



2. Oktober 2012

## **Ausarbeitungen Stand 02-10-2012**

# **Änderung der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71)**

## **Erläuternder Bericht**

---

### **1. Ausgangslage**

Die Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 ist am 1. April 2008 in Kraft getreten.

Der Bundesrat hat am 25. Mai 2011 einen schrittweisen Austritt aus der Kernenergie aufgrund des schwerwiegenden Reaktorunglücks in Fukushima beschlossen, will aber die bisherige Stromversorgungssicherheit, die sich durch hohe Qualität, gute Verfügbarkeit, eine weitgehend CO<sub>2</sub>-freie Produktion und wettbewerbsfähige Preise auszeichnet, auch in Zukunft garantieren. Mit einem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie steht die erforderliche Zeit für die Umsetzung der neuen Energiepolitik und den Umbau des Energiesystems zur Verfügung. Um die durch den Verzicht auf den Ersatz von Kernkraftwerken wegfallenden Teile des Stromangebots zu decken, muss die Energiestrategie der Schweiz neu ausgerichtet werden. Die politische Grundlage dazu bildet die Energiestrategie 2050.

Unter die Neuausrichtung der Schweizer Energiepolitik fällt auch die Forderung, dass das dezentrale Stromangebot verbreitert wird. Um diese Forderung umzusetzen, bedarf es relevanter finanzieller Anstrengungen der Schweizer Netzbetreiber. Gleichzeitig gilt es aber auch die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Netzbetreiber angemessen auszugestalten und zu regeln, insbesondere vor dem Hintergrund der Schweizer Marktöffnung im Elektrizitätsbereich.

Die mit der Energiestrategie 2050 zusätzlich induzierten Investitionen in die Netzinfrastruktur betreffen das Übertragungsnetz sowie im Speziellen das Verteilnetz. Die notwendigen Investitionen bis 2050 werden – aus derzeitiger Sicht – auf ca. 3,9 bis 12,6 Mrd. CHF im Verteilnetz und auf ca. 2,5 Mrd. CHF im Übertragungsnetz geschätzt. Um für diesen Netzausbau nachhaltige wirtschaftliche Voraussetzungen zu schaffen, soll die StromVV an einigen diesbezüglich zentralen Stellen geändert werden, welche die finanziellen Bedingungen der Strommarktöffnung vor dem Hintergrund der geforderten Versorgungssicherheit und den Bedingungen des Netzzugangs regeln. Dies betrifft vor allem die Vergütung der Investitionen der Netzbetreiber sowie die Beseitigung regulatorisch bedingter Verlustsituationen im Status quo der Regulierung in der Grundversorgung. Auch die Anpassung der Rahmenbedingungen bei den Investitionen der Schweizer Bundes- und Privatbahnen im Bereich der Stromversorgung wurden aufgenommen, da sie vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 Relevanz haben.

Die zeitliche Planung dieser Revision läuft möglichst parallel zur Entwicklung einer Strategie Stromnetze, welche die neue Energiepolitik von der eher netzplanerischen Seite her unterstützen soll. Aus Sicht des Bundesrates ist diese zeitliche Abstimmung wichtig, um klare wirtschaftliche Bedingungen des anstehenden Netzausbaus ex ante festzulegen.

### **2. Kontinuität im Bereich Kooperation und Subsidiarität**

Die bestehende Verordnung hat die wichtigsten Grundsätze der Branchenregulierung (Marktmodell für elektrische Energie Schweiz, MMEE-CH) übernommen, soweit dies zweckmässig ist und trägt damit



Artikel 3 Absatz 2 Stromversorgungsgesetz (StromVG; SR 734.7) Rechnung. Diese Kooperation und Subsidiarität wird durch die Revision unverändert weitergeführt.

### **3. Erläuterungen zur Änderung einzelner Bestimmungen**

#### **3.1. Art. 1 Abs. 3 StromVV**

##### *Ausgangslage*

Art. 1 Abs. 3 StromVV soll dahingehend angepasst werden, dass Netzanschlüsse von kombinierten Kraftwerken (50-Hz-Produktion mit integriertem Frequenzumrichter 50 Hz/ 16,7 Hz) bei gewissen Betriebsfällen des Frequenzumrichters von Netznutzungsentgelten ausgenommen sind und bzgl. der Netzentgeltregelung reinen 50 Hz-Partnerwerken ohne Frequenzumrichter und kombinierten 16,7-/50-Hz-Partnerwerken ohne Frequenzumrichter gleichgestellt werden.

Im Bereich des Bahnstromsystems ist eine Anpassung der StromVV notwendig, um bessere und nachhaltigere Investitionsanreize für die SBB zu setzen. Im Bahnstromsystem wird im Gegensatz zum System der allgemeinen Stromversorgung (50 Hz) eine Frequenz von 16,7 Hz verwendet. Ein Bahnstromübertragungsnetz hat die wichtige Funktion der Übertragung von produzierter Bahnenergie zur Versorgung des für einen Eisenbahnbetrieb notwendigen Fahrleitungsnetzes.

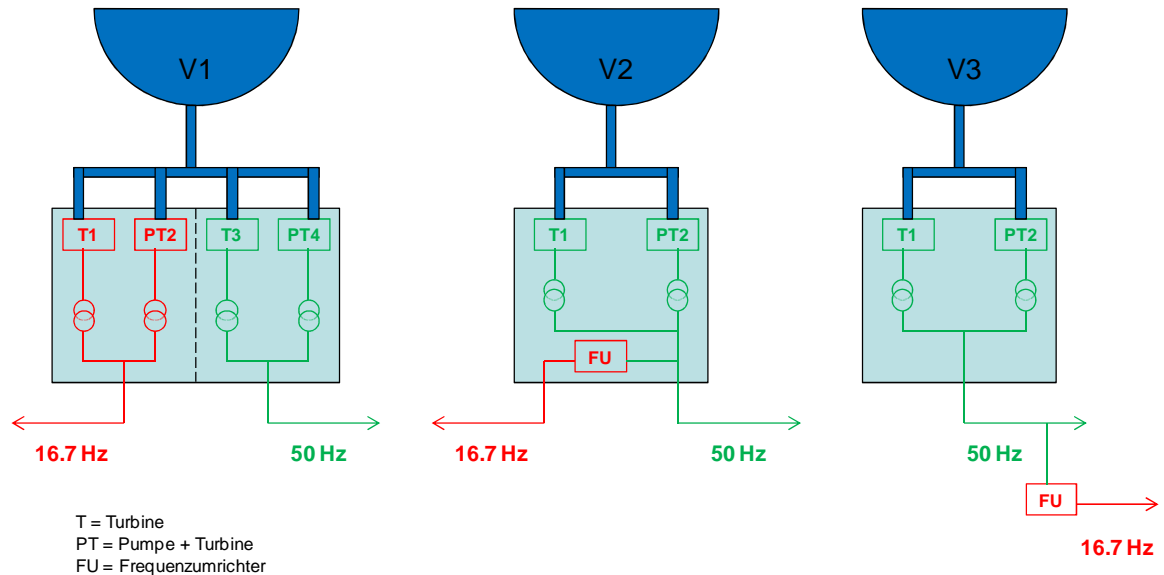
##### *Änderung und Erläuterungen*

Die SBB und 13 Privatbahnen in der Schweiz betreiben ihre eigenen Kraftwerke und Netze. Die SBB betreut dabei heute einen Anteil von über 90% am Bahnstromübertragungsnetz. Ein Grossteil ihrer Kraftwerke sind Partnerwerke, welche sowohl für die Produktion von 50-Hz-Strom als auch für 16,7-Hz-Strom verwendet werden. Als Partnerwerke kommen folgende drei Varianten von Kraftwerkskonfigurationen in Frage (vgl. Grafik 1):

1. Kraftwerk mit separaten Maschinen und sowohl 16,7 Hz als auch 50-Hz-Netzanschluss;
2. Kraftwerk mit ausschliesslich 50-Hz-Maschinen, einem im Kraftwerk integrierten Frequenzumrichter zur Transformation von 50 Hz auf 16,7 Hz (und umgekehrt) und sowohl 16,7 Hz als auch 50-Hz-Netzanschluss;
3. Kraftwerk mit ausschliesslich 50-Hz-Maschinen ohne Frequenzumrichter am Kraftwerkstandort und ausschliesslich 50-Hz-Netzanschluss.



Grafik 1: Anschlusskonstellationen von Partnerwerken



Variante 1 entspricht der heutigen Kraftwerkskonfiguration für die Partnerwerke der SBB. Im Kraftwerk sind die Maschinen für 16,7 Hz und für 50 Hz voneinander getrennt vorhanden. Die Seebewirtschaftung erfolgt individuell, jeder Partner meldet z.B. Produktion oder Pumpbedarf für seinen Wasseranteil. Es entstehen keine Netznutzungsgebühren, weder für die 16,7 Hz und 50-Hz-Produktion noch für den Eigenverbrauch und den Antrieb von Pumpen (gemäss Art. 4 Abs. 1b StromVG).

Variante 2 und 3 verfügen nur noch über Maschinen für die Produktion von 50-Hz-Strom. In Variante 2 kann der im Kraftwerk produzierte Strom mit einem Frequenzumrichter an der 50-Hz-Sammelschiene des Kraftwerks in 16,7-Hz-Strom umgewandelt werden und ins Netz eingespeist werden, bzw. der im Kraftwerk verbrauchte Strom (fürs Pumpen oder Eigenverbrauch) kann direkt mit 50 Hz bezogen oder mit 16,7 Hz und mit dem Frequenzumrichter in 50 Hz umgewandelt werden. Frequenzumrichter ermöglichen eine reine 50-Hz-Auslegung der Generatoren und Pumpen eines Partnerwerks.

Die Einsatzflexibilität für die SBB und ihre Partner steigt dadurch: Sowohl für die 50-Hz-Produktion als auch für die 16,7-Hz-Produktion kann die gesamte Kraftwerksleistung eingesetzt werden und liefert dadurch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Zudem können Synergien beim Kraftwerkbau und Betrieb genutzt werden, da keine redundanten Systeme für 16,7 Hz und 50 Hz nötig sind. Auch sind die Investitionskosten einer 50-Hz-Anlage tiefer.

Die 50-Hz-Sammelschiene des Kraftwerks gilt gemäss Art. 2 Abs. 2b StromVV als Bestandteil des Übertragungsnetzes. Damit sind für den Strombezug über den Frequenzumrichter Netznutzungsentgelte zu entrichten, was die Variante 2 gegenüber der heutigen Variante 1 bzgl. der Netznutzungsentgeltregelung schlechter stellt und dadurch ein Investitionshemmnis in die neue Technologie (Variante 2) darstellt.

Wie die Variante 2 ist auch die Variante 3 rein mit 50-Hz-Maschinen ausgestattet. Allerdings ist der Frequenzumrichter nicht an die Sammelschiene des Kraftwerks angeschlossen, sondern befindet sich ausserhalb davon (möglicherweise auch in grösserer Entfernung). Für den Strombezug im Kraftwerk (für Pumpen und Eigenbedarf) sind keine Netznutzungsentgelte zu bezahlen (gemäss Art. 4 Abs. 1b StromVG). Es fallen aber Netznutzungsgebühren bei der Einspeisung über den Frequenzumrichter ins 16,7-Hz-Netz an. Daran ändert sich mit dem vorliegenden Änderungsvorschlag nichts.



Die heutige Gesetzgebung in Art. 1 Abs. 3 StromVV stellt ein Investitionshemmnis in die neue Technik (50-Hz-Partnerwerk mit integriertem Frequenzumrichter) dar, da das mit 16,7 Hz betriebene Übertragungsnetz als Endverbraucher gilt und nach Art. 2 Abs. 2b StromVV Frequenzumrichter an der Sammelschiene des Kraftwerkes als zum Netz gehörend klassifiziert werden und damit Netznutzungsentgelte anfallen (fürs Pumpen und Eigenverbrauch). Die Technologiewahl (16,7 vs. 50-Hz-Kraftwerke) beeinflusst somit bei der heutigen Gesetzgebung die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke.

Die SBB investiert nach eigenen Angaben in den kommenden Jahren mehrere hundert Millionen Franken für den Bau bzw. die Modernisierung neuer Stromproduktionsanlagen. Für die SBB stehen somit in den nächsten Jahren Investitionsentscheidungen von grosser Bedeutung an, welche eine Wahl zwischen den beschriebenen Technologiearten bedingen. Ein 50-Hz-Partnerwerk mit integriertem Frequenzumrichter sollte dabei gegenüber einem 50-Hz / 16,7-Hz-Partnerwerk bzgl. Netznutzungsentgelten nicht schlechter gestellt werden. Diesem Punkt wird durch die Neuregelung Genüge getan.

Damit keine Netznutzungsgebühren anfallen, welche durch den Betrieb des im Kraftwerk integrierten Frequenzumrichters in Zusammenhang mit dem Kraftwerksbetrieb entstünden, soll Art. 1 Abs. 3 StromVV angepasst werden. Der Frequenzumrichter ist damit nur von Netznutzungsentgelten befreit, wenn der transformierte Strom direkt im Zusammenhang mit der Produktion im Kraftwerk steht. Dies ist dann der Fall, wenn der in den 50-Hz-Maschinen produzierte Strom zeitgleich mit dem im Kraftwerk integrierten Frequenzumrichter ins 16,7-Hz-Netz eingespeist wird. Unter *zeitgleich* wird eine Erfassung der Leistung auf Viertelstundenbasis verstanden. Unter *dem selben Ort* der Umwandlung des Stroms von 50 Hz zu 16,7 Hz und umgekehrt mit dem Frequenzumrichter wird eine örtliche, wirtschaftliche und funktionale Einheit verstanden. Zur Befreiung der Netznutzungsentgelte muss der Frequenzumrichter direkt im Kraftwerk integriert sein.

Es kann der Fall auftreten, dass über den Frequenzumrichter ins 16,7-Hz-Netz eingespeister Strom aus dem 50-Hz-Netz bezogen wird (wenn die Turbinen des Kraftwerks ausser Betrieb sind oder mit einer geringeren Leistung als vom 16,7-Hz-Netz benötigt produzieren) und nicht im Zusammenhang mit dem Kraftwerksbetrieb steht. Dann gilt der Frequenzumrichter aus Sicht des 50-Hz-Netzes als Endverbraucher und für die bezogene Energie ist dementsprechend ein Netznutzungsentgelt zu entrichten. Die Befreiung von Netznutzungsentgelten gilt damit nur bei einer leistungsmässig ausreichenden Erzeugung von 50-Hz-Strom, d.h. es ist nur diejenige über den Frequenzumrichter bezogene Strommenge und Leistung befreit, welche auch zeitgleich im der SBB zustehenden Kontingent des Partnerwerks in der örtlich zusammenhängenden Anlage produziert wird.

Ein weiterer Betriebsfall kann im Falle einer Konsolidierung mit Wassertausch zwischen Kraftwerkspartnern eintreten (zum selben Zeitpunkt turbiniert der eine Partner, der andere pumpt): Wird nur die Nettomenge produziert oder gepumpt, kann der Fall auftreten, dass effektiv weniger turbiniert wird als die SBB gemäss ihrem eigenen Fahrplan virtuell turbinieren. Massgebend für die Befreiung der Netznutzungsentgelte ist hier aber nicht die virtuelle Kraftwerksproduktion, sondern die effektive Produktion des Kraftwerkes.

Vom Kraftwerksbetreiber muss ausgewiesen werden können, wie hoch der kraftwerksrelevante (aus der Eigenproduktion und für den Eigenbedarf und den Antrieb der Pumpen) und der nicht-kraftwerksrelevante Strombezug (für die allgemeine Einspeisung ins 16,7-Hz-Netz) des Frequenzumrichters aus dem 50-Hz-Netz ist. So kann sichergestellt werden, dass zwischen den verschiedenen Betriebsfällen unterschieden werden kann.

Das Entgelt bei Variante 3, bei welcher sich der Frequenzumrichter ausserhalb des Kraftwerks befindet, bleibt durch diesen Zusatz im Verordnungstext unverändert und der Bezug von Strom aus dem 50-Hz-Netz im Frequenzumrichter ausserhalb des Kraftwerks wird weiterhin Netznutzungsentgelten unterliegen. Wie bereits erwähnt, liefert diese neue Kraftwerkstechnologie einen flexibleren Kraft-



werkseinsatz für die SBB und Partner und liefert dadurch einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Demgegenüber können durch die höhere Kraftwerksleistung, die für die 50-Hz-Versorgung zur Verfügung steht, Netzverstärkungen nötig sein und ggf. Systemdienstleistungs-Kosten aufgrund zusätzlicher Leistungsvorhaltung anfallen. Die beim Netzbetreiber anfallenden Kosten werden nach dem Ausspeisemodell von allen Endverbrauchern getragen (nach Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG). Für den üblichen Betriebsfall, bei der die Produktion über den Frequenzumrichter ins 16,7-Hz-Netz eingespeist wird, ist das 50-Hz-Netz allerdings nicht betroffen.

Diese Anwendung gilt ausschliesslich für die SBB als Netznutzer mit einem im Kraftwerk integrierten Frequenzumrichter 50 Hz/ 16,7 Hz für den oben beschriebenen Betriebsfall und ist nicht auf andere Netznutzer anwendbar.

### **3.2. Art. 4 Abs. 1 StromVV**

#### *Änderung*

Es erfolgt eine Streichung des letzten Satzes von Art. 4 Abs. 1 StromVV.

#### *Erläuterungen*

Die bisherige Regelung des Art. 4 Abs. 1 StromVV sieht vor, dass sich der Tarifanteil für die Energielieferung mit Grundversorgung an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an den langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers orientiert. Überschreiten die Gestehungskosten die Marktpreise, orientiert sich der Tarifanteil an den Marktpreisen.

Dieser bisherige Ansatz des Minimums der beiden Vergleichswerte kann zu Verlusten des Verteilnetzbetreibers führen, wenn der Marktpreis geringer ist als die Gestehungskosten. Diese Verluste sind zwar marktkonform, da unter Wettbewerbsbedingungen ein Absatz oberhalb des Marktpreises nicht erfolgen würde. Diese Verluste werden aber nicht durch entsprechende Gewinne kompensiert, wenn die Gestehungskosten unterhalb der Marktpreise sind. Anzunehmen ist auch, dass die geltende Regelung zu wenig Anreize zu einer kosteneffizienten Produktion unterhalb des Marktpreises setzt. Zudem werden die Investitionen in erneuerbare Produktionsanlagen, die nicht in einem Fördersystem erfasst sind, gedämpft, da hier Gestehungskosten häufig über den Marktpreisen liegen.

Im Sinne der Grundversorgung *und* einer ansprechenden Vergütung des Verteilnetzbetreibers ist es zumindest bis zum zweiten Marktöffnungsschritt angezeigt, dass sich der Tarifanteil für die Energielieferung mit Grundversorgung *alleine* an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an den langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers orientiert. Hierdurch wird erreicht, dass Verteilnetzbetreiber keinen anderweitig nicht kompensierbaren Verlust erleiden und zudem die Angemessenheit der Elektrizitätstarife erhalten bleibt. Dies gilt speziell mit Blick auf die Ziele der neuen Energiestrategie des Bundes, die zu einem neuen Investitionsbedarf, insbesondere auch im Bereich der erneuerbaren Energien, führt.

Diese Änderung entspricht zudem inhaltlich der mit der Weisung 3/2012 angepassten Praxis der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom). In dieser wird kundgetan, dass die EiCom auf die Prüfung der Marktpreise nach dem zweiten Satz von Art. 4 Abs. 1 StromVV verzichtet. Neben der möglichen Verlustsituation wird in der neuen Weisung angemerkt, dass die bisher für die Bestimmung der Marktpreise angewandten Grosshandelspreise nicht als Basis für die Prüfung der Endverbraucherpreise verwendbar sind und die Grosshandelspreise zudem keine Abgeltung des möglichen ökologischen Mehrwertes enthalten, da sie sich alleine an Graustromprodukten orientieren.



Die Prüfung der Kosteneffizienz der Gestehungskosten obliegt weiterhin der EICom. Das bisherige Berechnungsschema der EICom nach der Weisung 5/2008 wurde in der neuen Weisung 3/2012 unverändert übernommen.

Andere wünschenswerte ökonomische Effekte können hingegen durch die Neuregelung nicht erreicht werden, wie etwa höhere Anreize zu einer kosteneffizienten Produktion. Der Bundesrat befürwortet deshalb weiterhin im Rahmen der Umsetzung des zweiten Marktöffnungsschrittes eine marktkonformere Ausgestaltung der Grundversorgung durch an den Marktpreisen orientierte Stromtarife. Die mit der vorliegenden Änderung geschaffene Regel ist auch vor einem möglichen Übergangscharakter gerechtfertigt, da sie im Vergleich zum Status quo bestehende Defizite unmittelbar verringert, vor allem die möglichen Verlustsituationen, sowie einen vom Regulator besser umsetzbaren Regelungsrahmen schafft.

### **3.3. Art. 5 Abs. 1 und 6 StromVV**

#### *Änderungen*

Es erfolgt folgende Änderung in Art. 5 StromVV:

*1 Die nationale Netzgesellschaft, die Netzbetreiber, die Erzeuger und die übrigen Beteiligten treffen vorbereitende Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs. Dabei berücksichtigen sie internationale Verträge, Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen, insbesondere der «European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)», sowie Empfehlungen des Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorates.*

*6 Das Bundesamt für Energie (BFE) kann technische und administrative Mindestanforderungen an ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz festlegen und technische und administrative Bestimmungen internationaler Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen für verbindlich erklären.*

#### *Erläuterungen*

Am 01.07.2009 wurden die organisatorischen Aufgaben der «Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)» vom übergeordneten Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) übernommen. Es ist deshalb die Änderung in „insbesondere der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)“ und in „Bestimmungen internationaler Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen“ durchzuführen. Zudem sind die Empfehlungen des Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorates (ENSI) als Aufsichtsbehörde zu beachten, da die ENTSO-E-Regeln nicht alle aus Sicht der nuklearen Sicherheit relevanten Aspekte abdecken.

### **3.4. Art. 13 Abs. 3 lit. b StromVV**

#### *Ausgangslage*

Die Höhe und somit die Festlegung des WACC ist einer der Hauptfaktoren, welche die Investitionsneigung der Netzbetreiber bestimmen. WACC ist hierbei die gebräuchliche Abkürzung für "Weighted Average Cost of Capital". Der WACC beschreibt die durchschnittlich erwartete Verzinsung des Kapitals eines Unternehmens, wobei sich das Kapital aus Eigen- und Fremdkapital zusammensetzt. Methodisch ist der WACC-Ansatz nicht viel anders zu beurteilen als der klassische kalkulatorische Zins und beschreibt die Opportunitätskosten der Kapitalgeber. Er drückt aus, welche Rendite die Kapitalgeber im Durchschnitt auf ihr eingesetztes Kapital unter Berücksichtigung des eingegangenen Risikos erwarten können.



Die Bestimmung des WACC erfolgt vergangenheitsorientiert. Hierbei wird für die Bestimmung der Eigenkapitalkosten das Capital Asset Pricing Model (CAPM) angewendet. Dies ist ein traditionelles Modell aus der Kapitalmarkttheorie.

Die bisherige Methode zur Bestimmung des WACC wird im Rahmen der Revision StromVV in einigen Ausgestaltungen modifiziert, um vor dem Hintergrund der Anforderungen der Energiestrategie 2050 einen möglichst nachhaltigen Kapitalkostensatz erhalten. Der Ansatz impliziert eine längerfristige Planbarkeit, eine Glättung der sich ergebenden WACC-Werte durch ein Schwellenwertmodell.

### *Konzeption des WACC*

Berechnungsansatz (CAPM): Das CAPM nimmt als Grundverzinsung einen geeigneten risikofreien Marktzins für das Eigenkapital. Auf den risikofreien Bestandteil erfolgt beim Eigenkapital ein Zuschlag, der zur Kompensation der Risiken der Eigenkapitalgeber dient. Hierzu wird mittels Regressionsanalyse das durchschnittliche Risiko einer börsennotierten Vergleichsgruppe im Verhältnis zu einem durchschnittlichen Marktrisiko börsenkotierter Unternehmen bestimmt. Diese Relation wird über den sog. Betafaktor abgebildet. Er ist gleich Eins, wenn das Risiko gleich dem durchschnittlichen Marktrisiko börsenkotierter Unternehmen ist (somit kann er auch grösser als Eins sein, wenn ein höheres Risiko besteht). Der Zuschlag auf den risikolosen Zinssatz errechnet sich dann aus dem Produkt des Betafaktors und der Renditedifferenz zwischen dem durchschnittlichen Marktrisiko börsenkotierter Unternehmen und dem risikolosen Zinssatz.

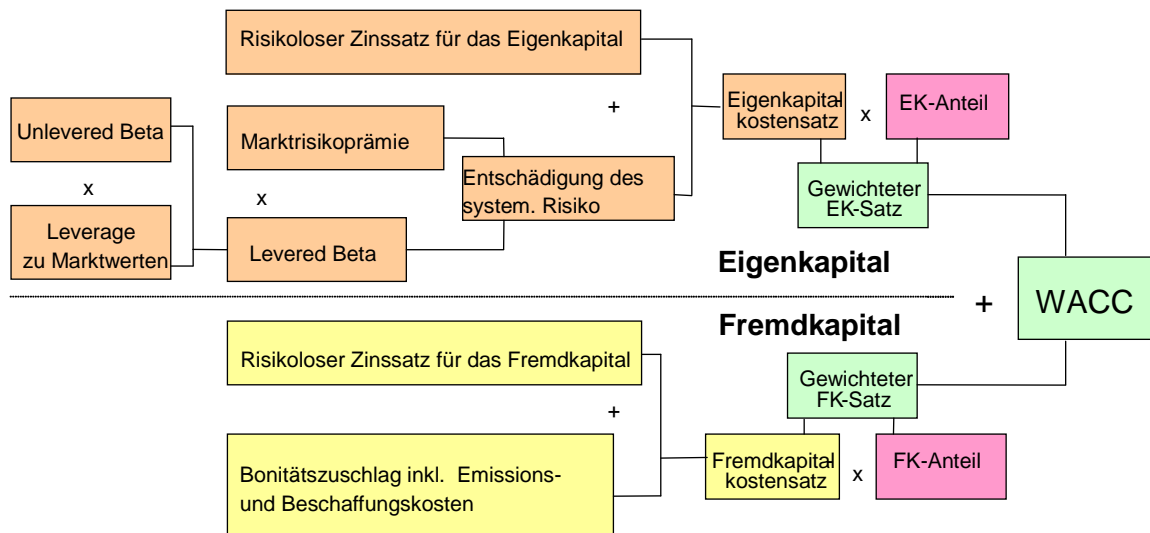
Die zentralen Elemente zur Berechnung des Kalkulationszinssatzes sind im Detail:

- der risikolose Zinssatz für das Eigenkapital (EK),
- die Marktrisikoprämie,
- das so genannte levered Beta, als Risikomass für das systematische Risiko der Stromnetzbetreiber,
- der risikolose Zinssatz für das Fremdkapital (FK),
- und der Bonitätszuschlag inkl. Emissions- und Beschaffungskosten.

In der nachfolgenden Grafik wird die Berechnung des WACC aus den einzelnen Elementen bildlich dargestellt. Er errechnet sich aus der Summe des mit 40 Prozent gewichteten Eigenkapitalkostensatzes und des mit 60 Prozent gewichteten Fremdkapitalkostensatzes.



Grafik 2: Berechnung des WACC



Vergütung des Eigenkapitals: Das unlevered Beta bezeichnet das Geschäftsrisiko eines Unternehmens, wenn dieses zu 100 Prozent mit Eigenkapital finanziert wäre. Das levered Beta ergibt sich aus der Multiplikation des unlevered Beta mit einem Leveragefaktor, der über den EK-Anteil von 40 Prozent bestimmt ist (Leverage zu Marktwerten). Das levered Beta wird mit der Marktrisikoprämie multipliziert. Das Ergebnis stellt die finanzielle Entschädigung für das systematische Risiko dar. Diese Grösse wird zum risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital hinzu addiert. Das Resultat - der so genannte Eigenkapitalkostensatz - wird mit dem Eigenkapitalanteil am Gesamtkapital multipliziert. Das ist visualisiert im oberen Teil der Grafik.

Vergütung des Fremdkapitals: Hinzuzurechnen ist die Vergütung des Fremdkapitals, visualisiert im unteren Teil der Grafik. In diesem Teil der Berechnung wird zum risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital ein Bonitätszuschlag (inklusive einem pauschalen Ansatz für die Emissions- und Beschaffungskosten) hinzugerechnet. Der resultierende Fremdkapitalkostensatz wird mit dem Fremdkapitalanteil am Gesamtkapital multipliziert.

Der WACC ergibt sich aus der Summe der gewichteten Eigen- und Fremdkapitalkostensätze.

### Änderungen und Erläuterungen

Die bisherige Methode führt zu einem im internationalen Vergleich eher niedrigen und zu einem eher volatilen Verlauf des WACC. Vor den Anforderungen der Energiestrategie 2050 ist zu fragen, ob der jetzige WACC geeignet ist, die geforderten Investitionen wirtschaftlich nachhaltig zu sichern. Bis 2050 betragen die notwendigen Investitionen (wie schon weiter oben ausgeführt) aus derzeitiger Sicht im Verteilnetz ca. 3.9 bis 12.6 Mrd. CHF und im Übertragungsnetz ca. 2,5 Mrd. CHF. Die aktuelle Methode soll vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 angepasst werden, um den damit verbundenen Herausforderungen einer marktgerechten Abgeltung von Investitionen nachzukommen.

Die wesentlichen Eigenschaften des neuen Ansatzes sind wie folgt zu sehen:

- Es wird eine Glättung bei den zentralen Risikoparametern bewirkt, um die Volatilität der Eigenkapitalkosten zu verringern.





- Es wird ein stärkerer Bezug zum aktuellen Zinsniveau geschaffen, indem anstatt dem heutigen 5-Jahres Durchschnitt ein 1-Jahres Durchschnitt von Schweizerischen Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren für den risikolosen Zinssatz verwendet wird.
- Die Marktrisikoprämie wird als Mittelwert aus arithmetischem und geometrischem Mittel dargestellt. Dies stellt die derzeit beste Praxis bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie dar.
- Das Beta wird empirisch bestimmt. Dabei ist auf eine stete Verbesserung der Peergruppe zu achten.
- Der EK-Anteil wird von 30 % auf 40 % erhöht, um den Kapitalstrukturen bei der Peergruppe besser zu entsprechen. Anpassungen des EK-Anteils haben hinsichtlich der Höhe des WACC grundsätzlich eine sehr geringe Bedeutung.
- Bisher wurden die Emissions- und Beschaffungskosten bei der Berechnung des WACC nicht berücksichtigt. Die Kosten waren folglich als Betriebskosten anrechenbar. Neu besteht ein pauschaler Zuschlag für die Emissions- und Beschaffungskosten des Fremdkapitals. Dies impliziert, dass zukünftig diese Kosten nicht mehr separat über Betriebskosten geltend gemacht werden dürfen (keine Doppelverrechnung).
- Eine Size Premium wird (wie bisher) nicht verwendet, da es sich um eine Branchenregulierung handelt. Bei Branchenregulierung ist in der internationalen Regulierungspraxis ein solcher Zuschlag unüblich.

Im Detail finden die folgenden Regeln bei den zentralen Risikoparametern Anwendung:

Risikoloser Zinssatz für das Eigenkapital: Der risikolose Zinssatz entspricht der geforderten Rendite der Investoren für eine risikolose Anlage. Dabei ist auf einen langfristigen Zinssatz abzustellen, da die Kapitalkosten für langfristige Investitionen zu bestimmen sind. Der risikolose Zinssatz für das EK wird auf der Basis von zehnjährigen Schweizer Bundesobligationen, abgebildet als Zero-Bond-Rendite, berechnet. Er ergibt sich als das Mittel der zwölf Monatsrenditen des letzten Jahres (Januar bis Dezember). Diese Werte werden mit definierten Grenzwerten verwendet. Eine Anpassung erfolgt, wenn diese zweimal unter bzw. überschritten werden. Eine in der Methode vorgesehene Untergrenze von 2,5% stellt bei Berücksichtigung der langfristigen Inflationserwartungen eine minimale Realverzinsung von 1% sicher. Dieses Vorgehen berücksichtigt die aktuelle Praxis bei der Bewertung von Investitionen durch Schweizer Unternehmen. Zugleich wird eine angemessene Obergrenze definiert.

Marktrisikoprämie: Die Marktrisikoprämie entspricht derjenigen Mehrrendite im Vergleich zu einer risikolosen Anlage, zu welcher die Investoren zur Übernahme des Aktienrisikos bereit sind. Sie reflektiert die langfristige Differenz zwischen der Aktienmarktrendite und der Rendite einer risikolosen Anlage. Für die Durchschnittsbildung der Aktienmarktrendite über einen festgelegten Zeitraum kann sowohl die Verwendung eines arithmetischen als auch eines geometrischen Mittels als statistisch korrekt bezeichnet werden. Beide grundsätzlichen Möglichkeiten der Bildung eines Mittels für die Aktienmarktrendite weisen unterschiedliche finanztheoretische Vor- und Nachteile auf. Um diesen verschiedenen Vor- und Nachteilen der beiden Methoden besser Rechnung zu tragen, erfolgt die Berechnung der Aktienmarktrendite basiert auf dem Durchschnitt des arithmetischen und des geometrischen Mittels. Dies entspricht der besten Praxis in der Finanzmarkttheorie. Die Werte werden mit definierten Grenzwerten auf Basis einer langen Reihe (ab 1926) verwendet. Eine Anpassung erfolgt, wenn diese zweimal unter bzw. überschritten werden.

Levered Beta: Im Rahmen der Festlegung des Kapitalkostensatzes für die Abgeltung der Netznutzungsentgelte ist das Geschäftsrisiko (unlevered Beta) von Netzbetreibern losgelöst von deren Kapitalstruktur zu bestimmen. Dazu ist ein repräsentatives unlevered Beta zu ermitteln, indem in einem ersten Schritt die levered Beta-Faktoren von Vergleichsunternehmen (Peer Group) mittels einer Regressionsanalyse erfasst werden. Diese Peer Group besteht teils aus reinen Netzbetreibern und teils



auch aus Unternehmen, die zusätzlich auch in anderen Sparten der Energiewirtschaft tätig sind. Hierdurch wird der statistischen Signifikanz der Messung genüge getan, da die Anzahl der börsennotierten reinen Netzbetreiber begrenzt ist. Die ermittelten levered Beta-Werte der Vergleichsunternehmen werden in einem zweiten Schritt um den Einfluss der Kapitalstruktur (Financial Risk) bereinigt. Aus dieser Transformation resultiert das unlevered Beta, welches das firmenspezifische bzw. durchschnittliche Geschäftsrisiko (Business Risk) der Peer Group reflektiert.

Das für die Festlegung des Kapitalkostensatzes erforderliche levered Beta wird über die Multiplikation des über die Peer Group erfassten unlevered Beta mit dem der Regulierung zu Grunde liegenden Leverage-Faktor ermittelt. Der Leverage-Faktor ergibt sich aus der definierten Kapitalstruktur von 40 Prozent Eigenkapital und 60 Prozent Fremdkapital am Gesamtkapital (zu Marktwerten).

Die Betawerte werden mit definierten Grenzwerten verwendet. Eine Anpassung erfolgt, wenn diese zweimal unter bzw. überschritten werden. Zudem ist bei der Weiterentwicklung der Methode zwingend darauf zu achten, den Anteil der reinen Netzbetreiber in der Peergruppe weiter zu erhöhen. Hierdurch wird ein möglicher statistischer Fehler minimiert.

Risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital: Für den risikolosen Zinssatz des Fremdkapitals wird auf eine Fristenkongruenz mit dem Fälligkeitsprofil des Fremdkapitals der schweizerischen Stromversorger (bzw. Stromübertragungs- und Verteil-Netzbetreiber) geachtet. Es wird von einer durchschnittlichen Fälligkeitsstruktur für das Fremdkapital von fünf Jahren ausgegangen. Aus diesem Grund kommt eine durchschnittliche Rendite von schweizerischen Bundesobligationen (Zero-Bond-Rendite) mit einer Laufzeit von fünf Jahren zur Anwendung. Auf jährlicher Basis wird der relevante Wert als 12-Monats-Mittel (Januar bis Dezember) dieser Renditen ermittelt. Diese Werte werden mit definierten Grenzwerten verwendet. Hier kommt eine Anpassung bereits nach einer einmaligen Unter- oder Überschreitung der Grenzwerte zustande, um der flexibleren Anpassung der Forderungen von Fremdkapitalgebern Genüge zu tun.

Bonitätszuschlag inkl. Emissions- und Beschaffungskosten: Der Zuschlag auf dem Fremdkapital aufgrund des Ausfallrisikos wird folgendermassen empirisch hergeleitet: Um der Risikostruktur auf dem Schweizer Elektrizitätsmarkt gerecht zu werden, wird der Indexunterschied zwischen schweizerischen Anleihen, normalerweise von der Bonität A und AA, und einem Portfolio von risikolosen Anleihen (AAA) verwendet. Berechnet werden diese Indexunterschiede für Anleihen der Bonität A und AA auf Basis des LSID<sup>1</sup>-Index der Credit Suisse als ungewichtetes Tages-Mittel. Der Mittelwert der Spreads von A und AA zu AAA wird als Risikozuschlag (Bonitätszuschlag) bezeichnet. Liegt der risikolose Zinssatz für den Fremdkapitalkostensatz unter 2 Prozent, wird der Bonitätszuschlag über den Mittelwert der vergangenen fünf Jahre (Endpunkt 31. Dezember des Vorjahres) ermittelt. Beträgt der risikolose Zinssatz für den Fremdkapitalkostensatz mehr als 2 Prozent, so kommt abweichend der Mittelwert aktueller Bonitätsspreads von AA und A-Anleihen zur Anwendung (Durchschnitt des letzten Kalenderjahres).

Hinzugezählt werden 50 Basispunkte (0.5 %) für die Emissions- und Beschaffungskosten (Börseneinführungs- und Kotierungsgebühren, Management Fees als Entschädigung für die federführende Bank, Spesen für Inserate, Prospekte, Druck, Kontoführungskosten etc.). Dies impliziert, dass diese Kosten nicht mehr als Betriebskosten angerechnet werden dürfen. Die Überprüfung dieser Vorgabe erfolgt durch die ECom.

---

<sup>1</sup> Liquid Swiss Index Spread.



Die Festlegung der jeweils zu definierenden Parameterwerte im Verhältnis zu den Grenzwerten erfolgt gemäss Tabelle 1.

**Tabelle 1:** Grenzwerte für die Parameter und zugewiesene Werte für die Berechnung des WACC

<b>risikoloser Zinssatz EK</b>				
unter 3%	zwischen 3 und 4%	zwischen 4% und 5%	zwischen 5% und 6%	über 6%
2.50%	3.50%	4.50%	5.50%	6.50%

<b>Marktprämie</b>		
unter 4.5%	zwischen 4.5 und 5.5%	über 5.5%
4.50%	5.00%	5.50%

<b>Unlevered Beta</b>				
unter 0.25	zw. 0.25 und 0.35	zw. 0.35 und 0.45	zw. 0.45 und 0.55	über 0.55
0.20	0.30	0.40	0.50	0.60

<b>risikoloser Zinssatz FK</b>							
unter 2%	zw. 2 und 2.5 %	zw. 2.5 % und 3 %	zw. 3 % und 3.5 %	zw. 3.5 und 4%	zw.4 und 4.5%	zw.4.5 und 5%	über 5%
2.00%	2.25%	2.75%	3.25%	3.75%	4.25%	4.75%	5.00%

<b>Spread AA &amp; A (inkl 50 bp Emissions- u. Beschaffungskosten)</b>				
unter 62.5 bp	zw. 62.5 und 87.5 bp	zw. 87.5 und 112.5 bp	zw. 112.5 und 137.5 bp	über 137.5 bp
50	75	100	125	150

Gemäss der obigen Tabelle 1 werden den berechneten Parameterwerten die zugeordneten Werte zur Berechnung des WACC zugewiesen. In der Regel werden die Parameterwerte auf drei Stellen nach dem Komma berechnet, so dass "Grenzfälle" bei den Grenzwerten möglichst vermieden werden.

Diese Glättungsregeln bewirken eine geringere Frequenz in den Anpassungen des WACC. Die Methode setzt dabei insgesamt Schranken nach oben und nach unten, so dass bildlich gesehen ein Über- oder Unterschneiden des WACC über eine langfristig angemessene Grösse verhindert wird.

Der so berechnete WACC ist für alle Anlagen und das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen anzuwenden.

#### 4. Erläuterung der Änderungen in den Übergangsbestimmungen

##### 4.1. Art. 31b StromVV

###### *Änderung*

Streichung des Artikels aufgrund eines Entscheides des Bundesverwaltungsgerichts (BVGer).

###### *Erläuterungen*

In einem Piloturteil vom 8. Juli 2010 kommt das Bundesverwaltungsgericht zum Schluss, dass die Bestimmung von Art. 31b der StromVV wegen Verfassungs- und Gesetzwidrigkeit nicht anwendbar ist. Die Kosten für Systemdienstleistungen dürfen somit im konkreten Fall nicht der Kraftwerksbetreiberin anstelle der Endverbraucher belastet werden.

Der Art. 31b StromVV ist somit gem. BVGer-Entscheidung und in Übereinstimmung mit Art. 14 Abs. 2 StromVG zu streichen. Es wird im Rahmen der Revision StromVG geprüft, ob für diesen Verordnungsartikel die Gesetzesgrundlage geschaffen werden soll.



## 5. Auswirkungen

Durch die Änderungen der StromVV werden die wirtschaftlichen Bedingungen für die Schweizer Netzbetreiber vor den Anforderungen der neuen Energiestrategie des Bundes gegenüber der derzeitigen Regelung verbessert. Es werden hierdurch Investitionsbedingungen geschaffen, die auf die Anforderungen der Energiestrategie 2050 eingehen.

Alle wirtschaftlich relevanten Massnahmen in dieser Revision der StromVV dienen grundsätzlich der Steigerung der Versorgungssicherheit, da die Investitionsbedingungen verbessert werden. Hierdurch wird die Umsetzung der Energiestrategie 2050 wirksam unterstützt.

### 5.1. Auswirkungen auf die Volkswirtschaft

Die heutige Methode für die Berechnung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) führt zu einer im internationalen Vergleich gesehen tiefen Kapitalverzinsung, welche vor dem Hintergrund der gesteigerten Anforderungen an die Netzbetreiber durch die Energiestrategie 2050 zu überprüfen und anzupassen ist. Es wird deshalb für das eingesetzte Kapital eine neue Methode festgelegt, welche auf die neuen Herausforderungen für das eingesetzte Kapital besser eingeht.

Die neue Methode für die Berechnung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes führt beispielsweise im Jahr 2013 im Vergleich zur bisherigen Methode zu einem um 0,57 Prozentpunkte höheren Zinssatz (diese Prozentzahl ist unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Behandlung der Emissions- und Beschaffungskosten zu sehen, welche in der neuen Methode abweichend mit einem pauschalen Ansatz angesetzt werden). Diese methodenbedingten Differenzen können von Jahr zu Jahr variieren, da die Methoden eine Vielzahl von Einflussgrössen haben und sind somit nur zu einem gewissen Teil indikativ (im Vergleich dazu 2009: 1,07%; 2010: 0,96%; 2011: 0,42%; 2012: 0,10%; 2013: 0,57%). Gesamtschweizerisch gesehen impliziert ein um 0,1 Prozentpunkte höherer WACC eine Gesamterhöhung der Netznutzungsentgelte um ca. 19 Mio. CHF, eine Erhöhung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes um 0,57 Prozentpunkte entspricht dementsprechend einer jährlichen Gesamterhöhung der Netznutzungsentgelte um ca. 108 Mio. CHF. Über diesen Multiplikationsfaktor lassen sich die realen jährlichen Änderungen gut abschätzen. Für einen hypothetischen durchschnittlichen Anschluss bedeutet eine WACC-Erhöhung um 0,1 Prozentpunkte eine Preiserhöhung von ca. 0,5 Prozent. Diese Erhöhung der Netztarife ist ggf. erheblich geringer, wenn nicht alle sieben Netzebenen genutzt werden. Dies ist relevant für die Netzkostenänderungen für die Industrie. Zu berücksichtigen ist zudem, dass die Verzinsung der betriebsnotwendigen Vermögenswerte für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden, auf 2014 um einen Prozentpunkt erhöht wird (gemäss Art. 31a StromVV).

Durch den angepassten WACC wird die Akzeptanz der notwendigen Investitionen bei den Netzbetreibern gegenüber dem Status quo verbessert. Das gesamte Kapital wird mit dem neuen WACC vergütet und somit auch die Refinanzierungsmöglichkeiten verbessert. Hierdurch werden die Ziele der Energiestrategie 2050 besser abgesichert, da ein Netzum- und -ausbau u.a. wichtig ist für die Integration der erneuerbaren Energien. Unterstützend erfolgt eine weitere Einbindung der Netzbetreiber durch die Strategie Stromnetze, mit welcher die Rahmenbedingungen und Abläufe für eine bedarfs- und zeitgerechte Netzentwicklung entwickelt werden.

Die in der Revision der StromVV vorgesehenen Änderungen in der Tarifierung von Energielieferungen in der Grundversorgung verhindern, dass mögliche Verluste bei Erstellung dieser Leistungen entstehen. Dies ist im Status quo möglich, da sich die Entschädigung an Gestehungskosten orientiert, es sei denn diese liegen über den Marktpreisen. In diesem Fall wird lediglich der Marktpreis entschädigt. Es soll hier auf eine reine Gestehungskostenregel umgestellt werden, die allfällige Verluste verhindert.



Die Tarifierung wird dabei weiterhin durch die ECom überprüft. Da die ECom mit ihrer aktuellen Weisung 3/2012 eine Praxis verfolgt, die dieser Ordnungsänderung entspricht, sind die weiteren faktischen Auswirkungen aktuell gesehen minimal. Sie geben aber den Unternehmen einen verlässlichen wirtschaftlichen Rahmen und eine höhere Rechtssicherheit, indem die Divergenz zwischen ECom-Weisung und heutigem Verordnungstext beseitigt wird. Eine schrittweise Anpassung der Ausgestaltung der Grundversorgung an die Bedingungen eines offenen Marktes ist jedoch ein weiterer Schritt, der bei einer weiteren Marktöffnung zu bedenken ist. Dieser Schritt bedarf einer tieferen ökonomischen Analyse, v.a. auch hinsichtlich der Bestimmung eines zur Regulierung geeigneten Wettbewerbspreises.

Zudem ist im Rahmen der Ordnungsrevision eine investitionsrelevante Anpassung bei den Regelungen, die Partnerwerke der SBB betreffen, vorgesehen. Durch die Anpassung werden Investitionshemmnisse in Kraftwerke abgebaut, die mit geringeren Kosten für die Schweizer Volkswirtschaft verbunden sind. Die Änderungen zur Förderung der Investitionen der SBB und der Privatbahnen sind v.a. mit zusätzlichen Messkosten verbunden, die aber weit hinter den erzielbaren Kostensenkungspotenzialen liegen und ex ante vom Bund auch nicht bezifferbar sind.

Darüber hinaus ergeben sich weitere kleinere Anpassung der StromVV. Diese bedingen sich zu einem grösseren Teil aus rechtskräftigen Entscheidungen des Bundesverwaltungsgerichtes und der Zusammensetzung von internationalen Organisationen in der Elektrizitätswirtschaft.

## **5.2. Auswirkungen auf den Bund**

Die Vollzugskosten der vorgesehenen Anpassungen beim Bund sind gering. Beim WACC muss lediglich einmal pro Jahr eine Anpassung aufgrund der vordefinierten Methode erfolgen. Bei der Anpassung der Tarifierung entstehen ebenfalls keine zusätzlichen Vollzugskosten. Bei der ECom können potenziell die Kontrollkosten etwas ansteigen; dies gilt auch für die Kontrolle bei den eisenbahnrelevanten Anpassungen. Dieser mögliche Aufwand erscheint vor den bezweckten Anreizwirkungen der Revision der StromVV angemessen. Die sonstigen Anpassungen sind bezüglich der Vollzugskosten vernachlässigbar. Es sind dadurch keine personellen Konsequenzen zu erwarten.

## **5.3. Auswirkungen auf die Kantone**

Es sind durch diese Ordnungsrevision keine direkten Auswirkungen auf die Kantone zu erwarten.