



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Marktregulierung

Swiss Economics
März 2021

Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber

Schlussbericht

Im Auftrag des Bundesamts für Energie

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

Swiss Economics
Weinbergstrasse 102
8006 Zürich

Autoren:

Swiss Economics Tobias Binz
Swiss Economics Dr. Urs Trinkner
Swiss Economics Dr. Matteo Mattmann
Swiss Economics Felix Wüthrich

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

**Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik
für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber**
Schlussbericht

Tobias Binz

Dr. Urs Trinkner

Dr. Matteo Mattmann

Felix Wüthrich

Gutachten im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)

31.03.2021

ISSN 2235-1868

Titel: Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber

Status: Schlussbericht

Version: V2.0

Datum: 31.03.2021

Autoren: Tobias Binz, Matteo Mattmann, Felix Wüthrich, Urs Trinkner

Kontakt: Tobias Binz, tobias.binz@swiss-economics.ch, +41 79 840 00 96

Keywords: WACC, Netzbetreiber, CAPM, Tiefzinsumfeld, Beta-Korrekturen

Abstract: Die Kapitalrendite Schweizer Elektrizitätsnetzbetreiber wird über einen regulatorischen gewichteten Kapitalkostensatz, den WACC, bestimmt. Der WACC wird vom Bundesamt für Energie jährlich nach einer in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) beschriebenen Methodik auf Basis von aktuellen Finanzmarktdaten ermittelt. Im Zuge des anhaltenden Tiefzinsumfelds stellt sich die Frage, ob die StromVV-Methodik die Verhältnisse auf den Finanzmärkten noch adäquat abzubilden vermag. Im Rahmen von zehn Prüfpunkten untersuchen wir, ob Anpassungsbedarf besteht. Aufgrund unserer Erkenntnisse aus der Sichtung wissenschaftlicher Literatur, der Untersuchung internationaler Regulierungspräzedenz und eigenen ökonomischen Analysen leiten wir konkrete Empfehlungen zur Anpassung der StromVV-Methodik bezüglich Untergrenzen des risikolosen Zinssatzes, der Bestimmung von Risikoprämien, der Vergleichbarkeit von Peer Group Betas und des Umgangs mit Unsicherheit ab.

Disclaimer

Dieses Gutachten wurde von Swiss Economics SE AG im Auftrag des BFE erstellt. Obwohl sich Swiss Economics 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
Weinbergstrasse 102, CH-8006 Zürich
www.swiss-economics.ch

Zusammenfassung

Die Kapitalrendite Schweizer Elektrizitätsnetzbetreiber wird über einen regulatorischen gewichteten Kapitalkostensatz, den WACC, bestimmt. Der WACC wird vom Bundesamt für Energie jährlich nach einer in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) beschriebenen Methodik auf Basis von aktuellen Finanzmarktdaten ermittelt. Im Zuge des anhaltenden Tiefzinsumfelds stellt sich die Frage, ob die StromVV-Methodik die Verhältnisse auf den Finanzmärkten noch adäquat abzubilden vermag.

Das vorliegende Gutachten kategorisiert zahlreiche, von verschiedener Seite geäusserte Bedenken zur Bestimmungsmethodik des WACC in zehn thematisch abgegrenzte Prüfpunkte. Diese wurden anhand von Erkenntnissen aus der wissenschaftlichen Literatur, einer Auswertung internationaler regulatorischer Präzedenz und eigenen ökonomischen Analysen untersucht.

Auf Basis der Ergebnisse unserer Analysen leiten wir konkrete Empfehlungen zur Verbesserung der StromVV-Methodik ab. **Tabelle 1** fasst die Änderungsempfehlungen und die zugrundeliegenden Argumente zusammen.

Tabelle 1 Zusammenfassung Empfehlungen und zugrundeliegende Argumentation

Änderungsempfehlung	Begründung
Untergrenzen für risikolose Zinssätze und Methodik zur Bestimmung von Risikoprämien	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aufhebung von Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz ▪ Einführung TMR-Ansatz (Bestimmung der Marktrisikoprämie über langfristige Durchschnitte von Aktienmarktrenditen und kurzfristige Durchschnitte von Anleiherenditen) ▪ Ermittlung der EK- sowie FK-seitigen Risikomasse (Beta und Bonitätsrating) über den Vergleich mit einer Peer Group 	<p>Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz sind weder aus theoretischer noch empirischer Sicht angezeigt. Es besteht jedoch ein negativer Zusammenhang zwischen der Höhe des risikolosen Zinssatzes und der Höhe der Marktrisikoprämie. Dieser erfordert eine Anpassung der Bestimmungspraxis für Letztere. Der sogenannte TMR-Ansatz vermag die aktuellen Verhältnisse auf den Finanzmärkten gut abzubilden.</p> <p>Schliesslich wird eine Inkonsistenz zwischen der Bestimmung des Risikomasses EK- und FK-seitig festgestellt. Während das Beta anhand einer Peer Group ermittelt wird, ist das Bonitätsrating fix im Verordnungstext bestimmt. Diese Inkonsistenz kann behoben werden, indem beidseitig auf einen Vergleich mit einer Peer Group zurückgegriffen wird.</p>
Beta-Korrekturen	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einführung einer systematischen Prüfung von Vergleichsbetas auf Unsicherheit und mögliche Verzerrungen; Durchführung von Korrekturen, falls angezeigt ▪ Einführung eines unabhängigen Audits entsprechender Analysen 	<p>Empirisch geschätzte Vergleichsbetas können aus unterschiedlichen Gründen Unsicherheit und Verzerrungen aufweisen. Bekannte Ursachen für Schätzfehler sind hohe Standardfehler der Regressionskoeffizienten, Ausreisser, seltenes Handeln oder Reversion to the Mean. Ob und inwiefern Korrekturen angezeigt sind, sollte im Rahmen der jährlichen Bestimmung des regulatorischen WACC untersucht werden.</p>

Vergleichbarkeit der Peer Group in Bezug auf Geschäftsaktivitäten

- Festlegung der Peer Group, so dass Vergleichsunternehmen möglichst hohe Netzanteile an Unternehmenserlös und -ergebnis aufweisen
 - Ermöglichung von Massnahmen, um unterschiedlichen Anteilen des Netzbetriebs am Unternehmenserlös oder -ergebnis Rechnung zu tragen
 - Einführung eines unabhängigen Audits entsprechender Analysen
- Börsenkotierte Vergleichsunternehmen üben neben dem Netzbetrieb meist noch weitere Geschäftstätigkeiten aus, welche die Höhe des Betas beeinflussen können. Falls möglich, kann eine gezielte Erweiterung oder Anpassung der Zusammensetzung der Peer Group die Vergleichbarkeit des Peer Group-Betas steigern. Spezifische Korrekturmassnahmen können die Vergleichbarkeit zusätzlich erhöhen. Ein möglicher Ansatz besteht aus der stärkeren Gewichtung von Unternehmen mit hohen Umsatz- und Gewinnanteilen im Netzbetrieb.

Vergleichbarkeit der Peer Group in Bezug auf den Regulierungsrahmen

- Festlegung der Peer Group, so dass der Regulierungsrahmen von Vergleichsunternehmen der Schweizer Netzregulierung möglichst nahekommt
 - Ermöglichung von Massnahmen, um international unterschiedlich ausgestalteten Regulierungsrahmen Rechnung zu tragen
 - Unabhängiger Audit entsprechender Analysen
- Der Regulierungsrahmen für Netzbetreiber fällt international heterogen aus. Das Betarisiko eines Vergleichsunternehmens unter Anreizregulierung kann vom Betarisiko eines Schweizer Netzbetreibers unter Cost-Plus-Regulierung abweichen. Falls möglich, kann eine gezielte Erweiterung oder Anpassung der Zusammensetzung der Peer Group die Vergleichbarkeit des Peer Group-Betas steigern. Spezifische Korrekturmassnahmen können die Vergleichbarkeit zusätzlich erhöhen. Ein möglicher Ansatz besteht in der stärkeren Gewichtung von Unternehmen mit vergleichbarer Regulierung.

Differenzierung zwischen Übertragung und Verteilung

- Ermöglichung der Verwendung unterschiedlicher Peer Groups für die Bestimmung der Risikomasse (Beta und Bonitätsrating) von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern
- Möglicherweise bestehen Unterschiede im Risikoprofil zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Eine Separierung der Peer Group in Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber kann Abhilfe schaffen.

Nominale oder reale Bestimmung der Parameter

- Bestimmung der erwarteten Aktienmarktrendite auf realer Basis
- Die reale Renditeerwartung an ein ausgewogenes Aktienportfolio bleibt in einer entwickelten Volkswirtschaft einigermassen stabil über die Zeit. Wird die Renditeerwartung anhand eines Durchschnitts nominaler Aktienrenditen über einen langjährigen Zeitraum bestimmt, können Schätzfehler aufgrund divergierender historischer Inflationsraten und aktueller Inflationserwartungen entstehen.
- Um eine verzerrte Schätzung zu vermeiden, sollte die Bestimmung auf realer Basis durchgeführt und für aktuelle Inflationserwartungen adjustiert werden.

Adjustierungen der WACC-Punktschätzung

- Systematische Analyse der Unsicherheit um die Punktschätzung des WACC
 - Ermöglichung der Anwendung eines Unsicherheitszuschlags, um asymmetrische Auswirkungen einer Unter- und Überschätzung des WACC zu reflektieren
- Die Unter- und Überschätzung des tatsächlichen WACC können asymmetrische Konsequenzen nach sich ziehen. Um die Wahrscheinlichkeit des volkswirtschaftlich grösseren Schadens aus einer Unterschätzung zu reduzieren, kann ein Unsicherheitszuschlag auf die Punktschätzung des WACC angewendet werden.

Quelle: Swiss Economics.

Unter Anwendung der empfohlenen Schätzmethodik ergibt sich für das Tarifjahr 2021 bei angenommener Beibehaltung der aktuellen Peer-Group illustrativ ein Misch-WACC (d.h. gemeinsam für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) in der Höhe von 3.43 Prozent, was einer Reduktion gegenüber der aktuellen Methodik von 40 Basispunkten gleichkommt. Während der Effekt auf

die Höhe des WACC somit insgesamt eher gering ausfällt, können für individuelle WACC-Parameter substantielle Unterschiede beobachtet werden. Insbesondere die Höhe des risikolosen Zinssatzes, die Höhe der Marktrisikoprämie und die mögliche Anwendung eines Unsicherheitszuschlags können zu deutlichen Unterschieden gegenüber den entsprechenden Parameterwerten unter der aktuellen Methodik führen.

Résumé

Le rendement du capital investi dans le réseau électrique par les gestionnaires de réseau électrique suisses est établi par le biais du coût moyen pondéré du capital investi ou WACC (de l'anglais *Weighted Average Cost of Capital*). Le WACC est déterminé chaque année par l'Office fédéral de l'énergie selon une méthode décrite dans l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) sur la base des données actuelles du marché financier. Face au faible niveau persistant des taux d'intérêt, la question se pose de savoir si la méthode définie dans l'OApEl reflète toujours correctement les conditions sur les marchés financiers.

La présente expertise catégorise les nombreuses craintes exprimées de part et d'autre concernant la méthode de calcul du WACC selon dix points délimités sur le plan thématique. Ceux-ci ont été examinés sur la base des enseignements issus de la littérature scientifique, d'une évaluation des précédents réglementaires internationaux et de nos propres analyses économiques.

Sur la base des résultats de nos analyses, nous émettons des recommandations concrètes pour améliorer la méthodologie définie dans l'OApEl. **Tableau 1** résume les recommandations de modification et les arguments sous-jacents.

Tableau 2 Résumé des recommandations et arguments sous-jacents

Recommandation de modification	Motif
Valeurs minimales pour les taux d'intérêt sans risque et méthode de détermination des primes de risque	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Suppression des valeurs minimales pour le taux d'intérêt sans risque ▪ Introduction d'une approche <i>total market return</i> (TMR) : détermination de la prime de risque de marché sur la base de moyennes à long terme des rendements sur le marché des actions et de moyennes à court terme des rendements des obligations ▪ Détermination des mesures de risque concernant les fonds propres (FP) et les fonds étrangers (FE) (bêta et notation de crédit) par comparaison avec un <i>peer group</i> 	<p>Des valeurs minimales pour le taux d'intérêt sans risque ne sont indiquées ni d'un point de vue théorique ni d'un point de vue empirique. Toutefois, il existe une corrélation négative entre le niveau du taux d'intérêt sans risque et le niveau de la prime de risque de marché. Il faut revoir la façon dont cette dernière est déterminée. L'approche TMR permet de bien reproduire les conditions actuelles sur les marchés financiers.</p> <p>Enfin, une incohérence entre la détermination des mesures de risque concernant les FP et les FE est constatée. Alors que le bêta est déterminé à l'aide d'un <i>peer group</i>, la notation de crédit est déterminée dans le texte de l'ordonnance. Cette incohérence peut être éliminée en procédant à une comparaison avec un <i>peer group</i> dans les deux cas.</p>
Corrections du bêta	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Introduction d'un examen systématique des bêtas comparatifs en matière d'incertitudes et de distorsions possibles ; réalisation de corrections, le cas échéant ▪ Introduction d'un audit indépendant des analyses correspondantes 	<p>Les bêtas comparatifs estimés de manière empirique peuvent présenter des incertitudes et des distorsions pour diverses raisons. Des causes connues d'erreurs d'estimation sont des erreurs types élevées des coefficients de régression, des valeurs aberrantes, titres moins liquides ou un retour à la moyenne. La question de savoir si et dans quelle mesure des corrections sont indiquées devrait être examinée dans le cadre de la détermination annuelle du WACC réglementaire.</p>

Comparabilité du *peer group* concernant les activités commerciales

- Définition du *peer group* de sorte que les entreprises comparées présentent des parts du réseau aussi élevées que possible au niveau du chiffre d'affaires et du résultat de l'entreprise
 - Mesures permettant de tenir compte de parts différentes de l'exploitation du réseau au niveau du chiffre d'affaires ou du résultat de l'entreprise
 - Introduction d'un audit indépendant des analyses correspondantes
- Outre l'exploitation du réseau, les entreprises comparées cotées en bourse exercent généralement d'autres activités commerciales qui peuvent influencer le niveau du bêta. Dans la mesure du possible, un élargissement ou une adaptation ciblé(e) de la composition du *peer group* peut accroître la comparabilité du bêta du *peer group*. Des mesures correctives spécifiques peuvent accroître encore davantage la comparabilité. Une pondération plus forte des entreprises réalisant une part élevée du chiffre d'affaires et des bénéfices dans l'exploitation du réseau constitue une approche possible.

Comparabilité du *peer group* concernant le cadre réglementaire

- Définition du *peer group* de sorte que le cadre réglementaire des entreprises comparées se rapproche le plus possible de la réglementation du réseau suisse
 - Mesures permettant de tenir compte de la différence de cadre réglementaire à l'échelle internationale
 - Audit indépendant des analyses correspondantes
- Le cadre réglementaire pour les gestionnaires de réseaux est hétérogène au niveau international. Le risque bêta d'une entreprise comparée soumise à une réglementation incitative peut être différent du risque bêta d'un gestionnaire de réseau suisse dans le cadre de la réglementation « Cost Plus ». Dans la mesure du possible, un élargissement ou une adaptation ciblé(e) de la composition du *peer group* peut accroître la comparabilité du bêta du *peer group*. Des mesures correctives spécifiques peuvent accroître encore davantage la comparabilité. Une pondération plus forte des entreprises soumises à une réglementation comparable constitue une approche possible.

Différenciation entre transport et distribution

- Utilisation de *peer group* différents pour déterminer les mesures de risque (bêta et notation de crédit) des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution
- Il peut exister des différences concernant le profil de risque entre les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution. La séparation entre gestionnaires de réseaux de transport et gestionnaires de réseau de distribution pour le *peer group* peut permettre d'y remédier.

Détermination nominale ou réelle des paramètres

- Détermination du rendement attendu sur le marché des actions sur une base réelle
- Le rendement réel attendu d'un portefeuille d'actions équilibré reste assez stable dans le temps dans une économie développée. Si le rendement attendu est déterminé sur la base d'une moyenne des rendements nominaux des actions sur une longue période, des erreurs d'estimation peuvent survenir en raison de taux d'inflation historiques divergents et des prévisions actuelles en matière d'inflation.
- Afin d'éviter une estimation faussée, la détermination devrait être effectuée sur une base réelle et ajustée en fonction des prévisions actuelles en matière d'inflation.

Ajustements de l'estimation ponctuelle du WACC

- Analyse systématique de l'incertitude relative à l'estimation ponctuelle du WACC
 - Application d'un supplément pour incertitude, afin de refléter l'impact asymétrique d'une sous-estimation et d'une surestimation du WACC
- La sous-estimation et la surestimation du WACC effectif peuvent avoir des conséquences asymétriques. Afin de réduire la probabilité d'un dommage majeur pour l'économie à la suite d'une sous-estimation, un supplément pour l'incertitude peut être appliqué à l'estimation ponctuelle du WACC.

Source : Swiss Economics.

En appliquant la méthode d'estimation recommandée, on obtient dans le cas du maintien du *peer group* actuel un WACC mixte (c'est-à-dire pour les gestionnaires de réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution) de 3.43 % pour l'année tarifaire 2021, ce qui équivaut à une réduction de 40 points de base par rapport à la méthode actuelle. Si l'effet global sur le niveau du WACC est donc plutôt faible, des différences substantielles peuvent être observées pour des paramètres individuels du WACC. En particulier, le niveau du taux d'intérêt sans risque, le niveau de la prime de risque de marché et l'application éventuelle d'un supplément pour l'incertitude peuvent entraîner des différences significatives par rapport aux valeurs des paramètres correspondants ressortant de la méthode actuelle.

Inhalt

Zusammenfassung	3
Résumé	6
1 Einleitung	15
1.1 Ausgangslage.....	15
1.2 Methodik	15
1.3 Vorgehen	16
1.4 Struktur.....	17
2 Prüfpunkt 1: Untergrenzen für risikolose Zinssätze und Methodik zur Bestimmung von Risikoprämien	18
2.1 Beschreibung Prüfpunkt 1	18
2.2 RFR Untergrenzen.....	18
2.3 Bestimmung der Risikoprämie und des Eigenkapitalkostensatzes	21
2.3.1 Ansätze zur Bestimmung des ERP	21
2.3.2 Evidenz zum Verhalten der Marktrisikoprämie	25
2.3.3 Regulatorische Präzedenz.....	32
2.3.4 Fazit.....	33
2.4 Bestimmung des Credit Premiums und des Fremdkapitalkostensatzes	35
2.5 Fazit und Empfehlungen.....	36
3 Prüfpunkt 2: Verstetigungsregeln	37
3.1 Beschreibung Prüfpunkt 2	37
3.2 Zweck von Verstetigungsregeln	37
3.3 Verstetigung gemäss StromVV	39
3.4 Fazit und Empfehlungen.....	40
4 Prüfpunkt 3: Mittel zur Bestimmung von Renditeerwartungen	41
4.1 Beschreibung Prüfpunkt 3	41
4.2 Theoretische Überlegungen.....	41
4.3 Strukturbrüche.....	44
4.4 Fazit und Empfehlungen.....	45
5 Prüfpunkt 4: Beta-Korrekturen	46
5.1 Beschreibung Prüfpunkt 4	46
5.2 Schätzunsicherheit und Umgang mit Ausreissern	46
5.3 Seltenes Handeln.....	48
5.4 Mean Reversion Adjustierungen	50
5.5 Fazit und Empfehlungen.....	52

6	Prüfpunkt 5: Vergleichbarkeit der Peer Group in Bezug auf Geschäftsaktivitäten	53
6.1	Beschreibung Prüfpunkt 5	53
6.2	Ansätze zur Korrektur unterschiedlicher Tätigkeiten	53
6.3	Weitere Unterschiede zwischen der Peer Group und Schweizer Netzbetreibern	56
6.4	Fazit und Empfehlungen.....	57
7	Prüfpunkt 6: Vergleichbarkeit der Peer Group in Bezug auf den Regulierungsrahmen....	58
7.1	Beschreibung Prüfpunkt 6	58
7.2	Konzeptionelle Überlegungen.....	58
7.3	Regulierungsausgestaltung der Peer-Group-Mitglieder	60
7.4	Mögliche Korrekturen	61
7.5	Alternative Ansätze zur Bestimmung des Betas	62
7.6	Fazit und Empfehlungen.....	63
8	Prüfpunkt 7: Übertragung und Verteilung	64
8.1	Beschreibung Prüfpunkt 7	64
8.2	Empirische Analyse	64
8.2.1	Unterschiedliche Betas zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber	64
8.2.2	Unterschiedliche Bonitätsratings zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern.....	65
8.3	Regulatorische Präzedenz zu unterschiedlichen WACCs für Verteil- und Netzbetreiber 66	
8.4	Fazit und Empfehlungen.....	66
9	Prüfpunkt 8: Kapitalstruktur	67
9.1	Beschreibung Prüfpunkt 8	67
9.2	Theorie zum Einfluss der Kapitalstruktur auf die Kapitalkosten	67
9.3	Theoretische oder tatsächliche Kapitalstruktur	68
9.4	Fazit und Empfehlungen.....	69
10	Prüfpunkt 9: Nominale oder reale Bestimmung der Parameter.....	70
10.1	Beschreibung Prüfpunkt 9	70
10.2	Reale Zinssätze und Inflationserwartungen.....	70
10.3	Bestimmung der TMR und RFR auf realer Basis	71
10.4	Fazit und Empfehlungen.....	73
11	Prüfpunkt 10: Adjustierungen der WACC-Punktschätzung.....	74
11.1	Beschreibung Prüfpunkt 10	74
11.2	Asymmetrische Konsequenzen aus Schätzunsicherheit.....	74
11.3	Verteilung der Schätzfehler	75
11.4	Fazit und Empfehlungen.....	78

12 Zusammenfassung der empfohlenen Methodik	79
12.1 Zusammenfassung der Empfehlungen	79
12.2 Beschreibung der empfohlenen Bestimmungsmethodik.....	80
13 Auswirkungen auf den WACC	82
13.1 Höhe des WACC gemäss empfohlener Bestimmungsmethodik.....	82
13.2 Vergleich mit aktueller Methodik	84
14 Referenzen	86
A Schätzmethodik Betas.....	89
A.1 Periodizität und Frequenz	89
A.2 Vergleichsindizes	89
A.3 Unlevering.....	90
A.4 Resultierende Betas	90
A.5 Regulatorische Präzedenz Schätzmethodik Betas	91

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zusammenfassung Empfehlungen und zugrundeliegende Argumentation	3
Tableau 2	Résumé des recommandations et arguments sous-jacents	6
Tabelle 2	Themen und Prüfpunkte.....	17
Tabelle 3	Regulatorische Präzedenz von expliziten und impliziten Untergrenzen	21
Tabelle 4	Übersicht Bestimmungsarten ERP und COE _i	25
Tabelle 5	Evidenz aus Experten- und Praktikerumfragen.....	27
Tabelle 6	Empirische Evidenz	30
Tabelle 7	Regulatorische Präzedenz zum TMR-Ansatz	32
Tabelle 8	Zusammenfassende Gegenüberstellung der Ansätze	34
Tabelle 9	Regulatorische Präzedenz zur Anwendung von Verstetigungsregeln	39
Tabelle 10	Höhe der TMR über verschiedene Zeitperioden.....	45
Tabelle 11	Korrektur von Schätzunsicherheit und Ausschluss von Ausreissern	48
Tabelle 12	Korrekturen für seltenes Handeln.....	49
Tabelle 13	Mean Reversion Adjustierungen	51
Tabelle 14	Korrektur unterschiedlicher Tätigkeiten	55
Tabelle 15	Regulierungsausgestaltung für Vergleichsunternehmen.....	60
Tabelle 16	Korrektur für unterschiedliche Regulierungsrahmen	61
Tabelle 17	Unterschiedliche Betas für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber	64
Tabelle 18	Regulatorische Präzedenz TSO und DSO.....	66
Tabelle 19	Internationale Präzedenz zu regulatorischer Kapitalstruktur.....	69
Tabelle 20	Bestimmung von Inflationserwartungen über eine Halteperiode von 10 Jahren	71
Tabelle 21	Zusammenfassung der Empfehlungen.....	79
Tabelle 22	Empfohlene Bestimmungsmethodik.....	80
Tabelle 23	Punktschätzung des WACC für das Tarifjahr 2021 gemäss empfohlener Methodik	83
Tabelle 24	Verstetigter WACC für das Tarifjahr 2021 gemäss empfohlener Methodik	84
Tabelle 25	Vergleich der aktuellen Methodik mit der empfohlenen Methodik.....	85
Tabelle 26	Vorgehen in der Betaschätzung	89
Tabelle 27	Betas der Peer-Group-Unternehmen.....	91
Tabelle 28	Regulatorische Präzedenz aus den Ländern der Peer Group-Unternehmen	91

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	WACC-Parameter und Fragestellungen.....	16
Abbildung 2	Jüngere Renditeentwicklung Schweizer Bundesobligationen.....	19
Abbildung 3	Historische Nominal- und Realzinsentwicklung	20
Abbildung 4	Stilisierte Entwicklung des Eigenkapitalkostensatzes nach unterschiedlichen Ansätzen über die Zeit hinweg für Anlagen mit Beta = 0.5	24
Abbildung 5	Über DDM geschätzte Entwicklung der ERP in der Schweiz seit 2001.....	29
Abbildung 6	Zusammenhang zwischen marginalem und durchschnittlichem Kapitalkostensatz.....	38
Abbildung 7	Höhe der TMR gemäss unterschiedlicher Mittel.....	44
Abbildung 8	Entwicklung des Peer Group Betas über die Zeit.....	51
Abbildung 9	Bonitäts-Ratings der Peer Group-Mitglieder	65
Abbildung 10	Illustrativer Trade-off zwischen Tax Shield und Distress Costs	68
Abbildung 11	Nominale und reale Bestimmung der RFR LR und der TMR	72
Abbildung 12	Asymmetrische Konsequenzen aus Schätzfehlern.....	75
Abbildung 13	Verteilung der WACC-Schätzfehler	76

Abkürzungen

AM	Arithmetisches Mittel
AMHR	Arithmetisches Mittel der Halteperiode-Renditen
BABS	Bundesamt für Bevölkerungsschutz
BAZL	Bundesamt für Zivilluftfahrt
BFE	Bundesamt für Energie
BGH	Bundesgerichtshof
BNetzA	Bundesnetzagentur
bspw.	beispielsweise
BVGer	Bundesverwaltungsgericht
bzw.	beziehungsweise
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CCAPM	Consumption Capital Asset Pricing Model
COD	Cost of Debt (Fremdkapitalkostensatz)
COE	Cost of Equity (Eigenkapitalkostensatz)
CP	Credit Premium
DDM	Invertierte Dividendendiskontierungsmodelle
DSO	Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)

EBIT	Earnings Before Interest and Taxes
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization
ECB	European Central Bank (Europäische Zentralbank)
EK	Eigenkapital
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EMH	Efficient Market Hypothesis
ERP	Equity Risk Premium (Marktrisikoprämie)
FAUB	Fachausschuss für Unternehmensbewertung und Betriebswirtschaft
FK	Fremdkapital
ggf.	gegebenenfalls
GM	Geometrisches Mittel
IDW	Institut der Wirtschaftsprüfer
KOF	Konjunkturforschungsstelle ETH Zürich
KSW	Kammer der Steuerberater und Wirtschaftsprüfer
LR	Long Run
RAB	Regulated Asset Base (regulatorische Kapitalbasis)
RFR	Risk-free Rate (Zinssatz für risikolose Anlagen)
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SE	Standard Error (Standardfehler)
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SNB	Schweizerische Nationalbank
SR	Short Run
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TMR	Total Market Return
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
u.a.	unter anderem
WACC	Weighted Average Cost of Capital
z.B.	zum Beispiel

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt werden über kostenregulierte Netznutzungsentgelte vergütet. Art. 13 Abs. 3 der Stromversorgungsverordnung (StromVV)¹ gibt vor, dass auf den zugelassenen, für den Betrieb der Netze notwendigen Vermögenswerten ein kalkulatorischer Zinssatz eingesetzt werden soll, der dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital, WACC) entspricht. Die Berechnungsmethode des regulatorischen WACC für schweizerische Stromnetze ist in Anhang 1 zu Art. 13 Abs. 3bis der StromVV beschrieben.

Vor dem Hintergrund der jüngeren Entwicklungen auf den internationalen Finanzmärkten und verschiedener Eingaben von Bundesstellen hat das Bundesamt für Energie (BFE) Swiss Economics SE AG (Swiss Economics) mit der Verfassung eines Gutachtens zur Prüfung der heutigen WACC-Methodik beauftragt. Das Gutachten soll Vertretern der Konsumenten und der Energiewirtschaft im Rahmen eines Stakeholderprozesses zugänglich gemacht und zur Diskussion gestellt werden.

1.2 Methodik

Der WACC setzt sich zusammen aus Zinssätzen für Eigenkapital (EK) (Eigenkapitalkostensatz, Cost of Equity oder COE) und Fremdkapital (FK) (Fremdkapitalkostensatz, Cost of debt oder COD), welche i.d.R. nach einer theoretischen Kapitalstruktur gewichtet werden mit g als Gearing-Faktor bzw. Fremdkapitalanteil. Formel (1) zeigt den formalen Zusammenhang.

$$WACC = (1 - g) \times COE + g \times COD \quad (1)$$

Der Eigenkapitalkostensatz eines Unternehmens i bestimmt sich über die Summe aus einem Zinssatz für risikolose Anlagen (Risk-Free Rate oder RFR) und einer Prämie, welche Investoren für das eingegangene Risiko entschädigt. In der Praxis hat sich hierfür die Anwendung des Capital Asset Pricing Models (CAPM) nach Formel (2) durchgesetzt, gemäss dem die sogenannte Marktrisikoprämie (Equity Risk Premium oder ERP), bestimmt als Differenz zwischen der Rendite eines breit diversifizierten Marktportfolios (Total Market Return oder TMR) und der RFR, mit dem unternehmensspezifischen Faktor β_i multipliziert wird, der das relative Risiko im Vergleich zum breit diversifizierten Marktportfolio wiedergibt:

$$COE_i = RFR + \beta_i \times \underbrace{(TMR - RFR)}_{ERP} \quad (2)$$

Die EK-seitige RFR basiert in der aktuell angewendeten Methodik gemäss StromVV grundsätzlich auf der Durchschnittsrendite des vergangenen Kalenderjahres von Schweizer Bundesanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren. Im momentanen Tiefzinsumfeld greift jedoch die in der StromVV festgesetzte Untergrenze in der Höhe von 2.5 Prozent.

Der Fremdkapitalkostensatz setzt sich aus der Summe eines risikolosen Zinssatzes und eines Bonitätszuschlags (Credit Premium, CP) inklusive eines Zuschlags für Emissions- und Beschaffungskosten (EP) zusammen, vgl. Formel (3).

¹ Stromversorgungsverordnung (Strom VV) 734.71 des Schweizerischen Bundesrats vom 14. März 2008 (Stand am 1. Januar 2020), gestützt auf Art. 30 Absatz 2 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG) SR 734.7

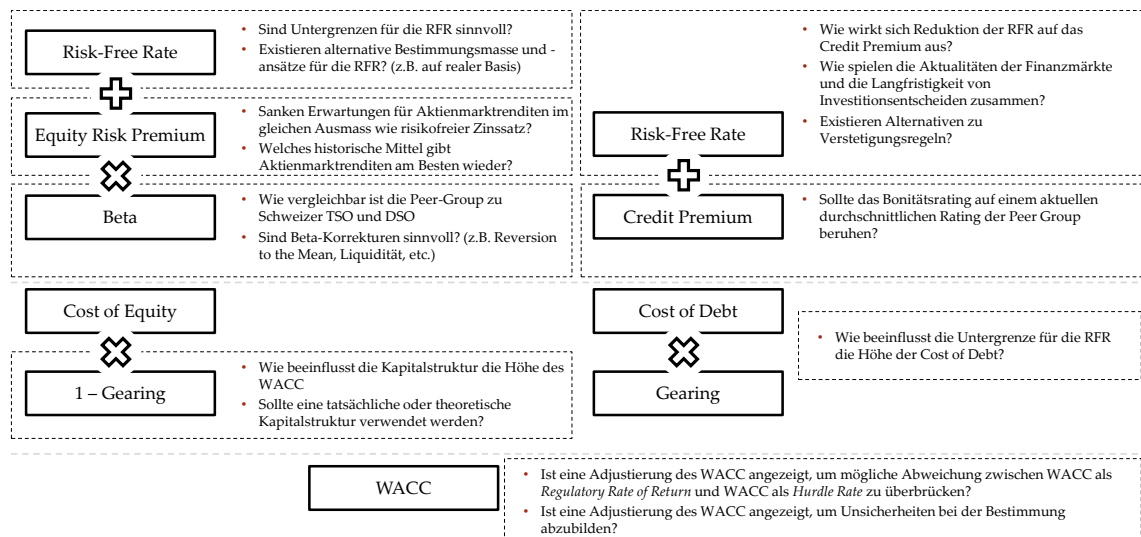
$$COD = RFR + CP + EP \tag{3}$$

Der FK-seitige risikolose Zinssatz basiert gemäss aktueller Methodik StromVV auf der Durchschnittsrendite Schweizer Bundesanleihen mit einer Restlaufzeit von fünf Jahren und ist auf eine Mindesthöhe von 0.5 Prozent begrenzt. Der Bonitätszuschlag ergibt sich aus der Differenz zwischen der durchschnittlichen Verzinsung von Anleihen von Schweizer Unternehmen mit guter Bonität und der durchschnittlichen Verzinsung von risikolosen Anleihen. Der Zuschlag für Emissions- und Beschaffungskosten beträgt 50 Basispunkte.

Infolge aktueller Entwicklungen auf den Finanzmärkten wurde von verschiedener Seite Kritik an der StromVV-Methodik geäussert. Beispielsweise sei unklar, ob die Grenzwerte für den risikolosen Zinssatz (auf EK- sowie FK-Seite) im existierenden Tiefzinsumfeld noch angemessen sind. Weitere Bedenken wurden beispielsweise bezüglich der Vergleichbarkeit der für die Bestimmung von Risikoprämien verwendeten Peer Group oder der Angemessenheit der verwendeten Versteigerungsregeln geäussert.

Abbildung 1 fasst die Elemente des regulatorischen WACC zusammen und weist auf relevante Fragestellungen hin.

Abbildung 1 WACC-Parameter und Fragestellungen



Quelle: Swiss Economics.

1.3 Vorgehen

Das vorliegende Gutachten strukturiert die zahlreichen methodischen Fragen zur Bestimmung des regulatorischen WACC in zehn Themengebiete, zu welchen jeweils konkrete Prüfpunkte erarbeitet und beantwortet werden. **Tabelle 3** gibt eine Übersicht der untersuchten Themenfelder.

Tabelle 3 Themen und Prüfpunkte

Thematik	Behandelt unter
Untergrenzen RFR und Bestimmung Risikoprämien	Prüfpunkt 1
Verstetigungsregeln empirischer Parameter	Prüfpunkt 2
Historisches Mittel zur Bestimmung von Renditeerwartungen	Prüfpunkt 3
Beta-Korrekturen	Prüfpunkt 4
Vergleichbarkeit Peer Group in Bezug auf Unternehmensaktivitäten	Prüfpunkt 5
Vergleichbarkeit Peer Group in Bezug auf den Regulierungsrahmen	Prüfpunkt 6
Unterschiede zwischen Übertragung und Verteilung	Prüfpunkt 7
Kapitalstruktur	Prüfpunkt 8
Adjustierungen der Punktschätzung des WACC	Prüfpunkt 9
Nominale oder reale Bestimmung bestimmter Parameter	Prüfpunkt 10

Quelle: Swiss Economics.

Die Prüfpunkte werden anhand unterschiedlicher analytischer Methoden untersucht:

- **Auswertung wissenschaftlicher Literatur:** Anhand einer systematischen Literatursuche wurde aktuelle wissenschaftliche Literatur identifiziert, welche Erkenntnisse und Antworten zu den jeweiligen Prüffragen bietet. Es wurde auf Publikationen in Fachzeitschriften mit hohem Qualitätsstandard (d.h. mit Peer-Review-Prozess und hohem H-Index) fokussiert.
- **Untersuchung internationaler Präzedenz:** Viele der zu beantwortenden Fragen wurden bereits ausführlich von anderen Regulierungsbehörden untersucht. Anhand einer Auswertung einer Umfrage des BFE unter europäischen Energieregulatoren und Analysen von Behördenbeschlüssen, Beraterstudien, Gerichtsurteilen und ex-post Evaluationsstudien wurden alternative Lösungsansätze identifiziert und auf mögliche Erkenntnisse hin untersucht.
- **Eigene ökonomische Analysen:** Schliesslich wurde eine Vielzahl eigener ökonomischer Analysen durchgeführt, um eine konzeptionelle und empirische Faktenlage zur Beantwortung der Fragen zu schaffen.

In diesem Sinne beschränkt sich das Gutachten auf die gezielte Untersuchung methodischer Aspekte des bestehenden Konzepts zur Bestimmung des WACC gemäss StromVV. Wo aufgrund der Ergebnisse unserer Analysen Änderungsbedarf angezeigt ist, leiten wir konkrete Empfehlungen zur Verbesserung der Methodik ab.

Aufgrund des Methodenfokus des Gutachtens verzichten wir auch auf explizite Empfehlungen zur Höhe bestimmter Parameterwerte. Diese sollen weiterhin im Rahmen der üblichen Festsetzung des WACC bestimmt werden. Um die Effekte methodischer Detailfragen aufzuzeigen, wird an der gegenwärtigen Peer-Group festgehalten. Zur Illustration der Auswirkungen werden beispielhaft Schätz- und Parameterwerte für das Tarifjahr 2021 anhand einer möglichen Umsetzung unserer Empfehlungen dargestellt.

1.4 Struktur

Das Gutachten ist wie folgt gegliedert:

- Die Kapitel 2 bis 11 enthalten unsere Diskussion zu den obigen Prüfpunkten;
- In Kapitel 12 fassen wir unsere Empfehlungen im Sinne von Anpassungen an der StromVV zusammen;
- Kapitel 13 zeigt beispielhaft die damit einhergehenden Auswirkungen auf die Höhe des WACC auf.

2 Prüfpunkt 1: Untergrenzen für risikolose Zinssätze und Methodik zur Bestimmung von Risikoprämien

2.1 Beschreibung Prüfpunkt 1

Die RFR wird gemäss StromVV über Jahresrenditen von Schweizer Bundesobligationen im vorangehenden Kalenderjahr bestimmt. Eigenkapitalseitig wird auf Bonds mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren (verstetigt über Intervalle von 100 Basispunkten) und fremdkapitalseitig auf Bonds mit einer Restlaufzeit von 5 Jahren (verstetigt über Intervalle von 50 Basispunkten) abgestellt. Beidseits bestimmt die StromVV Unter- und Obergrenzen für die Höhe der RFR. Von Relevanz für dieses Gutachten sind insbesondere die Untergrenzen, die infolge des aktuell herrschenden Tiefzinsumfelds zum Tragen kommen und somit die Höhe des WACC beeinflussen. Die Untergrenze liegt eigenkapitalseitig bei 2.5 Prozent und fremdkapitalseitig bei 0.5 Prozent.

Inhärent mit der Bestimmung der RFR verbunden ist die Bestimmung der Risikoprämien, die Eigen- und Fremdkapitalgeber für ihr eingegangenes Wagnis entschädigen. In ihrer Summe ergeben RFR und Risikoprämie jeweils die von Eigner und Gläubiger erwarteten Kapitalrenditen und bestimmen so die Höhe der Kapitalkosten. Entsprechend sollte die Methodik für die Bestimmung der beiden Elemente EK- sowie FK-seitig aufeinander abgestimmt sein.

Gemäss StromVV wird die Marktrisikoprämie ERP als Differenz zwischen Aktienmarktrenditen und Renditen von Schweizer Bundesobligationen seit 1926 gebildet. Fremdkapitalseitig wird der Bonitätszuschlag oder Credit Premium als Differenz zwischen der aktuellen Rendite von Anleihen von Schweizer Unternehmen mit guter Bonität und der aktuellen Rendite von Schweizer Bundesobligationen gebildet.

Nachfolgend wird geprüft, ob die StromVV-Methodik die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten im aktuellen Tiefzinsumfeld adäquat abbildet. Insbesondere werden die nachfolgenden Fragen untersucht:

- Sind Untergrenzen für die RFR empirisch oder theoretisch begründbar?
- Erfasst die StromVV-Methodik für die Bestimmung der Risikoprämien die aktuellen Verhältnisse auf den Kapitalmärkten (Stichwort Tiefzinsumfeld)?

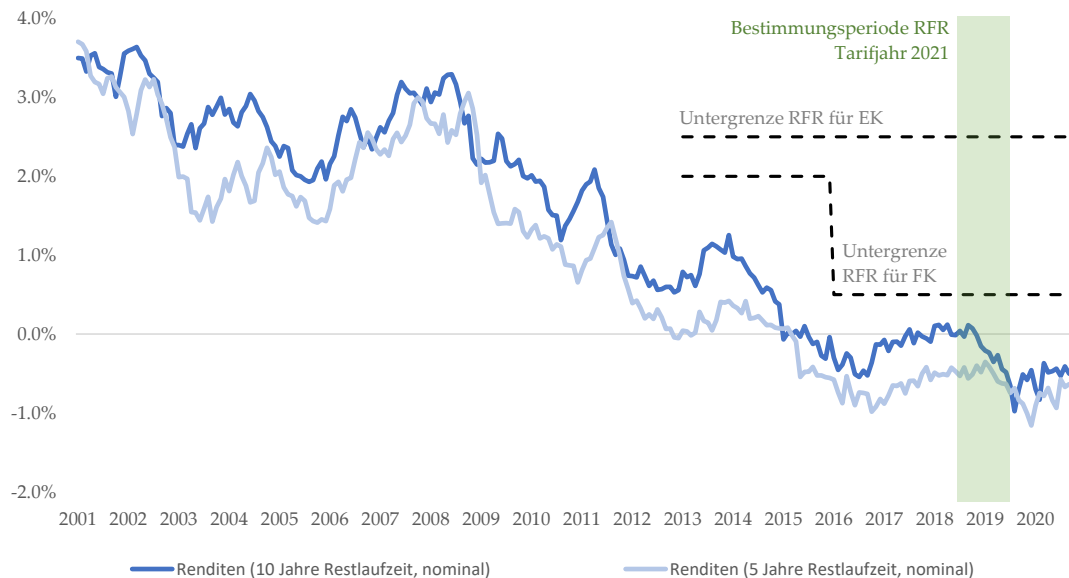
2.2 RFR Untergrenzen

Die RFR spiegelt die im Kapitalmarkt bestimmte Rendite für eine sichere Anlage (ohne Risiko in Bezug auf Höhe und Terminierung sämtlicher Cash-Flows) über eine bestimmte Halteperiode wider und kann insofern als Marktpreis für das Aufschieben von heutigem Konsum auf einen späteren Zeitpunkt (z.B. auf das Rückzahlungsdatum im Falle einer Zero-Coupon Anleihe) angesehen werden. Bei der RFR handelt es sich um ein theoretisches Konzept. Zur empirischen Bestimmung wird in der Praxis häufig auf Renditen von Staatsanleihen zurückgegriffen. Diese beinhalten neben dem realen risikolosen Zinssatz zumindest auch die erwartete Inflation über die Laufzeit sowie die Marktprämie für damit verbundene Risiken.

Abbildung 2 stellt die Entwicklung der Renditen von Schweizer Bundesobligationen seit 2001 dar. Der ab 2009 einsetzende Abwärtstrend hatte zur Folge, dass die Untergrenzen für die RFR bereits bei ihrer Einführung im Jahr 2013 über den tatsächlichen Renditen lagen. Für das Kalenderjahr 2019, welches als Bestimmungsperiode für das Tarifjahr 2021 dient, liegt der Jahresdurchschnitt der Renditen Schweizer Bundesobligationen mit Restlaufzeit von 10 Jahren bei -0.5 Prozent und somit

- 3 Prozentpunkte unter der Untergrenze auf EK-Seite und
- 1 Prozentpunkt unter der Untergrenze auf FK-Seite.

Abbildung 2 Jüngere Renditeentwicklung Schweizer Bundesobligationen



Anmerkung: Abgebildet ist die monatliche Zeitreihe nominaler Renditen von Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von 5 und 10 Jahren.

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten Schweizerische Nationalbank (SNB).

Theorie und Empirie

Die **Kapitalmarkttheorie** bietet keine stichhaltigen Argumente, weshalb der reale risikolose Zinssatz nicht bestimmte Höchst- oder Tiefstwerte über- oder unterschreiten können sollte:

- Eine negative reale RFR kann sich beispielsweise einstellen, wenn Investoren zur Sicherung eines bestimmten zukünftigen Konsumniveaus auf höheren heutigen Konsum verzichten (z.B. Lucas, 1978).
- Im Kontext der Geldpolitik wird in der Literatur teils auf das Konzept der Nullzinsgrenze (bzw. des Zero Lower Bound) verwiesen (vgl. beispielsweise Rogoff, 2015). Hierbei handelt es sich um die theoretische Überlegung, dass Investoren negative Zinsen vermeiden können, solange die Möglichkeit besteht, Bargeld zu halten. Dies würde darauf hindeuten, dass eine natürliche Zinsuntergrenze von 0 Prozent existiert. Es ist allerdings einzuwenden, dass eine grössere Bargeldinvestition wohl mit substanziellen Mehrkosten in Form von Verwaltungs- und Versicherungskosten verbunden ist, was wiederum einem negativen Zins gleichkommt.

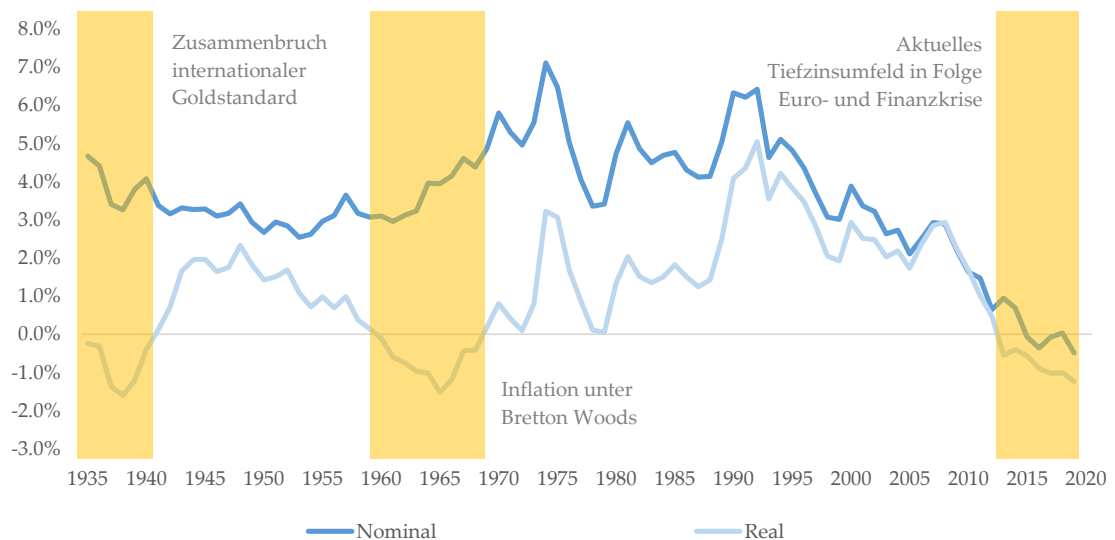
Eine negative reale RFR ist somit in erster Linie Ausdruck von unsicheren Zeiten. Die nominale RFR wird insbesondere auch durch die Geldpolitik der Zentralbanken beeinflusst.

Neben theoretischen Überlegungen sprechen auch **empirische Beobachtungen** gegen die Existenz von klaren Untergrenzen der RFR. Historisch sind insbesondere reale Negativzinsen keine Seltenheit:

Beispielsweise sanken die realen Renditen zehnjähriger Bundesanleihen in den Zwischenkriegsjahren oder in den 1960er Jahren deutlich unter 0 Prozent. Aufgrund der starken Inflation infolge des Zusammenbruchs des internationalen Goldstandards und der expansiven Geldpolitik der

USA in den späteren Jahren des Bretton-Woods-Abkommens blieben die nominalen sowie realen Renditen (zumindest langjähriger Bundesanleihen) im positiven Bereich (z.B. Jordan/Rossi, 2010). **Abbildung 3** zeigt die historische Entwicklung von nominalen und realen Zinsen.

Abbildung 3 Historische Nominal- und Realzinsentwicklung



Anmerkung: Abgebildet sind Zeitreihen jährlicher Durchschnittsrenditen von Bundesobligationen bis 1988; Durchschnittliche Renditen von rund einem Dutzend Anleihen des Bundes und der Schweizerischen Bundesbahn (SBB) mit einer Restlaufzeit von 5 Jahren; ab 1989 Jahresmittel 10-Jahres-Kassazinssatz; ab 2007 Jahresmittel der monatlichen Obligationen der Eidgenossenschaft mit einer Laufzeit von 10 Jahren. Umwandlung von nominalen in reale Renditen über Fisher Gleichung mit ex-post Inflation gemäss Pictet bis 2010 und mit gemittelten Inflationserwartungen gemäss SNB-Umfrage ab 2011.

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten SNB und Pictet.

Seit den 1990er Jahren ist erneut ein stetiger Rückgang realer und nominaler Zinsen zu beobachten. Diesem liegen verschiedene Ursachen zugrunde. In den letzten dreissig Jahren nahm der Anteil der Bevölkerung im sparsintensiven Alter zwischen 40 und 60 Jahren stark zu (z.B. Kugler, 2017). Nach der Finanzkrise von 2007 reduzierte sich ausserdem die Risikobereitschaft von Sparern nachhaltig. Schliesslich schlägt sich auch die expansive Geldpolitik vieler Zentralbanken insbesondere aufgrund der ausbleibenden Inflation auf das Zinsniveau durch. Seit 2015 waren nicht nur die realen, sondern auch die nominalen Zinsen immer wieder negativ, was die Zero Lower Bound-Theorie widerlegen dürfte.

Regulatorische Präzedenz

In Übereinstimmung mit den theoretischen Überlegungen und der empirischen Evidenz verwenden europäische Regulierungsbehörden kaum Untergrenzen bei der Bestimmung der RFR. In Europa wird die Höhe der RFR einzig in Italien, Belgien und Serbien begrenzt. In Portugal kommt eine Untergrenze für den ganzen WACC zum Einsatz.

Tabelle 4 fasst die internationale Regulierungspraxis in Bezug auf Untergrenzen zusammen.

Tabelle 4 Regulatorische Präzedenz von expliziten und impliziten Untergrenzen

Regulierungsbehörde	Beschreib Untergrenze
ARERA, Italien	ARERA verwendete bei der Bestimmung des regulatorischen WACC für TSO (Transmission System Operator) und DSO (Distribution System Operator) während der Regulierungsperiode von 2015 bis 2021 eine Untergrenze für den realen risikolosen Zinssatz. Dieser Zinssatz wird während der Regulierungsperiode in Subperioden von zwei Jahren überprüft und angepasst. Für die Subperiode 2019-2021 beträgt der reale risikolose Zinssatz eigen- und fremdkapitalseitig 0.5 Prozent.
CREG, BRUGEL und CWaPE, Belgien	<p>CREG, die belgische Regulierungsbehörde für TSO, verwendet eine Untergrenze von 2.4 Prozent für die nominale RFR auf Eigenkapitalseite.</p> <p>Auch BRUGEL, die regionale Regulierungsbehörde für Verteilnetze in Brüssel, setzt eine Untergrenze für die RFR. EK- sowie FK-seitig setzt die Behörde eine Untergrenze in der Höhe von 2.2 Prozent. Diese explizite nominale Untergrenze sowohl für EK als auch FK wurde berechnet durch die Verwendung 10-jähriger belgischer Staatsanleihen über einen Beobachtungszeitraum von 3 Jahren. Neben der Untergrenze existiert auch eine Obergrenze von 5.5 Prozent.</p> <p>Der Regulator für Wallonien (CWaPE) schliesst negative Zinssätze bei der Berechnung der RFR aus und verwendet daher für den langfristigen Durchschnitt der belgischen Staatsanleihen nur positive Rendite. Daraus ergibt sich eine implizite Untergrenze von 0 Prozent.</p>
AERS, Serbien	AERS verwendet nach eigenen Angaben eine Untergrenze bei der Bestimmung der RFR. Bestimmungsmethodik und Höhe der Untergrenze sind unseres Wissens nicht öffentlich.

Quelle: Swiss Economics auf Basis BFE-Umfrage.

2.3 Bestimmung der Risikoprämie und des Eigenkapitalkostensatzes

2.3.1 Ansätze zur Bestimmung des ERP

Im Einklang mit internationaler Regulierungspraxis fusst die StromVV-Methodik für die Bestimmung des ERP auf historischen Finanzmarktdaten und ist den sogenannten Ex-Post-Ansätzen (im Gegensatz zu Ex-Ante-Ansätzen) zuzuschreiben.

Ex-Post-Ansätze basieren auf der Annahme, dass aus historischen Zeitreihen von Finanzmarktdaten zukunftsgerichtete Renditeerwartungen des Markts an verschiedene Anlageklassen abgeleitet werden können.

In der internationalen Regulierungspraxis werden mit dem ERP- und TMR-Ansatz grundsätzlich zwei Ex-Post-Ansätze verwendet, welche sich nach der Länge des Betrachtungszeitraums der RFR unterscheiden (vgl. Wright et al., 2018).

ERP-Ansatz

Im sogenannten ERP-Ansatz werden für die Bestimmung des ERP langjährige Zeitreihen von Aktien- (TMR) sowie Anleiherenditen (RFR) verwendet, gleichzeitig wird im ersten Term der CAPM-Formel ein abweichender, kurzfristiger Wert für die RFR verwendet. Die CAPM-Formel (2) zur Bestimmung der Höhe des Eigenkapitalkostensatzes für eine unsichere Anlage wird so wie folgt verändert:

$$COE_{i,ERP} = RFR_{SR} + \beta_i \times (TMR_{LR} - RFR_{LR}), \text{ wobei} \quad (4)$$

- $COE_{i,ERP}$: der zu bestimmende Eigenkapitalkostensatz gemäss ERP-Ansatz ist;
- RFR_{SR} : die anhand einer kurzfristigen Zeitreihe von Renditen sicherer Anlagen (z.B. Staatsanleihen) ermittelte Renditeerwartung für eine sichere Anlage ist («short run», SR);
- β_i : der Beta-Koeffizient ist, der das systematische Risiko der betrachteten Anlage i relativ zum Risiko des Marktportfolios ausdrückt;
- TMR_{LR} : die anhand einer langfristigen Zeitreihe von Aktienrenditen ermittelte Renditeerwartung für ein ausgewogenes risikobehaftetes Anlageportfolio (i.e. das Marktportfolio) ist («long run», LR);
- RFR_{LR} : die anhand einer langfristigen Zeitreihe von Renditen sicherer Anlagen (z.B. Staatsanleihen) ermittelte Renditeerwartung für eine sichere Anlage ist.

Ein zentrales Element des ERP-Ansatzes ist die implizite Annahme, dass sich das ERP über die Zeit hinweg kaum oder nur sehr kurzfristig ändert. Investoren fordern also immer in etwa eine ähnliche Risikoprämie als Entschädigung für das von ihnen eingegangene Wagnis. Steigen bzw. sinken die Renditen von sicheren Anlagen wie Staatsanleihen, steigt bzw. sinkt auch die Renditeerwartung an ein mit Unsicherheit verbundenes Marktportfolio. Veränderungen in der Höhe des risikolosen Zinssatzes (RFR_{SR}) werden somit in vollem Umfang auf den unternehmensspezifischen Eigenkapitalkostensatz ($COE_{i,ERP}$) überwältigt, und zwar für alle Unternehmen gleichermaßen. Mathematisch kann die Überwälzungsrate über die partielle Ableitung der Funktion des Eigenkapitalkostensatzes nach dem risikolosen Zinssatz dargestellt werden:

$$\frac{\partial COE_{i,ERP}}{\partial RFR_{SR}} = 1 \quad (5)$$

Im Hinblick auf die momentanen Verhältnisse auf den Finanzmärkten besagt der ERP-Ansatz somit, dass die Renditeerwartungen von Investoren im heutigen Tiefzinsumfeld für sämtliche risikobehafteten Anlagen um die Differenz zwischen dem langfristigen Durchschnitt des risikolosen Zinssatzes zum aktuellen Zinssatz gesunken sind.

TMR-Ansatz

Im Gegensatz zum ERP-Ansatz werden gemäss Total Market Return-Ansatz (TMR-Ansatz) nur die Renditeerwartungen an den Aktienmarkt (bzw. an das Marktportfolio) als relativ konstant angenommen und anhand langjähriger historischer Durchschnitte bestimmt. Das ERP ergibt sich dann aus der Differenz zwischen langjähriger Aktienrendite und aktueller Rendite von Staatsanleihen. Die Höhe des Eigenkapitalkostensatzes ergibt sich aus nachfolgender CAPM-Formel:

$$COE_{i,TMR} = RFR_{SR} + \beta_i \times (TMR_{LR} - RFR_{SR}), \text{ wobei} \quad (6)$$

- $COE_{i,TMR}$: der zu bestimmende Eigenkapitalkostensatz gemäss TMR-Ansatz ist;
- RFR_{SR} , β_i und TMR_{LR} : analog zur Formel des ERP-Ansatzes sind.

Eine einfache Umformung der Formel führt zu folgendem Ausdruck:

$$COE_{i,TMR} = (1 - \beta_i) \times RFR_{SR} + \beta_i \times TMR_{LR} \quad (7)$$

Formel (7) verdeutlicht den wesentlichen Unterschied zwischen ERP- und TMR-Ansatz. Während im ERP-Ansatz zwei unter Umständen sich in der Höhe substanziell unterscheidende RFR verwendet werden, wird im TMR-Ansatz nur eine einzige (über aktuelle Anleiherenditen

bestimmte) RFR verwendet.² In diesem Sinne ist der TMR-Ansatz konsistenter mit der von Sharpe (1964) und Lintner (1965) theoretisch hergeleiteten CAPM-Formel in (2), welche ebenfalls auf einer einzigen RFR beruht, also EK-seitig nur eine Renditeerwartung für den risikolosen Zinssatz RFR vorsieht und nicht zwei verschiedene, wie dies bei der Umsetzung eines ERP-Ansatzes implizit der Fall ist.

Hinter dem TMR-Ansatz steht die implizite Annahme, dass im Gegensatz zum ERP-Ansatz ein *inverser Zusammenhang* zwischen ERP und RFR besteht (zur Empirie hierzu vgl. nachfolgend Abschnitt 2.3.2). Dies geht aus Formel (6) oben hervor, gemäss der sich die Risikoprämie ERP reduziert, wenn die kurzfristigen Zinsen steigen:

$$ERP = TMR_{LR} - RFR_{SR} \quad (8)$$

In Zeiten mit niedrigen Renditen sicherer Anlagen wie Staatsanleihen erwarten Investoren eine höhere Prämie für risikobehaftete Anlagen wie Aktien und umgekehrt. Auf das heutige Tiefzinsumfeld gemünzt besagt der TMR-Ansatz, dass sich die Renditeerwartungen an ein ausgewogenes Portfolio risikobehafteter Anlagen in den letzten Jahren insgesamt kaum verändert haben.

Dieser Unterschied zum ERP-Ansatz äussert sich auch im Ausmass der Überwälzung von Veränderungen des risikolosen Zinssatzes auf den Eigenkapitalkostensatz. Wiederum kann die Überwälzungsrate als partielle Ableitung des Eigenkapitalkostensatzes nach dem risikolosen Zinssatz dargestellt werden:

$$\frac{\partial COE_{i,TMR}}{\partial RFR_{SR}} = 1 - \beta_i \quad (9)$$

Das Ausmass der Überwälzung hängt somit vom systematischen Risiko der betrachteten Anlage ab. Je sicherer die Anlage (d.h. dass β_i gegen 0 tendiert), desto höher ist die Überwälzung von Schwankungen des risikolosen Zinssatzes. Anlagen mit durchschnittlichem Risiko (d.h. ein β_i von 1) bleiben von Schwankungen des risikolosen Zinssatzes unberührt, was bedeutet, dass keine Überwälzung stattfindet. Bei überdurchschnittlichem Risiko ($\beta_i > 1$) besteht ein inverser Zusammenhang, d.h. Zinssenkungen erhöhen die geforderte Eigenkapitalverzinsung COE_i .

Dieser Überwälzungsfaktor entspricht formal dem CAPM gemäss Kapitalmarkttheorie in Formel (2).

StromVV-Ansatz

Die StromVV-Methodik ist eine Umsetzung des CAPM, die zunächst eher dem ERP-Ansatz entspricht, via die eingesetzten Untergrenzen jedoch *eine eigene Methode darstellt*. Zur Bestimmung der ERP werden langfristige historische Mittel von Aktien- sowie auch Anleiherenditen verwendet. Jedoch kommt bei der kurzfristig bestimmten RFR_{SR} eine Untergrenze von 2.5 Prozent zum Einsatz. Die Höhe des Eigenkapitalkostensatzes gemäss StromVV-Ansatz ist in der nachfolgenden CAPM-Formel dargestellt:

$$COE_{i,StromVV} = \max(RFR_{SR}, 2.5\%) + \beta_i \times (TMR_{LR} - RFR_{LR}), \text{ wobei} \quad (10)$$

- $COE_{i,StromVV}$: der zu bestimmende Eigenkapitalkostensatz gemäss StromVV-Ansatz ist;
- RFR_{SR} , RFR_{LR} , β_i und TMR_{LR} : analog zur Formel des ERP-Ansatzes sind.

² Der Erwartungswert des ERP kann gemäss Rechenregeln für stochastische Variablen als Differenz des Erwartungswerts der TMR und der RFR ausgedrückt werden, weshalb auch die vorgenommene Umformung in Formel (7) erlaubt ist.

Im momentanen Tiefzinsumfeld greift die Untergrenze, welche mit 2.5 Prozent ungefähr einer über eine langfristige Zeitreihe von knapp 100 Jahren ermittelten Durchschnittsrendite von Schweizer Bundesanleihen entspricht. Die Formel des Eigenkapitalkostensatzes kann somit wie folgt vereinfacht werden:

$$COE_{i,StromVV} \approx RFR_{LR} + \beta_i \times (TMR_{LR} - RFR_{LR}) \quad (11)$$

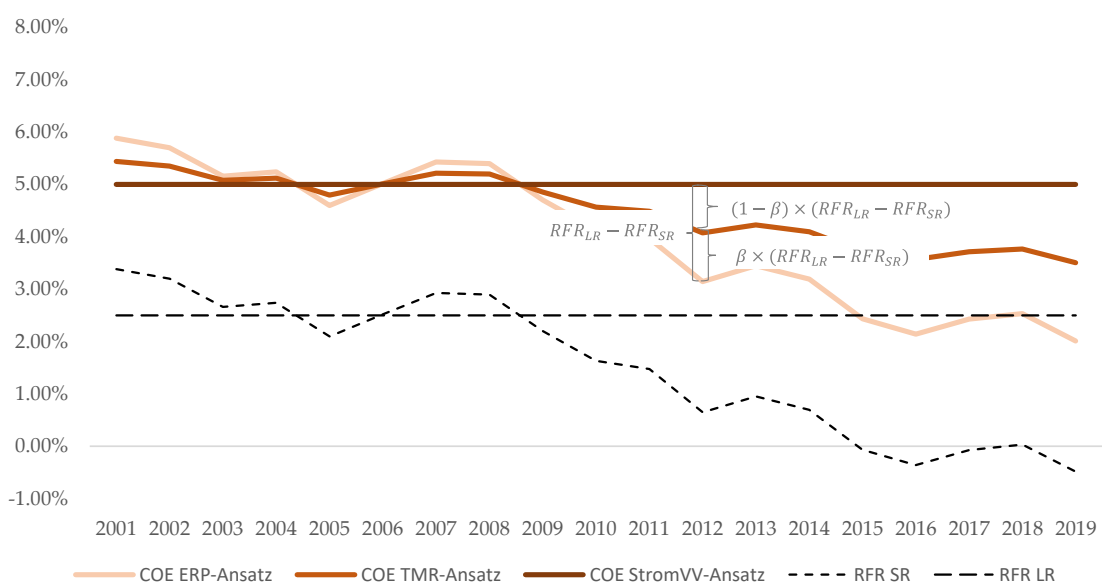
Der *aktuelle* risikolose Zinssatz fliesst demnach *nicht* in die Bestimmungsformel des Eigenkapitalkostensatzes ein. Dies hat zur Folge, dass auch keine Überwälzung der Veränderungen des risikolosen Zinssatzes stattfindet, wie die nachfolgend dargestellte Überwälzungsrate aufzeigt:

$$\frac{\partial COE_{i,StromVV}}{\partial RFR_{SR}} = 0 \quad (12)$$

Somit bleibt, ähnlich wie im TMR-Ansatz, die Renditeerwartung für ein ausgewogenes Portfolio risikobehafteter Anlagen (Beta = 1) vom momentanen Tiefzinsumfeld unberührt. Darüber hinaus, und im Unterschied zum TMR-Ansatz, bleiben beim StromVV-Ansatz aber nicht nur die Renditeerwartungen für das Marktportfolio unverändert. Auch Renditeerwartungen an einzelne Anlagen mit einem bestimmten systematischen Risiko (Beta ungleich 1) bleiben vom Rückgang der RFR unberührt. Die Eigenkapitalkostensätze aller risikobehafteten Anlagen bleiben gemäss StromVV-Ansatz somit vom Tiefzinsumfeld unbeeinflusst.

Wie unterschiedlich sich die Annahmen hinter den verschiedenen Ansätzen im Zuge des Tiefzinsumfelds auf die Höhe der geschätzten Eigenkapitalkostensätze auswirken, ist in **Abbildung 4** illustriert. Während sich der Rückgang der Renditen von Bundesanleihen der vergangenen Jahre gemäss ERP-Ansatz in vollem Ausmass auf den Eigenkapitalsatz durchschlägt, bleibt dieser gemäss StromVV-Ansatz gänzlich unberührt. Gemäss TMR-Ansatz hängt das Ausmass der Überwälzung vom Beta der betrachteten Anlage ab. Je geringer das systematische Risiko der Anlage, desto stärker schlägt sich die Reduktion der RFR auf die Höhe des Eigenkapitalsatzes durch.

Abbildung 4 Stilisierte Entwicklung des Eigenkapitalkostensatzes nach unterschiedlichen Ansätzen über die Zeit hinweg für Anlagen mit Beta = 0.5



Anmerkung: Die Darstellung beruht auf einer RFR_{LR} von 2.5 Prozent, Jahresdurchschnittswerten von Renditen Schweizer Bundesobligationen für die RFR_{SR} , einer TMR von 7.5 Prozent und einem Beta von 0.5.

Quelle: Swiss Economics und SNB.

Die Eigenschaften der unterschiedlichen Ansätze zur Bestimmung der ERP sind in **Tabelle 5** zusammengefasst. Die Überwälzungsrate gibt an, wie stark kurzfristige Zinsänderungen sicherer Anlagen die Eigenkapitalkosten bzw. die erwartete Rendite einer spezifischen Anlage verändern.

Tabelle 5 Übersicht Bestimmungsarten ERP und COE_i

	ERP-Ansatz	TMR-Ansatz	StromVV-Ansatz
Bestimmung	Die ERP wird über die Differenz <i>langfristiger</i> Zeitreihen von Aktienmarkt- und Anleiherenditen bestimmt. Die Risikoprämie wird auf eine aktuelle (über eine <i>kurzfristige</i> Zeitreihe bestimmte) RFR aufgeschlagen.	Die ERP wird über die Differenz einer <i>langfristigen</i> Zeitreihe von Aktienmarktrenditen und einer <i>kurzfristigen</i> Zeitreihe von Anleiherenditen bestimmt. Die Risikoprämie wird auf eine aktuelle (über eine <i>kurzfristige</i> Zeitreihe bestimmte) RFR aufgeschlagen.	Die ERP wird über die Differenz <i>langfristiger</i> Zeitreihen von Aktienmarkt- und Anleiherenditen bestimmt. Die Risikoprämie wird auf eine über eine <i>langfristige</i> Zeitreihe bestimmte RFR (bzw. die Untergrenze) aufgeschlagen.
Formal	$COE_i = RFR_{SR} + \beta_i \times \underbrace{(TMR_{LR} - RFR_{LR})}_{ERP}$	$COE_i = RFR_{SR} + \beta_i \times \underbrace{(TMR_{LR} - RFR_{SR})}_{ERP}$	$COE_i \approx RFR_{LR} + \beta_i \times \underbrace{(TMR_{LR} - RFR_{LR})}_{ERP}$
Implizite Annahme bezüglich ERP	Marktrisikoprämie (ERP) unabhängig von aktuellem Zinsniveau (RFR)	Inverser Zusammenhang von Marktrisikoprämie (ERP) und aktuellem Zinsniveau (RFR)	Marktrisikoprämie (ERP) unabhängig von aktuellem Zinsniveau (RFR)
Implizite Annahme bezüglich COE _i	Überwälzungsrate $\frac{\partial COE_i}{\partial RFR_{SR}} = 1$ D.h. Eigenkapitalkostensatz COE _i gleichförmig abhängig vom aktuellen Zinsniveau RFR: Zinsänderungen wirken sich für alle Anlagen 1:1 auf die COE _i aus.	Überw.rate $\frac{\partial COE_i}{\partial RFR_{SR}} = 1 - \beta_i$ D.h. Eigenkapitalkostensatz COE _i individuell abhängig vom aktuellen Zinsniveau RFR: Zinsänderungen wirken sich je nach Beta auf die COE _i aus. Zinssenkungen erhöhen die COE _i von Assets mit Beta über eins, während die COE _i von Titeln, die weniger risikant sind als das Marktportfolio (Beta kleiner 1) bei Zinssenkungen sinkt.	Überwälzungsrate $\frac{\partial COE_i}{\partial RFR_{SR}} = 0$ D.h. Eigenkapitalkostensatz COE _i unabhängig vom aktuellen Zinsniveau RFR: Zinsänderungen haben keinen Einfluss auf die COE _i

Quelle: Swiss Economics.

Nachfolgend wird erarbeitet, welcher Ansatz für die Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes für Schweizer Netzbetreiber am besten geeignet ist.

2.3.2 Evidenz zum Verhalten der Marktrisikoprämie

Für die Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes Schweizer Netzbetreiber soll ein Ansatz verwendet werden, der die tatsächlichen Verhältnisse auf den Finanzmärkten bzw. die Renditeanforderungen der Eigenkapitalgeber über die Zeit möglichst adäquat abzubilden vermag.

Im Hinblick auf die oben ausgeführten zugrundeliegenden Annahmen und Implikationen der unterschiedlichen Ansätze stellen sich zwei zentrale Fragen zum tatsächlichen Verhalten von Risikoprämien:

- Wie stabil verhält sich die **Marktrisikoprämie ERP** über die Zeit hinweg und im Hinblick auf sich verändernde Zinssätze für sichere Anlagen?
 - Bleibt die Risikoprämie für ein ausgewogenes Portfolio unsicherer Anlagen von schwankenden Zinsen für sichere Staatsanleihen unberührt, bilden ERP-Ansatz sowie die StromVV-Methodik die Verhältnisse auf den Finanzmärkten adäquat ab.
 - Ist jedoch ein inverser Zusammenhang zwischen Marktrisikoprämie und kurzfristiger RFR zu beobachten, bleibt die erwartete Rendite für ein ausgewogenes Portfolio ungefähr konstant und ein TMR-Ansatz bildet das Geschehen auf den Finanzmärkten besser ab.
- Inwiefern werden Schwankungen der kurzfristigen RFR auf die **vom Markt erwarteten Renditen spezifischer Anlagen COE** überwältigt?
 - Bleibt bei allen Anlageklassen eine Überwälzung von Veränderungen der kurzfristigen RFR auf die Renditeerwartungen individueller Anlagen aus und bleiben diese stabil über die Zeit hinweg, bildet der StromVV-Ansatz die Verhältnisse auf den Finanzmärkten am besten ab (da Überwälzungsrate = 0).
 - Ändern sich aber die Renditeerwartungen von allen Anlageklassen in ähnlichem Masse, bildet der ERP-Ansatz die Verhältnisse auf den Finanzmärkten im Tiefzinsumfeld besser ab (da Überwälzungsrate = 1).
 - Reduzieren sich die Renditeerwartungen von Anlagen mit unterdurchschnittlichem Risiko bei Zinssenkungen stärker als jene mit durchschnittlichem Risiko, bildet der TMR-Ansatz die Realität am besten ab (da Überwälzungsrate = $1 - \beta$).

Nachfolgend werden die beiden relevanten Fragestellungen anhand theoretischer und empirischer Evidenz untersucht.

2.3.2.1 Stabilität der Marktrisikoprämie

Wie nachfolgend ausgeführt, deuten die Entwicklungen an den Kapitalmärkten und wissenschaftliche Literatur darauf hin, dass sich die Höhe des ERP über die Zeit hinweg verändert. Des Weiteren scheint ein Konsens zu existieren, dass ein inverser Zusammenhang zwischen der Höhe der aktuellen RFR und des ERP besteht. Eine zentrale treibende Kraft hinter den Veränderungen der beiden Grössen scheint die im Markt vorherrschende Unsicherheit zu sein. Dies lässt sich aus einer Analyse von aktuellen Publikationen qualitativer, empirischer und theoretischer Art ableiten.

Insbesondere in der Bewertungspraxis werden häufig Expertenmeinungen und -umfragen für die Bestimmung des ERP herangezogen. Umfragen unter Experten und Praktikern werden regelmässig von Branchenverbänden, Bewertungsfirmen und Wissenschaftlern durchgeführt. Eine Übersicht entsprechender, für den deutschsprachigen Raum relevanter Publikationen ist in **Tabelle 6** dargestellt.

Unsere Auswertung ergibt, dass Experten in den vergangenen Jahren weltweit **eine Erhöhung des ERP** feststellen. Diese wird generell als direkte Folge des aktuellen Tiefzinsumfelds bzw. der Finanzkrise 2007 gesehen, was einen inversen Zusammenhang zwischen RFR und ERP impliziert.

Tabelle 6 Evidenz aus Experten- und Praktikerumfragen

Quelle	Methodik	Ergebnisse
KPMG (2020)	Die Cost of Capital Study 2020 beschreibt die Ergebnisse einer Umfrage zur Höhe verschiedener Parameter von Kapitalkosten unter 309 Vertretern grosser und mittlerer Unternehmen aus verschiedenen Branchen in Deutschland, Österreich und der Schweiz.	Für das Geschäftsjahr 2019/20 schätzten die Umfrageteilnehmer ein ERP in der Höhe von 7.1 Prozent. Dies entspricht einem stetigen Wachstum über die letzten 10 Jahre , wobei die Umfrage zwischen 2005 und 2008 noch in einer ERP von unter 5.0 Prozent resultierte. Eine entsprechende gegenläufige Entwicklung wurde für den risikolosen Zinssatz geschätzt.
IDW (2019)	Der Fachausschuss für Unternehmensbewertung und Betriebswirtschaft (FAUB) des Instituts der Wirtschaftsprüfer (IDW) publizierte im Oktober 2019 eine Empfehlung für das Intervall der Marktrisikoprämie in Deutschland. Die Empfehlung beruht auf einem Konsens der Experten des FAUB.	Das IDW empfiehlt eine Bandbreite für das ERP in der Höhe zwischen 6.0 und 8.0 Prozent. Dies entspricht einer Erhöhung gegenüber früherer Empfehlungen , welche durch die Entwicklungen auf den europäischen Finanzmärkten und der Geldpolitik der Europäischen Zentralbank (ECB) bedingt ist.
KSW (2017)	Der Fachsenat für Betriebswirtschaft der Kammer der Steuerberater und Wirtschaftsprüfer (KSW) publizierte im November 2017 eine Empfehlung zur Bestimmung des Basiszinses und der Marktrisikoprämie. Es handelt sich dabei um die Expertenmeinung einer Arbeitsgruppe zu Unternehmensbewertungen.	Die KSW empfiehlt eine Bandbreite zwischen 7.1 und 8.6 Prozent für die ERP. Diese sei als Differenz zwischen der erwarteten nominalen TMR von 7.5 bis 9.0 Prozent und einem stichtagsbezogenen Basiszins zu bestimmen. Dieses als TMR-Ansatz zu wertende Vorgehen führe in Zeiten niedriger Basiszinssätze zu entsprechend höheren ERP .
Fernandez et al. (2017)	Befragung von Experten in 41 Ländern zur Entwicklung der RFR und der ERP.	Die Auswertung der Umfrage ergibt insbesondere in europäischen Ländern eine negative Korrelation zwischen RFR und ERP . Diese wird der lockeren Geldpolitik der Zentralbanken zugeschrieben.

Quelle: Swiss Economics.

In der empirischen Wissenschaft wird die Entwicklung der ERP typischerweise über **invertierte Dividendendiskontierungsmodelle (DDM)** geschätzt. Diese fassen in der sogenannten Efficient Market Hypothesis (EMH), welche besagt, dass Aktienpreise zu jedem Zeitpunkt sämtliche öffentlich verfügbaren Informationen über zukünftige Dividenden reflektieren (vgl. Samuelson, 1965; Fama, 1965) und somit immer die bestmögliche Schätzung des zugrundeliegenden Werts widerspiegeln. Erwartete Dividendenströme werden typischerweise über Prognosen von Finanzmarktspezialisten (typischerweise Sell-Side-Analysten) von kurz- und langfristigen Gewinnerwartungen für ein ausgewogenes Aktienportfolio ermittelt und anhand eines impliziten Kapitalkostensatzes diskontiert. Über die Invertierung lässt sich der in den Aktienpreisen implizierte Diskontsatz ermitteln. Dieser setzt sich aus der RFR und dem ERP zusammen, wobei erstere der aktuellen Rendite von Bundesanleihen entspricht.

Box 1: Ex-Ante-Ansätze zur Bestimmung der ERP

Wie unsere Übersicht zur Evidenz der Entwicklung der ERP aufzeigt, werden Veränderungen der Marktrisikoprämie über die Zeit hinweg häufig über invertierte DDM modelliert. Grundsätzlich können invertierte DDM und andere verwandte Ansätze wie z.B. Residualgewinnmodelle nach Claus und Thomas (2001) oder Gebhardt et al. (2001) auch für die Bestimmung von Punktschätzungen der ERP verwendet werden.

Allen DDM liegt die These zugrunde, dass die heutigen Kurse im Aktienmarkt (P_0) den Barwert aller in Zukunft (jeweils zu einem Zeitpunkt k) anfallenden Dividendenzahlungen (D_t) widerspiegeln, wobei die Diskontierung über die Summe aus RFR und ERP ($RFR + ERP$) erfolgt. Somit kann ein allgemein gültiges DDM über nachfolgende Gleichung ausgedrückt werden:

$$P_0 = \sum_{t=0}^{\infty} \frac{D_t}{(1 + RFR + ERP)^t} \quad (13)$$

Unterstellt man, dass die Dividenden in alle Ewigkeit mit der konstanten Rate g ($D_{t+1} = D_t \times (1 + g)$) für alle zukünftigen Zeitperioden (t) wachsen, dann ergibt sich aufgrund der zugrundeliegenden geometrischen Reihe ein Dividend Growth Model nach Gordon/Shapiro (1956):

$$P_0 = \frac{D_t}{RFR + ERP - g} \quad (14)$$

Wird die Formel nach dem ERP aufgelöst, ergibt sich eine Funktion, die von der RFR, einer kurz- bis mittelfristigen Dividendenerwartung (oder je nach Ausgestaltung des Modells von Gewinnerwartungen) und einer langfristigen Wachstumsrate abhängt. Wird ein aktueller Wert für die RFR verwendet, ähnelt die Ermittlung des ERP auf Basis eines DDM dem TMR-Ansatz. Einzig werden nicht historische Aktienrenditen verwendet, um die Renditeerwartung an das Marktportfolio zu schätzen, sondern implizite Diskontsätze in Aktienpreisen.

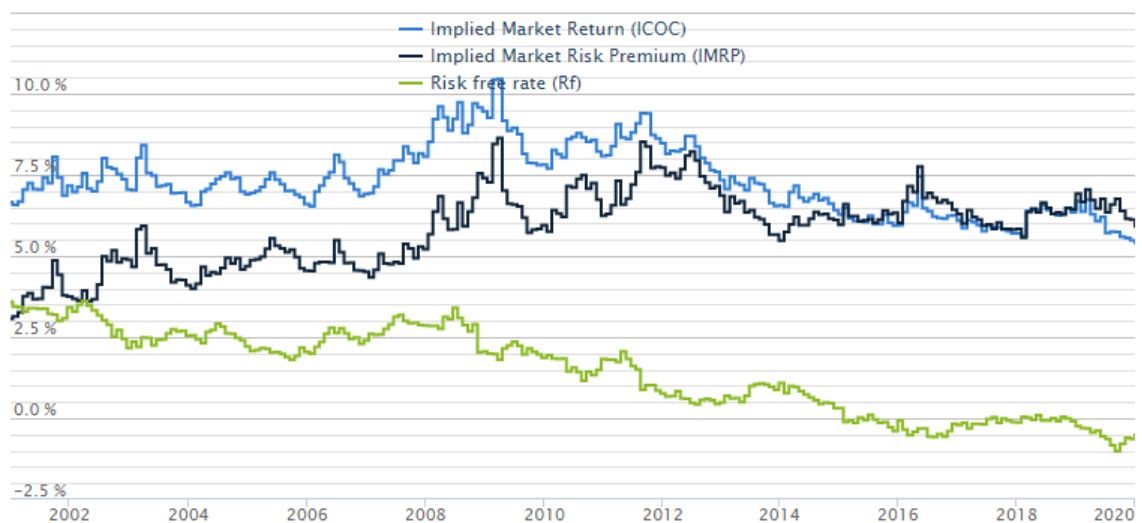
In der europäischen Regulierungspraxis kommt Ex-Ante-Ansätzen noch eine eher geringe Bedeutung zu. Unseres Wissens werden diese hauptsächlich im Sinne von Robustheitstests oder ergänzenden Analysen zu den beschriebenen Ex-Post-Ansätzen verwendet. Der Grund hierfür liegt primär in der starken Abhängigkeit von als unsicher geltenden Prognosen zukünftiger Gewinn- und Dividendenentwicklungen.

Kurzfristige Gewinn- und Dividendenerwartungen werden typischerweise über Konsensprognosen von Sell-Side-Analysten ermittelt. Diese können von systematischen Verzerrungen geprägt sein (vgl. bspw. Easterwood und Nutt, 1999; Wallmeier, 2005; Bessler und Stanzel 2007). Für die Bestimmung der langfristigen Wachstumsrate besteht unseres Wissens zum heutigen Zeitpunkt weder in der Wissenschaft noch in der Praxis ein Konsens zu Vorgehen und Methodik.

Dennoch stellen Ex-Ante-Ansätze ein sehr wertvolles Instrument dar zur Analyse von Entwicklungen von Risikoprämien über die Zeit hinweg oder zum Vergleich von Risikoprämien zwischen unterschiedlichen Anlagen. In diesem Kontext spielen mögliche Ungenauigkeiten und Verzerrungen der Inputparameter eine untergeordnete Rolle, da nicht eine einzelne Punktschätzungen, sondern die Entwicklung oder Abweichung zwischen verschiedenen Schätzungen von Interesse sind. So werden Ex-Ante-Ansätze zu diesem Zweck von Zentralbanken und Bewertungsfirmen auch erfolgreich eingesetzt.

Eine Auswertung empirischer DDM-basierter Analysen Schweizer und europäischer Kapitalmärkte zeichnet ein deutliches Bild. Im Zuge der Finanzkrise erhöhte sich das von Anlegern erwartete ERP deutlich gegenüber dem historischen Durchschnitt und verharrt seither auf hohem Niveau (vgl. beispielsweise Deutsche Bundesbank, 2016; Deutsche Bundesbank, 2018; ECB, 2017; Ruffing-Straube, 2015). Eine aktuelle Schätzung der historischen Entwicklung der ERP in der Schweiz bietet die auf einem automatisierten DDM basierenden Publikation des Fenebris Expert Circle (vgl. **Abbildung 5**). Der inverse Zusammenhang zwischen ERP und RFR ist deutlich zu erkennen. Seit 2019 übersteigt das ERP die anhand von Analystenprognosen geschätzten Renditeerwartungen an ein ausgewogenes Aktienportfolio.

Abbildung 5 Über DDM geschätzte Entwicklung der ERP in der Schweiz seit 2001



Anmerkung: Dargestellt ist das über ein invertiertes DDM implizierte ERP für die Schweiz. Die Parametrisierung wird anhand historischer Analystenprognosen und Aktienpreise für 131 Schweizer Firmen vorgenommen. Dem Modell liegt eine langfristige Dividendenwachstumsrate von 2.6 Prozent zugrunde.

Quelle: Fenebris Expert Circle via market-risk-premia.com, Stichtag: 8. Januar 2020.

Eine Übersicht über aktuelle empirische Evidenz der Entwicklung des ERP in der Schweiz und in Europa ist in **Tabelle 7** dargestellt.

Tabelle 7 Empirische Evidenz

Quelle	Methodik	Ergebnisse
Ruffing-Straube (2015)	Anhand vorwärts gerichteter Analystenprognosen wird der in Schweizer Aktienpreisen implizierte Kapitalkostensatz und die ERP abgeleitet. Es wird ein Residualgewinnmodell gemäss Gebhardt et al. (2001) verwendet. Die Analyse betrachtet den Zeitraum von 2006 bis 2014.	In den Jahren 2006 bis 2009 beläuft sich das ERP durchschnittlich auf 6.35 Prozent bei einer RFR über 2 Prozent. Von 2010 bis 2014 beträgt das durchschnittliche ERP 8.06 Prozent bei einer sinkenden und unter 2 Prozent liegenden RFR. Die Autorin schliesst aus den Ergebnissen, dass das Schweizer ERP im Zuge der Finanzmarktkrise einen deutlichen Anstieg verzeichnete.
Deutsche Bundesbank (2016, 2018)	In verschiedenen Ausgaben ihres Monatshefts stellte die Deutsche Bundesbank ihre Analysen zur Entwicklung der Aktienrisikoprämie vor. Diese wurde über die Invertierung eines DDM für DAX-Unternehmen seit 2004 ermittelt. Gewinnerwartungen wurden über Analystenprognosen ermittelt.	In Deutschland begann sich die Aktienrisikoprämie seit der Finanzkrise in den Jahren 2007 und 2008 merklich zu erhöhen. Diese erhöhte sich von rund 3 Prozent im Jahr 2007 auf zwischen 7 und 8 Prozent im Jahr 2016, wo sie auch noch 2018 lag. Die Deutsche Bundesbank stellt eine regelmässige gegenläufige Entwicklung zwischen dem sicheren Zins und der Aktienrisikoprämie fest. ³
ECB (2017)	Die ECB untersuchte die Treiber hinter dem seit 2016 beobachteten Anstieg europäischer Aktienpreise. Über ein invertiertes DDM wurde dabei auch die Entwicklung des ERP betrachtet. Gewinnerwartungen wurden über Analystenprognosen ermittelt.	Das nach der Finanzkrise stark angestiegene ERP befindet sich weiterhin zwischen 6 und 8 Prozent und ist im historischen Vergleich hoch. Der Anstieg der Aktienkurse ist hauptsächlich auf höhere Gewinnerwartungen zurückzuführen und nicht auf einen Rückgang des ERP.
Fenebris Expert Circle (2020)	Ein aus Deutschen Universitätsprofessoren und Finanzpraktikern bestehendes Konsortium namens Fenebris publiziert über einen Webauftritt aktuelle Schätzungen verschiedener Kapitalkostenparameter, die über ein invertiertes DDM ermittelt werden. Für die Schweiz wird dieses über aktuelle Finanzmarktdaten und Analystenprognosen für 131 Schweizer Firmen geschätzt.	Das Zeitreihendiagramm der ERP für die Schweiz zeigt deutlich einen negativen Zusammenhang zwischen der Entwicklung des risikolosen Zinssatzes und der ERP auf.

Quelle: Swiss Economics.

Dass die Schwankungen von RFR und ERP sich in etwa ausgleichen sollten, kann aus ökonomischen Wachstumsmodellen abgeleitet werden. Die Forschung deutet darauf hin, dass bei einer stabilen Rate des technischen Fortschritts und einem stabilen Bevölkerungswachstum auf lange Sicht ein stabiles Wachstum des realen Pro-Kopf-Einkommens existiert (vgl. bspw. Solow, 1954). Somit ist insbesondere in entwickelten Volkswirtschaften davon auszugehen, dass die erwarteten Aktienrenditen (d.h. TMR) über die Zeit hinweg relativ stabil bleiben **und sich Veränderungen der RFR und ERP in etwa ausgleichen**.

³ Vgl Deutsche Bundesbank (2018), Seite 46.

Zwischenfazit

Unsere Analyse qualitativer, empirischer und theoretischer Publikationen zeigt somit auf, dass der ERP-Ansatz und der StromVV-Ansatz die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten nicht adäquat abzubilden vermögen, da ein **inverser Zusammenhang zwischen RFR und ERP** existiert.

2.3.2.2 Überwälzung von Zinsschwankungen auf COE spezifischer Anlageklassen

Dass sich das Tiefzinsumfeld nicht bloss auf die Höhe der RFR, sondern auch auf die Renditeerwartung an einzelne Anlageklassen überwälzt, wird aus verschiedenen empirischen wissenschaftlichen Beiträgen deutlich. Stagnol und Talliardat (2017) beschreiben beispielsweise, weshalb Anlagestrategien, die auf Investitionen mit geringem Beta (sogenannte Low-Volatility-Strategien) basieren, aufgrund des Tiefzinsumfelds zunehmend geringere Renditeerwartungen aufweisen. Die Autoren ermitteln den Effekt von Zinsschwankungen (Amerikanische T-Bills) auf Aktienkurse mit hohem Risiko (Cyclical Stocks) und auf Aktienkurse mit geringem Risiko (Defensive Stocks).

Bei gleichbleibenden Erwartungen bezüglich zukünftiger Unternehmensgewinne bedeutet eine Kurserhöhung, dass die Renditeerwartung bzw. der Eigenkapitalkostensatz sich reduziert hat und umgekehrt bedeutet eine Kursverminderung, dass die Renditeerwartung bzw. der Eigenkapitalkostensatz sich erhöht hat.

Anhand einer Regressionsanalyse wird aufgezeigt, dass die Kurse von Aktien mit überdurchschnittlichen Betas positiv mit Schwankungen des kurzfristigen risikolosen Zinssatzes korreliert sind. Eine Zinsreduktion vermindert also den Aktienkurs und wirkt sich somit erhöhend auf die zugrundeliegende aktienspezifische Eigenkapitalverzinsung (COE) aus. Gleichzeitig zeigen die Autoren auf, dass die Kurse von Aktien mit unterdurchschnittlichen Betas negativ mit Schwankungen des Zinses korreliert sind und sich eine Zinsreduktion somit erhöhend auf den Aktienkurs und senkend auf die zugrundeliegende aktienspezifische Eigenkapitalverzinsung (COE) auswirkt. Diese Beobachtung entspricht der Prognose des TMR-Ansatzes (Umwälzungsfaktor 1-Beta von Zins auf COE) bzw. auch der Prognose des CAPM gemäss Formel (2).

Als Evidenz aus der Wirtschaftstheorie ist beispielsweise das Consumption-CAPM (CCAPM) von Lucas (1978) zu nennen. Dieses geht von generell risikoaversen Anlegern aus, welche über den Wertpapierkauf auf einen gewissen Nutzen aus heutigem Konsum verzichten. Dies in der Erwartung, dass der Nutzen aus zukünftigem Konsum entsprechend erhöht wird (i.e. Konsumglättung). Die Anleger bewerten den durch die Investition ermöglichten zukünftigen Konsum in verschiedenen möglichen Zuständen der Wirtschaftslage. Dabei gilt: je geringer das persönliche Konsumniveau in einer bestimmten Wirtschaftslage ausfällt, desto höher ist der Nutzen des Konsums, den die Erträge der Investition ermöglicht. So ist eine gegebene künftige Auszahlung in «guten Zeiten» vergleichsweise weniger wert als in «schlechten Zeiten», in denen das Konsumniveau niedriger ist und in denen die zusätzliche Auszahlung deswegen besonders geschätzt wird.

Während weniger risikobehaftete Anlagen in allen Wirtschaftslagen einen bestimmten Konsum ermöglichen, unterscheiden sich die Erträge aus stark risikobehafteten Anlagen je nach Zustand der Wirtschaftslage und sind generell positiv korreliert mit dem jeweiligen persönlichen Konsumniveau. Tritt die Wirtschaft in eine Boom-Phase, kann durch Arbeit bereits ein hohes Konsumniveau gesichert werden. Der zusätzlich durch Überrenditen einer Anlage mit hohem Risiko ermöglichte Konsum stiftet nur begrenzten Nutzen. Gerät die Wirtschaft jedoch in eine Rezession, schmerzt der gegenüber einer mit wenig Risiko behafteten Anlage eingebüßte Konsum

umso mehr. Der «Disnutzen» des verlorenen Konsums steigt überproportional zum Rückgang aus dem persönlichen Konsumniveau.

Bei zunehmender Unsicherheit nimmt die Wahrscheinlichkeit zu, dass sehr schlechte Wirtschaftslagen (sogenannte Disaster) eintreten. Für Anleger reduziert sich der erwartete Nutzen aus überdurchschnittlich risikoreichen Investitionen (Rietz, 1988), sie stossen diese ab. Die Preise von unsicheren Aktien sinken, was eine starke Zunahme des Diskont- und somit Risikoaufschlags impliziert. Die Anleger investieren ihr Kapital stattdessen in mit wenig Risiko behaftete Anlagen.

Als Fazit sehen wir empirische und theoretische Evidenz, dass sich Zinsänderungen unterschiedlich auf Assets mit unterschiedlichem Risikoprofil auswirken.

2.3.3 Regulatorische Präzedenz

In der Vergangenheit verwendeten europäische Energieregulatoren typischerweise einen ERP-Ansatz zur Bestimmung von Eigenkapitalkostensätzen. Im Zuge des international anhaltenden Tiefzinsumfeldes scheinen jedoch insbesondere die Regulierungsbehörden grösserer Länder vermehrt einen TMR-Ansatz ins Auge zu fassen. Dies aus den bereits dargestellten Gründen, dass der ERP-Ansatz nicht abzubilden vermag, dass die Renditeerwartungen von Investoren an risikobehaftete Anlagen nicht im gleichen Ausmass gesunken sind wie die Renditeerwartungen an risikolose Anlagen wie Staatsanleihen.

Vorreiterin ist das britische Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), das bereits in der WACC-Festsetzung für RIIO-1 (Regulierungsperiode für Strom- und Gasnetze von 2013 bis 2021) einen TMR-Ansatz verwendet hatte und diesen nun auch in RIIO-2 (Regulierungsperiode ab 2021) anwendet. Die italienischen und französischen Stromnetzregulatoren stellten ab 2015 auf einen TMR-Ansatz um. Die irische Stromregulierungsbehörde folgte ab 2017. Die deutsche Bundesnetzagentur prüft zurzeit Alternativen zum ERP-Ansatz und wird möglicherweise ihre Methodik für die anstehende vierte Regulierungsperiode für Stromnetzbetreiber anpassen.

Tabelle 8 fasst die internationale regulatorische Präzedenz zum TMR-Ansatz zusammen.

Tabelle 8 Regulatorische Präzedenz zum TMR-Ansatz

Regulierungsbehörde	Bestimmungsmethodik der ERP
Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), Italien	ARERA verwendet für die fünfte Regulierungsperiode von Strom- und Gasnetzbetreibern (von 2015 bis 2021) einen TMR-Ansatz zur Bestimmung der COE. Zwar kommt auch eine Untergrenze für die RFR zum Tragen, diese liegt aber mit 0.5 Prozent deutlich unter dem Schweizer Wert von 2.5 Prozent. ARERA bestimmt die TMR anhand historischer Zeitreihen aus dem sogenannten DMS-Datensatz. ⁴ Aufgrund des schwachen Bonitätsratings italienischer Staatsanleihen stützt sich ARERA bei der Bestimmung der RFR sowie der TMR auf Daten aus Belgien, Frankreich, Deutschland und den Niederlanden.
Commission for Energy Regulation (CER), Irland	Im Jahr 2017 wechselte die CER vom in älteren Regulierungsentscheiden verwendeten ERP-Ansatz auf einen TMR-Ansatz für die Regulierungsperiode PC4 für Gasnetzbetreiber. Die Rendite irischer Staatsanleihen fiel aufgrund der Eurokrise im Gegensatz zur Schweiz sehr hoch aus. Dennoch stellte die Behörde fest, dass

⁴ Das von Dimson, E., Marsh, P. und Staunton, M. verfasste Global Equity Return Yearbook wird jährlich von der Credit Suisse publiziert.

	<p>der ERP-Ansatz die gestiegene Risikoprämie des Markts nicht mehr adäquat abzubilden vermag.</p> <p>Andere irische Regulierungsbehörden, wie die Commission for Aviation Regulation (Flughafen Dublin) oder die Commission for Utility Regulation (Wasserversorgung) folgten dem Beispiel der CER und verwendeten in ihren jüngsten Entscheidungen ebenfalls einen TMR-Ansatz zur Bestimmung des ERP.</p>
<p>Commission de régulation de l'énergie (CRE), Frankreich</p>	<p>Die CRE überprüft jeweils vor Beginn einer Regulierungsperiode die Höhe des durch das Réseau de Transport d'Électricité (RTE) beantragten Netzentgelts <i>Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)</i>. Für die Regulierungsperioden Turpe 5 (von 2015 bis 2021) sowie Turpe 6 (von 2021 bis 2025) reduzierte die Behörde aufgrund eigener Berechnungen den WACC jeweils.</p> <p>Zwar sind die Berechnungen der CRE nicht öffentlich, die Behörde stützt sich aber zur Überprüfung der Höhe des WACC auf ein methodisches Gutachten aus dem Jahr 2015 (Frontier Economics 2015). Dieses spricht sich für einen TMR-Ansatz aus. Die TMR soll jeweils über langfristige Zeitreihen von Aktienrenditen (aus dem DMS-Datensatz) geschätzt werden und so eine gewisse Konstanz über unterschiedliche Regulierungsperioden ermöglichen. Das ERP soll als Differenz der TMR und einer eher kurzfristig geschätzten RFR (Durchschnitt über die letzten 5 bis 10 Jahre) ermittelt werden.</p>
<p>Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), Grossbritannien</p>	<p>Ofgem verwendet, wie bereits für RIIO-1, in der im Dezember 2020 veröffentlichten RIIO-2 Entscheidung (Regulierungsperiode von 2021 bis 2026 für Strom- und Gasnetzbetreiber) einen TMR-Ansatz zur Bestimmung des ERP. Da es sich bei der TMR um einen nicht sektorspezifischen WACC-Parameter handelt und somit auch Regulierungsbehörden anderer Sektoren betrifft, verliess sich Ofgem auf eine von der CMA erarbeitete Bestimmungsmethodik. Diese verwendet die längste verfügbare DMS-Zeitreihe (1900 bis 2018) realer britischer Aktienrenditen als Grundlage.</p> <p>In Grossbritannien verwenden auch Regulierungsbehörden anderer Industrien (insbesondere das Office of Communications, die Civil Aviation Authority und die Water Services Regulation Authority) einen TMR-Ansatz.</p>
<p>Bundesnetzagentur (BNetzA), Deutschland</p>	<p>Die BNetzA bestimmte den regulatorischen Eigenkapitalkostensatz für Gas- und Stromnetzbetreiber zuletzt im Jahr 2016 (im Zuge der Festsetzungen für die dritte Regulierungsperiode). Damals verwendete die BNetzA noch einen traditionellen ERP-Ansatz.</p> <p>Im Hinblick auf die anstehende vierte Regulierungsperiode ab 2022 überprüft die BNetzA nun im Frühjahr 2021 ihre Methodik und erwägt einen Wechsel auf alternative Methoden, die das anhaltende Tiefzinsumfeld besser reflektieren. Eine der zu prüfenden Optionen ist der TMR-Ansatz. Die Entscheidung der BNetzA ist zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Gutachtens noch ausstehend und wird im 3. Quartal 2021 erwartet.</p>

Quelle: Swiss Economics auf Basis Regulierungsentscheide, Beraterstudien und öffentlicher Ausschreibungen.

2.3.4 Fazit

Abschliessend können die Ergebnisse unserer Analysen zu den unterschiedlichen Ansätzen zur Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes wie folgt zusammengefasst werden.

- Der ERP-Ansatz geht von einer über die Zeit konstanten ERP aus und somit einer vollständigen Überwälzung von Änderungen der kurzfristigen RFR auf die COE. Dies steht in klarem Widerspruch zu Expertenkonsens und empirischen Analysen auf Basis von invertierten Dividendendiskontmodellen. Diese weisen unisono auf eine Erhöhung der ERP in den letzten

Jahren hin. Der ERP-Ansatz bildet die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten somit nicht adäquat ab.

- Der StromVV-Ansatz geht via die gesetzten Untergrenzen implizit von einer über die Zeit konstanten COE für sämtliche Anlageklassen und somit keiner Überwälzung von Änderungen der kurzfristigen RFR aus. Auch diese Annahme wird in der wissenschaftlichen Literatur empirisch sowie theoretisch widerlegt. Während Low-Volatility-Anlagen bei Zinssenkungen einen Rückgang der COE erfahren, steigt die COE für High-Volatility-Anlagen. Somit bildet auch der StromVV-Ansatz die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten nicht adäquat ab.
- Der TMR-Ansatz geht von einer vom jeweiligen Beta abhängigen Überwälzung von Änderungen der kurzfristigen RFR aus. Bei einem Beta von 0 schlägt sich eine Zinsänderung voll auf die COE durch, bei einem Beta von 1 bleiben die COE konstant und bei einem Beta über 1 besteht ein inverser Zusammenhang zur COE. Der TMR-Ansatz kann somit sowohl die gestiegene ERP der letzten Jahre sowie auch die Entwicklung der COE einzelner Anlageklassen erklären. **Von den drei vorgestellten Ex-Post-Ansätzen bildet der TMR-Ansatz die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten klar am besten ab.**

Tabelle 1 fasst die Erkenntnisse zusammen.

Tabelle 9 Zusammenfassende Gegenüberstellung der Ansätze

	ERP-Ansatz	TMR-Ansatz	StromVV-Ansatz
Prognose ERP	ERP konstant bei Änderung kurzfristiger RFR	ERP invers korreliert mit kurzfristiger RFR	ERP konstant bei Änderung kurzfristiger RFR
Empirie	✗	✓	✗
Prognose COE_i	Änderung RFR wird vollständig und gleichermassen über alle Assets auf COE _i überwälzt	Änderung RFR wirkt sich je nach Beta auf COE _i aus	Änderung RFR wirkt sich nicht auf COE _i aus
Empirie	✗	✓	✗

Quelle: Swiss Economics.

Der TMR-Ansatz vermag also die beobachteten Entwicklungen an den Kapitalmärkten am besten abzubilden. Dies macht ihn zur Bestimmung des WACC zum präferierten Ansatz:

- **Berücksichtigung des aktuellen Zinsniveaus:** Die aktuelle Höhe der Rendite Schweizer Bundesobligationen fliesst direkt in die Bestimmungsformel der COE ein, womit das Tiefzinsumfeld berücksichtigt wird;
- **Den Investorenerwartungen entsprechend:** Das Tiefzinsumfeld führt zu einer reduzierten Renditeerwartung für Investitionen mit eher geringem Risiko (wie Eigenkapital an Stromnetzen), der Zinsrückgang schlägt sich aber nicht voll durch;
- **Konstanz:** Durch die Gegenläufigkeit von Zinsentwicklung und ERP ist die COE über die Zeit konstanter als beispielsweise in einem ERP-Ansatz (ohne RFR-Untergrenzen) und ermöglicht eine erhöhte Planungssicherheit seitens Netzbetreiber;
- **Transparente und einfache Bestimmung:** Die ERP kann anhand öffentlich verfügbarer Kapitalmarktdaten in wenigen Rechenschritten bestimmt werden (im Gegensatz etwa zu Ex-Ante-Ansätzen).

2.4 Bestimmung des Credit Premiums und des Fremdkapitalkostensatzes

Schliesslich soll an dieser Stelle noch die Bestimmung des Credit Premiums, also der fremdkapitalseitigen Risikoprämie beleuchtet werden.

Gemäss StromVV wird diese über die Differenz zwischen der durchschnittlichen Verzinsung von Anleihen von Schweizer Unternehmen mit guter Bonität und der durchschnittlichen Verzinsung von risikolosen Anleihen bestimmt.

Während bei der Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes das Risikomass (Beta) empirisch anhand einer Peer-Group-Analyse bestimmt wird, wird somit bei der Bestimmung des Fremdkapitalkostensatzes das Risikomass fixiert (gute Bonität). Dies ist zumindest eine Inkonsistenz in der Bestimmungsmethodik und kann zu einer unausgewogenen Beurteilung des zugrundeliegenden Risikos führen.

Es wäre konsequenter, das Risikomass EK- sowie FK-seitig auf eine empirische Analyse der Peer-Group abzustellen. Konkret würde dies bedeuten, dass bei der jährlichen Bestimmung jeweils ein durchschnittliches Bonitätsrating der Peer-Group erhoben werden sollte. Das Credit Premium würde dann als Index-Differenz zwischen der Rendite eines Anleihe-Index mit entsprechendem Rating und der Rendite von Bundesanleihen bestimmt.

2.5 Fazit und Empfehlungen

Die **wichtigsten Ergebnisse** unserer Analysen zu Prüfpunkt 1 können somit wie folgt zusammengefasst werden:

- Untergrenzen für die RFR sind weder aus theoretischer noch empirischer Sicht angezeigt. Die Renditen von als sicher geltenden Staatsanleihen können starken temporären sowie längerfristigen Schwankungen unterworfen sein.
- Im Vergleich zum ERP-Ansatz oder dem bestehenden StromVV-Ansatz zur Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes bildet der TMR-Ansatz die beobachteten Verhältnisse auf den Kapitalmärkten besser ab.
 - Der TMR-Ansatz erfasst die beobachtete und theoretisch begründete negative Beziehung zwischen Schwankungen der RFR und des ERP.
 - Der TMR-Ansatz erfasst die beobachtete und theoretisch begründete Überwälzung von Schwankungen der RFR auf die Eigenkapitalkostensätze spezifischer Anlageklassen.
- Es ist eine Inkonsistenz der StromVV-Methodik zwischen der Bestimmung des Risikomasses auf EK-Seite und auf FK-Seite festzustellen.
 - Während EK-seitig das Risikomass (Beta) über einen Vergleich mit einer Peer-Group hergeleitet wird, wird FK-seitig das Risikomass (Bonität) auf gutem Niveau fixiert.
 - Konsistent wäre eine beidseitige Bestimmung des Risikomasses über den Vergleich mit der Peer-Group

Aus diesen Ergebnissen leiten wir die folgenden **Anpassungsempfehlungen** für die StromVV mit Bezug auf die Bestimmung des anzuwendenden WACC für Schweizer Netzbetreiber ab:

- Die Untergrenzen der RFR sollten EK- sowie FK-seitig aufgehoben werden.
- Das ERP sollte anhand eines TMR-Ansatzes ermittelt werden, wobei
 - die TMR über den Durchschnitt einer langfristigen Zeitreihe historischer Aktienrenditen und
 - die RFR über die aktuelle Rendite von Staatsanleihen bestimmt wird.
- Das Credit Premium sollte über die die Differenz zwischen der Durchschnittsrendite eines Anleihe-Index von Schweizer Unternehmen mit einem zur Peer-Group vergleichbaren Bonitätsrating und der Durchschnittsrendite von Schweizer Bundesanleihen gebildet werden.

3 Prüfpunkt 2: Verstetigungsregeln

3.1 Beschreibung Prüfpunkt 2

Die StromVV sieht eine Verstetigung sämtlicher empirisch geschätzter Einzel-Parameter vor, die in den regulatorischen WACC einfließen. Die Verstetigungsmethodik ist identisch für alle Parameter. Es werden je Parameter jeweils nahtlose Wertebereiche gleicher Grösse definiert, welchen die empirischen Punktschätzungen zugeordnet werden können. Als Parameterwert in die Bestimmung fliesst die Mitte des Wertebereichs, in welchem die Punktschätzung zu liegen kommt.

Im Rahmen des zweiten Prüfpunkts wird untersucht, welchen Zweck Verstetigungsregeln haben und ob die Implementierung gemäss StromVV zweckmässig ist. Konkret werden die nachfolgenden Fragen geprüft:

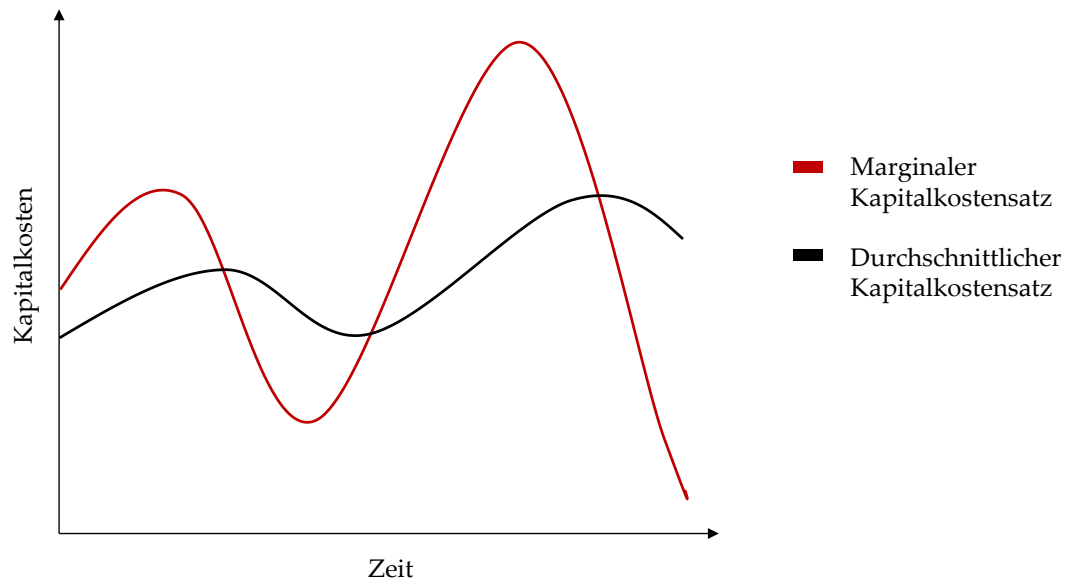
- Wie sinnvoll sind Verstetigungsregeln für empirisch geschätzte Parameter?
- Existieren Alternativen zum Ansatz über Intervalle der StromVV?

3.2 Zweck von Verstetigungsregeln

Eine Verstetigung des regulatorischen WACC kann Sinn ergeben, um die Planungssicherheit der Netzbetreiber zu erhöhen. Diese fällen langfristige Investitionsentscheidungen für Netzanlagen und andere betriebsnotwendige Anlagen (z.B. Fahrzeuge, IT, Gebäude) – u.a. anhand modellierter Cash In- und Outflows über die Lebensdauer der Investitionen. Übersteigt die Profitabilität den aktuellen risikoadjustierten Kapitalkostensatz, die sogenannte Hurdle Rate, wird das Projekt realisiert. Eine Reduktion des regulatorischen WACC bedeutet für versunkene Investitionen, dass sich die erwarteten Cash Inflows gegenüber der Erwartung reduzieren. Fällt dadurch die Profitabilität unter die Hurdle Rate, ist die Anlage unterfinanziert. Es ist möglich, dass sich der Netzbetreiber ex-post gegen die Investition entschieden hätte.

Investitionsentscheidungen werden auf Basis des aktuellen WACC (bzw. der marginalen Kapitalkosten) gefällt. Der durchschnittliche Kapitalkostensatz für die gesamte Kapitalbasis besteht hingegen aus einem gewichteten Durchschnitt des zugrundeliegenden historischen WACC, der den individuellen Investitionen jeweils zum Investitionszeitpunkt zugrunde liegt. Geht man von einem ungefähr konstanten jährlichen Investitionsvolumen aus, ergibt sich, dass der durchschnittliche Kapitalkostensatz einem Moving Average über den Zeitraum des Investitionshorizonts von historischen marginalen Kapitalkostensätzen entspricht. Der Zusammenhang zwischen marginalen und durchschnittlichen Kapitalkostensätzen ist in **Abbildung 6** illustriert.

Abbildung 6 Zusammenhang zwischen marginalem und durchschnittlichem Kapitalkostensatz



Quelle: Swiss Economics.

Eine Bestimmung des regulatorischen WACC auf aktueller Basis kann zur Folge haben, dass Anlagen aufgrund eines Zinsrückgangs auf den Kapitalmärkten in eine Unterfinanzierung geraten. Umgekehrt kann in Zeiten erhöhter Zinsen eine Verstetigung auf Basis eines Moving Average zumindest theoretisch zur Folge haben, dass Investitionen nicht getätigt werden, weil der aktuelle Kapitalkostensatz über dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz liegt. Ob Investitionsanreize vermindert werden, hängt auch von den alternativen Investitionsmöglichkeiten der Netzbetreiber und den gesetzlichen Vorgaben ab.

Eine Analyse der aktuellen europäischen Praxis ergibt, dass verschiedene Regulierungsbehörden explizit oder implizit Verstetigungsregeln für die Bestimmung einzelner WACC-Parameter verwenden. Insbesondere die RFR wird beispielsweise in Ländern wie Deutschland, Frankreich, Spanien oder Österreich über einen Moving Average verstetigt. Allerdings wird die Verstetigung oft mit einem impliziten oder expliziten Aufschlag für neue Investitionen kombiniert, was die oben beschriebene Problematik von divergierenden marginalen und durchschnittlichen Kapitalkostensätzen relativiert. **Tabelle 10** fasst die relevante europäische regulatorische Präzedenz im Zusammenhang mit Verstetigungsregeln zusammen.

Tabelle 10 Regulatorische Präzedenz zur Anwendung von Verstetigungsregeln

Behörde	Beschreibung der Verstetigungsregel
CNMC, Spanien	Verstetigung der RFR EK-seitig über Durchschnitt der Tagespreise 10-jähriger spanischer Staatsanleihen über 6 Jahre und FK-seitig über Durchschnitt der Tagespreise 10-jähriger Euro Zins-Swaps über 6 Jahre
CRE, Frankreich	Verstetigung der RFR über Durchschnitt 10-jähriger bis 15-jähriger französischer Staatsanleihen über 10 Jahre
E-Control, Österreich	Verstetigung der RFR über Durchschnitt AAA-Euro-Staatsanleihen mit 10 Jahren Restlaufzeit über 5 Jahre. Zur Förderung von Investitionen erhalten Neuanlagen einen Aufschlag von 0.8 Prozentpunkten auf den Eigenkapitalkostensatz.
BNetzA, Deutsch- land	Verstetigung der RFR über Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere über 10 Jahre. Um die Investitionsanreize für neue Anlagen sicherzustellen, unterscheidet die BNetzA aber zwischen Eigenkapitalsätzen für Neu- und Altanlagen.

Quelle: Swiss Economics.

3.3 Verstetigung gemäss StromVV

Die Verstetigung gemäss StromVV basiert nicht auf einem Moving Average historischer Werte und kann somit auch nicht als eine Annäherung an den durchschnittlichen Kapitalkostensatz gewertet werden.

Vielmehr scheint die Verstetigung gemäss StromVV dem Zweck zu dienen, den regulatorischen WACC konstant zu halten, wenn die einzelnen Parameter nur geringfügigen jährlichen Änderungen unterzogen werden. Die Grösse des Wertintervalls unterscheidet sich je nach Parameter und scheint weitgehend unabhängig vom Standardfehler je Parameter zu sein.

Der Nutzen für die Netzbetreiber ist, wie nachfolgend aufgeführt, nicht offensichtlich.

- Der von der StromVV vorgegebene Regulierungsrahmen bewirkt, dass Netzbetreiber auch bei einem konstanten regulatorischen WACC ihre Preise regelmässig adjustieren müssen. Dies ist natürlichen Entwicklungen und Schwankungen der Absatzmenge und der regulatorischen Kapitalbasis (RAB) geschuldet.
- Die Verstetigungsregel reduziert zwar die Häufigkeit, mit welcher Änderungen am WACC vorgenommen werden müssen, aber grundsätzlich nicht die durchschnittliche jährliche Änderungshöhe. Denn bei Überschreitung von Intervallgrenzen resultieren die empirischen Punktschätzungen in teilweise grossen Sprüngen.

Aus der europäischen Regulierungspraxis ist uns kein vergleichbares Beispiel einer entsprechenden Verstetigungsregel bekannt.

Es ist allerdings festzuhalten, dass die Verstetigung gemäss StromVV auch keine bedeutsamen Nachteile für Netzbetreiber nach sich zieht gegenüber einer Bestimmung des regulatorischen WACC ohne Verstetigung, d.h. auf Basis von aktuellen Punktschätzungen aller empirischen Parameter.

3.4 Fazit und Empfehlungen

Die Ergebnisse unserer Analysen zu Prüfpunkt 2 können somit wie folgt zusammengefasst werden:

- Verstetigungsregeln können sinnvoll sein, um den der RAB zugrundeliegenden durchschnittlichen Kapitalkostensatz zu ermitteln.
 - Der durchschnittliche Kapitalkostensatz kann beispielsweise über einen Moving Average historischer marginaler Kapitalkostensätze geschätzt werden.
 - Ein regulatorischer WACC auf Basis des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes birgt jedoch theoretisch das Risiko, dass bei Zinserhöhungen auf den Kapitalmärkten die Anreize von Netzbetreibern für Investitionen reduziert werden. Ob Investitionsanreize tatsächlich vermindert werden, hängt auch von den alternativen Anlageopportunitäten der Netzbetreiber (bei öffentlichen Eignern womöglich eingeschränkt) und den gesetzlichen Vorgaben ab.
 - In der europäischen Regulierungspraxis werden auch deshalb verstetigte Zinssätze oft in Kombination mit Sonderkonditionen bzw. Aufschlägen für neue Investitionen angewandt.
- Die Verstetigungsregel gemäss StromVV dient nicht einer Annäherung an den durchschnittlichen Kapitalkostensatz, sondern eher einer Glättung von geringen Änderungen des regulatorischen WACC aufgrund kleiner jährlicher Abweichungen der geschätzten empirischen Parameter. Während der Nutzen der Verstetigung gemäss StromVV für Netzbetreiber unseres Erachtens gering ausfällt, scheint diese auch nicht mit substantiellen Nachteilen behaftet zu sein.

Wir leiten keine dringlichen Änderungsempfehlungen für die StromVV aus unseren Analyseergebnissen ab. Eventuell könnte die bestehende Verstetigung der einzelnen empirisch geschätzten Parameterwerte aufgehoben und stattdessen direkt auf Punktschätzungen abgestellt werden.

4 Prüfpunkt 3: Mittel zur Bestimmung von Renditeerwartungen

4.1 Beschreibung Prüfpunkt 3

Die ERP wird gemäss StromVV als Differenz zwischen über langfristige Zeitreihen bestimmter Mittel von Aktienmarktrenditen (d.h. die TMR) und der Rendite einer risikolosen Anlage ermittelt. Für die Bestimmung der TMR wird jeweils der Durchschnitt aus arithmetischem und geometrischem Mittel verwendet. Grundlage für die Ermittlung soll eine veröffentlichte Zeitreihe ab 1926 bilden.

Der dritte Prüfpunkt dient der Klärung der Frage, ob die empirische Methodik zur Bestimmung der ERP bzw. der TMR zweckmässig ist. Konkret werden die nachfolgenden Fragen geprüft:

- Welche Methodik soll zur Bestimmung des historischen Mittels des ERP (bzw. TMR) verwendet werden?
- Über welchen Zeitraum sollte das historische ERP (bzw. TMR) bestimmt werden?

4.2 Theoretische Überlegungen

Um Erwartungswerte für Aktienrenditen auf Basis historischer Zeitreihen zu ermitteln, sind in der Praxis insbesondere die Bestimmung über das arithmetische Mittel (AM) und das geometrische Mittel (GM) etabliert. Das AM ergibt sich über die Division der Summe der historischen jährlichen Renditen eines Samples durch deren Anzahl. Das GM ergibt sich aus der n-ten Wurzel des Produkts der historischen jährlichen Renditen eines Samples, wobei n wieder der Anzahl Renditebeobachtungen bzw. der Anzahl Jahre des Samples entspricht.

Für die Bestimmung eines Erwartungswerts der jährlichen Rendite über eine Halteperiode von 10 Jahren, identisch zur Restlaufzeit der zur Bestimmung der RFR verwendeten Anleiherenditen, ist zu beachten, dass das AM sowie das GM zu verzerrten Schätzungen des finalen Anlagewerts führen (vgl. z.B. Blume 1974, Karson/Cheng 1985, Cooper 1996, Indro/Lee 1997):⁵

- Das AM resultiert in einem unverzerrten Erwartungswert des finalen Werts einer Anlage für eine einjährige Halteperiode. Für längere Halteperioden überschätzt das AM tendenziell den finalen Wert der Anlage.
- Das GM resultiert in einem unverzerrten Erwartungswert des finalen Werts einer Anlage für eine Halteperiode, die mit der Länge des Samples übereinstimmt. Für Halteperioden, die kürzer sind als das historische Sample, führt das GM tendenziell zu einer Unterschätzung des finalen Werts der Anlage.

Die zugrundeliegende Problematik wird in **Box 2** beschrieben.

⁵ Die Annahme eines durchschnittlichen Investitionshorizonts von 10 Jahren für Eigenkapitalgeber ist konsistent mit der StromVV-Methodik zur Bestimmung der RFR auf EK-Seite, welche sich auf Renditen von Bundesanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren bezieht.

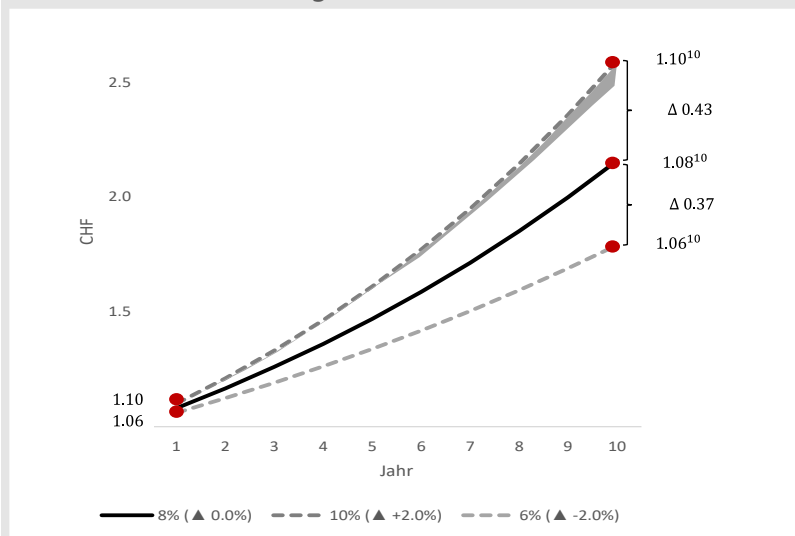
Box 2: Verzerrungen von AM und GM für mehrjährige Halteperioden

Wie Blume (1974) erstmalig aufzeigte, liegt die Ursache der systematischen Verzerrungen von AM und GM in der Konvexität bzw. Konkavität der Bestimmungsfunktion des finalen Werts einer Anlage nach einer mehrjährigen Halteperiode. Nachfolgend wird die Problematik spezifisch am Beispiel des AM illustriert.

Es liegt in der Natur empirischer Schätzungen, dass gegenüber der tatsächlichen Markterwartung der jährlichen Aktienrendite das AM in einem gewissen Schätzfehler resultiert. Unter Annahme normalverteilter Fehlerterme ergibt sich eine asymmetrische Auswirkung der Fehlerterme auf die Höhe des erwarteten finalen Werts einer Investition nach einer mehrjährigen Halteperiode. Dieser als Jensens Inequality bekannte Effekt ist der Potenzierung der jährlichen Renditeerwartung geschuldet.

Abbildung 8 illustriert die Auswirkung von Jensens Inequality auf den über ein AM geschätzten Wert einer Investition eines Frankens über eine Halteperiode von 10 Jahren. Symmetrische Schätzfehler von zwei Prozentpunkten um eine wahre Markterwartung von acht Prozent wirken sich für eine Halteperiode von einem Jahr noch symmetrisch auf den erwarteten Endwert aus. Dieser liegt jeweils um zwei Rappen neben dem wahren Erwartungswert von CHF 1.08. Für eine Halteperiode von zehn Jahren hingegen resultiert eine asymmetrische Abweichung gegenüber dem wahren Erwartungswert. Während ein positiver Schätzfehler von zwei Prozentpunkten in einem erwarteten finalen Wert von CHF 2.59 (1.10^{10}) resultiert, ergibt sich aus einem negativen Schätzfehler von zwei Prozentpunkten ein erwarteter finaler Wert von CHF 1.79 (1.06^{10}). Gegenüber der wahren Markterwartung von CHF 2.16 weicht der mittels positivem Schätzfehler ermittelte Wert um 43 Rappen ab, während der mittels negativem Schätzfehler ermittelte Wert nur um 37 Rappen abweicht. Im Durchschnitt wirkt sich der Schätzfehler im AM somit überhöhend auf den Erwartungswert des finalen Anlagewerts aus.

Abbildung 8 Illustration der durch Schätzfehler im AM bedingten Verzerrung des erwarteten Anlagewerts nach zehn Jahren Haltezeit



Anmerkung: Hypothetisches Beispiel der Veränderungen des nach 10 Jahren Halteperiode erwarteten Werts eines investierten Frankens. Es wird eine tatsächliche Renditeerwartung von 8 Prozent angenommen. Dargestellt sind Auswirkungen symmetrischer Schätzfehler in der Höhe von +/- 2 Prozentpunkten.

Quelle: Swiss Economics.

Ein analoger Zusammenhang wie in Box 2 beschrieben kann auch für das GM gezeigt werden. Hierbei resultiert ein symmetrischer Schätzfehler des GM in asymmetrischen Fehlern um den erwarteten finalen Wert der Anlage, wobei sich negative Schätzfehler stärker auswirken. Dies ist durch die Wurzelrechnung für Halteperioden, die kleiner als die Sample-Periode ausfallen, bedingt (vgl. Blume 1974).

Ein unverzerrter Schätzer der jährlichen Renditeerwartung für eine mehrjährige Halteperiode liegt somit zwischen dem AM und dem GM.

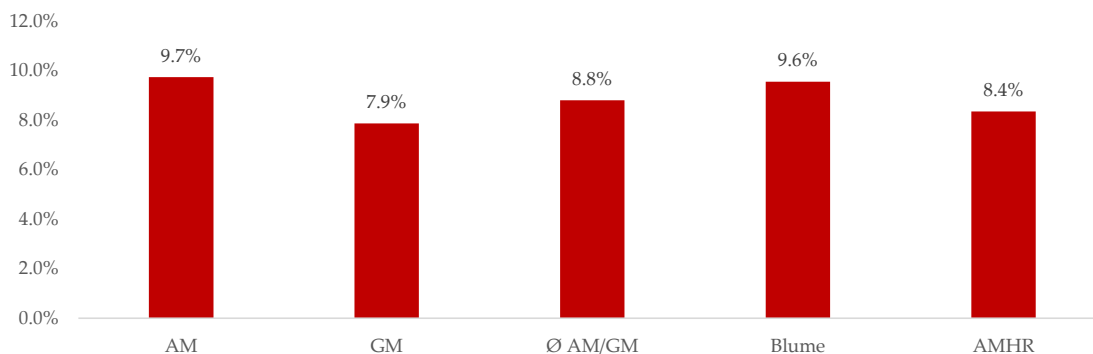
Um die Verzerrung der beiden Mittel zu korrigieren, wurden in der wissenschaftlichen Literatur verschiedene Abhilfen und Alternativen entwickelt. Als unverzerrte Masse für Halteperioden zwischen einem Jahr und der Länge des Samples gelten beispielsweise das arithmetische Mittel der Halteperioden-Renditen und Blume's Estimator.

- Das **arithmetische Mittel der Halteperiode-Renditen (AMHR)** teilt das historische Sample in die grösste mögliche Anzahl sich nicht überlappender Investitionsperioden mit einer Haltezeit von 10 Jahren. Die jährliche Rendite der einzelnen Investitionsperioden wird über das GM ermittelt. Der Schätzer ergibt sich aus dem arithmetischen Mittel der jährlichen für die verschiedenen Halteperioden bestimmten Renditen.⁶
- **Blume's Estimator** stellt eine Gewichtung des AM und des GM nach Länge der Halteperiode und Länge des historischen Samples dar. Je kürzer die Halteperiode im Verhältnis zum historischen Sample, desto stärker wird das AM gewichtet. Bei einer Halteperiode von einem Jahr fällt Blume's Estimator deckungsgleich zum AM aus. Je länger die Halteperiode im Verhältnis zum historischen Sample, desto stärker wird das GM gewichtet. Bei einer Halteperiode, die mit der Länge des historischen Samples übereinstimmt, fällt Blume's Estimator deckungsgleich zum GM aus. Blume's Estimator liegt die Annahme normalverteilter Renditen zugrunde (Blume, 1974).

Abbildung 7 gibt die über unterschiedliche Schätzer ermittelten Erwartungswerte der TMR wieder. In Übereinstimmung mit der StromVV wurde ein historisches Sample Schweizer Aktienrenditen von 1926 bis 2019 verwendet. Für die Bestimmung von Blume's Estimator und dem AMHR wurde zudem eine Halteperiode von 10 Jahren angenommen.

⁶ Das arithmetische Mittel der Halteperiode-Renditen ist in der Literatur unter unterschiedlichen Namen bekannt. Wir verwenden die Nomenklatur von Kritzman (1994). Die britische Competition and Markets Authority (CMA) spricht in ihrer Festsetzung des regulatorischen WACC für Northern Ireland Electricity (2014) beispielsweise von einem Simple Estimator.

Abbildung 7 Höhe der TMR gemäss unterschiedlicher Mittel



Anmerkung: Berechnung auf Basis nominaler jährlicher Aktienmarktrenditen.

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten Pictet.

Es ist zu sehen, dass AM und GM jeweils Ober- und Untergrenze des Intervalls aller Schätzungen bilden. Blume's Estimator und der AMHR liegen über bzw. unter dem Durchschnitt zwischen AM und GM. Dies deutet darauf hin, dass für Schweizer Aktienmarktrenditen das Vorgehen der StromVV zur Bestimmung der TMR über einen **einfachen Durchschnitt zwischen AM und GM zweckmässig** ist.

4.3 Strukturbrüche

Der Bestimmung der TMR aufgrund historischer Renditen liegt die Annahme zugrunde, dass Renditeerwartungen an den Aktienmarkt über die relevante Sample-Periode hinweg konstant und auch den zukunftsgerichteten Erwartungen entsprechen. Vorausgesetzt, die Renditeerwartungen sind stabil, ist eine möglichst lange Zeitperiode zu wählen, die die Anzahl Beobachtungen im Sample maximiert.

Insbesondere in Entwicklungsländern und in der Vergangenheit von Kriegen, Revolutionen und anderen Katastrophen gebeutelten Volkswirtschaften könnte diese Annahme verletzt sein. So beanstandeten verschiedene Deutsche Netzbetreiber beispielsweise, dass die Bundesnetzagentur in ihrer Festlegung der Eigenkapitalkostensätze im Jahre 2016 historische Aktienmarktrenditen aus Ländern wie China, Russland und Österreich miteinbezog.⁷

Zwar ist die Schweiz in den letzten 100 Jahren von Ereignissen der obengenannten Art weitgehend verschont geblieben. Dennoch stellt sich die Frage, ob sich aufgrund von Verschiebungen des technologischen Fortschritts oder anderen Faktoren die Erwartungen an die Aktienmärkte systematisch geändert haben.

Tabelle 11 zeigt die anhand unterschiedlicher Mittel geschätzte TMR über unterschiedliche Zeiträume. Grössere Strukturbrüche aufgrund der Variation der Sample Periode sind nicht erkennbar. Einzig die Bestimmung über ein 20-Jahres-Sample seit 2000 stellt aufgrund der Negativrenditen während der Finanzkrise einen negativen Ausreisser dar. Der Vergleich des 10-Jahres-Sample seit 2010 mit dem langfristigen Sample seit 1926 zeigt hingegen, dass es sich hierbei kaum um einen Strukturbruch gehandelt hat. So ist der historische Durchschnitt zwischen AM und GM mit 8.8 Prozent vergleichbar mit dem 10-Jahres-Sample seit 2010 in der Höhe von 9.0 Prozent.

⁷ Das rechtsgültige Urteil des Bundesgerichtshofs stellte dennoch fest, dass historische Brüche aufgrund von Weltkriegen und Revolutionen hinreichenden Anhaltspunkt für durchgreifende Zweifel an der Eignung historischer Daten darstellt, vgl. BGH-Urteil EnVR 52/18, Abs. 62 ff.

Tabelle 11 Höhe der TMR über verschiedene Zeitperioden

Von	Bis	AM	GM	Ø AM/GM	Blume	AMHR
1926	2019	9.7%	7.9%	8.8%	9.6%	8.4%
1930	2019	9.5%	7.6%	8.5%	9.3%	8.4%
1940	2019	10.6%	8.7%	9.7%	10.4%	8.6%
1950	2019	10.8%	8.7%	9.8%	10.5%	8.7%
1960	2019	10.5%	8.2%	9.4%	10.2%	7.7%
1970	2019	9.8%	7.7%	8.7%	9.4%	7.8%
1980	2019	11.1%	9.0%	10.1%	10.6%	9.2%
1990	2019	10.5%	8.5%	9.5%	9.9%	8.7%
2000	2019	6.6%	4.8%	5.7%	5.8%	4.9%
2010	2019	9.4%	8.6%	9.0%	8.6%	8.6%

Anmerkung: Berechnung auf Basis nominaler jährlicher Aktienmarktrenditen.

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten Pictet.

4.4 Fazit und Empfehlungen

Die Ergebnisse unserer Analysen zu Prüfpunkt 3 können somit wie folgt zusammengefasst werden:

- Die Bestimmung der TMR über einen Durchschnitt des AM und des GM historischer Aktienmarktrenditen ist zweckmässig.
- Es gibt keine Anhaltspunkte, dass die dem Sample historischer Aktienmarktrenditen zugrundeliegende Zeitperiode verkürzt werden sollte.

Wir leiten **keine dringlichen Änderungsempfehlungen** für die StromVV aus unseren Analyseergebnissen ab.

5 Prüfpunkt 4: Beta-Korrekturen

5.1 Beschreibung Prüfpunkt 4

Prüfpunkt 4 befasst sich mit der Schätzmethodik zur Bestimmung der Betas. In den folgenden Abschnitten wird die Behandlung von Schätzunsicherheit und der Umgang mit Ausreissern diskutiert, mögliche Korrekturen für seltenes Handeln vorgestellt und auf Adjustierungen für Mean Reversion eingegangen.⁸

Die StromVV definiert in den Bestimmungen zum durchschnittlichen Kapitalkostensatz die Berechnung des levered Beta wie folgt (vergleiche **Anhang A**):

- Das levered Beta ist das Produkt aus dem unlevered Beta und dem Leveragefaktor.⁹
- 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.
- Für das unlevered Beta gelten die folgenden pauschalen Werte:
 - unter 0.25: 0.2;
 - von 0.25 bis unter 0.35: 0.3;
 - von 0.35 bis unter 0.45: 0.4;
 - von 0.45 bis unter 0.55: 0.5;
 - 0.55 oder mehr: 0.6.

Die StromVV macht keine Vorgaben zum Umgang mit Schätzunsicherheit und Ausreissern, Korrekturen für seltenes Handeln oder Adjustierungen für Mean Reversion.

Der vierte Prüfpunkt dient der Klärung der Frage, ob die Vorgaben der StromVV zur Bestimmung des Vergleichsbetas zweckmässig sind:

- Sollten die Vergleichsbetas systematisch Korrekturen für Schätzunsicherheit, seltenes Handeln oder Mean Reversion unterzogen werden?

5.2 Schätzunsicherheit und Umgang mit Ausreissern

Die Schätzunsicherheit empirisch bestimmter Betas kann anhand des Standardfehlers (SE) abgeschätzt werden, der die erwartete Abweichung der Punktschätzung gegenüber dem tatsächlichen Wert wiedergibt. Der Standardfehler der Peers ist in **Tabelle 12** in der dritten Spalte angegeben.

Ausschluss anhand eines Signifikanzkriteriums

Eine erste Möglichkeit besteht darin, wie bislang den Ausschluss von Vergleichsbetas anhand eines p-Wert-basierten Signifikanz-Kriteriums durchzuführen. P-Werte beziffern die statistische Wahrscheinlichkeit, mit welcher ausgeschlossen werden kann, dass in Tat und Wahrheit keine Kovarianz zwischen den Renditen des Vergleichsunternehmens und den Renditen des

⁸ Vgl. Anhang A für eine Beschreibung unserer grundlegenden Schätzmethodik zur Bestimmung der Betas.

⁹ Der Leveragefaktor ergibt sich laut StromVV aus dem Eigenkapitalanteil von 40 Prozent beziehungsweise dem Fremdkapitalanteil von 60 Prozent am Gesamtkapital.

Marktportfolios besteht, d.h. dass das wahre Beta des Vergleichsunternehmens 0 ist. Je geringer der p-Wert, desto höher die Wahrscheinlichkeit, dass das wahre Beta sich von 0 unterscheidet.

Der p-Wert bzw. die statistische Signifikanz wird insbesondere getrieben von der Unsicherheit um die Punktschätzung des Regressionskoeffizienten (gemessen über den Standardfehler) und von dessen Höhe bzw. dessen absoluten Abweichung von 0.

Die statistische Signifikanz fällt somit bei gleichbleibendem Standardfehler umso geringer aus, je näher die Punktschätzung des Regressionskoeffizienten bei 0 liegt, was dazu führt, dass tendenziell kleinere Vergleichsbetas eher ausgeschlossen werden als höhere Vergleichsbetas. A priori haben jedoch tiefe Vergleichsbetas den gleichen Informationsgehalt wie hohe Vergleichsbetas. Ceteris Paribus führt eine Korrektur über ein Signifikanzkriterium somit zu einer Überschätzung des Peer Group-Betas.

Tabelle 12 zeigt in Spalte 4, welche Vergleichsbetas aufgrund einer Signifikanzschwelle bei einem p-Wert von 0.05 ($H_0: \beta = 0; H_A: \beta \neq 0$) ausgeschlossen werden.

Ausschluss von Vergleichsbetas mit hohen Standardfehlern

Eine besser geeignete Korrekturmöglichkeit, die Genauigkeit des Peer Group-Betas zu erhöhen, besteht über den Ausschluss von Betas mit hohem Standardfehler. Spalte 5 in Tabelle 12 zeigt den Effekt auf das Peer Group-Beta, falls Betas mit einem Standardfehler über dem 90. Perzentil aller Vergleichsunternehmen ausgeschlossen werden. Gangbare Alternativen wären auch fixe Schwellenwerte von zulässigen Standardfehlern, damit im Fall von durchwegs guten Punktschätzungen mit kleinen Standardfehlern Vergleichsbetas nicht unnötig ausgeschlossen werden.

Identifikation von Ausreißern

Ausreisser können – unabhängig von deren Schätzunsicherheit – einen starken Effekt auf die Höhe des Peer Group-Beta haben. Die letzte Spalte in Tabelle 12 zeigt die Veränderung des Peer Group-Betas, falls Vergleichsbetas, die ausserhalb der Spannweite des Medianbetas plus/minus 1.5 Mal den durchschnittlichen Standardfehler liegen, ausgeschlossen werden. Es ist jedoch Vorsicht geboten. Vor jedem Ausschluss sollte abgeklärt werden, ob ein Ausreisser auf einen Schätzfehler zurückzuführen ist oder ob der Beta-Koeffizient nicht doch repräsentativ ist für die Bemessung des systematischen Risikos von Schweizer Netzbetreibern.

Tabelle 12 zeigt die Peer Group-Betas, die aufgrund der vorgestellten Korrekturmöglichkeiten resultieren.

Tabelle 12 Korrektur von Schätzunsicherheit und Ausschluss von Ausreissern

Unternehmen	Ohne Korrektur	Standardfehler (SE)	Signifikanzkriterium	SE unterhalb des 90. Perzentils	Beta innerhalb des Medianbetas +/- 1.5 SE
Budapesti Elektrosomos (HU)	0.23	0.17	Nein	Nein	Ja
ELIA System Operator (BE)	0.09	0.10	Nein	Ja	Nein
Energa (PL)	0.49	0.16	Ja	Ja	Ja
EVN (AT)	0.73	0.14	Ja	Ja	Nein
Iberdrola (ES)	0.40	0.11	Ja	Ja	Ja
IREN (IT)	0.44	0.14	Ja	Ja	Ja
National Grid (GB)	0.49	0.15	Ja	Ja	Ja
Red Electrica Corporacion (ES)	0.25	0.14	Nein	Ja	Ja
Redes Energeticas Nacionais (PT)	0.28	0.07	Ja	Ja	Ja
Tauron Polska Energia (PL)	0.28	0.10	Ja	Ja	Ja
Terna (IT)	0.32	0.09	Ja	Ja	Ja
Korrigierter Durchschnitt	0.36		0.43	0.38	0.35

Quelle: Swiss Economics basierend auf Daten von Bloomberg.

Spalte 4 zeigt, dass das Signifikanzkriterium ausschliesslich zum Ausschluss von tiefen Vergleichsbetas (zwischen 0.09 und 0.25) führt. Dies bestätigt, dass die Korrektur zu einer (ungerechtfertigten) Erhöhung des Peer-Group-Betas führt.

Die beiden angemessenen Korrektur-Methoden über die Höhe des Standardfehlers (Spalte 5) und die Identifikation von Ausreissern (Spalte 6) resultieren in einer geringen Veränderung gegenüber dem unkorrigierten Peer Group-Beta (0.02 bzw. 0.01 Einheiten des Beta-Koeffizienten). Somit legen die Resultate aus Tabelle 12 nahe, dass bei der aktuellen Peer Group der Effekt einer Korrektur für Schätzunsicherheiten und Ausreisser auf das Peer Group-Beta eher klein ist. Dies bedeutet jedoch nicht, dass entsprechende Korrekturen bei der WACC-Festlegung nicht geprüft werden sollen.

5.3 Seltenes Handeln

Die Renditen selten gehandelter Aktien können eine geringere Kovarianz zu Marktindexrenditen aufweisen, als dies durch das eigentliche Risikoverhältnis angezeigt wäre. Die Berücksichtigung von Beta-Koeffizienten selten gehandelter Titel in einer Peer Group kann daher zu einer Unterschätzung des Peer Group-Betas führen. Möglichkeiten zur Korrektur von Verzerrungen aufgrund von Illiquidität umfassen etwa die Festlegung von Schwellenwerten für minimale Handelsvolumen, die Dimson-Korrektur (1979) und die Scholes-Williams-Korrektur (1977).

Schwellenwerte für Handelsvolumen

In einer Festlegung von Schwellenwerten für seltenes Handeln können Betas von Unternehmen, deren Titel nicht genügend oft gehandelt werden, aus der Peer Group ausgeschlossen werden. In **Tabelle 13** wurden beispielhaft Betas von Aktientiteln mit einem Handelsvolumen unter 10'000 Trades pro Tag aus der Peer Group ausgeschlossen.

Dimson-Korrektur

Die Dimson-Korrektur basiert auf der Annahme, dass Informationen, die den Gesamtmarkt bewegen, erst verspätet in der Kursbewegung selten gehandelter Titel reflektiert werden. Die Dimson-Korrektur bezieht deshalb neben aktuellen Marktrenditen auch historische Marktrenditen

(Lags) in die Schätzgleichung ein. Das Beta ergibt sich über die Summe der entsprechenden Regressionskoeffizienten.

Eine mögliche Ausgestaltung der Dimson-Korrektur ist in Formel (15) dargestellt:

$$r_{i,t} = \alpha + \hat{\beta}_t \times r_{m,t} + \hat{\beta}_{t-1} \times r_{m,t-1} + \varepsilon, \text{ wobei} \quad (15)$$

- $\hat{r}_{i,t}$ die Rendite einer Aktie in Periode t ist;
- $r_{m,t}$ und $r_{m,t-1}$ aktuelle und verzögerte Renditen des Marktindex sind;
- $\alpha, \hat{\beta}_t$ und $\hat{\beta}_{t-1}$ Regressionskoeffizienten sind; und
- ε der erwartete Schätzfehler ist.

Das Beta wird aus der Summe der beiden Koeffizienten für Renditen des Marktindex gebildet:

$$\beta = \hat{\beta}_t + \hat{\beta}_{t-1} \quad (16)$$

Scholes-Williams-Korrektur

Die Scholes-Williams-Korrektur schätzt Regressionskoeffizienten für Lags und Leads in *verschiedenen* Regressionen. Die resultierenden Betaschätzungen werden darauf wie folgt addiert:

$$\beta = \frac{\hat{\beta}_{t-1} + \hat{\beta}_t + \hat{\beta}_{t+1}}{1+2\rho}, \text{ wobei} \quad (17)$$

- $\hat{\beta}_{t-1}$ der Regressionskoeffizient für Marktreturns im Monat t auf Unternehmensreturns im Monat $t-1$ ist;
- $\hat{\beta}_t$: der Regressionskoeffizient für Marktreturns im Monat t auf Unternehmensreturns im Monat t ist;
- $\hat{\beta}_{t+1}$ der Regressionskoeffizient für Marktreturns im Monat t auf Unternehmensreturns im Monat $t+1$ ist;
- ρ der Autokorrelationskoeffizient erster Ordnung der Marktreturns ist.

In **Tabelle 13** werden die drei Möglichkeiten zur Korrektur für seltenes Handeln geschätzt und die resultierenden Betas mit dem Peer Group-Beta ohne Korrektur verglichen.

Tabelle 13 Korrekturen für seltenes Handeln

Unternehmen	Ohne Korrektur	Handelsvolumen	Dimson	Scholes-Williams
Budapesti Elektrosomos	0.23	Nein	0.20	0.36
ELIA System Operator	0.09	Ja	0.01	-0.19
Energa	0.49	Ja	0.56	1.34
EVN	0.73	Ja	0.29	0.21
Iberdrola	0.40	Ja	0.22	0.27
IREN	0.44	Ja	0.26	0.72
National Grid	0.49	Ja	0.31	0.39
Red Electrica Corporacion	0.25	Ja	-0.05	0.05
Redes Energeticas Nacionais	0.28	Ja	0.17	0.10
Tauron Polska Energia	0.28	Ja	0.28	0.70
Terna	0.32	Ja	0.04	0.00
Korrigierter Durchschnitt	0.36	0.38	0.21	0.36

Quelle: Swiss Economics basierend auf Daten von Bloomberg.

Der Ausschluss von Titeln mit geringem Handelsvolumen und die Scholes-Williams Korrektur haben nur geringe Auswirkungen auf das Peer Group-Beta. Die Dimson-Korrektur führt nicht zu der theoretisch vorhergesagten Erhöhung des korrigierten Peer Group-Beta, sondern zu einer Verminderung und deutet somit darauf hin, dass im vorliegenden Fall die Ergebnisse aus der Dimson-Korrektur durch andere Faktoren wie seltenes Handeln beeinflusst werden.

Insgesamt deuten die Ergebnisse darauf hin, dass seltenes Handeln in der vorliegenden Peer Group eine geringe Bedeutung hat und kaum ein Problem darstellt.

5.4 Mean Reversion Adjustierungen

Eine weitere mögliche Notwendigkeit, Betas zu korrigieren, beruht auf der empirischen Beobachtung, dass Betas über die Zeit hinweg oft gegen einen Wert von 1 tendieren (Blume 1971, 1975), also ein «Reversion to the Mean» aufweisen. Blume schlägt eine Korrektur über nachfolgende Formel vor:

$$\beta_{Blume} = \frac{2}{3} \times \beta_{Estimated} + \frac{1}{3} \times \beta_{Market}, \text{ wobei} \quad (18)$$

- $\beta_{Estimated}$ das geschätzte Unternehmensbeta ist; und
- β_{Market} das Beta des Marktportfolios (per Definition gleich 1) ist.

Eine alternative Korrektur geht auf Vasicek (1973) zurück. Im Gegensatz zur Blume-Adjustierung nimmt die Vasicek-Adjustierung an, dass Beta-Regressionskoeffizienten mit hoher Standardabweichung stärker zum Marktwert tendieren als solche mit niedriger Standardabweichung. Entsprechend gewichtet die Vasicek-Adjustierung Beta-Regressionskoeffizienten nach deren Varianz. Es existieren unterschiedliche Modifikationen der Vasicek-Adjustierung. Eine verbreitete und leicht vereinfachte Formel lautet wie folgt (Hollstein et al. 2017):

$$\beta_{Vasicek} = \beta_{Market} \times \frac{\sigma^2[\beta_{Estimated}]}{\sigma^2[\beta_{Market}] + \sigma^2[\beta_{Estimated}]} + \beta_{Estimated} \times \frac{\sigma^2[\beta_{Market}]}{\sigma^2[\beta_{Market}] + \sigma^2[\beta_{Estimated}]} \quad (19)$$

wobei

- $\beta_{Estimated}$ das geschätzte Unternehmensbeta ist;
- β_{Market} der Beta-Koeffizient des Marktportfolios (per Definition gleich 1) ist;
- $\sigma^2[\beta_{Estimated}]$ die Varianz des geschätzten Unternehmensbetas ist; und
- $\sigma^2[\beta_{Market}]$ die Varianz des Marktbetas ist.

Tabelle 14 stellt die Auswirkungen von Blumes und Vasiceks Adjustierungen dar. Beide Korrekturen führen zu einer Erhöhung des Peer Group-Betas. Dies gilt für die Vasicek-Adjustierung in etwas stärkerem Ausmass als für die Blume-Adjustierung.

Tabelle 14 Mean Reversion Adjustierungen

Unternehmen	Ohne Korrektur	Blume	Vasicek
Budapesti Elektrosomos	0.23	0.48	0.55
ELIA System Operator	0.09	0.24	0.30
Energa	0.49	0.50	0.51
EVN	0.73	0.75	0.76
Iberdrola	0.40	0.48	0.50
IREN	0.44	0.50	0.54
National Grid	0.49	0.53	0.56
Red Electrica Corporacion	0.25	0.40	0.47
Redes Energeticas Nacionais	0.28	0.36	0.36
Tauron Polska Energia	0.28	0.31	0.34
Terna	0.32	0.43	0.42
Korrigierter Durchschnitt	0.36	0.45	0.48

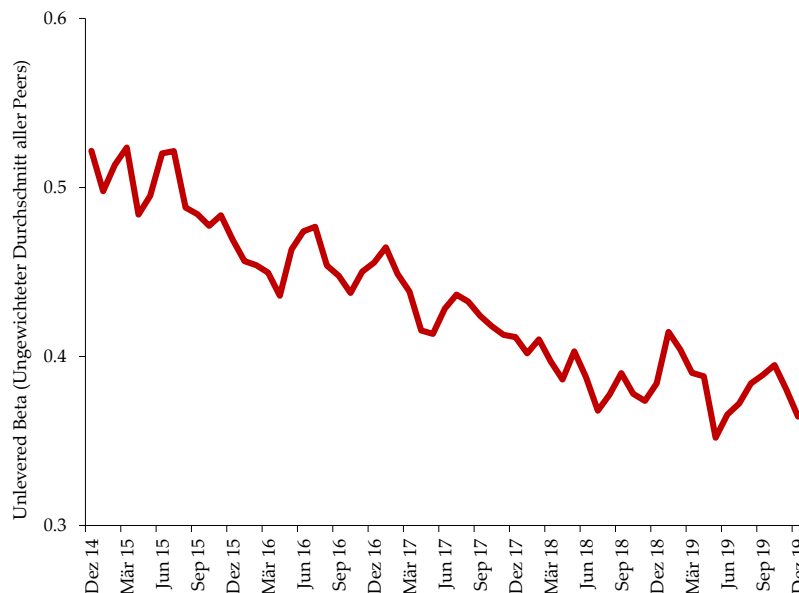
Quelle: Swiss Economics basierend auf Daten von Bloomberg.

Bei der Verwendung von Blumes und Vasiceks Adjustierungen ist aus konzeptioneller und empirischer Perspektive Vorsicht geboten.

Empirische Evidenz für Reversion to the Mean

Reversion to the Mean impliziert eine über die Zeit zu beobachtende Konvergenz der Betas zum Marktbeta in der Höhe von 1 hin. Demzufolge sollte für die Peer Group, deren Betas allesamt unter 1 ausfallen, ein Anstieg der Höhe der Betas über die Zeit beobachtbar sein. **Abbildung 8** zeigt die Entwicklung des gleichgewichteten durchschnittlichen Peer Group-Betas über die Zeit hinweg.

Abbildung 8 Entwicklung des Peer Group Betas über die Zeit



Anmerkungen: Die Berechnung der Betawerte basiert auf rollierender monatlicher Schätzung über drei Jahre. Das Unlevering der geschätzten Betas basiert auf der Formel von Hamada (1972). Es werden durchschnittliche Werte der Marktkapitalisierung, Nettoschulden und des Steuersatzes über die jeweilige Berechnungsperiode verwendet.

Quelle: Swiss Economics basierend auf Daten von Bloomberg.

Aus Abbildung 8 wird ersichtlich, dass sich das durchschnittliche Beta der Peer Group über die letzten fünf Jahre reduziert hat, was tendenziell gegen die Verwendung einer Mean-Reversion-Adjustierung spricht.

Konzeptionelle Überlegungen

In der Verwendung von Blumes und Vasiceks Adjustierungen ist zudem Vorsicht geboten, da beide Korrekturen auch aus konzeptioneller Sicht Mängel aufweisen.

Das Hauptproblem an der Blume-Adjustierung ist das mechanische Vorgehen. Die Gewichtung der Betas erfolgt ohne fundierte theoretische Begründung.

Die Vasicek-Adjustierung ist weniger mechanisch. Das fundamentale Problem der Vasicek-Adjustierung ist allerdings die Schätzung der benötigten Varianz des Marktbetas. Theoretisch wäre dafür eine Schätzung der Betavarianzen aller sich im Marktindex befindlichen Unternehmen notwendig. Da dies sehr datenintensiv ist, wird üblicherweise die Varianz der geschätzten Betas innerhalb der Peer Group als Annäherung verwendet. Dies ist einfacher zu berechnen, reduziert jedoch die Validität des Ansatzes.

Schliesslich ist unklar, ob die der Reversion to the Mean zugrundeliegende ökonomische Intuition auch im Kontext regulierter Unternehmen gilt. Blume (1975) argumentiert, dass Managemententscheide und die limitierte Verfügbarkeit von Projekten mit extremen Risikoprofilen dafür verantwortlich sind, dass neue Projekte im Vergleich zu vergangenen Projekten oft ein weniger extremes Risikoprofil haben. Die Folge davon ist, dass Unternehmen mit hohem (tiefem) Risiko über die Zeit ein geringeres (höheres) Risiko eingehen. Es ist allerdings fraglich, ob diese Überlegungen auch für regulierte Firmen gelten. Für regulierte Unternehmen wird üblicherweise angenommen, dass ihr Handlungsspielraum geringer ist (vgl. z.B. Allen Consulting Group, 2007).

5.5 Fazit und Empfehlungen

Die obigen Ausführungen und Ergebnisse zu Schätzunsicherheit, dem Umgang mit Ausreissern, Korrekturen für seltenes Handeln und Adjustierungen für Mean Reversion haben keinen konkreten Korrekturbedarf der empirischen Betas aufgezeigt.

Die Knappheit der Vorgaben der StromVV in Bezug auf die Schätzung des Betas erachten wir als sinnvoll. Bei der Bestimmung von Peer Group-Betas sollte ein gewisser Entscheidungsspielraum bestehen bleiben, um angemessen auf empirische Probleme reagieren zu können.

Wir schlagen dennoch **Anpassungsempfehlungen** für die StromVV mit Bezug auf die Bestimmung des anzuwendenden WACC für Schweizer Netzbetreiber vor:

- Die Vergleichsbetas sollten systematisch auf Unsicherheit und mögliche Verzerrungen hin überprüft und korrigiert werden, falls angezeigt.
- Entsprechende Analysen sollten einem unabhängigen Audit unterzogen werden.

6 Prüfpunkt 5: Vergleichbarkeit der Peer Group in Bezug auf Geschäftsaktivitäten

6.1 Beschreibung Prüfpunkt 5

Prüfpunkt 5 untersucht, wie sich vom Netzbetrieb unabhängige Tätigkeiten der Netzbetreiber in der Beta Peer Group auf die Vergleichbarkeit der Peers mit Schweizer Netzbetreibern auswirken.

Die StromVV gibt lediglich vor, dass die Peer Group zur Bestimmung des Beta «aus vergleichbaren europäischen Energieversorgungsunternehmen ermittelt» werden soll (vergleiche **Anhang A**). Es wird nicht definiert, was «vergleichbar» bedeutet.

Der fünfte Prüfpunkt dient der Klärung der Frage, ob die Vergleichbarkeit der Peer Group-Betas aufgrund netzunabhängiger Geschäftstätigkeiten beeinträchtigt ist. Konkret werden die nachfolgenden Fragen geprüft:

- Wie beeinflussen netzunabhängige Geschäftstätigkeiten der Peer Group-Mitglieder das Peer Group-Beta?
- Wie kann das Peer Group-Beta um den Einfluss netzunabhängiger Tätigkeiten korrigiert werden?

6.2 Ansätze zur Korrektur unterschiedlicher Tätigkeiten

Die aktuelle Peer Group besteht aus Unternehmen, die sich bezüglich ihrer Tätigkeiten von einem hypothetischen Schweizer Pure-Play-Netzbetreiber unterscheiden.¹⁰ Grundsätzlich sind insbesondere die folgenden Tätigkeiten zu unterscheiden:

- Übertragung;
- Verteilung;
- Vertrieb und Handel;
- Produktion.

Während die Bereiche Übertragung und Verteilung monopolistische Engpässe darstellen und im disaggregierten Wettbewerbsansatz der EU in der Regel entflechtet und reguliert sind, sind Vertrieb, Handel und Produktion üblicherweise wettbewerblich organisiert. Die Tätigkeiten weisen damit grundsätzlich ein unterschiedliches Risikoprofil auf. Da das Entflechtungs-Regime der EU auch sogenannte «Independent System Operators» zulässt, bei denen Netze, Produktion und Lieferung zwar voneinander unabhängig, aber gleichwohl innerhalb der gleichen Konzernstruktur geführt werden dürfen, können kotierte Stromunternehmen in Europa potenziell gleichzeitig mehrere Tätigkeitsfelder abdecken.

In einer idealen Peer Group würden ausschliesslich Pure-Play-Netzbetreiber ohne Tätigkeiten in Handel und Produktion berücksichtigt. Da solche börsenkotierten Pure-Play-Netzbetreiber bis anhin kaum existieren, sind auch Betreiber mit Tätigkeiten in Handel und Produktion Teil der aktuell verwendeten Peer Group.

¹⁰ Die methodischen Analysen zur Peer Group werden auf Basis der aktuellen Zusammensetzung durchgeführt. Dies heisst aber nicht, dass an dieser so festgehalten werden muss. Die Peer Group kann weiterhin jährlich neu überprüft und ggf. angepasst werden.

Es existieren verschiedene Möglichkeiten zur Korrektur sich daraus ergebender Verzerrungen des Peer Group-Betas:

- **Unterschiedliche Gewichtung der Betas:** Das Peer Group-Beta wird anhand der Anteile von Übertragung und Verteilung am EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization) gewichtet. Je höher der EBITDA-Anteil in Übertragung und Verteilung eines Netzbetreibers, desto stärker wird dessen Beta gewichtet. Zugrundeliegend ist die Annahme, dass höhere Anteile von netzunabhängigen Tätigkeiten zu mehr Unsicherheit bezüglich der Genauigkeit des empirisch bestimmten Betas führen, aber dieses nicht systematisch erhöhen oder vermindern. Falls netzunabhängige Tätigkeiten der Peer Group-Mitglieder systematisch von höherem (geringerem) Risiko geprägt sind als netzabhängige Tätigkeiten, führt eine Korrektur über eine Ungleichgewichtung zwar zu einer Entschärfung der Überschätzung (Unterschätzung) des resultierenden Peer Group-Betas, aber nicht zu einer vollständigen Behebung.

Ausserdem ist zu beachten, dass eine Ungleichgewichtung von Vergleichsunternehmen die Informationsbasis konzentriert. Der inhärenten Schätzunsicherheit um einzelne empirische Betas von Vergleichsunternehmen (mit hohen Netzanteilen) kommt somit eine grössere Bedeutung zu. Es sollte sichergestellt werden, dass die Gewichtung nicht in einer übermässigen Abhängigkeit von wenigen Vergleichsbeobachtungen resultiert.

- **Full Information Beta Decomposition:** Aus einer Peer Group aus Unternehmen mit verschiedenen Tätigkeiten wird ein «synthetisches» Pure-Play-Beta berechnet (vgl. z.B. Pratt/Grabowski (2014) für methodische Details). Berechnet werden diese anhand einer Regressionsanalyse bereits geschätzter Betas auf die EBITDA-Anteile der verschiedenen Tätigkeiten. Die resultierenden Schätzbetas entsprechen dann den Pure-Play-Betas für die einzelnen Tätigkeiten.
- **Direct Beta Decomposition:** Auch diese Methode leitet Pure-Play-Betas her. Die zugrundeliegende Annahme ist, dass geschätzte Betas dem gewichteten Durchschnitt aus dem Pure-Play-Beta für jede Tätigkeit entsprechen. Als Gewichte werden wiederum die EBITDA-Anteile der verschiedenen Tätigkeiten verwendet. Anhand eines Gleichungssystems mit den Pure-Play-Betas als unbekannte Variablen können diese berechnet werden.

Tabelle 15 vergleicht Peer Group-Betas, die anhand des arithmetischen Durchschnitts (Gleichgewichtung aller Betas in der Peer Group) berechnet wurden, mit Peer Group-Betas, die aus einem gewichteten Durchschnitt anhand der Anteile von Übertragung und Verteilung am EBITDA hergeleitet wurden, und Peer Group-Betas, die über eine Full Information Beta Decomposition bestimmt wurden. Die Resultate der Direct Beta Decomposition werden an dieser Stelle nicht gezeigt, da die Datenlage keine stabilen Resultate ermöglicht hat.

Tabelle 15 Korrektur unterschiedlicher Tätigkeiten

Unternehmen	Anteil Übertragung und Verteilung am EBITDA	Unlevered Beta
Budapesti Elektrosomos	88%	0.23
ELIA System Operator	100%	0.09
Energa	82%	0.49
EVN	37%	0.73
Iberdrola	53%	0.40
IREN	13%	0.44
National Grid	82%	0.49
Red Electrica Corporacion	99%	0.25
Redes Energeticas Nacionais	97%	0.28
Tauron Polska Energia	70%	0.28
Terna	96%	0.32
Durchschnitte		
Arithmetischer Durchschnitt	74%	0.36
Gewichteter Durchschnitt		0.33
Full Information Beta Decomposition		0.27

Anmerkungen: Die unlevered Betas wurden gemäss unseren Ausführungen zu Best Practice der Schätzung von Betas unter Anhang 1 bestimmt. Die Anteile Übertragung und Verteilung am EBITDA entsprechen Durchschnittswerten aus 2019, 2018 und 2017. Die Anteile Übertragung und Verteilung für Budapesti Elektrosomos beziehen sich auf den EBIT (Earnings Before Interest and Taxes). Die Anteile für National Grid beziehen sich auf Operating Income.

Quelle: Swiss Economics basierend auf Daten von Bloomberg (Operating Income Segmentation).

Die Resultate in Tabelle 15 zeigen, dass die Verwendung eines gewichteten Durchschnitts sowie einer Full Information Beta Decomposition das Peer Group-Beta leicht reduzieren. Von den zwei Methoden ziehen wir bei der aktuellen Peer Group-Grösse den gewichteten Durchschnitt vor. Full Information Beta Decomposition basiert auf einer Regressionsanalyse bereits geschätzter Betas auf die EBITDA-Anteile der verschiedenen Tätigkeiten. Im vorliegenden Fall stehen für diese Regression nur elf Datenpunkte (Vergleichsunternehmen) zur Verfügung. Eine robuste Korrektur ist daher kaum möglich.

Es ist allerdings festzuhalten, dass vorliegend nicht abschliessend untersucht wurde, ob netzbezogene Aktivitäten ein Beta aufweisen, das sich systematisch vom Netzbetrieb unterscheidet. Aufgrund des eher als gering einzustufenden Risikos von Netzübertragung und -verteilung ist es denkbar, dass weitere Tätigkeiten der Vergleichsunternehmen tendenziell höhere Betas aufweisen. Dies würde bedeuten, dass der gewichtete Durchschnitt eine Verzerrung des Peer Group-Betas zwar abmildert, aber nicht gänzlich behebt. Dass sowohl die Gewichtung des Durchschnitts sowie auch die Full Information Decomposition einen reduzierenden Effekt auf das Peer Group-Beta haben, deutet darauf hin, dass der regulierte Netzbetrieb tatsächlich mit geringeren Risiken behaftet ist als die übrigen Tätigkeitsfelder der Vergleichsunternehmen.

Neben Korrekturen am Peer Group-Beta können insbesondere Anpassungen der Peer Group selbst zu einer verbesserten Vergleichbarkeit führen. Eine regelmässige Prüfung, ob neue Vergleichsunternehmen aufgenommen werden könnten oder weniger geeignete existierende Vergleichsunternehmen ausgeschlossen werden sollten, ist somit zweckdienlich für eine genauere Schätzung eines Pure-Play-Betas.

6.3 Weitere Unterschiede zwischen der Peer Group und Schweizer Netzbetreibern

Unsere Analyse fokussiert auf die teils beträchtlichen Anteile netzunabhängiger Tätigkeiten der Vergleichsunternehmen als mögliche Ursache für eine eingeschränkte Vergleichbarkeit mit Schweizer Pure-Play-Netzbetreibern. Es existieren jedoch weitere Unterschiede, die sich möglicherweise auf die Höhe des Betas und somit auf die Vergleichbarkeit auswirken können.

- **Unternehmensgrösse:** Die meisten Vergleichsunternehmen der Peer Group sind deutlich grösser (z.B. gemessen an Umsatz, Anzahl Mitarbeiter, etc.) als der typische Schweizer Netzbetreiber. Es existieren empirische Studien, die einen Zusammenhang zwischen der Grösse eines Unternehmens und dem Beta-Risiko erkennen (vgl. bspw. Fama/French 1992). Der Small-Size-Effekt besagt, dass die Renditeerwartungen an kleinere Unternehmen tendenziell höher sind als an grössere Unternehmen bei gleicher Kovarianz mit dem Marktportfolio. Dies würde bedeuten, dass tendenziell kleinere Schweizer Netzbetreiber höhere Betas aufweisen, als dies durch die Peer Group angezeigt wäre. Der Small-Size-Effekt ist allerdings bis heute umstritten. Zudem ist es in der Regulierungspraxis üblich, von einer optimalen Betriebsgrösse auszugehen (um nicht ineffiziente Strukturen zu begünstigen), was eine Korrektur nur dann notwendig machen würde, wenn entweder die Betriebsgrössen der Peer-Group als suboptimal angesehen würden oder ähnliche Betriebsgrössen in der Schweiz auch bei Zusammenschlüssen nicht möglich wären.
- **Zugang zu Kapitalmärkten:** Bei den Vergleichsunternehmen handelt es sich ausschliesslich um börsenkotierte Unternehmen, die per Definition Zugang zu organisierten Kapitalmärkten haben. Insbesondere kleineren Schweizer Netzbetreibern stehen oft nur eingeschränkte Finanzierungsmöglichkeiten zur Verfügung (obwohl diese aufgrund der öffentlichen Eigner auch privilegierter Art sein können). Ein Börsengang kommt für viele Netzbetreiber schon aufgrund des geringen Finanzierungsbedarfs nicht in Frage.

Zwar ist davon auszugehen, dass unterschiedliche Finanzierungsformen miteinander im Wettbewerb stehen und somit Schwankungen der Kostensätze über einen Kanal sich auch auf andere Kanäle auswirken. Dennoch ist es möglich, dass der Zugang der Vergleichsunternehmen zu Kapitalmärkten die Vergleichbarkeit zu Schweizer Netzbetreibern mindert. Wiederum ist die Regulierungspraxis anzubringen, die von einer optimalen Betriebsgrösse ausgeht und somit eher gegen eine Korrektur spricht. Denn als Benchmark sollten effiziente Unternehmen dienen.

Eine Korrektur des Peer Group-Betas aufgrund von Unterschieden zwischen der Peer Group und Schweizer Netzbetreibern in Bezug auf deren potenziell realisierbare Unternehmensgrösse und dem Zugang zu privatem oder öffentlichem Kapital scheint uns daher nicht zweckmässig.

6.4 Fazit und Empfehlungen

Die Analyse zeigt, dass in der Peer-Group eine Vielzahl von Unternehmen auch netzunabhängige Tätigkeiten ausführt. Diese können mit einem höheren Risiko einhergehen, was sich auch in den Betas der Peer Group zeigt, d.h. das Peer Group-Beta ohne Korrektur überschätzt möglicherweise das Beta eines Schweizer Pure-Play Netzbetreibers.

Es bestehen verschiedene Möglichkeiten, um für Verzerrungen aufgrund unterschiedlicher Tätigkeiten zu korrigieren. Bei einem relativ kleinen Sample an Unternehmen in der Peer Group empfiehlt sich insbesondere die Gewichtung anhand der EBITDA-Anteile in Übertragung und Verteilung.

Es werden daher folgende Anpassungen der StromVV empfohlen:

- Die Peer Group ist so festzulegen, dass die Vergleichsunternehmen möglichst hohe Netzan- teile an Unternehmenserlös und -ergebnis aufweisen.
- Bei der Verwendung von Vergleichsunternehmen, die im wesentlichen Umfang auch aus- serhalb des Netzbetriebs tätig sind, können Massnahmen getroffen werden, um die resultie- rende Unsicherheit und eine mögliche Verzerrung des Peer Group-Betas zu reduzieren.
- Entsprechende Analysen sollten einem unabhängigen Audit unterzogen werden.

7 Prüfpunkt 6: Vergleichbarkeit der Peer Group in Bezug auf den Regulierungsrahmen

7.1 Beschreibung Prüfpunkt 6

Der in Art. 11 ff. StromVV festgelegte Regulierungsrahmen kann als Cost-Plus-Regulierung beschrieben werden. Die Netzbetreiber legen einen Nutzungstarif in Höhe ihrer anrechenbaren Betriebskosten fest. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) überprüft die Tarife und verfügt deren Senkung, falls ungerechtfertigte Gewinne kompensiert werden müssen. Grundsätzlich erwirtschaften die Netzbetreiber eine Kapitalverzinsung in der Höhe des vom BFE für das entsprechende Tarifjahr festgelegten WACC. Abweichungen der realisierten Kapitalverzinsung zum WACC fallen tendenziell gering aus.

Die Mitglieder der Peer Group stehen hingegen mehrheitlich unter einer Form von Anreizregulierung, wobei i.d.R. Revenue Caps inklusive regulatorischer WACC über mehrere Jahre fixiert werden. Die Renditeentwicklung unter einem Anreizregime ist grundsätzlich mit höherer Unsicherheit verbunden als unter einem Cost-Plus-Regime, was sich in der Höhe des Betas niederschlagen könnte.

In Prüfpunkt 6 wird somit untersucht, ob sich die unterschiedliche Regulausgestaltung für die Peer Group-Mitglieder auf die Vergleichbarkeit zum Risikoprofil eines Schweizer Netzbetreibers auswirkt. Konkret stellen sich nachfolgende Prüffragen:

- Wie wirkt sich die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens auf die Vergleichbarkeit der Peers mit Schweizer Netzbetreibern aus?
- Wie können etwaige regulatorisch bedingte Verzerrungen des Peer Group-Betas korrigiert werden?

7.2 Konzeptionelle Überlegungen

In der theoretischen ökonomischen Literatur wird der Einfluss unterschiedlicher Regulausformen auf die Höhe des Betarisikos, bzw. auf die Höhe der Eigenkapitalkosten, oft über den Effekt auf die Höhe von durch makroökonomische Schocks bedingte Gewinnschwankungen abgebildet. Zugrundeliegend ist die Annahme, dass sich makroökonomische Kosten- oder Nachfrageschocks auf regulierte Unternehmen wie auch auf die generelle produzierende Wirtschaft (und somit das Marktportfolio) auswirken. Je nach Ausgestaltung des Regulierungsrahmens übersetzen sich Schocks in höhere oder geringere Gewinneinbrüche bzw. -steigerungen (vgl. z.B. Wright et al. 2003, Rammerstorfer 2009, Binz 2020). Unter Cost-Plus-Regulierung werden Kosten- und Nachfrageschwankungen über entsprechende Preisanpassungen vollständig auf Konsumenten abgewälzt, ohne die Unternehmensgewinne und somit die Rendite substantiell zu tangieren. Dahingegen ist unter Anreizregulierung, je nach Ausgestaltung, der Spielraum für ausgleichende Massnahmen seitens Unternehmen sowie Regulausbehörde reduziert.

Das Ausmass des Reaktionsspielraums unter Anreizregulierung hängt insbesondere von zwei Faktoren ab:

- **Price- oder Revenue-Cap-Regulierung:** Unter Price-Cap-Regulierung können Unternehmen weder im Falle eines Nachfragerückgangs noch im Falle einer Erhöhung der Produktions- oder Kapitalkosten den Gewinnrückgang über Preissteigerungen abfedern (vgl. Binz 2020). Gleichermassen kann im Falle von steigender Nachfrage oder sinkenden Kosten die Regulausbehörde zumindest während der Regulausperiode keine Preissenkungen

verordnen. Der exogene Schock wird vollständig vom regulierten Unternehmen absorbiert, was sich auf die Rendite und das systematische Risiko des Unternehmens auswirkt.

Unter Revenue-Cap-Regulierung wird dem Unternehmen die Tarifgestaltung überlassen, solange die resultierenden Umsätze den Cap nicht überschreiten. Während das Unternehmen weiterhin das volle Risiko von Kostenschocks trägt, können Nachfrageschocks im Normalfall mit entsprechenden Preiserhöhungen oder -senkungen abgedeckt werden (vgl. Wright et al. 2003). Eine Anreizregulierung mit Revenue-Cap ist somit aufgrund der reduzierten Nachfragerisiken im Vergleich zu einer Regulierungsform mit Price-Cap i.d.R. als weniger risikobehaftet zu werten. Gegenüber einer Cost-Plus-Regulierung ist sie jedoch insbesondere dann von höherem Risiko gezeichnet, wenn Kostenschocks nicht an die Abnehmer überwältigt werden können.

Beinhaltet eine Revenue-Cap-Regulierung zudem Mechanismen zur Abwälzung von Kostenveränderungen (z.B. Inflationsanpassungen des Caps), kommt diese in Bezug auf systematisches Risiko einer Cost-Plus-Regulierung bereits relativ nahe.

- **Länge der Regulierungsperiode:** Unter Anreizregulierung werden Caps auf mehrere Jahre über eine Regulierungsperiode hinweg fixiert. Dies soll den regulierten Unternehmen Anreize für Kostenreduktionen und Effizienzsteigerung bieten.

Da sich die Auswirkungen makroökonomischer Schocks oft über mehrere Jahre hinweg entwickeln, hängt das von einer Anreizregulierung ausgehende Risiko auch von der Länge der Regulierungsperiode ab. Je kürzer die Regulierungsperiode, desto früher wird der Cap dem aktuellen Geschäftsumfeld angepasst und somit die Rendite dem regulatorischen WACC angeglichen. Je länger die Regulierungsperiode, desto weiter können sich erwirtschaftete Renditen vom regulatorischen WACC entfernen. Somit steigt das systematische Risiko von Unternehmen unter Anreizregulierung mit der Länge der Regulierungsperiode.

Box 3: Weitergehende Literatur zu Regulierung und Risiko

Das Zusammenspiel zwischen Regulierung und unternehmerischem Risiko wurde in der wissenschaftlichen Literatur ausführlich untersucht. Meist sind die untersuchten Zusammenhänge jedoch nicht systematischer Natur, d.h. konkrete Rückschlüsse auf die Kovarianz zwischen Unternehmenserfolg und wirtschaftlicher Gesamtlage lassen sich meist nicht schliessen. Dennoch werden nachfolgend zwei einflussreiche Argumentationsstränge vorgestellt.

Ökonomische Literatur basierend auf Peltzman (1976) sieht grundsätzlich einen dämpfenden Effekt von Regulierung auf die Kapitalkosten. Vertreter dieser Theorie sehen Regulatoren als Behörden an, die ihre politische Unterstützung zu maximieren versuchen und die Bedürfnisse verschiedener Stakeholder abwägen. In dieser Rolle wird der Regulator immer versuchen, die Cashflows der regulierten Unternehmen zu glätten, was sich mildernd auf die Höhe des systematischen Risikos und die Kapitalkosten auswirkt. Für die differenzierte Beurteilung der Auswirkungen unterschiedlicher Regulierungsformen ist die Literatur um Peltzman (1976) jedoch ungeeignet.

Armstrong und Sappington (2006) und Spiller (2013) untersuchen das Risiko unter Regulierung als Gefahr von ex-post Eingriffen des Regulators. Das Risikokonzept dieser Literatur ist jedoch nicht systematischer Natur. Rückschlüsse auf die Höhe des Kapitalkostensatzes (bzw. auf das Beta) können daher nicht gezogen werden.

Wie stark sich die genannten Faktoren auf die Höhe des Betas auswirken, kann nur über empirische Analysen beziffert werden.

7.3 Regulierungsausgestaltung der Peer Group-Mitglieder

Die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens, unter welchem mögliche Vergleichsunternehmen operieren, fällt heterogen aus. **Tabelle 16** zeigt eine Übersicht der Regulierungsausgestaltung für europäische börsenkotierte Netzbetreiber.

Tabelle 16 Regulierungsausgestaltung für Vergleichsunternehmen

Peer Group-Mitglied	Land	Regulierungsart (hauptsächlich)	Länge Regulierungsperiode	Möglichkeit zur Weiterreichung von Kostenschocks (falls Revenue-Cap)
Budapesti Elektrosomos	Ungarn	Revenue-Cap	4 Jahre	Ja
ELIA System Operator	Belgien	Revenue-Cap	5 Jahre (DSO Region Brüssel)	Durchreichen bestimmter nicht-kontrollierbarer (exogener) Kosten möglich (Region Flandern)
Energa	Polen	Revenue-Cap	5 Jahre (DSO)	Teilweise (z.B. über jährliche Anpassungen der RAB)
EVN	Österreich	Anders/Gemischt	5 Jahre (DSO)	n/a
Iberdrola	Spanien	Revenue-Cap	5 Jahre	Keine
IREN	Italien	Anders/Gemischt	6 Jahre	n/a
National Grid	Grossbritannien	Anders/Gemischt	5 Jahre (ab 2023)	n/a
Red Electrica Corporation	Spanien	Revenue-Cap	5 Jahre	Keine
Redes Energeticas Nacionais	Portugal	Revenue-Cap	3 Jahre	n/a
Tauron Polska Energia	Polen	Revenue-Cap	5 Jahre (DSO)	Teilweise (z.B. über jährliche Anpassungen der RAB)
Terna	Italien	Anders	6 Jahre	n/a

Anmerkung: Bei den Vergleichsunternehmen handelt es sich um die gemäss aktueller Praxis verwendeten Mitglieder der Peer Group. Zuordnung der Regulierungsart und Möglichkeit zur Weiterreichung von Kostenschocks unterliegen aufgrund der hohen Komplexität der Regulierungsausgestaltung teilweise subjektiven Einschätzungen.

Quelle: Swiss Economics auf Basis BFE-Umfrage und CEER (2020).

7.4 Mögliche Korrekturen

Die Umfrage des BFE bei europäischen Regulatoren hat ergeben, dass die internationale Regulierungsgestaltung heterogen ist (vgl. auch Tabelle 16).

Wiederum stehen verschiedene Korrekturmöglichkeiten zur Verfügung:

- **Unterschiedliche Gewichtung der Betas:**
 - **Art der Regulierung:** Das Peer Group-Beta wird nur anhand der Peers, welche über einen Revenue-Cap mit Möglichkeit zur Abwälzung von Kostenschocs reguliert werden, bestimmt. Dies, da die schweizerische Regulierung diesem System am nächsten kommt.
 - **Länge der Regulierungsperiode:** Die Vergleichsbeobachtungen werden anhand der Länge der Regulierungsperiode des jeweiligen Regulators gewichtet. Je kürzer die relevante Regulierungsperiode für einen Netzbetreiber ist, desto stärker wird dessen Beta gewichtet, da die Regulierungsperiode in der Schweiz nur ein Jahr beträgt.
- **Full Information Beta Decomposition:** Anhand einer Regressionsanalyse kann der Effekt der Länge der Regulierungsperiode auf die Höhe des Betas von Vergleichsunternehmen ermittelt werden. Der resultierende Regressionskoeffizient kann verwendet werden, um ein hypothetisches Beta für ein Vergleichsunternehmen mit einer Regulierungsperiode von einem Jahr zu bestimmen.

Tabelle 17 zeigt die durch diese Korrekturmöglichkeiten resultierenden Peer Group-Betas und vergleicht sie mit dem unkorrigierten Peer Group-Beta.¹¹

Tabelle 17 Korrektur für unterschiedliche Regulierungsrahmen

Unternehmen	Länge Regulierungsperiode	Revenue-Cap mit Überwälzung von Kostenschocs	Unlevered Beta
Budapesti Elektrosomos (HU)	4 Jahre	Ja	0.23
ELIA System Operator (BE)	5 Jahre	Ja	0.09
Energa (PL)	5 Jahre	Ja	0.49
EVN (AT)	5 Jahre	Nein	0.73
Iberdrola (ES)	5 Jahre	Nein	0.40
IREN (IT)	6 Jahre	Nein	0.44
National Grid (GB)	5 Jahre	Nein	0.49
Red Electrica Corporacion (ES)	5 Jahre	Nein	0.25
Redes Energeticas Nacionais (PT)	3 Jahre	Nein	0.28
Tauron Polska Energia (PL)	5 Jahre	Ja	0.28
Terna (IT)	6 Jahre	Nein	0.32
Durchschnitte			
Arithmetischer Durchschnitt (alle)			0.36
Arithmetischer Durchschnitt (nur Revenue-Cap mit Überwälzung Kosten)			0.27
Gewichteter Durchschnitt (Länge Regulierungsperiode)			0.35
Full Information Beta Decomposition (Länge Regulierungsperiode)			0.22

Quelle: Swiss Economics basierend auf Daten von Bloomberg; Umfrage BFE und CEER (2020).

¹¹ Wiederum wurden die methodischen Analysen zur Peer Group auf Basis der aktuellen Zusammensetzung durchgeführt, was nicht heisst, dass an dieser so festgehalten werden muss.

Die Ergebnisse in Tabelle 17 zeigen, dass eine Gewichtung der Betas mit der inversen Regulierungslänge kaum Effekte auf das Peer Group-Beta hat. Das Beta basierend auf einer Peer Group der Peers mit Revenue-Cap und der Möglichkeit zur Weiterreichung von Kostenschocks reduziert das Beta von 0.36 auf 0.27. Dies entspricht der theoretischen Erwartung, da ein solches Regulierungsregime mit verhältnismässig geringem Risiko verbunden ist. Es ist hier allerdings zu berücksichtigen, dass das konkrete Regulierungsregime weniger gut vergleichbar ist als die Länge der Regulierungsperiode. Ersteres ist international sehr heterogen.

Die Herleitung eines hypothetischen Betas für eine Regulierungsperiode von einem Jahr über eine Full Information Beta Decomposition reduziert das Peer Group-Beta von 0.36 auf 0.22. Wiederum ist hier darauf hinzuweisen, dass die zugrundeliegende Regression einer Full Information Beta Decomposition auf wenig Datenpunkten basiert. Die entsprechenden Resultate sind daher mit Vorsicht zu interpretieren.

Eine weitere Möglichkeit zur Ermittlung eines für den Schweizer Regulierungsrahmen relevanten Betas besteht in der gezielten Erweiterung oder Anpassung der Peer Group. Würde diese explizit nur mit Netzbetreibern unter Revenue-Cap mit Überwälzung von Kostenänderungen bestückt, könnte die Genauigkeit des Peer Group-Betas verbessert werden.

7.5 Alternative Ansätze zur Bestimmung des Betas

Aufgrund der Unterschiede zwischen Schweizer Netzregulierung (Cost-Plus) und ausländischer Regulierungsformen (oftmals Anreizregulierung) stellt sich die Frage, ob ein Ansatz zur Bestimmung des Betas basierend auf einer ausländischen Peer Group überhaupt zweckmässig ist. Alternativ wären nachfolgende Ansätze denkbar:

- **Verwendung einer Peer Group bestehend aus Schweizer Netzbetreibern:** Eine Peer Group bestehend aus Schweizer anstatt aus ausländischen Netzbetreibern würde eine Verzerrung des resultierenden Peer Group-Betas aufgrund unterschiedlicher Regulierungsformen ausschliessen. Allerdings ist die Auswahl an möglichen börsenkotierten Schweizer Netzbetreibern klein. Seit der Dekotierung von Alpiq ist von den grossen Energieunternehmen nur noch die BKW gelistet, die neben dem Netzbetrieb auch im Handel, Produktion und in verschiedenen Dienstleistungsbereichen tätig ist. Es ist fraglich, ob eine Schätzung des Betas von ausserbörslich gehandelten Titeln (z.B. über die Handelsplattform OTC-X der Berner Kantonalbank) aufgrund der oftmals spärlichen Datenlage überhaupt möglich ist.

Ausserdem können bei der Verwendung von Schweizer Vergleichsunternehmen Anreizprobleme entstehen. Insbesondere könnten Schweizer Netzbetreiber, die Teil der Peer Group wären, versuchen, über eigenes Markt- und Investitionsverhalten die Höhe des Beta und somit des WACC zu beeinflussen. Es ist möglich, dass eine Schweizer Peer Group Anreize für Schweizer Netzbetreiber schaffen würde, Risiken einzugehen, die ein effizienter Netzbetreiber nicht eingehen würde.

- **Bestimmung des Betas anhand Expertenbefragungen:** Das Beta Schweizer Netzbetreiber könnte alternativ auch über eine Befragung von Experten bestimmt werden. Das resultierende Beta wäre spezifisch für Schweizer Netzbetreiber und könnte von diesen nicht beeinflusst werden. Dennoch wäre auch dieser Ansatz problembehaftet.
 - Die Auswahl sachkundiger Experten ist heikel. Der entsprechende Anforderungskatalog müsste wohl Expertise in empirischer Finanzökonomie (insbesondere CAPM), Expertise in Energiemärkten, Expertise in ökonomischer Regulierung im Generellen und spezifisch die Schweizer Ausgestaltung, Unabhängigkeit und langjährige Verfügbarkeit beinhalten.

Es ist davon auszugehen, dass nur wenige Kandidaten mit entsprechender Qualifikation vorhanden sind.

- Expertenmeinungen basieren immer auf durch Theorie und Empirie geformten Annahmen. Es ist wahrscheinlich, dass auch Experten ihre Meinungen auf eine Peer Group abstützen, welche sie um die genannten Probleme adjustieren und korrigieren. Der Gewinn gegenüber einer direkten empirischen Ermittlung anhand einer ausländischen Peer Group ist womöglich gering.

7.6 Fazit und Empfehlungen

Unsere Analyse zeigt auf, dass aufgrund international unterschiedlich ausgestalteter Regulierungsrahmen die Vergleichbarkeit des Risikoprofils der Peer Group mit dem Risikoprofil von Schweizer Netzbetreibern eingeschränkt ist.

Ebenfalls wurde gezeigt, dass eine entsprechende Korrektur anspruchsvoll ist. Verantwortlich dafür ist hauptsächlich die Heterogenität der Regulatorausgestaltung, die eine Korrektur anhand einer einzigen Regulierungsdimension erschwert. Wesentliche Treiber des regulierungsbedingten Risikos sind das Ausmass von Abwälzungsmöglichkeiten für Nachfrage- und Kostenschocks und die Länge der Regulierungsperiode.

Aufgrund der aktuellen Grösse der Peer Group ist die Datengrundlage zur Durchführung einer robusten Full Information Beta Decomposition klein. Daher bietet sich für eine Adjustierung insbesondere eine Gewichtung der einzelnen Vergleichsbeobachtungen anhand der Länge der Regulierungsperiode an. Allerdings soll auch in der Korrektur für unterschiedliche Regulierungsrahmen ein gewisser Entscheidungsspielraum bestehen. Insbesondere soll bei der jährlichen Prüfung die Möglichkeit bestehen, die Peer Group neu auszurichten, so dass die regulatorische Vergleichbarkeit der Peer Group erhöht werden kann.

Ohne Korrektur ist davon auszugehen, dass das Peer Group-Beta auf Basis häufig unter Anreizregulierung stehender Vergleichsunternehmen tendenziell das Risiko von Schweizer Netzbetreibern unter Cost-Plus-Regulierung überschätzt. Eine Korrektur anhand unterschiedlicher Gewichtung der Vergleichsunternehmen vermindert diese Tendenz, vermag sie aber voraussichtlich nicht gänzlich zu beheben.

Es werden folgende Anpassungen der StromVV vorgeschlagen:

- Die Peer Group ist so festzulegen, dass der Regulierungsrahmen von Vergleichsunternehmen der Schweizer Netzregulierung möglichst nahekommt.
- Bei der Verwendung von Vergleichsunternehmen, deren Netzregulierung unterschiedlich ausgestaltet ist, können Massnahmen getroffen werden, um die mögliche Verzerrung des Peer Group-Betas zu reduzieren.
- Entsprechende Analysen sollten einem unabhängigen Audit unterzogen werden.

8 Prüfpunkt 7: Übertragung und Verteilung

8.1 Beschreibung Prüfpunkt 7

Die StromVV sieht aktuell keine Differenzierung des regulatorischen WACC zwischen Verteilnetzbetreibern (DSO) und Übertragungsnetzbetreibern (TSO) vor.

Unter Prüfpunkt 7 wird analysiert, ob unterschiedliche Kapitalkostensätze für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber gerechtfertigt sein können. Zu diesem Zweck wird untersucht, ob sich Beta oder Bonitätsrating zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern unterscheiden. Konkret wird die folgende Frage beantwortet:

- Ist eine Differenzierung der EK- und FK-seitigen Risikoprämien zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern angezeigt?

8.2 Empirische Analyse

Nachfolgend wird untersucht, ob sich Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber anhand ihres Risikos oder anhand ihrer Bonität unterscheiden.

8.2.1 Unterschiedliche Betas zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber

Da keines der aktuellen Peer Group-Mitglieder sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetze betreibt, kann die Peer Group in Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilt werden.

Tabelle 18 Unterschiedliche Betas für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber

Unternehmen	Unlevered Beta	Anteil Verteilung am EBITDA	Anteil Übertragung am EBITDA
Budapesti Elektrosomos	0.23	88%	0%
ELIA System Operator	0.09	0%	100%
Energa	0.49	82%	0%
EVN	0.73	37%	0%
Iberdrola	0.40	53%	0%
IREN	0.44	13%	0%
National Grid	0.49	0%	82%
Red Electrica Corporacion	0.25	0%	99%
Redes Energeticas Nacionais	0.28	0%	97%
Tauron Polska Energia	0.28	70%	0%
Terna	0.32	0%	96%
Durchschnitte	Alle	DSO	TSO
Arithmetischer Durchschnitt	0.36	0.43	0.29
Gewichteter Durchschnitt nach Anteil Netzaktivität am EBITDA	0.33	0.39	0.28

Anmerkungen: Die Anteile Übertragung und Verteilung am EBITDA entsprechen Durchschnittswerten aus 2019, 2018 und 2017. Die Anteile Übertragung und Verteilung für Budapesti Elektrosomos beziehen sich auf den EBIT. Die Anteile für National Grid beziehen sich auf Operating Income.

Quelle: Swiss Economics basierend auf Daten von Bloomberg (Operating Income Segmentation).

Tabelle 18 zeigt das Peer Group-Beta als gewichteten Durchschnitt der Betas der Übertragungsnetzbetreiber sowie als gewichteten Durchschnitt der Betas der Verteilnetzbetreiber und vergleicht diese mit dem Beta basierend auf der gesamten Peer Group (arithmetischer Durchschnitt).

Als Gewichtungsfaktor zur Berechnung der Betas der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber werden die Anteile der Verteilung resp. der Übertragung am EBITDA verwendet.

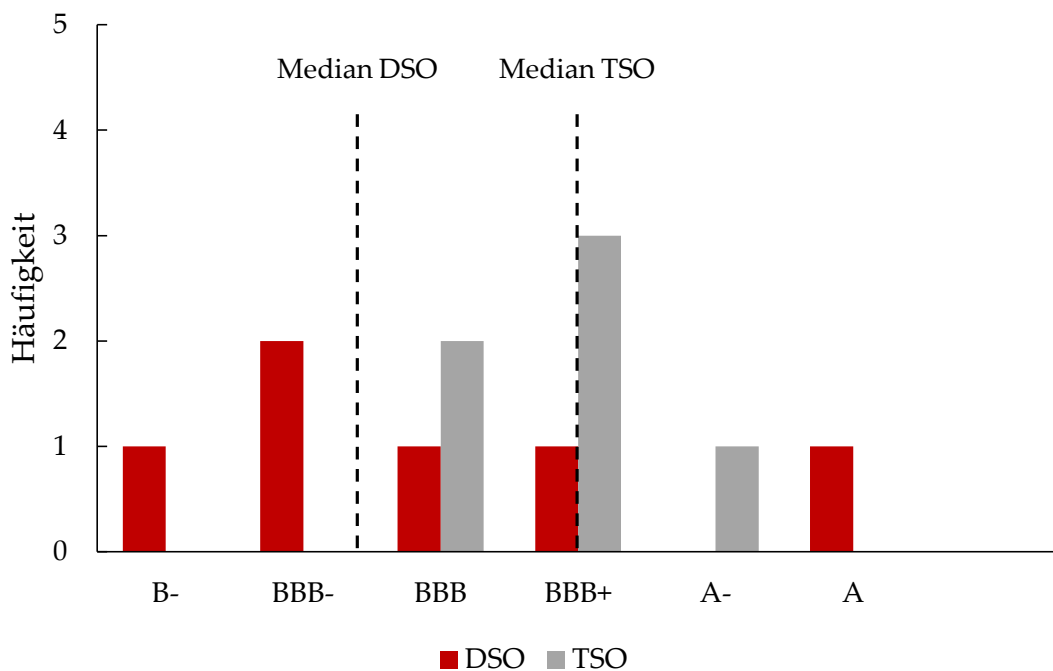
Wie aus Tabelle 18 ersichtlich wird, liegt das Peer Group-Beta basierend auf einer Peer Group von Verteilnetzbetreibern deutlich über dem Peer Group-Beta basierend auf der gesamten Peer Group. Umgekehrt gilt im Falle der Übertragungsnetzbetreiber, dass ein Beta basierend auf einer Peer Group aus Übertragungsnetzbetreibern deutlich unter dem Beta der gesamten Peer Group liegt. Aufgrund der geringen Anzahl von Vergleichsunternehmen lassen sich die Unterschiede zwischen DSO und TSO bezüglich der Höhe des Peer Group-Betas jedoch nicht statistisch nachweisen.

Dennoch deuten die Resultate darauf hin, dass im Ausland die **Übertragung mit tendenziell geringerem Risiko als in der Verteilung** einhergeht.

8.2.2 Unterschiedliche Bonitätsratings zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern

Abbildung 9 zeigt die Verteilung der Bonität-Ratings der Peer Group-Mitglieder. Als Datengrundlage dienen die Ratings von Standard & Poor's (S&P) und Fitch.

Abbildung 9 Bonitäts-Ratings der Peer Group-Mitglieder



Anmerkung: Nur zehn der elf Unternehmen der aktuellen Peer Group verfügen über ein Bonitätsrating.

Quelle: Swiss Economics basierend auf Angaben S&P und Fitch.

Es ist zu erkennen, dass Verteilnetzbetreiber mit einem Median-Rating zwischen BBB- und BBB tendenziell ein **etwas schlechteres Bonitäts-Rating** aufweisen als Übertragungsnetzbetreiber mit einem Median-Rating von BBB+. Der Unterschied liegt jedoch im Bereich von Notches und nicht ganzer Stufen. Aus Abbildung 9 wird **kein eindeutiger Unterschied** in der Bonität zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern ersichtlich. Ein einheitliches BBB-Rating scheint aktuell angemessen.

8.3 Regulatorische Präzedenz zu unterschiedlichen WACCs für Verteil- und Netzbetreiber

Tabelle 19 zeigt die europäische regulatorische Präzedenz bezüglich einer Differenzierung des regulatorischen WACC zwischen TSO und DSO auf.

Tabelle 19 Regulatorische Präzedenz TSO und DSO

Land	WACC TSO (in%)	WACC DSO (in %)	Delta
Moldawien	7.2	8.94	+ 174bps
Lettland	4.35	6.07	+ 172bps
Island	9.27	10.01	+ 74bps
Niederlande	5.49	6.15	+ 66bps
Italien	7.21	7.51	+ 30bps
Portugal	4.6	4.85	+ 25bps
Estland	4.51	4.61	+ 10bps
Serbien	8.49	6.72	- 177bps
Belgien	6.24	3.84	- 240bps

Anmerkung: Dargestellt sind nominale Vor-Steuer WACC-Festsetzungen.

Quelle: Swiss Economics auf Basis BFE-Umfrage.

Neun von 21 der an der BFE-Umfrage teilnehmenden Länder geben an, unterschiedliche WACCs für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber zu setzen. Sieben von den neun Ländern setzen einen höheren WACC für Verteilnetzbetreiber.

Von den Peer Group Unternehmen setzen somit Italien und Portugal unterschiedliche WACC für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber fest. Im Falle Italien ist ein Verteilnetzbetreiber (IREN) und ein Übertragungsnetzbetreiber (Terna) Teil der Beta-Peer Group. Während der regulatorische Unterschied allerdings klein ist (Pre-Tax WACC von 7.21 für Übertragungsnetzbetreiber und 7.51 für Verteilnetzbetreiber), ist der Unterschied in den Asset Betas klar höher: 0.44 für IREN und 0.32 für Terna.

8.4 Fazit und Empfehlungen

Unsere empirische Analyse weist darauf hin, dass DSO und TSO möglicherweise unterschiedliche Risikoprofile aufweisen. Bezüglich der Höhe des Betas ist ein substanzieller Unterschied feststellbar. Beim Bonitätsrating fällt dieser geringer aus.

Basierend auf den Ergebnissen unserer Analyse erachten wir es als wichtig, dass jeweils unter Beachtung aktueller empirischer Ergebnisse die Möglichkeit der Festsetzung einer unterschiedlichen Peer Group für Verteil- und Netzbetreiber besteht, sofern eine solche Unterscheidung auch aus analytischer Sicht angezeigt ist (Risikoprofil Swissgrid vs. Verteilnetze unter Beachtung der jeweiligen Regulierung).

Es werden folgende Anpassungen der StromVV vorgeschlagen:

- Wenn analytische und aktuelle empirische Überlegungen dies nahelegen, können unterschiedliche Peer Groups für die Bestimmung der Risikoaufschläge von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern verwendet werden.

9 Prüfpunkt 8: Kapitalstruktur

9.1 Beschreibung Prüfpunkt 8

Gemäss StromVV wird für die Bestimmung des regulatorischen WACC eine theoretische Kapitalstruktur bestehend aus einem Eigenkapitalanteil von 40 Prozent und einem Fremdkapitalanteil von 60 Prozent verwendet.

Unter Prüfpunkt 8 wird der Einfluss der Kapitalstruktur auf die Höhe des WACC untersucht und das Vorgehen in der schweizerischen und europäischen Regulierungspraxis analysiert. Dabei wird folgende Frage beantwortet:

- Ist das momentane regulatorische Vorgehen in der Bestimmung der Kapitalstruktur stimmig oder sind Anpassungen angezeigt?

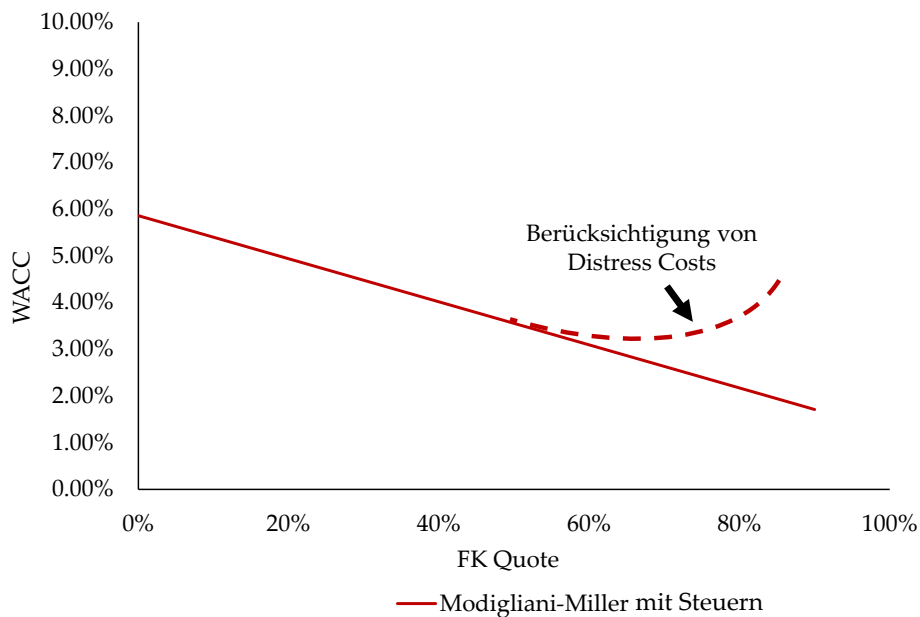
9.2 Theorie zum Einfluss der Kapitalstruktur auf die Kapitalkosten

Das Modigliani-Miller Theorem (1958, 1961) besagt, dass die Kapitalstruktur – in einer Modellwelt ohne Steuern, Insolvenzkosten, asymmetrischer Informationsverteilung und mit vollständigen Kapitalmärkten – keinen Einfluss auf die Höhe des Kapitalkostensatzes hat. Werden Steuern im Modell berücksichtigt, reduziert sich der WACC mit steigendem Fremdkapitalanteil (Modigliani und Miller, 1963). Der Grund dafür ist, dass die Fremdkapitalzinsen – im Gegensatz zu den Dividenden – von den Steuern abgezogen werden können («Tax Shield»).

Daraus liess sich theoretisch ableiten, dass die optimale Kapitalstruktur durch einen möglichst hohen Fremdkapitalanteil gegeben ist («hoher Leverage»). In der Praxis sind die Märkte jedoch nicht friktionslos. Je höher der Fremdkapitalanteil ist, desto höher ist das Konkursrisiko. Dies wiederum äussert sich in höheren Kapitalkosten bei hoher Verschuldung («Distress Costs»). Es existiert demzufolge ein Trade-off zwischen dem Wert des Tax Shields und steigenden Kapitalkosten aufgrund von höherem Leverage.

Abbildung 10 illustriert den Zusammenhang zwischen Tax Shield und Distress Costs graphisch. Während die ausgezogene Linie die Situation unter Modigliani-Miller zeigt (unter Berücksichtigung von Steuern), illustriert die gestrichelte Linie den Effekt der Kapitalstruktur auf die Kapitalkosten unter der zusätzlichen Berücksichtigung von Distress Costs.

Abbildung 10 Illustrativer Trade-off zwischen Tax Shield und Distress Costs



Anmerkungen: Distress Costs sind schwierig zu bestimmen, was eine exakte Bestimmung des Optimums verunmöglicht. Die Abbildung ist daher illustrativ zu verstehen.

Quelle: Swiss Economics.

9.3 Theoretische oder tatsächliche Kapitalstruktur

Eine theoretische Kapitalstruktur soll möglichst den Verschuldungsgrad widerspiegeln, den ein effizienter Netzbetreiber wählen würde, um seine Kapitalkosten zu minimieren. Die regulatorische Kapitalstruktur soll also den Trade-off zwischen dem Tax Shield und den Distress Costs möglichst effizient abbilden. Unabhängig davon ist aber zu berücksichtigen, dass die Aufteilung von Eigen- zu Fremdkapital so gewählt wird, dass diese durch die Netzbetreiber in der Regulierungsperiode möglichst erreicht werden kann.

Tabelle 20 fasst die internationale Präzedenz zur regulatorischen Kapitalstruktur zusammen.

Tabelle 20 Internationale Präzedenz zu regulatorischer Kapitalstruktur

Land	Anteil Fremdkapital	Kommentar	Anwendung
Österreich	60%		E-Control, Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber
Belgien	Tatsächliche Kapitalstruktur, wobei minimal FK von 60%	Bestimmung eines Eigenkapitalkostensatzes, welcher auf maximal 40% der RAB angewandt wird. Übrige 60% wird auf Basis eines reduzierten Satzes (in Anlehnung an FK-Satz) vergütet.	CREG, Übertragungsnetzbetreiber
Tschechien	45.75%		Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber
Deutschland	Tatsächliche Kapitalstruktur, wobei minimal FK von 60%	Bestimmung eines Eigenkapitalkostensatzes, welcher auf maximal 40% der RAB angewandt wird. Übrige 60% wird auf Basis eines reduzierten Satzes (in Anlehnung an FK-Satz) vergütet.	
Grossbritannien	55%	Gemäss RIIO-2 Final Determination vom 8. Dezember 2020. ¹² Ofgem führte Modigliani-Miller Gearing/Re-Gearing Analyse durch ohne konkrete Ergebnisse in die Bestimmung einfließen zu lassen. Ofgem stellt sich auf den Standpunkt, dass Gearing keinen substanziellen Einfluss auf Höhe des WACC hat.	Übertragungsnetzbetreiber
Griechenland	36.3% (Übertragungsnetzbetreiber); 32.0% (Verteilnetzbetreiber)		Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber
Niederlande	50%		Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber
Schweden	52%	Basiert auf tatsächlich beobachteter Kapitalstruktur in Peer Companies	Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber

Quelle: Swiss Economics.

Aus Tabelle 20 wird ersichtlich, dass eine Mehrheit der bedeutendsten Regulatoren eine fixe Kapitalstruktur verwendet, welche in der Höhe vergleichbar ist mit der Kapitalquote der StromVV.

9.4 Fazit und Empfehlungen

Die Analyse hat gezeigt, dass eine optimale, theoretische Kapitalstruktur den Trade-off zwischen dem Wert des Tax Shields und minimalen Distress Costs möglichst optimal abbilden soll. Die aktuelle Methodik beruht auf einer konstanten Kapitalstruktur, welche konform zur regulatorischen Präzedenz in Europa ist und somit nicht als unangebracht betrachtet werden kann.

Wir empfehlen daher keine Änderungen an der StromVV bezüglich der Kapitalstruktur vorzunehmen.

¹² Vgl. Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem). RIIO-2 Final Determinations - Core Document, 8. Dezember 2020. Abgerufen unter: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/12/final_determinations_-_core_document.pdf (20.01.2020)

10 Prüfpunkt 9: Nominale oder reale Bestimmung der Parameter

10.1 Beschreibung Prüfpunkt 9

Der regulatorische WACC und die einzelnen empirisch bestimmten Parameter werden gemäss StromVV allesamt auf nominaler Basis bestimmt.

Der 9. Prüfpunkt dient der Klärung der Frage, ob eine Bestimmung für bestimmte Parameter auf realer Basis zweckmässiger ist. Konkret werden die nachfolgenden Fragen geprüft:

- Was spricht für eine nominale, was spricht für eine reale Bestimmung bestimmter WACC-Parameter?
- Für welche WACC-Parameter ist eine Bestimmung auf realer Basis sinnvoll?
- Wie könnte eine reale Bestimmung des regulatorischen WACC methodisch umgesetzt werden?

10.2 Reale Zinssätze und Inflationserwartungen

Nominale Kapitalkostensätze beinhalten neben einer realen vom Finanzmarkt erwarteten Rendite immer noch eine Komponente, um den erwarteten, durch Inflation bedingten Kaufkraftverlust über die Halteperiode hinweg zu kompensieren. Der Zusammenhang zwischen Inflationserwartungen, realen und nominalen Zinsen ist über die sogenannte Fisher-Gleichung gegeben:

$$1 + r_t^h = (1 + i_t^h)/(1 + \pi_t^h), \text{ wobei} \quad (20)$$

- r_t^h den jährlich erwarteten realen Zinssatz für eine Halteperiode von h Jahren zum Zeitpunkt t wiedergibt,
- i_t^h den jährlich erwarteten nominalen Zinssatz für eine Halteperiode von h Jahren zum Zeitpunkt t wiedergibt und
- π_t^h die jährlich erwartete Inflation über die Halteperiode von h Jahren zum Zeitpunkt t wiedergibt.

Die erwartete jährliche Inflation über eine längerfristige Halteperiode ist von einer gewissen Unsicherheit geprägt. Eine mögliche Datengrundlage für die Bestimmung von Inflationserwartungen stellen von der SNB erhobene und quartalsweise veröffentlichte Umfragen von Schweizer Unternehmen dar (Unternehmensgespräche). Es sollte ein geometrisches Mittel der unterschiedlichen Inflationserwartungen einzelner Jahre verwendet werden, um die Dauer der Halteperiode zu reflektieren.

Tabelle 21 stellt eine mögliche Bestimmungsart von Inflationserwartungen über eine Halteperiode von 10 Jahren vor.

Tabelle 21 Bestimmung von Inflationserwartungen über eine Halteperiode von 10 Jahren

Zeithorizont	Jährliche Inflation	Bestimmungsart
Kurzfristig (π_{SR})	0.41%	Erwartete Inflation in 6 bis 12 Monaten gemäss SNB Unternehmensgesprächen
Mittelfristig (π_{MR})	0.79%	Erwartete Inflation in 3 bis 5 Jahren gemäss SNB Unternehmensgesprächen
Längerfristig (π_{LR})	1.20%	Schätzung der längerfristigen Inflation unter Annahme einer kontinuierlichen Annäherung an historische Inflationsraten unter Berücksichtigung des geldpolitischen Ziels der Preisstabilität (Inflation unter 2 Prozent).
Gemittelt über die nächsten 10 Jahre	0.92%	Über gewichtetes GM der erwarteten Inflationsraten der nächsten 10 Jahre: $\pi_t^{10} = \sqrt[10]{(1 + \pi_{SR})^2 \times (1 + \pi_{MR})^3 \times (1 + \pi_{LR})^5} - 1$

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten SNB.

Neben der SNB publiziert auch das KOF (Konjunkturforschungsstelle ETH Zürich) quartalsweise Konsenserwartungen unter Experten zu kurz- und mittelfristigen Inflationsraten. Alternativ können Inflationserwartungen auch implizit über Renditeinformationen zu Finanzanlagen wie inflationsgebundene Anleihen oder Inflationsswaps ermittelt werden. Eine detaillierte Analyse von Vor- und Nachteilen unterschiedlicher Ansätze und Quellen zur Bestimmung von Inflationserwartungen übersteigt allerdings den Rahmen des vorliegenden Gutachtens.

10.3 Bestimmung der TMR und RFR auf realer Basis

Der den Zinserwartungen des Finanzmarkts zugrundeliegende Entscheid auf Konsumverzicht (vgl. Ausführungen in Abschnitt 2.2 und 2.3) impliziert, dass auch die Markterwartung an Aktienrenditen (TMR) und der risikolose Zinssatz (RFR) grundsätzlich realer Art sind. Die Bestimmungsmethodik sollte dies erfassen können.

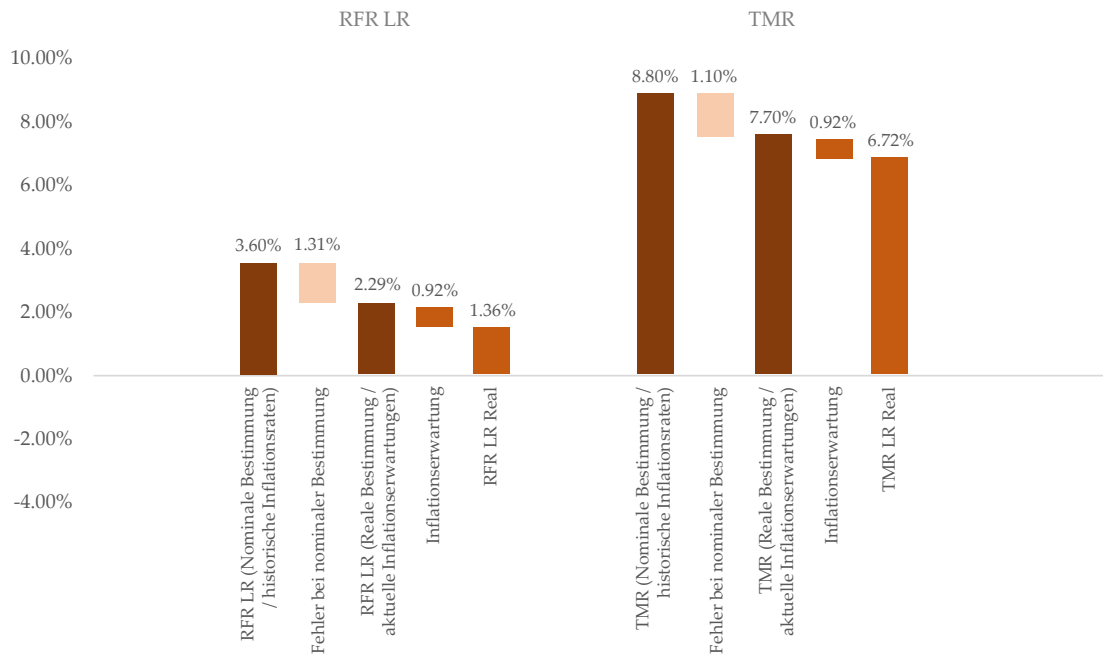
Werden TMR oder RFR_{LR} über längere Zeithorizonte auf nominaler Basis empirisch geschätzt, besteht die Gefahr, dass Abweichungen zwischen historischen Inflationsraten und aktueller Inflationserwartung der Investoren die Bestimmung verzerren. Dies ist insbesondere aufgrund der momentan im historischen Vergleich gering ausfallenden Inflation von hoher Relevanz. Während historisch die Inflationsrate bei durchschnittlich rund 2 Prozent lag, überstieg diese in den letzten 10 Jahren nie 1 Prozent und fiel des Öfteren gar negativ aus.

Technisch wird die reale Bestimmung von historischen Aktienrenditen typischerweise über die Korrektur eines nominalen Aktienpreisindex um die Entwicklung eines relevanten Konsumentenpreisindex umgesetzt (vgl. bspw. CMA 2020). Für die Schweiz publiziert Pictet jährlich Zeitreihen realer Aktienrenditen seit 1926, die über diese Methodik ermittelt wurden.

Die Bestimmung realer historischer Renditen von Anleihen ist etwas komplexer, da diese immer zukunftsgerichtete Inflationserwartungen über die Laufzeit widerspiegeln. Über die tatsächlich eingetretene Inflation können letztere jedoch ex-post approximiert werden.

Abbildung 11 stellt die anhand langfristiger Zeitreihen nominal und real bestimmten Werte für die RFR_{LR} und die TMR gegenüber.

Abbildung 11 Nominale und reale Bestimmung der RFR LR und der TMR



Anmerkung: Umwandlung von realer zu nominaler Renditeerwartung anhand Fisher-Gleichung anhand der aktuellen Inflationserwartung über die nächsten 10 Jahre.

Bestimmung der nominalen Rendite von Bundesobligationen über langjährige Daten SNB (bis 1988 Durchschnittliche Rendite von rund einem Dutzend Anleihen des Bundes und der SBB mit einer Restlaufzeit von 5 Jahren; ab 1989 Jahresmittel 10-Jahres-Kassazinssatz; ab 2007 Jahresmittel der monatlichen Obligationen der Eidgenossenschaft Laufzeit 10 Jahre).

Bestimmung der realen Rendite von Bundesobligationen über Umwandlung von nominaler zu realer Rendite über Fisher-Gleichung und unter der Annahme, dass die Inflationserwartungen über die Restlaufzeit (d.h. 10 Jahre), jeweils der tatsächlich eingetretenen Inflation (gemäss Pictet) entspricht.

Bestimmung der nominalen TMR anhand des Durchschnitts von AM und GM historischer nominaler Aktienmarkttrenditen seit 1926 gemäss Pictet.

Bestimmung der realen TMR anhand des Durchschnitts von AM und GM historischer realer Aktienmarkttrenditen seit 1926 gemäss Pictet. Pictet berechnet reale Aktienmarkttrenditen über einen realen Aktienindex, der sich aus einem nominalen Aktienindex und einem Konsumentenpreisindex ergibt.

Bestimmung aktueller Inflationserwartungen über die nächsten 10 Jahre anhand durch SNB erhobene kurz- und mittelfristiger Inflationserwartungen Schweizer Unternehmen (für die ersten 5 Jahre) sowie einem historischen Durchschnitt von Inflation

Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten SNB und Pictet.

Es ist zu sehen, dass der Fehler bei nominaler Bestimmung der TMR und der RFR_{LR} aufgrund unterschiedlicher historischer und aktueller Inflationsraten substantiell ist. Sowohl bei der TMR als auch bei der RFR_{LR} ist eine Reduktion der auf realer Basis geschätzten Werte gegenüber den auf nominaler Basis geschätzten Werte zu erkennen. Diese beträgt für die RFR_{LR} 131 Basispunkte und für die TMR 110 Basispunkte. Die historisch höher als aktuell ausfallende Inflation wirkt sich somit verzerrend auf die Schätzhöhe von über langfristige Zeitreihen ermittelte Parameter aus.

Parameter wie die kurzfristige RFR oder das Credit Premium, welche auf aktuellen Daten zu Anleiherenditen basieren, können hingegen bedenkenlos auf nominaler Basis bestimmt werden. Denn diese bilden bereits die von den Finanzmärkten erwartete zukünftige Inflation ab.

Box 4: BVGer-Urteil A-7097-2013

Im Zusammenhang mit einem Streitfall zwischen einem Verbund von Airlines auf der einen Seite und dem Bundesamt für Zivilluftfahrt (BAZL) auf der anderen Seite befasste sich das Bundesverwaltungsgericht (BVGer) 2015 mit der Verwendung lang- und kurzfristiger Zeitreihen für die Bestimmung von Aktienmarktrenditen und Anleiherenditen. Das BVGer stützte damals die Vorgehensweise des BAZL, aus Gründen der Konsistenz und aufgrund der Best Practice, das ERP über langfristige Mittel von nominalen Aktien- sowie Anleiherenditen zu bilden.

Die Ergebnisse unserer Analysen zeigen, dass aufgrund sich verändernder Inflationsraten tatsächlich Inkonsistenzen bei der Bestimmung der Renditen auf nominaler Basis entstehen können. Abbildung 11 zeigt auf, dass die in nominalen historischen Aktienrenditen enthaltene Inflation aktuelle Inflationsraten um 1.10 Prozentpunkte übersteigt.

Unser Ansatz für die Bestimmung der ERP (vgl. Prüfpunkte 1 und 9) korrigiert somit für die Inkonsistenz, die aus unterschiedlich langen Zeitreihen für die Bestimmung von TMR und RFR resultiert.

10.4 Fazit und Empfehlungen

Die Ergebnisse unserer Analysen zu Prüfpunkt 9 können somit wie folgt zusammengefasst werden:

- Nominale Zinssätze können in eine reale Zinskomponente und eine Komponente für Inflationserwartungen unterteilt werden.
- Die Ermittlung der erwarteten zukünftigen Aktienmarktrendite anhand historischer Zeitreihen führt im Falle von Abweichungen zwischen historischer und erwarteter Inflation zu einer systematischen Verzerrung des Schätzwerts, da nominale historische Zeitreihen die vergangene Inflation beinhalten, nicht aber die aktuell von den Marktteilnehmern erwartete.
- Werden Renditeerwartungen auf realer Basis bestimmt und mittels aktueller Inflationserwartungen in nominale Zinssätze transformiert, kann die obengenannte systematische Verzerrung des Schätzwerts entschärft werden und eine genauere Schätzung der aktuellen Renditeerwartungen der Investoren erzielt werden.

Aus diesen Ergebnissen leiten wir die folgenden Anpassungsempfehlungen für die StromVV mit Bezug auf die Bestimmung des anzuwendenden WACC für Schweizer Stromnetzbetreiber ab:

- Die TMR sollte auf realer Basis ermittelt und für aktuelle Inflationserwartungen adjustiert werden.
- Falls das COE weiterhin über den StromVV-Ansatz (bzw. einen ERP-Ansatz) ermittelt wird, sollte auch die auf einer langfristigen Zeitreihe historischer Anleiherenditen basierende RFR real ermittelt und für aktuelle Inflationserwartungen adjustiert werden.

11 Prüfpunkt 10: Adjustierungen der WACC-Punktschätzung

11.1 Beschreibung Prüfpunkt 10

Der gemäss StromVV bestimmte regulatorische WACC beruht auf einer sogenannten Vanilla-Formel. Hierbei wird der Eigenkapitalkostensatz auf Nach-Steuer-Basis und der Fremdkapitalkostensatz auf Vor-Steuer-Basis gebildet. Die Gewichtung der Kostensätze erfolgt anhand der angenommenen Kapitalstruktur. Die StromVV sieht keine weiteren Auf- oder Abschläge auf den Vanilla-WACC vor.

Im Rahmen des 10. Prüfpunkts wird untersucht, ob weitere Adjustierungen des Vanilla-WACC angezeigt sind. Gründe für Adjustierungen können möglicherweise in der einer empirischen Bestimmung des WACC inhärenten Unsicherheit fassen. Es wird die nachfolgende Prüffrage untersucht.

- Ergibt sich aus der Schätzunsicherheit um den Vanilla-WACC die Erfordernis, einen Aufschlag vorzunehmen?

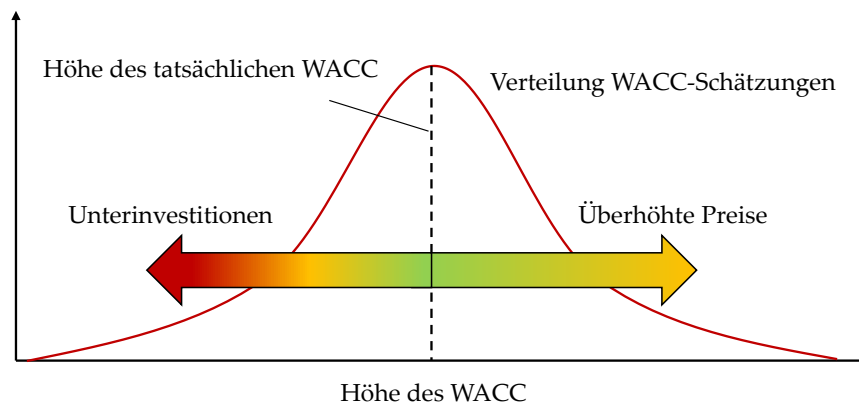
11.2 Asymmetrische Konsequenzen aus Schätzunsicherheit

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die volkswirtschaftlichen Konsequenzen eines auf empirischer Basis bestimmten regulatorischen WACC inhärenten Schätzfehlers je nach Vorzeichen asymmetrisch ausfallen können.

- Eine **Überschätzung** des tatsächlichen WACC resultiert in überhöhten Preisen für Abnehmer und damit in einer Umverteilung der volkswirtschaftlichen Wohlfahrt, einem damit verbundenen möglichen Deadweight Loss sowie möglichen Überinvestitionen (Averch-Johnson-Effekt). Ausserdem können Elektrizitätstarife für verarbeitende Industrien relevante Kostentreiber darstellen und bei einer Überhöhung zu reduzierten Investitionen und Wachstumsimpulsen auf nachgelagerter Ebene führen.
- Dahingegen führt eine **Unterschätzung** des tatsächlichen WACC dazu, dass sich Netzbetreiber gegen eigentlich aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvolle Investitionen entscheiden. Letzterer Effekt kann unter Umständen gar zu einer Beeinträchtigung der mittel- bis langfristigen Versorgungssicherheit führen. Eine Unterversorgung oder gar ein temporärer Ausfall der Stromversorgung würde enorme volkswirtschaftliche Kosten nach sich ziehen. So sieht auch das Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS) den Ausfall des Hochspannungsnetzes in mehreren dicht besiedelten Kantonen als die grösste Gefährdung technischer Art für die Schweizer Volkswirtschaft (BABS, 2020). Den aufgrund eines Stromengpasses eintretenden volkswirtschaftlichen Schaden stuft das BABS höher ein als die Auswirkungen einer Influenza-Pandemie oder eines dreitägigen Ausfalls des Mobilfunks.

Die asymmetrischen Konsequenzen aus Schätzfehlern sind illustrativ in **Abbildung 12** dargestellt.

Abbildung 12 Asymmetrische Konsequenzen aus Schätzfehlern



Quelle: Swiss Economics.

Im Schweizer Kontext ist jedoch relevant, dass gesetzliche Bestimmungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit (StromVG Art. 8 Abs. 1) existieren, so dass ein kurzfristig zu tiefer WACC nicht unmittelbar zu ausbleibenden Investitionen führen muss. Ausserdem sind viele Netzbetreiber teilweise oder gänzlich im Eigentum der öffentlichen Hand und unterstehen somit wohl differenzierteren Unternehmenszielen als der reinen Profitmaximierung. Wiederholte grössere Ausfälle der Stromversorgung beispielsweise können sehr rasch zu hohem politischen Druck auf die Verantwortlichen führen und somit nicht-monetäre Anreize darstellen, notwendige Investitionen auch ohne eine angemessene Rentabilität durchzuführen.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass auch in der Schweiz die volkswirtschaftlichen Konsequenzen einer Überschätzung des WACC weniger gravierend ausfallen als die volkswirtschaftlichen Konsequenzen einer Unterschätzung des WACC. Allerdings ist aufgrund des engen gesetzlichen Rahmens zur Versorgungssicherheit und der oftmals öffentlichen Eigentümerschaft davon auszugehen, dass die Asymmetrie nicht so hoch ausfällt wie in anderen europäischen Ländern.

11.3 Verteilung der Schätzfehler

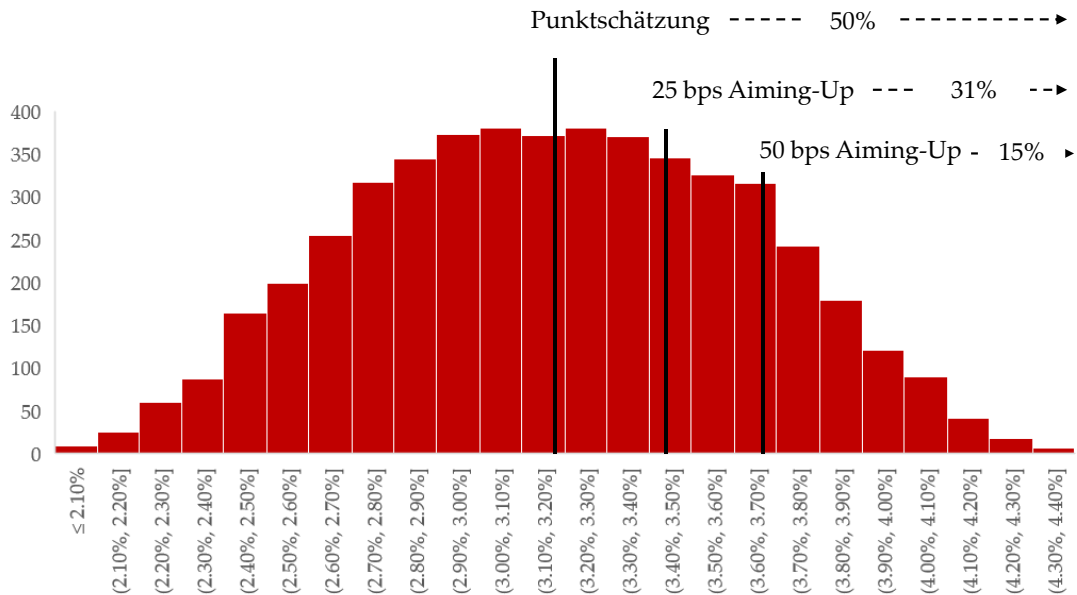
Um die asymmetrischen negativen volkswirtschaftlichen Auswirkungen einer Über- und Unterschätzung des tatsächlichen WACC auszubalancieren, kann eine Unsicherheitskomponente (oder Aiming Up) auf die Punktschätzung des WACC aufgeschlagen werden. So wird die Wahrscheinlichkeit einer Unterschätzung reduziert und die Wahrscheinlichkeit einer Überschätzung erhöht.

So empfiehlt der britische Verbund von Regulierungsbehörden UKRN auch in seiner Best Practice-Studie für die Ermittlung von Kapitalkostensätzen, den regulatorischen WACC über der bestmöglichen Schätzung des tatsächlichen WACC anzusetzen. Die Studie macht keine explizite Empfehlung zur Höhe des Unsicherheitsaufschlags. Aufgrund theoretischer Modelle hält die Studie jedoch fest, dass für mit Empirie und Theorie konsistente Werte der Preiselastizität der Nachfrage (unelastischer Bereich), der optimale regulatorische WACC für neue Investitionen über dem 90. Perzentil der Verteilung der Schätzwerte des WACC liegt. Tatsächlich wenden britische Regulatoren gemäss der Studie Aiming Ups an, welche den regulatorischen WACC zwischen das 67. und 95. Perzentil der Verteilung der Schätzwerte bringen (Wright et al., 2018).

Die Verteilung der möglichen tatsächlichen WACC-Werte um die Punktschätzung ist allerdings nicht a priori bekannt. Eine Annäherung einer entsprechenden Verteilung kann mittels

stochastischer Verfahren ermittelt werden. **Abbildung 13** stellt das Ergebnis einer Monte Carlo Simulation der Verteilung des Schätzfehlers um die Punktschätzung des Vanilla-WACC dar.

Abbildung 13 Verteilung der WACC-Schätzfehler



Anmerkung: Die dargestellte Verteilung basiert auf einer Monte Carlo Simulation mit jeweils 5'000 Ziehungen der RFR EK, der TMR, der aktuellen Inflationserwartungen, des Equity Beta, der RFR FK und des Credit Premiums. Der Vanilla-WACC wurde jeweils gemäss den Empfehlungen dieses Berichts durchgeführt, d.h. die ERP wurde anhand eines realen TMR-Ansatzes bestimmt; das Asset Beta wurde anhand eines über Netzanteile gewichteten Peer Group Betas bestimmt; Um das Equity Beta wurde ein uniformer Schätzfehler zwischen +/- 0.2 Einheiten des Equity Betas angenommen; das Credit Premium wurde anhand des aktuellen Credit Ratings der Vergleichsgruppe bestimmt. Anleiherenditen (Bundesanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren, Bundesanleihen mit einer Restlaufzeit von 5 Jahren und ein BBB-Index) wurde jeweils ein identischer uniform verteilter Schätzfehler zwischen +/- 50 Basispunkten unterstellt. Unabhängig von der Höhe des Schätzfehlers für Anleiherenditen wurden uniforme Schätzfehler für die reale TMR zwischen +/- 50 Basispunkten, für die aktuelle Inflationserwartung zwischen +/- 50 Basispunkten und für das Equity Beta zwischen +/- 0.1 angenommen. Die restlichen WACC-Parameter für Grenzsteuersatz, Kapitalquote und Aufschlag für Emissions- und Beschaffungskosten wurden konstant belassen.

Quelle: Swiss Economics.

Erwartungsgemäss fallen Punktschätzung und Median der Verteilung möglicher tatsächlicher Werte des WACC deckungsgleich aus. Somit deutet die Analyse darauf hin, dass eine WACC-Schätzung jeweils mit 50-prozentiger Wahrscheinlichkeit über und unter dem tatsächlichen WACC zu liegen kommt. Ein Aiming Up von 25 Basispunkten hätte zur Folge, dass sich die Wahrscheinlichkeit einer Unterschätzung des tatsächlichen WACC auf 0.31 oder rund jede dritte Schätzung reduziert. Bei einem Aiming Up von 50 Basispunkten liegen nur noch 15 Prozent der Punktschätzungen unter dem tatsächlichen WACC.

Das Monte Carlo Verfahren basiert auf der Annahme, dass die empirische Schätzung der einzelnen Parameter grundsätzlich unverzerrt ist, d.h. die Höhe des erwarteten Schätzfehlers 0 beträgt. Dies ist nicht unbedingt der Fall. Insbesondere die Ergebnisse unserer Analysen zu Prüfpunkten 5 und 6 zeigen auf, dass die Bestimmung des Betas auf Basis einer Peer Group ausländischer Vergleichsunternehmen womöglich systematisch zu überhöhten Werten führt. Dies würde bedeuten, dass die Punktschätzung des WACC bereits mit einer Wahrscheinlichkeit von über 50 Prozent den tatsächlichen WACC überschätzt.

Ebenfalls ist zu beachten, dass der WACC gemäss StromVV neben empirisch geschätzten Parametern auch fixe Parameter z.B. für die Höhe der Beschaffungskosten von Fremdkapital, den Steuersatz oder die Kapitalquote enthält. Auch um die tatsächliche Höhe dieser Parameter besteht eine gewisse Unsicherheit.

Schliesslich bleibt zu vermerken, dass die Bestimmungsmethodik des WACC nicht die einzige Quelle von Unsicherheit um den angemessenen regulatorischen WACC darstellt. Insbesondere ist die konzeptionelle Divergenz zwischen dem regulatorischen WACC als erlaubte Kapitalrendite und der Hurdle Rate als betriebswirtschaftliche Entscheidungsgrösse zu betonen. Während erstere auf die über lineare Abschreibung historischer Anschaffungswerte ermittelte Kapitalbasis angewandt wird, unterliegt die Hurdle Rate konkreten Investitionsentscheiden als Diskontsatz. Selbst wenn der regulatorische WACC dem tatsächlichen WACC entspräche, kann es aufgrund dieser Divergenz zu ineffizienten Investitionsentscheiden kommen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Ausmass und Art der Unsicherheit um die Punktschätzung des WACC von verschiedenen Faktoren getrieben werden. Ob und in welcher Höhe eine Unsicherheitskomponente auf die Punktschätzung aufgeschlagen werden sollte, muss jeweils auch im Hinblick auf die konkreten Modellierungsentscheide (z.B. bei der Bestimmung des Betas) betrachtet werden.

11.4 Fazit und Empfehlungen

Die Ergebnisse unserer Analysen zu Prüfpunkt 10 können somit wie folgt zusammengefasst werden:

- Die Konsequenzen aus Über- und Unterschätzung des tatsächlichen WACC sind asymmetrisch.
 - Eine Überschätzung des tatsächlichen WACC führt primär zu einer Verschiebung der volkswirtschaftlichen Rente von den Abnehmern zu den Netzbetreibern, kann aber auf nachgelagerten Märkten, wo Energietarife einen hohen Einfluss auf Gesteuerungskosten haben, zu volkswirtschaftlichen Verzerrungen führen.
 - Eine Unterschätzung des WACC kann zu ausbleibenden sinnvollen Investitionen in das Elektrizitätsnetz führen, was einen direkten Wohlfahrtsverlust und im schlimmsten Fall zu einer ungenügenden Versorgungssicherheit führen kann. Die entsprechenden volkswirtschaftlich schädlichen Auswirkungen überwiegen tendenziell diejenigen einer Überschätzung des WACC.
- Die Unsicherheit um die Höhe des tatsächlichen WACC kann verschiedenen Ursachen zugeordnet werden.
 - Eine zentrale Ursache liegt in der empirischen Bestimmung der verschiedenen WACC-Parameter, welche immer in einem gewissen Schätzfehler resultiert.
 - Denkbar ist auch, dass Verzerrungen der Punktschätzung, die aus der angewandten Methodik resultieren, eine gewisse Unsicherheit um den tatsächlichen WACC begründen. Beispielsweise gibt das auf ausländischen Vergleichsunternehmen basierende Beta die risikoarme Schweizer Cost-Plus-Regulierung womöglich nicht adäquat wieder.
 - Darüber hinaus ist insbesondere die Inkonsistenz zwischen dem WACC als regulatorische Kapitalrendite und dem WACC als Hurdle Rate ein Unsicherheitsfaktor.

Aus diesen Ergebnissen leiten wir die folgende Anpassungsempfehlung für die StromVV mit Bezug auf die Bestimmung des anzuwendenden WACC für Schweizer Stromnetzbetreiber ab:

- Das Ausmass und die Art der Unsicherheit um die Punktschätzung des WACC sollte jeweils untersucht werden. Falls angezeigt, können Korrekturen (z.B. in der Form eines Aiming Up) angebracht werden, die den asymmetrischen Auswirkungen einer Unter- und Überschätzung des tatsächlichen WACC entgegenwirken.

12 Zusammenfassung der empfohlenen Methodik

12.1 Zusammenfassung der Empfehlungen

Aus den Ergebnissen unserer Analysen zu den unterschiedlichen Prüfpunkten wurde eine Reihe von Änderungsempfehlungen der StromVV abgeleitet. **Tabelle 22** fasst diese zusammen.

Tabelle 22 Zusammenfassung der Empfehlungen

Thematik	Empfehlung
Prüfpunkt 1	
Untergrenzen RFR und Bestimmung Risikoprämien	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aufhebung von Untergrenzen für RFR (EK- und FK-seitig) ▪ Einführung TMR-Ansatz (Bestimmung der Marktrisikoprämie über langfristige Durchschnitte von Aktienmarktrenditen und kurzfristige Durchschnitte von Anleiherenditen) ▪ Ermittlung der Risikomasse Beta und Bonitätsrating EK- sowie FK-seitig über den Vergleich mit einer Peer Group
Prüfpunkt 2	
Verstetigungsregeln	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Änderung oder Abschaffung (d.h. unverstetigte aktueller Werte)
Prüfpunkt 3	
Historisches Mittel	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Änderung
Prüfpunkt 4	
Beta Korrekturen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einführung einer systematischen Prüfung von Vergleichsbetas auf Unsicherheit und mögliche Verzerrungen hin; Korrekturen, falls angezeigt ▪ Einführung eines unabhängigen Audits entsprechender Analysen
Prüfpunkt 5	
Vergleichbarkeit Peer Group-Aktivitäten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Festlegung der Peer Group, so dass Vergleichsunternehmen möglichst hohe Netzanteile an Unternehmenserlös und -ergebnis aufweisen ▪ Ermöglichung von Massnahmen, um unterschiedlichen Anteilen des Netzbetriebs am Unternehmenserlös oder -ergebnis Rechnung zu tragen ▪ Einführung eines unabhängigen Audits entsprechender Analysen
Prüfpunkt 6	
Vergleichbarkeit Peer Group-Regulierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Festlegung der Peer Group, so dass der Regulierungsrahmen von Vergleichsunternehmen der Schweizer Netzregulierung möglichst nahekommt ▪ Ermöglichung von Massnahmen, um international unterschiedlich ausgestalteten Regulierungsrahmen Rechnung zu tragen ▪ Unabhängiger Audit entsprechender Analysen
Prüfpunkt 7	
Übertragung und Verteilung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ermöglichung der Verwendung unterschiedlicher Peer Groups für die Bestimmung der Risikomasse (Beta und Bonitätsrating) von ÜNB und VNBs
Prüfpunkt 8	
Kapitalstruktur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Änderung
Prüfpunkt 9	
Nominale oder reale Bestimmung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bestimmung der erwarteten Aktienmarktrendite auf realer Basis
Prüfpunkt 10	
Adjustierungen der WACC-Punktschätzung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Systematische Untersuchung der Unsicherheit um die WACC-Punktschätzung ▪ Möglichkeit der Anwendung eines Unsicherheitszuschlags, um asymmetrische Auswirkungen einer Unter- und Überschätzung des WACC zu reflektieren

Quelle: Swiss Economics.

12.2 Beschreibung der empfohlenen Bestimmungsmethodik

Die Empfehlungen aus den Prüfpunkten werden in **Tabelle 23** in konkrete Rechen- und Bestimmungsschritte für die einzelnen WACC-Parameter übersetzt.

Tabelle 23 Empfohlene Bestimmungsmethodik

Parameter	Rechenschritte	Anmerkung
Kapitalquote	A	Gemäss StromVV
Steuersatz	B	Steuersatz gemäss aktueller Methodik
Inflationserwartung EK	C	10-Jahres-Durchschnitt als gewichtetes geometrisches Mittel der kurz-, mittel- und langfristigen Inflationserwartungen des vergangenen Kalenderjahres; beispielsweise auf Basis SNB Konjunktursignale
RFR EK	D	Durchschnittliche Rendite von Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren des vorangehenden Kalenderjahres; analog StromVV
TMR (real)	E	Durchschnitt aus AM und GM jährlicher Aktienrenditen von 1926 bis 2019; beispielsweise auf Basis Pictet Zeitreihe
TMR (nominal)	$F = (1 + E)(1 + C) - 1$	Umrechnung in nominale TMR gemäss Fisher-Gleichung
Unlevered Beta	G	Unlevered Beta gemäss Best Practice; je nach Peer Group falls angezeigt Korrekturen für Unsicherheit, für eingeschränkte Vergleichbarkeit aufgrund netzunabhängiger Tätigkeiten und aufgrund unterschiedlicher Regulierungsrahmen; falls angezeigt jeweils mit Unterscheidung zwischen DSO und TSO
Levered Beta	$H = G (1 + (1 - B) \left(\frac{A}{1 - A} \right))$	Umrechnung in Levered Beta gemäss Hamada-Formel
Cost of Equity	$I = D + H(F - D)$	Formel für Nach-Steuern-Eigenkapitalkostensatz gemäss TMR-Ansatz
RFR FK	J	Durchschnittliche Rendite von Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 5 Jahren des vorangehenden Kalenderjahres; analog StromVV
Rendite Anleiheindex	K	Durchschnittliche Rendite eines Index Schweizer BBB-Anleihen des vorangehenden Kalenderjahres; Beispielsweise auf Basis SBI BBB T-Index oder LSID-Index
Bonitätszuschlag	$L = K - J$	Bonitätszuschlag als Differenz zwischen Anleiherenditen Index mit Peer Group-Rating und RFR FK; falls angezeigt jeweils mit Unterscheidung zwischen DSO und TSO
Emissions- und Beschaffungskosten	M	Gemäss StromVV
Cost of Debt	$N = J + L + M$	Formel für Vor-Steuern-Fremdkapitalkostensatz gemäss StromVV

Parameter	Rechenschritte	Anmerkung
Punktschätzung WACC	$0 = (1 - A)I + A \times N$	Vanilla-WACC-Formel gemäss StromVV
Unsicherheitszuschlag	P	Möglicher Unsicherheitszuschlag auf die Punktschätzung des WACC
Regulatorischer WACC	$Q = 0 + P$	Regulatorischer WACC

Quelle: Swiss Economics.

13 Auswirkungen auf den WACC

13.1 Höhe des WACC gemäss empfohlener Bestimmungsmethodik

Zur Illustration, wie sich unsere Empfehlungen auf die Höhe des WACC auswirken können, sind nachfolgend beispielhaft für das Tarifjahr 2021 konkrete Parameterwerte bestimmt worden. Diese stellen jedoch nur eine aus einer Vielzahl möglicher Umsetzungsvarianten dar. Folgende Umsetzungsentscheide sind relevant:

- Die bestehende Peer Group wurde zu Illustrationszwecken beibehalten und also deren Zusammensetzung per se nicht hinterfragt;
- Die Bestimmung der Vergleichsbetas wurde gemäss Best Practice (siehe **Anhang A**) durchgeführt.
- Es wurde ein aktuelles Credit Rating der Peer Group ermittelt.
- Das Peer Group-Beta wurde über einen nach Anteilen der Netzaktivität gewichteten Durchschnitt der Vergleichsunternehmen ermittelt.
- Es wurden separate Berechnungen für TSO und DSO mit jeweils unterschiedlichen Peer Groups durchgeführt. Der Misch-WACC ergibt sich aus einer Gewichtung des TSO-WACC von 10% und einer Gewichtung des DSO-WACC von 90%. Die Gewichtung reflektiert die ungefähren Verhältnisse der Umsätze.
- Es wurde ein Unsicherheitszuschlag in der Höhe von 25 Basispunkten angewandt.

Die einzelnen Parameterwerte und der resultierende WACC sind in **Tabelle 24** dargestellt.

Tabelle 24 Punktschätzung für das Tarifjahr 2021 gemäss empfohlener Methodik

Parameter	Misch-WACC	TSO-WACC	DSO-WACC
Kapitalquote	60%	60%	60%
Steuersatz	18%	18%	18%
RFR EK	-0.49%	-0.49%	-0.49%
TMR	7.70%	7.70%	7.70%
Unlevered Beta	0.38	0.28	0.39
Levered Beta	0.85	0.62	0.87
Cost of Equity	6.43%	4.62%	6.63%
RFR FK	-0.81%	-0.81%	-0.81%
Credit Premium	1.32%	1.32%	1.32%
Emissions- und Beschaffungskosten	0.50%	0.50%	0.50%
Cost of Debt	1.02%	1.02%	1.02%
Punktschätzung WACC	3.18%	2.46%	3.26%
Unsicherheitszuschlag	0.25%	0.25%	0.25%
Regulatorischer WACC	3.43%	2.71%	3.51%

Anmerkung: Dem TSO- und DSO-WACC wurden je separate Peer Groups exklusiv bestehend aus TSO respektive DSO zugrunde gelegt. Die Separierung der Peer Group wirkt sich einzig auf die Höhe der verwendeten Asset Betas auf. Beide Peer Groups weisen ein durchschnittliches Bonitätsrating von BBB auf. Der Misch-WACC ist der nach Umsatz gewichtete Durchschnitt des WACC für TSO (10%) und DSO (90%).

Quelle: Swiss Economics.

Die Punktschätzungen der einzelnen WACC-Parameter werden schliesslich den Verstetigungsregeln der StromVV unterzogen. Die verwendeten Intervalle unterscheiden sich jeweilig zwischen den Parametern. **Tabelle 25** stellt die verstetigten WACC-Parameter und die zugrundeliegenden Verstetigungsregeln dar. Demnach wirkt sich die Verstetigungsregel in dieser spezifischen Situation nur geringfügig aus.

Tabelle 25 Verstetigter WACC für das Tarifjahr 2021 gemäss empfohlener Methodik

Parameter	Misch-WACC	TSO-WACC	DSO-WACC	Verstetigungsregel gemäss StromVV
Kapitalquote	60%	60%	60%	Keine Verstetigung notwendig
Steuersatz	18%	18%	18%	Keine Verstetigung gemäss StromVV
RFR EK	-0.50%	-0.50%	-0.50%	Intervalle à 100 Basispunkte
ERP*	8.00%	8.00%	8.00%	Intervalle à 100 Basispunkte
Unlevered Beta	0.39	0.30	0.40	Intervalle à 0.1 Einheiten des Beta
Levered Beta	0.87	0.67	0.89	Keine Verstetigung gemäss StromVV
Cost of Equity	6.46%	4.85%	6.64%	Keine Verstetigung gemäss StromVV
RFR FK	-0.75%	-0.75%	-0.75%	Intervalle à 50 Basispunkte
Credit Premium	1.25%	1.25%	1.25%	Intervalle à 50 Basispunkte
Emissions- und Beschaffungskosten	0.50%	0.50%	0.50%	Keine Verstetigung notwendig
Cost of Debt	1.00%	1.00%	1.00%	Keine Verstetigung gemäss StromVV
Punktschätzung WACC	3.18%	2.54%	3.25%	Keine Verstetigung gemäss StromVV
Unsicherheitszuschlag	0.25%	0.25%	0.25%	Keine Verstetigung notwendig
WACC verstetigt	3.43%	2.79%	3.50%	Keine Verstetigung gemäss StromVV
WACC unverstetigt	3.43%	2.71%	3.51%	Referenz unverstetigt, vgl. Tabelle 24

Anmerkung: *Da die Verstetigungsregel der StromVV sich auf das ERP und nicht auf die TMR bezieht, wird der verstetigte Wert des über den TMR-Ansatz bestimmten ERP in der Höhe von 8.19% ausgewiesen.

Quelle: Swiss Economics.

13.2 Vergleich mit aktueller Methodik

Schliesslich wird der Effekt eines Wechsels von der aktuellen Methodik auf die empfohlene Methodik untersucht. **Tabelle 26** stellt die für das Tarifjahr 2021 ermittelten WACC-Parameter gemäss aktueller Methodik den über die beispielhafte Umsetzung unserer Empfehlungen ermittelten Parameter gegenüber.

Tabelle 26 Vergleich der aktuellen Methodik mit der empfohlenen Methodik

Parameter	Aktuelle Methodik	Empfohlene Methodik	Delta
Kapitalquote	60%	60%	-
Steuersatz	18%	18%	-
RFR EK	2.50%	-0.50%	-300 bps
ERP	5.00%	8.00%	+300 bps
Unlevered Beta	0.40	0.39	-0.01
Levered Beta	0.89	0.87	-0.02
Cost of Equity	6.95%	6.46%	-49 bps
RFR FK	0.50%	-0.75%	-125 bps
Credit Premium	0.75%	1.25%	+50 bps
Emissions- und Beschaffungskosten	0.50%	0.50%	-
Cost of Debt	1.75%	1.00%	-75 bps
WACC Punktschätzung	3.83%	3.18%	-65 bps
Unsicherheitszuschlag		0.25%	+25 bps
Regulatorischer WACC	3.83%	3.43%	-40 bps

Quelle: Swiss Economics und IFBC.

Gegenüber der aktuellen Methodik resultiert der Misch-WACC auf Basis der empfohlenen Methodik in einer Reduktion von 40 Basispunkten. Die Differenz ist insbesondere durch drei methodische Änderungen bedingt:

- **Wegfall der RFR-Untergrenzen:** Der Wegfall der RFR-Untergrenzen führt zu einer substantiellen Reduktion der entsprechenden Parameter. FK-seitig sinkt damit die RFR von 0.50 Prozent auf -0.75 Prozent¹³, was einer Reduktion in der Höhe von 125 Basispunkten entspricht. EK-seitig würde bei Beibehaltung des ERP-Ansatzes die RFR gar um 300 Basispunkten von 2.5 Prozent auf -0.5 Prozent sinken.
- **Einführung eines TMR-Ansatzes:** Der Effekt der Reduktion der RFR auf die des Eigenkapitalkostensatzes wird EK-seitig aufgrund des TMR-Ansatzes stark abgefedert. Die Überwälzung des Rückgangs der RFR auf den Eigenkapitalkostensatz beträgt 49 Basispunkte.
- **Einführung eines Unsicherheitszuschlags:** Die Rückgänge des Eigenkapitalkostensatzes und des Fremdkapitalkostensatzes übersetzen sich in eine Reduktion der Punktschätzung des WACC in der Höhe von 65 Basispunkten. Aufgrund der möglichen Einführung eines Unsicherheitszuschlags (z.B. in der Höhe von 25 Basispunkten) gleichen sich im Endwert aktuelle und empfohlene Methodik wieder an.

¹³ Dass der Rückgang des Fremdkapitalkostensatzes dennoch nur 75 Basispunkte beträgt ist dem Umstand geschuldet, dass den Berechnungen jeweils unterschiedliche Bonitätszuschläge zugrunde liegen. Der StromVV-WACC für das Jahr 2021 gemäss aktueller Methodik basiert auf einem A-Bonitätsrating. Die Ergebnisse unserer Analysen weisen auf ein durchschnittliches BBB-Bonitätsrating der Peer Group hin.

14 Referenzen

- Allen Consulting Group (2007). Empirical evidence on proxy beta values for regulated gas distribution activities. Report to the Essential Services Commission of Victoria, Australia.
- Armstrong, M., Sappington, D. E. M. (2006). Regulation, Competition and Liberalization. *Journal of Economic Literature*, 44(2): 325-366.
- 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.
- Binz (2020), How do firm and market characteristics affect airports' Beta risk? *Competition and Regulation in Network Industries*, 21(3): 297-312.
- Blume, M.E. (1971). On the Assessment of Risk. *Journal of Finance*, 26: 1-10.
- Blume, M.E. (1974). Unbiased Estimators of Long-Run Expected Rates of Return. *Journal of the American Statistical Association*, 69(347): 634-638.
- Blume, M.E. (1975). Betas and Their Regression Tendencies. *Journal of Finance*, 30: 785-795.
- Brotherson, W.T., Eades, K.E., Harris, R.S. and Higgins, R.C. (2013). Best practices in estimating the cost of capital: An update. *Journal of Applied Finance*, 1: 1-19.
- Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS) (2020). Stromausfall. Katastrophen und Notlagen Schweiz 2020. Gefährdungsdossier.
- Cheng, D., Karson, M. (1985) On the use of the geometric mean in long-term investment. *Decision Sciences*, 16(1): 1-13.
- Claus, J., Thomas, J. (2001). Equity Premia as Low as Three Percent? Evidence from Analysts' Earnings Forecasts for Domestic and International Stock Markets. *The Journal of Finance*, 56(5): 1629-1666.
- CMA (2020). NATS (En Route) Plc / CAA Regulatory Appeal. Provisional findings report.
- Cooper, I. (1996). Arithmetic versus geometric mean estimators: Setting discount rates for capital budgeting. *European Financial Management*, 2: 157-167.
- Council of European Energy Regulators [CEER] (2020). Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019.
- Deutsche Bundesbank (2016). Monatsbericht April 2016. 68. Jahrgang, Nr. 4. Frankfurt am Main.
- Deutsche Bundesbank (2018). Monatsbericht August 2018. 70. Jahrgang, Nr. 8. Frankfurt am Main.
- Dimson, E. (1979). Risk measurement when shares are subject to infrequent trading. *Journal of Financial Economics*, 7(2): 197-226.
- 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.
- Europäische Zentralbank (ECB) (2017). Update on economic and monetary developments. Boxes 2: Recent drivers of euro area equity prices. *ECB Economic Bulletin*, Issue 5.
- Fama, E.F., French, K.R. (1992). The Cross-Section of Expected Stock Returns. *Journal of Finance*, 47, 427-465.
- Fama, E.F. (1965). The Behavior of Stock-Market Prices. *The Journal of Business*, 38(1): 34-105.

- Fama, E.F. (1965). Tomorrow on the new York stock Exchange. *Journal of Business*. pp. 285–299.
- Fernandez, P., Pershin, V., Fernández Acín, I. (2017). Discount Rate (Risk-Free Rate and Market Risk Premium) Used for 41 Countries in 2017: A Survey. *SSRN Electronic Journal*.
- Frontier Economics. (2015). Évaluation du taux de remuneration des gestionnaires de reseaux d'électricité et de gaz naturel en France. Gutachten für die Commission de regulation de l'énergie. November.
- Gebhardt, W. R., Lee, C. M. C., Swaminathan, B. (2001): Toward an Implied Cost of Capital. *Journal of Accounting Research*, 39(1): 135-176.
- Geranio, M., Lazzari, V. (2019). Stress testing the equity home bias: A turnover analysis of Eurozone markets. *Journal of International Money and Finance*, 97: 70-85.
- Gordon, M.J., Shapiro, E. (1956): Capital Equipment Analysis: The Required Rate of Profit. *Management Science*, 3: 102-110.
- 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 form the Average-Risk Case. *The Journal of Financial Research*, 8(3): 237-244.
- Hollstein, F., Prokopczuk, M., Wese Simen, C. (2017). How to estimate beta?. *Hannover Economic Papers (HEP) 617*, Leibniz Universität Hannover.
- IFBC (2012). Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt. Gutachten im Auftrag des BFE.
- Indro, D., Lee, W. (1997). Biases in arithmetic and geometric averages as estimates of long-run expected returns and risk premia. *Financial Management*, 26: 81-90.
- Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) (2019). Neue Kapitalkostenempfehlungen des FAUB (Fachausschuss für Unternehmensbewertung und Betriebswirtschaft). Abgerufen unter: <https://www.idw.de/idw/idw-aktuell/neue-kapitalkostenempfehlungen-des-faub/120158> (20.01.2021).
- Jordan, T.J., Rossi, E. (2010). Inflation und die Geldpolitik der Schweizerischen Nationalbank. In: *Die Volkswirtschaft: Das Magazin für Wirtschaftspolitik*, 1/2-2010.
- Kammer der Steuerberater und Wirtschaftsprüfer (KSW) (2017). Empfehlung (KFS/BW 1 E 7) des Fachsenats für Betriebswirtschaft der Kammer der Wirtschaftstreuhandler zu Basiszins und Marktrisikoprämie. November 2017.
- KPMG (2020). *Cost of Capital Study 2020: Global Economy – search for orientation?*
- Kritzman, M. (1994). What Practitioners Need to Know About Time Diversification. *Financial Analysts Journal*, 50: 14-18.
- Kugler, P. (2017). Sinkende Zinsen im Laufe der Geschichte. In: *Die Volkswirtschaft: Das Magazin für Wirtschaftspolitik*, 5/2017
- Lintner, J. (1965). The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets. *The Review of Economics and Statistics*, 47(1): 13-37
- Lucas, R.E. (1978). Asset Prices in an Exchange Economy. *Econometrica*, 46(6): 1429-45
- Modigliani, F., Miller, M.H. (1958). The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. *The American Economic Review*, 48(3): 261-297.

- Modigliani, F., Miller, M.H. (1961). Dividend Policy, Growth and the Valuation of Shares. *Journal of Business*, 34: 411-433.
- Modigliani, F., Miller, M.H. (1963). Corporate Income Taxes and the Cost of Capital: A Correction. *The American Economic Review*, 53(3): 433-443.
- Peltzman, S. (1976). Toward a More General Theory of Regulation. *The Journal of Law and Economics*, 19(2): 211-240.
- Pictet & Cie SA (2019): Die Performance von Aktien und Obligationen in der Schweiz (1926-2019). Abgerufen unter: <https://www.group.pictet/media-relations/performance-shares-and-bonds-switzerland> (20.01.2020)
- Pratt, S.P., Grabowski, R.J. (2014). *Cost of Capital. Applications and Examples. Fifth Edition.* Wiley: New Jersey.
- Rammerstorfer, M. (2009). Risk Acceptance and Regulatory Risk. *Competition and Regulation in Network Industries*, 10(3), 235–258.
- Rietz, T. (1988). The Equity Risk Premium. *Journal of Monetary Economics*, 22(1): 117-131.
- Rogoff, Ken (2015). Costs and benefits to phasing out paper currency. In: J.A. Parker & M. Woodfords (Eds.), *NBER Macroeconomics Annual 2014*, 24: 445-456.
- Ruffing-Straube, P. (2015). Implizite Eigenkapitalkosten und der Fehler in den Analystenprognosen in der Schweiz. In: *Die Unternehmung. Swiss Journal of Business Research and Practice*, Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. 69(4): 418-439.
- Samuelson, P.A. (1965). Rational Theory of Warrant Pricing. *Industrial Management Review*, 6(2): 13-39.
- Samuelson, P.A. (1965). Proof that properly anticipated prices fluctuate randomly. *Industrial Management Review* 6(2): 41–9.
- Scholes, M., Williams, J. (1977). Estimating betas from nonsynchronous data. *Journal of Financial Economics*, 5(3): 309-327.
- Sharpe, W.F. (1964). Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk. *The Journal of Finance*, 19(3): 425-442
- Solow, R.M. (1956). A Contribution to the Theory of Economic Growth. *The Quarterly Journal of Economics*, 70(1): 65-94.
- Spiller, P. T. (2013). Transaction cost regulation. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 89: 232-242.
- Stagnol, Talliardat (2017). Analysing the exposure of low-volatility equity strategies to interest rates, WP-65-2017.
- Vasicek, O. (1973). A Note on Using Cross-Sectional Information in Bayesian Estimation of Security Betas. *Journal of Finance*, 28: 1233-1239.
- 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 Schätzmethodik Betas

Im Rahmen der Betaschätzung müssen verschiedene Modellierungsentscheide getroffen werden.

Tabelle 27 fasst diese zusammen.

Tabelle 27 Vorgehen in der Betaschätzung

Modellierungsaspekt	Vorgehen
Periodizität	3 Jahre
Frequenz	Monatlich
Vergleichsindizes	Breit abgestützte nationale Indices; Total Return Indices
Unlevering	Hamada; Net Debt

Quelle: Eigene Darstellung

A.1 Periodizität und Frequenz

Betas können anhand verschiedener Periodizitäten und Frequenzen geschätzt werden. In der Praxis häufige Periodizitäten sind 1 Jahr, 2 Jahre, 3 Jahre oder 5 Jahre. Frequenzen zur Schätzung der Betas umfassen üblicherweise tägliche Daten, wöchentliche Daten oder monatliche Daten.

Bezüglich der Wahl der angemessenen Periodizität und Frequenz bestehen Trade-offs. Die Wahl eines kürzeren Zeithorizonts reduziert die Stichprobengrösse, wodurch die Schätzung weniger stabil wird und zufälliges Rauschen in den Daten berücksichtigt wird. Schätzungen über längere Zeithorizonte beruhen auf mehr Daten, bergen aber das Risiko, Beobachtungen aus Zeiträumen zu berücksichtigen, die für die aktuelle Betabestimmung nicht mehr relevant sind (z.B. Wright et al., 2018).

Ein ähnlicher Trade-off besteht in der Wahl einer angemessenen Frequenz. Eine kurze Frequenz (tägliche Daten) erhöht die Anzahl Beobachtungen in der Schätzung und macht die Schätzung damit stabiler. Umgekehrt besteht die Gefahr, dass in einer Schätzung basierend auf täglichen Daten, Korrelationen zwischen täglichen Finanzdaten berücksichtigt werden, welche sich über einen längeren Zeitraum ausgleichen (z.B. Brotherson et al., 2013).

Die StromVV gibt bezüglich Periodizität und Frequenz vor, dass Betas basierend auf monatlichen Daten über 3 Jahre geschätzt werden müssen. Die lange Frequenz in Kombination mit einem mittellangen Zeitraum stellt sicher, dass die Datengrundlage für die Schätzungen genügend gross ist, aber gleichzeitig weder tägliche Korrelationen in den Daten (Rauschen) noch Ereignisse, die allzu weit in der Vergangenheit liegen, berücksichtigt werden.

A.2 Vergleichsindizes

Die Schätzung von Betas bedingt die Wahl geeigneter Vergleichsindizes. Dabei können nationale oder supranationale Indizes verwendet werden.

Die StromVV macht bezüglich der Wahl von Vergleichsindizes keine Vorgaben. In der Vergangenheit wurden möglichst breite nationale Indizes gewählt. Wir halten in unseren Schätzungen an diesen Vorgaben aufgrund zweier Gründe fest:

- Die Wahl nationaler Indizes ist geeigneter unter der realistischen Annahme, dass idiosynkratische nationale Risiken existieren, welche sich auf alle Unternehmen eines Landes auswirken und damit in nationalen Indizes wie auch den Kursbewegungen einzelner Länder reflektiert werden.

- Die Wahl nationaler Indizes ist zudem gerechtfertigt unter der Annahme, dass nationale Investoren «Home Bias» unterliegen, d.h. überdurchschnittlich in nationale Anlagen investieren. Jüngere empirische Evidenz stützt die Existenz eines Home Bias (Geranio & Lazzari, 2019).

Die verwendeten Unternehmen- und Indizesreturns sind Total Return-Zeitreihen. Total Return-Zeitreihen berücksichtigen neben Kursentwicklungen auch Dividendenzahlungen.

A.3 Unlevering

Um Betas verschiedener Netzbetreiber vergleichbar zu machen, müssen diese für unterschiedliche Finanzierungsstrukturen und Steuersätze korrigiert werden. Wir orientieren uns dabei an der bereits in der Vergangenheit verwendeten Formel von Hamada (1972) und Modigliani & Miller (1963):

$$\beta_{Unlevered} = \frac{\beta_{Levered}}{1 + \frac{D}{E} * (1 - t)}, \quad (21)$$

wobei

- $\beta_{Unlevered}$: Für unterschiedliche Finanzierungsstrukturen und Steuersätze korrigiertes Beta;
- $\beta_{Levered}$: Unkorrigiertes «Schätzbeta»;
- D : Net Debt (Bilanzwert);
- E : Equity (Marktwert);
- t : Unternehmenssteuersatz im jeweiligen Domizilland.

Für Net Debt, Equity und den Unternehmenssteuersatz verwenden wir Durchschnittswerte über die dreijährige Schätzperiode. Net Debt entspricht dem Fremdkapital eines Unternehmens abzüglich den liquiden Mitteln. Die Begründung für die Verwendung von Net Debt anstelle von Total Debt liegt darin, dass liquide Mittel risikofrei sind. Unlevering korrigiert für unterschiedliches Risiko zwischen unterschiedlichen Unternehmen aufgrund von unterschiedlichen Finanzierungsstrukturen. Da zwei identische Unternehmen mit unterschiedlicher Höhe liquider Mittel ceteris paribus unterschiedlich risikoreich sind, sollten liquide Mittel in der Unlevering-Formel berücksichtigt werden. Die Verwendung von Net Debt erlaubt damit, für das unterschiedliche Risikoprofil von Unternehmen mit vergleichbarem Total Debt aber unterschiedlichem Net Debt zu kontrollieren.

Die Formel von Hamada beruht auf der Annahme, dass die Höhe des Fremdkapitals über die Zeit konstant ist. Eine alternative Formel von Harris-Pringle (1985) hingegen geht von einer konstanten Kapitalstruktur – einem konstanten Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital – aus. Die Annahmen beider Formeln dürften in der Praxis kaum erfüllt sein. In der langen Frist ist es wahrscheinlich, dass sich die Höhe des Fremdkapitals ändert. Andererseits ist auch die Annahme eines konstanten Verhältnisses von Fremd- zu Eigenkapital in der langen Frist kaum erfüllt. Empirisch resultieren beide Unlevering-Formeln in sehr ähnlichen Resultaten.

A.4 Resultierende Betas

Die in Tabelle 27 gezeigten Parameter fliessen in die Berechnung des Betawertes für jedes Unternehmen der aktuellen Peer Group ein. Die daraus resultierenden Betas werden in **Tabelle 28** gezeigt.

Tabelle 28 Betas der Peer-Group-Unternehmen

Unternehmen	Periode	Frequenz	Index	Unlevered Beta
Budapesti Elektrosomos	2017-2019	Monthly	BUX	0.23
ELIA System Operator	2017-2019	Monthly	BEL20	0.09
Energa	2017-2019	Monthly	WIG20	0.49
EVN	2017-2019	Monthly	ATX	0.73
Iberdrola	2017-2019	Monthly	IBEX	0.40
IREN	2017-2019	Monthly	FTSE MIB	0.44
National Grid	2017-2019	Monthly	UKX	0.49
Red Electrica Corporacion	2017-2019	Monthly	IBEX	0.25
Redes Energeticas Nacionais	2017-2019	Monthly	PSI20	0.28
Tauron Polska Energia	2017-2019	Monthly	WIG20	0.28
Terna	2017-2019	Monthly	FTSE MIB	0.32

Anmerkungen: Die Berechnung der Betawerte basiert auf Total Return Indices. Das Unlevering der geschätzten Betas basiert auf der Formel von Hamada (1972). Es werden durchschnittliche Werte der Marktkapitalisierung, Nettoschulden und des Steuersatzes über die Berechnungsperiode (2017-2019) verwendet.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Bloomberg.

A.5 Regulatorische Präzedenz Schätzmethodik Betas

Tabelle 29 fasst die regulatorische Präzedenz in verschiedenen europäischen Ländern bezüglich der diskutierten Variablen der Beta-Schätzmethodik zusammen. Die Informationen zur regulatorischen Präzedenz basieren auf einer Ende 2020 durchgeführten Umfrage des BFE bei verschiedenen europäischen Regulatoren. Dabei werden in Tabelle 29 die Länder gezeigt, aus denen Stromnetzbetreiber Teil der Peer Group sind.

Tabelle 29 Regulatorische Präzedenz aus den Ländern der Peer Group-Unternehmen

Land	Periodizität	Frequenz	Unlevering	Mean Reversion	Seltenes Handeln	Quellen
Ungarn	<i>n/a</i>					
Belgien	1-3- Jahres-durchschnitt	Täglich	Hamada (Fländern)	Keine Korrekturen	<i>n/a</i>	BFE-Umfrage
Polen	<i>n/a</i>					
Österreich	1-3-Jahres-durchschnitt	Täglich	Hamada	Vasicek's adjustment	Berücksichtigt in der Auswahl der Peers	BFE-Umfrage
Spanien	5-6-Jahres-durchschnitt	Wöchentlich	Hamada	Keine Korrekturen	Berücksichtigt in der Auswahl der Peers	BFE-Umfrage
Italien	1-3-Jahres-durchschnitt	Täglich	Hamada	Blume's adjustment	<i>n/a</i>	BFE-Umfrage
Grossbritannien	1-3-Jahres-durchschnitt (Nordirland)	Täglich (Nordirland)	Harris-Pringle (keine Steuern, Debt Beta=0)	Keine Korrekturen	<i>n/a</i>	BFE-Umfrage
Portugal	1-3-Jahres-durchschnitt	Täglich	Hamada	Keine Korrekturen	<i>n/a</i>	BFE-Umfrage

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf einer Umfrage des BFE bei europäischen Regulatoren.

Tabelle 29 zeigt im Wesentlichen, dass die Heterogenität in der Vorgehensweise bezüglich aller Variablen zwischen den Ländern hoch ist.

swiss economics

Swiss Economics SE AG
Weinbergstrasse 102
CH-8006 Zürich

T: +41 (0)44 500 56 20

F: +41 (0)44 500 56 21

office@swiss-economics.ch

www.swiss-economics.ch