



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Sektion Marktregulierung

**Bericht** vom 27. Februar 2024

---

# **Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare**

## Schlussbericht

---



**Datum:** 27. Februar 2024

**Ort:** Zürich

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

Swiss Economics SE AG  
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich  
[www.swiss-economics.ch](http://www.swiss-economics.ch)

**Autor/in:**

Tobias Binz, [tobias.binz@swiss-economics.ch](mailto:tobias.binz@swiss-economics.ch)  
Dr. Urs Trinkner, [urs.trinkner@swiss-economics.ch](mailto:urs.trinkner@swiss-economics.ch)  
Romain de Luze, [romain.de.luze@swiss-economics.ch](mailto:romain.de.luze@swiss-economics.ch)  
Leah Meyer de Stadelhofen, [leah.meyer@swiss-economics.ch](mailto:leah.meyer@swiss-economics.ch)  
Elena Zarkovic, [elena.zarkovic@swiss-economics.ch](mailto:elena.zarkovic@swiss-economics.ch)  
Michael Altorfer, [michael.althorfer@swiss-economics.ch](mailto:michael.althorfer@swiss-economics.ch)

**BFE-Projektleitung:** Peter Ghermi, [peter.ghermi@bfe.admin.ch](mailto:peter.ghermi@bfe.admin.ch)  
Renato Marioni, [renato.marioni@bfe.admin.ch](mailto:renato.marioni@bfe.admin.ch)  
Wolfgang Elsenbast, [wolfgang.elsenbast@bfe.admin.ch](mailto:wolfgang.elsenbast@bfe.admin.ch)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/200445-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**

# Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare

Schlussbericht

Tobias Binz

Dr. Urs Trinkner

Romain de Luze

Leah Meyer de Stadelhofen

Elena Zarkovic

Michael Altorfer

**Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)**

27.02.2024

ISSN 2235-1868



## Metainformationen

**Titel:** Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare  
**Status:** Schlussbericht  
**Datum:** 27.02.2024  
**Autoren:** Tobias Binz, Urs Trinkner, Romain de Luze, Leah Meyer, Elena Zarkovic, Michael Altorfer  
**Kontakt:** Tobias Binz, [tobias.binz@swiss-economics.ch](mailto:tobias.binz@swiss-economics.ch)  
**Keywords:** WACC, Netzbetreiber, Erzeuger  
**Abstract:** Unsere Empfehlungen für Anpassungen an der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare umfassen die Aufhebung der Unter- und Obergrenzen für den risikolosen Zinssatz, die Einführung eines TMR-Ansatzes und die Einführung von Möglichkeiten zur Überprüfung, Veränderung und Korrektur der Peer Group.

## Projektbegleitung Auftraggeber

Peter Ghermi, Renato Marioni, Wolfgang Elsenbast

## Disclaimer

Dieses Gutachten wurde von Swiss Economics SE AG im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) erstellt. Obwohl Swiss Economics sich bemüht, nur wahre und korrekte Informationen zu verwenden und eigene Aussagen sorgfältig zu tätigen, kann hinsichtlich der Richtigkeit, Aktualität, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgenden Informationen keine Gewähr oder Haftung übernommen werden. Swiss Economics haftet in keinem Fall für Schäden oder Folgeschäden jeglicher Art, die in irgendeiner Weise im Zusammenhang den nachfolgend bereitgestellten Informationen stehen. Die nachfolgenden Informationen stellen keine rechtliche Beratung dar.

© Swiss Economics SE AG  
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich  
[www.swiss-economics.ch](http://www.swiss-economics.ch)

## Zusammenfassung

Mit Blick auf die laufenden Verordnungsarbeiten zum WACC hat das Bundesamt für Energie (BFE) Swiss Economics damit beauftragt, aufgrund der veränderten Ausgangslage auf den Kapitalmärkten die heutige WACC-Methodik im Stromnetzbereich zu überprüfen und ggf. konkrete Änderungsvorschläge an der in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) festgehaltenen Bestimmungsmethodik zu erarbeiten. Dabei sollten die Erkenntnisse aus den früheren Gutachten zum Thema (insbesondere [Swiss Economics 2021](#)) sowie die europäische Regulierungspraxis berücksichtigt werden.

Unsere Analysen und Empfehlungen fokussieren auf vier nachfolgend separat besprochenen Aspekten der aktuellen Bestimmungsmethodik.

### 1 - Bestimmungsmethodik Eigenkapitalkostensatz

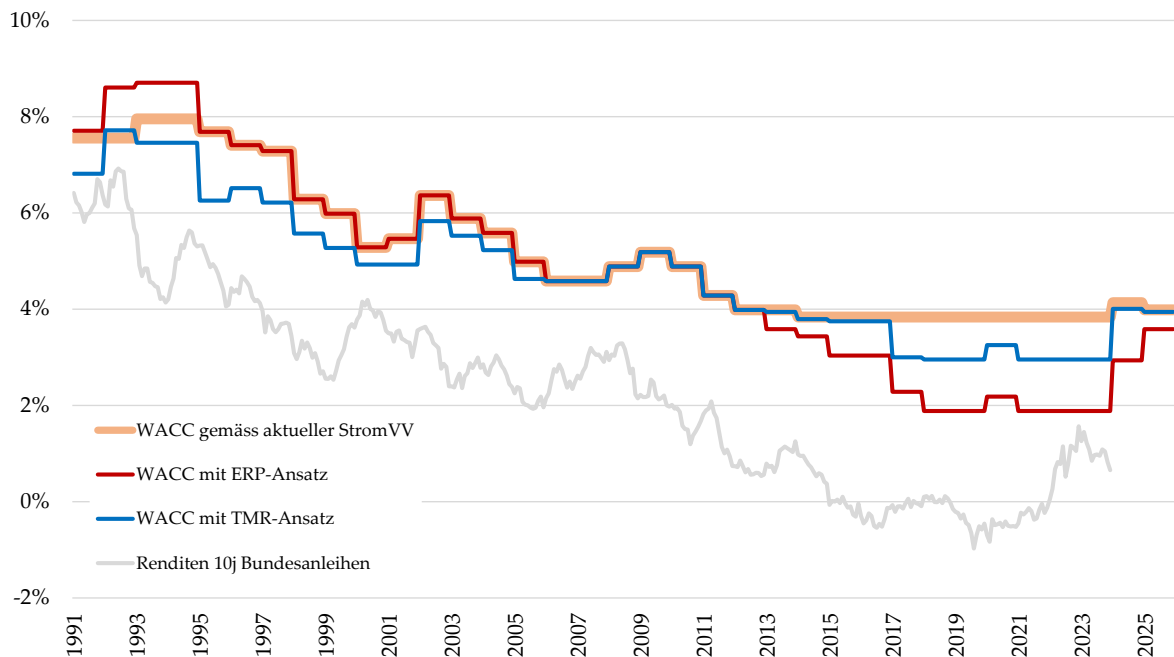
Anhand von Simulationsanalysen konnten die überwiegend auf qualitativer und konzeptioneller Analyse beruhenden Erkenntnisse aus Swiss Economics 2021 bezüglich der Bestimmungsmethodik für den Eigenkapitalkostensatz bestätigt werden.

Gegenüber alternativen Ansätzen zur Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes federt der sogenannte **TMR-Ansatz die Zinsschwankungen auf den Kapitalmärkten stärker ab, ohne über die Finanzmarkttheorie nicht begründbare Unter- und Obergrenzen** des risikolosen Zinssatzes zu verwenden. Denn der TMR-Ansatz erfasst sowohl in der **Theorie begründete, in der Empirik beobachtete und in der Bewertungspraxis verankerte** gegenläufige Entwicklungen zwischen Renditen von Bundesobligationen und Risikoprämien. Diese Eigenschaft des TMR-Ansatzes führt zu einer Glättung des Eigenkapitalkostensatzes über die Zeit hinweg.

Insofern bietet der TMR-Ansatz gegenüber anderen Methodiken auch **verbesserte Planungssicherheit für Investoren**. Neben reduzierter Volatilität schafft der TMR-Ansatz auch eine gute Konsistenz zwischen den einzelnen Parametern und den aktuellen Bedingungen auf dem Kapitalmarkt – selbst in aussergewöhnlichen Zinsphasen. So lässt der TMR-Ansatz auch **weniger Methodenkritik** aufkommen.

Zur Illustration der Verhaltensweise des TMR-Ansatzes und zur Abgrenzung gegenüber der aktuellen StromVV-Methodik zeigt **Abbildung 1** die hypothetische Entwicklung der Höhe des WACC über die letzten 30 Jahre auf.

**Abbildung 1: Hypothetische Entwicklung des WACC gemäss unterschiedlicher Bestimmungsarten für den Eigenkapitalkostensatz**



Anmerkung: Der abgebildete WACC gemäss TMR-Ansatz entspricht dem in dieser Studie empfohlenen Ansatz und setzt entsprechend auch die weiteren unten dargestellten Empfehlungen bezüglich der Aufhebung der FK-seitigen Untergrenze des risikolosen Zinssatzes und des Bonitätszuschlags um. Der WACC gemäss ERP-Ansatz entspricht der aktuellen StromVV-Methodik ohne die Verwendung von Unter- und Obergrenzen für den risikolosen Zinssatz (EK- als auch FK-seitig). Der ERP-Ansatz verwendet bei der Umsetzung der CAPM-Formel zwei unterschiedliche Werte für den risikolosen Zins – einmal aktuell und einmal historisch gemessen – was bei einem Zinsumfeld, das von den historischen Werten abweicht, zu starken, schwierig zu begründenden Ausschlägen führt.

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten Datastream.

Entsprechend empfehlen wir, für die Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes im WACC Netze als auch im WACC für erneuerbare Energien **auf einen TMR-Ansatz umzustellen**. Dies vereinfacht die Bestimmung des WACC und kann über die **Aufhebung der Unter- und Obergrenze des risikolosen Zinssatzes EK bei gleichzeitiger Änderung der Bestimmungsformel der Marktrisikoprämie** im Verordnungstext erfolgen.

## 2 - Vergleichbarkeit der Peer Group mit Schweizer Netzbetreibern

Die Vergleichbarkeit von europäischen EVUs (die als Peers für die Bestimmung des Unlevered Betas dienen) mit Schweizer Netzbetreibern wurde anhand einer Reihe von quantitativen Analysen untersucht.

Art und Ergebnisse unserer Analysen sind nachfolgend zusammengefasst.

**Tabelle 1: Zusammenfassung der Analysen und Ergebnisse betreffend die Vergleichbarkeit der Peer Group**

Analyse	Ergebnis der Analysen	Handlungsbedarf / Handlungsmöglichkeiten
Sollte die Peer Group mit Unternehmen aus <b>anderen Infrastrukturbranchen</b> erweitert werden?	Gas- und Wasserversorger möglicherweise vergleichbar mit Stromnetzen Telekomunternehmen signifikant unterschiedlich	<b>Möglichkeit zur Erweiterung</b> der Peer Group auf Unternehmen aus vergleichbaren Branchen in StromVV <b>verankern</b> Erweiterung der Peer Group jeweils im Zuge der jährlichen Bestimmung zu überprüfen
Verzerren <b>weitere Tätigkeiten</b> der Peers neben dem Netzbetrieb das Beta für CH-Stromnetze?	Evidenz für deutlich tieferes Beta für Netzbetrieb als für andere EVU-Aktivitäten Ermittlung eines «Pure Play»-Betas jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden	<b>Möglichkeit zur Korrektur</b> der Peer Group oder des Unlevered Betas in StromVV <b>verankern</b> Etwaige Korrekturen jeweils im Zuge der jährlichen Bestimmung zu überprüfen
Weisen <b>Übertragung und Verteilung</b> systematisch unterschiedliche Risikoprofile aus?	Unterschiede plausibel, aber mittels statistischer Analyse nicht belegbar	<b>Möglichkeit</b> zur Definition von unterschiedlichen Peer Groups (und insofern unterschiedlichen WACCs) für Übertragung und Verteilung in StromVV <b>verankern</b> Etwaige Separierung zwischen Übertragung und Verteilung jeweils im Zuge der jährlichen Bestimmung zu überprüfen
Weisen unter <b>Anreizregulierung</b> stehende Peers systematisch unterschiedliche Risikoprofile zu CH-Stromnetzen unter Cost Plus-Regulierung aus?	Unterschiede plausibel, aber mittels statistischer Analyse nicht belegbar	<b>Möglichkeit zur Neuzusammensetzung der Peer Group</b> oder <b>Korrektur des Unlevered Betas</b> in StromVV <b>verankern</b> Etwaige Korrekturen jeweils im Zuge der jährlichen Bestimmung zu überprüfen
Weisen die Mitglieder der Peer Group aufgrund ihrer <b>Eigentumsverhältnisse, Geographie</b> oder <b>Grösse</b> andere Kapitalkosten als Schweizer Netzbetreiber auf?	Kaum Indizien für unterschiedliche Kapitalkosten	Möglichkeit zur Korrektur der Peer Group verankern

Quelle: Swiss Economics.

Grundsätzlich weisen die Ergebnisse unserer Analysen darauf hin, dass durchaus **Unterschiede zwischen dem Risikoprofil europäischer EVUs, die als Peers für die Bestimmung des Unlevered Betas dienen, und Schweizer Netzbetreibern bestehen** können. Entsprechend besteht unsere Änderungsempfehlung bezüglich der StromVV darin, dem BFE im Rahmen der jährlichen Überprüfung der Peer Group **wissenschaftlich fundierte Möglichkeiten zur Korrektur des Unlevered Betas einzuräumen**. **Keineswegs sollten jedoch allzu starre Eingriffe oder Verfahren auf Verordnungsstufe vorgegeben werden.**

### 3 - Weitere WACC-Parameter

Weitere Untersuchungen auf möglichen Anpassungsbedarf an der StromVV wurden auch für bestimmte weitere Parameter durchgeführt, die in die Bestimmung des WACC einfließen. Im Rahmen dieser weiteren Untersuchungen gelangten wir zu den folgenden Erkenntnissen:

- Die in der StromVV verwendete **Kapitalstruktur**, die einem Verschuldungsgrad von 60 Prozent entspricht, liegt in einem Bereich, der als effizient eingestuft werden kann. Dies ergibt sich einerseits aus einer **qualitativen Analyse des Trade-Offs** zwischen kapitalkostenmindernden Auswirkungen infolge der Verwendung höherer Anteile von grundsätzlich günstigerem Fremdkapital und kapitalkostenerhöhenden Auswirkungen infolge gesteigerten Investitionsrisikos bei höherer Verschuldung. Andererseits kann beobachtet werden, dass eine **Mehrheit der europäischen EVUs eine Kapitalstruktur mit ähnlichem Verschuldungsgrad** gewählt hat.
- Aus Gründen der Konsistenz sollte neben dem Unlevered Beta und der Kapitalstruktur auch der **Bonitätszuschlag** als dritter WACC-Parameter, der spezifische Risikoeigenschaften Schweizer Netzbetreiber abzubilden vermag, grundsätzlich **anhand der Peer Group zu bestimmen** sein. Insofern ist zumindest zu beachten, dass gerade die europäischen EVUs tendenziell ein schwächeres Rating aufweisen als momentan in der StromVV verankert. Eigenheiten des Risikoprofils Schweizer Netzbetreiber sind jedoch zu berücksichtigen. Entsprechende Abklärungen und etwaige Korrekturen am resultierenden Peer Rating sind im Rahmen der jährlichen Überprüfung durchzuführen.

### 4 - WACC für erneuerbare Energien

Schliesslich wurde die in der Energieförderungsverordnung (EnFV) verankerte auf der StromVV-Methodik basierende Bestimmungsmethodik des WACC für erneuerbare Energien (WACC EE) untersucht. Unsere Erkenntnisse können wie folgt zusammengefasst werden.

- Mit Kapitalstruktur, Asset Beta und Bonitätszuschlag wurden in der EnFV die relevanten WACC-Parameter identifiziert, die eine vom Netz-WACC separate Bestimmung erfordern. Es handelt sich dabei um die industriespezifischen risikorelevanten Variablen, die für unterschiedlich hoch ausfallende Kapitalkosten zwischen Netz und Produktion verantwortlich sein können.
- Der vom BFE gewählte Ansatz für die Bestimmung der Asset Betas der EnFV anhand 1) einer empirischen Schätzung des Betas für die Grosswasserkraft mit entsprechender Peer Group und 2) Differenzierungen von diesem Grosswasserkraftbeta für andere Produktionstechnologien anhand Einschätzungen durch ein Expertenpanel ist sinnvoll und führt zu plausiblen Ergebnissen.



Entsprechend empfehlen wir keine Anpassungen an der Methodik für die Bestimmung des WACC EE.<sup>1</sup>

## Änderungsempfehlungen StromVV

Unsere entsprechenden Änderungsempfehlungen für die in der StromVV verankerten Bestimmungsmethodik des WACC für Schweizer Netzbetreiber sind nachfolgend in Tabelle 2 zusammengefasst.

**Tabelle 2: Analysen und Anpassungsempfehlungen StromVV**

Parameter	Ergebnis der Analysen	Anpassungsempfehlungen StromVV
<b>Risikoloser Zinssatz EK und FK</b>	Die Unter- und Obergrenzen für den risikolosen Zinssatz können ökonomisch kaum begründet werden und führen zu einer künstlichen Beschränkung des WACC, die in aussergewöhnlichen Zinsphasen zu erheblicher Inkonsistenz mit den Verhältnissen auf dem Kapitalmarkt führen kann.	Aufhebung der Unter- und Obergrenzen des risikolosen Zinssatzes EK und FK
<b>Marktrisikoprämie</b>	Entsprechend den Erkenntnissen aus Theorie, Empirik und Bewertungspraxis sollte die Marktrisikoprämie so bestimmt werden, dass die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten (und insbesondere die negative Korrelation der Marktrisikoprämie zu Anleiherenditen) reflektiert werden (TMR-Ansatz).	Bestimmung der Marktrisikoprämie anhand der Differenz zwischen historischer Aktienmarktrendite und aktuellem risikolosen Zinssatz (der auch als Sockel dient), wobei die Aktienmarktrendite für aktuelle Inflationserwartungen adjustiert wird. Die historische Aktienmarktrendite wird somit mit dem Beta-Faktor gewichtet und der aktuelle risikolose Zinssatz mit (1-Beta).
<b>Peer Group</b>	Aufgrund von Abweichungen des Risikoprofils der Peer Group und Schweizer Netzbetreibern können Erweiterungen oder entsprechende Gewichtungen der Peer Group oder gar Anpassungen und Korrekturen der Unlevered Betas angezeigt sein.	Konkreten Handlungsbedarf gilt es im Rahmen der jährlichen Überprüfung zu identifizieren ohne konkrete Massnahmen in der StromVV vorzuschreiben Auf Ebene StromVV können ggf. die bestehenden grundlegenden Anforderungen an die Peer Group präzisiert werden: Vergleichbarkeit der Geschäftstätigkeiten, des Regulierungsrahmens und weiteren risikorelevanten Eigenschaften.

<sup>1</sup> Es gilt jedoch auch weiterhin die geltenden Förderinstrumente kohärent zu berücksichtigen (insb. auch im Falle von Praxisänderungen, z.B. bei Einführung einer gleitenden Marktprämie).

<b>Bonitätszuschlag</b>	Seit der letzten Überprüfung im Jahr 2015 hat sich das durchschnittliche Credit Rating von europäischen EVUs tendenziell etwas verschlechtert gegenüber dem Rating von Schweizer EVUs.	Der Bonitätszuschlag (bzw. das ausschlaggebende Credit Rating) sollte gleich wie die anderen risikobezogenen WACC Parameter (Beta und Kapitalstruktur) anhand eines Peer Group Vergleichs bestimmt werden, wobei jedoch Besonderheiten von Schweizer Netzbetreibern reflektiert werden sollen.  Streichung der 5-Jahresregel bei Unterschreitung der Untergrenze des risikolosen Zinssatzes FK
-------------------------	--	--

Quelle: Swiss Economics.

### Auswirkungen

Die Auswirkungen auf die Höhe des WACC für Stromnetze, die ein Umstieg von der StromVV-Methodik auf unseren empfohlenen Ansatz nach sich ziehen würde, sind exemplarisch für das Jahr 2025 in der untenstehenden **Tabelle 21** dargestellt. In dunkelroter Farbe sind die einzelnen Parameter hervorgehoben, die von den Empfehlungen betroffen sind.

Sämtliche Parameter wurden anhand der bis zum 31. Dezember 2023 verfügbaren Daten bestimmt. Die risikolosen Zinssätze wurden beispielsweise über den Jahresdurchschnitt 2023 der Rendite der jeweiligen Bundesanleihen bestimmt.

**Tabelle 3: Auswirkungen eines Wechsels der aktuellen StromVV-Methodik auf den empfohlenen Ansatz**

WACC-Parameter	StromVV	Empfohlener Ansatz	Delta	Kommentar
Verschuldungsgrad (Kapitalstruktur)	60.00%	60.00%	-	
<b>Eigenkapitalkosten</b>				
Risikoloser Zinssatz EK	2.50%	1.50%	▼ 1.00PP	Wegfall der Untergrenze führt dazu, dass Jahresdurchschnitt 2023 von Bundesobligationenrenditen von 1.03% mit einem Wert von 1.50% verstetigt wird
Marktrisikoprämie	5.00%	6.00%	▲ 1.00PP	TMR-Ansatz führt zu einer dem risikolosen Zinssatz gegenläufigen Erhöhung der Marktrisikoprämie
Unlevered Beta	0.40	0.40	-	- Vorliegend wurden keine konkreten Korrekturen vorgenommen, auch wenn Hinweise darauf bestehen, dass Peer Group evt. höheren Risiken als Schweizer Netzbetreiber ausgesetzt sein könnte
Levered Beta	0.89	0.89	-	
<b>Eigenkapitalkostensatz</b>	<b>6.96%</b>	<b>6.85%</b>	<b>▼ 0.11PP</b>	
<b>Fremdkapitalkosten</b>				
Risikoloser Zinssatz FK	0.75%	0.75%	-	- Aufhebung der FK-seitigen Untergrenze bleibt ohne Konsequenzen für Tarifjahr 2025
Bonitätszuschlag (inkl. Emissions- und Beschaffungskosten)	1.25%	1.25%	-	- Um den Besonderheiten Schweizer Netzbetreiber Rechnung zu tragen, wird dem Bonitätszuschlag weiterhin ein A-Rating zugrunde gelegt – somit resultiert keine Auswirkung auf dessen Höhe gegenüber der aktuellen StromVV-Methodik
<b>Fremdkapitalkostensatz</b>	<b>2.00%</b>	<b>2.00%</b>	-	
<b>Kapitalkosten gesamt</b>				
<b>WACC 2025</b>	<b>3.98%</b>	<b>3.94%</b>	<b>▼ 0.04PP</b>	

Anmerkung: In dunkelroter Farbe hervorgehoben 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.

Zusammenfassend würde der empfohlene Ansatz für das Tarifjahr 2025 – ohne Korrekturen an der Peer Group, dem Unlevered Beta oder dem Credit Rating - nur zu einer leichten Reduktion des WACC führen. Zukünftige, womöglich ausserordentliche Kapitalmarktphasen wird der empfohlene Ansatz jedoch besser abzubilden vermögen als die aktuelle StromVV-Methodik.

## Résumé

En vue des projets en cours concernant l'ordonnance sur le WACC, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a mandaté Swiss Economics pour examiner la méthodologie actuelle du WACC dans le secteur des réseaux électriques, en raison de l'évolution de la situation sur les marchés des capitaux. Si nécessaire, il a été demandé d'élaborer des propositions concrètes de modification de la méthode de détermination fixée dans l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl). Les conclusions des expertises précédentes sur le sujet (notamment [Swiss Economics 2021](#)), ainsi que la pratique réglementaire européenne sont à prendre en considération.

Nos analyses et recommandations se concentrent sur quatre aspects de la méthode de calcul actuelle, qui sont examinés séparément ci-après.

### 1 - Méthode de détermination du coût des fonds propres

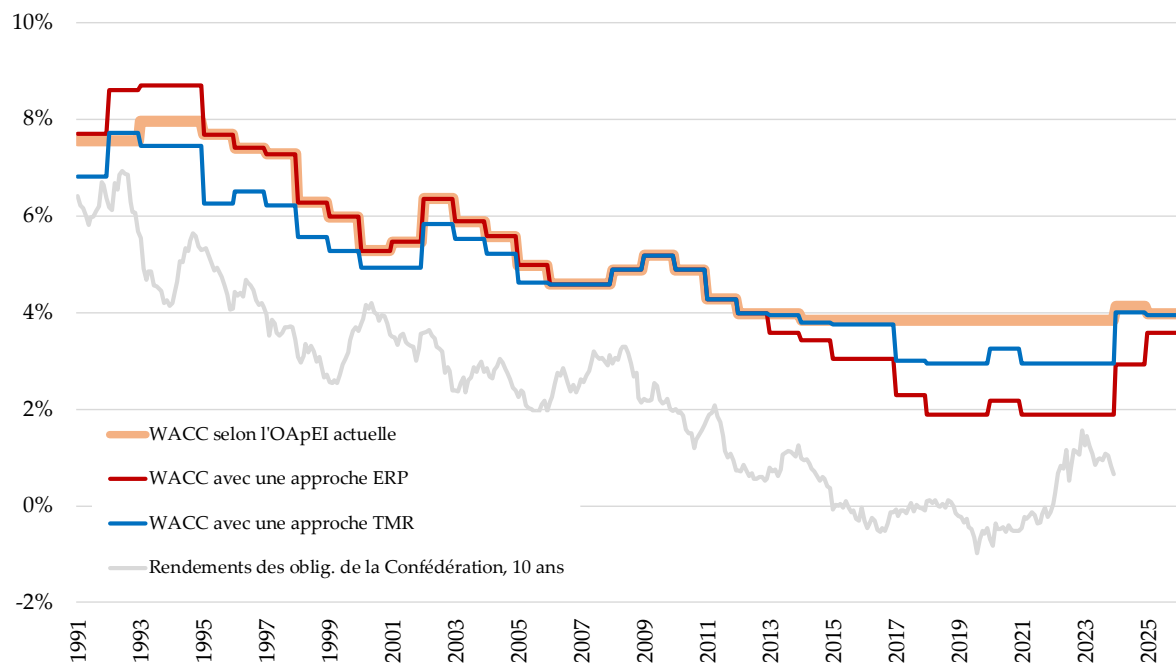
Des analyses de simulation ont permis de confirmer les conclusions de Swiss Economics 2021, qui étaient principalement basées sur une analyse qualitative et conceptuelle, concernant la méthode de détermination du coût des fonds propres.

Par rapport à d'autres approches de détermination du coût des fonds propres, **l'approche dite du TMR (« Total Market Return ») atténue davantage les fluctuations des taux d'intérêt sur les marchés des capitaux, sans utiliser de limites inférieures et supérieures du taux d'intérêt sans risque** qui ne se justifient pas au regard de la théorie des marchés financiers. En effet, l'approche TMR tient compte des évolutions contraires entre les rendements des obligations de la Confédération et les primes de risque, qui sont à la fois **justifiées théoriquement, observées empiriquement et ancrées dans la pratique d'évaluation**. Cette caractéristique de l'approche TMR conduit à un lissage du coût des fonds propres dans le temps.

Par rapport à d'autres méthodes, l'approche TMR offre donc une **meilleure sécurité de planification aux investisseurs**. En plus d'offrir une volatilité réduite, l'approche TMR assure également une bonne cohérence entre les différents paramètres et les conditions actuelles sur le marché des capitaux, même dans des phases de taux d'intérêt exceptionnelles. Ainsi, l'approche TMR suscite **moins de critiques méthodologiques**.

Pour illustrer le comportement de l'approche TMR et la distinguer de la méthodologie actuelle de l'OApEl, la **figure 1** présente l'évolution hypothétique du niveau du WACC au cours des 30 dernières années.

**Figure 1: Évolution hypothétique du WACC selon différents types de détermination du coût des fonds propres**



Remarque : Le WACC représenté selon l'approche TMR correspond à l'approche recommandée dans cette étude et applique par conséquent les recommandations présentées ci-dessous concernant la suppression de la limite inférieure du taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers et de la prime de risque d'insolvabilité. Le WACC selon l'approche ERP correspond à la méthodologie actuelle de l'OApEI, sans l'utilisation de limites inférieures et supérieures pour le taux d'intérêt sans risque (tant du côté des fonds propres que du côté des fonds étrangers). La méthode ERP utilise deux valeurs différentes pour le taux d'intérêt sans risque lorsque la formule CAPM est appliquée - une fois la valeur actuelle et une fois la valeur historique - ce qui conduit à de fortes fluctuations qui sont difficiles à justifier dans un environnement de taux d'intérêt qui s'écarte des valeurs historiques.

Source : Swiss Economics sur la base de données Datastream.

En conséquence, nous recommandons de **passer à une approche TMR** pour la détermination du coût des fonds propres pour le WACC réseaux et le WACC pour les énergies renouvelables. Cela simplifie la détermination du WACC et peut se faire en **supprimant les limites inférieure et supérieure du taux d'intérêt sans risque sur les fonds propres et en modifiant la formule de détermination de la prime de marché** dans le texte de l'ordonnance.

## 2 - Comparabilité du « Peer Group » avec les gestionnaires de réseau suisses

La comparabilité des EAE européennes comme Peers pour la détermination du bêta unlevered pour les gestionnaires de réseau suisses a été examinée à l'aide d'une série d'analyses quantitatives.

La nature et les résultats de nos analyses sont résumés ci-dessous.

**Tableau 1: Résumé des analyses et des résultats concernant la comparabilité du Peer Group**

Analyse	Résultats des analyses	Besoins / possibilités d'action
Le Peer Group devrait-il être élargi à des entreprises <b>d'autres secteurs d'infrastructure</b> ?	Les fournisseurs de gaz et d'eau sont potentiellement comparables aux réseaux électriques Les entreprises de télécommunications sont significativement différentes	<b>Inscrire</b> dans l'OApEl la <b>possibilité d'élargir</b> le Peer Group à des entreprises de branches comparables Vérifier l'élargissement du Peer Group lors de la détermination annuelle
Est-ce que <b>d'autres activités</b> des entreprises comparables en dehors de l'exploitation de réseaux faussent le bêta pour les réseaux électriques suisses ?	Evidence d'un bêta nettement plus bas pour l'exploitation du réseau que pour les autres activités des EAE La détermination d'un bêta « pure play » est toutefois liée à des incertitudes significatives	<b>Inscrire</b> dans l'OApEl la <b>possibilité de corriger</b> le Peer Group ou le bêta unlevered. Vérifier les éventuelles corrections lors de la détermination annuelle
<b>La transmission et la distribution</b> présentent-elles systématiquement des profils de risque différents ?	Différences plausibles, mais non vérifiables sur la base d'une analyse statistique	<b>Inscrire</b> dans l'OApEl la <b>possibilité</b> de définir des Peer Groups différents (et donc des WACC différents) pour le transport et la distribution Vérifier une éventuelle différenciation entre le transport et la distribution lors de la détermination annuelle
Les peers soumis à une <b>régulation incitative</b> présentent-ils systématiquement des profils de risque différents de ceux des réseaux électriques suisses soumis à une régulation Cost Plus ?	Différences plausibles, mais non vérifiables sur la base d'une analyse statistique	<b>Inscrire</b> dans l'OApEl la <b>possibilité de recomposer le Peer Group</b> ou <b>de corriger le bêta unlevered</b> Vérifier les éventuelles corrections lors de la détermination annuelle
Les entreprises du Peer Group présentent-elles des coûts de capital différents de ceux des exploitants de réseau suisses en raison de leur <b>structure de propriété, de leur géographie ou de leur taille</b> ?	Peu d'indices d'une différence des coûts du capital	Inscrire la possibilité de corriger le Peer Group

Source : Swiss Economics.

Les résultats de nos analyses suggèrent qu'il peut effectivement y avoir **des différences entre le profil de risque des EAE européennes, servant de peers pour la détermination du bêta unlevered, et celui des gestionnaires de réseau suisses**. Par conséquent, notre recommandation de modification de l'OApEl consiste à donner à l'OFEN, dans le cadre de la révision annuelle du Peer Group, **la possibilité d'adopter des approches scientifiquement fondées pour ajuster le bêta unlevered**. Toutefois, **il ne faudrait en aucun cas imposer des interventions ou des procédures trop rigides au niveau de l'ordonnance**.

### 3 - Autres paramètres du WACC

D'autres analyses ont été menées pour déterminer s'il était nécessaire de modifier l'OApEl pour certains autres paramètres qui entrent en ligne de compte dans la détermination du

WACC. Dans le cadre de ces autres analyses, nous sommes parvenus aux conclusions suivantes :

- La **structure du capital** utilisée dans l'OApEl, qui correspond à un ratio d'endettement de 60 pour cent, se situe dans une zone qui peut être qualifiée d'efficiente. Cela résulte, d'une part d'une **analyse qualitative du trade-off** entre les effets de réduction des coûts du capital dus à l'utilisation d'une proportion plus élevée de capitaux étrangers, en principe plus avantageux, et les effets d'augmentation des coûts du capital dus à un risque d'investissement accru en cas d'endettement plus élevé. D'autre part, il est possible d'observer qu'une **majorité d'EAE européennes ont choisi une structure de capital avec un niveau d'endettement similaire**.
- Pour des raisons de cohérence, **la prime de risque d'insolvabilité**, troisième paramètre du WACC qui permet de refléter les caractéristiques de risque spécifiques des gestionnaires de réseau suisses, devrait en principe **être déterminé sur la base du Peer Group**, en plus du bêta unlevered et de la structure du capital. Il faut donc au moins tenir compte du fait que les EAE européennes ont tendance à présenter un rating plus faible que celui actuellement ancré dans l'OApEl. Il faut cependant également tenir compte des éventuelles particularités du profil de risque des gestionnaires de réseau suisses. Les vérifications correspondantes et les éventuelles corrections du Peer Rating en résultant doivent être effectuées dans le cadre de l'examen annuel.

#### 4 - WACC pour les énergies renouvelables

Enfin, nous avons examiné la méthode de détermination du WACC pour les énergies renouvelables (WACC EE), inscrite dans l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR), basée sur la méthodologie de l'OApEl. Nos conclusions peuvent être résumées comme suit.

- Avec la structure du capital, l'asset beta et la prime de risque d'insolvabilité, l'OEneR identifie les paramètres pertinents du WACC qui nécessitent une détermination séparée du WACC réseaux. Il s'agit des variables de risque spécifiques à l'industrie qui peuvent être responsables des différences de coûts du capital entre le réseau et la production.
- L'approche choisie par le BFE pour déterminer les asset betas de l'OEneR sur la base 1) de l'estimation empirique du bêta des grandes centrales hydroélectriques à l'aide d'un groupe de pairs correspondant et 2) de différenciations de ce bêta des grandes centrales hydroélectriques pour d'autres technologies de production sur la base des estimations d'un panel d'experts est pertinente et conduit à des résultats crédibles.

En conséquence, nous ne recommandons aucune adaptation de la méthode de détermination du WACC EE.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Il convient toutefois de continuer à tenir compte de manière cohérente des instruments de promotion en vigueur (notamment en cas de changement dans la pratique, par exemple en cas d'introduction d'une prime de marché flottante).

## Recommandations de modification de l'OApEI

Nos recommandations de modification de la méthode de détermination du WACC pour les gestionnaires de réseau suisses, telle qu'elle est inscrite dans l'OApEI, sont résumées dans le tableau 2 ci-dessous.

**Tableau 2: Analyses et recommandations d'adaptation de l'OApEI**

Paramètres	Résultats des analyses	Recommandations d'adaptation de l'OApEI
<b>Taux d'intérêt sans risque fonds propres et étrangers</b>	Les limites inférieures et supérieures pour le taux d'intérêt sans risque ne peuvent pas être justifiées économiquement et conduisent à une limitation artificielle du WACC qui, dans des phases de taux d'intérêt exceptionnelles, peut conduire à une incohérence considérable avec les conditions sur le marché des capitaux.	Suppression des limites inférieures et supérieures des taux d'intérêt sans risque sur les fonds propres et étrangers.
<b>Prime de marché</b>	Conformément aux enseignements tirés de la théorie, de la pratique empirique et des méthodes d'évaluation, la prime de marché devrait être déterminée de manière à refléter les conditions sur les marchés des capitaux (et notamment la corrélation négative avec les rendements obligataires) (approche TMR).	Détermination de la prime de marché sur la base de la différence entre le rendement historique du marché des actions et le taux d'intérêt sans risque actuel (qui sert également de base), le rendement du marché des actions étant ajusté en fonction des attentes actuelles en matière d'inflation. Le rendement historique du marché des actions est ainsi pondéré par le facteur bêta et le taux d'intérêt sans risque actuel par (1-bêta).
<b>Peer Group</b>	En raison de différences dans le profil de risque du Peer Group et des gestionnaires de réseau suisses, des élargissements ou des pondérations adaptées du Peer Group, voire des adaptations et des corrections des bêtas unlevered, peuvent être opportuns.	Il convient d'identifier les besoins d'action concrets dans le cadre de l'examen annuel, sans toutefois imposer de mesures concrètes dans l'OApEI. Au niveau de l'OApEI, il est possible, le cas échéant, de préciser les exigences de base existantes pour le Peer Group : Comparabilité des activités commerciales, du cadre réglementaire et d'autres caractéristiques pertinentes en termes de risques.
<b>Prime de risque d'insolvabilité</b>	Depuis le dernier contrôle en 2015, la notation de crédit moyenne des EAE européennes a eu tendance à se dégrader légèrement par rapport à celle des EAE suisses.	La prime de risque d'insolvabilité (ou la notation de crédit déterminante) devrait être déterminée de la même manière que les autres paramètres du WACC liés au risque (bêta et structure du capital) sur la base d'une comparaison avec le Peer Group, en tenant compte toutefois des particularités des gestionnaires de réseau suisses. Suppression de la règle des 5 ans en cas de dépassement de la limite inférieure du taux d'intérêt sans risque sur les fonds étrangers.

Source : Swiss Economics.

## Effets des recommandations

Les effets sur le niveau du WACC pour les réseaux électriques qu'entraînerait le changement de la méthodologie OApEI vers l'approche que nous recommandons sont présentés à



titre d'exemple pour l'année 2025 dans le Tableau 3 ci-dessous. Les paramètres individuels concernés par les recommandations sont mis en évidence en rouge foncé.

Tous les paramètres ont été déterminés sur la base des données disponibles jusqu'au 31 décembre 2023. Les taux d'intérêt sans risque ont par exemple été déterminés à l'aide de la moyenne annuelle 2023 des rendements des obligations de la Confédération concernées.

**Tableau 3: Effets d'un changement de la méthodologie actuelle de l'OApEI pour l'approche recommandée**

Paramètre du WACC	OApEI	Approche recommandée	Delta	Commentaires
Taux d'endettement (structure du capital)	60.00%	60.00%	-	
<b>Coût des fonds propres</b>				
Taux d'intérêt sans risque sur les fonds propres	2.50%	1.50%	▼ 1.00PP	La suppression de la limite inférieure entraîne l'application d'une valeur forfaitaire de 1.50 %, compte tenu du rendement annuel moyen des obligations de la Confédération suisse en 2023, qui est de 1.03 %.
Prime de marché	5.00%	6.00%	▲ 1.00PP	L'approche TMR entraîne une augmentation de la prime de marché inverse à celle du taux d'intérêt sans risque.
Bêta unlevered	0.40	0.40	-	Aucune correction n'a été effectuée ici, même s'il existe des indices selon lesquels le Peer Group pourrait être exposé à des risques plus élevés que les gestionnaires de réseau suisses.
Bêta levered	0.89	0.89	-	
<b>Coût des fonds propres</b>	<b>6.96%</b>	<b>6.85%</b>	<b>▼ 0.11PP</b>	

Coûts des fonds étrangers			
Taux d'intérêt sans risque sur les fonds étrangers	0.75%	0.75%	- La suppression de la limite inférieure du côté des fonds étrangers reste sans conséquence pour l'année tarifaire 2025.
Prime de risque d'insolvabilité (frais d'émission et d'acquisition inclus)	1.25%	1.25%	- Afin de tenir compte de la spécificité des gestionnaires de réseau suisses, la prime de risque d'insolvabilité continue à être basée sur un rating A - il n'y a donc pas d'effet sur son niveau par rapport à la méthodologie actuelle de l'OApEl.
Coût des fonds étrangers	2.00%	2.00%	-
Coût total du capital			
WACC 2025	3.98%	3.94%	▼ 0.04PP

Remarque : Les paramètres du WACC concernés par nos recommandations de modification sont écrits en rouge foncé. Les paramètres individuels ont été déterminés sur la base des données disponibles au 31 décembre 2023.

Source : Swiss Economics.

En résumé, l'approche recommandée pour l'année tarifaire 2025 – sans corrections du Peer Group, du bêta non pondéré ou de la notation de crédit – ne conduirait qu'à une légère réduction du WACC. L'approche recommandée permettrait toutefois de mieux refléter les phases futures, et éventuellement extraordinaires, du marché des capitaux que la méthode actuelle de l'OApEl.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>5</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>12</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>19</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>24</b>
1.1 Hintergrund .....	24
1.2 Auftrag.....	24
1.3 Vorgehen .....	24
1.4 Struktur.....	25
<b>2 Bestimmungsmethodik</b> .....	<b>26</b>
2.1 Einleitung .....	26
2.2 Aktuelle StromVV-Methodik.....	31
2.3 ERP-Ansatz: StromVV-Methodik ohne Unter- und Obergrenzen.....	34
2.4 TMR-Ansatz .....	36
2.5 Implizite Kapitalkosten (IKK) .....	44
2.6 ERP-Ansatz mit gleitenden Durchschnitten (GD) für den risikolosen Zinssatz .....	46
2.7 ComCom Ansatz .....	49
2.8 Zusammenfassung und Fazit Eigenkapitalkostensatz .....	51
<b>3 Peer Group</b> .....	<b>54</b>
3.1 Einleitung .....	54
3.2 Peers aus anderen Infrastrukturindustrien .....	56
3.3 Netzanteil am Gesamtumsatz.....	57
3.4 Übertragung und Verteilung.....	59
3.5 Regulierungsrahmen .....	61
3.6 Eigentumsstruktur, Geographie, Unternehmensgrösse und Bonitätsstruktur .....	64
3.7 Zusammenfassung und Fazit Peer Group.....	65
<b>4 Einzelne WACC-Parameter</b> .....	<b>68</b>
4.1 Einleitung .....	68
4.2 Kapitalstruktur .....	68
4.3 Bonitätszuschlag.....	72
4.4 Risikoloser Zinssatz FK .....	75
4.5 Zusammenfassung und Fazit einzelne WACC-Parameter .....	75
<b>5 WACC für erneuerbare Energien</b> .....	<b>76</b>
5.1 Einleitung .....	76
5.2 Spezifische WACC-Parameter für erneuerbare Energien .....	77

5.3 Bestimmung der Asset Betas .....	78
5.4 Zusammenfassung und Fazit WACC EE.....	80
<b>6 Empfehlungen .....</b>	<b>81</b>
6.1 Einführung des TMR-Ansatzes .....	81
6.2 Ergänzungen, Anpassungen und Korrekturen der Peer Group .....	82
6.3 Anpassungen bei der Bestimmung weiterer WACC-Parameter .....	83
<b>7 Auswirkungen.....</b>	<b>85</b>
7.1 Auswirkungen auf den WACC 2025 .....	85
7.2 Prognose für die Folgejahre .....	86
7.3 Historischer Vergleich unterschiedlicher Bestimmungsmethoden .....	87
<b>8 Referenzen.....</b>	<b>89</b>
<b>A Anhang.....</b>	<b>90</b>
A.1 Implizite Kapitalkosten .....	90

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Zusammenfassung der Analysen und Ergebnisse betreffend die Vergleichbarkeit der Peer Group .....	7
Tabelle 2:	Analysen und Anpassungsempfehlungen StromVV .....	9
Tabelle 3:	Auswirkungen eines Wechsels der aktuellen StromVV-Methodik auf den empfohlenen Ansatz .....	11
Tabelle 4:	Zusammenfassende Gegenüberstellung der Ansätze.....	28
Tabelle 5:	WACC-Parameter für das Jahr 2025 gemäss StromVV- und ERP-Ansatz...	36
Tabelle 6:	WACC-Parameter für das Jahr 2025 gemäss StromVV- und TMR-Ansatz	40
Tabelle 7:	WACC-Parameter für das Jahr 2025 gemäss StromVV- und ERP-Ansatz mit gleitendem Durchschnitt.....	47
Tabelle 8:	WACC-Parameter für das Jahr 2025 gemäss StromVV- und ComCom-Ansatz .....	51
Tabelle 9:	Zusammenfassung der Erkenntnisse aus den Simulationsanalysen .....	52
Tabelle 10:	Ergebnisse der Analyse statistischer Unterschiede zwischen EVUs und anderen Infrastrukturindustrien .....	57
Tabelle 11:	Ergebnis der Regressionsanalyse des Einflusses der Höhe des Netzanteils auf die Höhe der Peer Betas.....	58
Tabelle 12:	Ergebnisse der Analyse statistischer Unterschiede zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen .....	60
Tabelle 13:	Ergebnisse der Regressionsanalyse des Einflusses unterschiedlicher Regulierungsformen .....	62
Tabelle 14:	Ergebnisse der Regressionsanalyse des Einflusses der Dauer der Regulierungsperiode.....	63
Tabelle 15:	Zusammenfassung der Erkenntnisse aus den Peer Group Analysen .....	66
Tabelle 16:	Zusammenfassung der Erkenntnisse bezüglich der einzelnen WACC-Parameter.....	75
Tabelle 17:	Einschätzung der Risiken anderer Technologien im Vgl. zu Grosswasserkraft.....	79
Tabelle 18:	Zusammenfassung der Erkenntnisse bezüglich des WACC-EE .....	80
Tabelle 19:	Änderungsvorschläge an StromVV Anhang 1 zur Implementation des TMR-Ansatzes .....	81
Tabelle 20:	Änderungsvorschläge an StromVV Anhang 1 zur Verankerung der Möglichkeit, Ergänzungen, Anpassungen und Korrekturen an der Peer Group vorzunehmen .....	82
Tabelle 21:	Weitere Änderungsvorschläge an StromVV Anhang 1 .....	83

Tabelle 22: Auswirkungen eines Wechsels der aktuellen StromVV-Methodik auf den empfohlenen Ansatz .....	85
---	----

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Hypothetische Entwicklung des WACC gemäss unterschiedlicher Bestimmungsarten für den Eigenkapitalkostensatz.....	6
Abbildung 2: StromVV-WACC gemäss historischer und aktueller Zinsentwicklung .....	27
Abbildung 3: Illustration der verwendeten Kapitalmarktszenarien.....	30
Abbildung 4: Verlauf des WACC gemäss aktueller StromVV-Methodik .....	32
Abbildung 5: Verlauf des WACC gemäss StromVV-Methodik ohne Unter- und Obergrenzen (ERP) .....	35
Abbildung 6: Verlauf des WACC gemäss TMR-Ansatz verglichen mit dem StromVV-Ansatz .....	38
Abbildung 7: Verlauf des WACC gemäss TMR-Ansatz verglichen mit dem ERP-Ansatz	38
Abbildung 8: Verlauf des WACC gemäss unterschiedlichen Methodiken bei einer Rückkehr zu hohen Anleiherenditen (HZ).....	40
Abbildung 9: Verlauf des WACC mit impliziten Kapitalkosten verglichen mit StromVV-, ERP- und TMR-Ansatz .....	45
Abbildung 10: Verlauf des WACC mit gleitendem Durchschnitt verglichen mit dem StromVV- und dem ERP-Ansatz.....	47
Abbildung 11: Verlauf des WACC gemäss ComCom-Ansatz verglichen mit dem StromVV-Ansatz.....	50
Abbildung 12: Übersicht der WACCs aufgrund aller geprüften Ansätze .....	52
Abbildung 13: Höhe von Levered (Equity und Debt) und Asset Betas bei sich verändernder Kapitalquote.....	69
Abbildung 14: Höhe des WACC nach Kapitalstruktur mit Berücksichtigung eines Debt Betas .....	70
Abbildung 15: Verteilung des von europäischen EVUs gewählten Finanzierungsgrads....	71
Abbildung 16: Verteilung der Bonität der Schweizer EVU und der Peer Group .....	73
Abbildung 17: Entwicklung des empfohlenen WACCs bei Kapitalmarktentwicklung gemäss Marktprognosen.....	86
Abbildung 18: Historische Entwicklung unterschiedlicher Bestimmungsmethoden .....	87

## Boxenverzeichnis

Box 1:	Empfehlung der Einführung eines TMR-Ansatzes als Haupterkennnis aus Swiss Economics (2021) .....	27
Box 2:	Empirische Evidenz und Präzedenz TMR-Ansatz .....	42
Box 3:	Anpassungen an der AregV und StromNEV-Methodik für RP 4 .....	49
Box 4:	Ofgem RIIO-2 .....	61

## Abkürzungen

BFE	Bundesamt für Energie
ComCom	Kommunikationskommission
ElCom	Elektrizitätskommission
ERP	Equity Risk Premium
EK	Eigenkapital
FK	Fremdkapital
IKK	Implizite Kapitalkosten
GD	Gleitender Durchschnitt
PUE	Preisüberwacher
Seco	Staatssekretariat für Wirtschaft
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TMR	Total Market Return
WACC	Weighted Average Cost of Capital

# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Infolge deutlich gestiegener Inflationsraten nahm die Schweizerische Nationalbank (SNB) im Frühjahr 2022 Abkehr von ihrer jahrelangen Geldpolitik der tiefen Zinsen. Die Rendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Laufzeit von 10 Jahren bewegt sich wieder deutlich im positiven Bereich. Anfangs 2021, zum Veröffentlichungszeitpunkt des ersten Swiss Economics Gutachtens betreffend Stromnetz-WACC ([Swiss Economics 2021](#)), betrug diese noch -0.5 Prozent. Infolge der Zinswende hat sich möglicherweise die Diskrepanz zwischen der StromVV-Methodik zur Bestimmung des Stromnetz-WACC und den auf den Kapitalmärkten beobachteten Marktverhältnissen verringert.

Nicht verringert hat sich demgegenüber der politische Druck auf die Höhe des Stromnetz-WACC. Insbesondere aufgrund der stark gestiegenen Strompreise hat sich die Kritik an der Bestimmungsmethodik und der verwendeten Peer Group seitens Industrie- und Konsumentenschutzverbänden, der eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom), dem Preisüberwacher (PUE) und dem Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) an der Verzinsung der Stromnetze noch erhärtet.

Gleichzeitig wird, vorausgesetzt das Volk entscheidet sich für die Annahme des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass), die Umsetzung der Energiewende Investitionen in Milliardenhöhe für den Ausbau von Netz und Erzeugung erfordern. Entsprechend wird es von zentraler Bedeutung sein, die regulatorischen Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass Investoren markt- und risikogerecht entschädigt werden können.

## 1.2 Auftrag

Das Bundesamt für Energie (BFE) beauftragte Swiss Economics im Rahmen eines Einladungsverfahrens damit, aufgrund der veränderten Ausgangslage die heutige WACC-Methodik im Stromnetzbereich erneut zu überprüfen und ggf. konkrete Änderungsvorschläge für die sich in Revision befindende Stromversorgungsverordnung (StromVV) zu erarbeiten. Ziel ist es, Investitionen im Strommarkt angemessen zu verzinsen. Bei den Arbeiten sind die früheren Gutachten zum Thema sowie die europäische Regulierungspraxis zu berücksichtigen.

## 1.3 Vorgehen

In einem ersten Schritt werden ergänzend zu unseren Ergebnissen von 2021 folgende **Analysen** durchgeführt:

- Es werden Simulationsanalysen für sechs **grundlegende Ansätze zur Berechnung des WACC** durchgeführt und die resultierenden Werte in verschiedenen Zinsszenarien dargestellt;



- Es werden die relevanten Treiber des eigenkapitalseitigen Risikoaufschlags identifiziert und die der Bestimmung zugrundeliegende **Peer Group** wird auf ihre Vergleichbarkeit mit Schweizer Netzen hin geprüft;
- Es werden konzeptionelle als auch empirische Analysen der **optimalen Kapitalstruktur** von Netzen und Energieproduktion durchgeführt;
- Aus den Ergebnissen obestehender Analysen werden relevante Erkenntnisse und Anpassungsmöglichkeiten für den WACC der **erneuerbaren Energien** abgeleitet.

Gestützt auf die Ergebnisse entwickeln wir in einem zweiten Schritt unsere **Empfehlungen** zur Regelung des WACC auf Stufe Verordnung.

In einem dritten Schritt zeigen wir die **Auswirkungen** auf den resultierenden WACC auf.

#### 1.4 Struktur

Das Gutachten ist entlang dem obigen Vorgehen strukturiert:

- Kapitel 2 enthält die Analysen zu den Auswirkungen verschiedener grundlegender Ansätze zur Bestimmung des WACC;
- Kapitel 3 fasst die netzseitigen Analysen zur Peer Group zusammen;
- Kapitel 4 zeigt die Resultate zur Prüfung individueller WACC-Parameter, wie Kapitalstruktur und Bonitätszuschlag;
- Kapitel 5 dokumentiert die Überlegungen zur Differenzierung des WACC Produktion für Erneuerbare;
- In Kapitel 6 präsentieren wir unsere Schlussfolgerungen und Empfehlungen betreffend Anpassungen an der StromVV;
- In Kapitel 7 sind schliesslich die Auswirkungen unserer Empfehlungen auf die Höhe des WACC dargestellt.

## 2 Bestimmungsmethodik

### 2.1 Einleitung

#### Ausgangslage

Seit längerer Zeit steht die Bestimmungsformel des regulatorischen Kapitalkostensatzes für Schweizer Elektrizitätsnetzbetreiber (StromVV WACC)<sup>3</sup> in der Kritik seitens konsumenten-naher Organisationen und Verbänden von Stromkunden. Insbesondere geben die **Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz** für Eigenkapital und Fremdkapital, welche durch die in Anhang 1, Absatz 3 und 6 definierten Bandbreiten definiert sind, Anlass zu Diskussionen. Auf der FK-Seite ist die Untergrenze bei 0.5 Prozent und auf der EK-Seite bei 2.5 Prozent gesetzt.

Die Untergrenzen führen dazu, dass der Spread zwischen Renditen von Bundesanleihen und dem regulatorischen WACC während Phasen tiefer Zinsen tendenziell ansteigt. Zwischen 2015 und 2021 sank die Rendite von 10-jährigen Bundesanleihen vom langjährigen Mittel über 3 Prozent auf durchschnittlich -0.24 Prozent. Die StromVV-Untergrenzen hoben somit den für die WACC-Bestimmung zentralen risikolosen Zinssatz auf Seite EK knapp 300 Basispunkte und auf Seite FK rund 75 Basispunkte über die tatsächliche Marktrendite von Bundesanleihen. Entsprechend wuchs in dieser Phase der Negativzinsen der Spread zwischen Renditen von Bundesanleihen zum StromVV-WACC um rund 140 Basispunkte auf über 4 Prozent an.

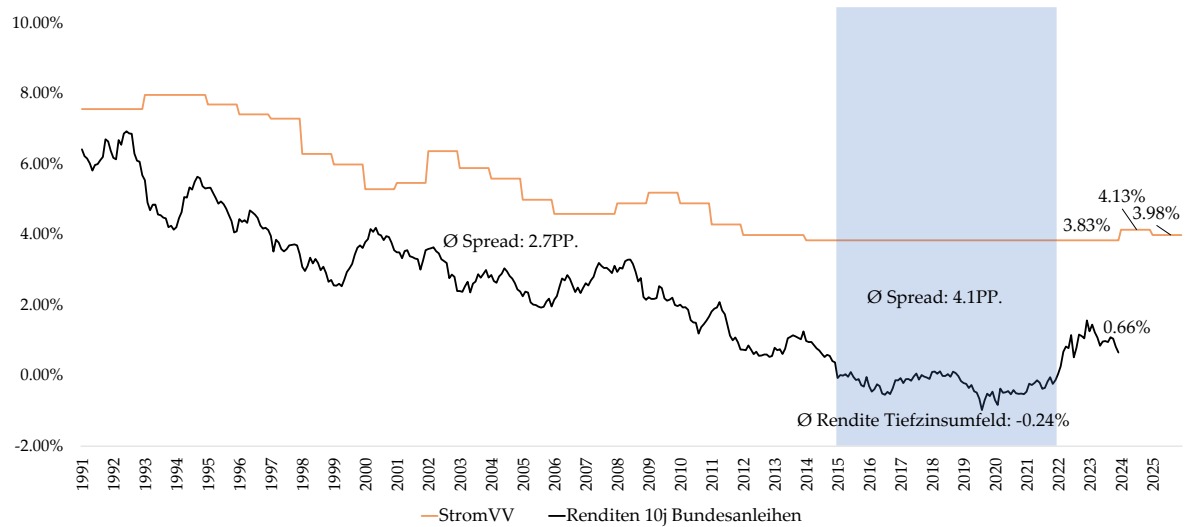
Die Leitzinserhöhungen der Schweizerischen Nationalbank (SNB) seit Mitte 2022 führten dazu, dass auch die Renditen von Bundesanleihen anstiegen. Die 10-jährige Bundesanleihe bewegt sich aktuell bei 0.95 Prozent – etwa 120 Basispunkte höher als während der Tiefzinsphase. Aufseiten EK ist die StromVV-Untergrenze zwar weiterhin bindend. Allerdings fällt die Differenz zwischen Untergrenze zur tatsächlich beobachteten Rendite von Bundesobligationen mit gut 150 Basispunkten deutlich geringer aus als noch vor wenigen Jahren. Aufseiten FK hat die durchschnittliche Rendite 5-jähriger Bundesanleihen im Jahr 2022 (Datengrundlage für das Tarifjahr 2024) bereits die StromVV-Untergrenze von 0.5 Prozent überschritten. Aufgrund des Jahresdurchschnittswerts 2022 in der Höhe von 0.53 Prozent wurde der FK-seitige risikofreie Zinssatz bei 0.75 Prozent angesetzt und entsprechend erhöhte sich der StromVV-WACC zum ersten Mal seit Jahren von 3.83 Prozent auf 4.13 Prozent. Infolge einer Reduktion des Bonitätszuschlags reduziert sich der WACC für das Tarifjahr 2025 wieder auf 3.98 Prozent.

**Abbildung 2** zeigt die Entwicklung des regulatorischen WACC mit der aktuell gültigen Methodik, wenn diese seit 1991 durchgängig angewendet worden wäre.

---

<sup>3</sup> Siehe Anhang 1 der [Stromversorgungsverordnung \(StromVV\)](#).

**Abbildung 2: StromVV-WACC gemäss historischer und aktueller Zinsentwicklung**



Anmerkung: Zwecks verbesserter Vergleichbarkeit bezieht sich die StromVV Zeitreihe auf die aktuelle Formulierung der Bestimmungsmethodik gemäss StromVV Anhang 1. Entsprechend werden durchgehend die heute geltenden Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz von 2.5 Prozent auf der Seite des Eigenkapitals und 0.5 Prozent auf der Seite des Fremdkapitals angewandt. Weitere Bestimmungsaspekte, die mit 1. Januar 2016 oder noch früher in Kraft getretenen Änderungen der StromVV aufgehoben wurden, wie beispielsweise die zeitlichen Anforderungen bei Änderungen des risikolosen Zinssatzes an das Überschreiten von Grenzwerten auf der Seite des Fremdkapitals, sind ebenfalls nicht reflektiert.

Sowohl auf Seite Eigen- als auch Fremdkapital entsprechen die für die Bestimmung der risikolosen Zinssätze relevanten Renditen von Schweizer Bundesanleihen den tatsächlichen Werten. Die Marktrisikoprämie wurde wiederum zur einfachen Vergleichbarkeit durchgehend auf dem Niveau des Bestimmungsjahres 2022/Tarifjahres 2024 konstant gehalten. Der Bonitätszuschlag (inklusive Emissionskosten) beträgt für die Bestimmungsjahre 2021 und davor (Tarifjahre 2023 und davor) 1.25 Prozent und für die Bestimmungsjahre 2022/23 (Tarifjahre 2024/25) gemäss Festsetzungen des BFE 1.5 Prozent.

Quelle: Swiss Economics.

Seit Veröffentlichung des ersten Swiss Economics Gutachtens (Swiss Economics 2021) hat sich somit die Diskrepanz zwischen StromVV-Methodik (Untergrenzen der risikolosen Zinssätze) und den tatsächlichen Verhältnissen auf dem Kapitalmarkt (insbesondere Renditen von Bundesanleihen) etwas entschärft. Das grundlegende methodische Problem in Tief- und ggf. Hochzinsphasen bleibt jedoch bestehen.

Die wichtigsten Ergebnisse aus Swiss Economics 2021 sind in **Box 1** dargestellt.

**Box 1: Empfehlung der Einführung eines TMR-Ansatzes als Haupterkennnis aus Swiss Economics (2021)**

In Swiss Economics 2021 wurden drei unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung des Eigenkapitalkostensatzes auf ihre Fähigkeit geprüft, sich verändernde Kapitalmarktbedingungen adäquat wiederzugeben. Darunter befanden sich die folgenden Ansätze:

- Aktuelle StromVV-Methodik, die sich durch eine Untergrenze des risikolosen Zinssatzes und eine über den historischen Spread von Aktienmarktrenditen gegenüber Renditen von Bundesanleihen ermittelte konstante Marktrisikoprämie auszeichnet.

- ERP-Ansatz, der der StromVV-Methodik mit konstanter Marktrisikoprämie entspricht – jedoch keine Untergrenze für den risikolosen Zinssatz verwendet.
- TMR-Ansatz, der auch keine Untergrenze für den risikolosen Zinssatz verwendet, die Marktrisikoprämie jedoch anhand der Differenz zwischen historischen Aktienmarktrenditen und aktueller Renditen von Bundesanleihen bestimmt wird und sich insofern von Jahr zu Jahr verändern kann.

**Tabelle 4** fasst die in Swiss Economics 2021 besprochenen Eigenheiten der verschiedenen Ansätze zusammen.

**Tabelle 4** Zusammenfassende Gegenüberstellung der Ansätze

	StromVV-Ansatz	ERP-Ansatz	TMR-Ansatz
Bestimmungsformel	$COE = RFR_{Min} + \beta \times \frac{(TMR_{LR} - RFR_{LR})}{ERP}$	$COE = RFR_{LR} + \beta \times \frac{(TMR_{LR} - RFR_{LR})}{ERP}$	$COE = RFR_{SR} + \beta \times \frac{(TMR_{LR} - RFR_{SR})}{ERP}$ $= (1 - \beta) \times RFR_{SR} + \beta \times TMR_{LR}$
Implizite Annahme bezüglich ERP	Marktrisikoprämie (ERP) <b>unabhängig</b> von aktuellem Zinsniveau (RFR)	Marktrisikoprämie (ERP) <b>unabhängig</b> von aktuellem Zinsniveau (RFR)	<b>Inverser Zusammenhang</b> von Marktrisikoprämie (ERP) und aktuellem Zinsniveau (RFR)
Verhalten Eigenkapitalzinssatz	Überwälzungsrate $\frac{\partial COE}{\partial RFR_{SR}} = 0$  D.h. Eigenkapitalkostensatz COE <b>unabhängig</b> vom aktuellen Zinsniveau, solange dieses unter der Untergrenze ist: Zinsänderungen haben keinen Einfluss auf die COE	Überwälzungsrate $\frac{\partial COE}{\partial RFR_{SR}} = 1$  D.h. Eigenkapitalkostensatz COE <b>gleichförmig abhängig</b> vom aktuellen Zinsniveau RFR: Zinsänderungen wirken sich für alle Anlagen 1:1 auf die COE aus.	Überwälzungsrate $\frac{\partial COE}{\partial RFR_{SR}} = 1 - \beta$  D.h. Eigenkapitalkostensatz COE <b>individuell abhängig</b> vom aktuellen Zinsniveau RFR: Zinsänderungen wirken sich je nach Beta auf die COE aus. Zinssenkungen erhöhen die COE von Assets mit Beta über eins, während die COE von Titeln, die weniger riskant sind als das Marktportfolio (Beta kleiner 1) bei Zinssenkungen sinkt.

Anmerkung: *COE* Cost of Equity bzw. Eigenkapitalkostensatz; ERP Equity Risk Premium bzw. Marktrisikoprämie; *RFR<sub>SR</sub>* Short-run risk-free rate bzw. aktueller risikoloser Zinssatz; *RFR<sub>Min</sub>* durch die Untergrenze festgesetzter Satz für den risikolosen Zins; *RFR<sub>LR</sub>* langfristiges Mittel des risikolosen Zinssatzes.

Quelle: Swiss Economics 2021.

Es wurde aufgezeigt, dass die der StromVV-Methodik und dem ERP-Ansatz zugrundeliegenden Bestimmungsformeln eine gewisse Inkonsistenz aufweisen, weil für den konzeptionell identischen Parameter des risikolosen Zinssatzes zwei unterschiedliche Werte verwendet werden: Während ein **risikoloser Zinssatz anhand aktueller Renditen** von Bundesanleihen als Sockel bestimmt wird, fliesst in die Bestimmung der Marktrisikoprämie ein **langjähriger Durchschnitt von Renditen von Bundesanleihen** ein. Der TMR-Ansatz stützt sich hingegen auf einen einzigen Wert für den risikolosen Zinssatz, der auf aktuellen Renditen von Bundesanleihen basiert.

In Swiss Economics 2021 kamen wir zum Schluss, dass der TMR-Ansatz die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten während der Tiefzinsphase am besten zu erfassen vermochte. Dies wurde durch Evidenz aus der finanzökonomischen Forschung, empirischen Untersuchungen zur Höhe von Risikoprämien und Leitfäden aus der Bewertungspraxis belegt.

Es wurde zudem aufgezeigt, dass der TMR-Ansatz bereits in verschiedenen europäischen Ländern für die Ermittlung des Eigenkapitalkostensatzes bei der Bestimmung der regulatorisch erlaubten Kapitalrendite von regulierten Industrien verwendet wird. Aktuell gelangt der TMR-Ansatz in Grossbritannien, Irland, Frankreich und Italien zur Anwendung.

## Zielsetzung

Gerade aufgrund der Erfahrungen der letzten Jahre soll jedoch untersucht werden, ob und wie alternative Methoden zur Bestimmung des WACC einerseits erhebliche sowie abrupte erhebliche Wechsel der Bedingungen auf den Kapitalmärkten reflektieren können und andererseits eine gewisse aufgrund des langjährigen Investitionshorizonts der Eigentümer erforderliche Planbarkeit und Trägheit aufweisen.

## Vorgehen

Die finanzökonomischen Grundlagen zur Beurteilung von Unter- und Obergrenzen für den risikolosen Zinssatz und damit verbunden auch dem Spread zwischen WACC und der Rendite von Bundesanleihen (bzw. der Risikoprämie) wurden bereits in Swiss Economics (2021) dargelegt.

In diesem zweiten Gutachten wird der **Fokus** verstärkt auf die praktischen **Implikationen unterschiedlicher Ansätze** gelegt.

Es werden insgesamt **sechs stilisierte Bestimmungsansätze** geprüft, welche sich durch unterschiedliche Annahmen zur Funktionsweise von Kapitalmärkten oder durch abweichende konzeptionelle Schwerpunkte bei der Bestimmung auszeichnen:

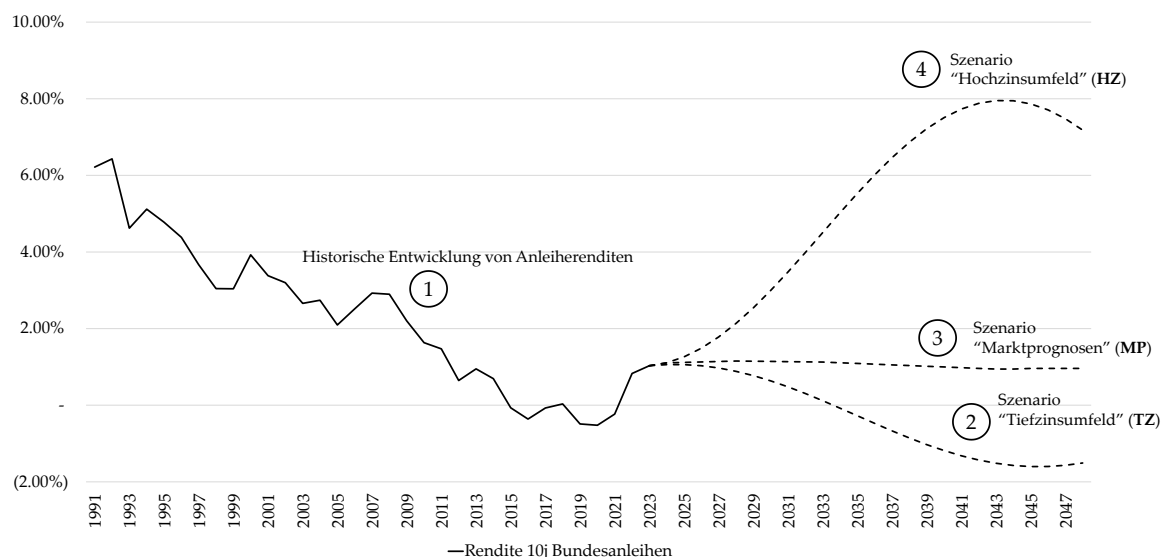
- Aktuell geltende Methodik gemäss StromVV (StromVV-Ansatz);
- ERP-Ansatz (aktuelle Methodik ohne Unter- und Obergrenzen);
- TMR-Ansatz mit aktuellen Verstetigungsregeln;
- Implizite Kapitalkosten (IKK);
- ERP-Ansatz mit gleitenden Durchschnitten für den risikolosen Zinssatz (GD);
- ComCom-Ansatz.

Für sämtliche der zu bewertenden WACC-Methoden wurden **Simulationsanalysen** durchgeführt, die Rückschlüsse auf Höhe und Verhalten des WACC unter verschiedenen Kapitalmarktentwicklungen erlauben. Konkret wurden die WACC-Methoden anhand von **vier Kapitalmarktszenarien** beurteilt:

1. **Historische Entwicklung von Anleiherenditen:** Zu welchem Verlauf an WACCs hätte die betrachtete Methodik über die letzten dreissig Jahre aufgrund der tatsächlichen Marktrenditen von Bundesanleihen geführt? Seit anfangs Neunzigerjahre nahmen diese von rund 6 Prozent stetig ab und erholten sich nach knapp 10 Jahren Tiefzinsumfeld erst wieder seit 2022.
2. **Rückkehr ins Tiefzinsumfeld:** Wie entwickelt sich der WACC gemäss der betrachteten Methode, falls die Renditen von Bundesanleihen wieder sinken und innerhalb der nächsten 10 Jahre sich wieder im negativen Bereich bewegen?
3. **Aktuelle Marktprognosen:** Wie entwickelt sich der WACC gemäss der betrachteten Methode, falls sich die Renditen von Bundesanleihen gemäss den in aktuellen Spot Rates von Bundesanleihen mit unterschiedlicher Laufzeit implizierten Markterwartungen (Forward Rates) entwickeln?
4. **Steigende Anleiherenditen:** Wie entwickelt sich der WACC gemäss der betrachteten Methode, falls das Tiefzinsumfeld endgültig der Vergangenheit angehört und die Anleiherenditen weiter steigen bis diese in rund 15 Jahren wieder Zinssätze von 6 Prozent und darüber erreichen?

In Abbildung 3 sind die Szenarien beispielhaft anhand des Verlaufs der Rendite für 10-jährige Bundesanleihen dargestellt.

**Abbildung 3: Illustration der verwendeten Kapitalmarktszenarien**



Quelle: Swiss Economics.

Das Verhalten der verschiedenen WACC-Methoden in den Simulationsanalysen wurde insbesondere auf die nachfolgenden **Kriterien** untersucht:

- Es wurde zum einen geprüft, inwiefern die unterschiedlichen WACC-Methoden die Veränderungen der **Bedingungen auf dem Kapitalmarkt** erfassen und entsprechend ihren zugrundeliegenden Modellannahmen in einen WACC übersetzen können.
- Zum anderen wurde untersucht, inwiefern die resultierenden WACCs, eine **gewisse Planbarkeit für die Investoren** (mit typischerweise langfristigen Anlagehorizonten und einem starken Bedürfnis nach Stabilität) ermöglichen und sicherstellen, dass auch zukünftig die Anreize für den Ausbau des Schweizer Stromnetzes bestehen bleiben.

## 2.2 Aktuelle StromVV-Methodik

Die erste betrachtete Methodik ist der aktuelle Bestimmungsansatz gemäss Anhang 1 der StromVV, welcher vor dem Hintergrund sinkender Zinsen im Nachgang der Finanzkrise in Kraft trat.

Die Unter- und Obergrenzen für den risikolosen Zinssatz wurden explizit unter Verweis auf zu sensitiv reagierende WACC-Parameter in der alten Methodik und der daraus resultierenden Volatilität in der Kapitalrendite eingeführt. Die Grenzwerte sollten solche als für Investoren ungünstige Rahmenbedingungen verbessern und insofern die Gefahr von zu wenig Investitionstätigkeit abwenden.<sup>4</sup>

Nachdem die Renditen von Bundesanleihen in den negativen Bereich gefallen waren, wurde FK-seitig die Untergrenze im Jahr 2015 von 2.0 auf 0.5 Prozent reduziert, um der Möglichkeit einer länger anhaltenden Tiefzinsphase Rechnung zu tragen.<sup>5</sup>

Die aktuelle StromVV-Methodik gilt insofern als Benchmark, den es für alternative Bestimmungsansätze in punkto Abbildung von Kapitalmarktverhältnissen und Sicherung von Investitionsanreizen zu übertreffen gilt.

### Kurzbeschreibung der Methodik

Die aktuelle StromVV-Methodik zeichnet sich wie folgt aus:

- Der risikolose Zinssatz wird anhand von Durchschnittsrenditen von Bundesanleihen im Bestimmungsjahr (jeweils zwei Jahre vor dem Tarifjahr) bestimmt;
- Der EK-Seite liegen 10-jährige Bundesanleihen und der FK-Seite 5-jährige Bundesanleihen zugrunde;
- EK-seitig ist der risikolose Zinssatz nach unten auf 2.5 Prozent und nach oben auf 6.5 Prozent begrenzt – dazwischen werden die ermittelten Anleiherenditen auf Mittelwerte von Bandbreiten von je einem Prozentpunkt verstetigt, d.h. bei 3.5, 4.5 und 5.5 Prozent – eine Veränderung des risikolosen Zinssatzes erst nach zweijähriger Überschreitung von Grenzwerten eines Bandes;

---

<sup>4</sup> Vgl. IFBC (2012), Seite 5.

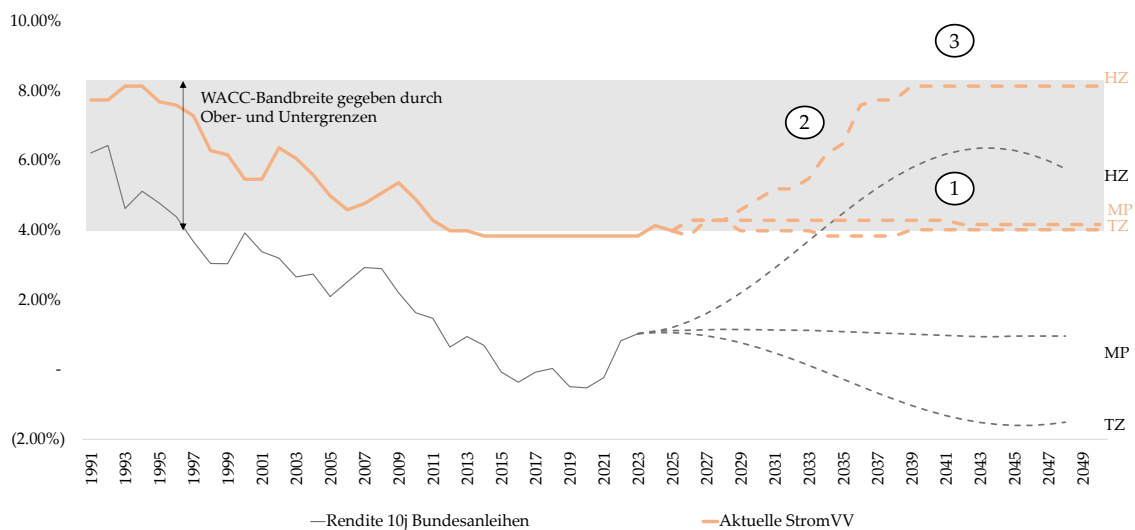
<sup>5</sup> Vgl. IFBC (2015), Seite 29.

- FK-seitig ist der risikolose Zinssatz nach unten auf 0.5 Prozent und nach oben auf 5.0 Prozent begrenzt – dazwischen werden die ermittelten Anleiherenditen auf Mittelwerte von Bandbreiten von je 0.5 Prozentpunkten, beginnend bei 0.75 Prozent, verstetigt, d.h. bei 0.75, 1.25, 1.75, ..., 4.25 und 4.75 Prozent.

### Ergebnisse der Simulationsanalyse

Die aktuelle StromVV-Methodik führt zu nachfolgend dargestelltem Verlauf des WACC in den untersuchten Kapitalmarktszenarien.

**Abbildung 4: Verlauf des WACC gemäss aktueller StromVV-Methodik**



Anmerkung: HZ: Hochzinsumfeld, MP: Marktprognosen, TZ: Tiefzinsumfeld

Quelle: Swiss Economics.

Neben den zu Abbildung 2 weiter oben gemachten Beobachtungen betreffend die historischen Ergebnisse der Methodik können in Bezug auf mögliche zukünftige Entwicklungen von Anleiherenditen die nachfolgenden Beobachtungen getroffen werden:

1. Die Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz stützen die Höhe des WACC mehr oder weniger auf dem heutigen Niveau von rund 4 Prozent. Dieses Niveau wird gehalten, gleichermassen ob die zukünftigen Anleiherenditen gemäss heutigen Markterwartungen ausfallen oder wieder sinken und in einen negativen Bereich fallen.
2. Bei einer Rückkehr der Zinssätze auf ein hohes Niveau übersetzen sich die steigenden Zinsen zunächst direkt in steigende Werte für den WACC. Diese Übersetzung erfolgt jedoch verzögert und nur stufenweise. Zum einen ist dies dadurch bedingt, dass Anleiherenditen erst zwei Jahre verzögert in die Bestimmung des risikolosen Zinssatzes einfließen. Zum anderen ist dies auch auf die Bandbreitenregelung der StromVV zurückzuführen, welche sowohl EK- als auch FK-seitig zu sprunghaften Änderungen beim



Überschreiten von Grenzwerten führt.<sup>6</sup> Die sprunghafte Übersetzung wird EK-seitig noch verstärkt durch die Bedingung, dass sich nur bei zweimaliger Überschreitung der Grenzwerte der risikolose Zinssatz ändert.

3. Ab einer gewissen Höhe von Anleiherenditen wirken sich auch die Obergrenzen der StromVV aus. Aufgrund der geringeren Höhe von 5 Prozent auf Seite FK (gegenüber 6.5 Prozent auf EK-Seite) bindet diese (trotz einem gewissen Spread zwischen 5-jährigen und 10-jährigen Anleiherenditen) deutlich vor der EK-Obergrenze und begrenzt den WACC zwischenzeitlich auf einem Niveau von 7.9 Prozent. Der finale Wert stellt sich dann nach einiger Zeit in der Höhe von 8.3 Prozent ein, nachdem auch die EK-Obergrenze erreicht wird.

## Diskussion

Die Höhe des WACC ist durch die Unter- und Obergrenzen des risikolosen Zinssatzes abgesteckte Bandbreite begrenzt. Wie bereits in Swiss Economics (2021) erläutert, entbehrt diese harte Beschränkung einer ökonomisch fundierten Rechtfertigung. Entsprechend kann der StromVV-Ansatz in Hoch- oder Tiefzinsphasen zu WACCs führen, die als von den Verhältnissen des Kapitalmarkts als entkoppelt aufgefasst werden.

Innerhalb der durch die Unter- und Obergrenzen abgesteckten Bandbreite folgt der WACC (wenn auch verzögert und gestuft) eins zu eins den Renditeentwicklungen auf dem Anleihemarkt. Dieses Verhalten ist Ausdruck einer in der StromVV-Methodik impliziten Annahme von über die Zeit hinweg konstanter Risikoprämien. Dabei vernachlässigt der Ansatz, dass Risikoprämien von Aktien häufig negativ zu Renditen sicherer Anlagen korreliert sind.<sup>7</sup>

Indem Kapitalrenditen ausserhalb der durch die Unter- und Obergrenzen abgesteckte WACC-Bandbreite von rund 4 bis 8 Prozent durch die Bestimmungsmethodik ausgeschlossen werden, schafft die StromVV-Methodik hohe Planungssicherheit für Investoren. Innerhalb der Bandbreite zeichnet sich der StromVV-Ansatz jedoch nicht speziell durch Stabilität aus.

Es ist davon auszugehen, dass der StromVV-Ansatz aufgrund seiner ökonomisch nicht fundierten Unter- und Obergrenzen während aussergewöhnlichen Kapitalmarktverhältnissen immer wieder in Kritik geraten wird. Bereits 2015 musste infolge der anhaltenden Tiefzinsen die FK-seitige Untergrenze herabgesetzt und die StromVV kurzfristig abgeändert werden. Zahlreiche parlamentarische Vorstösse betreffend die Überprüfung des WACC für

---

<sup>6</sup> Die Grenzwerte sind zwar aufseiten EK und FK unterschiedlich gestaffelt (bspw. erfolgt bei Überschreitung der Durchschnittsrendite von 3.0 Prozent nur aufseiten EK eine Erhöhung des risikolosen Zinssatzes während aufseiten FK die nächstgelegenen Grenzwerte bei 2.75 und 3.25 Prozent angesetzt sind), da sich die zugrundeliegenden Anleiherenditen jedoch unterscheiden (5-jährige Bundesanleihen für FK und 10-jährige Bundesanleihen für EK) können sich auch bei nur geringen Veränderungen dieser, signifikante Auswirkungen auf die Höhe der risikolosen Zinssätze einstellen.

<sup>7</sup> Vgl. Swiss Economics (2021), Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber, Schlussbericht, Seiten 18-36.

Stromnetze in den letzten Jahren deuten darauf hin, dass die Methodenkritik auch zukünftig bestehen bleiben wird.<sup>8</sup> Insofern birgt der StromVV-Ansatz für Investoren das Risiko, dass an der Methodik abrupte und unvorhersehbare Änderungen mit möglicherweise erheblichen Auswirkungen vorgenommen werden könnten.

### 2.3 ERP-Ansatz: StromVV-Methodik ohne Unter- und Obergrenzen

Als zweite WACC-Methodik wird die natürliche Alternative zum StromVV-Ansatz untersucht: die StromVV-Methodik ohne Unter- und Obergrenzen (ERP). Ohne das kritische Element der Unter- und Obergrenzen reduziert sich der StromVV-Ansatz zu einem «klassischen», von verschiedenen europäischen Regulatoren verwendeten ERP-Ansatz. Eine zentrale Annahme des Ansatzes über die Funktionsweise von Kapitalmärkten ist, dass die Marktrisikoprämie für ein breit diversifiziertes Portfolio über die Zeit relativ konstant bleibt. Insofern lässt sich diese am besten über eine historische, möglichst weit zurückreichende Zeitreihe der Spreads zwischen Portfoliorendite und risikolosem Zinssatz bestimmen.

#### Kurzbeschreibung der Methodik

Die Grenzwerte und Bandbreiten für den risikolosen Zinssatz EK- und FK-seitig werden jeweils nach oben und unten erweitert, so dass keine der Grenzen binden:

- Der risikolose Zinssatz für das Eigenkapital wird – wenn die Verstetigungsregeln gemäss StromVV ansonsten gleich belassen werden<sup>9</sup> – jeweils auf den Mittelwert der Grenzwerte gerundet, zwischen denen die durchschnittliche Jahresrendite zu liegen kommt. Als Grenzwerte dienen alle ganzen Prozentzahlen. Ober- und Untergrenzen entfallen ganz.<sup>10</sup>
- Der risikolose Zinssatz für das Fremdkapital wird auf den Mittelwert zwischen zwei Grenzwerten bestimmt, zwischen denen die durchschnittliche Jahresrendite zu liegen kommt. Als Grenzwerte dienen alle ganzen sowie halben Prozentzahlen. Ober- und Untergrenzen entfallen ganz.<sup>11</sup>
- Die Aktienmarktrendite wird auf den Mittelwert der beiden Grenzwerte gerundet, zwischen denen die Summe aus realer historischer Aktienrendite und Inflationserwartung zu liegen kommt. Als Grenzwerte dienen alle ganzen Prozentzahlen. Die Marktrisikoprämie selber wird nicht mehr gerundet und die Grenzwerte entfallen ganz.

---

<sup>8</sup> Eine Senkung des WACC für Stromnetze wurde in den vergangenen Jahren beispielsweise in Motion Burgherr (23.3716) oder Frage Paganini (22.7701) gefordert.

<sup>9</sup> Alternativ könnte man auch auf jeweils ganze oder halbe Prozentwerte runden.

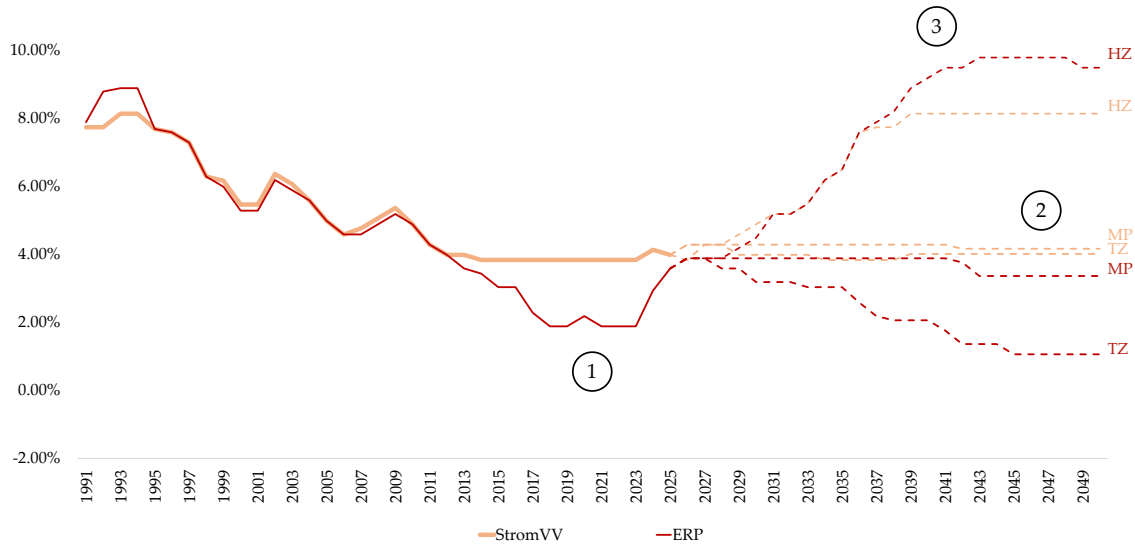
<sup>10</sup> Neu fliessen Werte für den EK-seitigen risikolosen Zinssatz von -1.5 bis 6.5 Prozent in die Berechnung ein.

<sup>11</sup> Neu fliessen Werte für den FK-seitigen risikolosen Zinssatz von -1.75 bis 7.25 Prozent in die Berechnung ein.

## Ergebnisse der Simulationsanalyse

Ohne Unter- und Obergrenzen für den risikolosen Zinssatz ergibt sich der nachfolgend in **Abbildung 5** dargestellte Verlauf für den WACC in den vier untersuchten Szenarien.

**Abbildung 5: Verlauf des WACC gemäss StromVV-Methodik ohne Unter- und Obergrenzen (ERP)**



Anmerkung: HZ: Hochzinsumfeld, MP: Marktprognosen, TZ: Tiefzinsumfeld

Quelle: Swiss Economics.

Es können folgende Beobachtungen gemacht werden:

1. Ohne Untergrenzen hätte die aktuelle StromVV-Methodik für die Tarifjahre 2018 bis 2023 zu einem WACC von unter 2 Prozent geführt – Entsprechend führten die Untergrenzen der StromVV-Methodik zu einem Spread von rund zwei Prozentpunkten. Dasselbe Bild wird sich in Zukunft wiederholen, sollten die Renditen von Bundesanleihen wieder sinken und die Kapitalmärkte sich zurück in ein Tiefzinsumfeld bewegen.
2. Sollten die Anleiherenditen entsprechend aktuellen Markterwartungen auf dem heutigen Niveau verbleiben, reduziert sich der risikolose Zinssatz auf Seite EK gegenüber der StromVV-Methodik von 2.5 Prozent (Untergrenze) auf 0.5 oder 1.5 Prozent über die nächsten Jahre – also eine Differenz von 1 bis 2 Prozentpunkten. Aufgrund der Gewichtung des EK-Satzes von nur 40 Prozent übersetzt sich diese Differenz im risikolosen Zinssatz in eine Differenz des WACC von 0.4 bis 0.8 Prozentpunkte.
3. Sollten die Anleiherenditen kontinuierlich zurück auf das Niveau vor der Finanzkrise von 2007 und gar noch höher steigen, tritt zunächst während einiger Jahre eine Phase ein, in der weder Unter- noch Obergrenzen der StromVV binden und entsprechend der WACC mit und ohne Unter- und Obergrenzen identisch ausfällt. Als bald die Obergrenzen (erst FK-seitig bei 5 Prozent und danach EK-seitig bei 6.5 Prozent) überschritten werden, fangen sich die beiden WACCs wieder an auseinanderzubewegen. Die Obergrenzen deckeln den StromVV-WACC bei 8.28 Prozent. Ohne Obergrenzen steigt der WACC kontinuierlich im Gleichschritt zu den Anleiherenditen an (auch wenn dies etwas

erratisch und verzögert erfolgt aufgrund der in der StromVV definierten Bandbreiten und 2-Jahresregel)

Für das Jahr 2025 würden sich gemäss unserer Simulationsanalyse die nachfolgenden in **Tabelle 5** angegebenen WACC-Parameter ergeben.

**Tabelle 5: WACC-Parameter für das Jahr 2025 gemäss StromVV- und ERP-Ansatz**

WACC-Parameter	StromVV	ERP	Delta
Verschuldungsgrad (Kapitalstruktur)	60.00%	60.00%	-
<b>Eigenkapitalkosten</b>			
Risikoloser Zinssatz EK	2.50%	1.50%	▼ 1.00PP
Marktrisikoprämie	5.00%	5.00%	-
Unlevered Beta	0.40	0.40	-
Levered Beta	0.89	0.89	-
<b>Eigenkapitalkostensatz</b>	<b>6.96%</b>	<b>5.96%</b>	<b>▼ 1.00PP</b>
<b>Fremdkapitalkosten</b>			
Risikoloser Zinssatz FK	0.75%	0.75%	-
Bonitätszuschlag (inkl. Emissions- und Beschaffungskosten)	1.25%	1.25%	-
<b>Fremdkapitalkostensatz</b>	<b>2.00%</b>	<b>2.00%</b>	-
<b>WACC</b>			
WACC 2025	<b>3.98%</b>	<b>3.58%</b>	<b>▼ 0.40PP</b>

Quelle: Swiss Economics.

## Diskussion

Der WACC gemäss ERP-Ansatz folgt (wenn auch verzögert und gestuft) eins zu eins der Renditeentwicklung auf dem Anleihemarkt. Unterschiedliche Zinsphasen werden so voll erfasst. Allerdings zeugt ein solcher Ansatz von einem möglicherweise zu simplistischen Verständnis der Zusammenhänge auf den Kapitalmärkten. Zumindest missachtet der Ansatz sowohl theoretische als auch empirische Evidenz dafür, dass die Marktrisikoprämie häufig negativ korreliert ist zu Renditen sicherer Anlagen. Die Konsequenz daraus ist, dass der WACC möglicherweise volatiler ausfällt, als die Entwicklungen auf dem Kapitalmarkt anzeigen würden.

Für Investoren bietet der Ansatz einzig Sicherheit in Bezug auf die Höhe des zu erwartenden Spreads der Kapitalrendite gegenüber den Renditen von Bundesanleihen. Investoren sind jedoch Zinsschwankungen und Zinsphasen in vollem Masse ausgesetzt.

Insofern führt der ERP-Ansatz womöglich zu einer erhöhten Renditevolatilität, die gerade auf konservative Investoren abschreckend wirkt.

## 2.4 TMR-Ansatz

Der TMR-Ansatz adressiert die konzeptionellen Schwächen des ERP-Ansatzes über eine Änderung der Grundannahme zum Verhalten der Marktrisikoprämie über die Zeit

hinweg. Anders als beim StromVV- und ERP-Ansatz geht der TMR-Ansatz nicht von einer über die Zeit hinweg konstanten Marktrisikoprämie aus. Vielmehr liegt dem TMR-Ansatz die Annahme zugrunde, dass Marktrisikoprämie und risikoloser Zinssatz negativ korreliert sind, d.h. während Tiefzinsphasen steigt die Marktrisikoprämie und während Hochzinsphasen sinkt sie. Die aus der Finanzmarkttheorie abgeleiteten ökonomischen Grundlagen sowie eine Übersicht zu wissenschaftlich-empirischen Untersuchungen des Verhaltens der Marktrisikoprämie über die Zeit hinweg sind im ersten Swiss Economics Gutachten aufbereitet.<sup>12</sup>

### **Kurzbeschreibung der Methodik**

Der TMR-Ansatz impliziert die folgenden Änderungen an der WACC-Methodik gegenüber dem StromVV-Ansatz:<sup>13</sup>

- Der risikolose Zinssatz wird sowohl EK- als auch FK-seitig analog zum ERP-Ansatz bestimmt (ohne Unter- und Obergrenzen).
- Die Marktrisikoprämie wird neu über die Differenz zwischen einem Mittel langjähriger Schweizer Aktienrenditen und dem aufgrund der in der StromVV definierten Bandbreiten und Verzögerungen risikolosen EK-Zinssatz bestimmt.
- Das Mittel langjähriger Schweizer Aktienrenditen wird dabei auf Basis realer Renditen bestimmt und für aktuelle Inflationserwartungen adjustiert. Dies umfasst nachfolgende Schritte:
  - Anstatt nominaler Aktienrenditen wird neu der Durchschnitt aus dem geometrischen und arithmetischen Mittel realer Aktienrenditen seit 1926 als Bestimmungsbasis verwendet.
  - Die resultierende reale Renditeerwartung an den Aktienmarkt wird anhand langfristiger Inflationserwartungen (Durchschnitt über die nächsten 10 Jahre, entsprechend dem EK-seitigen Investitionshorizont) über die Fisher-Gleichung in einen nominalen Wert umgewandelt.
  - Die Inflationserwartungen können beispielsweise aufgrund von Prognosen unterschiedlicher Forschungsinstitute bestimmt werden – vorläufig wurde eine langfristige Inflationserwartung von 1 Prozent angenommen, die ein Kompromiss aus erheblichen Preissteigerungen über die vergangenen zwei Jahre und davor einer längeren Zeitperiode gänzlich ohne Inflation darstellt.

---

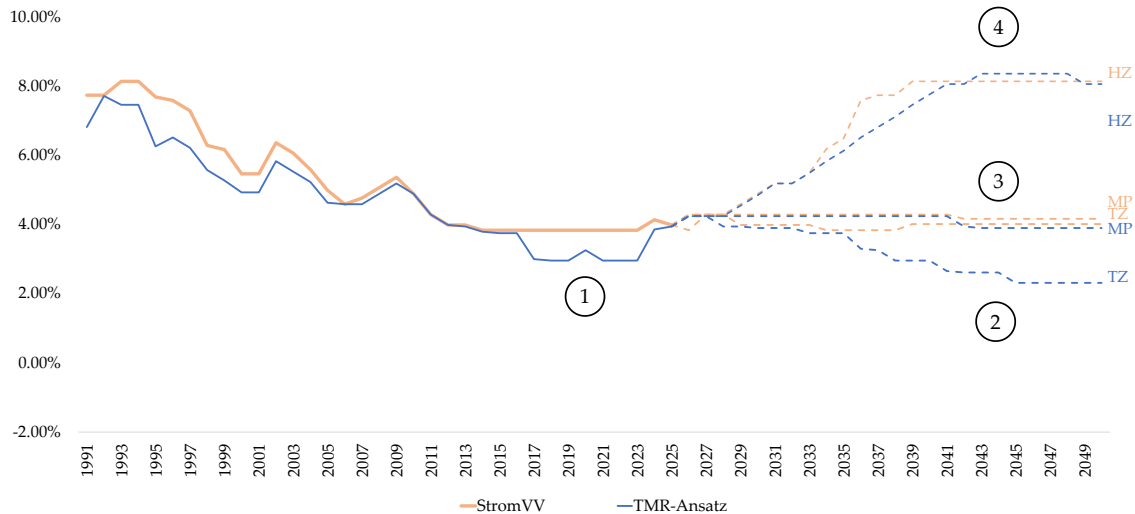
<sup>12</sup> Swiss Economics (2021), Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber, Schlussbericht, Seiten 18-36.

<sup>13</sup> Entgegen den Empfehlungen aus dem ersten Swiss Economics Gutachten wurde vorliegend aus Gründen der Konsistenz im Vergleich mit dem StromVV-Ansatz bei der Modellierung des TMR-Ansatzes auf die Verwendung einer Aiming-Up Komponente verzichtet.

## Ergebnisse der Simulationsanalyse

Abbildung 6 zeigt den Verlauf des WACC gemäss TMR-Ansatz im Vergleich zur StromVV-Methodik auf.

**Abbildung 6: Verlauf des WACC gemäss TMR-Ansatz verglichen mit dem StromVV-Ansatz**

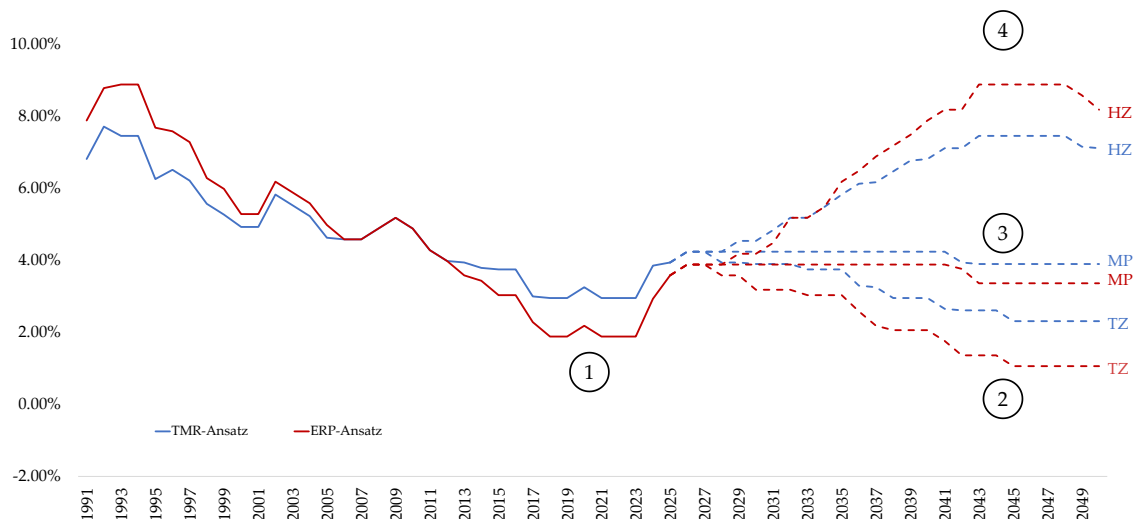


Anmerkung: HZ: Hochzinsumfeld, MP: Marktprognosen, TZ: Tiefzinsumfeld

Quelle: Swiss Economics.

Zur Vervollständigung ist nachfolgend in **Abbildung 7** separat der Verlauf des WACC gemäss TMR-Ansatz auch noch gegenüber einem ERP-Ansatz dargestellt.

**Abbildung 7: Verlauf des WACC gemäss TMR-Ansatz verglichen mit dem ERP-Ansatz**



Anmerkung: HZ: Hochzinsumfeld, MP: Marktprognosen, TZ: Tiefzinsumfeld

Quelle: Swiss Economics.

Die in den beiden Abbildungen aufgezeigten WACC-Verläufe erlauben die nachfolgenden Beobachtungen:

1. Dem TMR-Ansatz liegen keine Untergrenzen zugrunde, weshalb sich der WACC während der Tiefzinsphase etwa 90 Basispunkte tiefer als der StromVV-WACC bei unter 3 Prozent eingefunden hätte – der Spread vom TMR-Ansatz zu einem WACC gemäss ERP-Methodik wäre mit rund 105 Basispunkten jedoch nochmals deutlich höher ausgefallen. Insofern führt der TMR-Ansatz zu einer erheblichen Abfederung von starken Zinseinbrüchen und somit einer Risikominderung für Investoren auch ohne Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz.
2. Analog zum historischen Szenario können dieselben Beobachtungen auch für ein Zukunftsszenario getroffen werden, indem die Anleiherenditen wieder in ein Tiefzinsumfeld geraten. Während Phasen von extremen Negativzinsen (bei 10-jährigen Anleiherenditen von -1.5 Prozent) findet sich der WACC gemäss TMR-Ansatz bei rund 2.5 Prozent ein und damit unter dem durch die Untergrenzen bestimmten StromVV-WACC in der Höhe von rund 4.0 Prozent. Der ERP-Ansatz hingegen fällt mit rund 1.0 Prozent während extremer Tiefzinsphasen nochmals deutlich tiefer aus.
3. In einem auf Forward Rates basierenden Szenario fallen die WACCs gemäss TMR-Ansatz und StromVV-Ansatz beinahe deckungsgleich aus. Sobald die Anleiherenditen ihr Gleichgewicht bei gut 1.0 Prozent erreicht haben, stellt sich ein WACC gemäss TMR-Ansatz von 4.24 Prozent leicht unterhalb des StromVV-WACC von 4.28 Prozent ein.
4. Im Falle einer Rückkehr zu Zinsen auf dem Niveau von anfangs Neunzigerjahre ergibt sich ein differenzierteres Bild.
  - Solange die FK-seitige Untergrenze für den risikolosen Zinssatz bindet, entwickeln sich StromVV-WACC und WACC gemäss TMR-Ansatz beinahe deckungsgleich. Diese Übereinstimmung tritt jedoch zufällig ein und ist nicht das Resultat gezielter Modellierungsentscheide.
  - Sobald die FK-Untergrenze nicht mehr bindet fällt der StromVV-Ansatz deckungsgleich mit dem ERP-Ansatz aus. In diesem Zinsabschnitt verlaufen die beiden Ansätze parallel (unter Einschränkung der Verstetigungsregeln) zur Entwicklung der Anleiherenditen. Die Erhöhungen der Anleiherenditen übersetzen sich 1 zu 1 in die WACCs des StromVV- und des ERP-Ansatzes. Demgegenüber fällt die Steigerung des WACC gemäss TMR-Ansatz flacher aus.
  - Wenn schliesslich der risikolose Zinssatz erst an die FK-seitige Obergrenze und verzögert an die EK-seitige Obergrenze stösst, verlangsamt und ergibt sich die Steigerung des StromVV-WACC vollständig, während ERP-Ansatz und TMR-Ansatz weiterhin ihrem Wachstumspfad folgen.

Für das Jahr 2025 würden sich gemäss unserer Simulationsanalyse WACC-Parameter gemäss **Tabelle 6** ergeben.

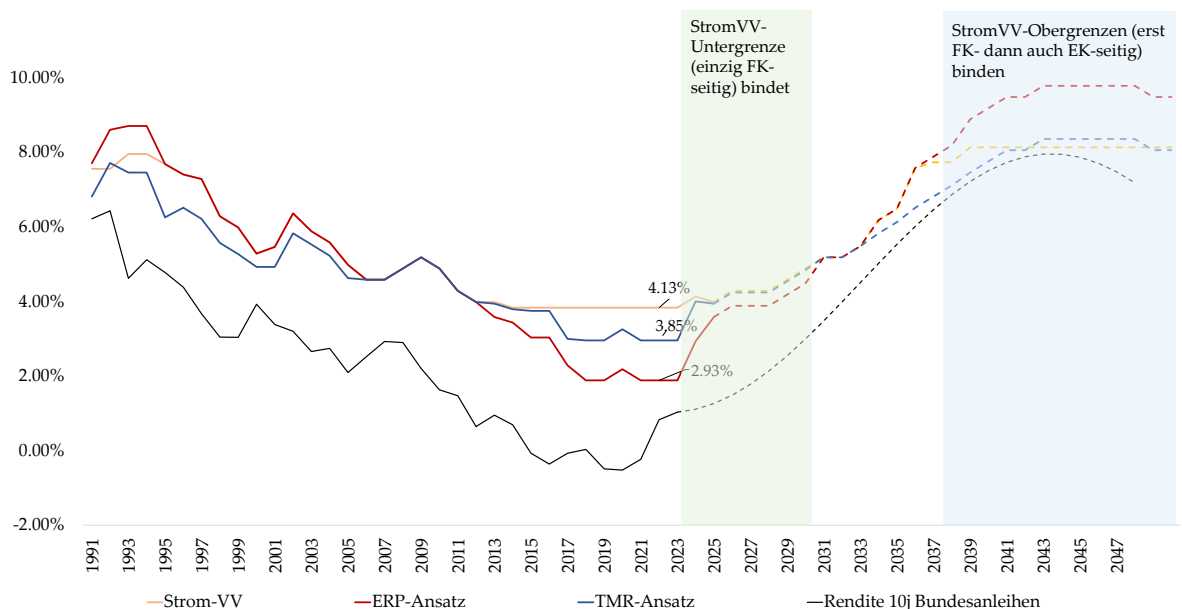
**Tabelle 6: WACC-Parameter für das Jahr 2025 gemäss StromVV- und TMR-Ansatz**

WACC-Parameter	StromVV	TMR	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	-
<b>Eigenkapitalkostensatz</b>	<b>6.96%</b>	<b>6.85%</b>	<b>▼ 0.11PP</b>
<b>Fremdkapitalkosten</b>			
Risikoloser Zinssatz FK	0.75%	0.75%	-
Bonitätszuschlag (inkl. Emissions- und Beschaffungskosten)	1.25%	1.25%	-
<b>Fremdkapitalkostensatz</b>	<b>2.00%</b>	<b>2.00%</b>	-
<b>WACC</b>			
WACC 2025	<b>3.98%</b>	<b>3.94%</b>	<b>▼ 0.04PP</b>

Quelle: Swiss Economics.

**Abbildung 8** zeigt die differenzierten Verhaltensweisen der unterschiedlichen WACC-Methodiken in einem Szenario hoher Zinsen auf.

**Abbildung 8: Verlauf des WACC gemäss unterschiedlichen Methodiken bei einer Rückkehr zu hohen Anleiherenditen (HZ)**



Quelle: Swiss Economics.

## Diskussion

Im Gegensatz zur StromVV-Methodik beinhaltet der TMR-Ansatz keine künstlichen Modellbeschränkungen. Veränderungen des Zinsniveaus bzw. der Höhe von Anleiherenditen



übersetzen sich immer in den WACC – auch während Hoch- oder Tiefzinsphasen. Die Übersetzung erfolgt jedoch deutlich moderater als beim ERP-Ansatz (oder innerhalb der Unter- und Obergrenzen beim StromVV-Ansatz). Die reduzierte Auswirkung von Veränderungen des risikolosen Zinssatzes auf die Höhe des WACC ist dem Umstand Rechnung zu tragen, dass der TMR-Ansatz explizit die theoretisch und empirisch gestützte gegenläufige Entwicklung der Marktrisikoprämie erfasst.

Gegenüber einem ERP-Ansatz führt der TMR-Ansatz für Investoren zu einer deutlichen Stabilisierung des WACC und insofern einer Reduktion der Volatilität von Kapitalrenditen. Dies trifft auch auf den Vergleich mit dem StromVV-Ansatz zu – zumindest innerhalb der von den Ober- und Untergrenzen abgesteckten Bandbreite. Der StromVV-WACC kann jedoch nicht zu Werten ausserhalb dieser Bandbreite führen und schafft insofern in einem gewissen Sinne eine höhere Sicherheit betreffend die zukünftige WACC-Entwicklung für Investoren. Allerdings dürfte während aussergewöhnlichen Kapitalmarktverhältnissen die Methodenkritik an einem TMR-Ansatz weniger laut ausfallen (insbesondere aufgrund der wegfallenden Unter- und Obergrenzen) als bei der heutigen StromVV-Methodik, was wiederum für bessere Planungssicherheit für Investoren sorgt.

Eine Kurzfassung der empirischen Forschung zum TMR-Ansatz und der regulatorischen Präzedenz ist in **Box 2** dargestellt.

**Box 2: Empirische Evidenz und Präzedenz TMR-Ansatz**

Ursprünglich eingeführt (und heute von sämtlichen relevanten Sektorregulatoren verwendet) wurde der TMR-Ansatz in Grossbritannien.<sup>14</sup> In einer wegweisenden Studie für das UK Regulatory Network (UKRN) befanden die Finance Professoren Mason, Wright und Miles bereits 2003 den traditionellen Ansatz, den risikolosen Zinssatz und die Marktrisikoprämie unabhängig voneinander zu schätzen (d.h. der ERP-Ansatz), als problematisch und empfahlen, die Marktrisikoprämie aus der Höhe der historischen Eigenkapitalkosten eines durchschnittlichen Unternehmens abzuleiten (d.h. den heute als TMR bekannten Ansatz zu verwenden).

*There is considerably more uncertainty about the true historic equity premium [...] than there is about the true historic cost of equity capital. [...] For this reason we regard the standard approach to building up the cost of equity, from estimates of the [risk-free] rate and the equity premium, as problematic. We would recommend, instead, that estimates should be derived from estimates of the aggregate equity return (the cost of equity for the average firm), and the [risk-free] rate.*

Mason, Wright & Miles (2003)

Seither wurde die Verwendung des TMR-Ansatzes in einer Vielzahl von Studien empfohlen. Als Hauptgrund hierfür wird meist auf die Konsistenz der Mechanik des Ansatzes zur Empirie verwiesen. Wright, Burns, Mason, Pickford und Hewitt (2018) zeigen in einer Folgestudie beispielsweise, dass international langjährige Durchschnitte der Renditehöhe von Aktienindizes über die Zeit deutlich stabiler sind als deren Spread gegenüber sicheren Anleihen (d.h. die Risikoprämie). In Swiss Economics (2021) kamen wir anhand des über Dividendendiskontmodellen geschätzten Verlaufs von Marktrisikoprämien zu einem analogen Ergebnis für die Schweizer Kapitalmärkte.<sup>15</sup> Mittlerweile verwenden beispielsweise auch die Regulatoren in Italien, Irland und Frankreich einen TMR-Ansatz für die Bestimmung des WACC für Stromnetzbetreiber.<sup>16 17 18</sup>

---

<sup>14</sup> Eine Übersicht des UKRN aus dem Jahr 2023 zur Bestimmungspraxis des WACC in allen regulierten Sektoren zeigt auf, dass neben der Energiebranche (Strom- und Gasnetze) auch in Wasser, Telekom und Flughäfen ein TMR-Ansatz (historisch bestimmt) verwendet wird sowie auch von der Rekursinstanz für sämtliche regulatorischen Entscheide, der Competition and Markets Authority (CMA). Die Übersicht ist online abrufbar unter [https://ukrn.org.uk/app/uploads/2023/08/2023-UKRN-Annual-Cost-of-Capital-Report\\_080823\\_minor-editorial-corrections-1.pdf](https://ukrn.org.uk/app/uploads/2023/08/2023-UKRN-Annual-Cost-of-Capital-Report_080823_minor-editorial-corrections-1.pdf) [abgerufen am 8. Februar 2024]

<sup>15</sup> Vgl. Swiss Economics (2021), Seite 29.

<sup>16</sup> Übersicht der italienischen AERA abrufbar unter <https://www.arera.it/fileadmin/alle-gati/eventi/211015presentazioneWACC.pdf> [abgerufen am 8. Februar 2024]

<sup>17</sup> Methodenbericht für die französische Commission de Régulation de l'Énergie abrufbar unter [https://www.cre.fr/content/download/22887/file/201001\\_CP\\_2020-015\\_TURPE\\_6\\_HTB\\_Annexe\\_1.pdf](https://www.cre.fr/content/download/22887/file/201001_CP_2020-015_TURPE_6_HTB_Annexe_1.pdf) [abgerufen am 8. Februar 2024]

<sup>18</sup> Methodenbeschrieb der irischen Commission for Regulation of Utilities abrufbar unter <https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU20029-Cost-of-Capital-CRU-Approach-Information-Paper.pdf> [abgerufen am 8. Februar 2024]

Einige wenige Regulatoren, wie die deutsche Bundesnetzagentur, die österreichische E-Control oder der Australian Energy Regulator, haben sich in der Vergangenheit jedoch auch explizit gegen die Einführung eines TMR-Ansatzes entschieden. In einer Studie für die Bundesnetzagentur präferierten die Autoren den traditionellen ERP-Ansatz vor dem TMR-Ansatz, weil sich keine eindeutige wissenschaftliche Evidenz feststellen liesse, dass der Erwartungswert der Aktienmarktrendite konstant bliebe.<sup>19</sup> Dabei wurde hauptsächlich auf empirische Untersuchungen von den Finanzprofessoren von Randl und Zechner (2019) abgestützt, welche das Verhalten der Marktrisikoprämie gegenüber Änderungen in Anleiherenditen untersuchen und zum Schluss kommen, dass keine Evidenz für perfekt entgegengesetzte Bewegungen (bzw. der TMR-Mechanik) besteht.

Dieser Schluss beruht auf der Analyse von Koeffizienten von Regressionsanalysen von Marktrisikoprämien und Anleiherenditen in insgesamt 21 Ländern aus dem sogenannten Dimson Marsh Staunton-Datensatz. Gut die Hälfte der untersuchten Konfidenzintervalle um die Schätzkoeffizienten (11 Länder) umfassten den Wert von -1 nicht, weshalb eine perfekt entgegengesetzte Bewegung der Marktrisikoprämie zu Anleiherenditen entsprechend ausgeschlossen werden kann.

Es gilt jedoch, klare Vorbehalte an der Interpretation der Ergebnisse anzubringen:

- Die relevante Forschungsfrage ist nicht, ob die Annahmen des TMR-Ansatzes die Kapitalmärkte vollends und perfekt abbilden. Vielmehr **gilt es zwei konkurrierende Methoden (ERP-Ansatz bzw. vorliegend StromVV-Ansatz vs. TMR-Ansatz) daraufhin zu untersuchen, welche die Realität besser abzubilden vermag**. Insofern müsste für die Bevorzugung des TMR-Ansatzes bereits ausreichen, wenn die Marktrisikoprämie nur etwas über 50 Prozent der Gegenbewegung zu Anleiherenditen ausweist. Entsprechend würde der relevante Grenzwert des Schätzkoeffizienten in der Höhe von -0.5 liegen. Dieser wäre nur noch bei 3 der 21 untersuchten Länder statistisch ausgeschlossen.
- Gerade **mit Bezug auf den Schweizer Finanzmarkt (und 6 weiteren Ländern) sind die Ergebnisse besonders ambivalent**. Das Konfidenzintervall umfasst sowohl den Wert 0 als auch den Wert -1. Für diese Länder kann statistisch weder eine stabile Marktrisikoprämie (Modellannahmen ERP-Ansatz) noch eine perfekte negative Beziehung zwischen Anleiherenditen und Marktrisikoprämie (Modellannahmen TMR-Ansatz) ausgeschlossen werden.
- Insgesamt drei Länder weisen ein Konfidenzintervall vollständig unterhalb des Werts 0 aus, womit **ausgeschlossen werden kann, dass gar kein Zusammenhang zwischen Marktrisikoprämie und Anleiherenditen besteht (Modellannahmen ERP-Ansatz)**.

Insgesamt stellen die Ergebnisse aus Randl und Zechner (2019) aus unserer Sicht **keine belastbare Evidenz gegen die Wahl eines TMR-Ansatzes** dar.

Dass sich die Bundesnetzagentur für die 4. Regulierungsperiode dennoch für einen ERP-Ansatz entschied, mag mitunter auch an früheren Rekursentscheiden (z.B. Bundesgerichtshof EnVR 41/18 und EnVR 52/18 vom 9. Juli 2019) liegen, die den ERP-Ansatz stützten. Für die 5. Regulierungsperiode will die Bundesnetzagentur jedoch von ihrem bisherigen Eigenkapital-fokussierten Ansatz auf einen WACC-Ansatz wechseln. Es ist davon auszugehen, dass eine mögliche Umstellung auf einen TMR-Ansatz wiederum rege diskutiert werden wird.

Quelle: Swiss Economics.

## 2.5 Implizite Kapitalkosten (IKK)

Immer wieder unter Bewertungspraktikern als konzeptionell ansprechend empfunden werden Ansätze zur Bestimmung der Marktrisikoprämie anhand von impliziten Kapitalkosten (IKK) aktueller Aktienpreise. Anders als traditionelle auf einer historischen Auswertung von Aktien- und Anleiherenditen basierende Schätzmethode der Marktrisikoprämie, ermitteln diese Ansätze vorwärts gerichtete Marktrisikoprämien anhand von Residualgewinnmodellen. Diesen liegt die Annahme zugrunde, dass Aktienpreise den über ihren Eigenkapitalkostensatz diskontierten Barwert aller zukünftigen ökonomischen Übergewinne eines Unternehmens widerspiegeln.<sup>20</sup> Mittels Analystenprognosen zukünftiger Unternehmensgewinne kann anhand einer einfachen Umformung des Modells der implizite Eigenkapitalkostensatz eines ganzen Marktindizes ermittelt werden.

### Kurzbeschreibung der Methodik

Wir haben die Marktprämie analog zum im IFBC Gutachten (2021) beschriebenen Ansatz für den Swiss Market Index über die vergangenen knapp 30 Jahre ermittelt. Die Vorgehensweise ist in **Anhang A** dokumentiert.

Die Bestimmungsformel des WACC anhand impliziter Kapitalkosten ist insofern wie folgt charakterisiert:

- Die Marktrisikoprämie wird statt mit historischen Aktienmarktrenditen anhand von vorwärts gerichteten Analystenprognosen von Unternehmenserträgen im Folgejahr bestimmt. Die für jedes Unternehmen des SMI einzeln ermittelten Eigenkapitalkostensätze werden über einen nach Marktkapitalisierung gewichteten Durchschnitt gemittelt. Um die Marktrisikoprämie zu erhalten, wird hiervon der aktuelle risikolose Zinssatz für das Eigenkapital abgezogen.
- Der Rest der Berechnung entspricht dem TMR-Ansatz.

### Ergebnisse der Simulationsanalyse

Der resultierende Verlauf des WACC mittels impliziter Kapitalkosten über die letzten knapp 30 Jahre hinweg ist nachfolgend in **Abbildung 9** dargestellt.<sup>21</sup>

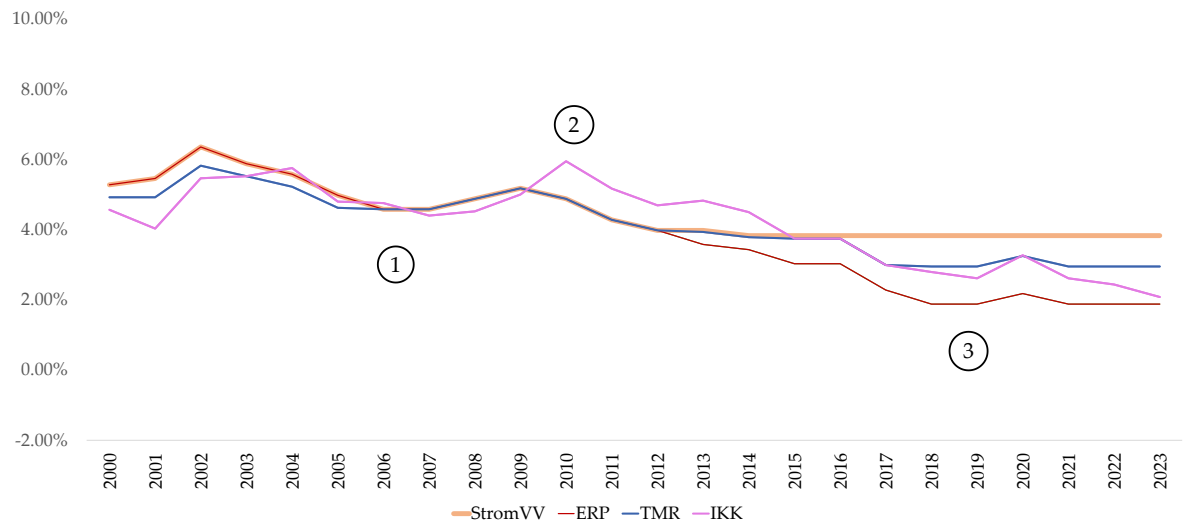
---

<sup>19</sup> Vgl. Zechner, Randl und Frontier Economics (2021), Seiten 26 – 44.

<sup>20</sup> Die Intuition hinter Residualgewinnmodellen wurde in Swiss Economics (2021), **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschrieben.

<sup>21</sup> Es liegt in der Natur von Residualgewinnmodellen, dass sie nur historisch simuliert werden können, da sie auf tatsächlichen Analystenprognosen der jeweiligen Bestimmungsjahre beruhen.

**Abbildung 9: Verlauf des WACC mit impliziten Kapitalkosten verglichen mit StromVV-, ERP- und TMR-Ansatz**



Quelle: Swiss Economics.

Die nachfolgenden Beobachtungen können gemacht werden:

1. Der WACC mit impliziten Kapitalkosten zeigt sich vor allem zu Beginn weitaus volatiler als mit anderen Ansätzen.
2. Der Ausschlag des WACC nach der Finanzkrise reflektiert das schlagartig erhöhte Risikobewusstsein der Investoren in dieser Zeit, das sich auch in einer Korrektur der Aktienpreise niederschlug.
3. Nach Erholung von der Krise, weist der WACC mit impliziten Kapitalkosten einen deutlich ausgeprägteren Abwärtstrend aus als die anderen Ansätze.

## Diskussion

Konzeptionell ist die vorwärts gerichtete Ermittlung der Marktrisikoprämie überzeugend, da die verwendete Datengrundlage (Gewinnprognosen von Analysten) zukunftsgerichtet und damit kongruent zu aktuellen Risikoprämien, die per Definition die Unsicherheit um zukünftige Gewinnrealisierungen bemessen, ausfallen. Rückwärtsgerichtete Ansätze bedienen sich historischer Muster, um auf die Zukunft zu schliessen. In gewissen Konstellationen sind diese jedoch womöglich nur eingeschränkt aussagekräftig.

In der Praxis führt die Methode der impliziten Kapitalkosten allerdings auch zu einem vergleichsweise volatilen WACC. Er reagiert stärker auf Veränderungen im Marktumfeld und kann die Investitionssicherheit beeinträchtigen, wenn die verwendeten Analystenvorhersagen mit Ungenauigkeit behaftet sind und die Ertragserwartungen der Märkte nicht korrekt reflektieren. Wissenschaftliche Untersuchungen haben zudem verschiedentlich aufgezeigt, dass Analysten systematisch überhöhte Gewinnerwartungen ausweisen und der WACC somit leicht überschätzt wird über die Methode der IKK.<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Vgl. z.B. Easterwood und Nutt (1999); Wallmeier (2005); Bessler und Stanzel (2007).

Zudem ist die Auswertung und Berechnung der impliziten Kapitalkosten relativ komplex und datenhungrig, was eine angemessene Verwurzelung in einem Verordnungstext erschwert.

Insofern ist der Ermessungsspielraum bei der jährlichen Bestimmung und die daraus resultierende Bandbreite des WACC gross, was als Einschränkung der Rechtssicherheit verstanden werden könnte und Beschwerden und Klagen nach sich ziehen könnte.

## 2.6 ERP-Ansatz mit gleitenden Durchschnitten (GD) für den risikolosen Zinssatz

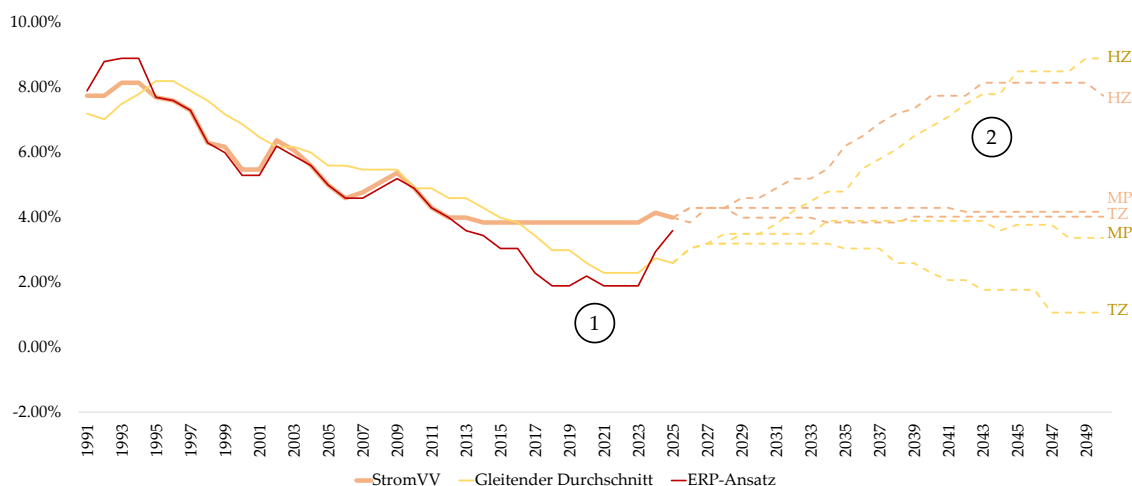
Eine alternative Möglichkeit zur Abfederung kurzfristiger Zinsschwankungen bzw. Änderungen der Renditen von Bundesanleihen ist über die Verwendung von gleitenden Durchschnitten (GD) über mehrere Jahre. Ein naheliegender Ansatz ist es, die Durchschnittsperiode so zu wählen, dass sie dem zugrundeliegenden Investitionshorizont entspricht. Konsistent zur gewählten Anleihe-Laufzeit von 10 Jahren kann für die Bestimmung des risikolosen Zinssatzes auf Seiten EK anstatt eines jährlichen Durchschnitts ein zehnjähriger rollierender Durchschnitt der Renditen verwendet werden. Der resultierende risikolose Zinssatz ist der Durchschnitt der über dem vorgängigen Investitionszyklus vorherrschenden unterschiedlichen Zinsniveaus. Insofern reflektiert der resultierende EK-Zinssatz in einem gewissen Sinne die durchschnittlichen Kosten des Eigenkapitalanteils am Anlagevermögen eines Netzbetreibers. Analog stellt ein risikoloser FK-Zinssatz aufgrund eines fünfjährig rollierenden Durchschnitts der Renditen von Bundesanleihen die Basis der durchschnittlichen Kosten des Fremdkapitals eines Netzbetreibers dar.

Entsprechend zeichnet sich der in diesem Abschnitt betrachtete WACC-Ansatz durch die nachfolgenden Abweichungen gegenüber dem StromVV-Ansatz aus:

- Der EK-seitige risikolose Zinssatz wird anhand eines Durchschnitts von Renditen 10-jähriger Bundesanleihen über 10 Jahre bis einschliesslich dem Bestimmungsjahr (zwei Jahre vor dem Tarifjahr) bestimmt.
- Der FK-seitige risikolose Zinssatz wird anhand eines Durchschnitts von Renditen 5-jähriger Bundesanleihen über 5 Jahre bis einschliesslich dem Bestimmungsjahr (zwei Jahre vor dem Tarifjahr) bestimmt.
- Da die gleitenden Durchschnitte für Stabilität sorgen sollen, werden sowohl EK- als FK-seitig keine Unter- und Obergrenzen für den risikolosen Zinssatz gesetzt – insofern handelt es sich eigentlich um einen ERP-Ansatz mit gleitenden Durchschnitten.

Der resultierende WACC-Verlauf ist nachfolgend in **Abbildung 10** dem Verlauf des StromVV-WACC gegenübergestellt.

**Abbildung 10: Verlauf des WACC mit gleitendem Durchschnitt verglichen mit dem StromVV- und dem ERP-Ansatz**



Anmerkung: HZ: Hochzinsumfeld, MP: Marktprognosen, TZ: Tiefzinsumfeld

Quelle: Swiss Economics.

Nachfolgende Beobachtungen sind für die Beurteilung des Ansatzes von Relevanz:

1. Der gleitende Durchschnitt führt zu einer verlangsamten Senkung des WACC während des Tiefzinsumfelds. Allerdings reagiert die Methodik auch deutlich schwächer auf Zinswenden, wie sie beispielsweise 2022 beobachtet werden konnte. Während der ERP-Ansatz die Zinsentwicklung zwar etwas verzögert aber dennoch mehr oder weniger parallel abbildet, verharret der WACC auf Basis eines gleitenden Durchschnitts länger auf dem alten Zinsniveau.
2. Der gleiche Vorgang kann auch nach Erreichen eines neuen Zinshochs beobachtet werden. Als bald sich die Anleiherenditen nach einem Hoch wieder abzusenken beginnen, reagiert der StromVV-Ansatz deutlich und macht die Zinsentwicklungen 1 zu 1 mit. Der WACC mit gleitendem Durchschnitt hingegen verharret noch für geraume Zeit auf dem Hoch, bevor er sich ebenfalls auf das neue Niveau begibt.

Für das Jahr 2025 würden sich gemäss unserer Simulationsanalyse die nachfolgenden WACC-Parameter ergeben.

**Tabelle 7: WACC-Parameter für das Jahr 2025 gemäss StromVV- und ERP-Ansatz mit gleitendem Durchschnitt**

WACC-Parameter	StromVV	ERP mit GD	Delta
Verschuldungsgrad (Kapitalstruktur)	60.00%	60.00%	-
<b>Eigenkapitalkosten</b>			
Risikoloser Zinssatz EK	2.50%	0.50%	▼ 2.00PP
Marktrisikoprämie	5.00%	5.00%	-
Unlevered Beta	0.40	0.40	-
Levered Beta	0.89	0.89	-
<b>Eigenkapitalkostensatz</b>	<b>6.96%</b>	<b>4.96%</b>	<b>▼ 2.00PP</b>
<b>Fremdkapitalkosten</b>			

Risikoloser Zinssatz FK	0.75%	-0.25%	▼ 1.00PP
Bonitätszuschlag (inkl. Emissions- und Beschaffungskosten)	1.25%	1.25%	-
<b>Fremdkapitalkostensatz</b>	<b>2.00%</b>	<b>1.00%</b>	<b>▼ 1.00PP</b>
<b>WACC</b>			
WACC 2025	3.98%	2.58%	▼ 1.40PP

Quelle: Swiss Economics.

## Diskussion

Der gleitende Durchschnitt kann für eine aus Investorensicht willkommenen Stabilisierung des WACC gegenüber einem ERP-Ansatz sorgen. Die Stabilisierung unterliegt zudem einer ökonomischen Logik (Reflektion von durchschnittlichen Kapitalkosten) und ist entsprechend weniger abgekoppelt von der Finanzmarkttheorie wie die Untergrenzen der StromVV. Insofern dürfte auch die Methodenkritik geringer ausfallen.

Das Problem des Ansatzes über gleitende Durchschnitte ist jedoch, dass gerade in Zeiten von abrupten Zinswenden die momentanen Kapitalkosten (welche relevant sind für Investitionsentscheide) nicht akkurat reflektiert werden. So unterschätzen aktuell gleitende Durchschnitte über die letzten 5 oder 10 Jahre den momentanen risikolosen Zinssatz signifikant, weil ein substanzieller Anteil der Bestimmungsgrundlage aus dem Tiefzinsumfeld stammt. Insofern beinhaltet gerade aktuell ein Ansatz auf Basis rollierender Durchschnitte das Risiko, dass der WACC veraltete Kapitalmarktverhältnisse abbildet und die heutigen Renditeerwartungen von Investoren nicht erfassen kann, was Anreize für Investitionen in den Netzausbau gefährden könnte. Die konzeptionellen Grundlagen dieses Mechanismus wurden bereits im ersten Swiss Economics Gutachten beschrieben.<sup>23</sup>

In Deutschland wurde die Bestimmungspraxis des Eigenkapitalkostensatzes für Elektrizitätsnetze, die eigentlich auf einem langjährigen Durchschnittswert von Anleiherenditen basiert, explizit aufgrund des beschriebenen Nachteils dieser Methode für die aktuelle 4. Regulierungsperiode geändert. Die Anpassungen sind nachfolgend in **Box 3** illustriert.

Eine solche Anpassung bei kehrendem Zinsumfeld bedeutet über mehrere Zinszyklen hinweg jedoch auch, dass bei sich abzeichnenden sinkenden Zinsen wiederum eine Anpassung gemacht werden müsste. Ansonsten entsteht ein opportunistisches Verhalten, das systematisch zu Gunsten der Netzbetreiber wirkt (zurückblickend bei sinkenden Zinsen, vorwärtsschauend bei steigenden Zinsen). Vorzuziehen ist eine Methodik, die über ganze Zinszyklen beibehalten werden kann und in jedem Zinsumfeld eine akkurate Verzinsung ergibt.

<sup>23</sup> Swiss Economics (2021), Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber, Schlussbericht, Seiten 37-39.



**Box 3: Anpassungen an der AregV und StromNEV-Methodik für RP 4**

Vor jeder Regulierungsperiode der deutschen Elektrizitätsnetzbetreiber legt die Bundesnetzagentur (BnetzA) die regulatorische Eigenkapitalrendite, die in die Ermittlung der anrechenbaren Kosten und insofern die Netzentgelte einfließt, gemäss Paragraph 7 (6) StromNEV (Eigenkapitalzinssatz) fest.<sup>24</sup> Bei der verwendeten Bestimmungsmethodik handelt es sich im Grundsatz um einen ERP-Ansatz mit gleitendem Durchschnitt von Anleiherenditen zur Bestimmung des risikolosen Zinssatzes. Konkret wird ein 10-Jahresdurchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten in die Bestimmung verwendet.

Für die vierte Regulierungsperiode von 2024 bis 2028 bestimmte die BnetzA im Oktober 2021 einen Eigenkapitalzinssatz für Investitionen ab 2006 (Neuanlagen) von 5.07 Prozent (vor Steuern). Infolge der seit Anfang 2022 veränderten Verhältnisse auf den Kapitalmärkten (insbesondere der Zinserhöhungen) sah sich die BnetzA jedoch dazu veranlasst, die Bestimmungspraxis für den Eigenkapitalzinssatz kurzfristig abzuändern. Dies weil der gleitende Durchschnitt noch zu erheblichen Anteilen mit Renditen aus dem Tiefzinsumfeld vor 2022 bestimmt wurde und entsprechend der risikolose Zinssatz deutlich unter dem tatsächlichen aktuellen Zinsniveau zu liegen kam.

Für die Dauer der 4. Regulierungsperiode führte die BnetzA deshalb einen jährlich variablen Basiszins für sämtliche neu getätigten Investitionen ab Beginn der 4. Regulierungsperiode ein. Dieser Basiszins wird nicht mehr anhand eines gleitenden Durchschnitts historischer Anleiherenditen sondern anhand aktueller Anleiherenditen bestimmt und jährlich aktualisiert.

Aktuell diskutiert die BnetzA die Anpassungen für die fünfte Regulierungsperiode und tendiert dazu, die Methodik zu vereinfachen und künftig einen WACC anzuwenden.

Quelle: Swiss Economics.

## 2.7 ComCom Ansatz

Mit ihrer Teilverfügung vom 22. Februar 2019 legte die eidgenössische Kommunikationskommission ComCom auf entsprechendes Gesuch von Sunrise ex-post die Konditionen für den Zeitraum von 2013 bis 2016 fest, zu welchen Swisscom Zugang zu diversen Telekomvorleistungen zu gewähren hatte, wie etwa die Terminierung und Interkonnektion von Anrufen, Nummernportierungen oder die Mitnutzung von Kabelkanalisationen. Die bestimmten Zugangstarife sind kostenbasiert (auf Basis langfristig inkrementeller Kosten) und beinhalten eine über eine eigens entwickelte WACC-Methodik (ComCom Ansatz) bestimmte Komponente für Kapitalkosten.<sup>25</sup>

Der ComCom-Ansatz zeichnet sich durch die nachfolgenden Bestimmungselemente aus:

---

<sup>24</sup> Vgl. der relevante Verordnungsartikel ist über nachfolgenden Link abrufbar [https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/\\_7.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/_7.html) [abgerufen am 31. Januar 2024]

<sup>25</sup> Vgl. Teilverfügung der Eidgenössischen Kommunikationskommission ComCom betreffend Zugangsverfahren (IC, KKF, KOL, MLF, TAL, VTA 2013 – 2016), Vf 2019-02-22\_002korr / 41-00010, 22. Februar 2019.

- Der risikolose Zinssatz wird sowohl EK- als auch FK-seitig anhand eines 3-jährigen Durchschnitts der Rendite von 10-jährigen Bundesanleihen bestimmt. Der Wert darf dabei nicht negativ werden, d.h. es besteht eine Untergrenze bei 0 Prozent.
- Der Credit Spread wird bestimmt als 3-jähriger gleitender Durchschnitt der Differenz zwischen Renditen von 5-jährigen Industriefinanzen und 5-jährigen Bundesanleihen.
- Die Marktrisikoprämie wird analog zum StromVV- / ERP-Ansatz aufgrund historischer Spreads zwischen Aktien- und Anleiherenditen bestimmt.
- Emissionskosten werden mit 30 Basispunkten auf das FK veranschlagt.
- Die Kapitalstruktur wurde aufgrund der tatsächlich beobachteten Kapitalstrukturen von Unternehmen im Swiss Market Index (ohne Banken und Versicherungen) empirisch für sämtliche Jahre des Bestimmungszeitraums festgelegt – wir verwenden nachfolgend einen Durchschnittswert von 65 Prozent für den Anteil des Fremdkapitals.

Das Verhalten des WACC in den verschiedenen Kapitalmarktszenarien gemäss ComCom-Ansatz ist in **Abbildung 11** dargestellt.

**Abbildung 11: Verlauf des WACC gemäss ComCom-Ansatz verglichen mit dem StromVV-Ansatz**



Anmerkung: HZ: Hochzinsumfeld, MP: Marktprognosen, TZ: Tiefzinsumfeld

Quelle: Swiss Economics.

Die nachfolgenden Beobachtungen können gemacht werden:

1. Der ComCom-Ansatz hat wie die heutige StromVV Methodik auch eine Untergrenze, welche jedoch tiefer gesetzt ist. Dies führt in einem Tiefzinsumfeld dazu, dass der ComCom WACC auf einem Niveau von gut 2 Prozent stabilisiert wird.
2. Der gleitende Durchschnitt für den risikolosen Zinssatz verlangsamt die Reaktion des WACC auf Änderungen bei den Anleiherenditen zusätzlich und reduziert die Volatilität.
3. Der ComCom WACC nähert sich dem StromVV an, sobald die Anleiherenditen in den positiven Bereich kommen.

4. Nach oben hin ist der ComCom-Ansatz nicht begrenzt und übersteigt den StromVV-WACC bei hohen Anleiherenditen. Jedoch ist der Weg dorthin weniger sprunghaft, da die ComCom keine Bandbreiten verwendet und die Werte kontinuierlich wachsen.

Für das Jahr 2025 würden sich gemäss unserer Simulationsanalyse die nachfolgenden WACC-Parameter ergeben.

**Tabelle 8: WACC-Parameter für das Jahr 2025 gemäss StromVV- und ComCom-Ansatz**

WACC-Parameter	StromVV	ComCom	Delta
Verschuldungsgrad (Kapitalstruktur)	60.00%	65.00%	▲ 5PP
<b>Eigenkapitalkosten</b>			
Risikoloser Zinssatz EK	2.50%	0.54%	▼ 1.96PP
Marktrisikoprämie	5.00%	5.16%	▲ 0.16PP
Unlevered Beta	0.40	0.40	-
Levered Beta	0.89	1.01	▲ 0.12
<b>Eigenkapitalkostensatz</b>	<b>6.96%</b>	<b>5.74%</b>	<b>▼ 1.22PP</b>
<b>Fremdkapitalkosten</b>			
Risikoloser Zinssatz FK	0.75%	0.54%	▼ 0.21PP
Bonitätszuschlag (inkl. Emissions- und Beschaffungskosten)	1.25%	1.22%	▼ 0.03PP
<b>Fremdkapitalkostensatz</b>	<b>2.00%</b>	<b>1.00%</b>	<b>▼ 0.49PP</b>
<b>WACC</b>			
WACC 2025	<b>3.98%</b>	<b>3.15%</b>	<b>▼ 0.83PP</b>

Quelle: Swiss Economics.

## Diskussion

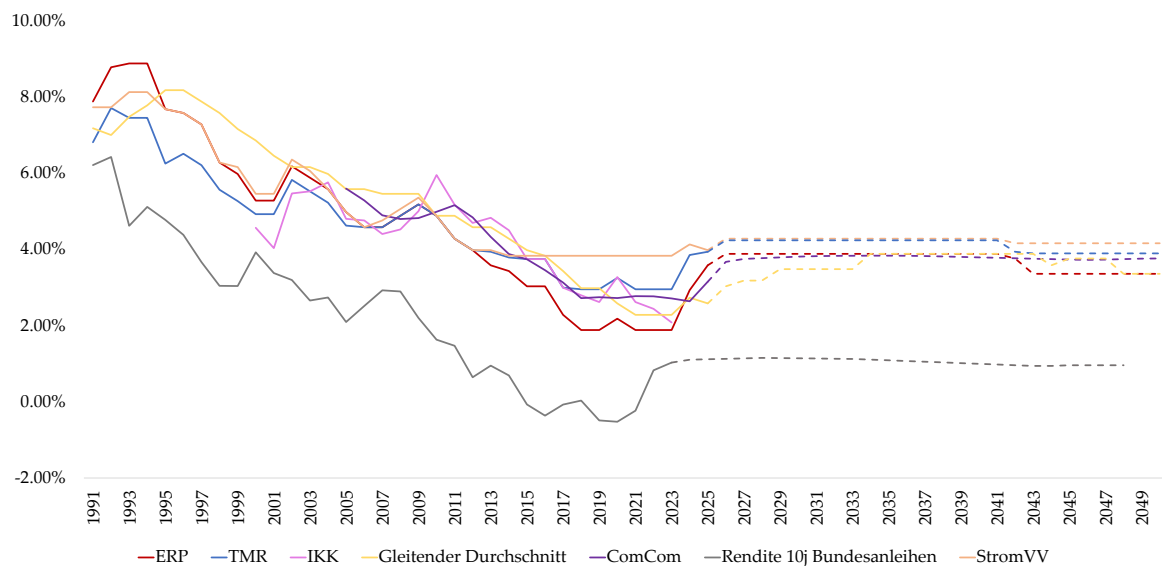
Der dreijährige gleitende Durchschnitt sorgt für eine Verstetigung des WACC. Allerdings reagiert infolgedessen der WACC gemäss ComCom-Ansatz langsamer auf Veränderungen im Anleihemarkt.

Durch die nullprozentige Untergrenze des risikolosen Zinssatzes wird extremen Schwankungen nach unten in einem Tiefzinsumfeld vorgebeugt. Ähnlich dem StromVV-Ansatz macht dies den ComCom-Ansatz anfälliger für Methodenkritik, da keine ökonomische klare Rechtfertigung für diese Untergrenze vorhanden ist.

## 2.8 Zusammenfassung und Fazit Eigenkapitalkostensatz

**Abbildung 12** fasst die Entwicklung der WACCs zusammen, die über die sechs verschiedenen Ansätze auf der Grundlage historischer und über Forward Rates in die Zukunft prognostizierter Anleiherenditen resultieren.

Abbildung 12: Übersicht der WACCs aufgrund aller geprüften Ansätze



Quelle: Swiss Economics.

In **Tabelle 9** sind nachfolgend die Erkenntnisse der durchgeführten Simulationsanalysen zusammengefasst.

Tabelle 9: Zusammenfassung der Erkenntnisse aus den Simulationsanalysen

Ansatz	Abbildung unterschiedlicher Kapitalmarktverhältnisse	Stabilität und Planungssicherheit	Fazit
StromVV	Keine ökonomische Rechtfertigung für Unter- und Obergrenzen des WACC Vollständige Übersetzung der Verhältnisse auf dem Anleihemarkt auf den WACC innerhalb der Grenzen Keine Berücksichtigung etwaiger gegenläufiger Tendenzen bei den Risikoprämien	Maximale Sicherheit, dass Kapitalrendite keine Extremwerte annimmt Keine besonders ausgeprägte Planungssicherheit innerhalb der Grenzen	Hohes Risiko, Ziel von Methodenkritik zu werden
ERP	Keine künstlichen Modellbeschränkungen Vollständige Übersetzung der Verhältnisse auf dem Anleihemarkt auf den WACC Keine Berücksichtigung etwaiger gegenläufiger Tendenzen bei den Risikoprämien	Kein Schutz vor Volatilität aufgrund von Zinsschwankungen und Zinsphasen	Zu hohe Renditevolatilität wenn die aktuellen risikolosen Zinsen stark vom historischen Wert abweichen
TMR	Keine künstlichen Bandbreiten durch Modellbeschränkungen Entwicklungen des risikolosen Zinssatzes werden voll abgebildet Gegenläufige Entwicklungen von Risikoprämien werden über TMR-Ansatz auf Seite EK erfasst	Negative Korrelation zwischen risikolosem Zinssatz und Marktrisikoprämie führt zu weniger Volatilität im WACC	Reflektiert Kapitalmarktverhältnisse trotz relativ stabiler Renditen Erfordert Ermittlung von langfristigen Inflationserwartungen als zusätzlicher Parameter

IKK	Konzeptionell überzeugende vorwärts gerichtete Ermittlung der Marktrisikoprämie Relativ starke Volatilität des WACC aufgrund empirischer Schätzungenauigkeiten	Unvorhergesehene und erhebliche Schwankungen des WACC denkbar	Mögliche Methodenkritik wegen komplexer Berechnungsschritte und Schätzungenauigkeiten
GD	Abgedämpfte aber insbesondere auch verzögerte Übersetzung der Verhältnisse auf dem Anleihemarkt Reflektion «durchschnittlicher» Eigenkapitalkosten aber nicht «inkrementeller» Eigenkapitalkosten Möglicherweise Gefährdung von Investitionsanreizen in Phasen von steigenden Zinsen	Vermeidung von Renditevolatilität aufgrund kurzfristiger Zinsschwankungen Vollständige Übersetzung langfristiger Zinsphasen in Renditehöhe	Stabilisierung des WACC durch GD grundsätzlich positiv Aufgrund von möglichen Fehlanreizen in Phasen steigender Zinsen jedoch problematisch
ComCom	Teilweise künstliche Modellbeschränkung durch Untergrenzen des WACC Abgedämpfte und leicht verzögerte Übersetzung der Verhältnisse auf dem Anleihenmarkt	Stabilisierung der Kapitalrendite, da nach unten hin keine Extremwerte möglich sind Leichte Stabilisierung auch oberhalb der Grenze	Stabilisiert vor allem im Tiefzinsumfeld, jedoch nicht im Falle eines Hochzinsumfeldes. Gleitender Durchschnitt über einen kürzeren Zeitraum schwächt die Nachteile gegenüber GD ab, aber erhöht Volatilität und insofern die Planungssicherheit

Quelle: Swiss Economics.

Von den sechs geprüften WACC-Methoden schneidet der TMR-Ansatz bezüglich der beiden Bewertungskriterien Abbildungsvermögen von Kapitalmarktverhältnissen und Planungssicherheit am besten ab. Aufgrund der im Ansatz inhärenten negativen Korrelation zwischen risikolosem Zinssatz auf Seite EK und Marktrisikoprämie stabilisiert sich der resultierende WACC bei Schwankungen der Anleiherendite von Bundesanleihen. Dies ist zum einen konsistent zur finanzökonomischen Theorie und Empirie und reduziert zum anderen das Planungsrisiko für Investoren.

Zu beachten ist, dass bei einem TMR-Ansatz gegenüber der aktuellen StromVV-Methodik die Bestimmung eines zusätzlichen Parameters Inflationserwartungen notwendig ist. Dieser kann beispielsweise anhand Konsensumfragen von Wirtschaftsforschungsinstituten und Banken oder Konsumentenumfragen ermittelt werden. Die Schweizerische Nationalbank fasst unterschiedliche Quellen, wie die Umfrage zur Konsumentenstimmung des Staatssekretariats für Wirtschaft, die Finanzmarktumfrage der CFA Society Switzerland und der Umfrage von Consensus Economics, regelmässig zusammen und publiziert diese in ihrem Quartalsheft. Aktuell liegt die langfristige Inflationserwartung bei 1.2 Prozent gemäss Schweizerischer Nationalbank.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> Vgl. SNB Quartalsheft 3/2023, abrufbar unter [https://www.snb.ch/public/publication/de/www-snb-ch/publications/quarterly-bulletin/2023/quarterbul\\_2023\\_4\\_komplett/0/quarterbul\\_2023\\_4\\_komplett.de.pdf](https://www.snb.ch/public/publication/de/www-snb-ch/publications/quarterly-bulletin/2023/quarterbul_2023_4_komplett/0/quarterbul_2023_4_komplett.de.pdf) [abgerufen am 30. Januar 2024]

## 3 Peer Group

### 3.1 Einleitung

#### Ausgangslage

Die Peer Group gemäss Anhang 1 Abschnitt 5.2 StromVV dient aktuell der Bestimmung des Unlevered Betas. Dieses industriespezifische Risikomass für das Eigenkapital wird über einen Durchschnitt von empirisch beobachteten Betas unterschiedlicher Peers erhoben. Auf Seiten Fremdkapital spielt die Peer Group aktuell keine Rolle für die Bestimmung des Risikoaufschlags.<sup>27</sup>

Gemäss StromVV hat die Peer Group aus vergleichbaren europäischen Energieversorgungsunternehmen zu bestehen. In der aktuellen Bestimmungspraxis sind insgesamt zehn entweder in der Stromübertragung oder der Stromverteilung tätige europäische Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) enthalten. Alle sind seit mindestens drei Jahren an unterschiedlichen Börsen kotiert.

Die Zusammensetzung der Peer Group kann einen entscheidenden Einfluss auf die empirisch bestimmte Höhe des Unlevered Betas ausüben. Entsprechend ist es für eine korrekte Schätzung der Risikoprämie von zentraler Bedeutung, dass die Peers ein ähnliches Risikoprofil aufweisen wie die Schweizer Stromnetzbetreiber (zumindest im Schnitt).

Entsprechend gilt es, Bedenken zur Vergleichbarkeit der Peers mit Schweizer Netzen ernst zu nehmen, diese zu prüfen und falls angezeigt, Anpassungen an der Peer Group in der Form von Erweiterungen, Reduktionen oder anderweitigen Korrekturen vorzunehmen.

#### Vorgehen

Zur Analyse des möglicherweise bestehenden Anpassungsbedarfs an Verordnungstext und Bestimmungspraxis in Zusammenhang mit der Peer Group haben wir eine Reihe von empirischen Analysen durchgeführt.

Als Grundlage für unsere Analysen diente ein eigens zusammengestellter Datensatz mit insgesamt 33 europäischen und Schweizer EVUs, welche seit mindestens drei Jahren an der Börse notiert sind. Die Zusammensetzung des Datensatzes stellt sich wie folgt dar:

- Der Datensatz enthält die Peers, die in der aktuellen oder früheren StromVV Bestimmungspraxis verwendet wurden.<sup>28</sup>
- Zusätzlich ist eine ganze Reihe weiterer europäischer börsenkotierter EVUs enthalten, die in der Vergangenheit bei der empirischen Bestimmung des Betas für Stromnetze durch ausländische Regulatoren berücksichtigt wurden.<sup>29</sup>

---

<sup>27</sup> Der Bonitätszuschlag wird aktuell anhand von Anleiherenditen für Schweizer Unternehmen mit guter Bonität bestimmt – unabhängig der Bonität der Peer Group.

<sup>28</sup> Insbesondere sind dies die Peers, die in IFBC Gutachten 2012, 2015 und 2021 genannt werden.

<sup>29</sup> Beispielsweise sind sämtliche von Frontier Economics (2021) verwendeten Peers.

- Ebenso sind die beiden börsenkotierten Schweizer EVUs, die BKW AG und die Romande Energie Holding SA, im Datensatz enthalten.

Für sämtliche im Datensatz enthaltenen EVUs wurden empirisch Unlevered Betas bestimmt und mit Informationen zu Unternehmenseigenschaften, Geschäftstätigkeit, Eigentumsverhältnis und Regulierungsrahmen ergänzt.

Die Unlevered Betas wurden gemäss Vorgabe in Anhang 1 StromVV Absatz 5.2 anhand von Aktienrenditen auf monatlicher Basis über einen Zeitraum von drei Jahren ab Januar 2020 bis Dezember 2022 (analog der Bestimmung des WACC für das Tarifjahr 2024) ermittelt.

In Übereinstimmung mit der aktuellen Bestimmungspraxis wurde als Regressor jeweils ein breit diversifizierter Aktienindex der listenden Börse verwendet. Sowohl Aktien- als auch Indexrenditen wurden in der lokalen Währung denommiert.

In Abweichung zur aktuellen Bestimmungspraxis wurden die empirischen Regressionskoeffizienten anhand der Harris-Pringle Formel (und nicht anhand der Hamada Formel) in Unlevered Betas umgewandelt. Dies ist zum einen dem Umstand geschuldet, dass die uns verfügbaren Angaben zu den Gewinnsteuersätzen einiger EVUs unvollständig und teilweise gar unplausibel ausfallen. Zum anderen erscheinen uns die der Hamada-Formel zugrundeliegenden Modellannahmen vorliegend weniger wahrscheinlich die Marktbegebenheiten zu reflektieren als die der Harris-Pringle Formel.<sup>30 31</sup>

Auch wurde auf eine Adjustierung der Regressionskoeffizienten nach Blume oder Vasicek verzichtet.

Schliesslich wurden weitere Samples mit börsenkotierten europäischen Unternehmen aus dem Gassektor, der Wasserversorgung und der Telekombranche erstellt und mit den gleichen firmen- und marktspezifischen Informationen ergänzt.

### **Ansatz**

Es wurden jeweils einfache statistische Methoden verwendet, um etwaigen Bedarf für Erweiterungen, Anpassungen oder Korrekturen der aktuellen Peer Group zu ermitteln:

- Um abzuschätzen, ob Samples bestehend aus unterschiedlichen möglichen Peers (bspw. unterschiedliche Subsamples des EVU Datensatzes) zusammengeführt werden können oder ob diese aus statistischer Sicht nicht vergleichbar sind, wurden Mann-Whitney U-

---

<sup>30</sup> Die Hamada-Formel basiert auf der Annahme, dass die absolute Höhe des Fremdkapitals der EVUs über den Schätzzeitraum jeweils konstant blieb. Demgegenüber geht die Harris-Pringle davon aus, dass das Verhältnis von Eigenkapital zu Fremdkapital über den Schätzzeitraum jeweils konstant blieb. Aufgrund der starken Wachstumstendenzen, die im Stromsektor auch über die vergangenen Jahre hinweg beobachtet werden konnten, ist davon auszugehen, dass viele der im Datensatz enthaltenen EVUs über den Schätzzeitraum ihre Kapitalisierung auch über die Aufnahme von zusätzlichem Fremdkapital erhöhten.

<sup>31</sup> Die von uns durchgeführten statistischen Analysen zeigen jedoch sehr ähnliche Ergebnisse, unabhängig davon, ob das Beta mit der Hamada Formel oder der Harris-Pringle Formel umgewandelt wird.

Tests durchgeführt. Dieser nicht-parametrische Test kann bei kleinen Stichprobengrößen zuverlässiger sein als ein T-Test und ist robuster gegenüber schiefen Verteilungen.

- Der Mann Whitney U-Test wurde auch verwendet, um die Vergleichbarkeit von Risikoprofilen bestimmter Geschäftsaktivitäten (bspw. Übertragungsnetzbetrieb vs. Verteilnetzbetrieb) zu untersuchen.
- Um die Auswirkungen differenzierterer (über kategorische oder stetige Variablen erfassen) Einflüsse zu untersuchen wurden einfache Regressionsanalysen durchgeführt. Die statistische Signifikanz der jeweiligen Koeffizienten wurde anhand einfacher T-Tests ermittelt.

## 3.2 Peers aus anderen Infrastrukturindustrien

### Hintergrund

In einem ersten Schritt wurde untersucht, ob die einzig aus EVUs bestehende aktuelle Peer Group auf Vergleichsunternehmen aus anderen Infrastrukturindustrien ausgedehnt werden könnte.

Naheliegender wäre beispielsweise, Unternehmen aus anderen kapitalintensiven Netziindustrien wie dem Gassektor, der Wasserversorgung oder der Telekombranche in die Peer Group aufzunehmen.<sup>32</sup> Dies sollte jedoch einzig in Betracht gezogen werden, wenn diese nicht bereits aufgrund von statistischen Merkmalen als nicht vergleichbar mit Schweizer EVUs eingestuft werden müssten.

Die statistische Auswertung wurde für vier Gasunternehmen, vier Wasserversorger und zehn Telekomunternehmen durchgeführt.

### Empirische Analyse

**Tabelle 10** fasst die Ergebnisse der durchgeführten Mann Whitney U-Tests zusammen. Ein signifikantes Ergebnis bedeutet, dass sich das EVU Sample und das jeweilige Sample mit alternativen Infrastrukturunternehmen aus statistischer Sicht unterscheiden.

---

<sup>32</sup> Wobei der heutige Verordnungstext vorsieht, dass sich die Peer Group aus Energieversorgungsunternehmen zusammensetzt und insofern die Aufnahme von Gasversorgern bereits heute möglich ist.



**Tabelle 10: Ergebnisse der Analyse statistischer Unterschiede zwischen EVUs und anderen Infrastrukturindustrien**

Industrie	Anzahl Beobachtungen / Peers	Statistische Signifikanz
EVUs	33	Vergleich-Sample
Gas	4	Nicht signifikant unterschiedlich
Wasser	4	Nicht signifikant unterschiedlich
Telekom	10	Signifikant unterschiedlich

Anmerkung: Die statistische Signifikanz bezieht sich auf die Ergebnisse des Mann Whitney U-Tests, wobei die folgende Nomenklatur verwendet wurde: Nicht signifikant fiel der Test aus, wenn der p-Wert für die Nullhypothese (identische Sample Verteilungen) in einem Wert über 0.1 resultierte. Leicht signifikant bezieht sich auf einen p-Wert zwischen 0.1 und 0.05. Signifikant bezieht sich auf einen p-Wert zwischen 0.05 und 0.01. Hoch signifikant bezieht sich auf einen p-Wert unter 0.01.

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten Refinitiv Datastream.

Für die Gas- und Wasserversorger vermag der Mann Whitney U-Test keine statistisch signifikanten Unterschiede zum Sample der EVUs nachzuweisen. Dies ist noch nicht als Indiz dafür zu werten, dass die Peer Group für die Schweizer Netzbetreiber bedenkenlos mit Unternehmen aus der Gas- und Wasserversorgung erweitert werden kann. Mit je nur 4 reinen Gas- und Wasserversorgern basiert der Test auf nur sehr wenigen Beobachtungen. Entsprechend müsste der Unterschied zwischen den Samples enorm hoch ausfallen, um durch einen statistischen Test als signifikant eingestuft zu werden.

### Diskussion

Die Ergebnisse sprechen jedoch deutlich gegen eine Erweiterung des Samples mit Telekomunternehmen. Aufgrund des signifikanten Ergebnisses kann gefolgert werden, dass das EVU-Sample sich in der Höhe der Unlevered Betas signifikant von einem Sample bestehend aus zehn Telekomunternehmen unterscheidet. Eine Ergänzung mit Telekomunternehmen würde entsprechend zu einer Verzerrung des Unlevered Betas für Schweizer Stromnetze führen.

## 3.3 Netzanteil am Gesamtumsatz

### Hintergrund

In einem nächsten Schritt wurde untersucht, inwiefern die Höhe der Peer Betas durch unterschiedliche Anteile der Netzaktivität der EVUs erklärt werden können. Sollten andere von den Peers verfolgte Geschäftstätigkeiten ein zum Netzbetrieb systematisch unterschiedliches Risikoprofil aufweisen, könnte dies zu einem zu hoch oder niedrigen Unlevered Beta und insofern einer Über- oder Unterkompensierung der tatsächlichen Risiken von Schweizer Netzbetreibern führen.

### Empirische Analyse

Die Fragestellung wurde anhand einer simplen Regression der beobachteten Peer Betas am jeweiligen Anteil des Netzbetriebs am Gesamtumsatz analysiert. Das Ergebnis der Schätzung ist nachfolgend in **Tabelle 11** dargestellt.

**Tabelle 11: Ergebnis der Regressionsanalyse des Einflusses der Höhe des Netzanteils auf die Höhe der Peer Betas**

Treiber der Beta-Höhe	Einfluss pro 10 Prozentpunkten	Statistische Signifikanz
Netzanteil am Gesamtumsatz (in %)	-0.03	Hoch signifikant

Anmerkung: Die statistische Signifikanz bezieht sich auf einen t-Test des Regressionskoeffizienten: Nicht signifikant impliziert einen p-Wert über 0.1. Leicht signifikant bezieht sich auf einen p-Wert zwischen 0.1 und 0.05. Signifikant bezieht sich auf einen p-Wert zwischen 0.05 und 0.01. Hoch signifikant bezieht sich auf einen p-Wert unter 0.01.

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten Refinitiv Datastream.

Die Ergebnisse der Regressionsanalyse deuten darauf hin, dass sich das Risikoprofil der Netz­­tätigkeit deutlich von anderen Tätigkeitsbereichen der EVUs unterscheidet. Der durch die Regression geschätzte Einfluss von zehn Prozentpunkten mehr (oder weniger) Netzanteil am Gesamtumsatz liegt bei einer Veränderung des Beta von minus (oder plus) 0.03. Dies impliziert, dass ein Peer EVU mit rund 50 Prozent Netzanteil am Gesamtumsatz ein um etwa 0.15 höheres Unlevered Beta ausweist als ein reiner Netzbetreiber. Der Zusammenhang ist statistisch signifikant.

Insofern legen die Ergebnisse nahe, dass die aktuelle Zusammensetzung der Peer Group, die nicht aus reinen Netzbetreibern besteht, wahrscheinlich zu einer gewissen Überschätzung des tatsächlichen Unlevered Betas für Schweizer Netzbetreiber führt.

### Diskussion

Stellt sich im Rahmen der jährlichen Überprüfung der Peer Group heraus, dass der Netzbetrieb bei vielen Peers nicht den Hauptteil am Gesamtumsatz ausmacht und dadurch die Schätzung des Unlevered Betas womöglich systematisch verzerrt wird, so sind unter Umständen Massnahmen zur Korrektur der rohen empirischen Schätzung angezeigt.

Bereits in Swiss Economics (2021) wurden zwei mögliche Ansätze skizziert:

- **Stärkere Gewichtung von Peers mit höherem Netzanteil:** Ein naheliegender und einfacher Ansatz wäre es, die Netzanteile (in Prozent) als Gewicht zu verwenden. So würde beispielsweise das Unlevered Beta der belgischen Elia Group SA, einem reinen Netzbetreiber, mit einer Gewichtung von 100 Prozent und die portugiesische Redes Energéticas Nacionais mit ihrem Netzanteil von 70 Prozent in die Peer Group einfließen.<sup>33</sup> Es sind jedoch auch alternative Gewichtungsansätze möglich. Beispielsweise könnten nur Peers ab einem gewissen Mindestanteil Netzbetrieb betrachtet werden (also eine 0-Gewichtung nicht sehr aussagekräftiger Peers).
- **Korrektur einzelner Betas anhand Full Information Beta Decomposition:** Die Unlevered Betas der Peers werden direkt adjustiert über den in einer Regressionsanalyse (vgl. oben) ermittelten Einflussfaktor des Netzanteils. Basierend auf den

<sup>33</sup> Netzanteile der Verteilung am Gesamtumsatz aus den jeweiligen Jahresabschlüssen wurden über Datastream (Financials) abgerufen. Die genannten Werte für Elia Group SA und Energéticas Nacionais entsprechen Durchschnittswerten von 2020 bis 2022.

Regressionsergebnissen aus Tabelle 11 würde sich das Unlevered Beta von Redes Energéticas Nacionais mit einem Netzanteil von 70 Prozent von einem unadjustierten Wert von 0.31 auf 0.22 verringern. Das Unlevered Beta in der Höhe von 0.24 von Elia Group SA mit einem Netzanteil von 100 Prozent bliebe entsprechend unverändert.<sup>34</sup> Aufgrund starker (und möglicherweise nur teilweise erfüllter) Annahmen sind jedoch strukturelle Adjustierungen des Unlevered Betas zur Ermittlung eines «Pure Play»-Betas nur sehr zurückhaltend und mit einem äusserst hohen Ausmass an handwerklicher Vorsicht vorzunehmen.

Wichtig erscheint uns, dass keine strikten und unflexiblen Vorgaben zur Adjustierung von Unlevered Betas auf Verordnungsebene festgesetzt werden. Die unseres Erachtens besten Ergebnisse werden erzielt, wenn idealerweise jeweils jährlich die Ausgangslage neu eruiert und jeweils angemessene Lösungsansätze gewählt werden.

### 3.4 Übertragung und Verteilung

#### Hintergrund

Des Weiteren ist zu prüfen, ob und inwiefern sich die Risikoprofile zwischen dem Betrieb von Übertragungsnetzen und dem Betrieb von Verteilungsnetzen unterscheiden. Sollten die beiden Tätigkeiten mit unterschiedlichen Risiken behaftet sein, könnte die in der StromVV vorgesehene Verwendung eines einheitlichen Netz-WACC ohne Differenzierung problembehaftet sein.

#### Empirische Analyse

Zur Analyse dieser Fragestellung wurde der uns zur Verfügung stehende EVU Datensatz in Subsamples bestehend aus Übertragungsnetzbetreibern (insgesamt 5 EVUs mit Tätigkeit in der Übertragung aber nicht in der Verteilung) Verteilnetzbetreibern (insgesamt 22 EVUs mit Tätigkeit in der Verteilung aber nicht in der Übertragung) aufgeteilt. Als statistische Methode, um die Höhe der Unlevered Betas der beiden Subsamples zu vergleichen, wurde wiederum der Mann Whitney U-Test gewählt.

**Tabelle 12** stellt die Ergebnisse der Analyse dar.

---

<sup>34</sup> Im IFBC Gutachten (2021) wurde vorgeschlagen, die folgende Gewichtung auf der Grundlage des gleitenden Durchschnitts des Umsatzes/EBITDA der letzten drei Jahre vorzunehmen: Proportionale Gewichtung von 1.0 für Stromübertragung bzw. -verteilung von mehr als zwei Dritteln, proportionale Gewichtung von 0.5 für Stromübertragung bzw. -verteilung von weniger als zwei Dritteln. Ein ähnlicher Ansatz könnte angewandt werden.

**Tabelle 12: Ergebnisse der Analyse statistischer Unterschiede zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen**

Netz	Anzahl Beobachtungen / Peers	Ø Unlevered Beta	Statistische Signifikanz
Nur Übertragung	5	0.33	Vergleich-Sample
Nur Verteilung	22	0.44	Nicht signifikant unterschiedlich

Anmerkung: Die statistische Signifikanz bezieht sich auf die Ergebnisse des Mann Whitney U-Tests, wobei die folgende Nomenklatur verwendet wurde: Nicht signifikant fiel der Test aus, wenn der p-Wert für die Nullhypothese (identische Sample Verteilungen) in einem Wert über 0.1 resultierte. Leicht signifikant bezieht sich auf einen p-Wert zwischen 0.1 und 0.05. Signifikant bezieht sich auf einen p-Wert zwischen 0.05 und 0.01. Hoch signifikant bezieht sich auf einen p-Wert unter 0.01.

Nur Übertragung bezieht sich auf ein Subsample bestehend aus EVUs, die Übertragungsnetze betreiben aber keine Verteilnetze. Nur Verteilung bezieht sich auf ein Subsample bestehend aus EVUs, die Verteilnetze betreiben, aber keine Übertragungsnetze.

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten Refinitiv Datastream.

Die statistische Prüfung erlaubt nicht den Schluss, dass das Unlevered Beta für die Stromübertragung systematisch unterschiedlich vom Unlevered Beta für die Stromverteilung ausfällt. Eine entsprechende Nullhypothese kann aufgrund des Mann Whitney U-Tests nicht verworfen werden.

Nichtsdestotrotz ist der Mann Whitney U-Test auch nicht als Indiz zu werten, dass die Unlevered Betas für Verteilung und Übertragung identisch sind. Denn das Subsample von EVUs, die Übertragungsnetze aber keine Verteilnetze betreiben, besteht nur aus 5 Unternehmen. Entsprechend müsste der tatsächliche Unterschied zwischen den Subsamples vergleichsweise hoch ausfallen, um über einen statistischen Test als signifikant erfasst zu werden.

Auch wenn nicht auszuschliessen ist, dass die beobachteten Unterschiede möglicherweise einzig auf zufälliges Datenrauschen zurückzuführen sind, so deuten die Mittelwerte der beiden Subsamples dennoch daraufhin, dass das Betarisiko für den Betrieb von Übertragungsnetzen möglicherweise geringer ausfällt als für den Betrieb von Verteilnetzen.

## Diskussion

Die Auffassung, dass Übertragung und Verteilung unterschiedliche Risiken und insofern unterschiedliche Kapitalkosten aufweisen, scheinen zumindest auch verschiedene europäische Sektorregulatoren zu teilen. So bestimmte beispielsweise erst kürzlich die britische Ofgem im Rahmen der Ausgestaltung der RIIO-2 Regulierungsperiode über den Zeitraum von 2021 bis 2028 unterschiedliche WACCs für Stromübertragung und Stromverteilung (vgl. **Box 4**). Aber auch die italienische Regulierungsbehörde ARERA hat für die zweite Regulierungsperiode von 2022 bis 2027 im Strom- und Gassektor (2PWACC) unterschiedliche WACCs für die Stromübertragung und -verteilung festgelegt.<sup>35</sup>

<sup>35</sup> Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (2021). Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027. [www.arera.it/allegati/docs/21/614-21alla.pdf](http://www.arera.it/allegati/docs/21/614-21alla.pdf).

**Box 4: Ofgem RIIO-2**

Regulatorische Präzedenz für die Bestimmung unterschiedlicher WACCs für Übertragung und Verteilung liefert die britische Regulierungsbehörde Ofgem.

In der aktuellen seit 2021 laufenden Regulierungsperiode RIIO-2 setzte Ofgem für Verteilnetze einen WACC von 3.90 Prozent (Vanilla und erwartet nominal). Der WACC für die Übertragungsnetze beläuft sich dagegen im Schnitt nur gerade auf etwa 2.8 Prozent.

Hinter den WACCs stehen jeweils separate Regulierungsentscheide (Final Determinations) für die Verteilung und die Übertragung mit jeweils auch separaten WACC Berechnungen.<sup>36</sup> Insofern wurde nicht explizit auf die relativen Unterschiede in den Risikoprofilen eingegangen. Bemerkenswert ist jedoch, dass die verwendeten Asset Betas für Übertragung und Verteilung mit 0.349 gleich hoch ausfallen. Die Unterschiede stammen vielmehr von unterschiedlichen Bonitätszuschlägen her. Der FK-Satz für die Verteilung liegt bei rund 3 Prozent und der FK-Satz für die Übertragung zwischen 1.5 und 1.8 Prozent.

Ofgem differenzierte gar zwischen verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern, wobei die Bandbreite der Werte nur rund 15 Basispunkte von 2.29 Prozent für Scottish Hydro-Electric Transmission Limited bis 2.85 Prozent für UK Wales & West Utilities beträgt. Die WACCs der Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden sich insbesondere in der Kapitalstruktur, die sich insofern auch auf die Höhe des Eigenkapitalzinssatzes (über das Levered Beta) und auf die Höhe des Fremdkapitalzinssatzes (über das verwendete Debt Beta) auswirken. Die Unterschiede in der Kapitalstruktur liegen in den Ergebnissen einer «Financeability» Analyse begründet. Insbesondere untersuchte Ofgem die Cashflowrisiken der Übertragungsnetzbetreiber und reduzierte das «Notional Gearing» derjenigen Unternehmen, wo die Mittel aus laufender Geschäftstätigkeit möglicherweise die Zinsforderungen nicht decken können.

Insofern spricht aus unserer Sicht gerade auch die entsprechende ausländische Regulierungspraxis dafür, in der StromVV zumindest die Möglichkeit für die Verwendung unterschiedlicher Peer Groups für Übertragung und Verteilung zu verankern. Dies würde dem BFE erlauben, im Rahmen der jährlichen Überprüfung der Peer Group darüber zu befinden, ob die empirischen Voraussetzungen für zwei separate WACCs für Übertragung und Verteilung zur Anwendung kommen sollen.

### 3.5 Regulierungsrahmen

#### Hintergrund

Sowohl in der Literatur als auch unter Praktikern ist weitgehend akzeptiert, dass der Regulierungsrahmen, innerhalb welchem sich ein Infrastrukturunternehmen bewegt, einen

---

<sup>36</sup> Eine Übersicht der Entscheide kann unter nachfolgendem Link erreicht werden <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-2-final-determinations-transmission-and-gas-distribution-network-companies-and-electricity-system-operator> [abgerufen am 31. Januar 2024]

Einfluss auf die Höhe des Betas haben kann.<sup>37</sup> Von Relevanz ist hierbei, dass die Schweizer Netzbetreiber unter einem sogenannten Rate of Return Regime (bzw. Cost Plus-Regulierung) operieren, wobei grundsätzlich alle betriebsnotwendigen Kosten in vollem Umfang auf die Abnehmer abgewälzt werden können.<sup>38</sup> Die Netzaktivitäten der grossen Mehrheit der Peer EVUs stehen jedoch unter einer Form von Anreizregulierung, welche sich über mehrjährige Regulierungsperioden mit fixierten Tarifen (meist Revenue Caps) und insofern über erhebliche Kostenrisiken auszeichnen.<sup>39</sup>

### Empirische Analyse

Die Rolle verschiedener Regulierungsformen wurde anhand einer Regressionsanalyse untersucht. Allerdings operieren die meisten europäischen EVUs unter einem Revenue Cap regime, einer Art von Anreizregulierung, was die statistische Differenzierung der Auswirkungen unterschiedlicher Regulierungsrahmen etwas erschwerte. Als einzige Cost Plus-Unternehmen flossen die beiden Schweizer EVUs BKW und Energie Romande in die Analyse ein. Teils unter Anreizregulierung und teils unter Cost-Plus Regulierung stehend, flossen insgesamt fünf italienische EVUs ein. Die verbleibenden 26 EVUs stehen allesamt unter Revenue Cap / Anreizregulierung.

Die Ergebnisse der Regressionsanalyse sind nachfolgend in **Tabelle 13** zusammengefasst.

**Tabelle 13: Ergebnisse der Regressionsanalyse des Einflusses unterschiedlicher Regulierungsformen**

Regulierungsrahmen	Einfluss	Statistische Signifikanz
Cost Plus	-0.05	Nicht signifikant
Mischform: Revenue Cap für Opex und Passthrough für Capex	-0.01	Nicht signifikant

Anmerkung: Die statistische Signifikanz bezieht sich auf einen t-Test des Regressionskoeffizienten: Nicht signifikant impliziert einen p-Wert über 0.1. Leicht signifikant bezieht sich auf einen p-Wert zwischen 0.1 und 0.05. Signifikant bezieht sich auf einen p-Wert zwischen 0.05 und 0.01. Hoch signifikant bezieht sich auf einen p-Wert unter 0.01.

Die ausgewiesenen Einflüsse beziehen sich auf ein durchschnittliches Beta von Peers unter Anreizregulierung als Basiswert.

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten Refinitiv Datastream.

Die Regressionsanalyse führt zu intuitiven Ergebnissen im Sinne, dass das Unlevered Beta der Schweizer Cost-Plus EVUs durchschnittlich ein Abschlag von 0.05 gegenüber den ausländischen EVUs unter Anreizregulierung aufweist. Die Unlevered Betas der italienischen

<sup>37</sup> Eine Übersicht der Entscheide kann unter nachfolgendem Link erreicht werden <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-2-final-determinations-transmission-and-gas-distribution-network-companies-and-electricity-system-operator> [abgerufen am 31. Januar 2024]

<sup>38</sup> Einzige Ausnahme stellen Fremdkapitalkosten dar, welche über den regulatorischen WACC abgegolten werden. Insofern bleibt das Finanzierungsrisiko vollständig bei den Netzbetreibern.

<sup>39</sup> Insbesondere Übertragungsnetze stehen zwar auch im Ausland noch häufig unter einer Cost-Plus Regulierung, wie beispielsweise in Österreich, Kroatien, Dänemark oder Polen. Die entsprechenden Eigner sind jedoch entweder öffentlich oder, wenn privat, nicht börsenkotiert.

über eine Mischform von Anreizregulierung und Cost Plus regulierten EVUs kommen so-  
dann im Durchschnitt zwischen den beiden reinen Regulierungsformen zu liegen.

Die geschätzten Einflüsse sind jedoch nicht statistisch signifikant und könnten daher auch  
auf zufällige Datenvariation zurückzuführen sein.

Ein alternativer Ansatz zur Bestimmung des Einflusses der Regula-  
tionsgestaltung auf die Höhe des Unlevered Betas ist anhand einer Regressionsanalyse der Dauer der Regu-  
lierungsperiode. Die Dauer der Regula-  
tionsperiode einer Anreizregulierung ist ein massge-  
blicher Faktor für das Ausmass an Kostenrisiko, dem die regulierten Unternehmen ausge-  
setzt sind. Während über einen kurzen Zeitraum von wenigen Jahren die Kostenentwick-  
lung relativ genau vorhergesagt werden kann, sind entsprechende Prognosen für mehrjäh-  
rige Perioden schwieriger und entsprechend steigt das Risiko von Gewinnausschlägen.

Die Ergebnisse der entsprechenden Regressionsanalyse sind nachfolgend in **Tabelle 14** zu-  
sammengefasst. Dabei wurden Cost-Plus regulierte EVUs mit einer Regula-  
tionsdauer von null Jahren kodiert. Die unter Revenue Cap regulierten EVUs fliessen mit der Dauer der  
aktuellen Regula-  
tionsdauer in die Schätzung ein.

**Tabelle 14: Ergebnisse der Regressionsanalyse des Einflusses der Dauer der Re-  
gulationsperiode**

Regulationsperiode	Einfluss	Statistische Signifikanz
Pro zusätzliches Jahr	0.03	Leicht signifikant

Anmerkung: Die statistische Signifikanz bezieht sich auf einen t-Test des Regressionskoeffizienten: Nicht sig-  
nifikant impliziert einen p-Wert über 0.1. Leicht signifikant bezieht sich auf einen p-Wert zwischen 0.1 und 0.05.  
Signifikant bezieht sich auf einen p-Wert zwischen 0.05 und 0.01. Hoch signifikant bezieht sich auf einen p-Wert  
unter 0.01.

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten Refinitiv Datastream.

Die Regressionsanalyse zeigt, dass das Unlevered Beta der EVUs im Durchschnitt um 0.03  
pro zusätzliches Jahr steigt. Die geschätzten Einflüsse sind jedoch nur leicht statistisch sig-  
nifikant und sollten erneut mit Vorsicht betrachtet werden.

### Diskussion

Es erscheint plausibel, dass eine Peer Group, vornehmlich aus unter Anreizregulierung ste-  
henden und insofern beträchtlichen Kostenrisiken ausgesetzten Netzbetreibern bestehend,  
zu einem für die Schweizer Netzbetreiber überhöhten Unlevered Beta führt. Statistisch  
nachgewiesen konnte eine entsprechende Verzerrung vorliegend jedoch nicht. Leichte sta-  
tistische Evidenz liegt jedoch dafür vor, dass die Dauer der Regula-  
tionsperiode einen Ein-  
fluss auf die Höhe des Unlevered Betas zu haben scheint.

Wiederum erscheint es angemessen, dem BFE über eine entsprechende Verordnungsände-  
rung, die Möglichkeit einzuräumen, die Auswirkungen von unterschiedlichen Regula-  
tionsrahmen bei Peers und Schweizer Netzbetreibern während der jährlichen WACC-Be-  
stimmung empirisch zu prüfen und, falls angezeigt, korrigierende Massnahmen zu ergrei-  
fen.

Beispielsweise könnten die empirisch geschätzten Unlevered Betas von EVUs unter Anreizregulierung über den Einfluss der jeweiligen Anzahl Jahre in der Regulierungsperiode korrigiert und mit dem Risikoprofil von Schweizer Netzbetreibern mit Cost-Plus Regulierung vergleichbar gemacht werden. Bei einer durchschnittlichen Länge der Regulierungsperiode der betrachteten europäischen EVUs von 4.25 Jahre würde dies einer Reduktion des Unlevered Betas von 0.13 entsprechen.<sup>40</sup>

### 3.6 Eigentumsstruktur, Geographie, Unternehmensgrösse und Bonitätsstruktur

#### Hintergrund

Schliesslich gilt es zu untersuchen, ob und inwiefern die Eigentumsverhältnisse, die Unternehmensgrösse und die geographische Lage der Peer Group mit den eher kleinen und durch einen sehr hohen Anteil öffentlicher Eigner ausgezeichneten Schweizer Stromnetzen vergleichbar ist.

Es ist denkbar, dass die Schweizer Netze einen Kostenvorteil auf dem Kapitalmarkt gegenüber privaten Eigentümern geniessen.

- Dies wäre insbesondere dann der Fall, wenn öffentliche Eigner auf dem Kapitalmarkt mit einer erhöhten Ausfallsicherheit in Verbindung gebracht werden und entsprechend Fremdkapital zu besseren Konditionen aufnehmen können.
- Es ist auch denkbar, dass grössere Unternehmen Fremdkapital zu anderen Konditionen aufnehmen können als kleinere Unternehmen und
- die geographische Lage könnte auch eine Rolle spielen, da die Bonität der Unternehmen von der Bonität des Heimatlandes beeinflusst werden könnte.

#### Empirische Analyse

Um diese Fragestellung zu analysieren, wurden die Eigentümerstrukturen, die Unternehmensgrössen, die länderspezifischen Credit Ratings und die Credit Ratings von Schweizer EVUs mit der Peer Group verglichen. Zusätzlich wurden die Credit Ratings (als Proxy-Variante für Bonität) von Schweizer EVUs in öffentlicher Hand und Unternehmen mit teils privaten Eigentümern verglichen.

#### Eigentümerstruktur

Gemäss Informationen der ElCom ist gut ein Drittel der Schweizer Netze direkt in die öffentliche Verwaltung, beispielsweise in der Form einer Gemeindeabteilung, integriert und verfügt insofern über keine eigene Rechtsform. Weitere gut 40 Prozent sind zwar als öffentlich-rechtliche Körperschaften oder Genossenschaften eigene autonome juristische Personen, sind aber vollständig von einer Verwaltungsorganisation getragen. Nur gerade knapp ein Viertel der Netze sind als Aktiengesellschaft organisiert, die überhaupt private Eigentumsverhältnisse zulassen. Auch hiervon ist jedoch ein grosser Anteil vollständig in den

---

<sup>40</sup> 4.25 Jahre der durchschnittlichen Regulierungsperiode x inkrementeller Effekt eines zusätzlichen Jahres in der Regulierungsperiode von 0.03.



Händen öffentlicher Eigentümer. Bei den zwei kotierten EVUs beträgt der Anteil der öffentlichen Hand im Durchschnitt 46 Prozent.

Die Eigentümerstruktur der Peer Group unterscheidet sich wesentlich. Erstens sind alle Unternehmen kotiert. Zweitens ist die Eigentümerschaft nur bei circa einem Viertel der Peers mehrheitlich staatlich und drittens beträgt die durchschnittliche staatliche Beteiligung nur gerade 26 Prozent der Marktkapitalisierung

### **Unternehmensgrösse**

Als Proxy für die Unternehmensgrösse wird die Marktkapitalisierung verwendet. Die durchschnittliche Marktkapitalisierung der Peer Group beträgt EUR 14 Mrd. Die beiden kotierten Schweizer EVUs haben eine durchschnittliche Kapitalisierung von CHF 3.6 Mrd. und auch die Marktkapitalisierung der beiden grössten Schweizer EVUs, Alpiq und Axpo beträgt gemäss der Umsatzmultiplikator-Methode maximal CHF 22 Mrd. respektive CHF 16 Mrd.<sup>41</sup> D.h. 20 Prozent der Unternehmen der Peer Group haben eine höhere Marktkapitalisierung als das grösste Schweizer EVU.<sup>42</sup> Dies zeigt eindeutig, dass die Schweizer EVUs im Durchschnitt eine deutlich tiefere Marktkapitalisierung als die Peer Group aufweisen.

### **Geographie**

Die Schweiz wird von S&P mit einem AAA bewertet. Von den 13 Heimatländer der Peer Group erreichen zwei, Deutschland und Dänemark auch eine AAA-Bonität. Der Median wird mit einem AA bewertet und alle Länder werden als anlagewürdig (Investment grade) eingestuft. Dies zeigt, die Schweizer EVUs haben einen Heimvorteil, der sich möglicherweise auch in einem Kostenvorteil an den Kapitalmärkten reflektiert.

### **Diskussion**

Es existieren strukturelle Unterschiede zwischen den Peer Unternehmen aus Europa und den Schweizer Netzbetreibern, die sich wohl auch in unterschiedlichen Risikoprofilen niederschlagen können. Bei der Auswahl der Peer Group sollte darauf geachtet werden, dass wenn möglich EVUs mit ähnlichem «Country Risk», Eigentümerstruktur und Unternehmensgrösse verwendet werden.

## **3.7 Zusammenfassung und Fazit Peer Group**

In **Tabelle 15** sind nachfolgend die Erkenntnisse der durchgeführten Analysen bezüglich der Peer Group zusammengefasst.

---

<sup>41</sup> Die Axpo und die Alpiq sind zusammen für ungefähr 60 % der Schweizer Stromproduktion verantwortlich.

<sup>42</sup> Und die Hälfte hat eine höhere Marktkapitalisierung als das drittgrösste EVU der Schweiz.

**Tabelle 15: Zusammenfassung der Erkenntnisse aus den Peer Group Analysen**

Peer Group Fokus	Ergebnis der Analysen	Handlungsbedarf / -möglichkeiten
Sollte die Peer Group mit Unternehmen aus <b>anderen Infrastrukturbranchen</b> erweitert werden?	Gas- und Wasserversorger möglicherweise vergleichbar mit Stromnetzen Telekomunternehmen signifikant unterschiedlich	<b>Möglichkeit zur Erweiterung</b> der Peer Gruppe auf Unternehmen aus vergleichbaren Branchen in StromVV <b>verankern</b> Erweiterung der Peer Group jeweils im Zuge der jährlichen Bestimmung zu überprüfen
Verzerren <b>weitere Tätigkeiten</b> der Peers neben dem Netzbetrieb das Beta für CH-Stromnetze?	Evidenz für deutlich tieferes Beta für Netzbetrieb als für andere EVU-Aktivitäten Ermittlung eines «Pure Play»-Betas jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden	<b>Möglichkeit zur Korrektur</b> der Peer Group oder des Unlevered Betas in StromVV <b>verankern</b> Etwaige Korrekturen jeweils im Zuge der jährlichen Bestimmung zu überprüfen
Weisen <b>Übertragung und Verteilung</b> systematisch unterschiedliche Risikoprofile aus?	Unterschiede plausibel, aber mittels statistischer Analyse nicht belegbar	<b>Möglichkeit</b> zur Definition von unterschiedlichen Peer Groups (und insofern unterschiedlichen WACCs) für Übertragung und Verteilung in StromVV <b>verankern</b> Etwaige Separierung zwischen Übertragung und Verteilung jeweils im Zuge der jährlichen Bestimmung zu überprüfen
Weisen unter <b>Anreizregulierung</b> bestehende Peers systematisch unterschiedliche Risikoprofile zu CH-Stromnetzen unter Cost Plus-Regulierung aus?	Unterschiede plausibel, aber mittels statistischer Analyse nicht belegbar	<b>Möglichkeit zur Neuzusammensetzung der Peer Group</b> oder <b>Korrektur des Unlevered Betas</b> in StromVV <b>verankern</b> Etwaige Korrekturen jeweils im Zuge der jährlichen Bestimmung zu überprüfen
Weisen die Mitglieder der Peer Group aufgrund ihrer <b>Eigentumsverhältnisse, Geographie</b> oder <b>Grösse</b> andere Kapitalkosten als Schweizer Netzbetreiber auf?	Kaum Indizien für unterschiedliche Kapitalkosten	Möglichkeit zur Korrektur der Peer Group verankern

Quelle: Swiss Economics.

Als grundsätzliche Erkenntnis über sämtliche Analysen hinweg lässt sich festhalten, dass Unterschiede zwischen der Grundgesamtheit möglicher Peers und den Schweizer Netzbetreibern (als Ziel der StromVV-Regulierung) bestehen. Diese Unterschiede können sich sowohl auf Geschäftsaktivitäten, Regulierungsrahmen, Marktbedingungen als auch generelle firmenspezifische Charakteristika beziehen. Des Weiteren erscheint es plausibel, dass diese Unterschiede und Eigenheiten der Peers einen Einfluss auf deren Risikoprofil und insofern auf die beobachteten Betas haben.

Jedoch ist es unserer Meinung nach so, dass keine einfachen und robusten Lösungsansätze bestehen, die uneingeschränkt Bestand über die Zeit hinweg hätten. In diesem Sinne beschränkt sich unsere Empfehlung betreffend Verordnungsänderungen darauf, die Möglichkeit für Anpassungen der Peer Group und Korrekturen am Unlevered Beta in der StromVV

zu verankern. Ob und inwiefern schliesslich Bedarf hierfür besteht, sollte jeweils während der jährlichen Bestimmung aufgrund der empirisch beobachteten Kapitalmarktverhältnisse entschieden werden.

## 4 Einzelne WACC-Parameter

### 4.1 Einleitung

Neben den übergreifenden Thematiken zur Berechnungsmethodik und der Peer Group werden nachfolgend spezifische WACC-Parameter auf möglichen Anpassungsbedarf hin geprüft.

Zum einen wird die für die Gewichtung von Eigen- und Fremdkapitalkosten im WACC ausschlaggebende Kapitalstruktur von aktuell 40 Prozent Eigenkapital und 60 Prozent Fremdkapital einer konzeptionellen und empirischen Prüfung unterzogen.

Zum anderen werden die beiden für die Bestimmung des Fremdkapitalkostensatzes relevanten Parameter risikoloser Zinssatz FK und fremdkapitalseitiger Risikoaufschlag (Bonitätszuschlag) untersucht. Hierbei ist insbesondere von Relevanz, wie hoch das Credit Rating ausfallen sollte, auf dessen Basis der Zuschlag bestimmt wird.

### 4.2 Kapitalstruktur

#### Hintergrund

Die dem WACC zugrundeliegende Kapitalstruktur bestimmt die Gewichtung zwischen Eigen- und Fremdkapitalkostensatz.

Für den WACC der Netzbetreiber sieht die StromVV eine Kapitalquote mit 40 Prozent Eigenkapital und 60 Prozent Fremdkapital vor.

Es stellt sich die Frage, anhand welcher Überlegungen und in welcher konkreten Höhe die Kapitalquote für den WACC der Stromnetze und die verschiedenen WACCs für erneuerbare Energien idealerweise festgesetzt werden sollte.

Grundsätzlich sollte die Kapitalquote des WACC so gewählt werden, dass diese insgesamt die Höhe der Kapitalkosten für Netzbetreiber auf einem effizienten Niveau hält. Dabei sind jedoch eine Reihe von unterschiedlichen und teilweise entgegengesetzten Wirkungsmechanismen zu beachten. Die relevanten Überlegungen aus der Corporate Finance Literatur zum Thema Finanzierungsstruktur und Kapitalkosten wurden bereits in Swiss Economics (2021) dargelegt. Diese sollen nachfolgend weiter vertieft werden.

#### Konzeptionelle und qualitative Analyse

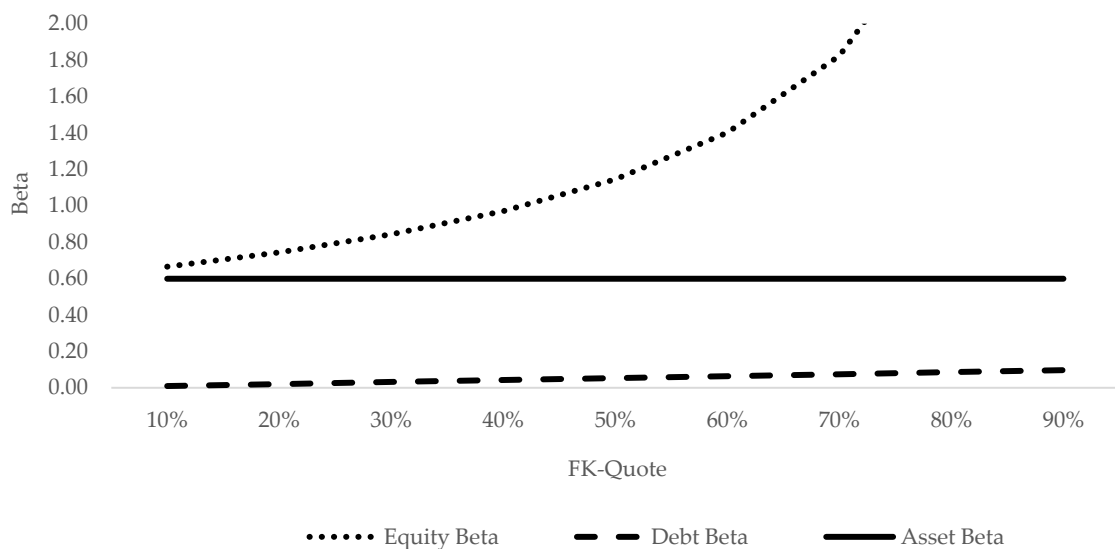
Grundsätzlich geht die Corporate Finance Theorie davon aus, dass Kosten für Eigenkapital höher ausfallen als Kosten für Fremdkapital. Dies ist auf den Residualanspruch von Eigenkapitalgebern zurückzuführen, welcher sich aus der Priorisierung von Fremdkapital über Eigenkapital bei Rückzahlungsansprüchen und bei der Gewinnverwendung ergibt. Insofern ergibt sich bei oberflächlicher Betrachtung eine gewisse Logik, für den WACC eine Kapitalstruktur mit möglichst hohem Verschuldungsgrad zu wählen.

Diese Logik greift jedoch zu kurz. Denn gemäss etablierter Corporate Finance Theorie steigt sowohl die Höhe der Eigen- als auch Fremdkapitalkosten mit dem Verschuldungsgrad

eines Unternehmens.<sup>43</sup> Dies ist auf die Hebelwirkung der Verschuldung zu erklären, die zum einen die Volatilität der Eigenkapitalrendite (Eigenkapitalrisiko) und damit verbunden auch die Insolvenzgefahr (Ausfallrisiko Fremdkapital bzw. Stresskosten) erhöht.<sup>44</sup> Ab einem gewissen Verschuldungsgrad übersteigt dieser kostenerhöhende Risikoeffekt aus zusätzlicher Verschuldung den kostenmindernden Effekt einer höheren Gewichtung der grundsätzlich günstigeren Fremdkapitalkosten. Für die allermeisten Unternehmen und Industrien existiert somit eine bestimmte Kapitalkostenstruktur, die die Kapitalkosten gesamthaft minimiert und insofern optimal ist.

Der beschriebene Trade-Off kann über Levered Betas für Equity und Debt erfasst werden, welche in ihrer Höhe neben den fundamentalen Risikoeigenschaften des Unternehmens (reflektiert durch das Asset Beta) auch von der zugrundeliegenden Kapitalstruktur abhängig sind. Für die Schweizer Netzbetreiber kann illustrativ anhand der durch das BFE für das Tarifjahr 2025 bestimmten WACC-Parameter des Asset Betas und des Equity Betas, unter Verwendung der sogenannten Harris-Pringle Annahmen, der Verlauf von Equity und Debt Beta bei sich verändernder Kapitalquote dargestellt werden (vgl. **Abbildung 13**).

**Abbildung 13: Höhe von Levered (Equity und Debt) und Asset Betas bei sich verändernder Kapitalquote**



Anmerkung: Das Debt Beta wurde aus den durch das BFE für das Tarifjahr 2025 festgesetzten Parametern für Asset Beta und Equity Beta unter Annahme abgeleitet, dass der Tax Shield des Fremdkapitals gleich hoch ausfällt wie das Asset Beta. Das Debt Beta bewegt sich zwischen 0.01 bis 0.06. Der Verlauf des Equity Betas wurde über die Harris-Pringle Formel und das Debt Beta bestimmt. Das Asset Beta entspricht dem für die Kapitalstruktur gewichteten Durchschnitt aus Equity und Debt Beta und bleibt konstant gemäss Bestimmung BFE bei 0.4 über das Intervall aller möglicher Kapitalstrukturen hinweg.

Quelle: Swiss Economics.

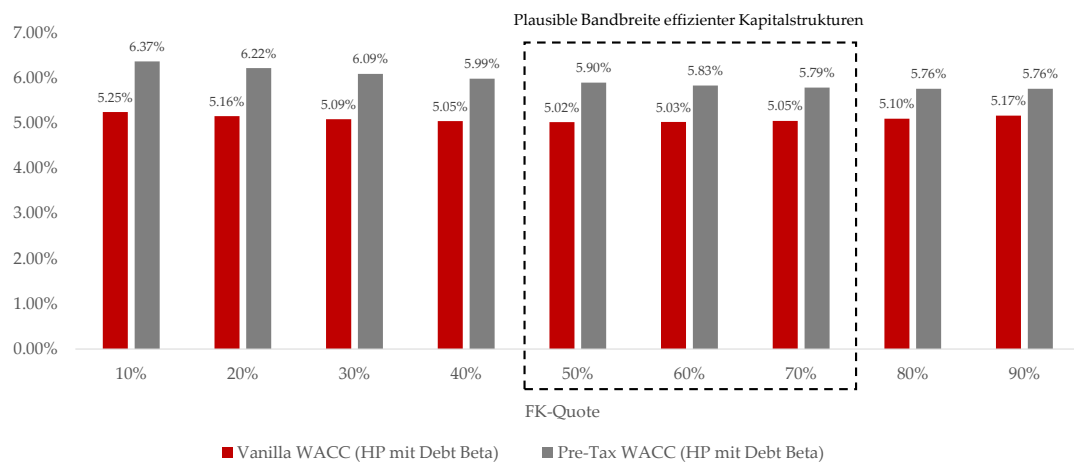
<sup>43</sup> Vgl. bspw. Pratt & Grabowski (2014) Cost of Capital. Fifth Edition. Chapter 12.

<sup>44</sup> Vgl. bspw. Pratt & Grabowski (2014) Cost of Capital. Fifth Edition. Chapter 12.

Die StromVV-Methodik vermag den beschriebenen Trade-Off jedoch nur teilweise abzubilden. Über das Levering des Asset Betas wird zwar ein Equity Beta bestimmt, das den Effekt des Verschuldungsgrads auf die Eigenkapitalkosten erfasst. Auf der Fremdkapitalseite sind jedoch keine entsprechenden Mechanismen implementiert, die den Anstieg des Fremdkapitalkostensatzes bei steigender Verschuldung erfassen.<sup>45</sup>

**Abbildung 14** zeigt den Verlauf der Höhe des StromVV-WACCs, würden auch die Auswirkungen des Verschuldungsgrads auf den Fremdkapitalkostensatz anhand eines Debt Betas abgebildet.

**Abbildung 14: Höhe des WACC nach Kapitalstruktur mit Berücksichtigung eines Debt Betas**



Anmerkung: Der Pre-Tax WACC wurde mit einem hypothetischen Gewinnsteuersatz von 18 Prozent berechnet. Die Equity Betas wurden über den Harris-Pringle (HP) Ansatz ermittelt. Für die Bestimmung des Bonitätsaufschlags wurde ein Debt Beta in Abhängigkeit von der FK-Quote verwendet.

Quelle: Swiss Economics.

Es ist zu sehen, dass der StromVV-WACC (ohne Berücksichtigung des Tax Shields, d.h. Vanilla WACC) ein Minimum bei einer FK-Quote von rund 50 Prozent aufweist und höhere oder tiefere FK-Anteile den WACC jeweils erhöhen.

Bei Berücksichtigung der Möglichkeit, Zinskosten von den Steuern abzusetzen (Tax Shield), erhöht sich die Attraktivität von Fremdkapital gegenüber Eigenkapital nochmals und eine höhere FK-Quote wirkt sich senkend auf die Höhe der Kapitalkosten aus. Dies ist durch den Verlauf der Höhen des Pre-Tax WACC angezeigt, der gemäss unserer Analyse bei 70 Prozent (und somit bei einem höheren Leverage als beim Vanilla WACC) minimiert wird.

<sup>45</sup> FK-seitig sieht die StromVV jedoch einen Bonitätszuschlag vor, der aufgrund des Spreads von Anleiherenditen Schweizer Unternehmen mit guter Bonität geschätzt wird und keine Betrachtung des Verschuldungsgrads vornimmt. Dies mag für die Kapitalstruktur der StromVV eine angemessene Annahme darstellen. Bei hohen Verschuldungsgraden allerdings nimmt die Wahrscheinlichkeit von sogenannten Distress Costs auf dem Fremdkapital deutlich zu.

Da viele Schweizer Netzbetreiber jedoch nicht steuerpflichtig sind, weil sie als eine der öffentlichen Verwaltung angehörende Einheit funktionieren, ist der Effekt des Tax Shields somit auch nicht für alle Regulierungsadressaten von Relevanz.

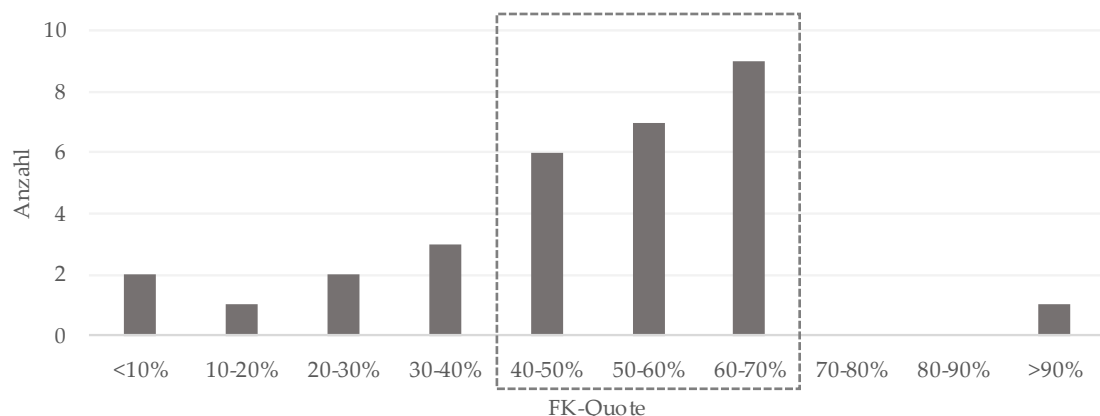
Insgesamt deutet die qualitative Analyse daraufhin, dass sich eine effiziente Fremdkapitalquote für Schweizer Netzbetreiber zwischen 50 bis 70 Prozent bewegt, worin sich auch die aktuell in der StromVV festgesetzte Kapitalquote von 60 Prozent befindet. Allerdings ist der Unterschied in der Höhe der Kapitalkosten zu anderen Kapitalstrukturen nicht signifikant hoch.

### Empirische Beobachtungen

Eine empirische Analyse der tatsächlichen, von den 31 bereits unter Kapitel 3 gewählten europäischen EVUs, Kapitalstrukturen ergibt die nachfolgend in **Abbildung 15** dargestellte Verteilung.

Die FK-Quoten wurden aus den Finanzberichten der EVUs berechnet. Genauer gesagt wurde ein 3-Jahres-Durchschnitt von 2020 bis 2022 des prozentualen Anteils der Gesamtverschuldung am Gesamtkapital berechnet und dann in Bandbreiten von je 10 Prozent kategorisiert.

**Abbildung 15: Verteilung des von europäischen EVUs gewählten Finanzierungsgrads**



Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten Refinitiv Datastream.

Folgende Beobachtungen können gemacht werden:

- Die durchschnittliche FK-Quote beträgt knapp 50 Prozent.
- Die modale Kapitalstruktur (d.h. die am häufigsten gewählte Kapitalstruktur) liegt jedoch zwischen 60 und 70 Prozent.
- Zwei Drittel der Unternehmen wählen eine FK-Quote zwischen 40 und 70 Prozent.
- Über die gesamte Bandbreite möglicher Kapitalstrukturen existieren EVUs, die diese so gewählt haben und entsprechend zumindest als zweckdienlich erachten

Entsprechend bestätigt die Auswertung der Kapitalstrukturen der europäischen EVUs die qualitativen Ergebnisse. Die meisten Elektrizitätsunternehmen scheinen eine Kapitalstruktur von zwischen 40 bis 70 Prozent als für sie optimal zu betrachten.

Für die Schweizer Netzbetreiber scheint die tatsächliche durchschnittliche Kapitalquote gemäss Angaben ElCom näher bei 70 Prozent Eigenkapital und 30 Prozent Fremdkapital zu liegen – also bei einem signifikant höheren EK-Anteil. Die Gründe hierfür sind uns nicht bekannt. Grundsätzlich dürften bei öffentlichen Eignern, die beim Fremdkapital anfallenden Stresskosten bei steigendem Gearing eher geringer ausfallen.

Denn über Anpassungen des Steuersatzes können öffentliche Eigner meist selbst in Krisenzeiten notwendiges Kapital zur Deckung von Verbindlichkeiten aufbringen. Insofern würde der optimale FK-Anteil eher höher als tiefer ausfallen als bei den privat gehaltenen europäischen Elektrizitätsunternehmen.

Eine mögliche Erklärung für das geringe beobachtete durchschnittliche Gearing Schweizer Netzbetreiber besteht in Reputationsrisiken infolge von durch die Bevölkerung möglicherweise als Überschuldung wahrgenommene Verschuldungsgrade. Gerade weil die zusätzlichen Kosten aus einer nicht-optimalen Kapitalstruktur nicht sehr hoch auszufallen scheinen, gewichten öffentliche Eigner Reputationsrisiken womöglich höher.

### 4.3 Bonitätszuschlag

#### Hintergrund

Aktuell stützt sich die StromVV-Methodik für die Bestimmung des Bonitätszuschlags auf die durchschnittliche Verzinsung von Anleihen von Schweizer Unternehmen mit guter Bonität. Konkret wird vom BFE jeweils ein Index für Schweizer Anleiherenditen mit einem A-Rating verwendet.<sup>46</sup>

Es stellt sich die Frage, ob Gründe für eine Anpassung des dem Bonitätszuschlag zugrundeliegenden Credit Ratings bestehen.

#### Credit Ratings von Schweizer und europäischen EVUs

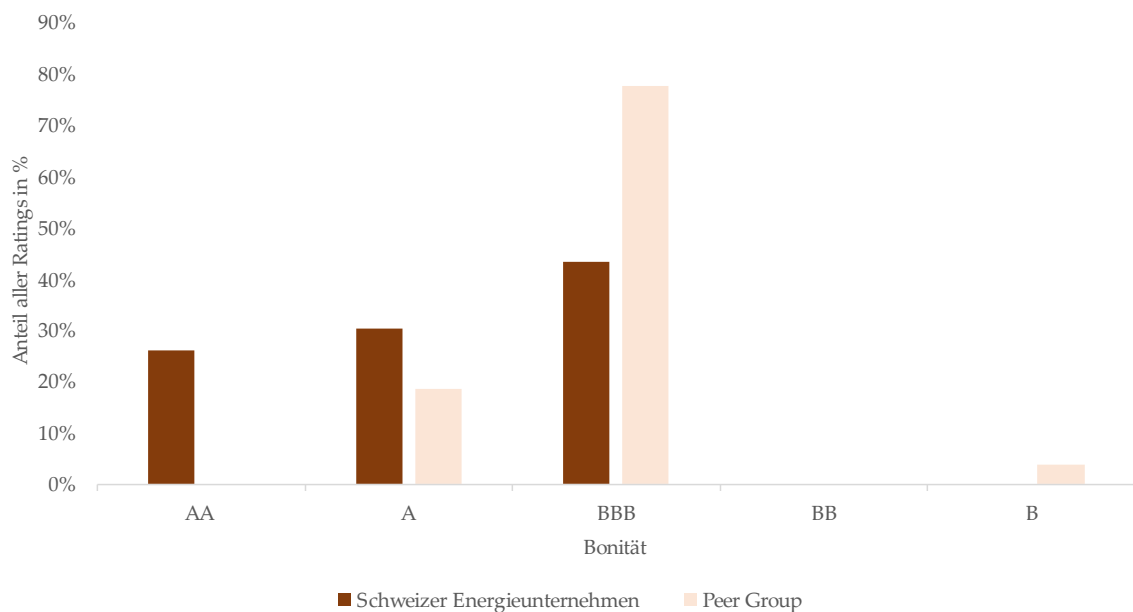
**Abbildung 16** zeigt, inwiefern sich die Bonität Schweizer EVUs von europäischen EVUs unterscheidet.

---

<sup>46</sup> Vgl. IFBC (2015), Risikogerechte Entschädigung für Schweizer Stromnetzbetreiber, Seite 33.



**Abbildung 16: Verteilung der Bonität der Schweizer EVU und der Peer Group**



Anmerkung: Bonität der Schweizer Energieunternehmen gemäss Fedafin und Bonität der Peer Group gemäss S&P und Fitch.

Quelle: Swiss Economics.

Die Schweizer Energieunternehmen zeigen ein Rating von AA bis BBB auf und können allesamt als «Investment Grade» angesehen werden.<sup>47</sup>

Die europäischen EVUs weisen tendenziell schlechtere Ratings zwischen A bis B auf. Mit einem durchschnittlichen BBB Rating wird das «Investment Grade» gerade noch erreicht. Zwei europäische EVUs weisen ein Rating unter BBB auf und müssen als spekulativ eingestuft werden.<sup>48</sup>

Bei der letztmaligen Bestimmung des Credit Ratings, stützte sich das BFE sowohl auf die Ratings von Schweizer als auch europäischen Vergleichs-EVUs, wobei diese jedoch zu allergrössten Teilen überlappten.<sup>49</sup> Insofern scheint sich die Ratingsituation für ausländische EVUs seit 2015 tendenziell etwas verschlechtert zu haben.

## Diskussion

Die StromVV-Methodik sieht in Anhang 1, Absatz 7.1, vor, die Bestimmung des Bonitätszuschlags auf Basis der durchschnittlichen Verzinsung von Anleihen von Schweizer Unternehmen mit guter Bonität durchzuführen.

Um die Konsistenz mit der Bestimmungspraxis für andere WACC-Parameter zu gewährleisten, sollte das dem Bonitätszuschlag zugrundeliegende Rating nicht direkt im

<sup>47</sup> Gemäss Fedafin sind die Aussichten der Schweizer EVUs stabil und teilweise positiv. D.h. es werden keine Abwertungen, sondern in Tendenz eher Aufwertungen bei einigen Unternehmen erwartet.

<sup>48</sup> Ein Rating unter BBB weisen die deutsche MVV Energie AG und die griechische Public Power Corporation SA auf.

<sup>49</sup> Vgl. IFBC (2015), Risikogerechte Entschädigung für Schweizer Stromnetzbetreiber, Seite 33.

Verordnungstext verankert sein, sondern auf Basis von im Markt aktuell beobachteten durchschnittlichen Rankings jeweils bestimmt werden.

Grundsätzlich wäre es angezeigt, sich auch für die Bestimmung des Credit Ratings auf die Peer Group zu stützen. Denn sämtliche anderen WACC Parameter, die das Risiko für Schweizer Netzbetreiber erfassen, werden ebenfalls anhand der Peer Group bestimmt:

- Ausländische Peers, bzw. deren Aktienrenditen, werden für die empirische Schätzung des Betas verwendet und bestimmen insofern massgeblich die Höhe des Risikoaufschlags auf den risikolosen Zinssatz aufseiten Eigenkapital.
- Auch die Kapitalstruktur von 40 Prozent Eigenkapital und 60 Prozent Fremdkapital wird sporadisch über die beobachteten Verschuldungsgrade der europäischen Peer Unternehmen bestimmt.<sup>50</sup>

Wie oben dargelegt wurde, hat sich seit der letzten Überprüfung nun eine gewisse Divergenz in den Bonitätsratings zwischen Schweizer und europäischen EVUs eingestellt. Woher diese stammt ist jedoch nicht a priori klar. Widerspiegeln die schlechteren Ratings gestiegene betriebliche und finanzielle Risiken der europäischen Netzwirtschaft, so kann diese Entwicklung von Relevanz für die WACC-Bestimmung von Schweizer Netzbetreibern sein. Reflektieren die tieferen Ratings jedoch hauptsächlich Unterschiede im politischen, ökonomischen oder rechtlichen Umfeld zwischen der Schweiz und den europäischen Peers (sogenannte «Country Risks»), so sind diese für den WACC von Schweizer Netzbetreibern weniger aussagekräftig.

Wie auch beim Unlevered Beta gilt auch für den Bonitätszuschlag, dass das Risikoprofil europäischer EVUs möglicherweise nicht eins zu eins mit den Schweizer Netzbetreibern vergleichbar ist (vgl. Kapitel 3). Insofern sollte nicht einfach auf ein dem europäischen Marktumfeld entsprechenden BBB Rating abgestellt werden. Um etwaige Unterschiede zu ausländischen EVUs zu korrigieren, sollte wiederum entweder die Zusammensetzung der Peer Group geändert oder direkt das Credit Rating adjustiert werden.

Entsprechend empfehlen wir eine Anpassung der StromVV, so dass für die Bestimmung des Bonitätszuschlags grundsätzlich das Credit Rating der Peer Group ausschlaggebend ist, mögliche Eigenheiten des Risikoprofils Schweizer Netzbetreiber jedoch zu berücksichtigen sind. So würde eine ganzheitliche WACC-Methodik sichergestellt, die auf Basis von Marktdaten sämtliche Risikoaufschläge in konsistenter Art und Weise ermittelt.<sup>51</sup>

Aktuell würden wir den Bonitätszuschlag jedoch weiterhin anhand von Anleiherenditen von Schweizer Unternehmen mit einem Rating von A bestimmen. Sollte sich künftig zeigen, dass sich die Diskrepanz der Ratings zwischen In- und Ausland erhärtet und diese nicht einzig auf höhere Eigenkapitalanteile bei Schweizer Netzbetreibern, höhere Risiken

---

<sup>50</sup> Vgl. IFBC (2012), Seite 22.

<sup>51</sup> Einzig auf die wenig verfügbaren Ratings von Schweizer EVUs abzustellen würde das Risiko bergen, dass Fehlanreize zu überhöhtem Risikoappetit für einzelne in die WACC-Bestimmung einflussende Unternehmen resultieren.

der Peer EVUs unter Anreizregulierung oder ausgeprägtere «Country Risks» im Ausland zurückzuführen sind, so wäre ein Wechsel auf ein BBB-Rating möglicherweise angezeigt.

#### 4.4 Risikoloser Zinssatz FK

Aufgrund derselben Logik und aus Konsistenzgründen zur Seite EK sollten auch die Unter- und Obergrenzen für den risikolosen Zinssatz auf Seite FK aufgehoben werden.

Dies würde damit einhergehen, dass keine Unterschreitung der Untergrenze mehr erfolgen kann und die in diesem Fall in der StromVV vorgesehenen Anwendung eines 5-Jahres-Schnitts für den Bonitätszuschlag obsolet würde.

#### 4.5 Zusammenfassung und Fazit einzelne WACC-Parameter

In **Tabelle 16** sind nachfolgend die Erkenntnisse der durchgeführten Analysen bezüglich der einzelnen WACC-Parameter zusammengefasst.

**Tabelle 16: Zusammenfassung der Erkenntnisse bezüglich der einzelnen WACC-Parameter**

WACC-Parameter	Ergebnis der Analysen	Handlungsbedarf / -möglichkeiten
Kapitalstruktur	Die in der StromVV verwendete Kapitalstruktur von 40 Prozent Eigenkapital und 60 Prozent Fremdkapital liegt im Bereich effizienter Kapitalquoten, wie er sich durch qualitative Analyse und Peer Group Vergleiche ergibt	Kein Handlungsbedarf
Bonitätszuschlag	Seit der letzten Überprüfung im Jahr 2015 hat sich das durchschnittliche Credit Rating von europäischen EVUs tendenziell etwas verschlechtert gegenüber dem Rating von Schweizer EVUs.	Der Bonitätszuschlag (bzw. das ausschlaggebende Credit Rating) sollte gleich wie die anderen risikobezogenen WACC Parameter (Beta und Kapitalstruktur) anhand eines Peer Group Vergleichs bestimmt werden, wobei jedoch Besonderheiten von Schweizer Netzbetreibern reflektiert werden sollen. Streichung der 5-Jahresregel bei Unterschreitung der Untergrenze des risikolosen Zinssatzes FK
Risikoloser Zinssatz FK	Auch FK-seitig existiert aus ökonomischer Sicht keine Begründung für die verwendeten Unter- und Obergrenzen	Aufhebung der Unter- und Obergrenzen

Quelle: Swiss Economics.

## 5 WACC für erneuerbare Energien

### 5.1 Einleitung

Analog zu Anhang 1 der StromVV für die Netzbetreiber beschreibt Anhang 3 der Energieförderungsverordnung (EnFV) die Bestimmungsmethodik für den WACC, der bei der Festsetzung von Förderbeträgen für die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, die aus dem Netzzuschlag nach Artikel 35 Energiegesetz (EnG) finanziert wird, zur Anwendung kommt (WACC EE).

Förderbeträge fallen für existierende Grosswasserkraftprojekte (> 10 MW) beispielsweise in der Form einer Marktprämie (bei 1 Rappen / kWh gedeckelt) an, wenn der Marktpreis die effektiven Gestehungskosten unterschreitet. Für eine Reihe weiterer Produktionstechnologien sind des Weiteren Investitionsbeiträge vorgesehen, falls die (erwarteten) Strompreise nicht ausreichen, um die Kapitalgeber markt- und risikogerecht zu entschädigen. Die Höhe des Investitionsbeitrags wird anhand der Differenz zwischen einer über eine Investitionsrechnung ermittelten erwarteten Kapitalrendite und dem WACC EE ermittelt.<sup>52</sup>

Im Grundsatz entspricht die Bestimmungsmethodik des WACC EE der StromVV-Methodik. Die nachfolgenden Abweichungen kommen jedoch zur Anwendung:

- Anstatt einer Kapitalquote von 40:60 wird dem WACC EE eine Kapitalquote von 50:50 zugrunde gelegt
- Es werden jeweils eigene, teils sich in ihrer Höhe unterscheidende Asset Betas (und insofern auch WACCs) für unterschiedliche Produktionstechnologien bestimmt
  - Für die Grosswasserkraft wird eigens ein Beta anhand einer Peer Group mit entsprechenden Vergleichsunternehmen abgeleitet. Dieses beträgt 0.6 (zum Vergleich Asset Beta für Netze: 0.4). Die empirische Schätzung wurde letztmals in einem IFBC Gutachten 2017 bestimmt.<sup>53</sup>
  - Für insgesamt sechs weitere Produktionstechnologien (Kleinwasserkraft, Biomasse, Windkraft, Photovoltaik allgemein, Photovoltaik alpin und Geothermie) werden auf Basis einer Risikobeurteilung eines Expertenpanels Auf- und Abschläge gegenüber dem Asset Beta der Grosswasserkraft ermittelt.<sup>54</sup>

---

<sup>52</sup> Mit Einführung der gleitenden Marktprämie werden künftig jedoch Investitionsbeiträge und damit der WACC EE eine geringere Rolle spielen in der Förderung von erneuerbaren Energien.

<sup>53</sup> IFBC (2017), Kapitalkostensätze bei den Fördersystemen für die Produktion von Strom aus Kleinwasserkraft, Biomasse und Geothermie.

<sup>54</sup> Grund für dieses Vorgehen ist, dass keine vergleichbaren kotierten Unternehmen vorhanden sind. Die Methodik wird folgendermassen angepasst: Erstens wird eine geeignete Referenz zur Risikobeurteilung definiert, Zweitens wird ein systematisches Framework präsentiert, Drittens wird mit diesem Framework eine individuelle Risikobeurteilung der verschiedenen Erzeugungsarten durchgeführt, Viertens werden die individuellen Betas von dieser Risikobeurteilung abgeleitet.

Wir unterziehen die Methodik für die Bestimmung des WACC EE nachfolgend einer kritischen Betrachtung. Insbesondere werden folgende Fragestellungen betrachtet:

- Müssten für die Bestimmung eines WACC EE weitere / andere Parameter als die Kapitalquote und das Asset Beta angepasst werden gegenüber dem StromVV WACC?
- Gibt es Verbesserungsmöglichkeiten bei der Bestimmung des Asset Betas für die unterschiedlichen Produktionstechnologien?

## 5.2 Spezifische WACC-Parameter für erneuerbare Energien

Im Grundsatz lassen sich die Bestimmungselemente des WACC gemäss StromVV in industrieunabhängige und -spezifische Parameter einteilen. Für industrieunabhängige Parameter (insbesondere risikofreie Zinssätze und Marktrenditen) können unseres Erachtens per Definition keine Gründe vorliegen, weshalb diese für die Produktion anders ausfallen sollten als für den Netzbetrieb.

Bei den **industriespezifischen** Elementen der WACC-Bestimmung gilt es zu beachten, dass die Produzenten erheblichen Ergebnisschwankungen ausgesetzt sein können. Im Gegensatz zu den kostenregulierten Netzbetreibern sind die Produzenten sowohl Nachfrageschwankungen (bzw. Strompreisschwankungen) als auch Kostenschwankungen (z.B. Lohnkosten) ausgesetzt. Ex-Ante Förderinstrumente, wie Investitionsbeiträge, ändern an dieser Sachlage wenig.

Das erhöhte Risikoprofil der Produktion kann über die nachfolgenden WACC-Parameter erfasst werden.

- **Kapitalstruktur:** Die optimale Kapitalstruktur unterscheidet sich von Industrie zu Industrie und hängt, wie in Abschnitt 4.2 ausführlich beschreiben, von einer Vielzahl von Faktoren ab. Für den WACC EE wurde die Kapitalquote mittels eines Vergleichs bekannter Kapitalstrukturen (Partnerwerke, Netzbetreiber und internationale EVU) bei 50:50 festgelegt.<sup>55</sup> Die konservativere Kapitalstruktur reflektiere das höhere Geschäftsrisiko in der Produktion gegenüber dem Netzbetrieb und damit einhergehend der erhöhte Eigenkapitalbedarf.

Die Anpassung der Kapitalstruktur ist für uns nachvollziehbar und lässt sich auch mittels Corporate Finance Theorie begründen. Das deutlich höhere Geschäftsrisiko der Produktion (ausgedrückt durch das erhöhte Asset Beta beispielsweise) amplifiziert das Renditerisiko für Eigen- sowohl als auch Fremdkapitalgeber (aufgrund der geringeren Eigenkapitaldecke) bei steigendem Verschuldungsgrad und macht konservativere Kapitalstrukturen attraktiver.

---

<sup>55</sup> IFBC Bericht vom März 2017 über die Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft.

- **Asset Beta:** Das Asset Beta ist per Definition industriespezifisch. Eine vom Netz separate Ermittlung des Parameters für die Produktion ist insofern sicherlich angezeigt. Der gewählte Ansatz wird untenstehend detailliert untersucht.
- **Bonitätszuschlag:** Auch fremdkapitalseitig ist der vom Kapitalmarkt geforderte Risikozuschlag grundsätzlich industrieabhängig. Entsprechend kann der separaten Bestimmung des Parameters nichts entgegengestellt werden.

Grundsätzlich sind wir auch mit dem Bestimmungsansatz anhand der Differenz eines Anleiheindizes zum risikolosen Zinssatz, wobei ersterer über das durchschnittliche öffentliche Rating von Schweizer EVUs bestimmt wird, einverstanden.

### 5.3 Bestimmung der Asset Betas

Der Ansatz zur Bestimmung des Asset Betas der WACC EE erscheint uns grundsätzlich sinnvoll. Mit der Grosswasserkraft wird das Asset Beta für eine spezifische Referenz-Technologie empirisch bestimmt, für welche börsenkotierte Peers vorliegen. Die Asset Betas der anderen Produktionstechnologien werden relativ zur Grosswasserkraft anhand von Auf- oder Abschlägen auf das Asset Beta auf Basis von Experteneinschätzungen kalibriert.

Die Bestimmung der Auf- und Abschläge für die weiteren Produktionstechnologien erfolgt durch ein Expertenpanel bestehend aus Vertretern von 16 verschiedenen Organisationen mit spezifischem Fachwissen in der Energieerzeugung. Diese beantworten einen standardisierten Fragebogen zum Risiko der verschiedenen Produktionstechnologien für erneuerbare Energien. Der Fragebogen beinhaltet insgesamt 14 Fragen, beispielsweise zum Thema Saisonalität des Geschäfts.

Das empirisch bestimmte Asset Beta der Grosswasserkraft beläuft sich aktuell auf 0.60.<sup>56</sup> Aufgrund der Expertenantworten wurden per 2021 die nachfolgenden Auf- und Abschläge definiert:

- Windkraft: +0.05 auf 0.65
- Photovoltaik allgemein: -0.15 auf 0.45
- Geothermie: +0.10 auf 0.70
- Für die restlichen Technologien wurden keine Anpassungen vorgenommen

Um die relative Risikobewertung des BFE zu plausibilisieren, haben wir ein eigenes auf finanzökonomischer Theorie basierendes Bewertungsframework entwickelt und die Risikoprofile der unterschiedlichen Produktionstechnologien nochmals relativ zum Risikoprofil der Grosswasserkraft eingeordnet.

Unser Framework stützt auf drei Risikoquellen, die die Gewinnrealisierung von Energieproduzenten beeinflussen können (und insofern Renditerisiken darstellen):

---

<sup>56</sup> Vgl. IFBC (2022) Kapitalkostensätze bei den Fördersystemen für die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien

- **Nachfragerisiken** (NR) beziehen sich insbesondere auf die Exponiertheit der Technologie am Markt (z.B. Strompreisfluktuationen);
- **Kostenrisiken** (KR) beschäftigen sich einerseits mit der Kapitalintensität und andererseits mit der Amortisationsdauer einer Investition;
- **Asymmetrische Risiken** (AR) beziehen sich auf die politische und gesellschaftliche Akzeptanz einer Technologie in der Schweiz, die sich wiederum auf die Planungssicherheit bei Bauprojekten auswirken kann.

Diese Kategorisierung erlaubt eine Analyse der Risiken aus verschiedenen Perspektiven und ermöglicht eine holistische Beurteilung.

**Tabelle 17** visualisiert die Ergebnisse unserer eigenen Risikobeurteilung und stellt diese den Auf- und Abschlägen des BFE gegenüber.

**Tabelle 17: Einschätzung der Risiken anderer Technologien im Vgl. zu Grosswasserkraft**

Erzeugungsart	NR	KR	AR	Korrektur SE	Korrektur BFE	Bemerkung
Kleinwasserkraft	●	●	●	0	0	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Speicherung nur bedingt möglich</li> <li>▪ Tiefere Kapitalintensität</li> </ul>
Biomasse	●	●	●	0	0	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Speicherung nur bedingt möglich</li> <li>▪ Tiefere Kapitalintensität</li> </ul>
Wind	●	●	●	+0.10	+0.05	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Volatile Produktion</li> <li>▪ Gesellschaftliche Akzeptanz</li> </ul>
Photovoltaik (allgemein)	●	●	●	-0.10	-0.15	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Volatile Produktion</li> <li>▪ Tiefe Kapitalintensität</li> <li>▪ Risikomindernder Eigenverbrauch / Abnahmegarantien</li> </ul>
Photovoltaik (alpin)	●	●	●	+0.10	+0.10	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Volatile Produktion</li> <li>▪ Gesellschaftliche Akzeptanz</li> </ul>
Geothermie	●	●	●	+0.20	+0.10	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gesellschaftliche Akzeptanz</li> <li>▪ Hohe Kapitalintensität</li> </ul>

● tiefer ● leicht-tiefer ● gleich ● leicht-höher ● höher als Grosswasserkraft

NR: Nachfragerisiken, KR: Kostenrisiken, AR: Asymmetrische Risiken

Quelle: Swiss Economics und IFBC (2017).

Die resultierende Korrektur der Betas zeigt, dass insbesondere die Geothermie mit einem höheren Risiko als Grosswasserkraftwerke verbunden ist. Der Hauptgrund ist die gesellschaftliche Akzeptanz in der Schweiz, die traditionell tief ist. Wind und alpine Photovoltaik werden ebenfalls als leicht riskanter eingeschätzt, da die Produktion volatil ist und andererseits die gesellschaftliche Akzeptanz als mässig eingeschätzt wird.

Insgesamt kommen wir zu ähnlichen Korrekturfaktoren wie sie aktuell gelten, weshalb wir keine Änderung an der Bestimmungspraxis für erforderlich halten.

## 5.4 Zusammenfassung und Fazit WACC EE

In **Tabelle 18** sind nachfolgend die Erkenntnisse der durchgeführten Analysen bezüglich des WACC-EE zusammengefasst.

**Tabelle 18: Zusammenfassung der Erkenntnisse bezüglich des WACC-EE**

Thematik	Ergebnis der Analysen	Handlungsbedarf / -möglichkeiten
EE-spezifische WACC-Parameter	Mit Kapitalstruktur, Asset Beta und Bonitätszuschlag identifiziert die EnFV die relevanten WACC-Parameter. Es sind diese industriespezifischen risikorelevanten Variablen, die für unterschiedlich hoch ausfallende Kapitalkosten verantwortlich sein können.	Kein Handlungsbedarf
Asset Betas für EE	Der Ansatz für die Bestimmung der Asset Betas der EnFV anhand empirischer Analysen für die Grosswasserkraft und anhand eines Expertenpanels ermittelten Differenzierungen für andere Produktionstechnologien ist sinnvoll und führt zu plausiblen Ergebnissen.	Kein Handlungsbedarf

Quelle: Swiss Economics.



## 6 Empfehlungen

Aus den obigen Analysen leiten wir folgende konkreten Empfehlungen für die StromVV ab.

### 6.1 Einführung des TMR-Ansatzes

Der TMR-Ansatz kann anhand der in nachfolgend in **Tabelle 19** dargestellten Änderungen von Anhang 1 an der aktuellen StromVV implementiert werden.

**Tabelle 19: Änderungsvorschläge an StromVV Anhang 1 zur Implementation des TMR-Ansatzes**

Heutiger Verordnungstext	Vorschlag
<p><b>3 Risikoloser Zinssatz für das Eigenkapital</b></p> <p>3.1 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).</p> <p>3.2 Dabei gelten die folgenden pauschalen Werte:</p> <p>a. unter 3 Prozent: 2,5 Prozent;</p> <p>b. von 3 bis unter 4 Prozent: 3,5 Prozent;</p> <p>c. von 4 bis unter 5 Prozent: 4,5 Prozent;</p> <p>d. von 5 bis unter 6 Prozent: 5,5 Prozent;</p> <p>e. 6 Prozent oder mehr: 6,5 Prozent.</p> <p>3.3 Die Grenzwerte, deren Über- oder Unterschreitung zu berücksichtigen ist (Ziff. 2.2), liegen bei 3, 4, 5 und 6 Prozent.</p>	<p><b>3 Risikoloser Zinssatz für das Eigenkapital</b></p> <p>3.1 Als Basis des risikolosen Zinssatzes für das Eigenkapital dient die für das vorangehende Kalenderjahr veröffentlichte durchschnittliche Jahresrendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von zehn Jahren (Zero-Bond-Rendite).</p> <p>3.2 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.</p>
<p><b>4 Marktrisikoprämie</b></p> <p>4.1 Als Marktrisikoprämie gilt die Differenz zwischen der Aktienmarktrendite (Index), als Durchschnitt von arithmetischem und geometrischem Mittel, und der Rendite einer risikolosen Anlage, als arithmetisches Mittel.</p> <p>4.2 Grundlage für die Ermittlung sind die veröffentlichten jeweiligen Zahlenreihen ab 1926, bei der Aktienmarktrendite der Index der Aktiennominalwerte und bei der risikolosen Anlage die Rendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Laufzeit von zehn Jahren.</p> <p>4.3 Für die Marktrisikoprämie gelten die folgenden pauschalen Werte:</p> <p>a. unter 4,5 Prozent: 4,5 Prozent;</p> <p>b. von 4,5 bis unter 5,5 Prozent: 5,0 Prozent;</p> <p>c. 5,5 Prozent oder mehr: 5,5 Prozent.</p> <p>4.4 Die Grenzwerte, deren Über- oder Unterschreitung zu berücksichtigen ist (Ziff. 2.2), liegen bei 4,5 und 5,5 Prozent.</p>	<p><b>4 Marktrisikoprämie</b></p> <p>4.1 Als Marktrisikoprämie gilt die Differenz zwischen der erwarteten Aktienmarktrendite und des risikolosen Zinssatzes für das Eigenkapital gemäss 3.1.</p> <p>4.2 Grundlage für die Ermittlung der erwarteten Aktienmarktrendite ist der veröffentlichte Index ab 1926 für Aktienrealwerte (realer historischer Aktienrendite) und die langfristige jährliche Inflationserwartung im vorangehenden Kalenderjahr (Inflationserwartung).</p> <p>4.3 Die erwartete Aktienmarktrendite wird jeweils auf den Mittelwert der beiden Grenzwerte gerundet, zwischen denen die Summe aus realer historischer Aktienrendite und Inflationserwartung zu liegen kommt. Als Grenzwerte dienen alle ganzen Prozentzahlen.</p>

Quelle: Swiss Economics.

## 6.2 Ergänzungen, Anpassungen und Korrekturen der Peer Group

Die Empfehlungen zur Peer Group können anhand der nachfolgend dargestellten Verordnungsänderungen implementiert werden.

**Tabelle 20: Änderungsvorschläge an StromVV Anhang 1 zur Verankerung der Möglichkeit, Ergänzungen, Anpassungen und Korrekturen an der Peer Group vorzunehmen**

Heutiger Verordnungstext	Vorschlag
<p><b>Art. 13 Anrechenbare Kapitalkosten</b></p> <p>...</p> <p>3bis Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) legt den WACC jährlich nach Anhang 1 fest.</p> <p>...</p>	<p><b>Art. 13 Anrechenbare Kapitalkosten</b></p> <p>...</p> <p>3bis Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) legt den WACC jährlich nach Anhang 1 fest. Dabei kann ein für alle Netzbetreiber identischer WACC oder ein für Betreiber von Übertragungsnetzen und für Betreiber von Verteilnetzen differenzierter WACC bestimmt werden.</p> <p>...</p>
<p><b>1 Definition</b></p> <p>...</p> <p>1.2 Berechnungsgrundlage bilden die folgenden Parameter:</p> <p>a. risikoloser Zinssatz für das Eigenkapital;</p> <p>b. Markttrisikoprämie;</p> <p>c. levered Beta;</p> <p>d. risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital;</p> <p>e. Bonitätszuschlag inklusive Emissions- und Beschaffungskosten.</p>	<p><b>1 Definition</b></p> <p>...</p> <p>1.2 Berechnungsgrundlage bilden die folgenden Parameter:</p> <p>a. risikoloser Zinssatz für das Eigenkapital;</p> <p>b. Markttrisikoprämie;</p> <p>c. levered Beta (identisch oder differenziert zwischen Übertragung und Verteilung);</p> <p>d. risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital;</p> <p>e. Bonitätszuschlag inklusive Emissions- und Beschaffungskosten (identisch oder differenziert zwischen Übertragung und Verteilung).</p>
<p><b>5 Levered Beta</b></p> <p>...</p> <p>5.2 Das unlevered Beta wird mit Hilfe einer Peer Group aus vergleichbaren europäischen Energieversorgungsunternehmen ermittelt. Die Beta-Werte der Peer-Group-Unternehmen werden auf monatlicher Basis über einen Zeitraum von drei Jahren ermittelt. Die Peer Group wird jährlich überprüft und wenn möglich verbessert.</p> <p>...</p>	<p><b>5 Levered Beta</b></p> <p>...</p> <p>5.2 Das unlevered Beta wird mit Hilfe einer Peer Group aus vergleichbaren europäischen Energieversorgungsunternehmen und, falls angezeigt, weiterer Infrastrukturunternehmen ermittelt. Es kann entweder eine für alle Netzbetreiber identische Peer Group oder zwei zwischen Übertragung und Verteilung differenzierte Peer Groups verwendet werden. Die Peer Groups werden jährlich überprüft und wenn möglich verbessert. Dabei wird auf die Vergleichbarkeit der Peer Groups mit Schweizer Netzbetreibern in Bezug auf Umsatzanteil in der Stromverteilung, Regulierungsrahmen einschliesslich Art der Preisregulierung und anderen relevanten Risikotreibern geachtet. Falls angezeigt kann das unlevered Beta für Unterschiede des Risikoprofils der zugrundeliegenden Peer Group mit Schweizer Netzbetreibern korrigiert werden.</p> <p>...</p>

Quelle: Swiss Economics.

Die Auswirkungen entsprechender Verordnungsänderungen können kaum sinnvoll vorhergesagt werden. Hauptsächlich würde dem BFE mehr Spielraum eingeräumt werden, um auf empirische Herausforderungen im Zusammenhang mit der Peer Group flexibel reagieren zu können.

### 6.3 Anpassungen bei der Bestimmung weiterer WACC-Parameter

Die Empfehlungen bezüglich der weiteren WACC-Parameter können anhand der nachfolgend dargestellten Verordnungsänderungen implementiert werden.

**Tabelle 21: Weitere Änderungsvorschläge an StromVV Anhang 1**

Heutiger Verordnungstext	Vorschlag
<p><b>6 Risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital</b></p> <p>6.1 Der risikolose Zinssatz für das Fremdkapital entspricht der für das vorangehende Kalenderjahr veröffentlichten durchschnittlichen Jahresrendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von fünf Jahren (Zero-Bond-Rendite).</p> <p>6.2 Dabei gelten die folgenden pauschalen Werte:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. unter 0,5 Prozent: 0,50 Prozent;</li> <li>b. von 0,5 bis unter 1,0 Prozent: 0,75 Prozent;</li> <li>c. von 1,0 bis unter 1,5 Prozent: 1,25 Prozent;</li> <li>d. von 1,5 bis unter 2,0 Prozent: 1,75 Prozent;</li> <li>e. von 2,0 bis unter 2,5 Prozent: 2,25 Prozent;</li> <li>f. von 2,5 bis unter 3,0 Prozent: 2,75 Prozent;</li> <li>g. von 3,0 bis unter 3,5 Prozent: 3,25 Prozent;</li> <li>h. von 3,5 bis unter 4,0 Prozent: 3,75 Prozent;</li> <li>i. von 4,0 bis unter 4,5 Prozent: 4,25 Prozent;</li> <li>j. von 4,5 bis unter 5,0 Prozent: 4,75 Prozent;</li> <li>k. 5,0 Prozent oder mehr: 5,00 Prozent.</li> </ul> <p>6.3 Die Grenzwerte, deren Über- oder Unterschreitung zu berücksichtigen ist (Ziff. 2.3), liegen bei 0,5, 1,0, 1,5, 2,0, 2,5, 3,0, 3,5, 4,0, 4,5 und 5,0 Prozent.</p>	<p><b>6 Risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital</b></p> <p>6.1 Der risikolose Zinssatz für das Fremdkapital entspricht der für das vorangehende Kalenderjahr veröffentlichten durchschnittlichen Jahresrendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von fünf Jahren (Zero-Bond-Rendite).</p> <p>6.2 Der risikolose Zinssatz für das Fremdkapital wird auf den Mittelwert zwischen zwei Grenzwerten bestimmt, zwischen denen die durchschnittliche Jahresrendite zu liegen kommt. Als Grenzwerte dienen alle ganzen sowie halben Prozentzahlen.</p>
<p><b>7 Bonitätszuschlag inkl. Emissions- und Beschaffungskosten</b></p> <p>7.1 Als Bonitätszuschlag für das Ausfallrisiko gilt die Differenz zwischen der durchschnittlichen Verzinsung von Anleihen von Schweizer Unternehmen mit guter Bonität und der durchschnittlichen Verzinsung von risikolosen Anleihen (Index-Differenz).</p> <p>...</p>	<p><b>7 Bonitätszuschlag inkl. Emissions- und Beschaffungskosten</b></p> <p>7.1 Als Bonitätszuschlag für das Ausfallrisiko gilt die Differenz zwischen der durchschnittlichen Verzinsung von Anleihen von Schweizer Unternehmen mit vergleichbarer Bonität wie die Peer Group und der durchschnittlichen Verzinsung von risikolosen Anleihen (Index-Differenz). Eigenheiten des Risikoprofils von Schweizer Netzbetreibern gegenüber der Peer Group werden bei der Wahl des Ratings berücksichtigt.</p> <p>...</p>

## 2 Jährliche Berechnung und Festlegung

...

2.3 Veränderungen beim risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital werden bereits bei einer einmaligen Über- oder Unterschreitung des jeweiligen Grenzwertes berücksichtigt. Der Bonitätszuschlag wird in Abhängigkeit von der Höhe des risikolosen Zinssatzes für das Fremdkapital festgelegt. Liegt dieser bei 0,5 Prozent oder darunter, so kommt für den Bonitätszuschlag ein 5-Jahres-Durchschnitt zur Anwendung. Liegt er über 0,5 Prozent, so wird der Bonitätszuschlag über den Jahresdurchschnitt des vorangegangenen Kalenderjahres ermittelt.

## 2 Jährliche Berechnung und Festlegung

...

2.3 Veränderungen beim risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital werden bereits bei einer einmaligen Über- oder Unterschreitung des jeweiligen Grenzwertes berücksichtigt. Der Bonitätszuschlag wird in Abhängigkeit von der Höhe des risikolosen Zinssatzes für das Fremdkapital festgelegt.

Quelle: Swiss Economics.

## 7 Auswirkungen

### 7.1 Auswirkungen auf den WACC 2025

Die Auswirkungen unserer Empfehlungen auf die Höhe des WACC für Stromnetze sind exemplarisch für das Jahr 2025 anhand der untenstehenden Tabelle 21 dargestellt. In blauer Farbe sind die einzelnen Parameter hervorgehoben, die von den Empfehlungen betroffen sind.

Sämtliche Parameter wurden anhand der bis zum 31. Dezember 2023 verfügbaren Daten bestimmt. Die risikolosen Zinssätze wurden beispielsweise über den Jahresdurchschnitt 2023 der Rendite von Bundesanleihen bestimmt.

**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	-
<b>Eigenkapitalkostensatz</b>	<b>6.96%</b>	<b>6.85%</b>	<b>▼ 0.11PP</b>
<b>Fremdkapitalkosten</b>			
Risikoloser Zinssatz FK	0.75%	0.75%	-
Bonitätszuschlag (inkl. Emissions- und Beschaffungskosten)	1.25%	1.25%	-
<b>Fremdkapitalkostensatz</b>	<b>2.00%</b>	<b>2.00%</b>	<b>-</b>
<b>Kapitalkosten gesamt</b>			
<b>WACC 2025</b>	<b>3.98%</b>	<b>3.94%</b>	<b>▼ 0.04PP</b>

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.

Nachfolgende Beobachtungen können gemacht werden:

- Die Einführung des TMR-Ansatzes bedingt, dass die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz auf Seite EK aufgehoben wird und der Jahresdurchschnittswert 2023 von Renditen Schweizer Bundesanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren von 1.03 Prozent in einem verstetigten Wert von 1.50 Prozent (Reduktion von 1 Prozentpunkt) resultiert.
- Die Logik des TMR-Ansatzes bedingt, dass die Marktrisikoprämie eine dem risikolosen Zinssatz entgegengesetzte Bewegung macht und sich um ein Prozentpunkt von 5.0 auf 6.0 Prozent erhöht.

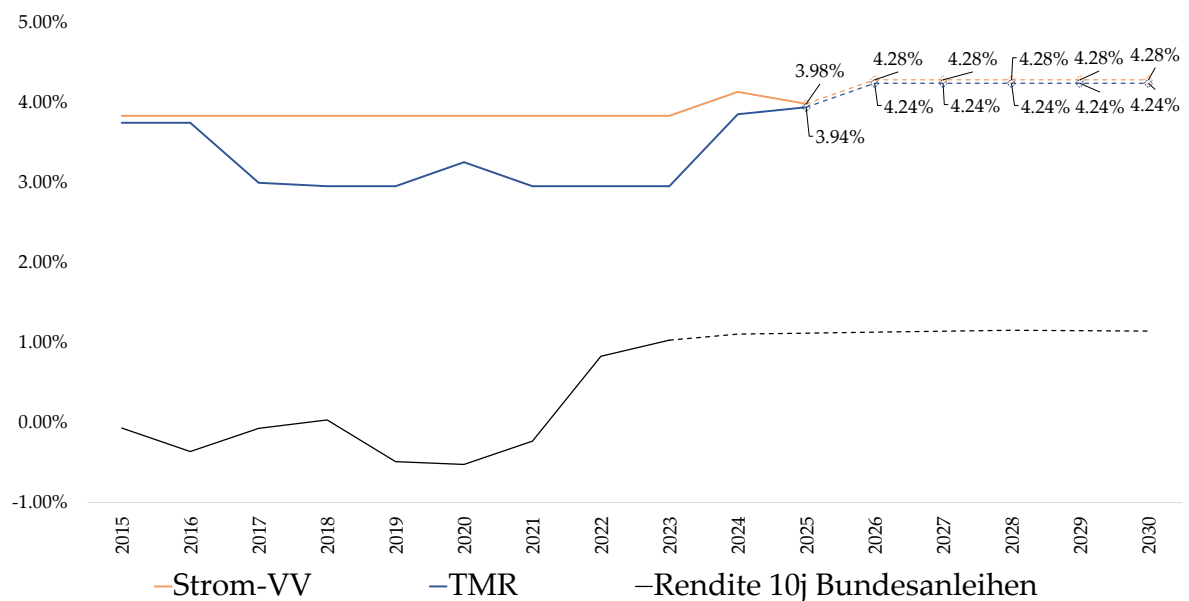
- Bei der Bestimmung des Unlevered Betas werden dem BFE mehr Möglichkeiten eingeräumt, um auf etwaige Unzulänglichkeiten der Peer Group einzugehen und Massnahmen zu treffen. Für die vorliegende Illustration der Auswirkungen eines Wechsels auf den empfohlenen Ansatz wurde die bisherige Bestimmungsmethodik des Unlevered Betas jedoch unverändert belassen.<sup>57</sup>
- Die Aufhebung der FK-seitigen Untergrenze bleibt für das Tarifjahr 2025 ohne Konsequenzen.
- Das der Bestimmung des Bonitätszuschlags zugrundeliegende Rating wird neu auf Basis der Peer Group (unter Berücksichtigung der Eigenheiten Schweizer Netzbetreiber) bestimmt. Für das Tarifjahr 2025 ergibt sich jedoch weiterhin ein A-Rating und entsprechend keine Abweichung zum StromVV-Ansatz.

## 7.2 Prognose für die Folgejahre

Die möglichen Auswirkungen unserer Empfehlungen auf die Höhe des WACC Netze über die Jahre nach 2025 sind graphisch in den nachstehenden Abbildungen dargestellt, wobei jeweils die Kapitalmarktprognosen aus Kapitel 2 verwendet werden.

Entwickeln sich die Anleiherenditen gemäss aktuellen Forward Rates (Szenario Marktprognosen) resultiert das in **Abbildung 17** dargestellt Profil der WACCs.

**Abbildung 17: Entwicklung des empfohlenen WACCs bei Kapitalmarktentwicklung gemäss Marktprognosen**



Anmerkung: Die Entwicklung des WACC ist einzig durch die dem Szenario aktueller Marktprognosen zugrundeliegende Entwicklung der Anleiherenditen von Schweizer Bundesanleihen getrieben. Die Höhe des

<sup>57</sup> 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.

Unlevered Beta und die Höhe des Bonitätszuschlags beispielsweise wurden als konstant über den relevanten Zeitraum angenommen.

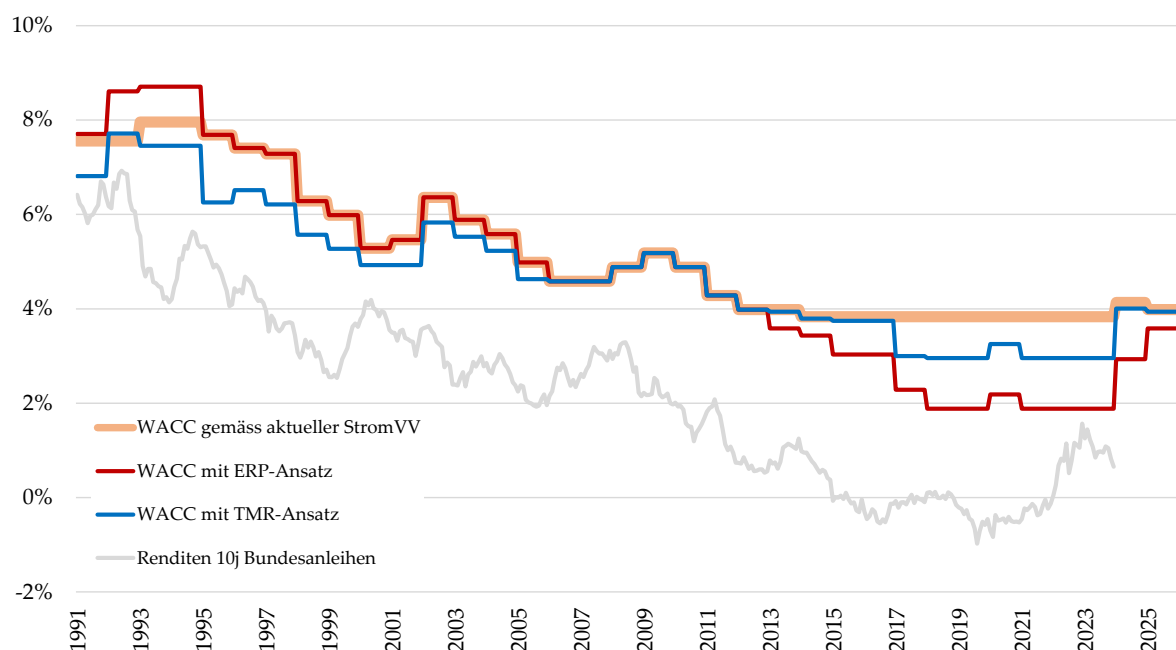
Quelle: Swiss Economics.

Es ist zu sehen, dass sich der WACC gemäss empfohlener Methodik nur geringfügig von der bestehenden Methodik unterscheidet. Beide Methodiken resultieren für das Jahr 2026 nochmals in einer leichten Erhöhung aufgrund der von den Finanzmärkten erwarteten geringen Zunahme der Renditen von Bundesobligationen.

### 7.3 Historischer Vergleich unterschiedlicher Bestimmungsmethoden

Zur Veranschaulichung, wie sich die empfohlenen Änderungen an der StromVV-Bestimmungsmethodik (und insbesondere der Wechsel auf einen TMR-Ansatz) historisch auf die Höhe des WACC ausgewirkt hätten ist nachfolgend schliesslich in **Abbildung 18** die Entwicklung der WACCs gemäss aktueller StromVV-Methodik, ERP-Ansatz sowie dem empfohlenen TMR-Ansatz dargestellt.

**Abbildung 18: Historische Entwicklung unterschiedlicher Bestimmungsmethoden**



Anmerkung: Der abgebildete WACC gemäss TMR-Ansatz entspricht dem in dieser Studie empfohlenen Ansatz und setzt entsprechend auch die unten dargestellten Empfehlungen bezüglich der Aufhebung der FK-seitigen Untergrenze des risikolosen Zinssatzes und des Bonitätszuschlags um. Der WACC gemäss ERP-Ansatz entspricht der aktuellen StromVV-Methodik ohne die Verwendung von Unter- und Obergrenzen für den risikolosen Zinssatz (EK- als auch FK-seitig). Der ERP-Ansatz verwendet bei der Umsetzung der CAPM-Formel zwei unterschiedliche Werte für den risikolosen Zins – einmal aktuell und einmal historisch gemessen – was bei einem Zinsumfeld, das von den historischen Werten abweicht, zu starken, schwierig zu begründenden Ausschlägen führt.

Quelle: Swiss Economics.

Es zeigt sich nochmals deutlich, wie die unterschiedlichen Bestimmungsmethodiken Veränderungen auf den Kapitalmärkten erfassen und wiedergeben.

Die aktuelle StromVV-Methodik setzt einen ERP-Ansatz um, wendet aber Unter- und Obergrenzen an. Entsprechend sind die beiden Ansätze während Phasen „normaler“ Anleiherenditen (z.B. Ende 90er und Anfang 00er Jahre) deckungsgleich. In ausserordentlichen Phasen ist der StromVV-Ansatz jedoch nach unten bei rund 4 und oben bei rund 8 Prozent begrenzt. Während des Tiefzinsumfelds resultierte die StromVV-Methodik entsprechend in einem WACC von rund 3.83 Prozent, wobei ein ERP-Ansatz zu einem WACC um 2 Prozent geführt hätte.

Ein TMR-Ansatz ohne Unter- und Obergrenzen hätte den WACC über die gesamte Entwicklung stabilisiert - die Verzinsung wäre in den letzten Jahren um 3 Prozent gelegen.



## 8 Referenzen

- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (2021). Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027. [www.arera.it/allegati/docs/21/614-21alla.pdf](http://www.arera.it/allegati/docs/21/614-21alla.pdf).
- Bessler, W., Stanzel, M. (2007): Qualität und Effizienz der Gewinnprognosen von Analysten: Eine empirische Untersuchung für den deutschen Kapitalmarkt. *Kredit und Kapital*, 40(1): 89-129.
- Easterwood, J. C., Nutt, S. R. (1999). Inefficiency in Analysts' Earnings Forecasts: Systematic Misreaction or Systematic Optimism?. *The Journal of Finance*, 54(5): 1777-1797.
- Hamada, R.S. (1972). The Effect of the Firm's Capital Structure on the Systematic Risk of Common Stocks. *The Journal of Finance*, 27(2): 435-452.
- Harris, R., Pringle, J. (1985). Risk-Adjusted Discount Rates: Extension from the Average-Risk Case. *The Journal of Financial Research*, 8(3): 237-244.
- IFBC (2012). Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt. Gutachten im Auftrag des BFE.
- IFBC (2015). Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt. Gutachten im Auftrag des BFE.
- IFBC (2021). Überprüfung der Methodik zur Bestimmung des Kapitalkostensatzes für Schweizer Stromnetzbetreiber. Gutachten im Auftrag des BFE.
- Pictet & Cie SA (2023). Die Performance von Aktien und Obligationen in der Schweiz (1926-2022). Abgerufen unter: <https://www.pictet.com/ch/en/corporate-news/historical-performance-shares-bonds-in-switzerland> (09.02.2023)
- Pratt, S.P., Grabowski, R.J. (2014). *Cost of Capital. Applications and Examples*. Fifth Edition. Wiley: New Jersey.
- Randl, Otto und Zechner, Josef (2019). "Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Gas-Fernleitungsbetreiber für die Regulierungsperiode 2021 bis 2024", Gutachten für Energie Control Austria.
- Swiss Economics (2021). Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber. Gutachten im Auftrag des BFE.
- Wallmeier, M. (2005). Gewinnprognosen von Finanzanalysten: Ein europäischer Vergleich. *Finanz Betrieb*, 7(11): 744-750
- Wright, S., Mason, R., Miles, D. (2003). A study into certain aspects of the cost of capital for regulated utilities in the UK. U.K. Economic Regulators, Office of Fair Trading.
- Wright, S., Burns, P., Mason, R., Pickford, D. and Hewitt, A. (2018). Estimating the cost of capital for implementation of price controls by UK Regulators (UKRN). UK Regulators Network.

## A Anhang

### A.1 Implizite Kapitalkosten

Die impliziten Kapitalkosten wurden für alle Unternehmen des SMI anhand von folgender Formel einzeln berechnet:

$$r_t = \frac{NI_{t+1}}{MC_t} + \left(1 - \frac{BV_t}{MC_t}\right) * g$$

r = Eigenkapitalzinssatz

NI = Ertragserwartung

MC = Marktkapitalisierung

BV = Buchwert

g = Wachstumsrate

Um daraus die Eigenkapitalkosten des Marktes zu bestimmen, wird für jedes Jahr ein nach Marktkapitalisierung der Unternehmen gewichteter Durchschnitt berechnet. Der daraus resultierende Wert wird analog zum Vorgehen des TMR-Ansatzes statt der Aktienkapitalrendite in der Berechnung des ERP verwendet.