



Februar 2025

---

# **Erläuternder Bericht zur Revision der Stromversorgungsverordnung (Verzinsung des Kapitals im Stromnetz und in geförderten Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien)**

---

## Inhaltsverzeichnis

1.	Grundzüge der Vorlage.....	1
1.1	Ausgangslage .....	1
1.2	Neuregelung.....	1
1.3	Neue Berechnungsparameter.....	4
1.3.1	Kapitalstruktur.....	4
1.3.2	Marktrisikoprämie .....	4
1.3.3	Peergroup und Beta.....	5
1.3.4	Leverage zu Marktwerten .....	6
1.3.5	Risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital.....	6
1.3.6	Bonitätszuschlag.....	6
1.4	Regelungen zum WACC für erneuerbare Energien in der EnFV .....	6
2.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden .....	6
3.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft .....	7
4.	Verhältnis zum europäischen Recht .....	7
5.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen .....	8
6.	Erläuterungen zum Anhang 3 EnFV .....	12

# 1. Grundzüge der Vorlage

## 1.1 Ausgangslage

Die Netznutzungskosten bilden eine wichtige Komponente des Strompreises. Sie setzen sich zusammen aus den Kosten für a) die Amortisation des Netzes, b) den Kosten für das im Stromnetz gebundene Kapital sowie c) den Betriebskosten. Für das investierte Kapital (b) hat der Stromnetzbetreiber Anspruch auf eine risikogerechte Verzinsung. Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) setzt dafür gemäss dem geltenden Artikel 13 Absatz 3<sup>bis</sup> der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV, SR 734.71) jährlich einen Zinssatz für die Verzinsung von Kapitalkosten fest, den so genannten WACC (Weighted Average Cost of Capital). Um diese auf diese Weise gewichteten Kapitalkosten ermitteln zu können, ist es notwendig, die Kosten für Fremd- und Eigenkapital zu berechnen. Das UVEK wendet dafür die in Anhang 1 der StromVV festgelegte Berechnungsmethodik an.

Der WACC soll einerseits genügend Anreize für Investitionen in die bestehende Infrastruktur bieten, andererseits zu keiner ungerechtfertigt hohen Rendite für den Kapitalgeber führen. Für das Tarifjahr 2025 darf für Stromnetze auf das betriebsnotwendige Kapital ein WACC von 3,98% angewendet werden. Der WACC nach StromVV kommt gemäss Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (EnFV, SR 730.03) – mit Abweichungen – auch bei der Berechnung der Investitionsbeiträge für Wasserkraft-, Biomasse-, Wind-, Photovoltaik- und Geothermieranlagen sowie der Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen zur Anwendung.

## 1.2 Neuregelung

Regulierungs- und Wettbewerbsbehörden haben die bisher geltende Methodik in den letzten Jahren wiederholt kritisiert. Insbesondere in Tiefzinsphasen sahen verschiedene Seiten die gewährte Verzinsung als zu hoch an. Eine angepasste WACC-Methode sollte geeignet sein, sich an verändernde ökonomische Rahmenbedingungen anzupassen. Vor diesem Hintergrund will der Bundesrat die Definition und Berechnungsweise einzelner Kapitalkostenparameter sowie die Höhe der parameterspezifischen Mindestwerte ändern. Im Fokus steht dabei die Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes.

Der Bundesrat schlägt zur Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes neu den sogenannten TMR-Ansatz (TMR: Total Market Return) vor. Gegenüber alternativen Ansätzen zur Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes federt der TMR-Ansatz die Zinsschwankungen auf den Kapitalmärkten stärker ab, ohne über die Finanzmarkttheorie nicht begründbare Unter- und Obergrenzen des risikolosen Zinssatzes zu verwenden. Die geltende StromVV setzt in der WACC-Berechnungsmethode insbesondere mit minimal 2.5% für das risikolose Eigenkapital und minimal 0.5% für das risikolose Fremdkapital relevante Untergrenzen fest (die für das Kalenderjahr berechneten Mittelwerte in den Negativzinsjahren lagen weit darunter).

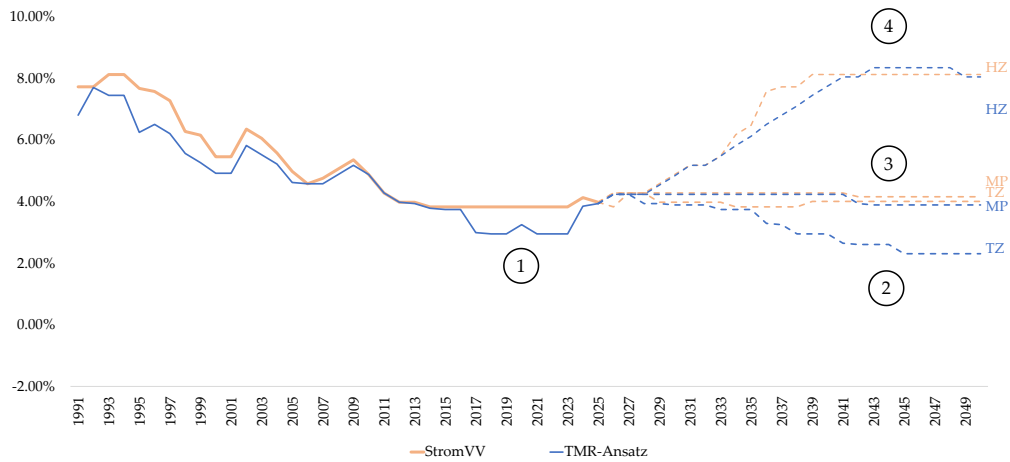
Denn der TMR-Ansatz erfasst die gegenläufigen Entwicklungen zwischen Renditen von Bundesobligationen und Marktrisikoprämien. Diese Eigenschaft des TMR-Ansatzes führt zu einer Glättung des Eigenkapitalkostensatzes über die Zeit hinweg. Insofern bietet dieser Ansatz verbesserte Planungssicherheit für Investoren auch in ausserordentlichen Zinsphasen.

Ein solcher Ansatz entspricht der internationalen Praxis, als er in Italien, Frankreich, Irland und im Vereinigte Königreich angewendet wird. Die Wahl des TMR-Ansatzes ist v.a. auch darin begründet, dass er endogen den WACC nach unten hin stabilisiert; die Willkür von Untergrenzen entfällt.

Trotz der stabilisierenden Wirkung ergibt sich durch den Wegfall der Untergrenze, dass der WACC in Tiefzinsphasen stärker sinkt (vgl. Kasten).

Die nachfolgende Abbildung stellt die Entwicklung des WACC gemäss dem neuen Ansatz jener gemäss der geltenden StromVV gegenüber (ohne weitere Anpassungen bei der Peergroup, die unabhängig von der Methodenwahl zu sehen ist). Dafür wurden drei Szenarien gewählt: Tiefzinsphase (Bereich 2), Marktprognosen (Bereich 3) und Hochzinsphase (Bereich 4). Zudem wird aufgezeigt, wie sich mit dem neuen Ansatz der WACC in der Vergangenheit verhalten hätte (Bereich 1). Es ist eine stabilisierende Wirkung festzustellen, v.a. wenn man den Ansatz gegenüber der jetzigen Methode ohne Untergrenzen vergleicht (sog. ERP-Ansatz<sup>1</sup>) (siehe dazu Abbildung 2).

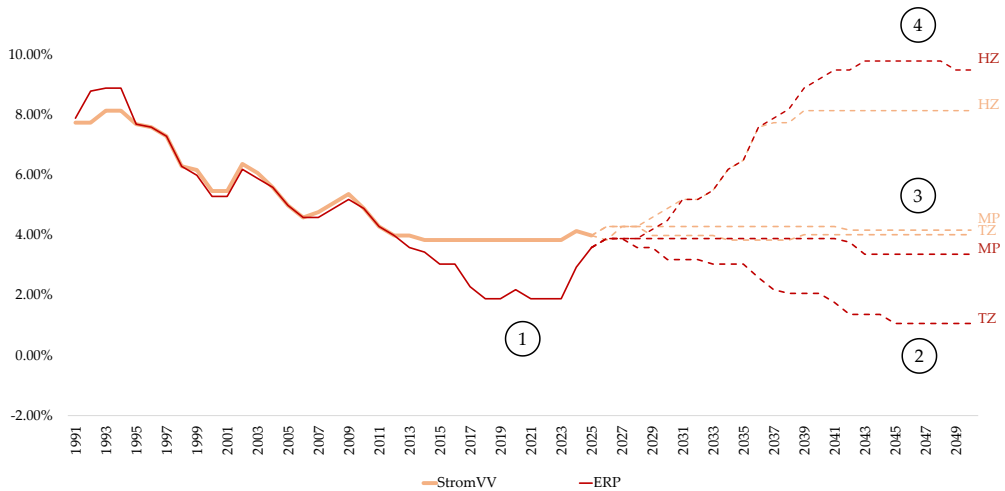
Abbildung 1 Verlauf des WACC gemäss TMR-Ansatz verglichen mit dem Ansatz gemäss geltender StromVV(ohne weitere Anpassungen bei der Peergroup, die unabhängig von der Methodenwahl zu sehen ist)



Quelle: Swiss Economics

Anzumerken ist, dass durch den TMR-Ansatz eine deutlich geringere Schwankung des WACC erzielt wird, als wenn alleine die Unter- und Obergrenzen abgeschafft würden.

Abbildung 2 Verlauf des WACC mit dem Ansatz gemäss geltender StromVV, aber ohne Unter- und Obergrenzen (ERP-Ansatz; ebenfalls ohne weitere Anpassungen bei der Peergroup, die unabhängig von der Methodenwahl zu sehen ist)



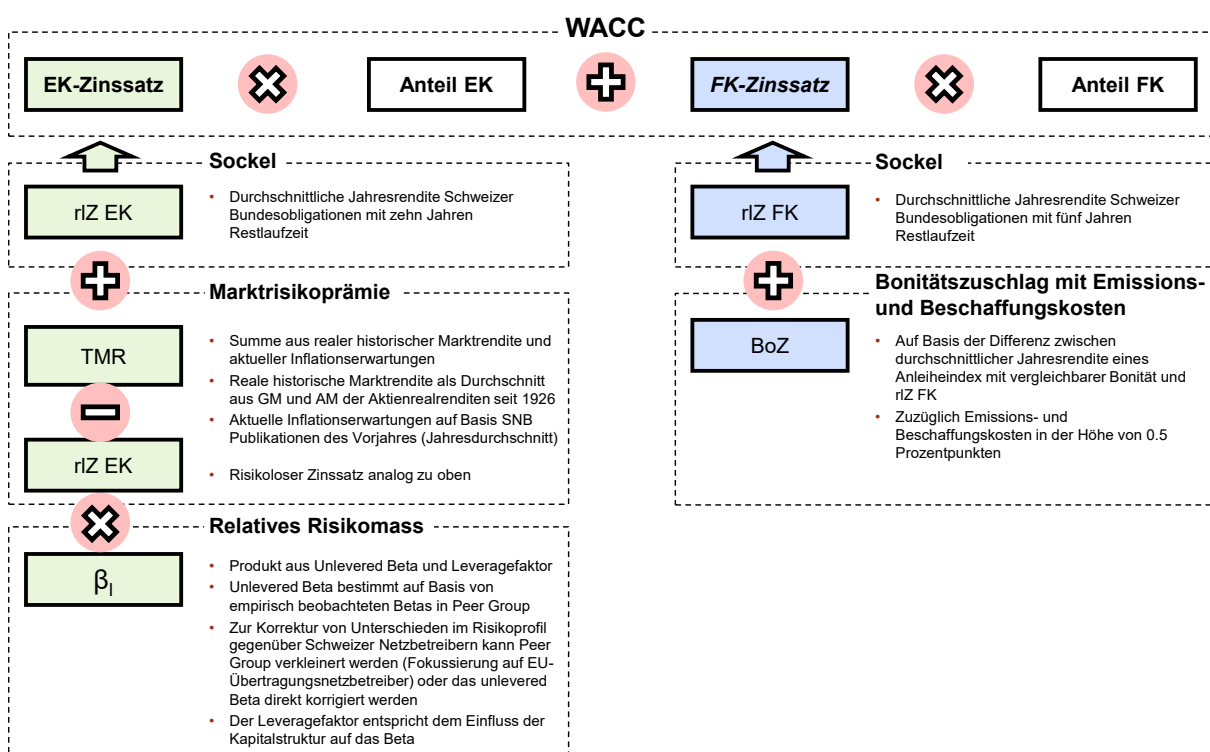
Quelle: Swiss Economics

<sup>1</sup> Expected Risk Premium = Erwartete Risikoprämie

Die Anpassung des WACC und die darauf gestützte jährliche Festlegung sind für den März 2025 geplant. Damit käme der neue WACC für das Stromnetz erstmals für das Tarifjahr 2026 zur Anwendung.

Der WACC setzt sich den beiden Komponenten Eigen- und Fremdkapitalkostenansatz zusammen, welche mit dem Eigen- und Fremdkapitalanteil gewichtet werden. Dabei werden ein Fremdkapitalanteil am Gesamtkapital von 60 Prozent und ein Eigenkapitalanteil von 40 Prozent angenommen. Im Folgenden werden wesentliche Stellgrößen und die vorgesehenen Änderungen bei den einzelnen Parametern beschrieben<sup>2</sup>.

Abbildung 3: Berechnung des WACC



<sup>2</sup> Für eine detaillierte Erklärung der Berechnungsmethodik und der vorgesehenen Anpassungen wird auf den im Auftrag des BFE erstellten Bericht des Beratungsunternehmens Swiss Economics verwiesen. Der Bericht ist publiziert unter [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch) > Versorgung > Stromversorgung > Stromversorgungsgesetz > WACC – Kalkulatorischer Zinssatz > Studien.

## 1.3 Neue Berechnungsparameter

### 1.3.1 Kapitalstruktur

Eine im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) im Jahr 2024 durchgeführte empirische Analyse des Beratungsunternehmens Swiss Economics zeigt, dass die durchschnittliche Fremdkapitalquote bei rund 50% liegt, obgleich die am häufigsten vorkommenden Werte zwischen 60 und 70% liegen.

Das Gewichtungsverhältnis von 60% Fremd- zu 40% Eigenkapital wird deshalb beibehalten. Der Einfluss der Kapitalstruktur (Verhältnis Eigenkapital zu Fremdkapital) auf die Höhe des WACC ist gering, weil ein höherer Anteil an Eigenkapital mit einem tieferen Leverage-Faktor<sup>3</sup> zur Ermittlung des levered Betas einhergeht und der Eigenkapitalkostensatz somit reduziert wird. Der Hebeleffekt des Leveragefaktors FK/EK bewirkt eine überproportionale Erhöhung der EK-Rendite gegenüber der Gesamtkapitalrendite bei gutem Geschäftsgang und eine unterproportionale Senkung der EK-Rendite bei schlechtem Geschäftsgang.

Bei den Förderinstrumenten für erneuerbare Energien und der Marktprämie wird wie bisher eine Kostenstruktur von 50% Eigen- und 50% Fremdkapital verwendet.

### 1.3.2 Marktrisikoprämie

Für die Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes sowohl im WACC für Stromnetze als auch im WACC für erneuerbare Energien wird wie oben erwähnt auf den TMR-Ansatz umgestellt. Der neue Ansatz ermöglicht, die in der StromVV festgelegten Unter- und Obergrenzen der risikolosen Zinssätze für das Eigen- und Fremdkapital abzuschaffen. Gleichzeitig wird die Bestimmungsformel der Marktrisikoprämie geändert.

Die Logik des TMR-Ansatzes, bei der ein negativer statistischer Zusammenhang zwischen der Rendite von Bundesanleihen und der Marktrisikoprämie unterstellt wird, ergibt einen dämpfenden Effekt für den WACC nach beiden Seiten. Steigen die Zinsen der Bundesanleihen, so erhöht sich der WACC etwas weniger; sinken die Zinsen der Bundesanleihen, so verringert sich der WACC etwas weniger. Diese Abfederung führt in allen Zinskonstellationen zu kohärenten Resultaten (im Gegensatz zur aktuellen Methodik), ebenso zu geringeren Ausschlägen mit mehr Stabilität ohne Verwendung von Unter- oder Obergrenzen (die mehr oder weniger willkürlich sind).<sup>4</sup>

Konkret wird bei den aktuellen Werten beim TMR-Ansatz von der erwarteten Aktienmarktrendite (7.5%) der aktuelle risikolose langfristige Zinssatz abgezogen (7.5% - 0.5% = 7%). Die Reduktion des Sockels infolge der Aufhebung der Untergrenze (Eigenkapitalseitiger risikoloser Zinssatz gemäss StromVV aktuell 2.5% und TMR-Ansatz 0.5%) wird somit über eine erhöhte Marktrisikoprämie auf den ersten Blick aufgefangen. Trotzdem verändert sich der Eigenkapitalkostensatz für Netze, denn die Marktrisikoprämie wird noch mit dem levered Beta multipliziert, das kleiner als 1 ist. Die Reduktion des Eigenkapitalkostensatzes übersetzt sich dann in eine mit dem Eigenkapital-Anteil (40%) gewichtete Reduktion des WACC. Die kompensatorische Reaktion ist im Regelfall stark, aber nicht umfassend. Sie hängt massgeblich von der Höhe des levered Beta ab, d. h. davon, wie stark dieses von 1 nach unten hin abweicht.

<sup>3</sup> **Beta:** Risikomass für das eingesetzte Kapital am Aktienmarkt (Kovarianz/Varianz) **Leverage-Effekt:** Hebeleffekt des Fremdkapitals; Eigenkapitalrentabilität einer Investition kann unter bestimmten Voraussetzungen gesteigert werden, wenn durch gezielte Verschuldung das eingesetzte Fremdkapital erhöht wird. **Levered:** Variable bezieht sich auf Eigen- und Fremdkapital. **Unlevered:** Variable bezieht sich nur auf das Eigenkapital.

<sup>4</sup> Der TMR-Ansatz verwendet weiterhin die CAPM-Formel [Capital Asset Pricing Model, Eigenkapitalkostensatz = risikoloser langfristiger Zinssatz (letztes verfügbares Kalenderjahr) + Beta \* (erwartete Marktrendite - risikoloser langfristiger Zinssatz)] kohärent, indem der gleiche risikolose Zins als Sockel dient wie auch zur Berechnung der Risikoprämie (= erwartete Marktrendite - risikoloser langfristiger Zinssatz).

Die erwartete Aktienmarktrendite ergibt sich aus der Summe aus realer historischer Aktienmarktrendite und aktueller Inflationserwartung.

Die reale historische Aktienmarktrendite ergibt sich aus dem Durchschnitt zwischen geometrischem und arithmetischem Mittel des von der Bank Pictet jeweils jährlich veröffentlichten Indexes für Aktienrealwerte. Die Verwendung historischer Aktienmarktrenditen seit 1926 verleiht dem Eigenkapitalkostensatz zusätzliche Stabilität.

Aktuelle langfristige Inflationserwartungen veröffentlicht die Schweizerische Nationalbank quartalsweise aufgrund von durch Dritte durchgeführten Konsensumfragen. Es gilt jeweils der Durchschnittswert des vergangenen Kalenderjahres.

Insofern liegt dem Bestimmungsansatz die Annahme zugrunde, dass die Renditeerwartungen an ein breit diversifiziertes Portfolio auf realer Basis über die Zeit annähernd stabil bleiben und sich nominal vor allem aufgrund von steigenden oder sinkenden Inflationserwartungen verändern.

### **1.3.3 Peergroup und Beta**

Die Bestimmung des unlevered Betas als Risikomass für das eingesetzte Kapital erfolgt über eine Vergleichsgruppe (Peergroup). Für die Vergleichsgruppe wurden bis anhin vor allem europäische Netzbetreiber verwendet, da für Schweizer Netzbetreiber die relevanten Daten nicht öffentlich verfügbar sind. Weil für das Risikoprofil relevante Unterschiede zwischen den Unternehmen in der Peergroup und den Schweizer Netzbetreibern bestehen, erscheint es sachlich angemessen, diese Unterschiede bei der Höhe des WACC zu berücksichtigen. Die Unterschiede beziehen sich auf die Geschäftsaktivitäten (Handelsaktivitäten bergen mehr Risiko als Netzaktivitäten), den Regulierungsrahmen (in der EU durchgängig verwendete Anreizregulierung erhöht das Gewinnrisiko der Netzbetreiber) und auf die sonstigen Marktbedingungen (u. a. geringerer Anteil im Besitz des Staates, volle Marktöffnung).

Um die tatsächlichen Risiken der Schweizer Netzbetreiber besser zu erfassen, können die einzelnen Unternehmen gewichtet werden. Bei einer solchen Gewichtung sollen die Unternehmen ein höheres Gewicht bekommen, die einen höheren Stromnetzanteil haben. Tiefere Risiken der Schweizer Netzbetreiber können auch über eine Korrektur berücksichtigt werden. Angesichts der relevant höheren marktlichen und regulatorischen Risiken in der aktuellen Peergroup soll für die Schweizer Netzbetreiber bevorzugt eine Korrektur des unlevered Beta über eine besondere Fokussierung auf die an der Börse gehandelten europäischen Strom-Übertragungsnetzbetreiber möglich sein. Denn diese Unternehmen weisen geringere Anteile weiterer risikobehafteter Aktivitäten auf, die nicht direkt mit dem Betrieb von Stromnetzen zu tun haben. Das marktliche und teils auch regulatorische Risiko dieser Unternehmen ist somit besser vergleichbar mit dem der Schweizer Stromnetzbetreiber. Verändern sich die regulatorischen und marktlichen Risiken der Unternehmen in der Peergroup bzw. die der Schweizer Netzbetreiber, so können weitere Unternehmen gewichtet oder auch deren Werte hinzugenommen werden. Es können auch Unternehmen aus der Peergroup entfernt werden, wenn diese den Anforderungen bezüglich Risikoprofil nicht mehr genügen oder deren Betas statistisch nicht signifikant sind. Weiterhin wird eine Erweiterung der Peergroup mit vergleichbaren Unternehmen angestrebt, um die Grundlagen der Bewertung stetig zu verbessern.

Zudem wird die Verstetigungsregel angepasst, damit sich das Beta zukünftig in 0.05-Schritten verändert. Dies weil ansonsten die Anpassungsschritte am WACC zu gross sind. Ferner wird die restringierende Vorgabe, dass die Betawerte auf monatlicher Basis über einen Zeitraum von drei Jahren zu bestimmen sind, aufgehoben. Somit kann man die Datengrundlage nach bestmöglicher Praxis wählen. Für das Tarifjahr 2026 werden die Beta-Werte der Peergroup-Unternehmen auf wöchentlicher Basis

über einen Zeitraum von drei Jahren ermittelt. Dies weil die Verwendung wöchentlicher Daten verlässlichere Werte als die bislang vorgegebene Berechnung auf monatlicher Basis zeitigt. Die Verwendung wöchentlicher Daten entspricht der internationalen Praxis.

Diese Anpassungen führen bei den aktuellen Neuberechnungen für das Jahr 2026 zu einem unlevered Beta von 0,35. Der Wert ist robust für Varianten einer Peergroup, welche sich auf Übertragungsbetreiber fokussiert und alternativ bei einer weiter gefassten Peergroup, die allein Stromunternehmen mit einem höheren Anteil an Erzeugung ausschliesst.

Es ergibt sich für das Tarifjahr 2026 ein Netz-WACC von 3,43% (gegenüber dem heutigen WACC von 3,98%).

### **1.3.4 Leverage zu Marktwerten**

Der Leverage zu Marktwerten entspricht dem Einfluss des Verschuldungsgrads (Fremdkapital im Verhältnis zum Eigenkapital) auf das unlevered Beta.

### **1.3.5 Risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital**

Beim risikolosen Zinssatz für Fremdkapital werden die Ober- und Untergrenzen aufgehoben.

### **1.3.6 Bonitätszuschlag**

Der Bonitätszuschlag (bzw. das ausschlaggebende Credit-Rating) ist gleich wie die anderen risikobezogenen WACC-Parameter (Beta und Kapitalstruktur) anhand eines Peergroup-Vergleichs zu bestimmen, wobei jedoch Besonderheiten von Schweizer Netzbetreibern reflektiert werden sollen.

Die 5-Jahresregel bei Unterschreitung der Untergrenze des risikolosen Zinssatzes für Fremdkapital wird gestrichen.

Die Notwendigkeit einer zweimaligen Unter- oder Überschreitung von Grenzwerten für eine Anpassung der Parameter für die WACC-Berechnung fällt weg. Ab sofort werden für alle Parameter schon einmalige Unter- oder Überschreitungen unmittelbare Auswirkungen auf den WACC haben.

## **1.4 Regelungen zum WACC für erneuerbare Energien in der EnFV**

Da die Unter- und Obergrenzen beim WACC für die Stromnetze wegfallen, gibt es diesbezüglich keinen weiteren Bedarf einer abweichenden Regelung in der EnFV, weshalb die Ziffern 3.3 und 3.4 sowie 4 im Anhang 3 der EnFV ersatzlos gestrichen werden sollen. Die abweichende Regelung zur Gewichtung des Eigenkapital- und Fremdkapitalkostensatzes sowie zur Ermittlung des unlevered Beta sollen jedoch beibehalten werden.

Analog zum Netz-WACC werden in der Ziffer 3.2 die Vorgaben zu Verwendung wöchentlicher Daten über 2 Jahre gestrichen, um auch hier die bestmögliche Praxis anwenden zu können.

## **2. Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden**

Die vorgesehenen Änderungen haben für den Bund weder nennenswerte finanzielle noch personelle Auswirkungen, da sich die WACC der Förderbeiträge für erneuerbare Energien geringfügig ändern:



Geothermie um -0,11%, Windkraft um -0.06%, Gross- und Kleinwasserkraft, alpine Photovoltaik sowie Biomasse um -0,01% und die allgemeine Photovoltaik plus 0,16%.

Da die Schweizer Netzbetreiber grossmehrheitlich im Besitz der Kantone und Gemeinden sind, haben die vorliegenden Änderungen für diejenigen Kantone und Gemeinden gewisse Auswirkungen, die an einem oder mehreren Netzbetreibern beteiligt sind. Die Auswirkungen sind ausschliesslich finanzieller Natur.

Der WACC für die Netzbetreiber würde im Tarifjahr 2026 nach der neuen Berechnungsweise 3,43% betragen (gemäss geltender Berechnungsmethodik beträgt er im Tarifjahr 2025 3,98%). Bei dem heute in Stromnetze investierten Kapital würde das einen Rückgang der Netzeinnahmen um rund 124 Millionen Franken pro Jahr (Reduktion des Stromnetztarifs um 0.22 Rp./kWh) bedeuten. In der Grundversorgung (Jahresstromverbrauch < 100 MWh) reduzieren sich die Erlöse der Stromnetzbetreiber um rund 75 Millionen Franken pro Jahr.

Zudem sinken die Erlöse der Energieverkäufe in der Grundversorgung minimal um 1 Million Franken pro Jahr. Letzterer Effekt resultiert daraus, dass der WACC für die Förderung der Grosswasserkraft bei der Berechnung der anrechenbaren Gestehungskosten einer effizienten Produktion für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung gemäss Artikel 4 Absatz 1 StromVV angewendet wird.

### 3. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Im selben Ausmass, wie die Einnahmen der Netzbetreiber zurückgehen, bedeutet die Änderung der WACC-Methodik für die Endverbraucher (Haushalte und Unternehmen) eine Ersparnis von rund 124 Millionen Franken pro Jahr. In der Grundversorgung (Jahresstromverbrauch < 100 MWh) führt die Reduktion des Stromnetz-WACCs voraussichtlich zu einer Verminderung der Netznutzungsentgelte im Umfang von rund 75 Millionen Franken pro Jahr (Reduktion des Stromnetztarifs um 0.22 Rp./kWh). Beim Energieverkauf in der Grundversorgung ist mit einer minimalen Reduktion der Tarife um 1 Million Franken pro Jahr zu rechnen.

#### **Auswirkungen in einer Tiefzinsphase: Beispiel Jahr 2019**

Durch die Abschaffung der arbiträren Untergrenzen hat die neue Methode eine in Tiefzinsphasen stärker kostensenkende Wirkung. Bspw. im Tiefzinsjahr 2019 hätte sich alleine durch den TMR-Ansatz eine Absenkung um 0,88 Prozentpunkte ergeben. Bei einer denkbaren Reduktion des Betawertes auf 0.3 gegenüber dem damaligen Wert von 0.4 würde eine Absenkung um 1,59 Prozentpunkte resultieren (Status quo: 3.83%, TMR-Ansatz 2.95% bzw. allfällig 2.24%). Hieraus ergäben sich Reduktionen der Stromnetzskosten von 196 Millionen Franken bzw. allfällig 354 Millionen Franken (Grundversorgung 116 Mio. Fr. bzw. allfällig 210 Mio. Fr.). Beim Stromnetztarif würden die Reduktionen durchschnittlich 0.34 Rp./kWh respektive allfällig 0.61 Rp./kWh betragen.

### 4. Verhältnis zum europäischen Recht

In der EU ist es ebenfalls üblich, dass das in den Stromnetzen gebundene Kapital verzinst wird. Das EU-Recht macht derweil keine materiellen Vorgaben an die konkrete Bestimmung der Verzinsung. Das EU-Recht macht jedoch eine wichtige Verfahrensvorgabe im Bereich der Verzinsung von Netznutzungstarifen. Namentlich schreibt die EU dem Regulator vor, dass er mindestens die Methodik der Berechnung festzulegen oder zu genehmigen hat.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Fassung gemäss ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 125.

Nach den Vorgaben des EU-Rechts müssen die Netznutzungstarife ebenfalls kostenorientiert festgelegt werden.<sup>6</sup> Etwas anderes gilt für die Grundversorgungstarife (die auch den Energieanteil enthalten); diese müssen sich am Kriterium der Wettbewerbsfähigkeit orientieren.<sup>7</sup>

## 5. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

### *Art. 13 Abs. 3<sup>bis</sup> und Abs. 3<sup>ter</sup>*

Der Klarheit halber wird die bisher im Anhang 1 geregelte Zuständigkeit des BFE für die Berechnung sowie die vorgängige Konsultation der ECom in die entsprechende Erlassbestimmung aufgenommen. Im neu eingeführten Abs. 3<sup>ter</sup> wird zudem der bisher ebenfalls im Anhang 1 geregelten Zeitpunkt sowie Art der Veröffentlichung festgelegt.

### *Anhang 1*

Die WACC-Methodik wird nach dem Vorschlag des Gutachtens von Swiss Economics angepasst. Anhang 1 erfährt deshalb eine umfassende Revision.

### *Ziff. 1 Durchschnittlicher Kapitalkostensatz*

Der besseren Verständlichkeit halber wird die Berechnungsformel angegeben und nicht mehr nur umschrieben.

Der WACC bestimmt sich aus einem Eigen- und Fremdkapitalanteil. Das Gewicht des Eigenkapitalkostensatzes beträgt 40%, dasjenige des Fremdkapitalkostensatzes 60%. Die Eigenkapitalverzinsung ergibt sich aus dem risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital (zehnjährige Bundesobligationsrendite des letzten Kalenderjahres, als Zero-Bond berechnet, wobei die Zinsen reinvestiert werden), als Basis plus einem Risikozuschlag. Der Risikozuschlag ermittelt nach dem TMR-Ansatz entspricht der Marktrisikoprämie, ermittelt als die Differenz zwischen erwarteter Aktienmarktrendite und dem risikolosen Zinssatz ( $TMR_{if} - r_{ZEK}$ ) multipliziert mit dem Levered Beta ( $\beta_l$ ), welches das systemische Risiko der Netzbetreiber im Vergleich zu einem Marktportfolio abbildet. Ist dieser Wert gleich 1, so ist das Risiko so hoch wie das Marktportfolio, ist der Wert gleich Null, so liegt kein Risiko vor. Die Fremdkapitalverzinsung ergibt sich aus dem risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital als Basis plus einem Bonitätszuschlag inklusive Emissions- und Beschaffungskosten, um die Beschaffungskosten für das Fremdkapital abzubilden.

Die Definitionen nach den Ziffern 2 ff. lassen einen gewissen Spielraum offen, um die Werte zu ermitteln, die für die einzelnen Parameter in die Formel eingesetzt werden. Das BFE, welches die Ermittlung und Berechnung vornimmt, bedient sich geeigneter und möglichst anerkannter fachlicher Kriterien. Es werden Kriterien im Sinne von «best practice» herangezogen. In der Regel orientieren sich diese an den Empfehlungen des Gutachters.

Das Kriterium des zweimaligen Überschreitens der Grenzwerte bei der bisherigen Methode wird durchgängig fallengelassen. Veränderungen der einzelnen Parameter sollen aber weiterhin einen minimalen Umfang (parameterspezifisch) haben, um berücksichtigt zu werden, d.h. sie werden geglättet.

<sup>6</sup> Siehe insbesondere Art. 18 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Fassung gemäss ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54.

<sup>7</sup> Vgl. Art. 27 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2019/944.

## *Ziff. 2 Risikoloser Zinssatz für das Eigenkapital*

### 2.1 Renditen von zehnjährigen Bundesobligationen (Zero-Bonds) als Basis für den risikolosen Zinssatz des Eigenkapitals

Beim risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital ( $r_{ZEK}$ ) ist wie bis anhin die Durchschnittsrendite von zehnjährigen Bundesobligationen (vorheriges Kalenderjahr) auszugehen. Der risikolose Zinssatz für das Eigenkapital wird jeweils auf den Mittelwert der Grenzwerte gerundet, zwischen denen die durchschnittliche Jahresrendite zu liegen kommt. Als Grenzwerte dienen alle ganzen Prozentzahlen.

### 2.2 Glättung des risikolosen Zinssatzes für das Eigenkapital

Es wird eine Glättungsregel verwendet, um willkürlichen Schwankungen entgegenzuwirken. Als Grenzwerte dienen alle ganzen Prozentzahlen und der Mittelwert wird verwendet, so dass die Anpassungen in ganzen Prozentschritten erfolgen. Änderungen durch Über – oder Unterschreiten der Grenzwerte werden sofort berücksichtigt.

## *Ziff. 3 Marktrisikoprämie*

Im Total Market Return-Ansatz (TMR-Ansatz) wird der Zusammenhang zwischen Marktrisikoprämie und risikolosem Zinssatz für das Eigenkapital (letztes Kalenderjahr) empirisch anhand der beobachteten Marktrenditen eines breit diversifizierten Marktportfolios abgebildet. Die vom Markt verlangten Renditen berücksichtigen auch sämtliche Erwartungen über künftige Entwicklungen. Hieraus ergibt sich eine stabilisierende Wirkung. Der TMR-Ansatz berücksichtigt die negative Korrelation der Renditen zwischen Bundesanlehens- und Marktrisikoprämie. Die Marktrisikoprämie entspricht der Differenz zwischen TMR und der Rendite einer risikolosen Investition. Dazu wird eine zehnjährige Bundesobligation (Zero-Bonds) verwendet.

Für die Bestimmung der erwarteten Aktienmarktrendite, die in der WACC-Formel verwendet wird, werden analoge Glättungs- und Anpassungsregeln wie beim risikolosen Zinssatz verwendet.

### 3.1 Definition Marktrisikoprämie

Die Marktrisikoprämie reflektiert den Preis für das Investitionsrisiko eines breit diversifizierten Marktportfolios und sie bildet eine wichtige Basis der Bewertung des Risikos von Eigenkapitalinvestitionen.

### 3.2. Jährlich erwartete nominale Aktienmarktrendite

Mit der Anknüpfung der Marktrisikoprämie an die jährlich erwartete nominale Aktienmarktrendite soll sichergestellt werden, dass die Verzinsung des im Stromnetz gebundenen Kapitals auf realer Basis erfolgt und die Inflation berücksichtigt, so dass die finanzielle Situation der Stromnetzbetreiber nicht von Änderungen in der Inflationsrate abhängt. Bei hoher Inflation ist auch ein hoher nominaler WACC zu gewähren. Bei tiefer Inflation muss der nominale WACC auch tief sein.

Die Aktienmarktrendite ist definiert als die Summe aus der realen historischen Aktienmarktrendite und der Inflationserwartung. Als Grenzwerte dienen alle ganzen Prozentzahlen. Für die Berechnung wird der Mittelwert der Bandbreite verwendet. Eine jährliche Anpassung erfolgt bei Über- bzw. Unterschreiten der Grenzwerte.

### 3.3 Historische Zeitreihen zur Bestimmung der erwarteten Aktienmarktrendite

Grundlage für die Ermittlung der erwarteten Aktienmarktrendite ist der veröffentlichte Index ab 1926 für Aktienrealwerte (reale historischer Aktienrendite). Es wird der Durchschnitt aus dem geometrischen und arithmetischen Mittel verwendet. Bei der mit dem geometrischen Mittel berechneten Aktienmarktrendite resultiert ein zu tiefer Wert gegenüber dem wahren Prozentsatz. Hingegen ergibt sich bei der Anwendung des arithmetischen Mittelwerts ein zu hoher Prozentsatz. Daher wird die erwartete Aktienmarktrendite jeweils auf den Mittelwert der beiden Prozentsätze festgelegt.

Es wird die volle Länge der verfügbaren Daten bis 1926 zurück verwendet. Die erwartete Aktienmarktrendite wird über die langfristige jährliche Inflationserwartung im vorangehenden Kalenderjahr adjustiert.

### 3.4 Aktuelle Inflationserwartung

Dadurch, dass bei der aktuellen Inflationserwartung von der langfristigen Inflationserwartung ausgegangen wird, die von der Schweizerischen Nationalbank im vorangehenden Kalenderjahr veröffentlichten wurde, wird sichergestellt, dass die WACC nicht einer realen Entwertung des eingesetzten Kapitals Vorschub leisten.

#### *Ziff. 4 Marktrisiko (levered Beta)*

Das levered Beta ( $\beta_l$ ) zeigt, wie sich das Risiko einer spezifischen Aktie zum Risiko eines breit diversifizierten Marktportfolios verhält. Für dessen Ermittlung sind zwei Grössen miteinander zu multiplizieren: das unlevered Beta und der Leveragefaktor. Bei dem unlevered Beta, welches empirisch bestimmt und auf Basis einer Peergroup von Unternehmen definiert wird, sind die Besonderheiten der Schweizer Netzbetreiber zu berücksichtigen, die ein vergleichsweise niedriges Risiko aufweisen.

Das unlevered Beta wird empirisch bestimmt und auf Basis einer Peergroup von Unternehmen definiert. Es werden grundsätzlich europäische Energieversorgungsunternehmen verwendet, bei denen die Stromübertragung und –verteilung eine wesentliche Geschäftssparte der Unternehmen bildet (möglichst das Hauptgeschäft).

Wie bereits erwähnt, sollen angesichts der relevant höheren marktlichen und regulatorischen Risiken in dieser Peergroup momentan prioritär die an der Börse gehandelten europäischen Strom-Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt werden. Diese Unternehmen weisen grössten Teils keine weiteren risikobehaftete Aktivitäten auf, die nicht direkt mit dem Betrieb von Stromnetzen zu tun haben. Das marktliche und teils auch das regulatorische Risiko dieser Unternehmen ist somit deutlich vergleichbarer mit dem der Schweizer Stromnetzbetreiber als bei dem Rest der Unternehmen in der Peergroup.

Sollten künftig von den grundsätzlich in Europa weiter in Frage kommenden Energieversorgungsunternehmen in Hinblick auf die regulatorischen und marktlichen Risiken ebenfalls mit der Schweiz vergleichbar werden, können diese bei der Bestimmung der Peergroup (gewichtet oder ungewichtet) hinzugezogen werden. Ebenso können Unternehmen aus der Peergroup entfernt werden, wenn diese dem geforderten Risikoprofil nicht mehr entsprechen.

### 4.1 Levered Beta

Der Leveragefaktor zeigt an, wie sich die Eigenkapitalquote auf die Eigenkapitalrendite auswirkt und bildet den Einfluss der Finanzierung (Eigen- und Fremdkapitalanteile, inklusive Besteuerung) auf das Beta und insofern auf die Eigenkapitalrendite ab. Die Erhöhung des Fremdkapitals führt zu höheren Schwankungen der Eigenkapitalrendite, was sich in einem höheren Levered Beta und insofern in höheren Eigenkapitalkosten niederschlägt. Für die Bestimmung des Leveragefaktors ist das im WACC gesetzte Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital zu berücksichtigen.

Das levered Beta lässt sich mithilfe der folgenden Formel ermitteln:

Beta = Kovarianz zwischen Aktien und Marktindex / Varianz des Marktindexes.

Die Varianz ist ein Streuungsmass und beschreibt die mittlere quadratische Abweichung einer Zufallsvariable von ihrem Erwartungswert. Die Kovarianz ist ein Streuungsmass und beschreibt den Zusammenhang von zwei Variablen (mit gemeinsamer Wahrscheinlichkeitsverteilung). Der Wert dieser Kennzahl macht Aussagen darüber, ob hohe Werte der einen Zufallsvariablen eher mit hohen oder eher mit niedrigen Werten der anderen Zufallsvariablen einhergehen.

Es werden Betas für sämtliche Unternehmen der Peergroup ermittelt und anhand von Marktwerten für Marktkapitalisierung und Nettoschulden in unlevered Betas umgerechnet. Dabei wird ein Verschuldungsgrad (Debt Beta) anhand einer Auswertung regulatorischer Präzedenz im In- und Ausland festgelegt. Speziell die Praxis der Regulatoren in Grossbritannien legt derzeit einen Wert von 0.1 für das Debt nahe. Aus den unlevered Betas der Peergroup wird das unlevered Beta für die Schweizer Netzbetreiber abgeleitet.

Bei Anwendung der Harris-Pringle-Formel (nur dort braucht es ein Debt-Beta) erfolgt das Unlevering und (spätere) Re-levering der Betas wie folgt:

Unlevered Beta = (Levered Beta + Debt Beta \* Anteil FK / Anteil EK) / (1+Anteil FK/Anteil EK)  
Levered Beta = Unlevered Beta + Anteil FK / Anteil EK \* (Unlevered Beta – Debt Beta)

Bei dem Leveragefaktor sind mehrere Ausgestaltungen möglich (Harris-Pringle-Formel, Hamada-Formel). Diese Ansätze stellen eine Vereinfachung dar, wie aus grundlegenden finanzökonomischen Zusammenhängen (Modigliani-Miller-Theorem) die Auswirkung der Finanzierung auf die Eigenkapitalrendite berechnet werden kann.

#### 4.2 Bestimmung des unlevered Betas durch eine Peergroup

Das Risiko der Schweizer Netzbetreiber wird auf Basis einer geeigneten Peergroup mit dem Risiko eines Marktportfolios verglichen. Die Peergroup besteht aus vergleichbaren europäischen Netzbetreibern. Etwaigen Unterschieden des Risikoprofils zwischen Peergroup und Schweizer Netzbetreibern können durch unterschiedliche Gewichtungen der verschiedenen Peers oder direkten Korrekturen am unlevered Beta berücksichtigt werden. Aus Gründen der Risikoangemessenheit wird bei den vorzunehmenden Korrekturen ein Fokus auf die europäischen Übertragungsnetzbetreiber gelegt, da deren Risiko am ehesten mit dem der Schweizer Netzbetreiber übereinstimmt. Dies bedeutet konkret, dass im Regelfall der Wert der vergleichbaren Teilgruppe verwendet wird.

Verändern sich die regulatorischen und marktlichen Risiken der Unternehmen in der Peergroup bzw. die der Schweizer Netzbetreiber, so können deren Werte gewichtet oder unkorrigiert übernommen werden, so dass eine Erweiterung der relevanten Peergroup erfolgt.

Erweiterungen der Peergroup mit vergleichbaren Unternehmen sollen auch weiter grundsätzlich angestrebt werden, so dass die Grundlage der Bewertung stetig verbessert werden kann.

#### 4.3 Pauschale Werte für das unlevered Beta

Für das unlevered Beta wird eine Glättung angewendet; dies über Intervalle mit einer Spannbreite von 0.05. Die bisherige Abstufung um 0.10 erzeugt zu grosse Sprünge im WACC. Es gelten somit die im Anhang 1 aufgelisteten pauschalen Werte:

Die Anpassung erfolgt bei Über- bzw. Unterschreiten der Grenzwerte. Negative Beta-Werte und ebenso höhere Werte als 0,9 sind unplausibel, da dies bedeuten würde, dass sich die finanzielle Situation der Unternehmen gegenüber früher dramatisch geändert hätte. So grosse Umwälzungen im Finanzmarkt sind i.d.R. nicht zu erwarten.

#### *Ziff. 5 Risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital*

##### 5.1 Rendite von fünfjährigen Bundesobligationen als Basis für den risikolosen Zinssatz des Fremdkapitals

Das Fremdkapital ist von kurzfristigerer Bindungsnatur als das Eigenkapital, d.h. es ist flexibler. Darum werden fünf- statt die zehnjährigen Bundesobligationen berücksichtigt. Die Renditen der fünfjährigen Bundesobligationen (Zero-Bonds) entsprechen dem risikolosen Zinssatz des Fremdkapitals. Verwendet werden die für das vorangehende Kalenderjahr veröffentlichten durchschnittlichen Jahresrenditen.

##### 5.2 Glättungsregel beim risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital

Als Grenzwerte dienen alle ganzen Prozentzahlen und der Mittelwert wird verwendet, so dass die Anpassungen in ganzen Prozentschritten erfolgen. Änderungen durch Über – oder Unterschreiten der Grenzwerte werden sofort berücksichtigt.

#### *Ziff. 6 Bonitätszuschlag zuzüglich Emissions- und Beschaffungskosten*

Ziffer 6 handelt zwei Parameter ab: a) den Bonitätszuschlag (BoZ) bzw. «Credit Spread» und b) die Emissions- und Beschaffungskosten (EBK). In der WACC-Formel gemäss Ziff. 1 erscheinen BoZ und EBK nicht separat. Der Wert wird jährlich ermittelt und es findet eine Glättung des Bonitätszuschlages statt.

##### 6.1 Definition des Bonitätszuschlags

Der Bonitätszuschlag berücksichtigt das gegenüber risikolosem Fremdkapital erhöhte Kapitalrisiko von Stromnetzbetreibern. Im Bonitätszuschlag sind die Emissions- und Beschaffungskosten integriert, denn es handelt sich vielfach um Bankkredite.

##### 6.2 Höhe des Bonitätszuschlags

Der Bonitätszuschlag wird ohne Emissions- und Beschaffungskosten auf 0.75 Prozentpunkte festgesetzt.

##### 6.3 Bandbreiten für den Bonitätszuschlag

Es findet eine Glättung über geeignet gewählte Intervalle an. Für den Bonitätszuschlag zuzüglich der 0,5 Prozentpunkte für Emissions- und Beschaffungskosten gelten die in Anhang 1 aufgelisteten pauschalen Werte. Die Glättungsregel soll verhindern, dass unbedeutende Schwankungen einen Effekt auf den WACC haben.

## **6. Erläuterungen zum Anhang 3 EnFV**

Wie bereits erwähnt sollen Ziffer 3.3., 3.4. und 4 von Anhang 3 aufgehoben werden, da in diesem Bereich keine Ausnahmeregelungen mehr zur Anwendung kommen sollen. Bei der Ziffer 3.2 wird die Vorgabe wöchentliche Daten über 2 Jahre zu verwenden gestrichen, so dass man die bestmögliche Praxis anwenden kann, auch da es teils wenige Vergleichsunternehmen gibt. Falls Förderinstrumente die Risiken im Vergleich zur Peergroup verändern, ist dies angemessen zu berücksichtigen.