK, 5401 Baden

Kraftwerk Lötschen AG, Oberdorf 15, 3940 Steg

Kraftwerke Oberhasli AG, Grimselstrasse 19, 3862 Innertkirchen

Kraftwerke Sarganserland AG, Parkstrasse 23, Postfach NOK, 5401 Baden

Kraftwerke Vorderrhein AG, Parkstrasse 23, Postfach NOK, 5401 Baden

Kraftwerke Zervreila AG, Vadianstrasse 59, 9000 St. Gallen

KWM, Kraftwerke Mattmark AG, Parkstrasse 23, Postfach NOK, 5401 Baden

LENA Lonza Energie Netz AG, c/o EnAlpin AG, Bahnhofplatz 1b, 3930 Visp

Lizerne et Morge SA, Rue de l'Industrie 43, 1950 Sion

Monthel SA, c/o Aare-Tessin AG für Elektrizität, Bahnhofquai 12, 4601 Olten

Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Parkstrasse 23, Postfach, 5401 Baden

Officine Idroelettriche della Maggia SA, Via in Selva 11, 6604 Locarno

Officine Idroelettriche di Blenio SA, Via in Selva 11, 6604 Locarno

OIM, Officine Idroelettriche di Mesolcina SA, Parkstrasse 23, Postfach NOK, 5401 Baden

Poste Creux de Chippis, c/o Atel Netz AG, Oltnerstrasse 61, 5013 Niedergösgen

Rätia Energie AG, Via da Clait 307, 7742 Poschiavo

RE Transportnetz AG, Via da Clait 307, 7742 Poschiavo

Rhonewerke AG, c/o FMV SA, Rue de la Dixence 9, CP 506, 1951 Sion

Romande Energie SA, Rue de Lausanne 53, 1110 Morges

Salanfe SA, Place de la Gare 12, Case postale 570, 1001 Lausanne

SBB AG Bern, Infrastruktur Energie, Industriestrasse 1, 3052 Zollikofen

Services Industriels Genève, CP 2777, 1211 Genève 2

SN Energie AG, Vadianstrasse 59, 9000 St. Gallen

SN Übertragungsnetz AG, Vadianstrasse 59, 9000 St. Gallen

Stadt Zürich, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz), Tramstrasse 35, 8050 Zürich

Valgrid SA, Rue de la Dixence 9, 1950 Sion

Ville de Lausanne, SIL service d'électricité, Place Chauderon 27, CP 7416, 1002 Lausanne



Anhang 2

Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW

Laufende Nr.	Zentralennummer lt. WASTA	Kraftwerk	Max. mögliche Leistung [MW] (Ggf. nur CH-Anteil)	Betreiber von Kraftwerken nach Art. 31b StromVV		
<b>Standard-KW</b>						
1	404100	Rempen	60.0	AG Kraftwerk Wägital	Eisenburgstrasse 21	8854 Siebnen
2	102800	Fillisur	64.0	Albula-Landwasser Kraftwerke AG	Wasserweg	7477 Fillisur
3	502300	Ackersand 2	83.0	Aletsch AG	Postfach Bahnhofplatz 1b	3930 Visp
4	GT	Gasturbine ALSTOM	340.0	ALSTOM Power AG	Zentralstrasse	5242 Birr
5	600100	Alroio Lucendro	58.0	Atel Hydro Ticino SA	Centrale Lucendro	6780 Ajroio
6	601000	Biaschina Nuova Biaschina	135.0	Azienda Elettrica Ticinese	Viale Officina 10	8500 Bellinzona
7	600800	Plotino	60.0	Azienda Elettrica Ticinese	Viale Officina 10	8500 Bellinzona
8	602200	Gordola Verzasca (Gordola)	105.0	Azienda Elettrica Ticinese	Viale Officina 10	8500 Bellinzona
9	501200	Bitsch (Biel) Bitsch	331.0	Electra-Massa AG	Place de la gare 12	1001 Lausanne
10	503500	Croix	64.0	Electricité de la Liègne SA	Rue de l'Industrie 43	1950 Sion
11	504850	Bleudron Cleuson-Dixence	1280.0	Energie Ouessi Suisse SA	Ch. de Mornex 10	1001 Lausanne
12	801100	Martina Pradella-Martina	72.0	Engadiner Kraftwerke AG	Verwaltung	7530 Zermatt
13	801900	Pradella	288.0	Engadiner Kraftwerke AG	Verwaltung	7530 Zermatt
14	803200	Motbec	86.0	Forces Motrices de la Gougns SA	Avenue du Général Gulaan 2	3960 Sierre
15	503400	Nevisence	50.0	Forces Motrices de la Gougns SA	Avenue du Général Gulaan 2	3960 Sierre
16	505300	Fionnay (Mauvoisin)	138.0	Forces Motrices de Mauvoisin SA	Rue de l'Industrie 43	1951 Sion
17	505400	Riddes	225.0	Forces Motrices de Mauvoisin SA	Rue de l'Industrie 43	1951 Sion
18	508100	Veytaux Hongrin-Léman	240.0	Forces Motrices Hongrin-Léman SA	Place de la gare 12	1001 Lausanne
19	500500	Fiss chertal	64.0	Gommerkraftwerke AG	Michelhaus	3995 Ermen
20	504200	Chandoline La Dixence	120.0	Grande Dixence SA	Rue des Creusets 41	1950 Sion
21	505000	Fionnay (Dixence) Grande Dixence	300.0	Grande Dixence SA	Rue des Creusets 41	1950 Sion
22	505100	Nendaz Grande Dixence	384.0	Grande Dixence SA	Rue des Creusets 41	1950 Sion
23	204400	Hauterive	57.5	Groupe E SA	Bd de Pérolles 25	1700 Freiburg
24	204700	Schiffenen	52.0	Groupe E SA	Bd de Pérolles 25	1700 Freiburg
25	507500	Miéville Salanfe	60.0	HYDRO Exploitation SA	Rue des Creusets 41	1951 Sitten
26	KKW	Bezau I	365.0	Kernkraftwerk Bezau der NOK AG	Bezau	5312 Döttingen
27	KKW	Bezau II	365.0	Kernkraftwerk Bezau der NOK AG	Bezau	5312 Döttingen
28	KKW	Gösgen	970.0	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG	-	4658 Däniken
29	KKW	Leibstadt	1055.0	Kernkraftwerk Leibstadt AG	-	5325 Leibstadt
30	KKW	Mühleberg	355.0	Kernkraftwerk Mühleberg BKW FMB Energie AG	Wehrstrasse 45	3203 Mühleberg
31	300400	Göschenen (Göscheneralp)	80.0	Kraftwerk Göschenen AG	-	6487 Göschenen
32	400200	Tierfehld (Limmern)	255.0	Kraftwerk Linth-Limmern AG	Tierfehld	8783 Linthal
33	502500	Steg Lötschen	110.0	Kraftwerk Lötschen AG	Zentrale, Oberdorf 15	3940 Steg
34	102100	Bärenburg	220.0	Kraftwerke Hinterrhein AG	Spitalstrasse 7	7430 Thusis
35	102300	Sils	74.0	Kraftwerke Mattmark AG	Spitalstrasse 7	7430 Thusis
36	501800	Stalden	190.0	Kraftwerke Mattmark AG	-	3922 Stalden
37	501500	Zermattggen	74.0	Kraftwerke Mattmark AG	-	3922 Stalden
38	200100	Grimsel 2	311.0	Kraftwerke Oberhasli AG	Grimselstrasse	3862 Innerkirchen
39	200400	Handeck 1	93.0	Kraftwerke Oberhasli AG	Grimselstrasse	3862 Innerkirchen
40	200500	Handeck 2	113.0	Kraftwerke Oberhasli AG	Grimselstrasse	3862 Innerkirchen
41	200800	Handeck 3	53.0	Kraftwerke Oberhasli AG	Grimselstrasse	3862 Innerkirchen
42	201100	Hopflauenen (Trift)	92.0	Kraftwerke Oberhasli AG	Grimselstrasse	3862 Innerkirchen
43	200800	Innerkirchen 1	239.5	Kraftwerke Oberhasli AG	Grimselstrasse	3862 Innerkirchen
44	201300	Innerkirchen 2	52.5	Kraftwerke Oberhasli AG	Grimselstrasse	3862 Innerkirchen
45	104800	Mapragg	274.3	Kraftwerke Sarganserland AG	Zentrale Mapragg	7312 Pfäfers
46	104700	Sarrell	88.2	Kraftwerke Sarganserland AG	Zentrale Mapragg	7312 Pfäfers
47	100200	Sedrun 1	147.0	Kraftwerke Vorderrhein AG	Zentrale Sedrun	7188 Sedrun
48	100300	Tavanasa	178.4	Kraftwerke Vorderrhein AG	Zentrale Sedrun	7188 Sedrun
49	101300	Rothenbrunnen	127.0	Kraftwerke Zervreli AG	Vadianstrasse 59	9000 St. Gallen
50	101200	Saffien Platz	68.0	Kraftwerke Zervreli AG	Vadianstrasse 59	9000 St. Gallen
51	504400	Ardon	50.0	Lizerne et Morgs SA	Rue de l'Industrie 45	1950 Sion
52	GT	Gasturbine CIMO	55.0	Monthel SA c/o Aare-Tessin AG für Elektrizität	Bahnhofquai 12	4601 Oiten
53	208800	Wildegg-Brugg	52.0	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Parkstrasse 23	5401 Baden
54	GT	Gasturbine Döttingen	60.0	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Parkstrasse 23	5401 Baden
55	401900	Am Lentsch	60.0	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Parkstrasse 23	5401 Baden
56	802800	Bavona	124.0	Officine idroelettriche della Maggia SA	Via in Selva 11	8604 Locarno
57	802700	Cavergnò	104.0	Officine idroelettriche della Maggia SA	Via in Selva 11	8604 Locarno
58	802500	Robiel	168.0	Officine idroelettriche della Maggia SA	Via in Selva 11	8604 Locarno
59	802800	Verbano 1	96.0	Officine idroelettriche della Maggia SA	Via in Selva 11	8604 Locarno
60	802800	Verbano 2	30.0	Officine idroelettriche di Bienio SA	Via in Selva 11	8604 Locarno
61	801300	Biasca	395.0	Officine idroelettriche di Bienio SA	Via in Selva 11	8604 Locarno
62	801200	Olivone	96.0	Officine idroelettriche di Bienio SA	Via in Selva 11	8604 Locarno
63	801600	Soazza	80.0	Officine idroelettriche di Mesolcina SA	Centrale Soazza	6558 Lostallo
64	FU	Verbindung NE1 zu Bahnstromnetz	386.5	SBB AG Bern, Infrastruktur Energie	Industriestrasse 1	3053 Zollikofen
65	509600	Verbols	98.0	Services Industriels de Genève SA	Casa postale 2777	1211 Genève 2
66	507900	Lavey	70.0	Services Industriels de Lausanne SA	Place Chauderon 27	1003 Lausanne
67	701400	Castasegna	95.0	Stadt Zürich, ewz	Tramstrasse 35	8050 Zürich
68	700800	Löbblia (Albigna) Albignawerk Löbblia	86.0	Stadt Zürich, ewz	Tramstrasse 35	8050 Zürich
69	103100	Tinzong	62.7	Stadt Zürich, ewz	Tramstrasse 35	8050 Zürich
70	103200	Tiefencastel Ost	50.0	Stadt Zürich, ewz	Tramstrasse 35	8050 Zürich
<b>Grenz-KW</b>						
71	507300	La Bâtiaz Emission	85.0	Electricité Emission SA	Centrale de la Bâtiaz	1920 Martigny
72	506800	Châtillard-Valloirne Emission	105.0	Electricité Emission SA	Centrale de la Bâtiaz	1920 Martigny
73	109100	Laufenburg	53.0	Energiedienst Holding AG	Baslerstrasse 44	5080 Laufenburg
74	109700	Birsfelden	58.7	Kraftwerk Birsfelden AG	Hofstrasse 82	4127 Birsfelden
75	109300	Ryburg-Schwörstadt	60.0	Kraftwerk Ryburg-Schwörstadt AG	Kraftwerkstrasse 1025	4313 Mühlin
76	101900	Ferrera 1	126.0	Kraftwerke Hinterrhein AG	Spitalstrasse 7	7430 Thusis

