

BKW Energie AG  
Viktoriaplatz 2  
3013 Bern

[www.bkw.ch](http://www.bkw.ch)

Ihre Kontaktperson  
Denis Spät  
[denis.spaet@bkw.ch](mailto:denis.spaet@bkw.ch)

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,  
Energie und Kommunikation UVEK  
3003 Bern

Elektronisch an: [verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch](mailto:verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch)

Bern, 22. August 2024

### **Vernehmlassung zur Anpassung des WACC im Strombereich**

Sehr geehrter Herr Bundesrat  
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns im Rahmen der Vernehmlassung zur Stromversorgungsverordnung (StromVV) zu der geplanten Neuregelung der Berechnungsmethodik des WACC (Weighted Average Cost of Capital) äussern zu dürfen.

Die BKW ist die grösste Verteilnetzbetreiberin der Schweiz. In unserem Netz liegt ein gebundenes Kapital von rund zwei Milliarden Franken (Regulatory Asset Base). Jedes Jahr investiert die BKW zudem über 120 Millionen Franken in Erneuerung, Um- und Ausbau des Verteilnetzes. Die getätigten Investitionen tragen zur Stärkung der langfristigen Versorgungssicherheit bei und leisten einen notwendigen Beitrag für das Ermöglichen der Energiewende.

Die BKW spricht sich klar dagegen aus, die WACC-Berechnungsmethodik ohne Not anzupassen. Die aktuelle WACC-Systematik kam über ein Jahrzehnt kontinuierlich zur Anwendung. Sie sorgt für stabile Rahmenbedingungen und führt bislang zu adäquaten Kapitalkostenfestlegungen. Die aktuelle robuste WACC-Systematik soll gemäss der Vorlage kurzerhand angepasst werden, ohne dass Nachweise vorliegen, dass die aktuelle Methode zu einer deutlichen Unter- oder Überschätzung des WACC führt. Die beabsichtigte Änderung der Berechnungsmethodik und der damit nachweislich instabile Regulierungsrahmen führt zu Unsicherheiten und Investitionsrisiken bei Kapitalgebern, was eine Kapitalabwanderung auslösen kann. Die Ad-hoc-Änderungen des Regulierungsrahmens würden damit sowohl die langfristige Versorgungssicherheit als auch den Umbau des Energiesystems gefährden.

#### **– Rechts- und Investitionssicherheit sind zu wahren**

Jedes Jahr werden in der Schweiz ca. 1.5 Mia. CHF in die Stromnetze investiert, davon rund 90% in das Verteilnetz.<sup>1</sup> Die Lebensdauer der Netzinfrastruktur beträgt im Durchschnitt 40 Jahre. Für solch lange Lebenszyklen sind für Investoren stabile und verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich. Die beabsichtigte Anpassung der WACC-Berechnungsmethodik steht diesem Erfordernis diametral entgegen. Die Abkehr von der aktuellen Methode führt dazu, dass die vor Inkrafttreten der neuen Methodik getätigten Investitionen nicht mehr konsistent verzinst werden. (Beispiel: Für das im Jahr 2020 in den Ausbau der Netzinfrastruktur eingesetzte Kapital würden bereits nach wenigen Jahren

---

<sup>1</sup> Gemäss Tätigkeitsberichten der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom): <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien/taetigkeitsberichte.html>; 16.07.2024

neue Rahmenbedingungen gelten, obwohl die Infrastruktur erst einen Bruchteil ihrer Lebensdauer erreicht hat.) Die für den langfristigen Investitionsrahmen essenzielle Planungssicherheit wäre damit verletzt.

– **Investitionsbereitschaft hochhalten**

Im Erläuterungsbericht zur revidierten StromVV wird richtigerweise erkannt, dass der WACC genügend Anreize für Investitionen in die bestehende Infrastruktur bieten soll. Vergessen geht jedoch, dass der WACC auch Anreize für neue Investitionen, d. h. in den Netzum- und -ausbau zu setzen hat. Die Schweiz strebt bei Treibhausgasemissionen ein Netto-Null-Ziel bis 2050 an. Für die Zielerreichung wird das Energiesystem um- und ausgebaut: Zum einen muss das Angebot an Elektrizität (inländische Erzeugung) erheblich aus- und zugebaut und zum anderen die Nachfrageseite, insbesondere Wärme- und Mobilitätssektoren, elektrifiziert werden. Um den Umbau des Energiesystems zu bewerkstelligen, ist das Stromnetz erheblich auszubauen. Das BFE<sup>2</sup> schätzte in seinem Bericht einen Investitionsbedarf in die Netzinfrastuktur bis 2050 von bis zu 84 Milliarden Franken. Die beabsichtigte Anpassung der Berechnungsmethodik würde die Bereitschaft für notwendige Investitionen in die Netzinfrastuktur gefährden.

– **Stabilität und Kontinuität sicherstellen**

Die bestehenden Ober- und Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz wirken sich bei ausserordentlichen Zinsphasen (nach oben und unten), die nur kurz auftreten, stabilisierend auf die Kapitalrendite. Anders als im Erläuterungsbericht dargelegt, würde das Abschaffen der Ober- und Untergrenzen gegenüber der bestehenden Methode zu deutlich stärkeren und häufigen Zinsschwankungen führen, wodurch die Planungssicherheit für Investoren zusätzlich gefährdet wäre. Das Aufheben der Ober- und Untergrenzen kann zu unerwünschten Resultaten bei der WACC-Festlegung führen. Mehrere europäische Länder haben die Problematik erkannt und in den letzten Jahren mehrmals korrigierend interveniert, indem in Tiefzinsphasen Untergrenzen bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes eingeführt wurden.<sup>3</sup> Sowohl die Ober- als auch die Untergrenzen dürfen nicht aufgehoben werden.

Neu setzt der Bundesrat zur Ermittlung der Eigenkapitalrendite anstelle des bewährten Zusammenspiels von Schwellenwerten und Equity Risk Premium (ERP)-Ansatz auf den Total Market Return (TMR)-Ansatz. Er folgt damit der Gutachtermeinung von Swiss Economics, welche das BFE im Vorfeld der vorgeschlagenen Verordnungsanpassung mit der Evaluation der WACC-Methode eingeholt hat. Die BKW betont, dass der TMR-Ansatz grundsätzlich zu keiner Verbesserung der WACC-Methode führt. Im Gegenteil weisen die gemäss der Verordnungsvorlage beabsichtigten Änderungen bedeutende Defizite auf, die, sofern der TMR-Ansatz umgesetzt werden sollte, zu beheben sind. Besonders hervorzuheben sind dabei die folgenden Aspekte:

– **Transparenz schaffen und diskretionäre Anpassungen vermeiden**

In Ziffer 4.2 von Anhang 1 räumt der Verordnungsentwurf dem UVEK eine hohe Diskretion in der Definition der Peergroup, in der Festlegung von Gewichtungen von Teilen der Peergroup und sogar für direkten Korrekturen am Unlevered Beta ein. Dies ist klar abzulehnen. Im Sinne der Rechts- und Investitionssicherheit ist grösstmögliche Transparenz und eine stabile objektive Methodik unabdingbar.

---

<sup>2</sup> BFE-Bericht «Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze», 10.11.2022

<sup>3</sup> Mehrere Regulierungsbehörden in europäischen Ländern (insbesondere in Deutschland, Norwegen, Belgien, Niederlande und Italien) mussten in Niedrigzinsphasen mit kurzfristigen Anpassungen intervenieren, indem Untergrenzen bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes eingeführt wurden.

Grundsätzlich folgt das BFE in der Wahl der WACC-Methodik den Empfehlungen der Gutachter von Swiss Economics. Die in den Vernehmlassungsunterlagen ausgeführten Vergleiche der Methoden sind diesem Gutachten entnommen (vgl. Erläuternder Bericht, S. 2). Zusammenfassend kommt Swiss Economics zu dem folgenden Ergebnis:

**Tabelle 22: Auswirkungen eines Wechsels der aktuellen StromVV-Methodik auf den empfohlenen Ansatz**

WACC-Parameter	StromVV	Empfohlener Ansatz	Delta
Verschuldungsgrad (Kapitalstruktur)	60.00%	60.00%	-
<b>Eigenkapitalkosten</b>			
Risikoloser Zinssatz EK	2.50%	1.50%	▼ 1.00PP
Marktrisikoprämie	5.00%	6.00%	▲ 1.00PP
Unlevered Beta	0.40	0.40	-
Levered Beta	0.89	0.89	-
Eigenkapitalkostensatz	6.96%	6.85%	▼ 0.11PP
<b>Fremdkapitalkosten</b>			
Risikoloser Zinssatz FK	0.75%	0.75%	-
Bonitätszuschlag (inkl. Emissions- und Beschaffungskosten)	1.25%	1.25%	-
Fremdkapitalkostensatz	2.00%	2.00%	-
<b>Kapitalkosten gesamt</b>			
WACC 2025	3.98%	3.94%	▼ 0.04PP

Anmerkung: in dunkelroter Farbe dargestellt sind die WACC-Parameter, die von unseren Änderungsempfehlungen betroffen sind. Die individuellen Parameter wurden anhand per 31. Dezember 2023 zur Verfügung stehender Daten bestimmt.

Quelle: Swiss Economics.

Quelle: Swiss Economics (27.02.2024): Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare. Schlussbericht. <https://www.swiss-economics.ch/projekt/items/wacc-f%C3%BCr-schweizer-stromnetze-und-erneuerbare.html>, S. 85/90.

Hierzu merkt Swiss Economics an: «Bei der Bestimmung des Unlevered Betas werden dem BFE mehr Möglichkeiten eingeräumt, um auf etwaige Unzulänglichkeiten der Peer Group einzugehen und Massnahmen zu treffen. Für die vorliegende Illustration der Auswirkungen eines Wechsels auf den empfohlenen Ansatz wurde die bisherige Bestimmungsmethodik des Unlevered Betas jedoch unverändert belassen.<sup>57</sup>» Fussnote 57 erläutert hierbei: «Würde die Peer Group so angepasst oder das Beta direkt so korrigiert, dass sich über die Verstetigungsregeln für das Unlevered Beta ein Wert von 0.3 anstatt 0.4 ergäbe, so würde sich gemäss empfohlenem Ansatz ein WACC von 3.41 Prozent ergeben» (Swiss Economics (27.02.2024) S. 86/90).

Die von Seiten des BFE in den Vernehmlassungsunterlagen ausgewiesene Absenkung des WACC gegenüber den Berechnungen nach der derzeitigen Methode für das Jahr 2025 beträgt 0.53 Prozentpunkte. Sie entspricht damit der Empfehlung von Swiss Economics zusätzlich einer Anpassung des Unlevered Beta, wie im Gutachten Fussnote 57 erläutert.

Es ist der BKW nicht möglich, diese Berechnungen anhand der vorhandenen Unterlagen nachzuvollziehen. Somit ist unklar, wie das Unlevered Beta ermittelt wurde resp. künftig ermittelt werden soll.

Stossend ist hierbei insbesondere auch die Formulierung im Verordnungsentwurf, die einen erheblichen diskretionären Spielraum bei der Festlegung des für die Eigenkapitalverzinsung äusserst relevanten Unlevered Beta in der Verordnung verankert. So legt Punkt 4.2 fest: «Etwaige Unterschiede des Risikoprofils zwischen Peergroup und Schweizer Netzbetreibern können mit unterschiedlichen Gewichtungen von Teilen der Peergroup

oder einzelnen Peers oder mit direkten Korrekturen am Unlevered Beta berücksichtigt werden.» Wenn die Verordnung dem UVEK zugesteht, den Wert des Unlevered Beta direkt zu korrigieren, stellt sich die Frage, wozu es eine Festlegung der Ermittlung der Methodik in der Verordnung bedarf und wie verlässlich die neue Ermittlungsmethodik ist. Umgekehrt kann gefragt werden, ob die Schweizer Netzbetreiber mittels des jährlich neu zu ermittelnden WACCs nach offener Methodik nicht höheren Risiken ausgesetzt sind als ihre europäischen Pendanten, obgleich das BFE die hiesige Regulierung als weniger risikobehaftet einstuft. Die Ankündigung von inhaltlich nicht begründeten Anpassungen deutet darauf hin, dass mit dem Vorschlag kein ausgereifter Ansatz vorliegt, womit er im Sinne einer stabilen Regulierung untauglich erscheint.

Gemäss dem Erläuternden Bericht ergibt sich diese Anpassung aus der Fokussierung auf die fünf an der Börse gehandelten Übertragungsnetzbetreiber.<sup>4</sup> Ungewöhnlich ist diesbezüglich die Absicht, zur Abschätzung von risikorelevanten Unterschieden zwischen der Peergroup und den Schweizer Netzbetreibern den Netzanteil am Gesamtumsatz als Schlüssel anzuwenden zu wollen. Es bleibt völlig unklar, wieso dies bei Übertragungsnetzbetreibern in Europa, die keiner anderen Geschäftstätigkeit ausser dem Betrieb des Übertragungsnetzes nachgehen, sinnvoll sein sollte. Im Sinne der Transparenz sind die zugrunde liegenden Werte offen zu legen. Diskretionäre Korrekturen an errechneten Werten sind zu unterlassen.

Die BKW ist sich bewusst, dass es keinen ein-eindeutigen, einfachen und robusten Lösungsansatz zur Definition der Peergroup und damit einhergehend zur Ermittlung des Unlevered Betas gibt. Auffällig ist, dass hier nun trotz diesem Manko ohne weitere Erläuterungen Anpassungen vorgenommen werden, während bei anderen möglichen Elementen der WACC-Ermittlung (wie z. B. der Diskussion über die Einführung eines Size Premiums) auf eine Anpassung verzichtet wird. Im Gegensatz zu den hier vorgeschlagenen Adjustierungen wäre gerade das Size Premium international anerkannt<sup>5</sup>. Beides kann man von den hier vorgeschlagenen Beta-Anpassungen nicht behaupten. Sowohl das Fehlen eines Size Premium wie auch die Senkung des Betas sind zum Nachteil des Stromnetzes.

#### – Verteilnetzbetreiber in der Peergroup berücksichtigen

Bei der Ermittlung des Unlevered Beta wird aktuell bereits auf eine Peergroup zurückgegriffen.<sup>6</sup> Diese soll nun dahingehend angepasst werden, dass man sich auf fünf europäische Übertragungsnetzbetreiber fokussiert. Wir beanstanden nicht die Praxis, dass eine Peergroup verbessert wird, können aber die aktuelle Anpassung wie auch das resultierende Ergebnis nicht nachvollziehen.

Wir erachten es als unzureichend, dass bei der Peergroup nur auf Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen wird, hat doch die Anpassung des WACC nicht nur Auswirkungen

<sup>4</sup> «Die Fokussierung auf die Strom-Übertragungsnetzbetreiber führt bei den aktuellen Werten zu einem unlevered Beta von 0,3 (statt unkorrigiert 0,4) und somit zu einer Absenkung des WACC für das Stromnetz von 0,53 Prozentpunkten. Somit ergibt sich ein Netz-WACC von 3.41% (statt unkorrigiert 3.94% resp. gegenüber dem heutigen WACC von 3.98%).» Erläuternder Bericht S. 5.

<sup>5</sup> Bericht «Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft» vom 6. März 2017 von IFBC AG im Auftrag des BFE

<sup>6</sup> Die Festlegung des WACC für das Jahr 2025 führt zur Peergroup aus: «Die Ermittlung des unlevered Beta erfolgt mittels einer Peer Group. Dies ist eine Gruppe (europäischer) Netzbetreiber, deren Hauptaktivität im Stromnetz liegt und deren Aktien börsenkotiert sind sowie ein minimales Handelsvolumen aufweisen. Bei den Vergleichsunternehmen findet eine jährliche Prüfung dahingehend statt, dass diese die Situation der Schweizer Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber möglichst genau abbilden. Es werden innerhalb der Peer Group die Beta-Werte der Vergleichsunternehmen über einen Zeitraum von drei Jahren und unter Verwendung monatlicher Renditen ermittelt. Für den in der WACC-Berechnung anzuwendenden Beta-Faktor kommen die vier Grenzwerte 0,25, 0,35, 0,45 und 0,55 und die entsprechenden Grenzwertebereiche zum Tragen. Der vom Beratungsunternehmen IFBC AG hergeleitete Wert beträgt 0,43. Da dieser Wert im relevanten Bereich zwischen den Grenzwerten 0,35 und 0,45 liegt, ist der vorgegebene Wert von 0,4 als unlevered Beta für die WACC-Berechnung anzunehmen.» (BFE (2024): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2025. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11654>)

auf die Swissgrid als einzige Übertragungsnetzbetreiberin, sondern auch für alle 630 Verteilnetzbetreiber in der Schweiz. Gerade darum (gehen wir davon aus) werden heute auch die Werte von Verteilnetzbetreibern berücksichtigt.

Daneben ist unklar, welche Anpassungen bei der Verwendung der Werte von Übertragungsnetzbetreibern gemacht wurden. Die uns bekannten Werte ergeben kein Unlevered Beta von 0.3:

**Abbildung 11: Gewichtete unlevered Beta-Werte der Peer Group Unternehmen<sup>27</sup>**

Peer Unternehmen	Geschäftsaktivitäten	Land	Beta unlevered		Beta unlevered weighted $A * B / \sum (B)$
			A	B	
E.ON SE	DSO/Other	Deutschland	0.60	0.50	0.04
Electricite de Strasbourg SA	DSO/Other	Frankreich	0.52	0.50	0.03
Ela Group SA	TSO	Belgien	0.50	1.00	0.06
Energa SA	DSO/Other	Polen	0.22	0.50	0.01
Iberdrola SA	DSO/Other	Spanien	0.52	0.50	0.03
Iren SpA	DSO/Other	Italien	0.42	0.50	0.03
National Grid PLC	TSO	Grossbritannien	0.55	1.00	0.07
Redeia Corporacion SA	TSO	Spanien	0.38	1.00	0.05
REN Redes Energeticas Nacionais SGPS S A	TSO	Portugal	0.33	1.00	0.04
Tauron Polska Energia SA	DSO/Other	Polen	0.24	0.50	0.01
Terna Rete Elettrica Nazionale SpA	TSO	Italien	0.41	1.00	0.05
<b>Mittelwert der Beta unlevered</b>			<b>0.43</b>		<b>0.43</b>

Quelle: LSEG Eikon.

Peer Groups von IFBC aus dem Dokument «Überprüfung der Methodik zur Bestimmung des Kapitalkostensatzes für Schweizer Stromnetzbetreiber» vom März 2024

Der Einbezug von Verteilnetzbetreibern in die Peergroup zur Ermittlung des Unlevered Beta ist (insbesondere angesichts der in Schweiz betroffenen Unternehmen) angemessen. Da somit allfällige «Korrekturen» an den Beta-Werten nicht fundiert sind, sind diese zu unterlassen.

Das Stromnetz steht vor grossen Herausforderungen. Der Um- und Ausbau des Übertragungs- und vor allem des Verteilnetzes führt zu hohen Investitionen. Eine Ad-hoc-Änderung der Methodik zur Ermittlung des WACC wird den Anstieg der Netzkosten im Zuge der Energiewende nicht nachhaltig bremsen. Die BKW sieht hier einen erheblichen Handlungsbedarf bei der Netzregulierung und bei Vereinfachungen von Verfahren für die Planung und den Ausbau der Stromnetze. Derzeit fehlt es an regulatorischen Rahmenbedingungen, die einen effizienten und somit auch für die gesamte Gesellschaft günstigeren Um- und Ausbau des Stromnetzes ermöglichen würden. Mit einer klugen und nachhaltigen Regulierung, welche das Gesamtsystem im Auge behält, können der Netzausbaubedarf und dessen Kosten erheblich reduziert werden. Folgende Massnahmen sind unumgänglich und müssten zeitnah implementiert werden:

#### Peak-Shaving bei Photovoltaikanlagen umsetzen

Mit der Annahme des Stromgesetzes am 9. Juni 2024 hat sich das Stimmvolk für neue Zubauziele an erneuerbaren Energien ausgesprochen. Der Zubau wird grossmehrheitlich mit Photovoltaikanlagen erfolgen. Zur Förderung eines effizienten Netzausbaus und Netzbetriebs ist die Einspeiseleistung beim Netzanschlusspunkt aller Photovoltaikanlagen bis zu einer Leistung von 1 MW auf 70 Prozent fix zu begrenzen. Das heisst, dass die Netzeinspeisung von Photovoltaikanlagen auf 70 Prozent ihrer installierten Leistung limitiert wird. Bei einer fixen Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 Prozent muss das Stromnetz deutlich weniger ausgebaut werden, ohne dass die PV-Anlagen eine grosse Ertrags einbusse erleiden (diese beträgt rund 3% der ohne Begrenzung erzielbaren Produktionsmenge). Das bringt erhebliche Vorteile für die Volkswirtschaft und die Gesellschaft: 1) Weniger Netzausbau bedeutet zugleich auch tiefere Kosten für die Endverbraucher, 2) mit gleicher Netzinfrastruktur kann 30% mehr Solarenergie in das Stromnetz integriert werden, 3) mehr PV-Anlagen können ohne Netzverstärkung und entsprechend schneller angeschlossen werden.

### Effiziente Netzanschlüsse auf der Verbraucherseite ermöglichen und Quersubventionierung abbauen

Die Anschlussleistung der Kunden, also die «Dicke der Anschlusskabel», definiert, wie stark das Netz ausgebaut werden muss. Die Kosten des Verteilnetzes werden somit unmittelbar durch diese Anschlussleistung bestimmt. Die Netzkosten werden über die Netznutzungstarife den Kundinnen und Kunden weiterverrechnet. Aktuell zahlen die meisten Endverbraucher ihren Anteil an den Netzkosten aber zu mindestens 70 Prozent auf Basis der bezogenen Strommenge. Eine Reduktion des Strombezugs senkt den individuellen Beitrag eines Konsumenten an die Netzkosten – die Netzkosten selbst werden jedoch nicht reduziert. Mit der zunehmenden Eigenproduktion von Energie insbesondere durch Photovoltaikanlagen führt dies zu zunehmend ungleichen Kostenbeteiligungen von Kundinnen und Kunden mit gleicher Anschlussleistung. Die Netznutzungstarife reflektieren folglich die verursachten Kosten nicht. Erst wenn die Anschlussleistung dauerhaft reduziert werden kann, können der Netzausbau und damit die Netzkosten verringert werden, was wiederum allen zugutekommt und volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Um dies zu erreichen, müssen die bestehenden regulatorischen Tarifierungsbestimmungen angepasst werden. Die Netznutzungstarife müssen Anreize für einen effizienten Stromnetzausbau setzen und darum verursachergerecht ausgestaltet sein.

### Genehmigungsverfahren beschleunigen

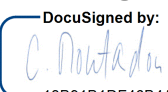
Der Umbau des gesamten Energiesystems fordert die Stromnetze, insbesondere die Verteilnetze. Mit dem starken Zubau an dezentralen Erzeugungskapazitäten und dem Wandel in Wärme- und Mobilitätssektoren steigt der Bedarf zum Ausbau des Stromnetzes. Das Verteilnetz muss für den Transport in beide Richtungen genug stark sein. Nur wenn der Netzausbau auf allen Spannungs- bzw. Netzebenen und der Erzeugungsausbau ideal aufeinander abgestimmt werden, wird die Schweiz ihr Netto-Null-Ziel erreichen. Doch der dafür notwendige Ausbau ist mit Verwaltungsaufwand sowie -kosten und zeitintensiven Hürden verbunden, welche zum einen den raschen Netzausbau verzögern und damit die Energiewende ausbremsen und zum anderen ineffizient sind. Die langwierigen Bewilligungs- und Genehmigungsverfahren müssen vor allem im Verteilnetz deutlich vereinfacht und beschleunigt werden.

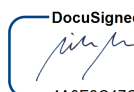
Diese Ausführungen zeigen, dass eine Modifikation der Ermittlung des WACC zu erheblichen Risiken und methodischen Ungereimtheiten führt und daher nicht umzusetzen ist. Im Anhang senden wir Ihnen unsere detaillierten Anpassungsvorschläge zur StromVV für den Fall, dass der Bundesrat die Anpassung der Verordnung entgegen dem Antrag der BKW im Sinne der vorgeschlagenen Methodenänderung bei der Ermittlung des WACC umsetzen will.

Für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme bei der weiteren Behandlung des Geschäfts bedanken wir uns im Voraus und stehen Ihnen für Fragen sehr gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

BKW Energie AG

DocuSigned by:  
  
 13B91B1DE49B1AE  
 Dr. Corinne Montandon  
 Head of Power Grid

DocuSigned by:  
  
 40FE3C47CE45417  
 Dr. Michael Beer  
 Head of Markets & Regulation

Anhang: Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln

## Anhang: Stellungnahme zu den einzelnen Artikeln der Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Für den Fall, dass der Bundesrat die Anpassung der Verordnung entgegen dem Antrag der BKW im Sinne der vorgeschlagenen Methodenänderung bei der Ermittlung des WACC umsetzen möchte, sind aus Sicht der BKW zumindest die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

### Anhang 1

#### 2 Risikoloser Zinssatz für das Eigenkapital

2.1 Der risikolose Zinssatz für das Eigenkapital entspricht der für das vorangehende Kalenderjahr veröffentlichten durchschnittlichen Jahresrendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von zehn Jahren (Zero- Bond-Rendite).

2.2 Er wird gerundet auf den Mittelwert der beiden ganzen Prozentzahlen, zwischen denen die durchschnittliche Jahresrendite zu liegen kommt, **korrigiert um +/- 0.25% je nachdem, ob die tatsächliche Rendite gemäss Absatz 2.1 über oder unter dem Mittelwert liegt.**

#### Begründung:

2.2: Begründung: Die 1%-Schritte, wie sie aktuell vorgesehen sind, sind zu grob und dienen nicht dem Ziel einer Annäherung an den Markt. Mit der vorgeschlagenen Änderung werden die Schritte auf 0.5% abgesenkt, was dieses Defizit mildert.

Das bedeutet, dass bei einer durchschnittlichen Jahresrendite zwischen 0 % und 0,5 % der Wert 0,25 % und bei einer durchschnittlichen Jahresrendite zwischen 0,5 % und 1 % der Wert 0,75 % verwendet wird, und so weiter. Mit der vorgeschlagenen Methode läge der Wert jeweils bei 0.5%.

#### 3 Marktrisikoprämie

3.1 Die Marktrisikoprämie entspricht der Differenz zwischen der erwarteten Aktienmarktrendite (total market return) und dem risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital (Ziff. 2).

3.2 Die erwartete Aktienmarktrendite entspricht der Summe aus der realen historischen Aktienmarktrendite und der aktuellen Inflationserwartung.

3.3 Die reale historische Aktienmarktrendite wird aus dem Durchschnitt zwischen dem geometrischem und dem arithmetischen Mittel der realen Jahresrenditen des Schweizer Aktienmarkts seit 1926 ermittelt. Massgebend sind die im Index für Aktienrealwerte veröffentlichten Renditen.

3.4 Die aktuelle Inflationserwartung entspricht der von der Schweizerischen Nationalbank im vorangehenden Kalenderjahr veröffentlichten langfristigen Inflationserwartung.

3.5 Als erwartete Aktienmarktrendite gilt der Mittelwert des geometrischen und arithmetischen Mittels, zwischen denen die Summe aus realer historischer Aktienrendite und Inflationserwartung zu liegen kommt. Die erwartete Aktienmarktrendite wird gerundet auf



den Mittelwert der beiden ganzen Prozentzahlen, zwischen denen die erwartete Aktienmarktrendite zu liegen kommt, **korrigiert um +/- 0.25% je nachdem. Ob die tatsächliche Rendite gemäss Absatz 2.1 über oder unter dem Mittelwert liegt.**

**Begründung:**

3.5 Konsistenz mit der angepassten Rundungsregel beim risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital (2.2.).

**4 Marktrisiko (levered Beta)**

4.1 Das Marktrisiko (levered Beta) entspricht dem Produkt aus dem Marktrisiko unter Ausschluss der Verschuldung (unlevered Beta) und einem Faktor, der den Einfluss des Verhältnisses von Eigen- und Fremdkapital auf die Eigenkapitalrendite abbildet (Leveragefaktor).

4.2 Das unlevered Beta wird mit Hilfe einer Peergroup aus vergleichbaren europäischen ~~Netzbetreibern~~ **Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern** ermittelt. Die Peergroup wird jährlich überprüft und wenn möglich verbessert. ~~Dabei wird auf die Vergleichbarkeit der Peergroup mit Schweizer Netzbetreibern in Bezug auf den Umsatzanteil von Stromverteilung und -transport, den Regulierungsrahmen einschliesslich der Art der Preisregulierung und andere relevante Risikotreiber geachtet. Etwaige Unterschiede des Risikoprofils zwischen Peergroup und Schweizer Netzbetreibern können mit unterschiedlichen Gewichtungen von Teilen der Peergroup oder einzelner Peers oder mit direkten Korrekturen am unlevered Beta berücksichtigt werden. Bei den erforderlichen Korrekturen wird der Fokus auf die europäischen Übertragungsnetzbetreiber gelegt.~~



4.3 Für die Bestimmung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes wird das unlevered Beta wie folgt gerundet:

tatsächlicher Wert	gerundeter Wert
<del>unter 0,05 Prozent</del>	0,0 Prozent
<del>von 0,05 bis unter 0,15 Prozent</del>	0,1 Prozent
<del>von 0,15 bis unter 0,25 Prozent</del>	0,2 Prozent
<del>von 0,25 bis unter 0,35 Prozent</del>	0,3 Prozent
<del>von 0,35 bis unter 0,45 Prozent</del>	0,4 Prozent
<del>von 0,45 bis unter 0,55 Prozent</del>	0,5 Prozent
von 0,55 <b>oder mehr</b> <del>bis unter 0,65 Prozent</del>	0,6 Prozent
<del>von 0,65 bis unter 0,75 Prozent</del>	0,7 Prozent
<del>von 0,75 bis unter 0,85 Prozent</del>	0,8 Prozent
<del>über 0,85 Prozent</del>	0,9 Prozent

4.4 (neu) Veränderungen beim risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital, bei der Marktriskoprämie und beim unlevered Beta (Ziff. 4.3) sind nur zu berücksichtigen, wenn die jeweiligen Grenzwerte zwei Jahre in Folge über- oder unterschritten werden. Die Grenzwerte, deren Über- oder Unterschreitung zu berücksichtigen ist, liegen bei 0,25, 0,35, 0,45 und 0,55.

#### Begründung:

4.2: Eine Anpassung der Vergleichsgruppe aufgrund der in der Schweiz verwendeten Cost-Plus-Regulierung ist aus ökonomischer Sicht nicht angemessen, da weder aus empirischer noch theoretischer Sicht belegt ist, dass Unternehmen unter Cost-Plus-Regulierung im Vergleich zu Unternehmen mit einer kostenbasierten Anreizregulierung geringere systematische Risiken aufweisen. Hinzu kommt, dass die Anreizregulierung in einigen europäischen Ländern in ihrer Ausgestaltung sehr nahe an eine Cost-plus-Regulierung heranreicht. In den letzten Jahren konnte zudem beobachtet werden, dass das Regime mit Anreizregulierung diverse Defizite aufweist, so dass die Regulierungsbehörden kurzfristig korrigierend eingreifen mussten. Ad-hoc-Anpassungen, langwierige Gerichtsverfahren und methodische Kehrtwenden waren die Folge solcher regulatorischen Eingriffe. Staatliche Ad-hoc-Interventionen wirken der angestrebten Kontinuität und Stabilität entgegen. Mit Abkehr von der bisherigen Berechnungsmethodik, der latenten Anpassung der Vergleichsgruppe sowie der Aufhebung der Unter- und Obergrenzen würde der Schweiz eine fürs Investitionsklima höchst schädliche Instabilität von regulatorischen Rahmenbedingungen drohen. Daher ist auf unsystematische und nicht fundierte Anpassungen der Peergroup zu verzichten.

Die Peergroup wird aus europäischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber ermittelt. Hierbei ist auf börsennotierte Energieversorger abzustellen, unabhängig davon, ob sie ein Übertragungs- oder Verteilnetz betreiben. Aktuell gibt es unter den börsennotierten Energieversorgern zwar keine «reinen» Verteilnetzbetreiber. Allfällige Nebengeschäfte dieser Unternehmen sind jedoch – wie in der gängigen Praxis zur Ermittlung des Beta üblich – nicht zu korrigieren, d.h. auf diskretionäre Korrekturen und Gewichtungen ist zu verzichten. Diese können nicht objektiv begründet werden.

Bisher wurde die Liste der Vergleichsgruppe nicht publiziert. Zu Transparenzzwecken sollte die Peergroup durch das BFE veröffentlicht werden.

4.3: Der Beta-Wert ist kein Prozentwert. Entsprechend ist «Prozent» zu löschen. Die pauschalen Werte mit Unter- und Obergrenzen sind gemäss dem bestehenden Recht weiterzuführen. Die Grenzwerte wirken in ausserordentlichen Situationen stabilisierend, dadurch werden die häufigen WACC-Schwankungen vermieden. Dies erhöht die Planungssicherheit und erhöht die Investitionsbereitschaft von Kapitalgebern. Beides ist für den Umbau der Energieversorgung und dem dadurch bedingten Netzausbau essenziell.

4.4 (neu): Gemäss dem bestehenden Recht

## 5 Risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital

5.1 Der risikolose Zinssatz für das Fremdkapital entspricht der für das vorangehende Kalenderjahr veröffentlichten durchschnittlichen Jahresrendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von ~~fünf~~ **zehn** Jahren (Zero-Bond-Rendite).

5.2 Er wird gerundet auf den Mittelwert zwischen den beiden ganzen Prozentzahlen, zwischen denen die durchschnittliche Jahresrendite zu liegen kommt, **korrigiert um +/- 0.25% je nachdem, ob die tatsächliche Rendite gemäss Absatz 2.1 über oder unter dem Mittelwert liegt. Bei einem negativen Wert ist für den risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital 0 zu verwenden.**

### Begründung:

5.1: Die Restlaufzeit von fünf Jahren erscheint mit Blick auf die Langlebigkeit der Investitionen in die Netzinfrastruktur zu kurz. Langlebiges Anlagevermögen sollte gemäss finanzökonomischer Theorie langfristig finanziert werden. Eine zehnjährige Laufzeit würde auch das tatsächliche Finanzierungsverhalten der Netzbetreiber besser abbilden. Die Regulierungspraxis in einer Vielzahl von europäischen Ländern (z. B. Belgien, Frankreich, Österreich, Niederlande) wendet bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes auch eine Laufzeit von 10 Jahren an. Auch ausserhalb der Energiebranche mit ähnlich langen Investitionszyklen werden zehnjährige Bundesobligationen bei der Berechnung des WACC berücksichtigt, so z. B. bei der Ermittlung einer angemessenen Verzinsung des auf dem Flughafen investierten Kapitals.<sup>7</sup>

Daher muss die Restlaufzeit von fünf auf zehn Jahre geändert werden.

5.2: 1%-Schritte sind zu grob und dienen nicht dem Ziel einer Annäherung an den Markt (siehe auch unter 2.2.). Zudem hat sich im Negativzinsumfeld gezeigt, dass Banken keine Kredite mit negativem Basiszinssatz gewähren. Diese Praxis ist beim Fremdkapitalzins zu berücksichtigen.

<sup>7</sup> Verordnung über die Flughafengebühren (Stand am 1. August 2019)

## 6 Bonitätszuschlag zuzüglich Emissions- und Beschaffungskosten

6.1 Als Bonitätszuschlag für das Ausfallrisiko gilt die Differenz zwischen der durchschnittlichen Verzinsung von Anleihen von Schweizer Unternehmen mit vergleichbarer Bonität wie jene der Peergroup und der durchschnittlichen Verzinsung von risikolosen Anleihen (Index-Differenz). ~~Eigenheiten des Risikoprofils von Schweizer Stromnetzbetreibern und etwaige Unterschiede zur Peergroup sind bei der Ermittlung der Bonität zu berücksichtigen.~~

6.2 Für die Emissions- und Beschaffungskosten werden zusätzliche 0,5 Prozentpunkte angerechnet.

6.3 Der Bonitätszuschlag zuzüglich der 0,5 Prozentpunkte für Emissions- und Beschaffungskosten wird wie folgt gerundet:

tatsächlicher Wert	gerundeter Wert
unter 0,125 Prozent	0,00 Prozent
von 0,125 bis unter 0,375 Prozent	0,25 Prozent
<del>von 0,375 bis unter 0,625 Prozent</del>	0,50 Prozent
von 0,625 bis unter 0,875 Prozent	0,75 Prozent
von 0,875 bis unter 1,125 Prozent	1,00 Prozent
von 1,125 bis unter 1,375 Prozent	1,25 Prozent
von 1,375 bis unter 1,625 Prozent	1,50 Prozent
von 1,625 bis unter 1,875 Prozent	1,75 Prozent

Bei höheren Werten erfolgt die Rundung analog.

### Begründung:

6.1: Auf unsystematische und nicht fundierte Anpassungen bei der Ermittlung der Bonität ist zu verzichten.

6.3: Ein tieferer Wert als die Emissions- und Beschaffungskosten ist hier nicht sinnvoll, da keine Bank einen Kredit mit einem negativen Bonitätszuschlag vergeben würde.