

WACC für Stromnetzbetreiber

Gutachten im Auftrag des VSE

19. Juni 2024

Projekt Team

Tomas Haug, CFA
Lorenz Wieshammer, CFA
Daniel Neuhold
Philip vom Baur

VERTRAULICHKEIT

Die Branchen unserer Kunden sind durch sehr starken Wettbewerb gezeichnet und die Wahrung der Vertraulichkeit im Hinblick auf Pläne und Daten unserer Kunden ist entscheidend. NERA wendet daher konsequent interne Massnahmen zur Geheimhaltung an, um die Vertraulichkeit aller Informationen des Kunden zu schützen.

Unsere Branche ist gleichfalls sehr wettbewerbsintensiv. Wir sehen unsere Herangehensweisen und Einblicke als unser geistiges Eigentum und verlassen uns auf unsere Kunden, unsere Interessen an unseren Vorschlägen, Präsentationen, Methoden und analytischen Techniken zu schützen.

© NERA

Inhalt

Kurzfassung	i
Résumé Exécutif	iii
Executive Summary	vi
1. Einleitung	1
2. Hintergrund	3
2.1. Kapitalmarktentwicklungen	3
2.2. Energiemarktentwicklungen	4
2.3. Bisherige Methode und Anpassungsvorschläge	5
2.4. Regulierungsziele und regulatorische Kapitalkosten	11
3. Kein Erfordernis für eine Methodenanpassung	14
3.1. Bedeutung von Methodenkontinuität	14
3.2. Robustheit verschiedener Methoden	14
3.3. Zwischenfazit	17
4. Grenzwerte und Bandbreiten	19
4.1. Grenzwerte gewährleisten kapitalmarktgerechte Markttrendite	19
4.2. Untergrenze gewährleistet Konsistenz innerhalb CAPM	21
4.3. Aktuelle Staatsanleiherenditen unterschätzen risikolosen Zinssatz im CAPM	22
4.4. Risikolose Zinssätze über Staatsanleiherenditen sind in der Praxis üblich	25
4.5. Untergrenzen und Aufschläge sind in der Regulierungspraxis üblich	28
4.6. Zwischenfazit	29
5. Markttrendite und Marktrisikoprämie	31
5.1. Zusammenhänge zwischen generellen Marktparametern	31
5.2. Vorwärtsgewandte Modelle	35
5.3. Ansatz «Historische Renditen»	38
5.3.1. Nominale oder reale Renditen	39
5.3.2. Geographischer Fokus	40
5.3.3. Datenbasis	41
5.3.4. Mittelwertbildung	43
5.3.5. Inflationierung	45
5.4. Zwischenfazit	46
6. Betafaktor	48
6.1. Vergleichsgruppe	49
6.1.1. Geschäftstätigkeit	50

6.1.2.	Regulierungssysteme	55
6.2.	Datenfrequenz und Datenfenster	60
6.3.	Referenzindex	62
6.4.	Umgang mit Schätzunsicherheit	64
6.5.	Zwischenfazit	66
7.	Fremdkapitalzinssatz	68
8.	Illiquiditätsprämie	71
9.	Fazit	76
Anhang A.	Literatur Marktrendite und Marktrisiko prämie	78
Anhang B.	Mittelwertbildung	81

Tabellenliste

Tabelle 2.1: Parameterwerte und Ermittlungsmethodik für Tarifjahr 2025	6
Tabelle 2.2: Zusammenfassung Änderungsvorschläge der BFE-Gutachter und resultierende Parameter-Werte für 2025	9
Tabelle 5.1: Vergleich der Datensätze von Bank Pictet, JST und DMS.....	42
Tabelle 5.2: Arithmetisches und Geometrisches Mittel der realen Markttrendite	42
Tabelle 5.3: Bandbreite nominale Markttrendite	46
Tabelle 6.1: Sektoren Vergleichsgruppe in der europäischen Regulierungspraxis.....	52
Tabelle 6.2: Mehrheit der Vergleichsunternehmen unterliegt reiner Erlösregulierung.....	57
Tabelle 6.3: Unternehmen der Vergleichsgruppe unterliegen häufig einer Mischform aus Anreiz- und Kosten-Plus-Regulierung	58
Tabelle 6.4: Datenfrequenz und Datenfenster in der europäischen Regulierungspraxis.....	61
Tabelle 6.5: Referenzindex in der europäischen Regulierungspraxis	63
Tabelle 6.6: Methode der Beta-Anpassung in der europäischen Regulierungspraxis	65
Tabelle 7.1: Laufzeit von Fremdkapital in der europäischen Regulierungspraxis.....	70

Abbildungsliste

Abbildung 2.1: Entwicklung Kapitalmarktindikatoren.....	3
Abbildung 2.2: Investitionsbedarf Verteilnetzbetreiber pro Jahr.....	5
Abbildung 2.3: Verstetigungssystematik unter der aktuellen Methodik	7
Abbildung 2.4: Historische Entwicklung des WACC und zehnjähriger Staatsanleiherenditen.....	8
Abbildung 2.5: WACC-Simulation in Abhängigkeit des Risikolosen Zinsniveaus.....	10
Abbildung 2.6: Energiepolitisches Zieldreieck	12
Abbildung 4.1: Markttrendite in Abhängigkeit vom Zinsniveau.....	20
Abbildung 4.2: Wertpapierlinie nach Sharpe-Lintner (Standard-CAPM) und Black (Zero- Beta CAPM)	23
Abbildung 4.3: Differenz zwischen Unternehmensanleiherenditen mit AAA-Rating und US-Staatsanleiherenditen in Abhängigkeit von der Staatsverschuldung	25
Abbildung 4.4: Risikolose Zinssätze oberhalb von Staatsanleiherenditen sind in der Praxis üblich	26
Abbildung 4.5: Praktiker verwenden insbesondere bei sehr niedrigen Staatsanleiherenditen einen Aufschlag für den risikolosen Zinssatz.....	27
Abbildung 5.1: Erwartete Renditen und Risikoprämien.....	32
Abbildung 5.2: Korrelation der erwarteten Renditen und Risikoprämien mit dem risikolosen Zinsniveau	33
Abbildung 5.3: Marktrisikoprämie aus Modell der EZB	34
Abbildung 5.4: Markttrendite basierend auf vorwärtsgewandten Modellen.....	38
Abbildung 5.5: Historische Inflationsrate Schweiz.....	39
Abbildung 6.1: Ausgewählte Vergleichsunternehmen.....	49
Abbildung 6.2: Grösse der Vergleichsgruppe in der europäischen Regulierungspraxis.....	50
Abbildung 6.3: Betas für verschiedene Unternehmen bei unterschiedlicher Datenfrequenz und Datenfenster	62
Abbildung 6.4: 3-Jahres Betas für verschiedene Unternehmen bei unterschiedlichen Referenzindexen.....	64
Abbildung 6.5: 3-Jahres Betas für verschiedene Unternehmen mit unterschiedlichen Anpassungen für Schätzunsicherheit	66
Abbildung 7.1: Schweizer Unternehmensanleiherenditen (A-Rating) nach Restlaufzeit in %.....	69
Abbildung 8.1: Liquidität von Romande Energie und BKW	74
Abbildung B.1: Erwartete Auszahlung über die Zeit.....	81

Kurzfassung

Die Verzinsung des im Netzbetriebs gebundenen Kapitals ist eine wichtige Komponente der Netznutzungskosten und damit des Strompreises. Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation («UVEK») legt die erlaubte Verzinsung für Stromnetze jährlich auf Basis der Berechnungen des Bundesamts für Energie («BFE») und nach Konsultation mit der Eidgenössischen Elektrizitätskommission («ElCom») als gewichteten Durchschnitt zwischen einem Eigen- und einem Fremdkapitalzinssatz als sogenannten Weighted Average Cost of Capital (kurz: «WACC») fest. Anhang 1 der Stromversorgungsverordnung («StromVV») enthält diesbezügliche Vorgaben.

Im Zusammenhang mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien («Mantelerlass») steht eine Überarbeitung der bestehenden WACC-Systematik im Raum. Dazu hat das BFE zwei Gutachten der Beratungsunternehmen IFBC und Swiss Economics eingeholt. Vor diesem Hintergrund hat der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen («VSE») NERA Economic Consulting GmbH («NERA») mit einer kritischen Würdigung der bisherigen WACC-Systematik sowie der vom BFE eingeholten Gutachten beauftragt.

Eine etwaige Revision der WACC-Systematik würde in einem Kapitalmarktumfeld erfolgen, das von Brüchen und Volatilität geprägt ist. Die Phase negativer Staatsanleiherenditen ist – getrieben durch höhere Inflationsraten – vorüber. Der Anstieg des Zinsniveaus erhöht die Finanzierungskosten von Investitionen in das Stromnetz. Diese Investitionen sind in grossem Umfang erforderlich, um erneuerbare Stromerzeugungsanlagen anzuschliessen und die Elektrifizierung im Transport- und Wärmesektor voranzutreiben, was mit Blick auf die energiepolitischen Ziele erforderlich ist. Der regulatorische WACC ist der massgebliche Parameter für die Attraktivität dieser Investitionen.

Die bisherige WACC-Systematik kam über ungefähr ein Jahrzehnt kontinuierlich zur Anwendung und führte in diesem Zeitraum zu adäquaten Kapitalkostenfestlegungen. Charakteristikum der bisherigen WACC-Systematik sind Bandbreiten und Untergrenzen für diverse WACC-Parameter einschliesslich des risikolosen Zinssatzes. Die beiden vom BFE beauftragten Gutachten enthalten diverse Anpassungsvorschläge an der bisherigen WACC-Systematik. Unter anderem sehen sie vor, die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz zu reduzieren oder zu eliminieren.

Bei Änderungen des Regulierungsrahmens also zum Beispiel der WACC-Systematik gilt es, Vor- und Nachteile mit Blick auf das energiepolitische Zieldreieck aus Klimaverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Erschwinglichkeit abzuwägen. Änderungen des Regulierungsrahmens reduzieren tendenziell die Stabilität und Kontinuität des Regulierungsrahmens. Dies wiederum erhöht – wie die Methoden von Ratingagenturen zeigen – die Kapitalkosten der Netzbetreiber, was zu gesellschaftlichen Mehrkosten führt. Aus diesem Grund sollte von Änderungen des Regulierungsrahmens «ohne Not» abgesehen werden.

Die in den vom BFE beauftragten Gutachten vorgeschlagenen Anpassungen der WACC-Systematik hätten im derzeitigen Kapitalmarktumfeld einen geringen Effekt auf die Höhe des WACCs. Es ist mit Blick auf Präzedenzfälle aber zweifelhaft, ob die alternativen WACC-Systematiken auch in anderen Kapitalmarktumfeldern (zum Beispiel mit negativen Staatsanleiherenditen) kontinuierlich anwendbar bleiben würden, was für die aktuelle WACC-Systematik der Fall war. Möglicherweise käme es dann wie in den Nachbarländern zu ad-hoc Anpassungen, Methodenkorrekturen und Rechtsstreitigkeiten. All dies wäre mit Blick auf Stabilität und Vorhersehbarkeit nachteilig für das Schweizer Regulierungssystem und würde in letzter Konsequenz kapitalkostenerhöhend wirken. Der «Track Record» der

Schweizer WACC-Systematik spricht für die Beibehaltung der bestehenden WACC-Systematik und gegen etwaige Anpassungen.

In den vom BFE beauftragten Gutachten steht insbesondere die Existenz von Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz in der Kritik. Allerdings erscheint die Untergrenze aus fünf Gründen sachgerecht: Erstens gewährleistet die Untergrenze eine kapitalmarktgerechte Marktrendite. Zweitens erhöht die Untergrenze die Konsistenz innerhalb des CAPMs. Drittens unterschätzen aktuelle Staatsanleiherenditen den risikolosen Zinssatz im CAPM. Viertens sind Aufschläge auf Staatsanleiherenditen und Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz unter Praktikern die Norm. Fünftens existieren in der Regulierungspraxis diverse Präzedenzfälle für Untergrenzen und Aufschläge auf Staatsanleiherenditen.

Aus den genannten Gründen empfehlen wir, die aktuelle WACC-Systematik beizubehalten. Diese Empfehlung fusst auf der Einschätzung, dass die aktuelle WACC-Systematik methodisch sachgerecht ist und in Summe zu adäquaten Kapitalkostenfestlegungen bei verschiedenen Kapitalmarktverhältnissen führt. Unsere Empfehlung bedeutet jedoch nicht, dass wir jede Facette der aktuellen WACC-Systematik für methodisch optimal halten. Sollte die WACC-Systematik ohnehin überarbeitet werden, halten wir die folgenden methodischen Erwägungen für berücksichtigungswürdig.

Mit Blick auf die Marktrendite bzw. die Marktrisikoprämie erscheinen die von den BFE-Gutachtern präferierten Ansätze grundsätzlich geeignet, um den inversen Zusammenhang zwischen risikolosem Zinssatz und Marktrisikoprämie abzubilden. Allerdings geht die Ausgestaltung des vorwärtsgewandten Modells von IFBC aufgrund restriktiver Annahmen mit einem gewissen Methodenrisiko einher. Auch die Parametrisierung des «TMR-Ansatzes» durch Swiss Economics lässt sich punktuell verbessern. Dies betrifft vor allem die Mittelwertbildung, wo Swiss Economics entgegen dem wissenschaftlichen Literaturstand anstatt dem arithmetischen Mittelwert das sogenannte «Mittel der Mittel» anwendet. Eine sachgerechte Ausgestaltung der von den BFE-Gutachtern präferierten Ansätze führt zu einer Bandbreite für die Marktrendite oberhalb der Punktschätzer der BFE-Gutachter.

Bei der Berechnung des Betafaktors sehen wir grundsätzlich keinen Änderungsbedarf. Eine Reduzierung des Betafaktors relativ zu den europäischen Vergleichsunternehmen aufgrund der in der Schweiz verwendeten Kosten-Plus-Regulierung ist aus ökonomischer Sicht nicht angemessen, da weder aus empirischer noch theoretischer Sicht belegt ist, dass Unternehmen unter Kosten-Plus-Regulierung im Vergleich zu Unternehmen unter kostenbasierter Anreizregulierung geringere systematische Risiken aufweisen.

Beim Fremdkapitalzinssatz unterstellt die derzeitige WACC-Systematik eine Laufzeit von fünf Jahren. Diese Laufzeit erscheint mit Blick auf die Langlebigkeit des Anlagevermögens im Netzbetrieb zu kurz. Langlebiges Anlagevermögen sollte gemäss finanzökonomischer Theorie langfristig finanziert werden. Eine zehnjährige Laufzeit würde auch das tatsächliche Finanzierungsverhalten der Netzbetreiber besser abbilden. Zuletzt erhöht Illiquidität die Finanzierungskosten für Schweizer Netzbetreiber. Um diesen Kosten Rechnung zu tragen, bietet sich die Addition einer Illiquiditätsprämie auf den Eigenkapitalzinssatz an. Im Rahmen einer Branchenregulierung sollte sich eine solche Illiquiditätsprämie an den liquidesten Unternehmen orientieren, um eine Überschätzung für Teile der Branche zu vermeiden.

Résumé Exécutif

Le rendement du capital employé dans les opérations de réseau est un élément important des coûts de réseau et donc des prix de l'électricité. Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et des communications («DETEC») fixe chaque année le rendement autorisé pour les réseaux électriques sur la base de calculs effectués par l'Office fédéral de l'énergie («OFEN») et après consultation de la Commission suisse de l'électricité («ElCom»), en tant que coût moyen pondéré du capital (Weighted Average Cost of Capital, soit: «WACC»). L'annexe 1 de l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité («OApEl») contient des dispositions pertinentes à cet égard.

En relation avec la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité sécurisé avec des énergies renouvelables (allemand : «Mantelerlass»), une révision de la méthodologie WACC existante est envisagée. À cette fin, l'OFEN a mandaté deux expertises auprès de cabinets de conseil, IFBC et Swiss Economics. Dans ce contexte, l'Association suisse des entreprises électriques («AES») a mandaté NERA Economic Consulting GmbH («NERA») pour évaluer de manière critique la méthodologie WACC existante et les avis d'experts obtenus par l'OFEN.

Toute révision de la méthodologie WACC se ferait dans un environnement de marché de capitaux caractérisé par des perturbations et une volatilité. Notamment en raison d'un taux d'inflation plus élevé, la phase de rendements négatifs des obligations d'État est révolue. L'augmentation des taux d'intérêt entraîne une hausse des coûts de financement des investissements dans le réseau électrique. Ces investissements sont nécessaires à grande échelle pour connecter les installations de production d'électricité renouvelable et promouvoir l'électrification dans les secteurs des transports et du chauffage, ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs de la politique énergétique. Le WACC réglementaire est le paramètre clé pour l'attrait de ces investissements.

La méthodologie WACC existante a été appliquée de manière consistante pendant environ une décennie et a permis de déterminer de manière adéquate les coûts de capital pendant cette période. Une caractéristique de la méthodologie WACC existante sont les intervalles et les limites inférieures pour divers paramètres WACC, y compris le taux d'intérêt sans risque. Les deux avis d'experts mandatés par l'OFEN proposent divers ajustements à la méthodologie WACC existante. Parmi d'autres ajustements, ils proposent notamment de réduire ou d'éliminer la limite inférieure pour le taux d'intérêt sans risque.

Lorsqu'on envisage des changements du cadre réglementaire, comme des changements à la méthodologie WACC, il est nécessaire de peser leurs avantages et leurs inconvénients en tenant compte du triangle de la politique énergétique composé des objectifs climatiques et environnementaux, de la sécurité d'approvisionnement et de l'accessibilité financière. Les modifications du cadre réglementaire ont tendance à réduire la stabilité et la continuité du cadre réglementaire. Cela peut entraîner une augmentation des coûts de capital pour les gestionnaires de réseaux, comme le montrent les méthodes des agences de notation, ce qui entraîne des coûts supplémentaires pour la société. Pour cette raison, il convient d'éviter les modifications du cadre réglementaire sans motif valable.

Les ajustements à la méthodologie WACC proposés dans les avis d'experts mandatés par l'OFEN auraient un effet limité sur le niveau du WACC dans l'environnement actuel des marchés de capitaux. Cependant, au regard des précédents, il est douteux que les méthodologies WACC alternatives restent applicables de manière cohérente dans d'autres environnements de marché des capitaux (par exemple, avec des rendements négatifs des obligations d'État), ce qui est le cas avec la méthodologie

WACC actuelle. Dans de tels cas, des ajustements ad hoc, des corrections méthodologiques et des litiges juridiques peuvent survenir, comme cela a été le cas dans les pays voisins. Tout cela serait préjudiciable à la stabilité et à la prévisibilité du cadre réglementaire suisse et augmenterait finalement le coût du capital. Les antécédents de la méthodologie WACC suisse plaide en faveur du maintien de la méthodologie WACC existante et contre des ajustements.

L'existence d'une limite inférieure pour le taux d'intérêt sans risque est particulièrement critiquée dans les avis d'experts mandatés par l'OFEN. Cependant, la limite inférieure semble raisonnable pour cinq raisons : premièrement, la limite inférieure garantit un rendement implicite du marché adéquat. Deuxièmement, la limite inférieure accroît la cohérence avec le modèle MEDAF. Troisièmement, les rendements actuels des obligations d'État sous-estiment le taux d'intérêt sans risque dans le MEDAF. Quatrièmement, les majorations des rendements des obligations d'État et les limites inférieures pour le taux d'intérêt sans risque sont courantes parmi les praticiens. Cinquièmement, il existe divers précédents réglementaires pour les limites inférieures et les majorations des rendements des obligations d'État lors de la fixation du taux d'intérêt sans risque dans le MEDAF.

Pour ces raisons, nous recommandons de maintenir la méthodologie WACC actuelle. Cette recommandation est basée sur l'évaluation selon laquelle la méthodologie WACC actuelle est méthodologiquement solide et conduit à des déterminations adéquates des coûts de capital dans diverses conditions de marché de capitaux. Cependant, notre recommandation ne signifie pas que nous considérons chaque détail de la méthodologie WACC actuelle comme méthodologiquement optimal. Si la méthodologie WACC doit être absolument révisée, nous pensons que les considérations méthodologiques suivantes devraient être prises en compte.

En ce qui concerne le rendement du marché et la prime de risque du marché, les approches préférées par les consultants de l'OFEN semblent adaptées pour refléter la relation inverse entre le taux d'intérêt sans risque et la prime de risque du marché. Cependant, les spécificités du modèle prospectif recommandé par IFBC comportent un risque méthodologique en raison d'hypothèses restrictives. La paramétrisation de l'approche du rendement total du marché par Swiss Economics peut également être améliorée dans certains domaines. Cela concerne principalement le calcul de la moyenne, où Swiss Economics, contrairement à la littérature scientifique, applique la moyenne simple entre la moyenne géométrique et la moyenne arithmétique au lieu de la moyenne arithmétique. Une conception appropriée des approches préférées par les consultants de l'OFEN donnerait une fourchette de rendement du marché supérieure aux estimations ponctuelles des consultants de l'OFEN.

En ce qui concerne le facteur bêta, nous soutenons généralement la méthodologie actuelle. Réduire le facteur bêta par rapport aux entreprises européennes comparables en raison de la model de régulation «Cost-Plus» utilisée en Suisse n'est pas approprié d'un point de vue économique, car il n'existe aucune preuve empirique ou théorique que les entreprises soumises à une model de régulation «Cost-Plus» ont un risque systématique inférieur par rapport aux entreprises soumises à une model de régulation incitative basée sur les coûts.

En ce qui concerne le coût de la dette, la méthodologie WACC actuelle suppose une échéance de cinq ans. Cette échéance semble trop courte compte tenu de la longévité des actifs immobilisés dans les opérations de réseau. Selon la théorie économique financière, les actifs fixes de longue durée devraient être financés à long terme. Une échéance de dix ans refléterait mieux les stratégies de financement réelles des gestionnaires de réseaux. Enfin, l'illiquidité augmente les coûts de financement pour les gestionnaires de réseaux suisses. Pour tenir compte de ces coûts, nous recommandons

d'ajouter une prime d'illiquidité au coût des capitaux propres. Étant donné que la méthodologie WACC s'appliquera à l'ensemble du secteur, une telle prime d'illiquidité devrait être basée sur les entreprises les plus liquides afin d'éviter une surestimation pour certaines parties du secteur.

Executive Summary

The return on the capital employed in network operations is an important component of network costs and therefore of electricity prices. The Swiss Federal Department of the Environment, Transport, Energy and Communications («UVEK») annually sets the allowed return for electricity networks based on calculations by the Federal Office of Energy («BFE») and after consultation with the Swiss Electricity Commission («ElCom») as a weighted average cost of capital («WACC»). Annex 1 of the Electricity Supply Ordinance («StromVV») contains relevant provisions in this regard.

In connection with the Federal Act on Secure Electricity Supply with Renewable Energies (German: «Mantelerlass»), a revision of the existing WACC methodology is being considered. To this end, the BFE has commissioned two expert opinions from consulting firms IFBC and Swiss Economics. Against this background, the Swiss Association of Electricity Companies («VSE») has commissioned NERA Economic Consulting GmbH («NERA») to critically evaluate the existing WACC methodology and the expert opinions obtained by the BFE.

Any revision of the WACC methodology would take place in a capital market environment characterized by disruptions and volatility. Not least due to higher inflation rates, the phase of negative government bond yields is over. The increase in interest rates raises the financing costs for investments in the electricity network. These investments are necessary on a large scale to connect renewable electricity generation plants and to promote electrification in the transport and heating sectors, which is necessary to achieve energy policy goals. The regulatory WACC is the key parameter for the attractiveness of these investments.

The existing WACC methodology has been consistently applied for approximately a decade and has resulted in adequate capital cost determinations during this period. A characteristic feature of the existing WACC methodology are the ranges and lower bounds for various WACC parameters, including the risk-free interest rate. The two expert opinions commissioned by the BFE propose various adjustments to the existing WACC methodology. Among other things, they propose reducing or eliminating the lower bound for the risk-free interest rate.

When considering changes to the regulatory framework, such as the WACC methodology, it is necessary to weigh their advantages and disadvantages with a view to the energy policy triangle of climate and environmental goals, security of supply, and affordability. Changes to the regulatory framework tend to reduce the stability and continuity of the regulatory framework. This, in turn, increases network operators' cost of capital, as shown by the methods of rating agencies, which leads to additional societal costs. For this reason, changes to the regulatory framework without good cause should be avoided.

The adjustments to the WACC methodology proposed in the expert opinions commissioned by the BFE would have a limited effect on the level of the WACC in the current capital market environment. However, with regard to precedents, it is doubtful whether the alternative WACC methodologies would remain consistently applicable in other capital market environments (e.g., with negative government bond yields), which has been the case with the current WACC methodology. In such cases, ad hoc adjustments, methodological shifts, and legal disputes may arise, as seen in neighbouring countries. All of this would be detrimental to the stability and predictability of the Swiss regulatory framework and ultimately increase network operators' cost of capital. The track record of the Swiss

WACC methodology speaks in favour of maintaining the existing WACC methodology and against any adjustments.

The existence of a lower bound for the risk-free interest rate is particularly criticized in the expert opinions commissioned by the BFE. However, the lower limit appears reasonable for five reasons: First, the lower bound ensures an adequate implied market return. Second, the lower bound increases consistency within the CAPM. Third, current government bond yields underestimate the risk-free interest rate in the CAPM. Fourth, mark-ups on government bond yields and lower bounds for the risk-free interest rate are common among practitioners. Fifth, there are various regulatory precedents for lower bounds and mark-ups on government bond yields when setting the risk-free rate.

For these reasons, we recommend maintaining the current WACC methodology. This recommendation is based on the assessment that the current WACC methodology is methodologically sound and leads to adequate cost of capital determinations in various capital market conditions. However, our recommendation does not mean that we consider every detail of the current WACC methodology to be methodologically optimal. If the WACC methodology is to be revised anyway, we believe the following methodological considerations should be taken into account.

Regarding the market return and the market risk premium, the approaches preferred by the BFE's consultants appear suitable for reflecting the inverse relationship between the risk-free interest rate and the market risk premium. However, the specifics of the forward-looking model recommended by IFBC entails methodological risk due to restrictive assumptions. The parameterization of the total market return approach by Swiss Economics can also be improved in certain areas. This mainly concerns the averaging, where Swiss Economics contrary to the scientific literature applies the midpoint between the geometric and the arithmetic mean instead of the arithmetic mean. A proper design of the preferred approaches by the BFE's consultants would result in a range for the market return above the BFE consultants' point estimates.

Regarding the beta factor, we are generally supportive of the current methodology. Reducing the beta factor relative to European peer companies due to the cost-plus regulation used in Switzerland is not appropriate from an economic perspective, as there is no empirical or theoretical evidence that companies under cost-plus regulation have lower systematic risk compared to companies under cost-based incentive regulation.

Regarding the cost of debt, the current WACC methodology assumes a maturity of five years. This maturity appears too short considering the longevity of the fixed assets in network operations. According to financial economic theory, long-lived fixed assets should be financed at long maturities. A ten-year maturity would better reflect the actual financing strategies of network operators. Finally, illiquidity increases financing costs for Swiss network operators. To account for these costs, we recommend adding an illiquidity premium to the cost of equity. Considering that the WACC methodology will be applicable to the entire industry, such an illiquidity premium should be based on the most liquid companies to avoid overestimation for parts of the industry.

1. Einleitung

Die Netznutzungskosten sind eine wichtige Komponente des Strompreises. Sie setzen sich aus den Kosten für die Amortisation des Netzes, den Kosten für das im Stromnetz gebundene Kapital sowie den Betriebskosten zusammen. Bis zum Rückverdienst des eingesetzten Kapitals über die Amortisationskomponente wird das im Netzbetrieb gebundene Kapital mit einem kalkulatorischen Kapitalkostensatz verzinst. Dieser ergibt sich als gewichteter Durchschnitt zwischen einem Eigen- und einem Fremdkapitalzinssatz als sogenannter Weighted Average Cost of Capital (kurz: «WACC»). Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation («UVEK») legt den WACC für Stromnetze jährlich auf Basis der Berechnungen des Bundesamts für Energie («BFE») und nach Konsultation mit der Eidgenössischen Elektrizitätskommission («ElCom») fest. Dabei ist Anhang 1 der Stromversorgungsverordnung («StromVV») massgebend.

Im Zusammenhang mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien («Mantelerlass») kommt es zu einer erneuten Überprüfung der WACC-Systematik. Hierzu hat das BFE zwei Gutachten der Beratungsunternehmen IFBC und Swiss Economics eingeholt. Beide Gutachten empfehlen Anpassungen an der bestehenden WACC-Systematik. Dementsprechend steht eine Überarbeitung der bestehenden WACC-Systematik im Raum.

Vor diesem Hintergrund hat der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen («VSE») NERA Economic Consulting GmbH («NERA») mit einer kritischen Würdigung der vom BFE eingeholten Gutachten beauftragt. Dabei soll evaluiert werden, ob eine Anpassung der WACC-Systematik angezeigt ist und welche methodischen Erwägungen bei einer etwaigen Revision der WACC-Systematik zu berücksichtigen wären.

Das vorliegende Gutachten enthält unsere diesbezüglichen Ausführungen und gliedert sich wie folgt:

- Kapitel 2 enthält Hintergründe zu den Kapital- und Energiemarktentwicklungen. Ausserdem werden die bisherige Methode sowie die Anpassungsvorschläge der beiden BFE-Gutachter vorgestellt. Abschliessend ruft Kapitel 2 die Regulierungsziele und die Rolle der regulatorischen Kapitalkosten in Erinnerung.
- Kapitel 3 erläutert, weshalb eine Anpassung der WACC-Systematik nicht erforderlich ist. Dieser Befund ergibt sich aus der Bedeutung von Methodenkontinuität für die Risikowahrnehmung von Regulierungssystemen und der relativen Robustheit der bisherigen Schweizer WACC-Systematik im internationalen Vergleich.
- Kapitel 4 thematisiert die derzeit existierenden Untergrenzen und Bandbreiten für verschiedene WACC-Parameter und insbesondere den risikolosen Zinssatz. Theoretische Erwägungen und empirische Analysen stützen die Existenz der Untergrenze in der WACC-Systematik.

Aus den Kapiteln 2 bis 4 ergibt sich unsere grundsätzliche Empfehlung, von Änderungen der bestehenden WACC-Systematik abzusehen. In den nachfolgenden Kapiteln 5 bis 8 behandeln wir methodische Aspekte, die – falls es dennoch zu einer Revision der WACC-Systematik kommen sollte – zu berücksichtigen wären.

- Kapitel 5 befasst sich mit der Ermittlung der Marktrendite beziehungsweise der Marktrisikoprämie. Dabei zeigt sich, dass die von den BFE-Gutachtern vorgeschlagenen Ermittlungsansätze grundsätzlich geeignet sind, um die Zusammenhänge zwischen dem risikolosen Zinsniveau und

der Marktrisikoprämie zu berücksichtigen. Allerdings führt die jeweilige Methodenausgestaltung der beiden BFE-Gutachter tendenziell zu einer Unterschätzung der Marktrendite.

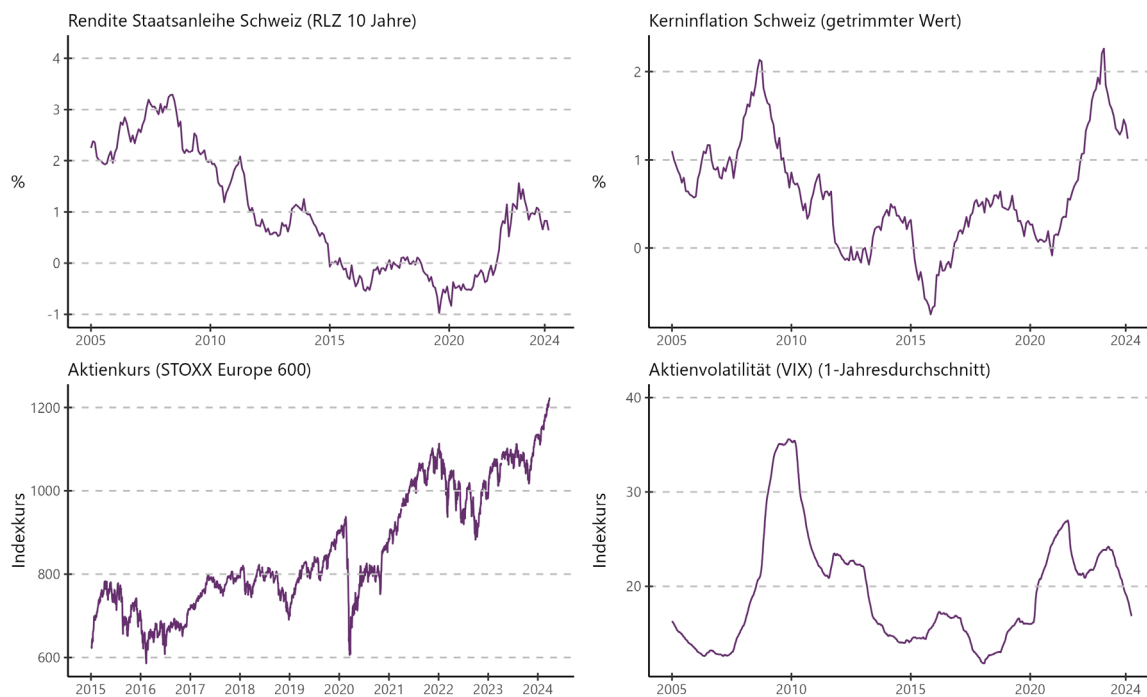
- Kapitel 6 behandelt den Betafaktor. Dort besteht kaum Anpassungsbedarf an der bestehenden WACC-Systematik. Etwaige Korrekturen für Unterschiede zwischen den Regulierungssystemen mit den europäischen Vergleichsunternehmen erscheinen nicht angezeigt, da nicht belegt ist, dass Unternehmen unter Kosten-Plus-Regulierung im Vergleich zu Unternehmen unter kostenbasierter Anreizregulierung geringere systematische Risiken aufweisen.
- Kapitel 7 befasst sich mit dem Fremdkapitalzinssatz. Die dort unterstellte Restlaufzeit erscheint als zu kurz, was bei regulären Kapitalmarktverhältnissen zu einer Unterschätzung führt.
- Kapitel 8 behandelt die zusätzlichen Finanzierungskosten für Unternehmen, deren Eigenkapital nicht liquide gehandelt wird. Daraus ergibt sich die Empfehlung einer Illiquiditätsprämie.
- Kapitel 9 enthält ein zusammenfassendes Fazit.

2. Hintergrund

2.1. Kapitalmarktentwicklungen

Das Kapitalmarktumfeld ist von Unsicherheit und Volatilität geprägt (siehe auch Kapitel 2.2). Zurückzuführen ist dies vor allem auf die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie und den Krieg in der Ukraine.

Abbildung 2.1: Entwicklung Kapitalmarktindikatoren



Quelle: NERA-Analyse basierend auf Daten von Refinitiv, FactSet und der SNB.

Die COVID-19-Pandemie hat im Frühjahr 2020 zunächst zu einem Einbruch der Aktienmärkte (siehe linkes unteres Panel in Abbildung 2.1) geführt. Während der Pandemie waren Lieferketten unterbrochen und viele Unternehmen gezwungen, Kapazitäten abzubauen oder vorübergehend stillzulegen, was Konsumeinschränkungen und geringes Wirtschaftswachstum bedeutete. Inzwischen haben die Aktienmärkte trotz der damit zusammenhängenden Einbrüche wieder Höchststände erreicht. Die Brüche an den Aktienmärkten hatten einen starken Anstieg der Volatilität, ein Mass der Schwankungen der Aktienkurse (siehe rechtes unteres Panel in Abbildung 2.1), zur Folge. Die Volatilität nähert sich erst langsam wieder dem Vor-Krisen-Niveau an. Hohe Volatilität führt zu Unsicherheit und Investitionsrisiko, da Kurse stark und unvorhersehbar schwanken.

Infolge der Kapitalmarktverwerfungen ist zu einem Anstieg der Inflationsraten gekommen. Dies war insbesondere der Fall, da sich in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine und den Reaktionen darauf die Energie- und Rohstoffpreise erhöht haben. Aufholeffekte nach der COVID-19-Pandemie trugen ebenfalls zum inflationären Umfeld bei. Im Vergleich zum europäischen Ausland war der Anstieg der Inflationsraten in der Schweiz mit Höchstwerten von knapp über 2% jedoch moderat (siehe rechtes oberes Panel in Abbildung 2.1). Die Schweizer Nationalbank hat den Leitzins von -0,75% im

Mai 2022 auf 1,75% im Juni 2023 erhöht, um den Anstieg der Inflationsrate einzudämmen. Im März 2024 hat sie diesen Zinssatz wieder auf 1,50% abgesenkt.¹

Die Renditen von Schweizer Staatsanleihen sind seit der Finanzmarktkrise in 2008 (3,29% in Juni 2008) relativ kontinuierlich über zehn Jahre gesunken (-0,98 in August 2019). Werte nahe und unter 0% waren im Zeitraum zwischen 2015 und 2022 die Regel, erst kürzlich sind wieder leicht gestiegene Werte im Bereich von 1% beobachtbar (siehe linkes oberes Panel in Abbildung 2.1). Diese Werte sind im europäischen Vergleich niedrig. Während beispielsweise der Zinssatz für Schweizer Staatsanleihen im Jahr 2023 im Schnitt bei 1,03% lag, lag er für deutsche Staatsanleihen bei 2,46% und für französische Staatsanleihen bei 3,03%.²

2.2. Energiemarktentwicklungen

Die Schweiz will die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf Netto-Null reduzieren.³ Aus diesem Grund ist Elektrifizierung im Mobilitätssektor, in der Wärmeversorgung und der Industrie erforderlich. Der Strombedarf wird daher in den kommenden Jahren stark ansteigen. Gemäss der Studie «Energiezukunft 2050» des VSE⁴ wird der Elektrizitätsbedarf von 62 TWh im Jahr 2021 auf 80 bis 90 TWh im Jahr 2050 steigen, was je nach Szenario ein Anstieg von 25-40% darstellt. Die ETH Zürich bestätigt diesen Anstieg in einem Whitepaper aus dem Jahre 2023, wobei sie sogar von einem Nettostrombedarf von 80 bis 100 TWh in 2050 spricht.⁵

Um mit diesen Herausforderungen (Klimaziele und Anstieg Stromnachfrage) umzugehen, hat die Schweiz das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verabschiedet. Dieses stand am 9. Juni 2024 zur Volksabstimmung und wurde mit grosser Mehrheit angenommen.⁶ Das Gesetz soll den Ausbau von Stromquellen aus erneuerbaren Energien fördern und beschleunigen. Dazu enthält es unter anderem verbindlichen Ausbauziele, einer Vereinfachung der Genehmigungsverfahren und einer Revision der Fördermechanismen. Der Ausbau von Wind-, Solar- und Wasserenergieanlagen erfolgt schwerpunktmässig in ländlichen Gebieten mit geringer Bevölkerungsdichte. Die Stromerzeugung wird dadurch dezentraler. Um den erzeugten Strom zu den Verbrauchszentren zu transportieren, sind erweiterte Stromnetze erforderlich. Das volatile Erzeugungsprofil von Wind- und Solaranlagen erfordert ausserdem den Einsatz moderner Technologien wie Smart Grids und vielfach eine Verstärkung des Bestandsnetzes. All diese Entwicklungen führen zu erheblichem Ausbaubedarf für das Stromnetz.

Für die Europäische Union (zuzüglich Norwegen) beziffert eine Eurelectric-Studie aus dem Jahr 2024 den Investitionsbedarf für Verteilnetzbetreiber ab 2025 bis 2050 auf bis zu 67 Mrd. € pro Jahr. Ausgehend von den derzeitigen 33 Mrd. € pro Jahr (Durchschnitt aus 2020-2023) entspricht dies einer

¹ SNB-Daten, online unter: [https://data.snb.ch/de/topics/snb/cube/snboffzisa?dimSel=D0\(LZ\)&fromDate=2016-04](https://data.snb.ch/de/topics/snb/cube/snboffzisa?dimSel=D0(LZ)&fromDate=2016-04) [abgerufen am 29. Mai 2024].

² NERA-Berechnung basierend auf Daten der Schweizer Nationalbank, der Deutschen Bundesbank und Datastream.

³ Siehe Bundesamt für Umwelt (<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/inkuerze.html>)

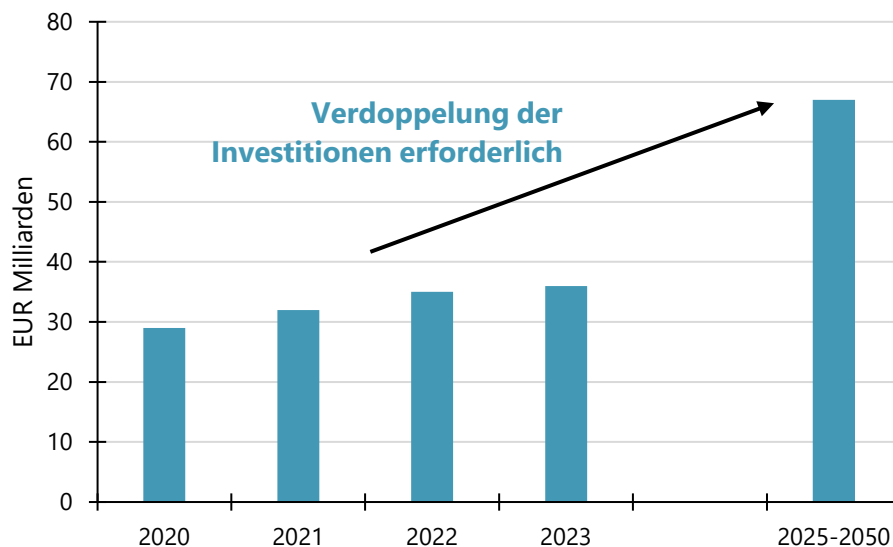
⁴ Siehe VSE (2022) (<https://www.strom.ch/de/energiezukunft-2050>)

⁵ Siehe ETH (2023) Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz (https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mavt/energy-science-center-dam/research/publications/ETH_Zurich_ESC_Whitepaper_Versorgungssicherheit.pdf)

⁶ Siehe Bundesrat (2024) (<https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/abstimmungen/20240609/bundesgesetz-ueber-eine-sichere-stromversorgung-mit-erneuerbaren-energien.html>)

Verdoppelung.⁷ Das BFE schätzt den Gesamtinvestitionsbedarf für das Schweizer Stromverteilnetz auf bis zu 84 Mrd. Franken (real) bis 2050, wobei allein für die Erneuerung der Bestandsanlagen die notwendigen Investitionen zwischen 35 und 39 Mrd. Franken betragen. Die jährlichen Gesamtkosten des Verteilnetzes steigen nach der Studie von 3,4 Mrd. Franken in 2020 auf bis zu 7,9 Mrd. Franken in 2050; ein 132% Anstieg der Verteilnetzkosten gegenüber dem Jahr 2020.⁸

Abbildung 2.2: Investitionsbedarf Verteilnetzbetreiber pro Jahr



Quelle: NERA-Analyse basierend auf Eurelectric (2024).

Vor diesem Hintergrund sollte es Priorität der Netzregulierung sein, Investitionen in das Stromnetz zu ermöglichen bzw. anzureizen. Damit Netzinvestitionen attraktiv sind, muss ihr Risiko-Rendite-Profil mit alternativen Investitionsmöglichkeiten vergleichbar sein. Der WACC ist hierfür der entscheidende Parameter. Falls der regulatorische WACC keine ausreichenden Investitionsanreize für marktwirtschaftlich agierende Energieunternehmen und ihre (privaten) Kapitalgeber setzt, müsste die öffentliche Hand die erforderlichen Investitionen aus Haushaltsmitteln stemmen.

2.3. Bisherige Methode und Anpassungsvorschläge

Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation («UVEK») legt den WACC für Stromnetze jährlich auf Basis der Berechnungen des Bundesamts für Energie («BFE») und nach Konsultation mit der Eidgenössischen Elektrizitätskommission («ElCom») fest. Die aktuelle Systematik zur Ermittlung des WACC besteht im Wesentlichen seit dem Tarifjahr 2014 und beruht auf Empfehlungen des Beratungsunternehmens IFBC.⁹ Ein Merkmal der aktuellen WACC-Systematik, die in Anhang 1 der Stromversorgungsverordnung («StromVV») verankert ist, sind Grenzwerte samt Ober- und Untergrenzen bei diversen Parametern.

⁷ Eurelectric (2024): Grids for Speed. S.42

⁸ BFE (10. November 2022): Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze

⁹ IFBC (2012): Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt.

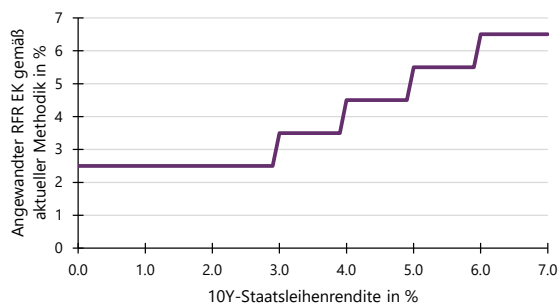
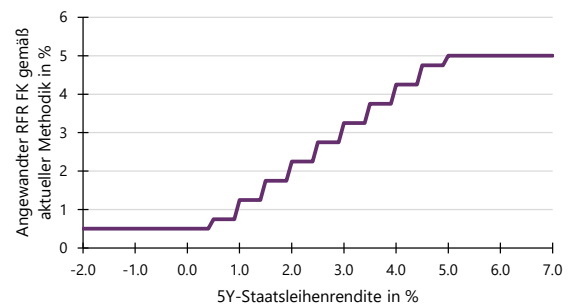
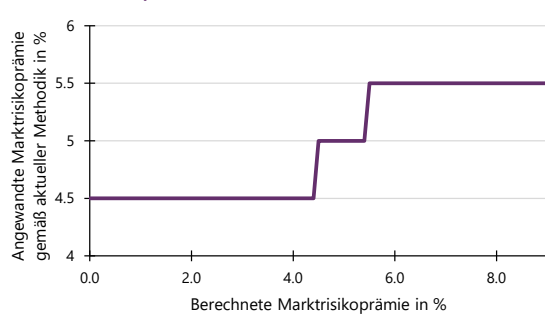
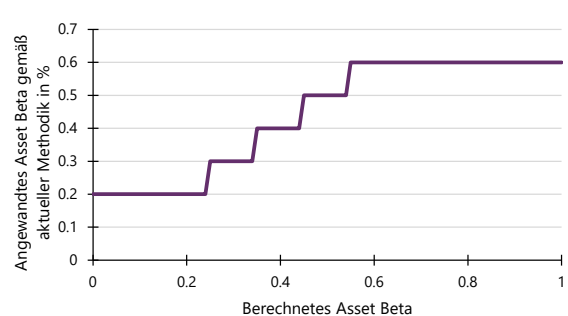
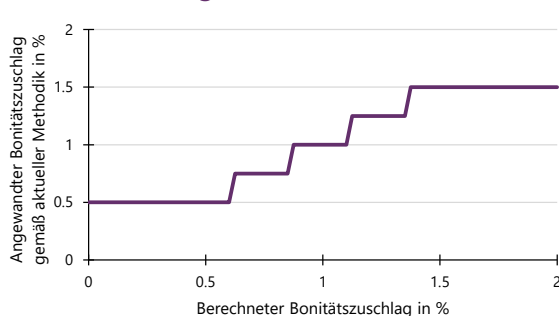
Tabelle 2.1: Parameterwerte und Ermittlungsmethodik für Tarifjahr 2025

Parameter	Wert	Beschreibung Methodik
Steuersatz	18,00	
Eigenkapitalquote	40,00	
Risikoloser Zinssatz (EK)	2,50	1-Jahresdurchschnitt Bundesobligationen, 10 Jahre Restlaufzeit* Verstetigungssystematik
Marktrisikoprämie	5,00	Durchschnitt historischer Überrenditen (seit 1926)* Verstetigungssystematik
Beta (unverschuldet)	0,40	Basierend auf internationaler Vergleichsgruppe* Verstetigungssystematik
Beta (verschuldet)	0,89	Transformation gemäss Hamada-Formel
Eigenkapitalzinssatz	6,96	Berechnung gemäss CAPM-Formel
Risikoloser Zinssatz (FK)	0,75	1-Jahresdurchschnitt Bundesobligationen, 5 Jahre Restlaufzeit** Verstetigungssystematik
Fremdkapitalzuschlag/ Bonitätszuschlag	1,25	Basierend auf Unternehmensanleiherenditen (A) zuzüglich Aufschlag für Emissions- und Beschaffungskosten*** Verstetigungssystematik
Fremdkapitalzinssatz	2,00	Summe aus risikolosem Zinssatz (FK) und Fremdkapitalaufschlag
WACC	3,98	Gewichteter Durchschnitt aus Eigen- und Fremdkapitalzinssatz

* Anpassungen werden nur vorgenommen, wenn die jeweiligen Grenzwerte zwei Jahre in Folge über- oder unterschritten werden. ** Anpassungen werden bereits bei einer einmaligen Über- oder Unterschreitung des jeweiligen Grenzwertes vorgenommen. *** Falls der risikolose Zinssatz (FK) bei 0,5% oder niedriger liegt, kommt ein fünfjähriges Durchschnittsfenster zur Anwendung. Ansonsten kommt ein einjähriges Durchschnittsfenster zur Anwendung.¹⁰ Quelle: UVEK (2024): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2025. Stromversorgungsverordnung.

Tabelle 2.1 fasst die aktuelle Ermittlungsmethodik und die daraus resultierenden Parameterwerte für das Tarifjahr 2025 zusammen. Für einige Parameter kommt dabei eine Verstetigungssystematik zur Anwendung. Statt die berechneten Werte eins-zu-eins bei der Berechnung des WACCs zu verwenden, werden die berechneten Parameterwerte Intervallen mit Referenzwerten (meist der Mittelwert des Intervalls) zugeordnet. In die Berechnung des WACC geht dann anstelle des berechneten Werts der dazugehörige Referenzwert ein. Abbildung 2.3 illustriert die Verstetigungssystematik für die einzelnen betroffenen Parameter.

¹⁰ Unseren Verständnis nach wurde für die Tarifjahre 2024 und 2025 ein Durchschnittsfenster von fünf Jahren verwendet, was im Widerspruch zu Anhang 1, Art. 2.3 StromVV steht.

Abbildung 2.3: Verstetigungssystematik unter der aktuellen Methodik**Risikoloser Zinssatz (EK)****Risikoloser Zinssatz (FK)****Marktrisikoprämie****Asset Beta****Bonitätszuschlag**

Quelle: NERA-Illustration auf Basis StromVV, Anlage 1.

Die aktuelle WACC-Systematik besteht seit ungefähr zehn Jahren weitgehend unverändert. Zum Tarifjahr 2017 kam es auf Basis eines zweiten IFBC-Gutachtens zu kleineren methodischen Veränderungen.¹¹ Diese betrafen die Absenkung der Untergrenze für den risikolosen Zinssatz von 2,0% auf 0,5% bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes, die Anpassung der bei der Ermittlung des Fremdkapitalaufschlags unterstellte Bonität (vom Durchschnitt aus AA und A auf ausschliesslich A), sowie die Reduktion des Steuersatzes von 21,17% auf 18,0%.¹²

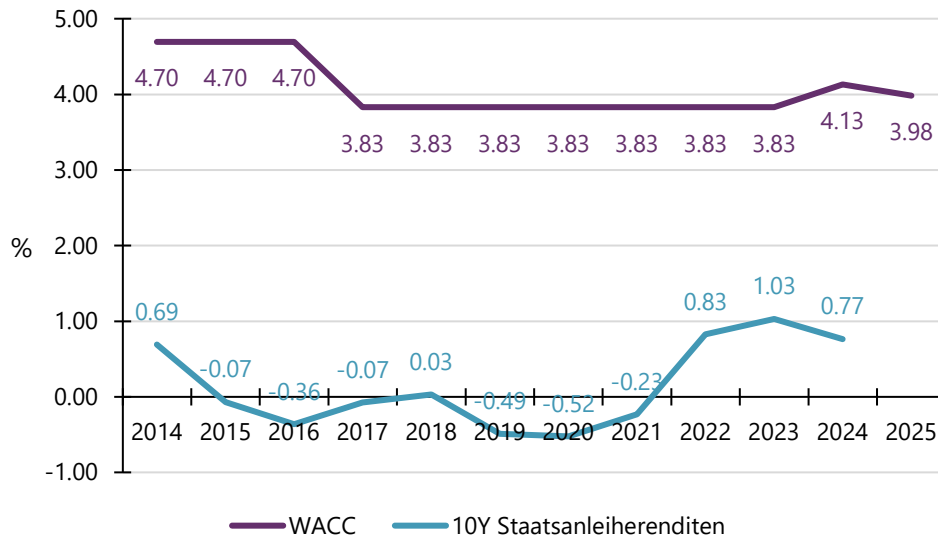
Abbildung 2.4 zeigt den WACC und Renditen von Bundesobligationen mit zehnjähriger Restlaufzeit seit 2014. Dabei zeigt sich, dass der WACC aufgrund der Verstetigungsregeln und Untergrenzen im

¹¹ IFBC (2015): Risikogerechte Entschädigung für Schweizer Stromnetzbetreiber - Review des bestehenden Kapitalkostenkonzepts.

¹² Bundesamt für Energie (2016): Bundesrat senkt ab 2017 Kapitalzinssatz für Stromnetze.

Zeitverlauf relativ stabil war. Der WACC ist in Zeiten sehr niedriger und negativer Staatsanleiherenditen nicht eins-zu-eins den Staatsanleiherenditen gefolgt.

Abbildung 2.4: Historische Entwicklung des WACC und zehnjähriger Staatsanleiherenditen



Quelle: NERA-Analyse auf Basis der WACC-Entscheidungen des BFE und von Daten der Schweizer Nationalbank.

Im Jahr 2021 hat das BFE das Beratungsunternehmen IFBC mit einer erneuten Überprüfung der WACC-Systematik beauftragt.¹³ Zusätzlich hat das BFE das Beratungsunternehmen Swiss Economics («SE») mit einer Überprüfung der WACC-Systematik beauftragt.¹⁴ Die Überprüfung des Jahres 2021 hatte keine Anpassungen der WACC-Systematik zur Folge. Die bestehende WACC-Systematik wurde bestätigt. Zu Änderungen an der WACC-Systematik ist es nicht gekommen.

Im Zusammenhang mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien («Mantelerlass») kommt es zu einer erneuten Überprüfung der WACC-Systematik. Hierzu hat das BFE erneut Gutachten der Beratungsunternehmen IFBC¹⁵ und Swiss Economics¹⁶ eingeholt. Beide Gutachten sehen Anpassungen an der bestehenden WACC-Systematik vor. Tabelle 2.2 fasst die vorgeschlagenen Anpassungen zusammen.

Tabelle 2.2 macht deutlich, dass im aktuellen Kapitalmarktumfeld weder die IFBC-Vorschläge noch die Anpassungsvorschläge von Swiss Economics zu substantiellen Änderungen beim WACC führen würden. Das BFE hat für das Tarifjahr 2025 einen WACC von 3,98% festgelegt. Die von Swiss Economics vorgeschlagenen Vorgehensweise würde daher zu einer Reduktion um 0,04 %-Punkte führen. Die von IFBC vorgeschlagene Vorgehensweise hätte eine WACC-Erhöhung um 0,11 %-Punkte zur Folge.

¹³ IFBC (2021): Überprüfung der Methodik zur Bestimmung des Kapitalkostensatzes für Schweizer Stromnetzbetreiber - Überprüfung des aktuellen Kapitalkostenkonzepts.

¹⁴ Swiss Economics (2021): Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber.

¹⁵ IFBC (2024): Überprüfung der Methodik zur Bestimmung des Kapitalkostensatzes für Schweizer Stromnetzbetreiber.

¹⁶ Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare.

Tabelle 2.2: Zusammenfassung Änderungsvorschläge der BFE-Gutachter und resultierende Parameter-Werte für 2025

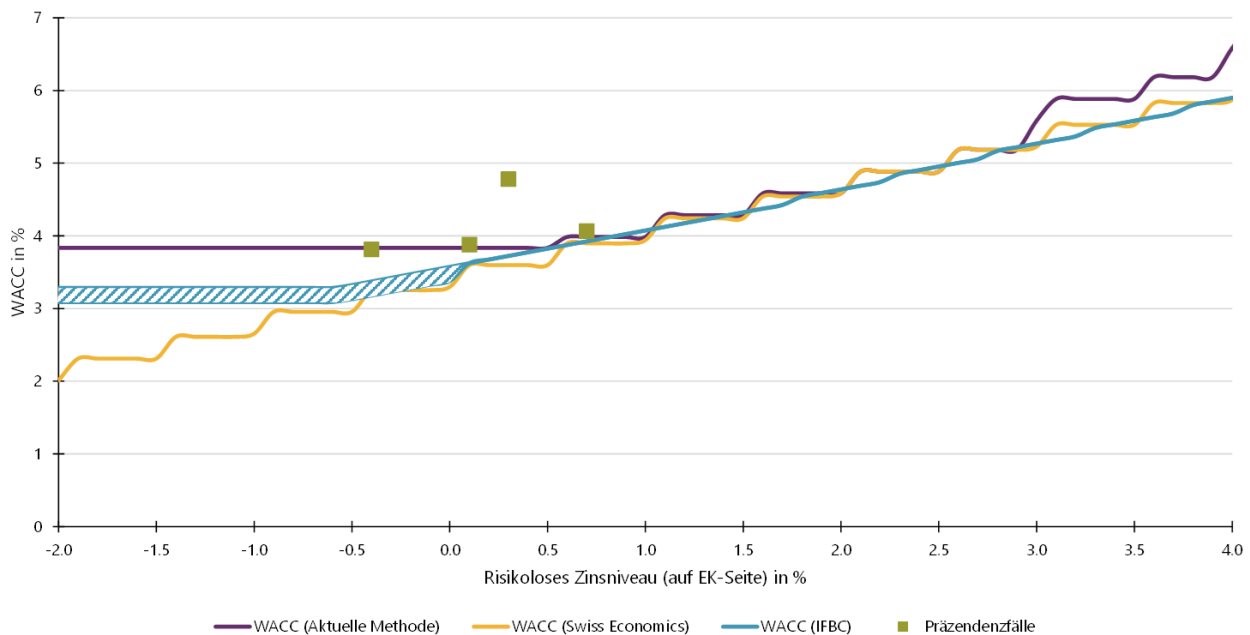
Parameter	Swiss Economics	Wert SE	IFBC	Wert IFBC
Steuersatz	-	18%	15,0 % anstatt wie bisher 18,0 %	15%
Kapitalstruktur	-	60%	Eigenkapitalquote von 50,0 % anstatt wie bisher 40,0 %	50%
Risikoloser Zinssatz EK	Wegfall von Unter- und Obergrenze	1,50%	Untergrenze = risikoloser Realzinssatz (min. 0,0 %) + langfristige Inflationserwartung gemäss IMF	1,50%
Marktrisikoprämie	TMR-Ansatz	6,00%	Implizite Schätzung	6,00%
Betafaktor	Ggf. Erweiterung der Peer Group um weitere Infrastrukturunternehmen; Ggf. Differenzierung zwischen Übertragung und Verteilung	0,40	Übertragungsnetzbetreiber mit Gewicht 1,0 und Verteilnetzbetreiber mit Gewicht 0,5	0,40
Eigenkapitalzinssatz		6,85%		5,94%
Risikoloser Zinssatz FK	Wegfall von Unter- und Obergrenze	0,75%	Swap-Zinssatz (5 Jahre) anstatt Staatsanleiherenditen als Datengrundlage	1,61%
Fremdkapitalzuschlag/Bonitätszuschlag	Ggf. in Zukunft stärkere Ausrichtung an Bonität der Peer Group anstatt pauschal Unternehmen mit A-Rating heranzuziehen	1,25%	Anpassung für veränderte Datengrundlage beim risikolosen Zinssatz (FK)	0,63%
Fremdkapitalzinssatz		2,00%		2,24%
WACC		3,94%		4,09%

Quelle: NERA-Analyse auf Basis von Swiss Economics (2024) und IFBC (2024).

Bei anderen Kapitalmarktverhältnissen mit geringeren Staatsanleiherenditen würden die Ansätze aber zu stärker abweichenden Ergebnissen führen. Abbildung 2.5 zeigt die resultierenden WACC-

Werte für Staatsanleiherenditen zwischen - 2,00% und 4,00%. Die von uns ermittelten spezifischen WACC-Werte unter den verschiedenen Methoden sind abhängig von Annahmen und können daher von den sich tatsächlich in der Zukunft einstellenden Werten abweichen. Jedoch zeigt unsere Simulation, dass die verschiedenen Methoden in einem «mittleren» Bereich des risikolosen Zinssatzes EK (zwischen 0,00% und 3,00%) zu vergleichbaren Werten führt. Bei risikolosen Zinssätzen oberhalb von 3,00% führt die aktuelle Methode zu höheren Werten, da sich unter dieser Methode (annahmegetrieben) eine höhere implizite Markttrendite ergibt.

Abbildung 2.5: WACC-Simulation in Abhängigkeit des Risikolosen Zinsniveaus



Anmerkungen: Folgende Annahmen wurden zur Berechnung der WACC-Werte getroffen: (1) Term Premium: Staatsanleiherenditen mit zehnjähriger Restlaufzeit liegen um 0,04 %-Punkte höher als Staatsanleiherenditen mit fünfjähriger Restlaufzeit (auf Basis Jahresdurchschnitt 2023); (2) MRP und TMR: MRP von 5% für aktuelle Methodik, TMR von 7,5% für Swiss Economics und IFBC; (3) Asset Beta: 0,40; (4) Eigenkapitalquote: 40% für Aktuelle Methode und Swiss Economics; 50% für IFBC; (5) FK-Aufschlag: 1,25 %-Punkte für Aktuelle Methode und Swiss Economics, Aufschlag von 0,63 %-Punkte für IFBC; (6) Spread Swap vs. Staatsanleiherenditen (IFBC) von 0,62% (basierend auf IFBC-Gutachten); (7) Langfristige Inflationserwartungen (IFBC) von 1,5%, 0,0% als Sensitivität bei risikolosem Zinsniveau < 0,0%; (8) Steuersatz: 18% für Aktuelle Methode und Swiss Economics, 15% für IFBC. Quelle: NERA-Analyse.

Bei negativen Staatsanleiherenditen führt die aktuelle Methodik aufgrund der Untergrenze von 2,50% zu höheren WACC-Werten als die beiden neu vorgeschlagenen Methode. Der WACC gemäss der von IFBC vorgeschlagenen Methode hängt bei sehr niedrigen Staatsanleiherenditen stark von der Inflationserwartung ab, die als Untergrenze für den risikolosen Zinssatz (EK) fungiert. In der Darstellung wird hierfür eine Bandbreite zwischen 0,0 und 1,5% betrachtet. Der WACC gemäss der von Swiss Economics vorgeschlagenen Methode würde bei negativen Staatsanleiherenditen (getrieben durch die resultierenden Fremdkapitalzinssätze) kontinuierlich auf bis zu 2,0% sinken.

Dieser Wertebereich erscheint mit Blick auf die internationale Regulierungspraxis unrealistisch. Im deutschsprachigen Raum existieren einige Beispiele für WACC-Festlegungen im Umfeld sehr niedriger Staatsanleiherenditen. Die finalen Festlegungen (umgerechnet auf einen Schweizer Vanilla-

WACC) lagen dabei stets in einem Bereich um 4,0%, also im Bereich der Untergrenze für den WACC gemäss der bisherigen Methode.¹⁷ Die internationalen Präzedenzfälle deuten darauf hin, dass insbesondere die von Swiss Economics vorgeschlagene Methode bei sehr niedrigen Staatsanleiherenditen nicht anwendbar bliebe. Methodenänderungen oder ad-hoc Anpassungen wie im europäischen Ausland (siehe Kapitel 3.2) könnten dann erforderlich werden.

2.4. Regulierungsziele und regulatorische Kapitalkosten

Die Stromversorgung soll das Zieldreieck aus Umwelt- und Klimaverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Erschwinglichkeit bestmöglich erfüllen.¹⁸ Mit Blick auf die Stromnetze bedeuten diese Ziele Folgendes:

- **Umwelt- und Klimaverträglichkeit:** Um die Treibhausgasemissionen zu senken, ist eine zunehmende Elektrifizierung und Ausbau beziehungsweise Netzanschluss erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten erforderlich. Beides erfordert Netzausbau.
- **Versorgungssicherheit:** Der steigende Anteil erneuerbarer Stromerzeugung stellt eine Herausforderung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar, da das Erzeugungsprofil von Wind- und Solaranlagen nicht steuerbar ist. Netzausbau und Interkonnektivität mit Nachbarländern können regionale Angebots- und Nachfrageunterschiede ausgleichen.

Erschwinglichkeit: Damit die Stromversorgung möglichst preisgünstig ist und erschwinglich bleibt, muss der erforderliche Netzausbau zu möglichst niedrigen Kosten erfolgen. Ein Verzicht auf erforderliche Netzausbaumassnahmen würde langfristig zu Nachteilen bei der Erschwinglichkeit führen, da dies die Nutzbarkeit von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen mit niedrigen Grenzkosten einschränken und kostspielige Engpassmanagement- und Reservemassnahmen erfordern würde.

Zusammengefasst ist Netzausbau ein Schlüssel, um dem Zieldreieck aus Umwelt- und Klimaverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Erschwinglichkeit gerecht zu werden. Die Bedeutung des Netzausbaus für den Umbau der Energieversorgung zur Begrenzung der Erderwärmung ist auch international erkannt. Ein Bericht der Internationale Energieagentur («IEA») aus dem Jahr 2023 hebt die Bedeutung der Stromnetze für die globale Energiewende hervor. Um die Klimaziele zu erreichen, ist dem IEA-Bericht zufolge Netzausbau von 80 Millionen Kilometern bis 2040 erforderlich. Dies entspricht einer Verdopplung der existierenden Netzlänge und etwa der halben Distanz zwischen Erde und Sonne. Der IEA-Bericht weist auch darauf hin, dass schleppender Netzausbau zunehmend zur Gefahr für die Versorgungssicherheit und zum Hemmnis der Dekarbonisierung wird.¹⁹ Diese Entwicklung ist in Europa bereits heute sichtbar. Beispielsweise in den Niederlanden wird mangelnde

¹⁷ Bei den dargestellten Präzedenzfällen handelt es sich die deutsche Bundesnetzagentur-Entscheidung aus 2016 (Vanilla-WACC: 3,88%, risikoloses Zinsniveau: 0,07%), die luxemburgischen ILR-Entscheidungen aus 2016 (Vanilla-WACC: 4,78%, risikoloses Zinsniveau: 0,25%) und 2020 (Vanilla-WACC: 3,82%, risikoloses Zinsniveau: -0,41%) und die österreichische E-Control-Entscheidung aus 2018 (Vanilla-WACC: 4,07%, Staatsanleiherendite: 0,68%). Die Bundesnetzagentur-Entscheidung aus dem Jahr 2021 wurde ebenfalls im Umfeld eines niedrigen risikolosen Zinsniveaus getroffen, aber vom Oberlandesgericht Düsseldorf aufgehoben (siehe Kapitel 3.2). Daher ist diese Entscheidung nicht in der Abbildung eingetragen.

¹⁸ Dieses Zieldreieck spiegelt sich sowohl in der für die WACC-Ermittlung massgeblichen StromVV, die Vorgaben für einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb enthält, als auch im Mantelerlass, der Ausbauziele für Erneuerbare und Verbrauchsziele zur langfristigen Gewährleistung der Klimaverträglichkeit vorsieht.

¹⁹ IEA (2023): Electricity Grids and Secure Energy Transitions - Enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems.

Stromnetzkapazität den Anschluss erneuerbarer Stromerzeugungskapazität und den Anschluss von neuen Grossverbrauchern, und damit die Elektrifizierung emissionsintensiver Sektoren, voraussichtlich bis zum Ende des Jahrzehnts einschränken.²⁰

Abbildung 2.6: Energiepolitisches Zieldreieck



Quelle: NERA-Illustration.

Das Zieldreieck für die Stromversorgung hat zwei Implikationen für die Stromnetzregulierung. Erstens sollte es Priorität der Regulierung sein, Netzausbau anzureizen und zu beschleunigen. Zweitens sollte der erforderliche Netzausbau zu möglichst niedrigen Kosten erfolgen, um Erschwinglichkeit zu gewährleisten. Die regulatorischen Kapitalkosten sind der entscheidende Parameter für die Attraktivität von Netzausbaumassnahmen. Wenn die regulatorischen Kapitalkosten unter den – nicht beobachtbaren – tatsächlichen Kapitalkosten der Netzbetreiber liegen, haben Netzbetreiber keinen finanziellen Anreiz zum Netzausbau. Ansonsten ist Netzausbau umso attraktiver, je höher die regulatorischen Kapitalkosten sind. Um Erschwinglichkeit zu gewährleisten, sollten die regulatorischen Kapitalkosten jedoch nicht deutlich über den tatsächlichen Kapitalkosten der Netzbetreiber liegen und idealerweise in exakt dieser Höhe festgelegt werden.²¹

²⁰ Pató (2024): Gridlock in the Netherlands.

²¹ Da die tatsächlichen Kapitalkosten nicht beobachtbar sind, ist es nicht ohne Weiteres möglich, die regulatorischen Kapitalkosten exakt in Höhe der tatsächlichen Kapitalkosten festzulegen. Die tatsächlichen Kapitalkosten müssen unter Unsicherheit geschätzt werden. Der BFE-Gutachter Swiss Economics (2021) argumentiert zutreffend, dass die volkswirtschaftlichen Schäden einer Unterschätzung schwerer wiegen als die volkswirtschaftlichen Schäden einer Überschätzung. Daher empfiehlt Swiss Economics (2021) die Addition eines Unsicherheitszuschlags auf die WACC-Punktschätzung. Swiss Economics (2021): Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber. Kapitel 11.

Die tatsächlichen Kapitalkosten der Netzbetreiber hängen massgeblich vom regulatorischen Risiko ab.²² Je höher das regulatorische Risiko ist, desto höher sind die Kapitalkosten. Durch diesen Zusammenhang hält die Netzregulierung einen weiteren Hebel, um auf Preisgünstigkeit und Erschwinglichkeit hinzuwirken. Durch Kontinuität und Vorhersehbarkeit kann sie das regulatorische Risiko und dadurch letztlich die Kosten des erforderlichen Netzausbaus reduzieren. Aufgrund dieser Zusammenhänge zählt die Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung («OECD») Konsistenz, Stabilität und Vorhersehbarkeit zu den zentralen Attributen effektiver Infrastrukturregulierung.²³ Der Zusammenhang zwischen den Kapitalkosten der Netzbetreiber und der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens zeigt sich auch an den Methoden von Ratingagenturen, deren Einschätzungen oft massgeblich für die Fremdkapitalkosten der Netzbetreiber sind.²⁴ Bei der Rating-Methode von Moody's für regulierte Strom- und Gasnetze fliesst das regulatorische Umfeld mit einem Gewicht von 40 % in die Bonitätsbewertung ein. Der Subfaktor «Stabilität und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens» erhält ein Gewicht von 15 %. Dies macht ihn zum wichtigsten Subfaktor. Regulierungssysteme, die von Stabilität und Kontinuität über fünfzehn Jahre oder mehr geprägt sind, erhalten die höchsten Bonitätsbewertungen.

Diese Zusammenhänge legen nahe, bei der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens auf Kontinuität, Stabilität und Vorhersehbarkeit zu achten. Umgekehrt gilt es, etwaige regulatorische Veränderungen mit Bedacht abzuwägen.

²² Wieshammer & Hiemann (2024): Regulatorisches Risiko als Kostentreiber der Energiewende. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 74. Jg. 2024 Heft 4.

²³ OECD (2011): *Better Economic Regulation: The Role of the Regulator*.

²⁴ Moody's Investors Service (2022): *Rating Methodology - Regulated Electric and Gas Networks*.

3. Kein Erfordernis für eine Methodenanpassung

3.1. Bedeutung von Methodenkontinuität

Wie in Kapitel 2.4 erläutert hat die Stabilität und Vorsehbarkeit des Regulierungsrahmen Implikationen für das Vertrauen der Netzbetreiber und deren Investoren, das in Netzinfrastruktur eingesetzte Kapital über die Zeit zurückverdienen zu können. Dies wiederum macht Stabilität und Vorsehbarkeit des Regulierungsrahmen zu einem zentralen Treiber der Kapitalkosten der Netzbetreiber. Änderungen am Regulierungsrahmen sollten daher mit Bedacht abgewogen werden und nur vorgenommen werden, wenn die Vorteile einer Methodenänderung die Nachteile (mit Blick auf Kontinuität und Stabilität) klar überwiegen.

In der Vergangenheit wurde die WACC-Methodik mehrmals überprüft (zuletzt 2021). Die Ergebnisse der Prüfung hatten für das BFE allerdings keinen Anlass ergeben, (wesentliche) Änderungen an der Methodik vorzunehmen (siehe Kapitel 2.3). Seitdem ist zwar das risikolose Zinsniveau gestiegen, aber nicht auf ein Niveau, in dem die aktuelle Methodik nicht schon zur Anwendung gekommen wäre (siehe Kapitel 2.1).

Aus den beiden aktuellen BFE-Gutachten von Swiss Economics (2024) und IFBC (2024) wird nicht klar, warum jetzt eine Anpassung der Methode geboten sein sollte. Zumal die von den BFE-Gutachtern vorgeschlagene Methoden nur geringe quantitative Anpassungen zur Folge hätten. Die Abwägung zwischen (1) den Vorteilen von Methodenkontinuität und (2) kleineren methodischen «Verbesserungen» aus Sicht der BFE-Gutachter wird in den beiden BFE-Gutachten nicht vorgenommen. Dies war nach unserem Verständnis auch nicht der Auftrag der beiden BFE-Gutachten. Jedoch muss diese Abwägung vor einer Änderung der Methodik erfolgen.

Es liegt kein Nachweis vor, dass die bisherige Methode zu einer deutlichen Unter- oder Überschätzung des WACC geführt hat. Im Gegensatz spricht die Tatsache, dass sie seit Jahren kontinuierlich angewandt werden konnte, eher dafür, dass dies nicht der Fall war (im Unterschied zu Regulierungsrahmen in anderen europäischen Ländern, siehe Kapitel 3.2).

3.2. Robustheit verschiedener Methoden

Um Netzausbau anzureizen, müssen die regulatorischen Kapitalkosten die aktuellen Kapitalmarkterhältnisse abbilden. Dies ist der Fall, da Investitionsentscheidungen wie von Swiss Economics (2021) zutreffend beschrieben *«auf Basis des aktuellen WACC (bzw. der marginalen Kapitalkosten) gefällt»* werden.²⁵ Gleichzeitig zählen Kontinuität und Stabilität zu den Merkmalen effektiver Regulierungssysteme.²⁶ Aus den beiden Anforderungen, einerseits die aktuellen Markterhältnisse abzubilden und andererseits Kontinuität zu gewährleisten, kann sich mit Blick auf das methodische Vorgehen zur WACC-Ermittlung ein Spannungsfeld ergeben. Regulierungsbehörden in der Schweiz und ihren Nachbarländern sind auf der Suche nach der «goldenen» WACC-Methode, die verschiedene

²⁵ Swiss Economics (2021): Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber. S. 39.

²⁶ OECD (2011): Better Economic Regulation: The Role of the Regulator. Online unter: https://www.oecd-ilibrary.org/transport/better-economic-regulation_5kg9mq55fpmv-en [13. Mai 2024].

Kapitalmarktverhältnisse, zu denen es im Zeitverlauf unweigerlich kommt, ohne Notwendigkeit für methodische Anpassungen abbilden kann.

Die Kapitalmarktverhältnisse waren in den letzten zehn Jahren von Volatilität und Verwerfungen geprägt. Das risikolose Zinsniveau ist zwischenzeitlich auf historische Tiefststände gesunken und anschliessend rasant angestiegen (siehe Kapitel 2.1). Eine Betrachtung der angewandten WACC-Methoden in den Nachbarländern über die letzten zehn Jahre kann daher Aufschluss über die Robustheit verschiedener Methoden geben oder anders ausgedrückt aufzeigen, ob verschiedene Methoden bei sich ändernden Kapitalmarktverhältnissen anwendbar bleiben:

- **Deutschland:** Die Bundesnetzagentur hat in den letzten zehn Jahren zwei Beschlüsse zum Eigenkapitalzinssatz für Stromnetzbetreiber erlassen: im Jahr 2016 für die dritte Regulierungsperiode und im Jahr 2021 für die vierte Regulierungsperiode. Bei der Festlegung für die dritte Regulierungsperiode strebte die Bundesnetzagentur nach Methodenkontinuität gegenüber der vorherigen Festlegung.²⁷ Gemäss dieser Methode ergibt sich der risikolose Zinssatz als zehnjähriger Durchschnitt weitgehend risikoloser Anleiherenditen und die Marktrisikoprämie als langjähriger Durchschnitt historischer Überrenditen. Grenzwerte wie in der Schweiz kommen nicht zur Anwendung. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat den diversen Beschwerden der Netzbetreiber gegen die auf dieser Methode basierende Festlegung stattgegeben und die Bundesnetzagentur-Entscheidung aufgehoben.²⁸ Der vom Beschwerdegericht bestellte ökonomische Sachverständige hat das schematische Vorgehen der Bundesnetzagentur, welches eine mangelnde Berücksichtigung der damaligen Kapitalmarktverhältnisse zur Folge hatte, angeprangert und eine ergänzende Betrachtung alternativer Methoden eingefordert.²⁹ Der Bundesgerichtshof hat die Entscheidung des Oberlandesgerichts Düsseldorf später kassiert und die ursprüngliche Festlegung der Bundesnetzagentur wiederhergestellt. Begründet hat der Bundesgerichtshof dies unter anderem mit sich ausgleichenden Verzerrungen in der Bundesnetzagentur-Methode.³⁰ Bei der Festlegung für die vierte Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur erneut die Methode aus den vorherigen Regulierungsperioden angewandt. Dabei hat sie bereits bei der Festlegung für eine Inkonsistenz innerhalb der Methode korrigiert.³¹ Nichtsdestotrotz hat das Oberlandesgericht Düsseldorf die Festlegung im Jahr 2023 aufgehoben.³² Um Investitionsanreize für Neuinvestitionen zu gewährleisten, sah sich die Bundesnetzagentur ausserdem veranlasst, einen getrennten Kapitalkostensatz für Neuinvestitionen mit einem auf ein Jahr verkürzten Durchschnittsfenster beim risikolosen Zinssatz festzulegen.³³ Zusammengefasst hat sich die Methode der Bundesnetzagentur zur Ermittlung der Kapitalkosten als nicht robust erwiesen. Beide darauf

²⁷ Bundesnetzagentur (2016): Beschluss BK4-16-160.

²⁸ Oberlandesgericht Düsseldorf (2018): Beschluss im Verfahren VI-3 Kart 319/16 [V].

²⁹ Warth & Klein Grant Thornton (2017): Gutachtliche Stellungnahme im Beschwerdeverfahren VI-3 Kart 319/16 [V].

³⁰ Bundesgerichtshof (2019) Entscheidung im Verfahren EnVR41/18. Rz. 52.

³¹ Bundesgerichtshof (2021): Beschluss BK4-21-056. Bei der angesprochenen Korrektur handelt es sich um den Aufschlag für eine sogenannte «Convenience Yield».

³² Oberlandesgericht Düsseldorf (2018): Beschluss im Verfahren VI-3 Kart 544/21 [V].

³³ Bundesnetzagentur (2024): Beschluss BK4-23-002. Von der Festlegung unterschiedlicher Kapitalkostensätze für Neuinvestitionen und Bestandsanlagen ist aus regulierungsökonomischer Sicht abzuraten. Siehe NERA (2023): Eckpunkt Papier zur Anpassung des EK-Zinssatzes für Neuinvestitionen - Regulierungsökonomische Einordnung im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

basierenden Festlegungen wurden aufgehoben. Korrekturen und ein Methodenwechsel waren erforderlich.

- **Österreich:** Die E-Control hat in den letzten zehn Jahren zwei Kapitalfestlegungen für Stromverteilnetze getroffen: im Jahr 2018 für die vierte Regulierungsperiode und im Jahr 2023 für die fünfte Regulierungsperiode. Die präferierte Methode der E-Control besteht unter anderem aus einem fünfjährigen Durchschnittsfenster für den risikolosen Zinssatz und einem langjährigen Durchschnitt historischer Überrenditen als Marktrisikoprämie. Grenzwerte wie in der Schweiz sind nicht Bestandteil der Methode. In der Festlegung für die vierte Regulierungsperiode hat die E-Control eine ad-hoc Anpassung vorgenommen und die Marktrisikoprämie 0,6 %-Punkte über der Festlegung ihres Gutachters festgelegt, um eine Unterschätzung der Kapitalkosten zu vermeiden.³⁴ Für die fünfte Regulierungsperiode sah sich die E-Control veranlasst, mehrere Methoden Anpassungen vorzunehmen, um eine aus ihrer Sicht kapitalmarktgerechte WACC-Festlegung zu erreichen.³⁵ Erstens hat die E-Control die Marktrisikoprämie mit 5,0 % signifikant über der Bandbreite festgelegt, die sich bei einem methodenkontinuierlichen Vorgehen ergeben hätte. Zweitens hat die E-Control eine separate WACC-Methode für Neuinvestitionen entwickelt und dort das Durchschnittsfenster zur Ermittlung des risikolosen Zinssatzes von fünf Jahren auf ein Jahr verkürzt. Dadurch hat sich der WACC um mehr als 50 % erhöht. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die von der E-Control präferierte Methode über die letzten zehn Jahre nicht kontinuierlich anwendbar war. Zunächst wurden Unterschätzungen durch ad-hoc Anpassungen ausgeglichen. Anschliessend hat die E-Control für Neuinvestitionen de facto einen Methodenwechsel vollzogen, um eine kapitalmarktgerechte Verzinsung zu gewährleisten.
- **Frankreich:** Die Commission de Régulation de l'Énergie («CRE») hat im betrachteten Zeitraum zwei Festlegungen für den Stromverteilnetzbetreiber getroffen: die Turpe-5-Festlegung im Jahr 2016 und die Turpe-6-Festlegung im Jahr 2021. Im Jahr 2016 mittelte die CRE den risikolosen Zinssatz über sieben Jahre. Die Marktrisikoprämie wurde auf der Basis langjähriger Durchschnitte historischer Renditen («TMR-Ansatz») und langjähriger Durchschnitte historischer Überrenditen in Höhe von 5,0 % festgesetzt.³⁶ Grenzwerte wie in der Schweiz fanden keine Anwendung. Bei der Turpe-6-Festlegung im Jahr 2021 verlängerte die CRE das Durchschnittsfenster zur Ermittlung des risikolosen Zinssatzes von sieben auf zehn Jahre.³⁷ Für die Marktrisikoprämie setzte die CRE einen Wert in Höhe von 5,2 % an. Das genaue Zustandekommen dieses Wertes ist auf Basis der CRE-Entscheidung und den zugrundeliegenden Gutachten nicht nachvollziehbar. Zusammengefasst erfolgte die WACC-Ermittlung über die letzten zehn Jahre auch in Frankreich nicht methodenkonsistent.
- **Italien:** Die Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente («ARERA») hat ihre WACC-Methode zur im Jahr 2016 beginnenden Regulierungsperiode grundsätzlich überarbeitet. Vor der Überarbeitung wurde die Marktrisikoprämie als langjähriger Durchschnitt historischer

³⁴ E-Control (2018): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 - 31. Dezember 2023.

³⁵ E-Control (2024): Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028.

³⁶ Commission de Régulation de l'Énergie (2016): Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

³⁷ Commission de Régulation de l'Énergie (2021): Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT).

Überrenditen ermittelt. Der risikolose Zinssatz wurde über ein Jahr gemittelt. Seit der Überarbeitung kommt ein langjähriger Durchschnitt historischer Renditen («TMR-Ansatz») für die Ermittlung der Marktrisikoprämie zur Anwendung.³⁸ Das Durchschnittsfenster zur Ermittlung des risikolosen Zinssatzes beträgt weiterhin ein Jahr. Im Zuge der Überarbeitung hat ARERA zusätzlich einen Mindestwert für den nominalen risikolosen Zinssatz in Höhe von 2,0 % eingeführt. Für die 2022 beginnende Regulierungsperiode wurde die WACC-Methode weiterentwickelt.³⁹ Die Marktrisikoprämie basiert weiterhin auf einem langjährigen Durchschnitt historischer Renditen («TMR-Ansatz»). Anstatt einer expliziten Untergrenze für den risikolosen Zinssatz kommen nun drei Zuschläge zur Anwendung, die für die Tarifjahre 2022 und 2023 in Summe zu einer Erhöhung um insgesamt 1,75 %-Punkte gegenüber Staatsanleiherenditen geführt haben. Insgesamt wurde der WACC also auch in Italien über die Jahre nicht methodenkontinuierlich ermittelt.

Zusammengefasst haben die Regulierungsbehörden in den Nachbarländern überwiegend versucht, anstatt mit Parametergrenzwerten mit mehrjährigen Durchschnittsfenstern für den risikolosen Zinssatz für Kontinuität und Stabilität zu sorgen. Die daraus resultierenden Werte bildeten die Kapitalmarktverhältnissen jedoch häufig nicht angemessen ab. Dies hatte ad-hoc Erhöhungen, Rechtsstreitigkeiten und methodische Kehrtwenden zur Folge, die der ursprünglich angestrebten Kontinuität und Stabilität entgegenstehen.

Im Gegensatz dazu hat sich die WACC-Systematik in der Schweiz über die letzten zehn Jahre als robust erwiesen. Wesentliche methodische Anpassungen waren aufgrund der Parametergrenzwerte nicht erforderlich (siehe Kapitel 2.3). Nachweise für nicht-kapitalmarktgerechte WACC-Festlegungen, also für erhebliche Unter- oder Überschätzungen, liegen nicht vor. Die bestehende WACC-Systematik scheint also in der Lage zu sein, Stabilität und Kontinuität zu gewährleisten und gleichzeitig verschiedene Kapitalmarktverhältnisse abzubilden. Dies spricht dafür, die bestehende WACC-Systematik beizubehalten.

3.3. Zwischenfazit

Stabilität und Methodenkontinuität dienen im Bereich der Infrastrukturregulierung keinem Selbstzweck. Stattdessen stärken Stabilität und Kontinuität das Vertrauen von Investoren in den Regulierungsrahmen und sie erhöhen die Vorhersehbarkeit regulatorischer Entscheidungen. Aufgrund dessen reduzieren Stabilität und Kontinuität die Kapitalkosten regulierter Netzbetreiber, wie das Vorgehen von Ratingagenturen bestätigt.

Aufgrund dieses Zusammenhangs sollten die Vor- und Nachteile regulatorischer Veränderungen, die zu Abstrichen bei Stabilität und Kontinuität führen, sorgfältig abgewogen werden. Die beiden BFE-Gutachter nehmen eine solche Abwägung in ihren Ausführungen zu möglichen Anpassungen der WACC-Systematik nicht vor, was nach unserem Verständnis auch nicht ihrem Gutachterauftrag entsprochen hätte. Jedoch muss diese Abwägung vor einer Änderung der Methodik erfolgen.

³⁸ Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (2015): Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021).

³⁹ Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (2023): Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027).

Der Blick ins europäische Ausland verdeutlicht die Vorteile der Schweizer WACC-Systematik. Diese blieb während verschiedener Kapitalmarktverhältnisse anwendbar, während Rechtsstreitigkeiten und ad-hoc Korrekturen des regulatorischen WACCs im Ausland die Regel waren. Eine Annäherung an das Vorgehen in den Nachbarländern erscheint vor diesem Hintergrund nicht vorteilhaft. Auf die Höhe des WACC hätte die Umsetzung der BFE-Gutachternvorschläge aktuell nur marginalen Einfluss, sodass sich hier unabhängig von der Sichtweise (Fokus entweder auf Anreizen für Netzausbau oder Preisgünstigkeit bzw. Erschwinglichkeit) weder erhebliche Vor- noch Nachteile ergeben.

Eine Methodenänderungen führt allerdings zu Nachteilen in den Dimensionen Stabilität und Kontinuität, die bei der Infrastrukturregulierung aus den genannten Gründen schwer wiegen. Diesen Nachteilen stehen keine erkennbaren Vorteile gegenüber, weshalb von einer Methodenänderung abzuraten ist.

4. Grenzwerte und Bandbreiten

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt enthält die bestehende WACC-Systematik Verstetigungsregeln und Grenzwerte für diverse Parameter. Diese gewähren grundsätzlich Stabilität, Einfachheit und Vorhersehbarkeit. Keine der beiden BFE-Gutachter schlägt eine Abkehr vom System der Verstetigungsregeln vor, jedoch fordern beide eine Anpassung der Grenzwerte. Insbesondere die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz ist kontrovers, da sie im derzeitigen Kapitalmarktumfeld häufig bindend ist. Der BFE-Gutachter Swiss Economics (2021) spricht sich gegen die Untergrenze beim risikolosen Zinssatz aus: «Untergrenzen für die RFR sind weder aus theoretischer noch empirischer Sicht angezeigt.»⁴⁰ Der andere Gutachter, IFBC (2024) schlägt eine Anpassung bei der Untergrenze vor, wonach die langfristig erwartete Inflationsrate als Untergrenze fungieren soll.⁴¹

Allerdings sprechen ökonomische Gründe für die Beibehaltung der Grenzwertsystematik und insbesondere der Untergrenze für den risikolosen Zinssatz. Diese stellen wir im Folgendem vor.

4.1. Grenzwerte gewährleisten kapitalmarktgerechte Markttrendite

Die aktuelle WACC-Systematik enthält eine Untergrenze sowohl für den risikolosen Zinssatz als auch für die Marktrisikoprämie. Der risikolose Zinssatz wird als 1-Jahresdurchschnitt über Schweizer Bundesobligationen ermittelt. Die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz beträgt 2,5%. Die Obergrenze beträgt 6,5%. Die Marktrisikoprämie ergibt sich in der bestehenden WACC-Systematik als langjähriger Durchschnitt historischer Überrenditen. Unter- und Obergrenzen für die Marktrisikoprämie betragen 4,5% bzw. 5,5% (siehe auch Kapitel 2.3).

Die aktuelle WACC-Systematik führt im gegenwärtigen Kapitalmarktumfeld zu einer Markttrendite, berechnet als Summe aus Marktrisikoprämie und risikolosen Zinssatz, von 7,5%.⁴² Ohne die Untergrenze beim risikolosen Zinssatz läge die Markttrendite jedoch deutlich niedriger. Der risikolose Zinssatz für das Tarifjahr 2025 liegt ohne Anwendung der Untergrenze bei 1,03%.⁴³ Daraus ergäbe sich bei einer Marktrisikoprämie von 5% eine Markttrendite von 6,03%. Dies liegt 1,47%-Punkte unter der Markttrendite, die sich nach Anwendung der Untergrenze für den risikolosen Zinssatz ergibt. In vergangenen Jahren wäre der Unterschied noch grösser gewesen. Beispielsweise hätte der risikolose Zinssatz für das Tarifjahr 2022 ohne Anwendung der Untergrenze bei -0,52% gelegen,⁴⁴ was zu einer Markttrendite von nur 4,48% geführt hätte.

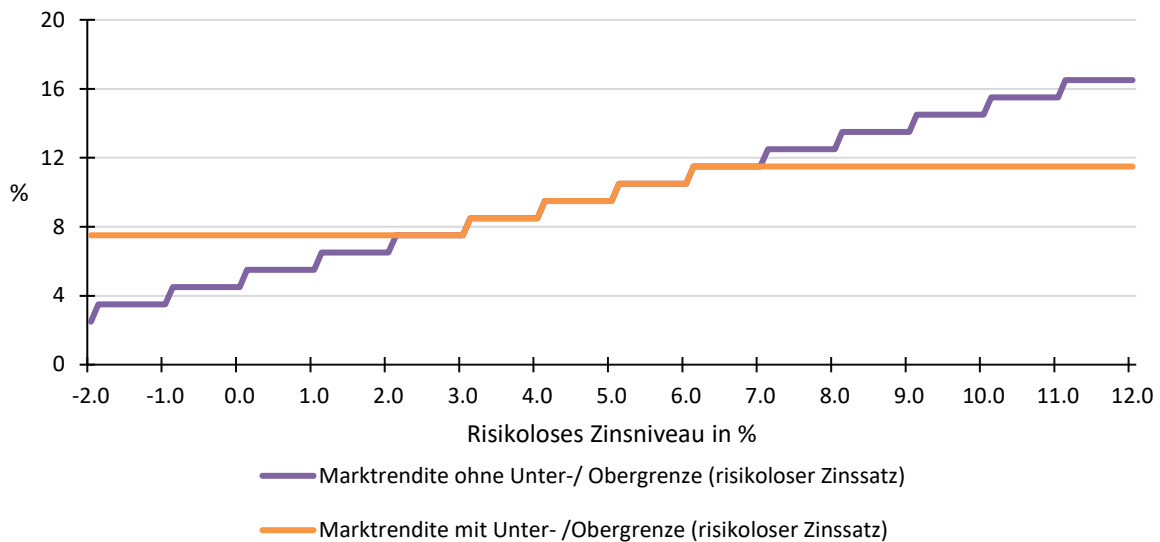
⁴⁰ Swiss Economics (März 2021): Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber – Schlussbericht. S. 36.

⁴¹ IFBC (1. März 2024): Überprüfung der Methodik zur Bestimmung des Kapitalkostensatzes für Schweizer Stromnetzbetreiber S. 35f.

⁴² BFE (20213, 2014, 2015, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) und BFE (2015): Bundesrat senkt ab 2017 Kapitalzinssatz für Stromnetzte.

⁴³ BFE (2024): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2025

⁴⁴ BFE (2021): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2022

Abbildung 4.1: Markttrendite in Abhängigkeit vom Zinsniveau

Anmerkungen: MRP aus letzter Festlegung⁴⁵ mit 5,00% angesetzt und Fortschreibung der Verstetigungsregeln.
Quelle: NERA-Analyse.

Abbildung 4.1 zeigt die Entwicklung der Markttrendite in Abhängigkeit vom Zinsniveau, sowohl mit als auch ohne Untergrenze für den risikolosen Zinssatz. Bei Anwendung der Untergrenze bewegt sich die Markttrendite in einer Bandbreite von 7,5% bis 11,5%. Ohne die Untergrenze schwankt die Markttrendite eins-zu-eins mit dem risikolosen Zinssatz. Dabei könnte sie Werte von unter 5% bzw. über 15% annehmen. Die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz führt also zu einer Stabilisierung der Markttrendite. Eine im Zeitverlauf relativ stabile Markttrendite, die dem risikolosen Zinsniveau nicht uneingeschränkt folgt, steht im Einklang mit der aktuellen wissenschaftlichen Literatur. Beispielsweise stellen Duarte & Rosa (2015) fest, dass die Markttrendite auch während der Niedrigzinsphase im Bereich ihres historischen Durchschnitts lag, und somit relativ stabil ist.⁴⁶ Die deutsche Bundesbank bestätigt diese Stabilität und schreibt, «dass sich der sichere Zins und die Risikoprämie [Marktrisikoprämie] regelmässig gegenläufig entwickeln».⁴⁷ Kapitel 5 enthält mehr Detail zur Entwicklung und Stabilität der Markttrendite.

Die Erkenntnis, dass die erwartete Markttrendite seit der globalen Finanzkrise nicht eins-zu-eins mit den Staatsanleiherenditen gesunken ist, sondern relativ stabil geblieben ist, wird auch von beiden BFE-Gutachtern geteilt: IFBC (2015) schreibt: «Aus dem aktuell tiefen Zinsniveau kann aus längerfristiger Sicht kein direkter Einfluss auf die nachhaltigen Renditeforderungen der Eigenkapitalgeber abgeleitet werden.»⁴⁸ Swiss Economics (2021) stellt ebenfalls fest, dass die erwartete Markttrendite über die Zeit stabil bleibt.⁴⁹ Das BFE selbst betonte in der Vergangenheit die Stabilität der erwarteten

⁴⁵ BFE (2024): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2025

⁴⁶ Duarte & Rosa (2015): The equity risk premium: a review of models. Economic Policy Review, (2), 39-57.

⁴⁷ Deutsche Bundesbank (2018): Monatsbericht August 2018, Seite 46.

⁴⁸ IFBC (2015): Risikogerechte Entschädigung für Schweizer Stromnetzbetreiber. S. 21.

⁴⁹ Swiss Economics (März 2021): Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber – Schlussbericht. S. 30.

Markttrendite: «Da die langfristige Renditeerwartung am Aktienmarkt von rund 7,5% nicht gesunken ist, muss diese konsequenterweise beibehalten werden.»⁵⁰

Die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz gewährleistet somit eine stabile Markttrendite bei sehr niedrigen risikolosen Zinssätzen, was im Einklang mit den Kapitalmarktverhältnissen seit der globalen Finanzkrise steht. IFBC (2015) begründet die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz auch explizit mit Blick auf die implizite Markttrendite: «Im Sinne einer nachhaltigen Betrachtung kann somit basierend auf einer minimal erwarteten Aktienmarkttrendite von 7.5% und einer Marktrisikoprämie von 5.0% auch aus dieser Sicht ein unterer Grenzwert für den risikolosen Zinssatz von rund 2.5% rechnerisch abgeleitet werden.»⁵¹

Innerhalb der aktuellen WACC-Methode gewährleisten die Grenzwerte und insbesondere die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz eine kapitalmarktgerechte Markttrendite. Ohne die Untergrenze beim risikolosen Zinssatz wäre dies nicht gewährleistet. Ohne die Untergrenze beim risikolosen Zinssatz hätte die WACC-Systematik aufgrund der dann zu niedrigen resultierenden Markttrendite vermutlich nicht über einen Zeitraum von mehr als zehn Jahren kontinuierlich angewandt werden können.

4.2. Untergrenze gewährleistet Konsistenz innerhalb CAPM

Aus der Parametrisierung des Capital Asset Pricing Modells («CAPM») ergibt sich ebenfalls eine Rechtfertigung für Grenzwerte beim risikolosen Zinssatz. Das CAPM definiert die erwartete Rendite folgendermassen:

$$E[R_i] = RFR + \beta * \underbrace{(R_{Markt} - RFR)}_{\text{Marktrisikoprämie}} \quad (1)$$

Der risikolose Zinssatz (RFR) kommt in Formel (1) zweimal vor: Zunächst als Summand und ein zweites Mal als Bestandteil der Marktrisikoprämie.

Unter der derzeitigen WACC-Methodik wird die Marktrisikoprämie aus den Daten der Bank Pictet bestimmt. Dazu werden für den Zeitraum von 1926 bis 2023 zunächst jährliche Differenzen aus Schweizer Aktienmarkt- und Schweizer Bundesobligationenrenditen gebildet.⁵² Aus diesen jährlichen Differenzen (Überrenditen) ermittelt das BFE das arithmetische und das geometrische Mittel über die gesamte historische Periode. In der aktuellen Entscheidung liegt der Mittelwert aus dem arithmetischen (6,05%) und geometrischen Mittel (4,22%) bei 5,13%, welcher zu einer Marktrisikoprämie in Höhe von 5,0% verstetigt wird.⁵³

Auf Basis der historisch abgeleiteten Markttrendite und Marktrisikoprämie lässt sich der risikolose Zinssatz, der implizit in die Berechnung der Marktrisikoprämie eingeflossen ist, bestimmen. Für das

⁵⁰ BFE (2015): Bundesrat senkt ab 2017 Kapitalzinssatz für Stromnetzte.

⁵¹ IFBC (2015): Risikogerechte Entschädigung für Schweizer Stromnetzbetreiber. S. 20.

⁵² Der Datensatz der Bank Pictet setzt zur Berechnung der Marktrisikoprämie die Rendite von Obligationen von Schweizer Schuldern als risikolosen Zinssatz an. Da jedoch die Differenz zu Bundesobligationen berechnet werden muss, wird die Marktrisikoprämie der Bank Pictet um die Differenz der Obligationen von Schweizer Schuldern und der Bundesobligationen erhöht. Siehe dazu Preisüberwachung (Dezember 2006): Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber.

⁵³ BFE (2024): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2025

Tarifjahr 2025 ergibt sich bei einer Markttrendite von 8,58%⁵⁴ und einer Marktrisikoprämie von 5,13% ein (in der Marktrisikoprämie enthaltener) risikoloser Zinssatz von 3,45%.

Für das Tarifjahr 2025 stellt sich die Parametrisierung des CAPM demnach folgenermassen dar:⁵⁵

$$= 2,50\% + \beta * (8,58\% - 3,45\%) \quad (2)$$

Links befindet sich der über Schweizer Bundesobligationen ermittelte risikolose Zinssatz. Aufgrund der bindenden Untergrenze wird dieser auf 2,50% festgesetzt. Ganz rechts findet der implizite risikolose Zinssatz Eingang. Trotz der Untergrenze zeigt sich eine Diskrepanz zwischen dem ermittelten risikolosen Zinssatz links und dem impliziten risikolosen Zinssatz rechts.

Bestimmt man dagegen den Eigenkapitalzinssatz ohne Untergrenze für den risikolosen Zinssatz, wird die Diskrepanz zwischen den beiden risikolosen Zinssätzen deutlich grösser, da der ermittelte risikolose Zinssatz links auf 1,03% absinkt:

$$= 1,03\% + \beta * (8,58\% - 3,45\%) \quad (3)$$

Somit unterscheiden sich die beiden risikolosen Zinssätze bei einer Methodik ohne Untergrenze um 2,42 %-Punkte, während die Diskrepanz bei Verwendung einer Untergrenze nur bei 0,95 %-Punkten liegt.

Unter- und Obergrenze für den risikolosen Zinssatz sorgen also dafür, dass die Parameterwerte für den risikolosen Zinssatz annähernd konsistent mit denjenigen bleiben, die in der historischen Marktrisikoprämie implizit enthalten sind. Unter- und Obergrenze vermeiden Diskrepanzen und gewährleisten so annähernd Konsistenz innerhalb des CAPM. Ohne die Untergrenze würde die WACC-Festlegung auf zwei signifikant unterschiedlichen Parameterwerten für ein und denselben Parameter basieren.

4.3. Aktuelle Staatsanleiherenditen unterschätzen risikolosen Zinssatz im CAPM

Der BFE-Gutachter Swiss Economics spricht sich gegen die Untergrenze beim risikolosen Zinssatz aus. Swiss Economics (2021) begründet die Ablehnung damit, dass «Untergrenzen für die RFR [...] weder aus theoretischer noch empirischer Sicht angezeigt [sind].»⁵⁶

Die wissenschaftliche Literatur bietet jedoch eine theoretische Grundlage dafür, den Basiszinssatz im CAPM (insbesondere in einer historischen Niedrigzinsphase) nicht in Höhe von Staatsanleiherenditen, sondern darüber festzusetzen. Dafür spricht sowohl die empirische Performance des CAPM⁵⁷ als

⁵⁴ Berechnung auf Basis von Daten der Bank Pictet für den Zeitraum 1926 – 2023.

⁵⁵ Die Markttrendite ist als Mittel aus geometrischen und arithmetischen Mittel aus den Daten der Bank Pictet über die Jahre 1926 bis 2023 berechnet. Der risikolose Zinssatz in der Marktrisikoprämie ist aus den Daten von JST (siehe Kapitel 5.3.3) bis 1987 und ab 1988 aus den Daten der Schweizer Nationalbank für Obligationen der Eidgenossenschaft mit 10 Jahre Restlaufzeit berechnet.

⁵⁶ Swiss Economics (2021): Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber. S. 36ff.

⁵⁷ Unter anderem Fama und French (2004) zeigen, dass die empirisch beobachtbare Wertpapierlinie deutlich flacher verläuft als es das CAPM nach Sharpe-Lintner vorhersagen würde. Siehe Fama and French (2004): The Capital Asset Pricing Model: Theory and Evidence, *Journal of economic perspectives*, 18(3), 25-46. Daraus folgt, dass sich Investoren nicht zum risikolosen Zinssatz verschulden können.

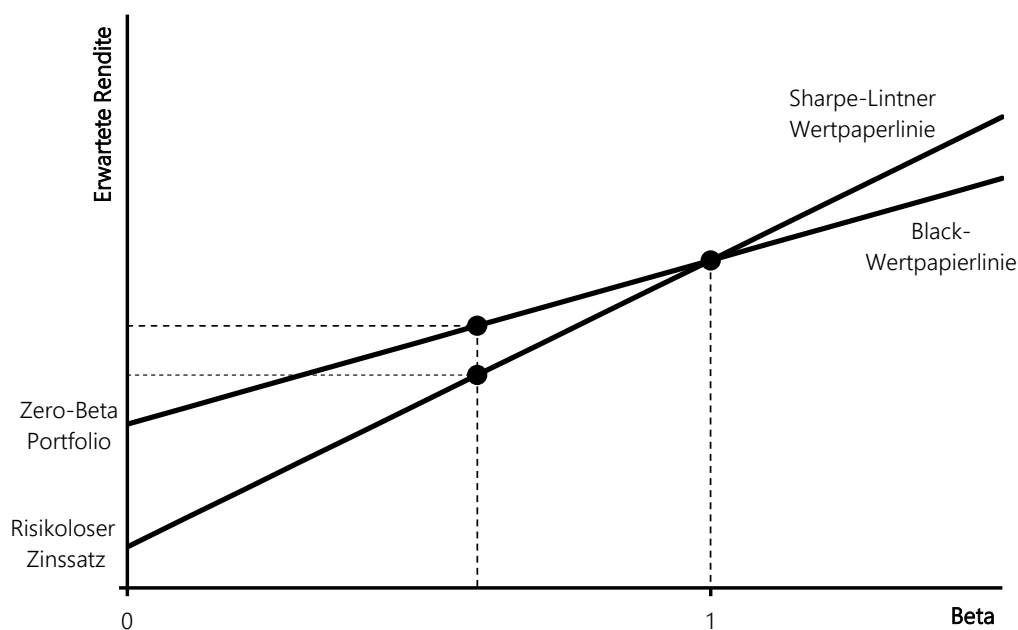
auch die theoretische Frage, ob die Annahmen des Standard-CAPM nach Sharpe-Lintner erfüllt sind.⁵⁸

Das Standard-CAPM, wonach der Eigenkapitalzinssatz als Summe aus dem risikolosen Zinssatz und einer Vergütung für unternehmensspezifische Risiken (Produkt aus Betafaktor und Marktrisikoprämie) bestimmt werden kann, beruht vereinfacht auf folgenden Annahmen:

- Investoren haben alle die gleiche Einschätzung über die Renditen aller verfügbaren Vermögenswerte;
- Investoren sind risikoavers und wählen Portfolios, die ihren erwarteten Nutzen maximieren;
- Jeder Investor kann einen beliebigen Betrag zum risikolosen Zinssatz leihen oder verleihen.⁵⁹

Insbesondere die Annahme, dass sich Investoren unbegrenzt zum risikolosen Zinssatz verschulden können, ist in der Realität nicht erfüllt.

Abbildung 4.2: Wertpapierlinie nach Sharpe-Lintner (Standard-CAPM) und Black (Zero-Beta CAPM)



Quelle: NERA-Darstellung.

Das Black-CAPM nach Black (1972) umgeht diese in der Realität nicht erfüllte Annahme. Im auch als Zero-Beta-CAPM bekannten Modell wird der risikolose Zinssatz durch die erwartete Rendite eines

⁵⁸ Das Standard-CAPM beruht auf den Arbeiten von Sharpe (1964): Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk, *Journal of Finance*, Vol. 19, No. 3, pp. 425–442. und Lintner (1965): The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets, *Review of Economics and Statistics*, Vol. 47, No. 1, pp.13–37.

⁵⁹ Black (1972): Capital Market Equilibrium with Restricted Borrowing, *The Journal of Business*, Vol. 45, No. 3., pp. 444-455.

Zero-Beta-Portfolios ersetzt. Die Rendite, die ein Investor mit einem Zero-Beta-Portfolio erzielen kann, ist dabei höher als der risikolose Zinssatz im Standard-CAPM.

Das Black-CAPM kann den empirischen Befund erklären, dass das traditionelle CAPM die Renditen von Low-Beta-Stocks tendenziell unterschätzt und diejenigen von High-Beta-Stocks eher überschätzt. In der Praxis hat sich das Black-CAPM nicht durchgesetzt, da die Renditen eines Zero-Beta-Portfolios aufgrund der unzureichenden Datengrundlage nicht robust bestimmbar sind.

Grundy (2010) gibt eine Übersicht von in der wissenschaftlichen Literatur ermittelten Zero-Beta-Prämien. Basierend auf dem Durchschnitt der von ihm untersuchten Studien ermittelt Grundy (2010) eine Zero-Beta-Prämie von 3,18%. Bei Verwendung der Schätzergebnisse von Da et al. (2009) – der aktuellsten der von Grundy (2010) untersuchten Studien – ergibt sich eine Zero-Beta-Prämie von 4,99%.⁶⁰ Die Zero-Beta-Prämien wurden aber allesamt auf Basis von US-amerikanischen Kapitalmarktdaten ermittelt und sind daher nur eingeschränkt aussagekräftig für die Schweiz.

Jedoch besteht auch über das Zero-Beta-CAPM hinaus Evidenz, dass Staatsanleiherenditen gerade bei niedrigen Zinsniveaus nicht das ideale Mass für den risikolosen Zinssatz im CAPM sind. Wissenschaftliche Evidenz legt nahe, dass Vorteile von Staatsanleihen (hohe Liquidität, anerkanntes Collateral, ...), auch als «*Safety und Convenience Yield*» bezeichnet, dazu führen, dass sich selbst Unternehmen mit höchster Bonität nicht zu Staatsanleiherenditen verschulden können.⁶¹

Daher kommen Krishnamurthy and Vissing-Jorgensen (2012) zu dem Schluss, dass Staatsanleiherenditen keinen adäquaten Massstab für den risikolosen Zinssatz darstellen: «*Staatsanleiherenditen sind keine geeignete Benchmark für «risikolose» Zinssätze. Bei der Berechnung der Kapitalkosten mit dem Capital Asset Pricing Model sollte ein höherer risikoloser Zinssatz als die Staatsanleiherendite verwendet werden. Ein Unternehmen mit einem Beta von null kann keine Mittel zu Zinssätzen in Höhe der Staatsanleiherenditen aufnehmen.*»⁶²

Abbildung 4.3 zeigt, dass Investoren bereit sind, einen Abschlag bei der Rendite in Kauf zu nehmen, wenn sie dafür eine US-Staatsanleihe anstatt einer Unternehmensanleihe mit AAA-Rating halten. Die deskriptive Analyse dieser Grafik suggeriert, dass dieser Abschlag kleiner wird, je höher die Schuldenquote der USA steigt. Krishnamurthy and Vissing-Jorgensen (2012) schätzen, dass ein Abschlag von 73 Basispunkten auf Liquiditäts- und Sicherheitscharakteristika von US-Staatsanleihen zurückgehen.⁶³

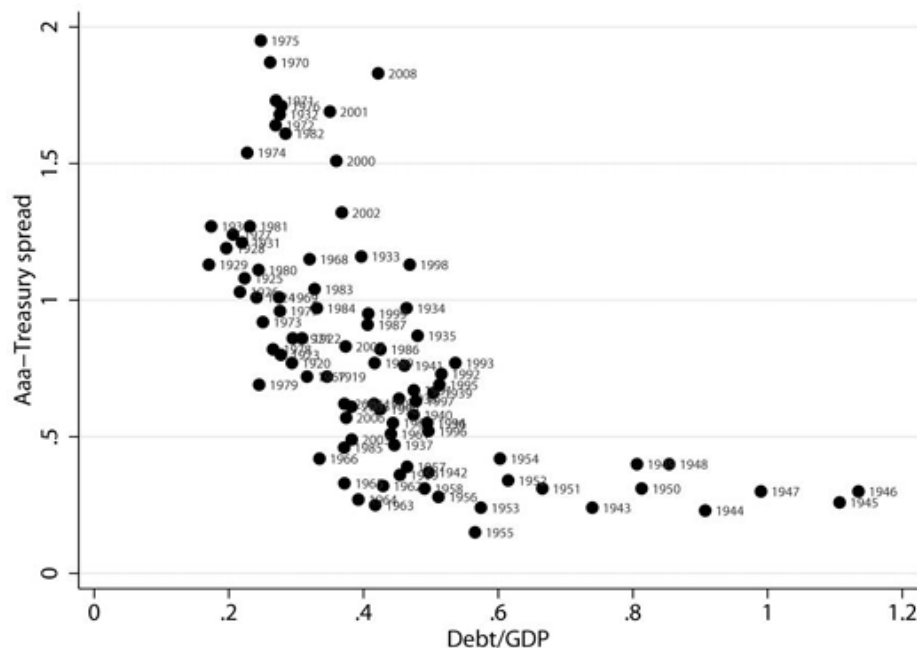
⁶⁰ Die Zero-Beta-Prämien berechnen als Differenz aus der Zero-Beta-Rendite (Black CAPM) und dem risikolosen Zinssatz (Sharpe-Lintner). Siehe Grundy (2010): The Calculation of the Cost of Capital – A Report for Envestra.

⁶¹ Siehe Feldhütter und Lando (2008): Decomposing swap spreads, *Journal of Financial Economics*, 88:2, pp. 375–405.

⁶² «*Treasury interest rates are not an appropriate benchmark for «riskless» rates. Cost of capital computations using the capital asset pricing model should use a higher riskless rate than the Treasury rate; a company with a beta of zero cannot raise funds at the Treasury rate.*» Siehe Krishnamurthy and Vissing-Jorgensen (2012): The Aggregate Demand for Treasury Debt, S. 235.

⁶³ Siehe Krishnamurthy and Vissing-Jorgensen (2012): The Aggregate Demand for Treasury Debt, S. 235.

Abbildung 4.3: Differenz zwischen Unternehmensanleiherenditen mit AAA-Rating und US-Staatsanleiherenditen in Abhängigkeit von der Staatsverschuldung



Quelle: Krishnamurthy and Vissing-Jorgensen (2012): *The Aggregate Demand for Treasury Debt*, Figure 1.

Eine einfache Gegenüberstellung von Schweizer Unternehmensanleiherenditen der Bonität AAA mit zehnjähriger Laufzeit und Schweizer Staatsanleiherenditen derselben Laufzeit ist uns leider nicht möglich, da nicht ausreichend Schweizer Unternehmen mit der Bonität AAA existieren.

Aus der ökonomischen Theorie ergeben sich demnach triftige Gründe dafür, den Basiszinssatz im CAPM (gerade in einer Niedrigzinsphase) über aktuellen Staatsanleiherenditen festzulegen. Die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz hat eben diesen Effekt. Die theoretischen Erwägungen geben keinen Aufschluss über die Höhe der angemessenen Untergrenze oder den erforderlichen Aufschlag auf Staatsanleiherenditen. Um dies zu beantworten, werden im Folgenden empirische Analysen vorgenommen und Präzedenzfälle betrachtet.

4.4. Risikolose Zinssätze über Staatsanleiherenditen sind in der Praxis üblich

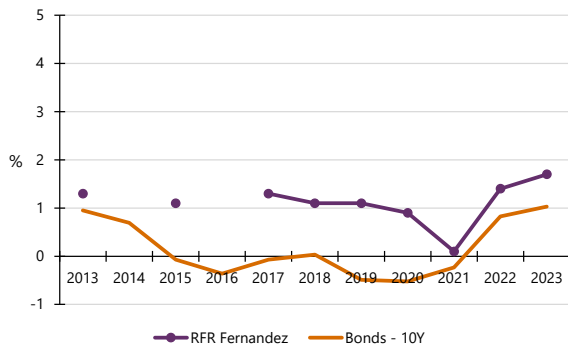
Im Einklang mit den theoretischen Erwägungen zum Zero-Beta-CAPM und den Anomalien bei Staatsanleiherenditen ist es auch unter Praktikern in Niedrigzinsphasen üblich, im Rahmen von Bewertungen etc. risikolose Zinssätze zu verwenden, die über aktuellen Staatsanleiherenditen liegen.

Dies zeigt eine Auswertung von Umfragen zu risikolosen Zinssätzen von Fernandez et al. (2013, 2015, 2017-2023). Fernandez et al. befragen im jährlichen Rhythmus Marktteilnehmer zu deren Erwartungen über risikolose Zinssätze, Marktrisikoprämie und Markttrendite. Für die aktuelle Umfrage hat

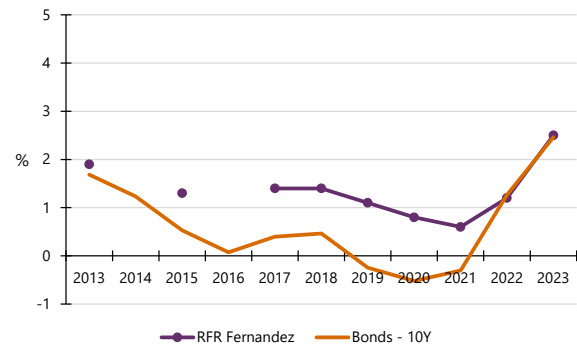
Fernandez (2023) über 15.000 Finanz- und Ökonomieprofessoren, Analysten und Manager per E-Mail befragt und 3.812 Antworten zu risikolosen Zinssätzen für verschiedene Länder erhalten.⁶⁴

Abbildung 4.4: Risikolose Zinssätze oberhalb von Staatsanleiherenditen sind in der Praxis üblich

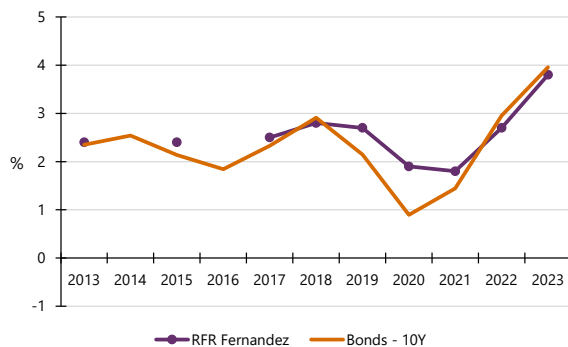
Schweiz



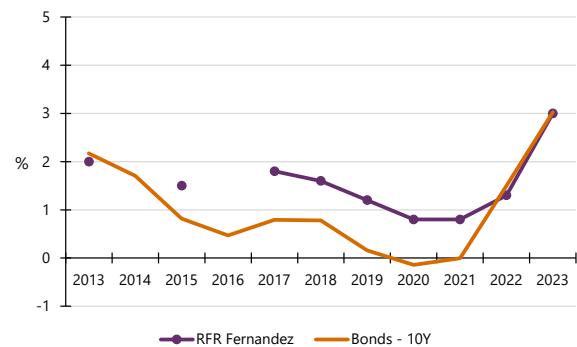
Deutschland



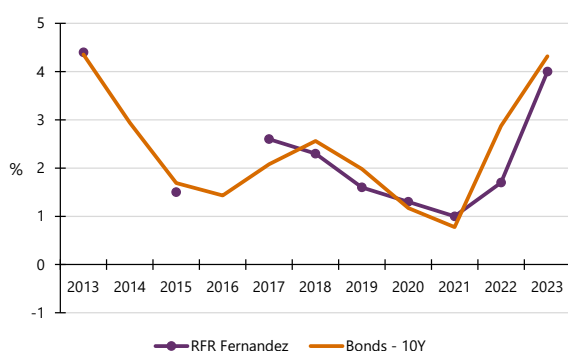
USA



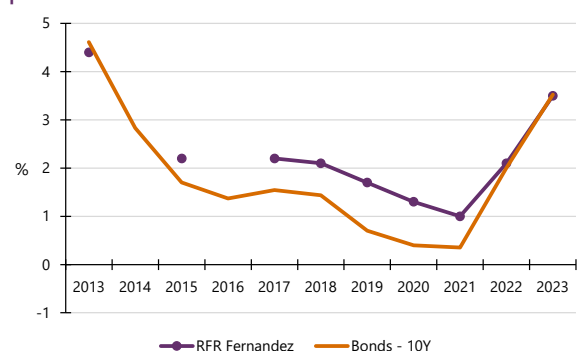
Frankreich



Italien



Spanien



Quelle: NERA-Analyse auf Basis Fernandez et al. (2013, 2015, 2017-2023).

Abbildung 4.4 zeigt unsere graphische Auswertung der Umfrageergebnisse zu risikolosen Zinssätzen in ausgewählten Ländern. Bis zu den Turbulenzen an den Finanzmärkten ab dem Jahr 2022 hatten Marktteilnehmer in der Schweiz laut den Umfragen risikolose Zinssätze verwendet, die oberhalb Schweizer Staatsanleiherenditen mit einjähriger oder zehnjähriger Laufzeit lagen. Gleiches lässt sich

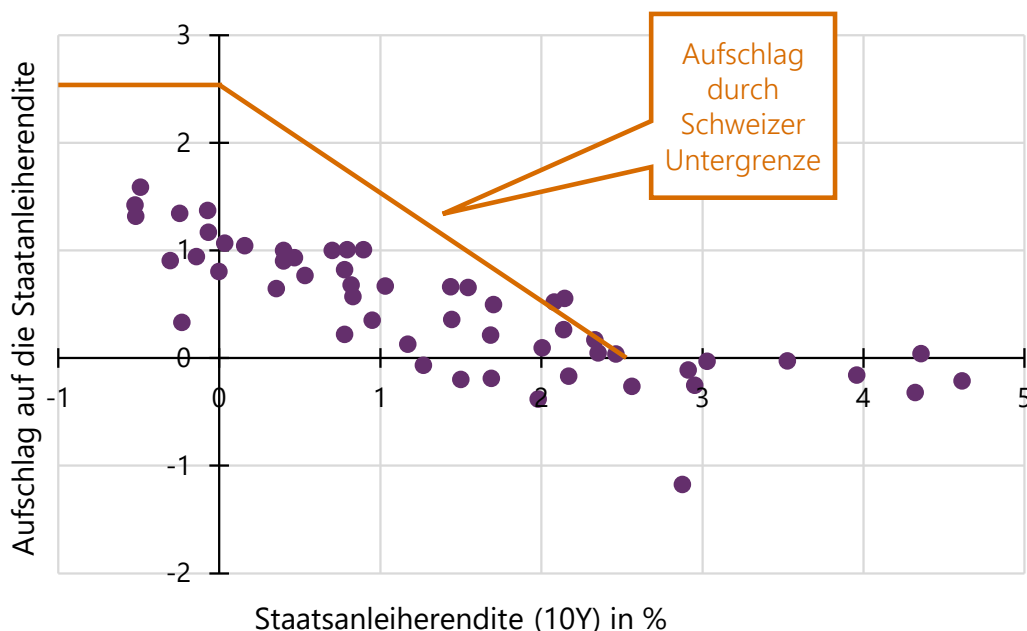
⁶⁴ Fernandez et al. (2023): Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 80 countries in 2023.

in diesem Zeitraum (2013-2021) auch in anderen europäischen Ländern wie Deutschland, Frankreich oder Spanien beobachten. Zu dieser Schlussfolgerung kommt auch Fernandez et al. (2020):

«Aufgrund der «Quantitativen Lockerung» verwenden viele Befragte für europäische Länder einen Risikofaktor, der höher ist als die Rendite der zehnjährigen Staatsanleihen.»⁶⁵

Die Daten von Fernandez legen ausserdem einen Zusammenhang zwischen der Höhe der Staatsanleiherendite und dem von Praktikern angewendeten Aufschlag nahe: Aufschläge auf die Staatsanleiherenditen kommen demnach nicht immer zur Anwendung, sondern besonders dann und dort, wo die Staatsanleiherenditen sehr niedrig sind. Wir zeigen diesen Zusammenhang in Abbildung 4.5. Bei Staatsanleiherenditen unterhalb von 1,5% liegt der von Marktteilnehmern verwendete risikolose Zinssatz um durchschnittlich 0,8 %-Punkte oberhalb der Staatsanleiherenditen.

Abbildung 4.5: Praktiker verwenden insbesondere bei sehr niedrigen Staatsanleiherenditen einen Aufschlag für den risikolosen Zinssatz



Anmerkung: Der Aufschlag auf die Staatsanleiherendite ergibt sich aus der Differenz zwischen den Umfrageergebnissen zum risikolosen Zinssatz von Fernandez und der Staatsanleiherendite des jeweiligen Landes. Für die Darstellung haben wir nur die Länder Deutschland, Frankreich, Italien, Schweiz, Spanien und USA verwendet. Quelle: NERA-Analyse auf Basis Fernandez et al. (2013, 2015, 2017-2023).

Auf Basis der Umfrageergebnisse zum risikolosen Zinssatz lässt sich demnach (1) ein Aufschlag auf die Staatsanleiherendite insbesondere zu Zeiten niedriger Staatsanleiherenditen oder (2) alternativ eine Untergrenze für den risikolosen Zinssatz – wie in der aktuellen Methodik verwendet – rechtfertigen.

⁶⁵ Aus dem Englischen übersetzt: «Due to «Quantitative Easing», many respondents use for European countries a RF higher than the yield of the 10-year Government bonds [...]» See Fernandez et al. (2020), Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 81 countries in 2020.

4.5. Untergrenzen und Aufschläge sind in der Regulierungspraxis üblich

Europäischen Regulierungsbehörden ist die Gefahr einer Unterschätzung des risikolosen Zinssatzes bei der Verwendung von Staatsanleiherenditen bekannt. In der europäischen Netzregulierung existieren folgende Präzedenzfälle für die Berücksichtigung von Untergrenzen bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes:

- **Italien:** Die italienische Regulierungsbehörde ARERA hat in der Regulierungsperiode 2016-2021 eine Untergrenze in Höhe von 2,00% für den risikolosen Zinssatz (EK) festgelegt.⁶⁶ In der aktuellen Regulierungsperiode hat ARERA die Staatsanleiherenditen durch drei Aufschläge (Convenience, Uncertainty and Forward Premium) um insgesamt 1,75 %-Punkte erhöht, um den risikolosen Zinssatz zu ermitteln.⁶⁷
- **Belgien:** Die Brüsseler Regulierungsbehörde BRUGEL hat für die Regulierungsperiode 2020-24 eine Untergrenze von 2,2% für den risikolosen Zinssatz festgelegt.⁶⁸ BRUGEL begründet die Festsetzung einer Untergrenze mit einer höheren Stabilität und einer besseren Vorsehbarkeit bei der Finanzierung für die regulierten Stromnetzbetreiber.⁶⁹ In der Regulierungsentscheidung für 2025-29 wird die Untergrenze nicht mehr explizit genannt. Allerdings wurde der berechnete Wert von 1,85% ad-hoc auf 2,91% erhöht, sodass er weiterhin über der ursprünglichen Untergrenze liegt.⁷⁰
- **Niederlande:** Auch die niederländische Regulierungsbehörde ACM verwendet eine Untergrenze für risikolosen Zinssatz in Höhe von 0,5%.⁷¹

Darüber hinaus haben Regulierungsbehörden in anderen Ländern Massnahmen getroffen, um zu verhindern, dass die risikolosen Zinssätze in der Niedrigzinsphase auf das Niveau aktueller Staatsanleiherenditen abfallen:

- **Norwegen:** Die norwegische Regulierungsbehörde NVE verwendet das Konzept des «natürlichen Zinssatzes» für die Bestimmung des risikolosen Zinssatzes. Dabei handelt es sich um einen hypothetischen Gleichgewichtszinssatz, der also weder von expansiver noch restriktiver Geldpolitik getrieben wird. Für die Regulierungsperiode 2023-26 hat die NVE den realen risikolosen

⁶⁶ ARERA hat eine Untergrenze für den realen risikolosen Zinssatz von 0,5% festgelegt. Siehe ARERA (2015): Deliberazione 2 Dicembre 2015, 583/2015/R/COM, S. 6f. Nach Berücksichtigung der Inflation ergibt sich ein nominaler risikoloser Zinssatz von 2%.

⁶⁷ ARERA (2021): CRITERI PER LA DETERMINAZIONE E L'AGGIORNAMENTO DEL TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE INVESTITO PER I SERVIZI INFRASTRUTTURALI DEI SETTORI ELETTRICO E GAS PER IL PERIODO 2022-2027 (TI-WACC 2022-2027), Tabelle 1.

⁶⁸ BRUGEL (2019): Méthodologie 2020 – 2024, Partie 4 Méthodologie – Electricité, S. 17.

⁶⁹ BRUGEL (2016): DECISION-20161110 – 39: Relative aux adaptations apportées à la méthodologie tarifaire BRUGEL du 1er septembre 2014 – Electricité, S.6.

⁷⁰ BRUGEL (2023): Mise en place de nouvelles méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de distribution bruxellois d'électricité et de gaz pour la période 2025-2029 - Calcul des paramètres du WACC, S.5.

⁷¹ ACM (2023): Gewijzigd methodebesluit regionale netbeheerders elektriciteit 2022-2026, S. 10.

Zinssatz bei 1,5% fixiert.⁷² Daraus ergibt sich ein nominaler risikoloser Zinssatz von 5,15% für das Tarifjahr 2024.⁷³

- **Deutschland:** Die Bundesnetzagentur hat in der vierten Regulierungsperiode einen Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 0,395% vorgenommen. Begründet hat die Bundesnetzagentur diesen Aufschlag unter anderem mit einer Inkonsistenz zwischen dem risikolosen Zinssatz, der auf Basis deutscher Staatsanleihen ermittelt wird, und dem impliziten risikolosen Zinssatz, der sich bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie ergibt.⁷⁴

Zusammenfassend lässt sich daher feststellen, dass diverse Regulierungsbehörden der Erkenntnis Rechnung tragen, dass Staatsanleiherenditen nicht zwingend ein geeignetes Mass für den risikolosen Zinssatz im CAPM sind. Entweder ist dies durch die Festlegung von expliziten Untergrenzen wie in der Schweiz passiert oder durch Aufschläge auf Staatsanleiherenditen.

4.6. Zwischenfazit

Die Schweizer WACC-Systematik hat sich bewährt und über das letzte Jahrzehnt eine stabile und marktgerechte Kapitalverzinsung gewährleistet. Nichtsdestotrotz empfehlen die BFE-Gutachter eine Anpassung der bestehenden WACC-Systematik. Der Höhe nach hätte diese Anpassungen im aktuellen Marktumfeld kaum Auswirkungen.

Insbesondere der BFE-Gutachter Swiss Economics stösst sich jedoch methodisch an der bisherigen WACC-Systematik und der darin enthaltenen Untergrenze für den risikolosen Zinssatz. Eine solche Untergrenze sei weder aus theoretischer noch empirischer Sicht angezeigt. Die Anpassungsvorschläge der WACC-Systematik scheinen demnach insbesondere dem Streben nach einer «besseren» Methode geschuldet. Entgegen den Ausführungen von Swiss Economics sehen wir allerdings valide methodische Gründe für eine Untergrenze beim risikolosen Zinssatz.

Erstens führt die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz in Kombination mit einer Marktrisikoprämie basierend auf historischen Überrenditen zu einer im Zeitverlauf relativ stabilen Markttrendite. Die Untergrenze verhindert, dass die implizite Markttrendite in Niedrigzinsphasen eins-zu-eins mit dem Niveau aktueller Staatsanleiherenditen sinkt, was im Widerspruch zur weithin anerkannten Stabilität der Markttrendite stünde. Zweitens erhöht die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz die Konsistenz innerhalb des CAPM. Ohne die Untergrenze kämen ceteris paribus zwei deutlich unterschiedliche Parameterwerte für ein und denselben Parameter zur Anwendung.

Drittens zeigt die akademische Literatur, dass der Basiszinssatz im CAPM nicht zwangsläufig aktuellen Staatsanleiherenditen entsprechen muss. Die Verwendung aktueller Staatsanleiherenditen als Basiszinssatz im CAPM käme der Annahme gleich, dass sich Marktteilnehmer beliebig zu diesem Zinsniveau verschulden können, was selbst für nicht-staatliche Akteure mit höchster Bonität unzutreffend ist. Die Untergrenze führt im gegenwärtigen Zinsumfeld zu Aufschlägen auf die Staatsanleiherenditen, welche sich sowohl gemäss dem Black-CAPM als auch dem Stand der Wissenschaft zur «Safety Yield» und «Convenience Yield» begründen lassen.

⁷² <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-oekonomiske-reguleringen/referanserenten/>

⁷³ Der nominale risikolose Zinssatz von 5,15% ergibt sich durch die Fisher-Gleichung aus einem realen risikolosen Zinssatz von 1,5% und einer Inflation von 3,6% (Stand März 2024).

⁷⁴ BNetzA (2021): Beschluss BK4-21-056, S.38ff.

Viertens zeigen empirische Auswertungen, dass Aufschläge auf Staatsanleiherenditen unter Praktikern und Wissenschaftlern gerade in Zeiten sehr niedriger Staatsanleiherenditen gängig sind. Die Verwendung einer Untergrenze für den risikolosen Zinssatz erscheint demnach verbreitet zu sein. Dies bestätigt fünftens auch ein Blick in die europäische Energienetzregulierung, wo sich diverse Präzedenzfälle für entweder Untergrenzen oder alternativ Aufschläge auf Staatsanleiherenditen in Zeiten sehr niedriger Staatsanleiherenditen finden lassen.

Zusammengefasst halten wir die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz aus den fünf dargestellten Erwägungen für methodisch sachgerecht. Dies bestätigt unsere Empfehlung, an der bisherigen WACC-Systematik festzuhalten. Unsere Empfehlung bedeutet nicht, dass wir jede Facette der derzeitigen Parameterermittlung für methodisch optimal halten. In den folgenden Kapiteln 5 bis 8 diskutieren wir mögliche methodische Verbesserungen bei verschiedenen WACC-Parametern. Diese Verbesserungen wären unseres Ermessens angezeigt, falls es ohnehin zu einer Anpassung der WACC-Systematik kommen sollte.

5. Marktrendite und Marktrisikoprämie

5.1. Zusammenhänge zwischen generellen Marktparametern

Gemäss dem CAPM entspricht die Marktrisikoprämie der Differenz aus der erwarteten Marktrendite und dem risikolosen Zinssatz. Die Marktrendite, die somit der Summe aus der Marktrisikoprämie und dem risikolosen Zinssatz entspricht, ist nicht direkt beobachtbar und muss geschätzt werden. Da sich der risikolose Zinssatz, die Marktrisikoprämie und die Marktrendite auf den gesamten Aktienmarkt beziehen, werden sie als «generelle Marktparameter» bezeichnet. Die generellen Marktparameter sollten nicht separat voneinander ermittelt werden, da Zusammenhänge zwischen ihnen bestehen. Eine separate Betrachtung der generellen Marktparameter ist anfällig dafür, diese Zusammenhänge zu übersehen und kann zu inkonsistenten Parameterwerten führen.

Bei der Ermittlung der generellen Marktparameter stellt sich die Frage, ob entweder i) die erwartete Marktrendite oder ii) die erwartete Marktrisikoprämie stabiler ist. Je nachdem welcher der beiden Parameter im Zeitverlauf stabiler ist, würde man entweder i) die Marktrendite direkt schätzen, und die Marktrisikoprämie durch Abzug eines risikolosen Zinssatzes ermitteln, oder ii) die Marktrisikoprämie direkt schätzen, und die Marktrendite durch Addition eines risikolosen Zinssatzes ermitteln.

Zur Beantwortung dieser Frage haben Wright et al. (2003)⁷⁵ und Stehle (2016)⁷⁶ rollierende 30-Jahresdurchschnitte über historisch realisierte Überrenditen (als Schätzwert für die erwartete Marktrisikoprämie) und über historisch realisierte Marktrenditen (als Schätzwert für die erwartete Marktrendite) analysiert. Beide Untersuchungen kommen für Grossbritannien und die USA zu dem Ergebnis, dass die erwartete Marktrendite im Zeitverlauf stabiler ist, was den Ansatz «Historische Renditen» – auch als «TMR-Ansatz» bezeichnet – stützt. Eine Aktualisierung dieses Analyseansatzes bestätigt den Befund einer stabileren Marktrendite für die Mehrheit der analysierten Länder und auch für die Schweiz.⁷⁷ In einer Aktualisierung ihrer Studie aus dem Jahr 2003 schreiben Wright et al. (2018) zur Annahme einer im Zeitverlauf stabilen Marktrisikoprämie:

«Die empirische Basis für diese Annahme war [verglichen mit der Annahme einer im Zeitverlauf stabilen Marktrendite] immer schwach [...], aber wurde durch aktuelle Evidenz [...] weiter geschwächt.»⁷⁸

Die Ermittlung von Erwartungswerten (wie die erwartete Marktrisikoprämie oder die erwartete Marktrendite) als Durchschnitt historischer Kapitalmarktdaten unterstellt, dass sich die Erwartungen der Kapitalmarktteilnehmer im Durchschnittszeitraum erfüllt haben. Dies steht aufgrund möglicher Erwartungsänderungen immer in Frage und ist ein grundsätzlicher Nachteil der Verwendung historischer Durchschnitte zur Ermittlung der Marktrisikoprämie. Bei Verkürzungen der Durchschnittszeiträume wie bei den Analysen von Wright et al. (2003) und Stehle (2016) kommt hinzu, dass sich

⁷⁵ Wright et al. (2003): A study into certain aspects of the cost of capital for regulated utilities in the U.K.

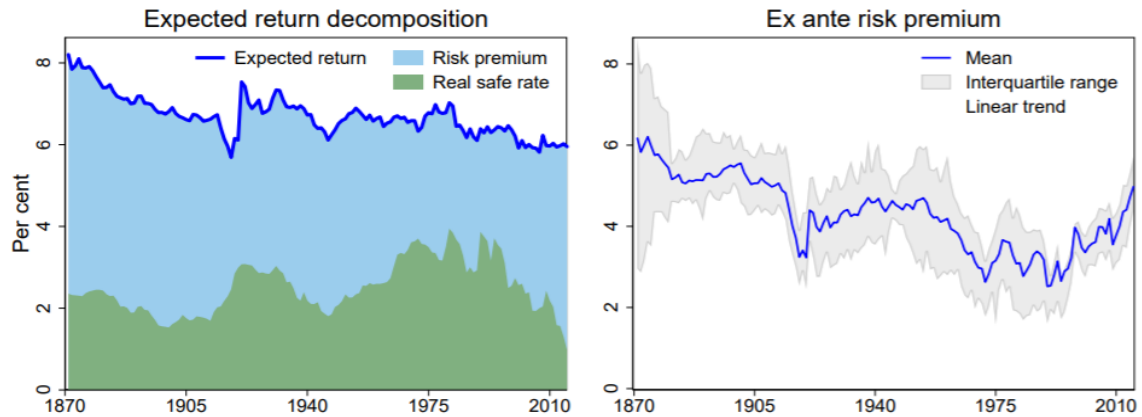
⁷⁶ Stehle (2016): Wissenschaftliches Gutachten zur Schätzung der Marktrisikoprämie (Equity risk premium) im Rahmen der Entgeltregulierung.

⁷⁷ Wieshammer et al. (2021): Regulatorische Kapitalkosten – Neue Daten zur Beantwortung alter Fragen. Zeitschrift für Energiewirtschaft (2021).

⁷⁸ Wright et al. (2018): Estimating the cost of capital for implementation of price controls by UK Regulators. S. 39. Englisch Originalzitat: «The empirical basis for this assumption was always weak, compared to the MMW methodology; but it has been further undermined by more recent evidence that risk premia are countercyclical. Smithers and Wright (2013) discuss this issue at some length, and examine the academic evidence.»

jährliche Positiv- oder Negativausschläge an den Aktien- und Anleihemärkten – selbst bei unveränderten Erwartungen – mit abnehmender Wahrscheinlichkeit gegenseitig ausgleichen.

Abbildung 5.1: Erwartete Renditen und Risikoprämien



Quelle: Kuvshinov und Zimmermann (2020), Abbildung 9. Die linke Abbildung zeigt die Entwicklung der erwarteten Rendite risikobehafteter Anlagen. Die rechte Abbildung zeigt die Entwicklung der erwarteten Risikoprämie risikobehafteter Anlagen.

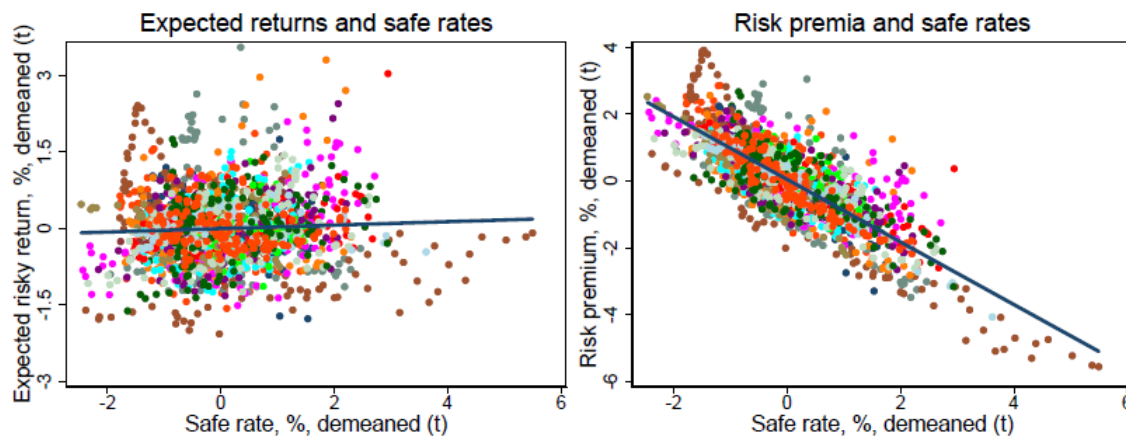
Die Analysen von Kuvshinov und Zimmermann (2020) überwinden diese Problematik.⁷⁹ Sie ermitteln die erwartete Marktrendite anhand eines vektorautoregressiven Modells und nehmen im Gegensatz zu Wright et al. (2003) und Stehle (2016) nicht einfach an, dass diese dem historischen Durchschnitt entspricht. Die Analysen von Kuvshinov und Zimmermann (2020) zeigen, dass die erwartete Marktrendite (verglichen mit der erwarteten Marktrisikoprämie) relativ stabil ist und seit 1900 zwischen ungefähr 6,0 % und 7,0 % (real) schwankt (siehe Abbildung 5.1).

Darüber hinaus legen die Analysen von Kuvshinov und Zimmermann (2020) eine negative Korrelation zwischen dem risikolosen Zinsniveau und Risikoprämien offen (siehe Abbildung 5.2). Ein Rückgang des risikolosen Zinsniveaus um 1,0 %-Punkte geht demnach durchschnittlich mit einem Anstieg der erwarteten Marktrisikoprämie um 0,9 %-Punkte einher. Der Zusammenhang ist statistisch signifikant. Zwischen der erwarteten Marktrendite und dem risikolosen Zinsniveau existiert hingegen kein Zusammenhang, der sich statistisch von null unterscheiden lässt. Die erwartete Marktrendite ist also weitgehend unabhängig vom risikolosen Zinsniveau.

Während sich Kuvshinov und Zimmermann (2020) auf einen sehr langfristigen Zeitraum seit 1870 fokussieren, existiert auch eine Vielzahl an Untersuchungen für die jüngere Vergangenheit. Diese Untersuchungen zeigen, dass der Rückgang des risikolosen Zinsniveaus seit der globalen Finanzmarktkrise nicht mit einer entsprechenden Reduktion der erwarteten Marktrendite einherging. Stattdessen ging der Rückgang des risikolosen Zinsniveaus mit einem Anstieg der Marktrisikoprämie einher.

⁷⁹ Kuvshinov & Zimmermann (2020): The Expected Return on Risky Assets: International Long-run Evidence. Available at SSRN 3546005.

Abbildung 5.2: Korrelation der erwarteten Renditen und Risikoprämien mit dem risikolosen Zinsniveau



Quelle: Kuvshinov und Zimmermann (2020), Abbildung 11. Die Färbung kennzeichnet unterschiedliche Länder. Die linke Abbildung zeigt den Zusammenhang zwischen der erwarteten Rendite risikobehafteter Anlagen und dem risikolosen Zinsniveau. Die rechte Abbildung zeigt den Zusammenhang zwischen der erwarteten Risikoprämie risikobehafteter Anlagen und dem risikolosen Zinsniveau.

Beispielsweise kommen Caballero et al. (2017) zur Einschätzung, dass die Marktrisikoprämie seit 2000 und besonders seit 2008 angestiegen ist.⁸⁰ Duarte & Rosa (2015) untersuchen zwanzig verschiedener Modelle zur Ermittlung der Marktrisikoprämie und fassen ihre Erkenntnisse folgendermassen zusammen: «Unsere Analyse liefert Evidenz dafür, dass das gegenwärtige [relative hohe] Niveau der Marktrisikoprämie konsistent mit einer von Anleihen getriebenen Marktrisikoprämie ist: Die erwartete Marktrisikoprämie ist nicht erhöht, weil die Marktrendite besonders hoch ist, sondern weil die Anleiherenditen aussergewöhnlich niedrig sind. Die von uns betrachteten Modelle sprechen dafür, dass die erwartete Marktrendite selbst nahe ihrem historischen Durchschnitt ist.»⁸¹ (Übersetzung durch NERA) Die Autoren kommen also zu dem Ergebnis, dass der Anstieg der Marktrisikoprämie den Rückgang des risikolosen Zinsniveaus ausgeglichen hat. Anhang A enthält eine detaillierte Auswertung der wissenschaftlichen Literatur zur Entwicklung der Marktrisikoprämie.

Neben der wissenschaftlichen Literatur bestätigen auch Einschätzungen von Zentralbanken, dass der Rückgang des risikolosen Zinsniveaus infolge der globalen Finanzkrise mit einem Anstieg der Marktrisikoprämie einherging:

- Deutsche Bundesbank (2018): «Die Risikoprämie für sich betrachtet lag weiterhin deutlich oberhalb ihres langjährigen Mittels. Hierin kommt zum Ausdruck, dass sich der sichere Zins und die Risikoprämie regelmässig gegenläufig entwickeln und sich in ihrem Effekt auf die Eigenkapitalkosten ausgleichen.»⁸²

⁸⁰ Caballero et al. (2017): Rents, technical change, and risk premia accounting for secular trends in interest rates, returns on capital, earning yields, and factor shares. *American Economic Review*, 107(5), 614-20.

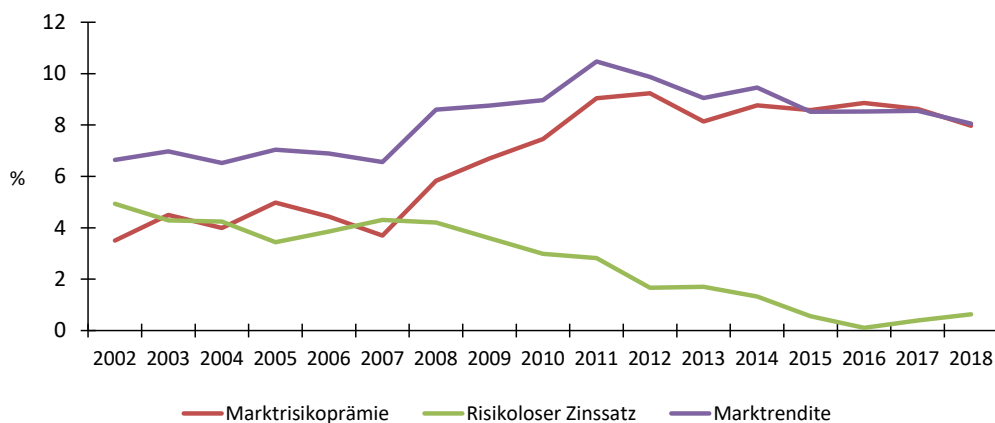
⁸¹ Duarte & Rosa (2015): The equity risk premium: a review of models, *Economic Policy Review* 2 (2015): 39-57. Englisches Originalzitat: «Our analysis provides evidence that the current level of the ERP is consistent with a bond-driven ERP: expected excess stock returns are elevated not because stocks are expected to have high returns, but because bond yields are exceptionally low. The models we consider suggest that expected stock returns, on their own, are close to average levels.»

⁸² Deutsche Bundesbank (2018): Monatsbericht August 2018, Seite 46.

- Dänische Nationalbank – Autrup & Hensch (2020): «Die Marktrisikoprämie hat sich seit der Finanzkrise ungefähr verdoppelt. Dies ging mit einem starken Rückgang risikoloser Zinssätze einher und einer unveränderten Marktrendite.»⁸³ (Übersetzung durch NERA)
- Europäische Zentralbank – Geis et al. (2018): «Die Eigenfinanzierungskosten der Unternehmen im Euro-Währungsgebiet sind seit Ausbruch der globalen Finanzkrise im Vergleich zu den Fremdkapitalkosten recht hoch geblieben; dies wird auch durch die erhöhte [Marktrisikoprämie] belegt.»⁸⁴

Die EZB hat uns die zugrunde liegenden Marktrisikoprämien zur Verfügung gestellt, die auf dem Stand April 2018 sind. Die folgende Abbildung 4.5 stellt die durchschnittlichen Marktrisikoprämien für die Jahre 2002 bis 2018 dem risikolosen Zinssatz gegenüber. Die Abbildung zeigt, dass die Marktrendite als Summe der Marktrisikoprämie und dem risikolosen Zinssatz stabil war, während sich der risikolose Zinssatz und die Marktrisikoprämie gegenläufig bewegt haben.

Abbildung 5.3: Marktrisikoprämie aus Modell der EZB



Anmerkungen: Als risikoloser Zinssatz ist die Rendite von Schweizer Bundesanleihen mit 10 Jahren Restlaufzeit verwendet. Quelle: NERA-Analyse basierend auf Daten der Europäischen Zentralbank und SNB.

Die Abbildung zeigt auch, dass es in der Eurozone während und nach der globalen Finanzkrise ab etwa 2008 zu einem deutlichen Anstieg der Marktrisikoprämie kam. Während die Marktrisikoprämie in den Jahren vor der Finanzkrise meistens unterhalb von 6,0% lag, so liegt sie im Durchschnitt seit 2009 in der Eurozone bei mehr als 9,0%. In einigen Jahren lag die durchschnittliche Marktrisikoprämie sogar oberhalb von 10,0%. Zeitgleich mit dem Absinken des risikolosen Zinsniveaus kam es somit zu einem nachhaltigen Anstieg der Marktrisikoprämien in Europa.

Auch in der Unternehmensbewertungspraxis in der Schweiz ist der inverse Zusammenhang zwischen Marktrisikoprämie und risikolosem Zinsniveau anerkannt. Der Schweizer Expertenverband für

⁸³ Autrup & Jensch (2020): Do equity prices reflect the ultra-low interest rate environment?, Economic Memo – Danmarks Nationalbank, Seite 1. Englisches Originalzitat: «The equity risk premium has about doubled after the financial crisis, amid a sharp decline in interest rates and an unchanged required return on equities.»

⁸⁴ Geis et al. (2018): Messung und Interpretation der Eigenfinanzierungskosten im Euro-Währungsgebiet, EZB-Wirtschaftsbericht, Ausgabe 4/2018, Seite 107.

Wirtschaftsprüfung, Steuern und Treuhand trägt diesem Umstand Rechnung und schreibt: «Ein höherer risikofreier Zins führt dabei zu einer niedrigeren Marktrisikoprämie und umgekehrt.»⁸⁵

Auch die beiden vom BFE beauftragten Gutachter berücksichtigen die Zusammenhänge zwischen dem risikolosen Zinsniveau und der Marktrisikoprämie. Swiss Economics (2021) kommt auf Basis einer umfangreichen Auswertung der Literatur zu folgendem Schluss: «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.»⁸⁶ Bei der Empfehlung einer WACC-Methode ist es für Swiss Economics (2024) eine Priorität, dass die inverse Korrelation zwischen dem risikolosen Zinsniveau und der Marktrisikoprämie erfasst wird. Swiss Economics (2024) schreibt, «dass der TMR-Ansatz explizit die theoretisch und empirisch gestützte gegenläufige Entwicklung der Marktrisikoprämie erfasst.»⁸⁷ IFBC äussert sich zwar weniger explizit zum Zusammenhang zwischen der Marktrisikoprämie und der risikolosem Zinsniveau. Allerdings geht die Empfehlung einer niedrigeren Untergrenze für den risikolosen Zinssatz mit der Empfehlung, die Marktrisikoprämie zu erhöhen, einher. Diese Empfehlung spiegelt die Annahme einer relativ konstanten Marktrendite.

Die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz trägt den Zusammenhängen zwischen den generellen Marktparametern grundsätzlich Rechnung (siehe hierzu auch Kapitel 4.1). Sie verhindert, dass die unterstellte Marktrendite eins-zu-eins mit dem risikolosen Zinsniveau schwankt, was im Widerspruch zur dargestellten Evidenz stünde. Die Abschaffung der Untergrenze ohne sonstige Anpassung der WACC-Systematik wäre dementsprechend nicht sachgerecht. Diesbezüglich teilen wir die Auffassung der beiden BFE-Gutachter.

5.2. Vorwärtsgewandte Modelle

Vorwärtsgewandte Ansätze bieten sich für die Ermittlung der Marktrisikoprämie oder der Marktrendite an, weil es sich jeweils um vorwärtsgewandte Parameter handelt. Grundidee vorwärtsgewandter Modelle ist, dass der Preis einer Aktie dem Gegenwartswert aller erwarteten zukünftigen Rückflüsse dieser Aktie entspricht. Die erwarteten Rückflüsse können anhand mikroökonomischer Modelle, Umfragen oder anderer Prognosemethoden ermittelt werden.⁸⁸ Die erwartete Rendite einer Aktie ergibt sich in vorwärtsgewandten Modellen als Zinssatz, der den aktuellen Aktienkurs und die erwarteten Rückflüsse ins Gleichgewicht bringt. Ceteris paribus spricht ein geringerer Preis dafür, dass Unsicherheit über die von einer Aktie generierten Geldrückflüsse besteht und dass Marktteilnehmer eine Risikoprämie einpreisen. Bezieht man das beschriebene Kalkül nicht auf eine einzelne Aktie, sondern auf den gesamten Aktienmarkt, lassen sich die Marktrisikoprämie und die Marktrendite ermitteln.

Ein Vorteil vorwärtsgewandter Modelle gegenüber der Verwendung historischer Durchschnitte besteht darin, dass vorwärtsgewandte Modelle auf aktuelle Marktdaten abstellen. Eine Annahme zur

⁸⁵ Schweizer Expertenverband für Wirtschaftsprüfung, Steuern und Treuhand (2021): Treuhand-Almanach – Jahrbuch für Schweizer Treuhandwesen. S. 37.

⁸⁶ Swiss Economics (März 2021): Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber – Schlussbericht. S. 30.

⁸⁷ Swiss Economics (27 Februar 2024): Anpassungsbedarf WACC Netz- und Förderinstrumente Erneuerbare – Schlussbericht. Tabelle 9 & S.41.

⁸⁸ Deutsche Bundesbank (2016): Bewertungsniveau am Aktienmarkt – Theoretische Grundlagen und Weiterentwicklung von Kennzahlen, Monatsbericht April 2016.

Repräsentativität oder Fortsetzung historischer Kapitalmarktentwicklungen ist nicht erforderlich. Gegenüber Umfragen haben vorwärtsgewandte Modelle den Vorteil, dass die Zusammenhänge, aus denen sich letztlich die Marktrendite und die Marktrisikoprämie ergeben, formalisiert werden. Dies macht die zugrundeliegenden Annahmen transparent und erlaubt Sensitivitätsanalysen.

Es existieren diverse Varianten vorwärtsgewandter Modelle. Diese unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der Bezugsgrösse und der Modellierung beziehungsweise den Annahmen über die Entwicklung zukünftiger Rückflüsse. Als Bezugsgrössen kommen Dividenden (bei Dividendenwachstumsmodellen), Unternehmensgewinne (bei Gewinnkapitalisierungsmodellen), Free-Cashflows (bei Cashflow-Modellen) und das Residualeinkommen (bei Residualeinkommensmodellen) in Frage. Es lässt sich zeigen, dass Modelle mit unterschiedlichen Bezugsgrössen unter bestimmten Annahmen zu identischen Resultaten führen.⁸⁹ Um den zukünftigen Verlauf der Bezugsgrösse zu modellieren, sind entweder explizite Prognosen oder Annahmen erforderlich. Wachstumsannahmen können entweder für eine Phase («Single-Stage-Modelle») oder für mehrere Phasen («Multi-Stage-Modelle») getroffen werden. Es existieren auch Modellvarianten, in denen sich die Wachstumsrate ausgehend von einem Ausgangswert einem meist niedrigeren Zielwert annähert («H-Modell»)⁹⁰.

IFBC (2024) schlägt die Verwendung des einstufigen Residual-Income-Modells nach Babbel (2015) vor.⁹¹ Das Residual-Income-Modell unterstellt, dass der Marktwert des Eigenkapitals seinem Buchwert zuzüglich der diskontierten Summe der jährlich erwarteten Residualeinkommen entspricht. Das Residualeinkommen entspricht der erwarteten Differenz zwischen Eigenkapitalrendite und Eigenkapitalkosten. Bei der Kalibrierung des Residual-Income-Modells trifft IFBC (2024) einige Methodenentscheidungen und Annahmen.⁹² Hierunter fallen insbesondere die Fokussierung auf den Schweizer Aktienindex SMI (Swiss Market Index) und die Annahme einer langfristigen nominalen Wachstumsrate in Höhe der langfristigen Inflationserwartung oder, anders ausgedrückt, einer langfristigen realen Wachstumsrate von 0%.

Vorwärtsgewandte Modelle wie das Residual-Income-Modell erscheinen grundsätzlich geeignet, um die erwartete Marktrendite oder Marktrisikoprämie zu ermitteln. Allerdings geht die konkrete Anwendung durch IFBC (2024) mit einem gewissen Methodenrisiko einher. Dies ist zunächst der Fall, da die Verwendung eines einstufigen Modells und die damit einhergehende Annahme einer konstanten Wachstumsannahme stark vereinfachend ist. IFBC (2024) betrachtet keine Sensitivitäten, die sich aus anderen Wachstumsannahmen ergeben würden. Die Annahme einer realen Wachstumsrate von 0% erscheint überaus konservativ. Beispielsweise zieht Babbel (2015), dessen Modell IFBC (2015) verwendet, die Verwendung der durchschnittlichen Wachstumsrate des Bruttoinlandprodukts in Betracht. Diese liegt für die Schweiz für 2012 bis 2022 bei 1,8%.⁹³ Die Verwendung einer höheren Wachstumsrate würde die geschätzte Marktrendite und die daraus abgeleitete Marktrisikoprämie erhöhen.

⁸⁹ Feltham & Ohlson (1995): Valuation and clean surplus accounting for operating and financial activities. *Contemporary accounting research*, 11(2), 689-731.

⁹⁰ Für eine detaillierte Erläuterung des H-Modells siehe Fuller & Hsia (1984): A Simplified Common Stock Valuation Model, *Financial Analysts Journal*, 40 (5): 49-56.

⁹¹ Babbel (2015): Challenging stock prices: Aktienpreise und implizite Wachstumserwartungen. *Corporate Finance*, (9), 316-223.

⁹² IFBC (2024): Überprüfung der Methodik zur Bestimmung des Kapitalkostensatzes für Schweizer Stromnetzbetreiber. S. 38f.

⁹³ Schweizer Bundesamt für Statistik (2023).

Zuletzt ist der Fokus von IFBC (2024) allein auf den Swiss Market Index («SMI») diskutabel. Der SMI umfasst die zwanzig grössten und liquidesten Aktientitel aus dem Swiss Performance Index («SPI»)⁹⁴. Der SPI umfasst immerhin 210 Aktientitel.⁹⁵ IFBC (2024) begründet den Rückgriff auf den SMI mit der besseren Analystenabdeckung der enthaltenen Aktientitel im Vergleich zum SPI. Eine hinreichende Analystenabdeckung ist beim Ansatz von IFBC (2024) erforderlich, da Gewinnprognosen in das Residual-Income-Modell einfließen. Ungeachtet dieser praktischen Erwägung wäre es aus ökonomischer Sicht präferabel, die Marktrendite und Marktrisikoprämie auf möglichst breiter Basis zu ermitteln, da es sich um generelle Marktparameter handelt, die sich auf den Gesamtmarkt beziehen. Im SMI machen die drei Unternehmen Nestlé, Novartis und Roche zusammen mehr als die Hälfte des Gesamtindex aus.⁹⁶ Die Performance des SMI erscheint demnach eher aussagekräftig für die Gewinnerwartungen und Risiken dieser drei Unternehmen als für den Gesamtmarkt. Eine Möglichkeit, um die Basis zu verbreitern und gleichzeitig ausreichende Analystenabdeckung zu gewährleisten, bestünde in der Betrachtung eines europäischen Aktienindex. Ein solcher Fokus erscheint auch mit Blick auf die Internationalisierung der Kapitalmärkte angemessen.

Die europäischen Kapitalmärkte sind integriert. Eigen- und Fremdkapital europäischer Unternehmen werden über Ländergrenzen hinweg liquide und weitgehend unbeschränkt gehandelt. Vor diesem Hintergrund kann und sollte der Fokus bei der Ermittlung der erwarteten Marktrendite beziehungsweise der Marktrisikoprämie zumindest ergänzend auf europäischen Aktienindexen liegen. Hierfür bieten sich zum Beispiel der STOXX Europe 50 an. Von den 50 dort enthaltenen Unternehmen sind 8 Unternehmen aus der Schweiz.⁹⁷ Alternativ kommt der noch breitere STOXX Europe 600 in Frage. Bei diesem Index machen Schweizer Unternehmen 12,8 % der Marktkapitalisierung aus.⁹⁸

Aus diesem Grund stellen wir den Berechnungen von IFBC für den Schweizer Aktienmarkt Analysen für den europäischen Markt gegenüber (STOXX Europe 600). Die Berechnungen für den europäischen Aktienmarkt entnehmen wir den halbjährlichen Studien des Beratungsunternehmens ValueTrust.⁹⁹ Abbildung 5.4 zeigt, dass die europäischen Werte über den Schweizer Werten liegen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das von IFBC präferierte Residualeinkommensmodell grundsätzlich geeignet erscheint. Der Parametrisierungsbedarf geht allerdings mit Ergebnissensitivität einher. Um dieser zu begegnen, betrachten wir eine alternative Modellvariante für den aussagekräftigeren europäischen Referenzmarkt. Unter Verwendung der Zahlen für 2023 ergibt sich eine Marktrendite von 8,85%.

⁹⁴ Swiss Index (2023): Methodology Rulebook Governing Equity and Real Estate Indices. S. 34f.

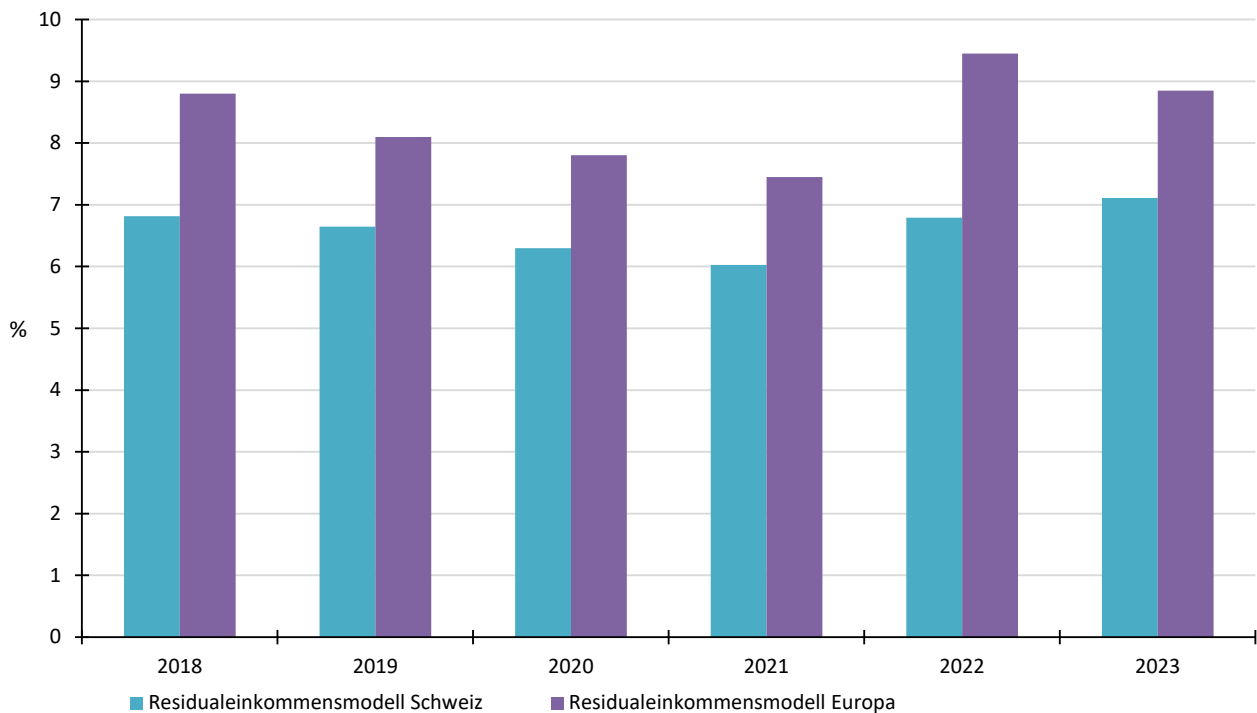
⁹⁵ FactSet, Stand 22. Mai 2024

⁹⁶ Boerse.de, Stand 18. Juni 2024.

⁹⁷ FactSet, Stand 23. Mai 2024.

⁹⁸ FactSet, Stand 22. Mai 2024.

⁹⁹ ValueTrust (April 2024): European Capital Market Study – Analysis of cost of capital parameters and sector multiples for the capital markets in Europe as of 31 December 2023

Abbildung 5.4: Marktrendite basierend auf vorwärtsgewandten Modellen

Anmerkungen: Das Residualeinkommensmodell Schweiz beruht auf dem Babbel-Model mit Annahme einer Wachstumsrate von 2%. Das Residualeinkommensmodell Europa beruht auf Daten von Value Trust. Der Stichtag ist der 31.12.2023. Quelle: NERA-Analyse basierend auf Daten von Value Trust (2024) und DataStream.

5.3. Ansatz «Historische Renditen»

Der Ermittlung der erwarteten Marktrendite als langfristiger Durchschnitt historischer Aktienmarktrenditen liegt die Beobachtung zugrunde, dass die erwartete Marktrendite im Zeitverlauf stabiler als die erwartete Marktrisikoprämie ist (siehe Kapitel 5.1). Die Marktrisikoprämie resultiert bei diesem Ansatz – als «Historische Renditen» oder «TMR-Ansatz» bezeichnet – im zweiten Schritt durch Subtraktion des risikolosen Zinssatzes.

Swiss Economics (2024) empfiehlt diesen Ansatz zur Ermittlung der Marktrisikoprämie. Dieser Methodenempfehlung liegt eine Auswertung der empirischen Evidenz und von Präzedenzfällen zu Grunde.¹⁰⁰ Insbesondere zeigt Swiss Economics (2021), dass die Annahmen zur Stabilität der Marktrendite und der Entwicklung der Marktrisikoprämie von Praktikern wie beispielsweise Wirtschaftsprüfern konsistent mit dem Ansatz «Historische Renditen» sind. Dasselbe gilt für die Einschätzungen von Zentralbanken, auf die Swiss Economics (2021) ebenfalls Bezug nimmt. Swiss Economics (2024) führt überdies zutreffend aus, weshalb in der Vergangenheit im Kontext der österreichischen Energienetzregulierung vorgebrachte Einwände «keine belastbare Evidenz gegen die Wahl eines TMR-Ansatzes» darstellen.¹⁰¹

¹⁰⁰ Swiss Economics (2021): Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber. S. 26ff.

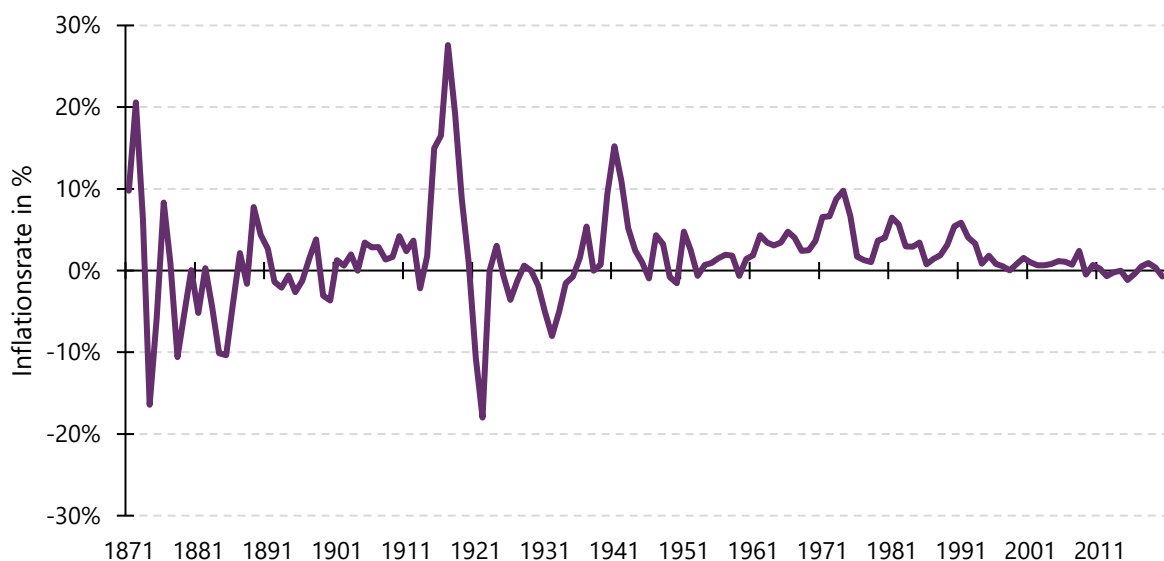
¹⁰¹ Swiss Economics (2024): Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare. S. 43.

Beim Ansatz «Historische Renditen» sind wie bei allen Ansätzen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie einige methodische Detailentscheidungen zu treffen. Diese betreffen die Frage, ob entweder nominale oder inflationsbereinigte (reale) historische Renditen betrachtet werden (Kapitel 5.3.1), den geographischen Fokus (Kapitel 5.3.2), den herangezogenen Datensatz (Kapitel 5.3.3) und die Mittelwertbildung (Kapitel 5.3.4).

5.3.1. Nominale oder reale Renditen

Der Ansatz «Historische Renditen» unterstellt Repräsentativität der historischen Kapitalmarktdaten für die gegenwärtigen Erwartungen. Diese Repräsentativität ist bei der Verwendung von nominalen Renditen nicht unbedingt gegeben. Nominale Renditen beinhalten immer das zum jeweiligen Zeitpunkt vorherrschende Inflationsniveau bzw. die zum jeweiligen Zeitpunkt vorherrschenden Inflationserwartungen. Wenn beispielsweise die aktuelle Inflationserwartung bei 2% liegt, aber die durchschnittliche Inflationserwartung im historischen Zeitraum bei 5% lag, kann es durch die Verwendung von historischen nominalen Renditen bei der Schätzung aktueller Marktrenditeerwartungen zu Verzerrungen kommen. Da die historische reale Rendite um die Inflationsrate korrigiert ist, ist die Gefahr von inflationsbedingten Verzerrungen bei der realen Rendite geringer.

Abbildung 5.5: Historische Inflationsrate Schweiz



Quelle: NERA-Illustration auf Basis von JST-Daten zu Inflation von 1870-2020.

Ein Blick auf die historischen Inflationsraten der Schweiz zeigt, dass insbesondere aufgrund der stark volatilen Inflationsraten in der Schweiz bis Mitte des 20. Jahrhunderts, eine Repräsentativität historischer nominaler Renditen für das gegenwärtige Marktumfeld nicht gegeben ist (siehe Abbildung 5.5).

Wenn ausserdem für die Bestimmung der Marktrendite auf eine Weltrendite abgestellt wird (siehe hierzu Kapitel 5.3.2), können sich aufgrund von historischer oder aktueller Hyperinflation in einigen

Ländern der Welt, deutlich Unterschiede zwischen einer nominalen und realen Marktrendite ergeben.¹⁰²

Wir stimmen daher der Empfehlung von Swiss Economics (2021) zu, dass für den Ansatz «Historische Renditen» eine reale Marktrendite bestimmt werden sollte. Swiss Economics (2021) führt dazu aus:

«[D]ie Markterwartung an Aktienrenditen (TMR) und der risikolose Zinssatz (RFR) [sind] grundsätzlich realer Art. 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.»¹⁰³

Auf Basis historischer realer Renditen und der aktuellen Inflationserwartung ergibt sich dann die geschätzte Marktrendite. Insbesondere, da die aktuelle Inflationserwartung unproblematisch erhoben werden kann, erscheint uns der Ansatz der realen Renditen konzeptionell gegenüber dem Ansatz nominaler Renditen überlegen zu sein.

Auch in der europäischen Regulierungspraxis wird, dort wo ein TMR-Ansatz zur Anwendung kommt, auf reale Renditen abgestellt. Dies ist beispielweise in Grossbritannien und Italien der Fall.

5.3.2. Geographischer Fokus

Die Frage nach dem geographischen Fokus bei der Ermittlung von Marktrendite oder Marktrisikoprämie wird häufig mit dem Investitionshorizont der Marktteilnehmer verknüpft. Bei national segregierten Kapitalmärkten endet der Investitionshorizont an den Staatsgrenzen. Bei integrierten Kapitalmärkten stehen Kapitalmarktteilnehmern auch Anlagemöglichkeiten in anderen Ländern und je nach Ausmass der Kapitalmarktintegration auch auf anderen Kontinenten zur Verfügung. Für die Ermittlung der Marktrendite oder Marktrisikoprämie aus historischen Renditen hat dies folgende Implikationen:

- **Integrierter Kapitalmarkt:** Rationale Kapitalmarktteilnehmer diversifizieren in über Staatsgrenzen integrierten Kapitalmärkten zwischen verschiedenen Ländern. Bei integrierten Kapitalmärkten entspricht das Marktportfolio im CAPM, dessen erwartete Rendite dem Parameter «Marktrendite» entspricht, einem gewichteten Durchschnitt über die verschiedenen Länder. Dementsprechend ermitteln beispielsweise Dimson et al. (2024) ihre Europa-Marktrendite und ihre Welt-Marktrendite als gewichteten Durchschnitt nationaler Renditen.¹⁰⁴ Die Gewichtung erfolgt mit der historischen Marktkapitalisierung.
- **Segregierte Kapitalmärkte:** Bei der Sichtweise segregierter Kapitalmärkte stehen Anlegern nur Investitionsmöglichkeiten im Inland zur Verfügung. Das Marktportfolio entspricht dann dem gewichteten Durchschnitt über die verschiedenen Aktientitel eines Landes. Entsprechend ergibt sich die Marktrendite als langfristiger Durchschnitt der in einem nationalen Markt realisierten Aktienrenditen. Die Marktrisikoprämie ergibt sich als langfristiger Durchschnitt der in einem

¹⁰² Dies gilt aktuell beispielsweise für Argentinien und die Türkei.

¹⁰³ Swiss Economics (2021), Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber, S. 71.

¹⁰⁴ Dimson et al. (2024): Global Investment Returns Yearbook 2024 – Leveraging deep history to navigate the future.

nationalen Markt realisierten Überrenditen. Letzteres entspricht dem bisherigen Vorgehen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie in der Schweiz auf Basis der Empfehlungen von IFBC.

Es besteht wenig Zweifel darüber, dass die Kapitalmärkte heutzutage zumindest in Europa über Staatsgrenzen hinweg integriert sind. Für die Historie ist die Frage, ob die Kapitalmärkte segregiert oder integriert waren, jedoch weniger eindeutig zu beantworten. Keine der beiden Sichtweise trifft für die gesamte Historie exakt zu. Im 19. Jahrhundert und für die erste Hälfte des 20. Jahrhunderts erscheint die Annahme segregierter Märkte realitätsnäher. Seit den 1970er-Jahren haben sich die internationalen Finanzmärkte allerdings zunehmend integriert, sodass hier die Annahme eines integrierten globalen Marktes plausibler erscheint.¹⁰⁵ Aus unserer Sicht ist die Annahme segregierter Märkte für den überwiegenden Datenzeitraum aber besser erfüllt als die Annahme eines einzigen integrierten Weltmarktes, weshalb wir (mit Blick auf die historischen Daten) zur Sichtweise segregierter Märkte tendieren.

Aus dieser Sichtweise folgt jedoch nicht automatisch, dass nur nationale, also vorliegend Schweizer Kapitalmarktdaten zur Ermittlung der Marktrendite herangezogen werden sollten. Dies ist der Fall, da die Daten einzelner nationaler Märkte durch historische Sonderereignisse verzerrt sein können. Dies gilt aufgrund der ausgeprägten historischen Kontinuität für die Schweiz möglicherweise weniger als für andere Märkte wie beispielsweise Deutschland, wo Kriege, Hyperinflation, Wirtschaftswunder und Wiedervereinigung starken Einfluss auf die historischen Aktien- und Anleiherenditen hatten. Nichtsdestotrotz erscheinen eine Betrachtung und Durchschnittsbildung über verschiedene nationale Kapitalmärkte im Sinne eines Sampling geeignet, da die Renditen auf den verschiedenen nationalen Kapitalmärkten aus denselben Marktkräften resultieren und da sich nationale Besonderheiten bei einer breiten Stichprobe herausmitteln sollten. Dies kann die Robustheit der Schätzung zu erhöhen.

Ergänzend zur ausschliesslichen Betrachtung Schweizer Kapitalmarktdaten ermitteln wir daher die historische Marktrendite als gleichgewichteten Durchschnitt über mehrere Länder. Einen solchen Durchschnitt berechnen wir erstens über alle verfügbaren europäischen Länder und zweitens über alle global verfügbaren Länder.

5.3.3. Datenbasis

In der aktuellen Methodik verwendet das BFE Daten der Bank Pictet zur Aktienrendite (Marktrendite), um daraus die Marktrisikoprämie abzuleiten. Für den TMR-Ansatz («Historische Renditen») verwendet Swiss Economics (2024) daher ebenfalls diese Datenquelle und entnimmt daraus direkt die dort bereitgestellten Marktrenditen für die Schweiz.

Neben den Daten der Bank Pictet stehen zur Quantifizierung der Marktrendite mit dem Datensatz von Jordà, Schularick and Taylor (JST) und dem Datensatz von Dimson, Marsh & Staunton (DMS) zwei weitere Datenquellen zur Verfügung. Tabelle 5.1 stellt die Datenquellen vor.

¹⁰⁵ Jordà et al. (2019): The rate of return on everything, 1870-2015. *The Quarterly Journal of Economics*, 134(3), S. 1272.

Tabelle 5.1: Vergleich der Datensätze von Bank Pictet, JST und DMS

	Bank Pictet	JST	DMS¹⁰⁶
Zeitraum	1926 – 2023	1870 – 2020	1900 – 2023
Länder (Anzahl)	1 (Schweiz)	16 (inkl. Schweiz)	23 (inkl. Schweiz)
Aktienrenditen	Enthalten	Enthalten	Enthalten
Anleihe-Gesamtrenditen	Enthalten	Enthalten	Enthalten
Anleiherenditen exkl. Kursgewinne	Nicht enthalten	Enthalten	Nicht enthalten
Verfügbarkeit	Öffentlich	Öffentlich	Kommerziell

Quelle: Bank Pictet, JST, DMS, NERA-Analyse.

Die Datensätze weisen jeweils Vor- und Nachteile auf: Die Daten der Bank Pictet sowie die JST-Daten sind im Gegensatz zu den DMS-Daten für nicht-kommerzielle Zwecke frei verfügbar und nutzbar.¹⁰⁷ Darüber hinaus sind die JST-Daten wesentlich transparenter als die DMS-Daten. Während JST alle Eingangsdaten und Analyseschritte offenlegen, bestehen in der DMS-Publikation Ungereimtheiten bei der Gewichtung der nationalen Marktrenditen zu einer europäischen bzw. Welt-Marktrendite, die sich mangels Transparenz nicht aufklären lassen. Darüber hinaus enthält der JST-Datensatz Daten ab 1870 und umfasst damit einen längeren Zeitraum als die Datenquellen der Bank Pictet und von DMS. Der DMS-Datensatz hat dagegen den Vorteil einer grösseren Abdeckung von 23 Ländern.

Tabelle 5.2: Arithmetisches und Geometrisches Mittel der realen Marktrendite

Quelle	Schweiz	Europa	Welt
Arithmetisches Mittel			
Bank Pictet (1926-2023)	7,5	/	/
Dimson, Marsh & Staunton (DMS) (1900-2023)	6,3	6,9	7,3
Jordà, Schularick and Taylor (JST) (1870-2020)	6,6	6,5	6,9
Geometrisches Mittel			
Bank Pictet (1926-2023)	5,6	/	/
Dimson, Marsh & Staunton (DMS) (1900-2023)	4,5	4,0	4,6
Jordà, Schularick and Taylor (JST) (1870-2020)	4,9	4,0	4,5
Bandbreite	4,5 – 7,5	4,0 – 6,9	4,5 – 7,3

Anmerkung: Wir berechnen die Werte für Europa und Welt als einfache Durchschnitte über die einzelnen Länder.
Quelle: Bank Pictet, JST, DMS, NERA-Analyse.

Tabelle 5.2 zeigt das arithmetische und das geometrische Mittel der realen Marktrendite für die Schweiz, Europa und die Welt. Die Bandbreiten ergeben sich aus dem geometrischen Mittel

¹⁰⁶ Neben den 23 Ländern, für welche DMS Datenpunkte ab 1900 festhalten, inkludiert die aktuelle Version des Datensatzes noch 9 weitere Länder mit Datenpunkten ab der 2. Hälfte des 20. Jahrhunderts. Zudem gibt es 58 Länder mit einigen Datenpunkten ausschliesslich zur Marktrendite.

¹⁰⁷ Universität Bonn: Macrohistory Database – Macrofinance Lab, online unter <https://www.macrohistory.net/database/> [29. Oktober 2021]

(Untergrenze) und dem arithmetischen Mittel (Obergrenze) – siehe hierzu auch Kapitel 5.3.4. Die Marktrenditen aus der Datenbasis der Bank Pictet für die Schweiz liegen etwas höher als die Marktrenditen auf Basis von JST oder DMS.

5.3.4. Mittelwertbildung

Bei der Ermittlung der erwarteten Marktrendite als Durchschnitt historisch realisierter Renditen stellt sich die Frage nach der angemessenen Mittelwertbildung. Für die Mittelwertbildung über historische Zeitreihen kommen zwei Varianten in Frage:

- **Arithmetischer Mittelwert:** Der arithmetische Mittelwert ist gleich der Summe der jährlichen Renditen geteilt durch die Anzahl der Jahre im Betrachtungszeitraum. Das arithmetische Mittel berücksichtigt alle möglichen Renditepfade und schätzt so die erwartete Rendite im Folgejahr.
- **Geometrischer Mittelwert:** Das geometrische Mittel entspricht einer konstanten Rendite, die ein Investor in jedem Jahr erhalten müsste, um am Ende zu dem gleichen Vermögenswert zu gelangen, der durch variable jährliche Renditen generiert wird. Das geometrische Mittel erfasst den tatsächlichen Renditepfad eines Wertpapiers und ist somit ein korrektes Mass für die historische Rendite.

Das geometrische Mittel von Aktienmarktrenditen ist in aller Regel niedriger als das arithmetische Mittel. Der Unterschied zwischen der arithmetischen und der geometrischen Durchschnittsrendite hängt von der Volatilität der Renditen ab. Bei einer jährlichen historischen Standardabweichung von etwa 20% ist das geometrische Mittel ungefähr 2 %-Punkte niedriger als das arithmetische Mittel.¹⁰⁸

In der Regulierungspraxis wurde in der Vergangenheit häufig ein gewichtetes Mittel aus der arithmetischen und geometrischen Durchschnittsrendite verwendet. Auch in der Schweiz wird unter der bisherigen Methodik das sogenannte «Mittel der Mittel» – der einfache Durchschnitt über das arithmetische Mittel der Marktrisikoprämie und das geometrische Mittel der Marktrisikoprämie – verwendet.¹⁰⁹

Bei der Umstellung auf den Ansatz «historische Renditen», bei dem anstatt der Marktrisikoprämie die Marktrendite herangezogen wird, spricht sich Swiss Economics (2024) ohne weitere Begründung dafür aus, das Konzept des «Mittels der Mittel» auf die Marktrendite zu übertragen.¹¹⁰ Die Zweckmässigkeit des «Mittels der Mittel» diskutiert Swiss Economics (2021). Darin führt Swiss Economics aus, dass sowohl das arithmetische als auch das geometrische Mittel zu einer verzerrten Schätzung führen. Aufgrund der Berechnungslogik und auftretenden Schätzfehler würde das arithmetische Mittel die Marktrendite überschätzen, während das geometrische Mittel die Marktrendite unterschätzen würde. Nach Anwendung verschiedener Korrekturmethode für die Mittelwertbildung (Blume Estimator, Arithmetisches Mittel der Halteperiode-Renditen (AMHR)) kommt Swiss Economics (2021) zu dem Schluss, dass die Verwendung des «Mittel der Mittel» zweckmässig ist, da die resultierenden

¹⁰⁸ In Anhang B leiten wir dieses Zahlenbeispiel her, was die Auswirkungen der Mittelwertbildung auf die Rendite verdeutlicht.

¹⁰⁹ BFE (2024), Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2025, S.3.

¹¹⁰ Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, S. 37.

Marktrenditen nach Anwendung der Korrekturmethode(n) sowohl darüber als auch darunter liegen könnten.¹¹¹

Aus unserer Sicht spricht die ökonomische Literatur inklusive der von Swiss Economics (2021) zitierten Beiträge jedoch klar für die Verwendung des arithmetischen Mittel bzw. einer hohen Gewichtung des arithmetischen Mittel bei der Bestimmung der Marktrendite. Zu berücksichtigen sind hier vor allem die Arbeiten von Blume (1974), Cooper (1996), Jacquier et al. (2005) und Kaserer (2022), die sich mit der Thematik der Mittelwertbildung bei langen Renditereihen auseinandersetzen.¹¹² Die genannten Quellen werden vielfach in wissenschaftlichen Publikationen zum Thema der Mittelwertbestimmung zitiert und finden sich inzwischen auch als Referenz in deutschen Lehrbüchern und in der regulatorischen Diskussion:

- Blume (1974) zeigt, dass allein das arithmetische Mittel der historischen Renditen bei unabhängigen und identischen Verteilungen der Renditen einen erwartungstreuen Schätzwert für die Marktrisikoprämie oder die Marktrendite liefert. Blume (1974) schlägt auf dieser Basis einen «fast» unverzerrten Schätzer für den Endwert (und damit die Aufzinsung) vor, bei dem das arithmetische Mittel höheres Gewicht erhält. Das Gewicht auf dem arithmetischen Mittelwert ist umso höher, je länger die Periode zur Durchschnittsbildung im Vergleich zum Anlagehorizont ist.¹¹³
- Aufbauend auf Blume (1974) legt Cooper (1996) entsprechende Analysen für die Barwertschätzung (und damit für die Abzinsung) vor. Er zeigt, dass unter Zugrundelegung der Annahme unabhängiger und identischer Verteilungen der Renditen das arithmetische Mittel den unverzerrten Schätzer sogar unterschätzt. Er kommt somit zu dem Schluss, dass unverzerrte Schätzungen immer näher am arithmetischen als am geometrischen Mittel liegen.¹¹⁴
- Jacquier et al. (2005) empfehlen einen gewichteten Durchschnitt zwischen dem arithmetischen und dem geometrischen Mittel. Als Gewichtung für das geometrische Mittel schlagen sie das Verhältnis zwischen dem Investitionshorizont und der Länge des Datensatzes vor.¹¹⁵
- Kaserer (2022) entwickelt komplexere Schätzer auf der Grundlage der Arbeit von Cooper (1996) und testet die Performance von acht Schätzern (einschliesslich arithmetisches Mittel und geometrisches Mittel) unter verschiedenen Annahmen über Autokorrelation und Heteroskedastizität in den historischen Daten anhand numerischer Simulationen. Insgesamt schneidet ein bereits von Cooper (1996) vorgeschlagener Schätzer mit hohem Gewicht auf dem arithmetischen Mittelwert am besten und das geometrische Mittel sowie das «Mittel der Mittel» am schlechtesten ab.¹¹⁶

¹¹¹ Swiss Economics (2021), Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber, S. 41ff.

¹¹² Auch der von Swiss Economics (2021) herangezogene Artikel Indro & Lee (1997) zeigt, dass der Blume Schätzer die geringste Verzerrung aufweist. Siehe 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.

¹¹³ Blume (1974): Unbiased estimators of long-run expected rates of return. *Journal of the American Statistical Association*, 69(347) 634-638.

¹¹⁴ Cooper (1996): Arithmetic versus geometric mean estimators: Setting discount rates for capital budgeting. *European Financial Management*, 2(2), 157-167.

¹¹⁵ Jacquier et al. (2005): Optimal estimation of the risk premium for the long run and asset allocation: A case of compounded estimation risk. *Journal of Financial Econometrics*, 3(1), 37-55.

¹¹⁶ Kaserer (2022): Estimating the market risk premium for valuations: arithmetic or geometric mean or something in between? *Journal of Business Economics*, 92(8), 1373-1415.

- Der von Swiss Economics (2021) zitierte Beitrag von Indro & Lee (1997) testet die Performance verschiedener Schätzer unter diversen Annahmen zur Autokorrelation.¹¹⁷ Die Autoren kommen zum Ergebnis, dass ein Horizont-gewichteter Ansatz ähnlich dem Blume-Schätzer zu den geringsten Verzerrungen führt.¹¹⁸

Demnach spricht die Fachliteratur entweder für die Verwendung des arithmetischen Mittelwerts oder zumindest für eine sehr hohe Gewichtung des arithmetischen Mittelwerts, wobei sich das Gewicht auf dem geometrischen Mittelwert aus dem Verhältnis zwischen Investitionshorizont und Durchschnittsperiode ergibt. Der Zeitraum der Durchschnittsbildung beläuft sich je nach Datenquelle für die historischen Finanzmarktdaten auf 98 Jahre (Bank-Pictet Daten, 1926-2023), 151 Jahre (JST-Daten, 1870-2020) oder 124 Jahre (DMS-Daten, 1900-2023). Demgegenüber steht ein Investitionshorizont von maximal 10 Jahren.¹¹⁹ Das Gewicht auf dem geometrischen Mittel würde demnach 10% oder weniger betragen.

Vor diesem Hintergrund erscheint die alleinige Verwendung des arithmetischen Mittelwerts im vorliegenden Kontext sachgerecht. Auch die Autoren der DMS-Quelle empfehlen bei der Verwendung ihrer Daten im Regulierungskontext die alleinige Verwendung des arithmetischen Mittelwerts.¹²⁰

5.3.5. Inflationierung

Um die nominale Marktrendite zu bestimmen, muss zur realen Marktrendite im Anschluss die vorherrschende Inflationserwartung addiert werden. Die Schweizer Inflationserwartung wird von verschiedenen Instituten erhoben.

Swiss Economics (2024) legt eine Inflationserwartung von 1% zugrunde und verweist auf die Langfristprognose der Schweizer Nationalbank. Diese lag Ende 2023 bei 1,2%. Mit Blick auf die Prognose der Schweizer Nationalbank von 1,2% sowie der geldpolitischen Zielgrösse der Schweizer Nationalbank einer Inflationsrate unterhalb von 2% erscheint uns die Annahme von Swiss Economics (zu) niedrig.

IFBC (2024) nutzt einen Wert von 1,5% für die Inflationserwartung basierend auf der Langfristprognose des Internationalen Währungsfonds (World Economic Outlook Database) aus Oktober 2023. Dies ist konsistent mit der von IFBC festgelegten variablen Untergrenze beim risikolosen Zinssatz (siehe Kapitel 2.3).

Auf Basis dieser Informationen unterstellen wir eine Bandbreite von 1,2% bis 1,5% für die Inflationserwartung.

¹¹⁷ Der weitere von Swiss Economics (2021) zitierte Beitrag (Cheng & Karson (1985)) enthält keine Empfehlung zur Mittelwertbildung.

¹¹⁸ Indro & Lee (1997): Biases in arithmetic and geometric averages as estimates of long-run expected returns and risk premia. Financial Management, 81-90.

¹¹⁹ Die Haltedauer von Aktien (weltweit) lag zwischen 2010 und 2022 im Durchschnitt zwischen sechs und neunzehn Monaten. Bundeszentrale für politische Bildung (2023): Aktienbestand und Aktienhandel [\[Link\]](#), zuletzt aufgerufen am 30. Mai 2024). Für institutionelle Investoren in Netzinfrastruktur könnte der Investitionshorizont durchaus etwas länger sein. Die Annahme eines Investitionshorizonts von bis zu 10 Jahren ist aber in jedem Fall konservativ.

¹²⁰ Dimson et al. (2021): Assessment of BNetzA's/Frontier's position on a DMS-based MRP.

Tabelle 5.3 zeigt die von uns hergeleitete Bandbreite der erwarteten nominalen Marktrendite. Diese beruht auf dem arithmetischen Mittel der realen historischen Marktrendite (siehe Tabelle 5.2) sowie einer Inflationserwartung von 1,2% bis 1,5%.

Tabelle 5.3: Bandbreite nominale Marktrendite

Quelle	Schweiz	Europa	Welt
Bank Pictet (1926-2023)	8,7 – 9,0	/	/
Dimson, Marsh & Staunton (DMS) (1900-2023)	7,5 – 7,8	8,1 – 8,4	8,5– 8,8
Jordà, Schularick and Taylor (JST) (1870-2020)	7,8 – 8,1	7,7 - 8,0	7,6 – 7,9

Quelle: NERA-Analyse.

Auf dieser Grundlage ergibt sich eine Bandbreite zwischen 7.5% - 9.0% für die nominale Marktrendite. Die Berechnungen beider BFE-Gutachter zur Marktrendite, die einen Wert von 7.5% ergeben, liegen somit am unteren Rand unserer Bandbreite.¹²¹

5.4. Zwischenfazit

Zwischen dem risikolosen Zinsniveau und der Marktrisikoprämie besteht ein inverser Zusammenhang. Schwankungen im risikolosen Zinsniveau und der Marktrisikoprämie gleichen sich regelmässig gegenseitig aus, sodass die erwartete Marktrendite im Zeitverlauf stabiler als ihre beiden Komponenten (risikoloses Zinsniveau und Marktrisikoprämie) ist. Die von den beiden BFE-Gutachtern vorgeschlagenen Ansätze zur Ermittlung der Marktrisikoprämie sind grundsätzlich geeignet, um diesem Umstand Rechnung zu tragen.

Das von IFBC präferierte vorwärtsgewandte Modell, ein sogenanntes Residualeinkommensmodell, geht jedoch aufgrund restriktiver Annahmen zu Wachstumsraten und dem Referenzmarkt mit einem gewissen Methodenrisiko einher. Eine Erweiterung des Referenzmarktes auf einen gesamteuropäischen Index führt zu einer erwarteten Marktrendite von 8,85% (nominal).

Swiss Economics empfiehlt den Ansatz «Historische Renditen», auch als «TMR-Ansatz» bezeichnet, zur Ermittlung der Marktrisikoprämie. Dieser Ansatz erscheint sachgerecht, um den Zusammenhängen zwischen risikolosem Zinsniveau und Marktrisikoprämie Rechnung zu tragen. In der Ausgestaltung sind einige methodische Details zu klären. Wie Swiss Economics halten wir einen Fokus auf reale (d.h. inflationsbereinigte) historische Renditen für sachgerecht. Bezüglich des geographischen Fokus halten wir den von Swiss Economics gewählten nationalen Referenzmarkt für plausibel. Um die Robustheit der Schätzung zu erhöhen, können allerdings die historischen Renditen weiterer nationaler Märkte hinzugezogen werden. Swiss Economics zieht ausschliesslich Daten der Bank Pictet in Betracht. Wir halten eine ergänzende Betrachtung weiterer Datensätze für zielführend. Die von

¹²¹ Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, Tabelle 6 und IFBC (2024), Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, S. 55.

Swiss Economics präferierte Mittelwertbildung erscheint nicht sachgerecht. Die akademische Literatur stützt die Verwendung des arithmetischen Mittelwerts oder eine sehr hohe Gewichtung des arithmetischen Mittelwerts. Die von Swiss Economics unterstellte Inflationserwartung liegt unter der Langfristprognose der Zentralbank und erscheint zu niedrig.

In Summe führen die Sensitivitätsbetrachtungen und Korrekturen am Ansatz von Swiss Economics zu einer nominalen Marktrenditen 7,5 bis 9,0%. Sofern die bestehende WACC-Systematik angepasst wird und eine Umstellung auf den «TMR-Ansatz» erfolgen sollte, sollte die unterstellte Marktrendite im mittleren Bereich dieser Bandbreite festgesetzt werden. Dies würde sich auch mit den Ergebnissen der vorwärtsgewandten Modelle decken.

6. Betafaktor

Der Betafaktor misst den Grad, zu dem die Rendite einer Aktie generellen Marktschwankungen folgt. Gemäss CAPM kompensiert die erwartete Rendite einer Aktie Investoren nur für diese Schwankungen. Entsprechend steigt der Eigenkapitalzinssatz gemäss CAPM mit dem Betafaktor. Der Betafaktor eines Unternehmens ist umso höher, je höher das Geschäftsrisiko und je höher der Verschuldungsgrad, also das finanzielle Risiko, ist.

Der Betafaktor gemäss CAPM bildet nur systematisches bzw. nicht-diversifizierbares Risiko ab. In der Logik des CAPM erhält ein Investor keine Kompensation für nicht-systematisches und damit diversifizierbares Risiko, da er dieses Risiko durch eine Diversifizierung des Investmentportfolios reduzieren kann. Somit kompensiert der Betafaktor gemäss CAPM einen Investor nur für den Teil des Renditerisikos, der mit dem Renditerisiko des Gesamtmarkts korreliert.

Der Betafaktor wird in der Praxis üblicherweise anhand einer linearen Regression ermittelt. Diese Regression schätzt den Zusammenhang zwischen den Renditen eines Unternehmens und den Renditen des Gesamtmarktes. Betafaktoren lassen sich nur für börsennotierte Unternehmen, für die belastbare Renditedaten in hoher Frequenz vorliegen, unkompliziert ermitteln.

Das BFE ermittelt den Betafaktor für Schweizer Stromnetzbetreiber jährlich anhand folgender Methodik:

- Vergleichsgruppe aus europäischen Stromnetzbetreibern;
- Dreijähriges Schätzintervall mit monatlichen Aktienrenditen;
- Verwendung lokaler Aktienmarktindexe als Referenz; und
- Durchführung eines t-Tests und Ausschluss statistisch nicht von null unterscheidbarer Betafaktoren.

Die BFE-Gutachter IFBC und Swiss Economics empfehlen folgende Anpassungen an der bestehenden Methodik:

- Swiss Economics empfiehlt dem BFE, den Handlungsspielraum der Regulierungsbehörde bei der Ermittlung des Betafaktors zu vergrössern und entsprechende Anpassungen der StromVV vorzunehmen. Dazu gehören die Möglichkeit, die Vergleichsgruppe um zusätzliche Unternehmen aus vergleichbaren Branchen zu erweitern, eine Korrektur der Betafaktoren der Vergleichsgruppe für ihren Anteil am Netzgeschäft oder den für sie geltenden Regulierungsrahmen, sowie die Möglichkeit einer Separierung der Betafaktoren für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.¹²²
- IFBC schlägt eine Gewichtung der für die einzelnen Unternehmen der Vergleichsgruppe berechneten Betafaktoren vor. Betafaktoren von Übertragungsnetzbetreibern sollen mit doppeltem Gewicht und Betafaktoren von Verteilnetzbetreiber mit einfachem Gewicht in die Berechnung eingehen.

Im Folgenden analysieren wir die bestehende Methodik zur Bestimmung des Betafaktors und nehmen zu den Anpassungsempfehlungen der BFE-Gutachter Stellung.

¹²² Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, Tabelle 1.

6.1. Vergleichsgruppe

Das BFE ermittelt den Betafaktor anhand einer Vergleichsgruppe europäischer Energieversorgungsunternehmen. Dabei wendet es unserem Verständnis nach die folgenden Auswahlkriterien an:¹²³

- Energieversorgungsunternehmen mit Haupttätigkeit in Europa
- Stromübertragung und -verteilung bildet das Hauptgeschäft oder ist eine sehr wesentliche Geschäftssparte
- Seit mindestens 3 Jahren börsennotiert
- Marktkapitalisierung im Gegenwert von mindestens CHF 350 Mio.
- Grundsätzlich statistisch signifikante Betafaktoren

Auf Basis dieser Auswahlkriterien hat IFBC eine Vergleichsgruppe von 11 Unternehmen für die WACC-Ermittlung des Tarifjahrs 2025 identifiziert (siehe Abbildung 6.1):

Abbildung 6.1: Ausgewählte Vergleichsunternehmen

Peer Unternehmen	Geschäftsaktivitäten	Land
E.ON SE	DSO/Other	Deutschland
Electricité de Strasbourg SA	DSO/Other	Frankreich
Elia Group SA	TSO	Belgien
Energa SA	DSO/Other	Polen
Iberdrola SA	DSO/Other	Spanien
Iren SpA	DSO/Other	Italien
National Grid PLC	TSO	Grossbritannien
Redeia Corporacion SA	TSO	Spanien
REN Redes Energeticas Nacionais SGPS S.A.	TSO	Portugal
Tauron Polska Energia SA	DSO/Other	Polen
Terna Rete Elettrica Nazionale SpA	TSO	Italien

Anmerkungen: TSO – Übertragungsnetzbetreiber, DSO – Verteilnetzbetreiber. Quelle: Auszug aus IFBC (2024), Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im Schweizer Elektrizitätsmarkt, Abbildung 11.

Die BFE-Gutachter diskutieren verschiedene Anpassungen bei der Auswahl der Vergleichsunternehmen bzw. deren Gewichtung bei der Berechnung des Betafaktors. Da die StromVV lediglich vorschreibt, dass die Vergleichsgruppe aus Energieversorgungsunternehmen bestehen muss, hätte das BFE bereits gemäss den aktuellen Regelungen Ermessensspielraum, welche zusätzlichen Kriterien bei der Auswahl der Vergleichsunternehmen zur Anwendung kommen sollen.

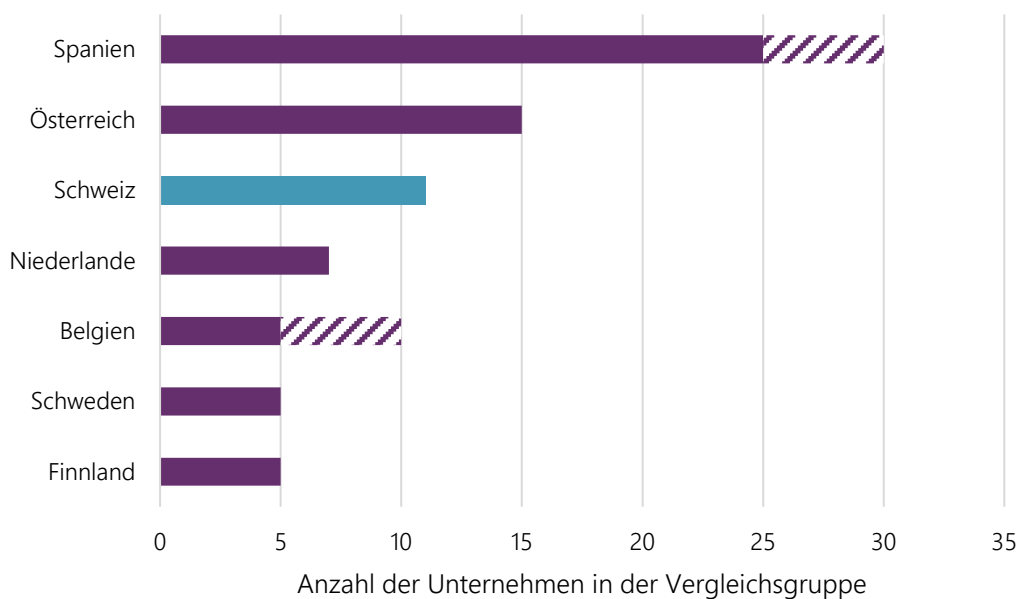
Grundsätzlich kommt es bei der Bestimmung der Vergleichsgruppe zu einer Abwägung zwischen Schätzunsicherheit und der Vergleichbarkeit der Geschäftstätigkeit:

¹²³ Der BFE-Gutachter IFBC hat in 2012 einen Vorschlag für die Auswahlkriterien der Vergleichsgruppe gemacht, siehe IFBC (2012), Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, S.21. Unserem Verständnis nach wendet das BFE seitdem diese Auswahlkriterien für Unternehmen der Vergleichsgruppe an.

- Eine Vergrößerung der Vergleichsgruppe durch die Aufnahme zusätzlicher Vergleichsunternehmen senkt die Schätzunsicherheit bei der Bestimmung des Betafaktors und vermindert den Einfluss von potenziellen Ausreißern, die den durchschnittlichen Betafaktor der Vergleichsgruppe verzerren könnten.
- Eine Erhöhung der Anzahl der Unternehmen geht aber in der Regel mit einer Ausweitung/Aufweichung der angewendeten Kriterien einher. Dies birgt das Risiko, dass ausgewählte Unternehmen keine bzw. eine weniger vergleichbare Geschäftstätigkeit aufweisen.

Es besteht kein Anlass zur Annahme, dass diese Balance bei der Auswahl der Vergleichsgruppe für die Bestimmung des Betafaktors für Schweizer Stromnetzbetreiber gestört sein könnte. Zum einen gewährleisten die angewendeten, oben genannten Kriterien, dass die Geschäftstätigkeit der ausgewählten Unternehmen vergleichbar ist mit der Geschäftstätigkeit Schweizer Stromnetzbetreiber. Zum anderen liegt die Grösse der verwendeten Vergleichsgruppe in der Schweiz im europäischen Vergleich im Mittelfeld. Abbildung 6.2 zeigt die Grösse der Vergleichsgruppe, die von anderen europäischen Regulierungsbehörden bei der Bestimmung des Betafaktors verwendet wird.

Abbildung 6.2: Grösse der Vergleichsgruppe in der europäischen Regulierungspraxis



Quelle: NERA-Illustration auf Basis aktueller europäischer Regulierungsentscheidungen.

Im Folgenden nehmen wir detailliert Stellung zu den Ausführungen von Swiss Economics, IFBC und Elcom in Bezug auf die Vergleichbarkeit der Geschäftstätigkeit der Vergleichsgruppe (Kapitel 6.1.1) sowie zur Frage, ob die in der Schweiz vorherrschende Kosten-Plus-Regulierung eine Reduzierung des Betafaktors rechtfertigt (Kapitel 6.1.2).

6.1.1. Geschäftstätigkeit

Die in der Schweiz gemäss IFBC für die Bestimmung des Betafaktors für Stromnetzbetreiber verwendete Vergleichsgruppe besteht unserem Verständnis nach aus elf Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die entweder Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber sind und die einen unterschiedlichen Anteil an Netzgeschäft am Umsatz bzw. EBITDA aufweisen. Es stellt sich daher zum einen die Frage,

inwieweit die Vergleichsgruppe um Unternehmen aus anderen Infrastruktursektoren erweitert werden könnte, um die Schätzunsicherheit zu reduzieren, und zum anderen die Frage, ob andere Geschäftstätigkeiten der Unternehmen der Vergleichsgruppe den Betafaktor verzerren und inwieweit Möglichkeiten zur Korrektur einer solchen Verzerrung bestünden.

Erweiterung der Vergleichsgruppe um Unternehmen aus anderen Infrastrukturindustrien

Swiss Economics untersucht empirisch, ob Geschäftsrisiken von Unternehmen aus anderen Infrastrukturindustrien (Telekommunikation, Wasser, Gas) mit denen von Stromnetzbetreibern vergleichbar sind und ob auf dieser Basis die Vergleichsgruppe um zusätzliche Unternehmen aus anderen Infrastrukturindustrien erweitert werden kann. Dazu ermittelt Swiss Economics Betafaktoren für die Sektoren Gas, Wasser und Telekommunikation. Falls sich diese vom Betafaktor für Stromnetze unterscheiden, spricht sich Swiss Economics gegen die Berücksichtigung von Unternehmen aus diesen Sektoren aus. Falls die Betafaktoren in einem vergleichbaren Bereich liegen, hält Swiss Economics die Aufnahme von Vergleichsunternehmen aus dem jeweiligen Sektor für denkbar.

Aus ökonomischer Sicht bringt die Analyse von Swiss Economics keinen Erkenntnisgewinn. Anstatt qualitativ zu prüfen, ob die Geschäftsrisiken von Unternehmen aus den genannten Sektoren mit denjenigen Schweizer Stromnetzbetreiber vergleichbar sind (und falls ja die Betafaktoren zu berechnen und zu verwenden), ermittelt Swiss Economics die Betas quantitativ und spricht sich dann dafür (dagegen) aus, sie zu verwenden, wenn die Betas mit denjenigen europäischer Stromnetzbetreiber (nicht) vergleichbar sind. Somit sollen die Betafaktoren von anderen Infrastrukturbetreibern genau dann berücksichtigt werden, wenn sie zu keiner relevanten Änderung im Betafaktor für Stromnetzbetreiber führen. In diesem Fall hätte man die zusätzlichen Unternehmen allerdings auch gar nicht in die Vergleichsgruppe aufnehmen müssen. Zusätzlich ist die statistische Analyse von Swiss Economics aufgrund der geringen Anzahl an Unternehmen auch nicht belastbar.¹²⁴

Um zu beurteilen, ob die Vergleichsgruppe um weitere Unternehmen aus anderen Infrastrukturbereichen erweitert werden kann, sollte vielmehr qualitativ geprüft, ob die Geschäftsrisiken dieser Unternehmen mit denen von Stromnetzbetreibern vergleichbar sind. Unsere qualitative Prüfung kommt zu dem Schluss, dass lediglich Gasnetzbetreiber ggf. in die Vergleichsgruppe aufgenommen werden könnten:

- **Telekommunikationsinfrastruktur:** Sowohl die Regulierung als auch die Geschäftstätigkeit von Telekommunikationsunternehmen ist nicht vergleichbar mit Stromnetzbetreibern. Die Zugangs- und Preisregulierung, denen Betreiber von Telekommunikationsinfrastruktur unterliegen, setzen diese anderen Erlösrisiken aus. Zudem haben die Betreiber in der Regel auch ein umfassendes Endkundengeschäft.
- **Wasserversorger:** Auch die Geschäftstätigkeit von Wasserversorgern ist aus unserer Sicht nicht mit Stromnetzbetreibern vergleichbar. Wasserversorger haben neben dem Netzbetrieb ebenfalls ein Endkundengeschäft und sind zusätzlich auch für die Wasseraufbereitung und -bereitstellung («Erzeugung») verantwortlich. Überdies erfolgt die Regulierungen in vielen Ländern ex-post, zum Beispiel durch kartellrechtliche Aufsicht.

¹²⁴ Die für die statistische Analyse verwendete Stichprobe besteht aus 33 Elektrizitätsversorgungsunternehmen, 4 Gasversorgern, 4 Wasserversorgern und 10 Telekommunikationsunternehmen. Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, Tabelle 10.

- **Gasnetzbetreiber:** Mit dem Betrieb von Energienetzen haben Gasnetzbetreiber grundsätzlich eine ähnliche Geschäftstätigkeit wie Stromnetzbetreiber. Auch die Regulierungssysteme sind häufig mit denen für Stromnetzbetreiber vergleichbar. Aufgrund der Dekarbonisierung weisen Gasnetzbetreiber allerdings eine unterschiedliche Dynamik im Vergleich zu Stromnetzbetreibern auf. Eine natürliche Monopolposition ist dadurch insbesondere im Fall der Gasfernleitungsnetzbetreiber teilweise nicht mehr zweifelsfrei gegeben. Andererseits existieren in vielen europäischen Ländern Mechanismen, die Gasnetzbetreiber vor Risiken der Dekarbonisierung schützen (sollen).¹²⁵ Aus unserer Sicht könnten Gasnetzbetreiber daher in die Vergleichsgruppe aufgenommen werden, wenn das BFE es als erforderlich ansieht, den Stichprobenumfang zu vergrößern.

Unsere Einschätzung deckt sich mit der europäischen Regulierungspraxis. Tabelle 6.1 zeigt die Sektoren, die andere europäische Regulierer bei der Bestimmung des Betafaktors für Stromnetzbetreiber berücksichtigen. Wasserversorger oder Telekommunikationsunternehmen werden von keinem der untersuchten europäischen Regulierer berücksichtigt. Gasnetzbetreiber hingegen werden von der Mehrheit der untersuchten europäischen Regulierer bei der Bestimmung des Betafaktors für Stromnetzbetreiber berücksichtigt.

Tabelle 6.1: Sektoren Vergleichsgruppe in der europäischen Regulierungspraxis

Land	Sektoren Vergleichsgruppe
Finnland	Strom-ÜNB, Gas-FNB
Schweden	Strom-ÜNB
Belgien	Strom-ÜNB und -VNB, Gas-FNB und -VNB
Niederlande	Strom-ÜNB, Gas-FNB
Schweiz	Energieversorger mit Haupttätigkeit Stromnetzgeschäft
Österreich	Strom- und Gasnetzbetreiber, Energieversorger mit Haupttätigkeit Netzgeschäft
Spanien	Strom- und Gasnetzbetreiber, Energieversorger mit Netzgeschäft

Quelle: NERA-Analyse auf Basis aktueller europäischer Regulierungsentscheidungen.

Aus der qualitativen Analyse der Geschäftsrisiken von Unternehmen anderer Infrastrukturbereiche sowie der Analyse der europäischen Regulierungspraxis ergibt sich aus unserer Sicht keine Notwendigkeit, das Verfahren zur Bestimmung des Betafaktors für Schweizer Stromnetzbetreiber anzupassen.

¹²⁵ Dazu gehören unter anderem die Flexibilisierung von Abschreibungsdauern oder auch ein zeitliches Vorziehen von Erlösen von der fernen in die nähere Zukunft.

Gewichtung von Unternehmen innerhalb der Vergleichsgruppe

Auf Basis der von IFBC entwickelten Auswahlkriterien für die Vergleichsgruppe werden bei der Berechnung des Betafaktors nicht nur reine europäische Stromnetzbetreiber sondern auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen berücksichtigt, die neben dem Netzgeschäft auch in anderen Geschäftsbereichen aktiv sind. Sind die Risiken dieser Geschäftsbereiche nicht vergleichbar mit denen des Netzbetriebs, könnte es zu Verzerrungen beim Betafaktor und damit beim WACC für Schweizer Stromnetzbetreiber kommen.

Swiss Economics untersucht mittels einer einfachen Regression den Zusammenhang zwischen dem Anteil des Netzgeschäfts am Gesamtumsatz und der Höhe des unverschuldeten Betafaktors. Die Analyse ergibt einen statistisch signifikanten Zusammenhang, wonach der unverschuldete Betafaktor um 0,03 steigt, wenn sich der Anteil des Netzgeschäfts am Gesamtumsatz um zehn %-Punkte reduziert. Swiss Economics leitet daraus ab, dass eine Vergleichsgruppe aus Unternehmen, die nicht ausschliesslich reine Netzbetreiber sind, *«wahrscheinlich zu einer gewissen Überschätzung des tatsächlichen Unlevered Betas für Schweizer Netzbetreiber führt»*.¹²⁶

Aufbauend auf diesem Ergebnis macht Swiss Economics zwei Vorschläge, um die unverschuldeten Betafaktoren um diesen Effekt zu korrigieren:

- **Gewichtung von Vergleichsunternehmen anhand ihres Netzanteils am Gesamtumsatz:** Betafaktoren reiner Netzbetreiber gehen mit einem Gewicht von 100% in die Berechnung des Betafaktors für Schweizer Stromnetzbetreiber ein. Betafaktoren von Unternehmen, die keine reinen Netzbetreiber sind, erhalten eine Gewichtung entsprechend dem Umsatzanteil des Netzgeschäfts an ihrem Gesamtumsatz.
- **«Full Information Beta Decomposition»:** Korrektur der ermittelten unverschuldeten Betafaktoren der Vergleichsunternehmen basierend auf dem Regressionskoeffizienten, der den geschätzten Zusammenhang zwischen Netzanteil am Gesamtumsatz und unverschuldetem Betafaktor widerspiegelt. Der Betafaktor für die Schweizer Stromnetzbetreiber wird im Anschluss als einfacher Durchschnitt über alle korrigierten Betafaktoren der Vergleichsunternehmen («Pure Play»-Betas) ermittelt.

Statisch belastbar sind aus unserer Sicht weder die Regression zum Zusammenhang zwischen dem Anteil des Netzgeschäfts und dem Betafaktor noch die Korrekturmöglichkeiten, die Swiss Economics vorschlägt.

Die Regression zum Zusammenhang zwischen Netzanteil und Betafaktor beruht auf einer kleinen Stichprobe von 33 Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Es ist daher nicht unwahrscheinlich, dass die Regressionsergebnisse durch einige wenige Ausreisser getrieben sind oder dass der geschätzte Effekt schlicht zufällig ist. Um die Robustheit der Ergebnisse zu stärken, wäre zumindest eine (mehrmalige) Wiederholung der Regression auf Basis anderer Zeitfenster nötig.¹²⁷ Durch ausgelassene Variablen (sogenannter «Omitted Variable Bias») könnte es ebenfalls zu Verzerrungen des geschätzten Koeffizienten kommen.

¹²⁶ Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, S. 58.

¹²⁷ Swiss Economics könnte hierfür beispielsweise mehrere Regressionen auf Basis rollierender 3-Jahreszeiträume durchführen.

Eine Gewichtung der Betafaktoren auf Basis des Umsatzanteils des Netzgeschäfts erscheint willkürlich, da für die Gewichtung neben Umsatz auch andere ökonomische Variablen wie EBITDA, EBIT oder Anlagevermögen in Frage kämen. Insbesondere die Gewichtung mit dem Umsatzanteil kann verzerrend wirken, da manche Geschäftsbereiche (wie z.B. der Stromhandel) sehr viel Umsatz generieren und so bei einer ausschliesslichen Betrachtung des Umsatzes bedeutender erscheinen als sie für das Elektrizitätsunternehmen tatsächlich sind. Der BFE-Gutachter IFBC kommt zu einem ähnlichen Schluss: *«Als mögliche Grössen für die Gewichtung kommen Umsatz, EBITDA und EBIT in Frage. Der Umsatz wird aufgrund des hohen Potenzials für verzerrende Effekte als ökonomisch nicht belastbare Grösse für die Gewichtung betrachtet.»*¹²⁸

Auch eine Korrektur mittels «Full Information Beta Decomposition» erscheint nicht zielführend. Wie bereits oben ausgeführt sind die Regressionskoeffizienten aufgrund der geringen Stichprobengrösse nicht belastbar und lassen keine Rückschlüsse auf den tatsächlichen Zusammenhang zwischen Netzanteil und Betafaktor zu.

Swiss Economics äussert sich auch selbst sehr zurückhaltend bzgl. dieser Korrekturmethode: *«Aufgrund starker (und möglicherweise nur teilweise erfüllter) Annahmen sind jedoch strukturelle Adjustierungen des Unlevered Betas zur Ermittlung eines «Pure Play»-Betas nur sehr zurückhaltend und mit einem äusserst hohen Ausmass an handwerklicher Vorsicht vorzunehmen.»*¹²⁹ Auch in ihrem Gutachten aus dem Jahr 2021 ist Swiss Economics selbst nicht von der Korrektur überzeugt: *«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.»*¹³⁰

Der BFE-Gutachter IFBC schlägt ebenfalls eine Korrekturmethode vor, um Vergleichsunternehmen mit höherem Netzanteil stärker zu gewichten. Bei der von IFBC vorgeschlagenen Methode sollen Übertragungsnetzbetreiber mit einem Gewicht von 1 und Verteilnetzbetreiber mit einem Gewicht von 0,5 in die Bestimmung des Betafaktors für Schweizer Stromnetzbetreiber eingehen. Die doppelte Gewichtung der Übertragungsnetzbetreiber begründet IFBC mit deren höherem Netzanteil. Verteilnetzbetreiber weisen hingegen häufiger Geschäftsaktivitäten ausserhalb des Netzgeschäfts auf.¹³¹

Die von IFBC vorgeschlagene Korrektur ist aus unserer Sicht ebenfalls fragwürdig. Die Gewichtung mit den Faktoren 1 und 0,5 erscheint willkürlich. Noch dazu hat die Gewichtung letztlich keine Auswirkung auf den ermittelten Betafaktor, sodass sich für uns die Frage stellt, ob sich die Geschäftsricken von Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern (ggf. mit weiteren Geschäftsbereichen) tatsächlich fundamental voneinander unterscheiden und eine Korrektur überhaupt notwendig ist.¹³² Auch die statistische Analyse von Swiss Economics findet keine statistisch signifikanten Unterschiede im Betafaktor zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern.¹³³ Eine Unterscheidung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ist daher aus unserer Sicht nicht angezeigt.

¹²⁸ IFBC (2024), Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, S. 43.

¹²⁹ Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, S. 59.

¹³⁰ Swiss Economics (2021), Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber. S. 39.

¹³¹ IFBC (2024), Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, S. 42.

¹³² IFBC (2024), Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, S. 43.

¹³³ Swiss Economics (2021), Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber. S. 59f.

Zusammenfassend sind wir der Ansicht, dass eine Anpassung oder Gewichtung für den Anteil des regulierten Netzgeschäfts nicht zielführend ist. Die vorgeschlagenen Korrekturmethode können allesamt aufgrund methodischer Schwächen nicht überzeugen. Eine Gewichtung kann den wahren Betafaktor für Schweizer Stromnetzbetreiber verzerren, da geeignete Gewichte nicht objektiv bestimmbar sind. Auch ist uns in der europäischen Regulierungspraxis kein Regulierer bekannt, der eine Korrektur der ermittelten Betafaktoren der Vergleichsgruppe vornimmt.¹³⁴

Stattdessen sind sorgsam ausgewählte Auswahlkriterien für die Vergleichsgruppe einer nachträglichen Gewichtung vorzuziehen. Das BFE sollte nur Vergleichsunternehmen verwenden, die als ausreichend repräsentativ angesehen werden. Wenn diese nicht in ausreichender Zahl existieren und das BFE die Stichprobe für zu klein hält, könnte die Stichprobe mit Gasnetzbetreibern erweitert werden.

6.1.2. Regulierungssysteme

Die ElCom vertritt die Meinung, dass die europäischen Vergleichsunternehmen aufgrund der Anreizregulierung höheren Risiken ausgesetzt sind als Schweizer Stromnetzbetreiber unter einer Kosten-Plus-Regulierung. Somit käme es zu einer Überschätzung des Betas und damit des WACCs für Schweizer Netzbetreiber: *«Diese Unternehmen [europäische Netzbetreiber] tragen ein höheres Risiko als die Netzbetreiber in der Schweiz, weil in Europa eine andere Regulierung herrscht. [...] In der Schweiz tragen die Betreiber der Stromnetze keine relevanten systematischen Risiken»*.¹³⁵ Swiss Economics identifiziert diesen Umstand ebenfalls als möglicherweise korrekturbedürftige Verzerrung.¹³⁶

Um sich der Fragestellung anzunähern, ob die aktuelle Methodik eine angemessene Vergütung für Geschäftsrisiken der Netzbetreiber darstellt, ist es erforderlich, sich (1) die Rolle des Betafaktors im CAPM vor Augen zu führen, sich (2) mit den Risiken für Netzbetreiber auseinanderzusetzen und sich (3) mit den Bezeichnungen und der Abgrenzung verschiedener Regulierungssysteme zu beschäftigen.

Rolle des Betafaktors im CAPM

Wie oben beschrieben erfasst der Betafaktor im CAPM nur systematische Risiken: Aktienkurse schwanken, da sich für Unternehmen permanent positive oder negative Risiken realisieren, die sich auf die Profitabilität der Unternehmen auswirken (z.B. Kostensteigerungen, Kostensenkungen, Nachfrageeinbruch, Nachfrageanstieg, etc.). Ein Investor kann sich durch Diversifizierung seines Portfolios gegen einen Teil dieser Risiken – den sogenannten nicht-systematischen, diversifizierbaren Risiken – absichern. Denn während sich bei einem Unternehmen oder einer Industrie negative Risiken realisieren, können sich gleichzeitig bei einem anderen Unternehmen oder einer anderen Industrie positive Risiken realisieren. Risiken, die Investoren nicht durch Diversifikation neutralisieren können – sogenannte systematische Risiken – werden im CAPM über den Betafaktor vergütet. Diese systematischen Risiken umfassen generelle Marktschwankungen. Daher wird der Betafaktor mittels einer Regression der Aktienkursschwankungen eines Unternehmens auf Schwankungen im Referenzmarkt

¹³⁴ In keiner der in Tabelle 6.1 untersuchten Regulierungsentscheidungen wird eine Gewichtung von Betafaktoren vorgenommen.

¹³⁵ NZZ am Sonntag (3. März 2024), Ein erster Sieg für den Preisüberwacher.

¹³⁶ Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, S. 59.

(Indices wie beispielweise DAX, EuroStoxx oder MSCI World) bestimmt. Somit erfasst der Betafaktor nur diejenigen Risiken, die mit dem Konjunkturzyklus korrelieren.

Daraus folgt: Ob der Regulierungsrahmen für einen Netzbetreiber zu mehr oder weniger Risiko führt, sollte keinen Einfluss auf den Betafaktor haben, solange diese Risiken nicht systematisch sind, d.h. wenn sie nicht mit dem Konjunkturzyklus korrelieren.

Risiken der Netzbetreiber

Netzbetreiber sind überwiegend regulatorischem Risiko ausgesetzt.¹³⁷ Dies ist der Fall, da die Profitabilität von regulierten Netzbetreibern im Gegensatz zu den meisten anderen Unternehmen nicht primär von Marktkräften, sondern von den Festlegungen der Regulierungsbehörde getrieben wird. Regulatorisches Risiko ergibt sich daraus, dass die Regulierungsbehörde den Regulierungsrahmen zu Gunsten oder Ungunsten der regulierten Unternehmen anpassen kann und dass die Regulierungsbehörde Entscheidungen zur Anerkennung oder Nicht-Anerkennung bestimmter Kostenpositionen treffen kann, die sich auf die Profitabilität des regulierten Unternehmens auswirken. Für den Betafaktor, der lediglich systematische Risiken abbildet, ist massgeblich, inwiefern regulatorisches Risiko mit dem Konjunkturzyklus korreliert.

Je nach Ausgestaltung des Regulierungsrahmens können Netzbetreiber auch Volumenrisiko ausgesetzt sein. Dieses entsteht, wenn Regulierungsbehörden Preisobergrenzen anstatt Erläsobergrenzen festlegen. In diesem Fall hängt die Profitabilität der Netzbetreiber vom Nachfragevolumen ab. Da Strom- oder Gasverbrauch leicht positiv mit der wirtschaftlichen Aktivität (also mit dem Konjunkturzyklus) korreliert sind¹³⁸, führt dies zu systematischem Risiko. Theoretisch sollten Netzbetreiber mit Preis- statt Erläsobergrenze ceteris paribus also höherem systematischen Risiko ausgesetzt sein und damit einen höheren Betafaktor aufweisen. Die Frage «Preis- oder Erläsobergrenze» sollte aber nicht mit der Frage «Anreiz- oder Kosten-Plus-Regulierung» verwechselt werden. Sowohl Anreiz- als auch Kosten-Plus-Regulierung sind sowohl mit Preis- als auch mit Erläsobergrenze möglich.

Tabelle 6.2 zeigt, dass von den ausgewählten europäischen Vergleichsunternehmen nur die beiden italienischen Verteilnetzbetreiber einer Preisregulierung für OPEX unterliegen. Die Betafaktoren der beiden italienischen Verteilnetzbetreiber liegen aber zum Stichtag 31. Dez 2023 mit 0,42 und 0,41 leicht unter dem Mittelwert der Vergleichsgruppe von 0,43. Alle anderen Vergleichsunternehmen sind wie die Schweizer Stromnetzbetreiber keinen Volumenrisiken ausgesetzt.

¹³⁷ Siehe hierzu auch Wieshammer & Hiemann (2024): Regulatorisches Risiko als Kostentreiber der Energiewende. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 74. Jg. 2024 Heft 4. Zu weiteren Risiken für Netzbetreiber zählen zum Beispiel technologische und geopolitische Risiken.

¹³⁸ Siehe beispielsweise ifo Institut (2022), Wirtschafts-/Konjunkturanalyse mit Stromverbrauchsdaten.

Tabelle 6.2: Mehrheit der Vergleichsunternehmen unterliegt reiner Erlösregulierung

Vergleichsunternehmen	Erlös- oder Preisregulierung?
E.ON SE	Erlösregulierung
Electricite de Strasbourg SA	Erlösregulierung
Elia Group SA	Erlösregulierung
Energa SA	Erlösregulierung
Iberdrola SA	Erlösregulierung
Iren SpA	Erlösregulierung für CAPEX, Preisregulierung für OPEX
National Grid PLC	Erlösregulierung
Redeia Corporacion SA	Erlösregulierung
REN Redes Energeticas Nacionais SGPS SA	Erlösregulierung
Tauron Polska Energia SA	Erlösregulierung
Terna Rete Elettrica Nazionale SpA	Erlösregulierung für CAPEX, Preisregulierung für OPEX

Quelle: NERA-Analyse basierend auf CEER (2024), *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023*.

Abgrenzung Kosten-Plus-Regulierung vs. Anreizregulierung

Kosten-Plus-Regulierung beschreibt ein Regulierungsregime, unter dem die jährlich zulässigen Erlöse oder Preise sehr eng an den tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber ausgerichtet werden. Hingegen werden unter der Anreizregulierung die zulässigen Erlöse oder Preise meist auf Basis eines Fotojahres fixiert, sodass Netzbetreiber über den Zeitraum einer mehrjährigen Regulierungsperiode Kostenschwankungen nicht an die Netznutzer durchreichen können, ihnen also ausgesetzt sind.

Die Abgrenzung zwischen den Begrifflichkeiten Kosten-Plus-Regulierung und Anreizregulierung ist allerdings nicht eindeutig und die Übergänge zwischen verschiedenen Regulierungsvarianten sind fließend. Beispielsweise ist in Deutschland häufig von einer Anreizregulierung die Rede. Allerdings ist diese kostenbasiert und insbesondere die Investitionskosten, die im Netzgeschäft den grössten Kostenblock ausmachen, werden in tatsächlicher Höhe anerkannt. Auch die Fremdkapitalkosten werden in Deutschland in tatsächlicher Höhe anerkannt, solange der gezahlte Zinssatz unter dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Fremdkapitalzinssatz liegt. Auch bei den Betriebsausgaben werden signifikante Anteile ohne weitere Prüfung an die Netznutzer durchgereicht.

Ausserdem bestehen im Ausland in der Regel Mechanismen, um starke oder nicht-beeinflussbare Kostenschwankungen auch während der Regulierungsperiode abzubilden. In Deutschland können Stromnetzbetreiber einen Grossteil dieser Kosten als sogenannte dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten an die Netzkunden durchreichen. Auch in Österreich können nicht beeinflussbare Kosten von den Stromnetzbetreiber durchgereicht werden. Zu den nicht beeinflussbaren Kosten gehören in Österreich vorgelagerte Netzkosten, Kosten für Landesabgaben zur Nutzung des öffentlichen Grundes, Netzverlustkosten sowie weitere Kosten im Zusammenhang mit der Liberalisierung des

Strommarktes.¹³⁹ Zudem wird die Erlösobergrenze in den meisten Ländern (und auch in Deutschland und Österreich) inflationiert.

Auf dieser Basis kam Swiss Economics in ihrem Gutachten aus dem Jahr 2021 richtigerweise noch zu dem Schluss, dass sich die Risiken der europäischen Vergleichsgruppe von denjenigen der Schweizer Netzbetreiber kaum unterscheiden: «*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.*»¹⁴⁰

Tabelle 6.3 zeigt, dass die europäischen Vergleichsunternehmen oft Mischformen einer Anreiz- oder Kosten-Plus-Regulierung unterliegen. Die Aussage, dass die europäischen Unternehmen ausnahmslos einer Anreizregulierung unterliegen und daher nicht mit Schweizer Netzbetreibern vergleichbar sind, ist daher unzutreffend.

Tabelle 6.3: Unternehmen der Vergleichsgruppe unterliegen häufig einer Mischform aus Anreiz- und Kosten-Plus-Regulierung

Vergleichsunternehmen	Anreiz- oder Kosten-Plus-Regulierung?	Dauer der Regulierungsperiode
E.ON SE	Kostenbasierte Anreizregulierung (mit nbK)	5 Jahre
Electricite de Strasbourg SA	Kostenbasierte Anreizregulierung (mit nbK)	4 Jahre
Elia Group SA	Kostenbasierte Anreizregulierung (mit nbK)	4 Jahre
Energa SA	Kosten-Plus-Regulierung mit Anzeilelementen	1 Jahr
Iberdrola SA	Kostenbasierte Anreizregulierung	6 Jahre
Iren SpA	Kosten-Plus-Regulierung für CAPEX, Kostenbasierte Anreizregulierung für OPEX	4 Jahre
National Grid PLC	Kostenbasierte Anreizregulierung	8 Jahre
Redeia Corporacion SA	Kostenbasierte Anreizregulierung	6 Jahre
REN Redes Energeticas Nacionais SGPS SA	Kostenbasierte Anreizregulierung (mit nbK)	4 Jahre
Tauron Polska Energia SA	Kosten-Plus-Regulierung mit Anzeilelementen	1 Jahr
Terna Rete Elettrica Nazionale SpA	Kosten-Plus-Regulierung für CAPEX, Kostenbasierte Anreizregulierung für OPEX	4 Jahre

Anmerkung: Viele Regulierungsbehörden erlauben trotz Anreizregulierung das Durchreichen von Kostenanteilen an die Netznutzer. Sogenannte nicht-beeinflussbare Kosten (nbK) machen in der Regel einen substantiellen Anteil an OPEX bei den Verteilnetzbetreibern aus. Quelle: NERA-Analyse basierend auf CEER (2024), Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023.

Die Kosten-Plus-Regulierung ist ausserdem kein Schweizer Alleinstellungsmerkmal. In Deutschland und Österreich existiert für einige Bereiche ebenfalls eine Kosten-Plus-Regulierung:

¹³⁹ E-Control (2023): Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028, S.23.

¹⁴⁰ Swiss Economics (2021), Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber. S. 59.

- **Österreich:** Der Übertragungsnetzbetreiber APG unterliegt einer Kosten-Plus-Regulierung. Die Regulierungsbehörde E-Control nimmt allerdings keine Differenzierung beim Betafaktor gegenüber Stromverteilnetzbetreibern vor, obwohl letztere einer Anreizregulierung unterliegen.
- **Deutschland:** Für Offshore-Anbindungsleitungen existiert ebenfalls eine Kosten-Plus-Regulierung. Auch die Bundesnetzagentur nimmt keine Differenzierung beim Betafaktor zwischen Onshore- und Offshore-Netzen vor.¹⁴¹

In beiden Ländern kommen unabhängig von Anreiz- oder Kosten-Plus-Regulierung dieselben typischen Vergleichsunternehmen zur Anwendung, die auch in der Schweiz verwendet werden.¹⁴²

Als massgeblichen Faktor für das von Netzbetreibern getragene Kostenrisiko sieht Swiss Economics die Dauer einer Regulierungsperiode unter der Anreizregulierung an.¹⁴³ Konzeptionell ist aber fragwürdig, warum die Dauer der Regulierungsperiode einen Einfluss auf den Betafaktor haben sollte: Die Profitabilität ergibt sich als Differenz zwischen Erlösen und Kosten. Mit einer längeren Regulierungsperiode werden die Erlöse über längere Zeiträume festgesetzt. Kostenänderungen führen dann zu Profitabilitätsschwankungen über längere Zeiträume. Die Kosten können entweder durch idiosynkratische Faktoren (z.B. Pech oder Missmanagement, also nicht systematisch) steigen oder durch gesamtwirtschaftliche Faktoren (Inflation). Die Inflation ist positiv mit dem Konjunkturzyklus korreliert.¹⁴⁴ Also wären die Kosten höher und die Profitabilität niedriger in Boom-Phasen, was theoretisch sogar einen geringeren Betafaktor zur Folge hätte. Allerdings adjustieren europäische Regulierer die Erlösobergrenze in der Regel auf jährlicher Basis, um die gestiegenen Kosten durch Inflation zu berücksichtigen. In der europäischen Stromnetzregulierung gibt es ausserdem häufig ein Regulierungskonto, sodass die Netzbetreiber kein Volumenrisiko tragen und Mindereinnahmen in der darauffolgenden Regulierungsperiode zurückverdienen können. Zusammenfassend ist für uns daher nicht ersichtlich, warum mehrjährige Regulierungsperioden konzeptionell zu höherem systematischem Risiko und damit zu einem höheren Betafaktor führen sollten.

Swiss Economics untersucht auch empirisch den Einfluss einer Kosten-Plus-Regulierung (im Vergleich zur Anreizregulierung) auf den Betafaktor sowie den Zusammenhang zwischen der Dauer der Regulierungsperiode und dem Betafaktor. Beide von Swiss Economics durchgeführten Analysen ergeben keinen statistisch signifikanten Effekt auf den Betafaktor.¹⁴⁵

Auf Basis der von uns oben ausgeführten konzeptionellen Betrachtung des Betafaktors und der Risiken der Netzbetreiber ist ein solches Null-Ergebnis auch nicht überraschend. Zumal die empirischen Analysen von Swiss Economics aufgrund der kleinen Stichprobe nicht belastbar sind. Die Analyse des Vorzeichens eines nicht signifikanten Regressionskoeffizienten und ein Hereininterpretieren von *«intuitiven Ergebnissen im Sinne, dass das Unlevered Beta der Schweizer Cost-Plus EVUs*

¹⁴¹ Art. 17i Abs. 2 EnWG

¹⁴² Darunter fallen die Unternehmen National Grid, Red Electrica /Redeia Corporacion, REN, Terna und Elia. Siehe Frontier Economics, Randl und Zechner (2021), Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern, Tabelle 18.

¹⁴³ Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, S. 63.

¹⁴⁴ <https://pages.stern.nyu.edu/~nroubini/bci/bciintroduction.htm>

¹⁴⁵ Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, Tabellen 13 und 14. Swiss Economics stellt einen «leicht signifikanten Zusammenhang» zwischen der Dauer der Regulierungsperiode und dem Betafaktor fest. Zu einem Signifikanzniveau von 0.05, welches in der ökonomischen Literatur den absoluten Mindeststandard für den Begriff der Signifikanz darstellt, lässt sich kein statistisch signifikanter Effekt der Dauer der Regulierungsperiode auf den Betafaktor nachweisen.

durchschnittlich ein Abschlag von 0.05 gegenüber den ausländischen EVUs unter Anreizregulierung aufweist» ist keine wissenschaftliche Best Practice.¹⁴⁶ Überdies ist die Analyse intransparent, da die Kategorisierung der Unternehmen auf keinen klar abgegrenzten Kriterien beruht.

Auch die zweite Regression, die einen *«leicht signifikanten Zusammenhang»* zwischen der Dauer der Regulierungsperiode und dem Betafaktor ergibt, ist nicht belastbar. Neben der zu kleinen Stichprobe ist hierbei vor allem die Kodierung der Kosten-Plus-Regulierung als eine Anreizregulierung mit einer Dauer von 0 Jahren für uns nicht nachvollziehbar. Bei der in der Schweiz angewandten Kosten-Plus-Regulierung beträgt das Intervall zwischen dem Anfallen einer Kostenabweichung und der Anpassung der Erlösobergrenze 1 Jahr und nicht 0 Jahre. Swiss Economics äussert selbst, dass die Ergebnisse der Regression *«erneut mit Vorsicht betrachtet werden [sollten]»*.¹⁴⁷ Auf Basis dieser nicht belastbaren statistischen Ergebnissen erscheint es uns mehr als fragwürdig, eine Reduzierung des Betafaktors von Schweizer Netzbetreibern um 0,13 vorzunehmen bzw. dem BFE eine solche Anpassung zu empfehlen.

Zusammenfassend halten wir fest, dass ein Nachweis, dass das systematische Risiko für Schweizer Netzbetreiber geringer ist als für europäische Peers ist, von Swiss Economics oder der Elcom nicht erbracht worden ist. Die Analysen von Swiss Economics, die eine dahingehende Anpassung erwägen, sind nicht belastbar. Wenn das BFE zum Ergebnis kommt, dass ein einzelnes Vergleichsunternehmen mit Blick auf das Risiko (zum Beispiel wegen einer Preisregulierung) nicht vergleichbar ist, sollte man dieses Unternehmen aus der Vergleichsgruppe ausschliessen. Eine nachträgliche Anpassung des Betafaktors für angeblich niedrigeres systematisches Risiko der Schweizer Netzbetreiber ist weder zielführend noch erforderlich.

6.2. Datenfrequenz und Datenfenster

Bei der Bestimmung des Betawerte sind methodische Entscheidungen hinsichtlich Datenfrequenz und Datenfenster zu treffen. Mit Blick auf die Datenfrequenz kommen tägliche, wöchentliche oder monatliche Aktienrenditen zur Schätzung des Betas in Frage. Bei der Wahl des Fensters sind verschiedene Zeiträume denkbar, aus denen Renditedaten herangezogen werden. Aufgrund des methodischen Spielraums verwenden Regulierungsbehörden unterschiedliche Kombinationen. Der deutsche Regulierer verwendet beispielsweise täglich Daten über einen Zeitraum von 1 bis 5 Jahren. Der österreichische Regulierer ermittelt die Betawerte über einen Zeitraum von 3 und 5 Jahren mit einer wöchentlichen Datenfrequenz. Der Gutachter für den französischen Regulierer berechnet die Werte über 2 und 5 Jahre und mit täglichen Daten (siehe Tabelle 6.4).

¹⁴⁶ Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, S. 62.

¹⁴⁷ Swiss Economics (2024), Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, S. 63.

Tabelle 6.4: Datenfrequenz und Datenfenster in der europäischen Regulierungspraxis

Land	Datenfrequenz und Datenfenster
Belgien	1 bis 5 Jahre; mit täglichen und wöchentlichen Daten
Deutschland	1 bis 5 Jahre; mit täglichen Daten
Frankreich	2 und 5 Jahre; mit täglichen Daten
Grossbritannien	2,5 und 10 Jahre; mit täglichen Daten
Italien	2 bis Jahre; mit täglichen Daten
Niederlande	3 Jahre, mit täglichen Daten (bei Marktverwerfungen wöchentliche Daten)
Österreich	3 und 5 Jahre; mit wöchentlichen Daten
Portugal	3 Jahre; mit täglichen Daten
Schweden	Mindestens 10 Jahre; mit wöchentlichen Daten
Spanien	6 Jahre; mit wöchentlichen Daten

Anmerkungen: Belgien umfasst sowohl die ÜNB- als auch die VNB-Entscheidung. Quelle: NERA-Analyse der europäischen Stromnetz-Regulierungspraxis.¹⁴⁸

Verschiedene Kombinationen haben verschiedene Vor- und Nachteile. Eine höhere Datenfrequenz führt zu mehr Beobachtungen, was den Standardfehler der Schätzung reduzieren und damit die Belastbarkeit erhöhen sollte. Bei einem nicht ausreichend liquiden Handel kann eine hohe Datenfrequenz jedoch zu Verzerrungen führen. Falls die Aktie in einem Intervall nicht (ausreichend) gehandelt wurde, können die Datenpunkte verzerrt sein, da sie einfach die Markteinschätzung vom Vortag abbilden («Stale Prices»). Diesem Problem kann mit Liquiditätsanalysen begegnet werden. Dies führt aber zu weiteren Abwägungsentscheidungen und einer möglichen Reduktion der Stichprobe, da Unternehmen bei mangelnder Liquidität ausgeschlossen werden. Längere Datenfenster erhöhen ebenfalls die Anzahl der Beobachtungen und führen zu Stabilität in den ermittelten Betawerten. Andererseits können lange Datenfenster dazu führen, dass Veränderungen verspätet abgebildet werden.

Die StromVV in der bestehenden Fassung schreibt bezüglich der Datenfrequenz und des Datenfensters die Berechnung dreijähriger Betas auf Basis monatlicher Renditen vor. Dies führt zu 36 Beobachtungen.¹⁴⁹

Abbildung 6.3 zeigt die Betawerte für die unterschiedlichen Konfigurationen aus Datenfrequenz und Datenfenster für fünf unterschiedliche Unternehmen, welche als Vergleichsunternehmen in Frage kommen können, und die in der Schweiz bisher auch berücksichtigt wurden.¹⁵⁰ Ein einheitlicher Trend oder systematische Zusammenhänge zeigen sich dabei nicht. In der Darstellung liegt der Durchschnitt über die fünf exemplarischen Vergleichsunternehmen in der Konfiguration «3 Jahre,

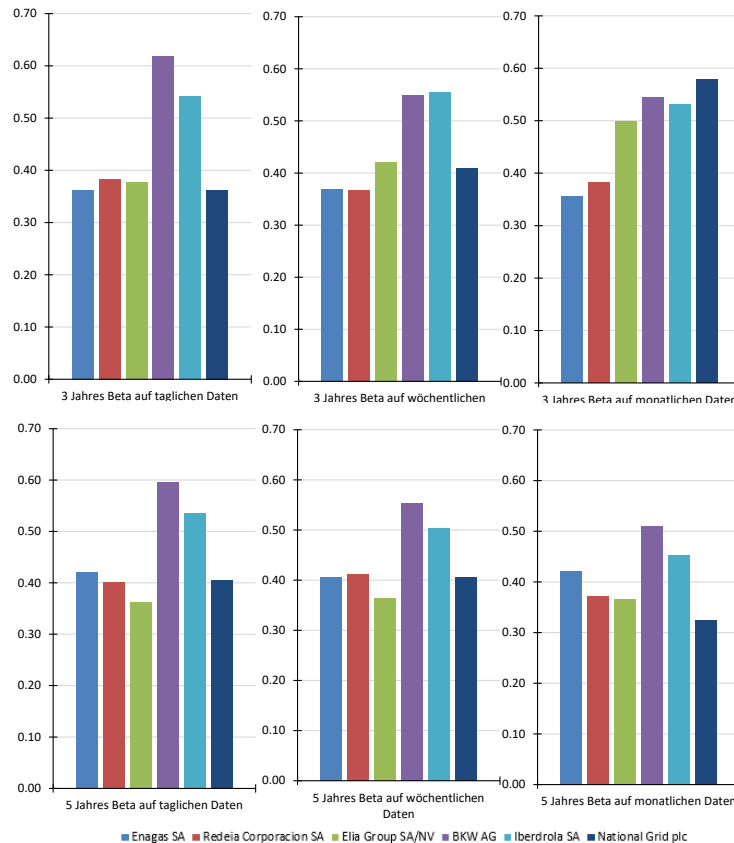
¹⁴⁸ Siehe Fussnote 155.

¹⁴⁹ StromVV, Anhang 1, Nr. 5.1

¹⁵⁰ Enagas SA, der spanische Gas-Übertragungsnetzbetreiber; Redeia Corporacion SA, der spanische Strom-Übertragungsnetzbetreiber; Elia Group SA/NV, der belgische Strom-Übertragungsnetzbetreiber; BKW AG, ein Schweizer Strom-Verteilnetzbetreiber, Iberdrola SA, ein spanischer Verteilnetzbetreiber und Stromerzeuger und National Grid plc, ein britischer Strom & Gas-Übertragungsnetzbetreiber

monatlich» am höchsten. Bei anderen exemplarischen Vergleichsunternehmen oder anderen Stichtagen ergeben sich andere Datenlagen.

Abbildung 6.3: Betas für verschiedene Unternehmen bei unterschiedlicher Datenfrequenz und Datenfenster



Anmerkungen: Betas wurden unter Verwendung eines lokalen Indexes mit Blume-Anpassung berechnet und mit der Modigliani-Miller Formel entschuldet. Der Stichtag ist der 31.12.2023. Quelle: NERA-Analyse auf Basis von FactSet-Daten.

Die Ausführungen zur Datenfrequenz und Datenfenster zeigen, dass es Vor- und Nachteile bei jeglicher Konfiguration gibt. Dieser Umstand spiegelt sich auch in der Regulierungspraxis wider, wo unterschiedliche Varianten gewählt werden. Die derzeitige Variante der StromVV (monatliche Daten über einen 3-Jahres Zeitraum) erscheint weiterhin vertretbar.

6.3. Referenzindex

Bei der Wahl des Referenzindex gilt es, eine weitere methodische Entscheidung zu treffen. Das Beta misst den Grad, zu dem die Renditen eines bestimmten Unternehmens den allgemeinen Marktschwankungen folgen. Der «Referenzindex» ist der Marktindex, der zur Annäherung an den allgemeinen Markt verwendet wird. Grundsätzlich können lokale, kontinentale / europäische oder weltweite Indizes verwendet werden.

Rationale Investoren streuen ihre Investitionen über verschiedene Anlageklassen, verschiedene Sektoren und verschiedene Länder. Obwohl diese «anderen Anlagemöglichkeiten» auch alternative Anlageklassen wie Immobilien umfassen, werden in der Regel breite Aktienindizes als Referenzmarkt verwendet. Seit den 1970er-Jahren haben sich die nationalen Kapitalmärkte zunehmende integriert.

Sowohl private als auch institutionelle Anleger streuen ihre Investments weltweit. Dieser Umstand spricht dafür, einen globalen Referenzindex bei der Ermittlung des Betafaktors zu verwenden. Aus drei Gründen entscheiden sich Regulierungsbehörden aber regelmässig gegen die Verwendung eines globalen Referenzindex:

- **«Home Bias»:**¹⁵¹ Anleger diversifizieren ihre Portfolios weniger stark, als es die Theorie vermuten liesse. Ein wesentlicher Teil der Anlagen befindet sich im Heimatland der Anleger.
- **Währungsumrechnungen:** Globale Aktienindexe sind typischerweise in USD notiert. Demgegenüber sind die Aktienkurse möglicher Vergleichsunternehmen in der jeweiligen Landeswährung notiert. Eine konsistente Betaberechnung erfordert bei Verwendung eines globalen Referenzmarktes daher Währungsumrechnungen, was den Aufwand erhöht.
- **Potenzielle Verzerrungen aufgrund unterschiedlicher Zeitzonen:** Aufgrund unterschiedlicher Zeitzonen bildet der Tagesschlusskurs eines globalen Aktienindexes in der Regel nicht dieselbe Information ab wie der Schlusskurs des Aktienkurses eines potenziellen Vergleichsunternehmens. Dies kann (besonders bei Verwendung täglicher Renditen) zu Verzerrungen führen.

Die Wahl des Referenzindex kann auch im Zusammenhang mit den Annahmen bei der Ermittlung der Markttrendite gesehen werden. Aus Konsistenzgründen liegt die Verwendung des gleichen geographischen Fokus nahe (siehe Kapitel 5.3.2). Beispielsweise wäre die Verwendung einer europäischen Markttrendite aus einem vorwärtsgewandten Modell in Kombination mit einem europäischen Referenzindex konsistent.

Tabelle 6.5: Referenzindex in der europäischen Regulierungspraxis

Land	Referenzindex
Belgien	Lokal und Kontinental
Deutschland	Kontinentale, wenn verfügbar
Frankreich	Kontinentale, wenn verfügbar
Grossbritannien	Lokal (nur britische Firmen)
Italien	Kontinentale, wenn verfügbar
Niederlande	Kontinentale, wenn verfügbar
Österreich	Kontinentale, wenn verfügbar
Portugal	Lokale
Schweden	Lokal
Spanien	Lokal

Anmerkungen: Belgien umfasst sowohl die ÜNB- als auch die VNB-Entscheidung. Quelle: NERA-Analyse der europäischen Stromnetz-Regulierungspraxis.

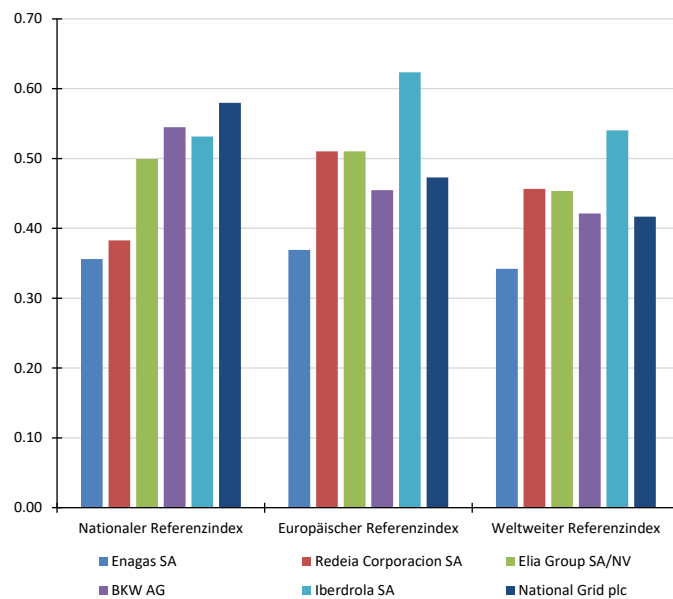
Die StromVV in ihrer bisherigen Fassung enthält keine Vorgaben zum Referenzindex. Der BFE-Gutachter IFBC verwendet bei seiner Berechnung lokale Referenzindexe, was konsistent mit dem Vorgehen bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie ist. Im europäischen Ausland wird teilweise auch auf

¹⁵¹ Siehe French, Kenneth, and James Poterba. 1991. «Investor Diversification and International Equity Markets.» American Economic Review, 81(2): 222–26 und Lee, J., Lee, K., & Oh, F. D. (2023). International portfolio diversification and the home bias puzzle. Research in International Business and Finance, 64.

kontinentale Referenzindexe zurückgegriffen. Die Verwendung eines globalen Referenzindex ist in der Regulierungspraxis aufgrund der oben genannten Gründe unüblich (siehe Tabelle 6.5).

In Abbildung 6.4 sind die Betawerte für unterschiedliche Referenzindexe dargestellt. Die Betas der sechs exemplarischen Vergleichsunternehmen sind bei dem geographisch am breitgefasstesten Referenzindex am niedrigsten. Der europäische Referenzindex zeigt den höchsten Durchschnitt, jedoch bestehen zwischen nationalen und einem europäischen Referenzindex nur marginale und keine systematischen Unterschiede.

Abbildung 6.4: 3-Jahres Betas für verschiedene Unternehmen bei unterschiedlichen Referenzindizes



Anmerkungen: Betas wurden mit monatlichen Daten und Verwendung eines lokalen Indexes mit Blume-Anpassung berechnet und mit der Modigliani-Miller Formel entschuldet. Stichtag ist der 31.12.2023. Quelle: NERA-Analyse auf Basis von FactSet-Daten.

Die obenstehenden Ausführungen zeigen, dass die Wahl des Referenzindex Einfluss auf den resultierenden Betafaktor hat. Obwohl sich theoretisch auch die Verwendung des globalen Referenzindex begründen lässt, ist dies nicht zuletzt aus praktischen Gründen in der Regulierungspraxis eher unüblich. Das bisherige Vorgehen, also der Rückgriff auf nationale Referenzindexe, erscheint weiterhin angemessen. Die Verwendung eines europäischen Referenzindex wäre alternativ ebenfalls sachgerecht.

6.4. Umgang mit Schätzunsicherheit

Der Umgang mit Schätzunsicherheit bei der Beta-Berechnung wird in der akademischen Literatur bis heute diskutiert.¹⁵² Die beiden gängigsten Anpassungen zum Umgang mit Schätzunsicherheit sind die Blume-Anpassung und die Vasicek-Anpassung. In den 1970er Jahren zeigte Blume (1971), dass Aktienbetas sogenannte Mean-Reversion aufweisen. Das bedeutet, dass der Befund eines niedrigen Betas in einer Periode für eine bestimmte Aktie die Wahrscheinlichkeit erhöht, in der nächsten

¹⁵² Siehe zum Beispiel Goldberg, Papanicolaou, Shkolnik, Ulucam (2019): Better Betas.

Periode ein höheres Aktien-Beta für diese Aktie zu finden. Blume wies nach, dass das Beta für die nächste Periode am besten durch einen gewichteten Durchschnitt des geschätzten Betas (Gewichtung von zwei Dritteln) und des durchschnittlichen Marktbetas von eins (Gewichtung von einem Drittel) prognostiziert wird.¹⁵³

Aufbauend auf den Ergebnissen von Blume zeigt Vasicek (1973), dass die Mean-Reversion auch dann eintritt, wenn das «wahre» Beta unverändert bleibt. Anders ausgedrückt kann die Beobachtung besonders niedriger oder besonders hoher Betas rein zufällig sein. Nicht-bereinigte Betaschätzungen können demzufolge irreführend sein. Vasicek (1973) zeigte, dass die Wahrscheinlichkeit verzerrter Betaschätzungen mit dem Standardfehler der Regression zunimmt. Daher schlägt Vasicek (1973) eine Anpassung vor, bei der das Beta als gewichteter Durchschnitt zwischen einer A-priori-Erwartung und der Regressionsschätzung berechnet wird. Die Gewichtung der Regressionsschätzung nimmt mit der Grösse ihres Standardfehlers ab, d. h. sie wird geringer, wenn die Unsicherheit über die rohe Regressionsschätzung zunimmt. Diese so genannte «Vasicek-Anpassung» dient der Korrektur statistischer Fehler.¹⁵⁴

Die Korrekturen nach Vasicek und Blume sind unter Finanzmarktpraktikern weit verbreitet. Grosse Datenanbieter berichten standardmässig angepasste Beta Werte. Bloomberg beispielsweise berichtet das nach Blume angepasste Beta als «Adjusted Beta».

Tabelle 6.6: Methode der Beta-Anpassung in der europäischen Regulierungspraxis

Land	Methode der Anpassung
Belgien	Keine und Blume
Deutschland	Vasicek
Frankreich	Keine
Grossbritannien	Keine
Italien	Blume
Niederlande	Keine
Österreich	Vasicek
Portugal	Blume
Schweden	Keine
Spanien	Keine

Anmerkungen: Belgien umfasst sowohl die ÜNB- als auch die VNB-Entscheidung. Die italienische Regulierungsbehörde hat noch keine Leitlinien herausgegeben, ob eine Anpassung vorgenommen wird, jedoch wurde in der Vergangenheit die Blume-Anpassung verwendet. Quelle: NERA-Analyse der europäischen Stromnetz-Regulierungspraxis¹⁵⁵

¹⁵³ Blume (1971): On the assessment of risk, Journal of Finance, 26, 1–10.

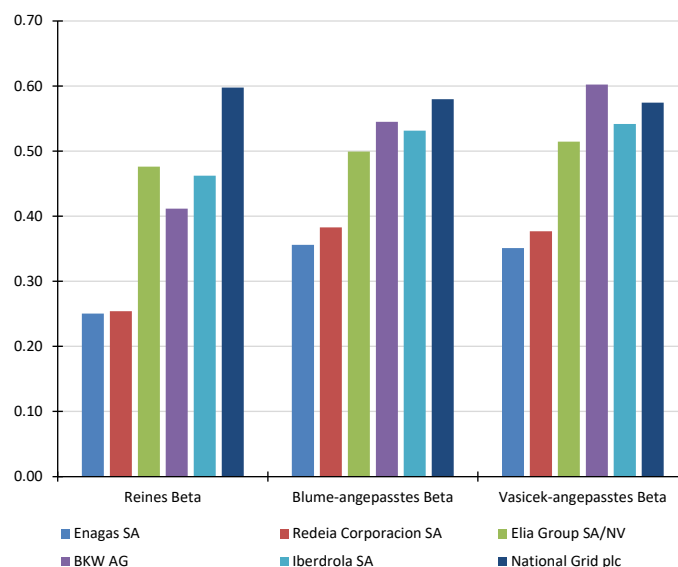
¹⁵⁴ Vasicek (1973): A note on using cross-sectional information in Bayesian estimation of security betas, Journal of Finance, 28, 1233–1239.

¹⁵⁵ Siehe BNetzA (2021): BK4-21-056; Oxera (2020): Audit de la demande de rémunération du capital de RTE pour le TURPE 6; Ofgem (2021): RIIO-2 Final Determinations – Finance Annex; ARERA (2021): 308/2021/R/COM; Autoriteit Consument & Markt (2023): ACM/UIT/607249; Randl und Zechner (2022): Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027; ERSE

In der aktuellen Fassung enthält die StromVV keine Vorgaben zu einer Blume- oder einer Vasicek-Anpassung. Der BFE-Gutachter IFBC nimmt nach unserem Verständnis eine nicht weiter spezifizierte Anpassung vor. Der zweite BFE-Gutachter, Swiss Economics, diskutiert die Blume- und Vasicek-Anpassung im Gutachten aus dem Jahr 2021. Swiss Economics spricht sich jedoch gegen beide aus, da die Blume-Anpassung zu mechanisch sei und die Vasicek-Anpassung zu datenintensiv sei. In der Regulierungspraxis sind beide Anpassungen üblich, was den Erwägungen von Swiss Economics zur Praktikabilität der Vasicek-Anpassung entgegensteht (siehe Tabelle 6.6).

Berechnet man das Beta für die fünf exemplarischen Vergleichsunternehmen ergeben sich je nach Anpassung unterschiedliche Betas. Im Durchschnitt liegen die Betas mit 0,48 bei der Blume-Anpassung und 0,49 bei der Vasicek-Anpassung über den nicht-angepassten Betas (siehe Abbildung 6.5).¹⁵⁶

Abbildung 6.5: 3-Jahres Betas für verschiedene Unternehmen mit unterschiedlichen Anpassungen für Schätzunsicherheit



Anmerkungen: Betas wurden mit monatlichen Daten und Verwendung eines lokalen Indexes berechnet und mit der Modigliani-Miller Formel entschuldet. Der Stichtag ist der 31.12.2023. Quelle: NERA-Analyse auf Basis von FactSet-Daten.

Auf Basis der akademischen Literatur und dem Vorgehen internationaler Regulierungsbehörden halten wir eine Anpassung des Betafaktors (Vasicek- oder Blume-Korrektur) für angemessen.

6.5. Zwischenfazit

Grundsätzlich sehen wir keinen Bedarf für Änderungen bei der Berechnung des Betafaktors. Die Vergleichsgruppe besteht aus 11 Unternehmen mit Haupttätigkeit in der Stromübertragung oder -

(2021): Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025; EI (2023): Metodbeskrivning för kalkylränta 2024–2027-UTKAST; Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2019): Circular 2/2019.

¹⁵⁶ Der Unterschied je nach Anpassung ist bei monatlichen Daten grösser als bei wöchentlichen, bzw. täglichen Daten, da bei einer monatlichen Frequenz weniger Datenpunkte in die Schätzung einfließen und daher die Schätzunsicherheit höher ist.

verteilung. Die Geschäftstätigkeit dieser Unternehmen ist vergleichbar mit derer von Schweizer Stromnetzbetreibern und die Grösse der Vergleichsgruppe liegt im Vergleich zur Regulierungspraxis anderer europäischer Regulierer im Mittelfeld. Eine Reduzierung des Betafaktors aufgrund der in der Schweiz verwendeten Kosten-Plus-Regulierung ist aus ökonomischer Sicht nicht angemessen, da weder aus empirischer noch theoretischer Sicht belegt ist, dass Unternehmen unter Kosten-Plus-Regulierung im Vergleich zu Unternehmen unter kostenbasierter Anreizregulierung geringere systematische Risiken aufweisen. Das Heranziehen von europäischen Vergleichsunternehmen aus Stromübertragung oder -verteilung ist somit sachgerecht.

Zudem gibt es bezüglich der Wahl der Datenfrequenz, Datenfensters und des Referenzindex keine deutlich überlegene Methode. Daher sind lokale Indexe weiterhin als passend anzusehen. Beim Umgang mit Schätzunsicherheit spricht der aktuelle Literaturstand aus unserer Sicht für eine Adjustierung der Betawerte auf Basis der Vasicek- oder Blume-Anpassung.

7. Fremdkapitalzinssatz

Neben dem Eigenkapitalzinssatz ist der Fremdkapitalzinssatz die zweite Komponente des WACC. Unter der aktuellen Methodik ermittelt das BFE den Fremdkapitalzinssatz auf jährlicher Basis als Summe aus dem risikolosen Zinssatz (Fremdkapital) und einem Fremdkapitalaufschlag («Bonitätszuschlag»):¹⁵⁷

- **Risikoloser Zinssatz (Fremdkapital):** Das BFE berechnet den risikolosen Zinssatz FK als 1-Jahresdurchschnitt der Rendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von 5 Jahren. Bei der Ermittlung wird jeweils das vorangegangene Kalenderjahr berücksichtigt, d.h. für die WACC-Festlegung für das Jahr 2025 wird auf das Kalenderjahr 2023 abgestellt.
- **Bonitätszuschlag:** Der Bonitätszuschlag ergibt sich als Summe aus (1) der Renditedifferenz zwischen Anleiherenditen von Schweizer Unternehmen mit A-Rating und Schweizer Bundesobligationen mit AAA-Rating sowie (2) einem Aufschlag von 50 Basispunkten für Emissions- und Beschaffungskosten.

Der berechnete risikolose Zinssatz (Fremdkapital) als auch der Bonitätszuschlag werden im Anschluss unter Anwendung von Grenzwerten angepasst und anschliessend summiert (siehe Kapitel 2.3).

Wie oben beschrieben unterstellt das BFE bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes unter der aktuellen Methodik eine Laufzeit des Fremdkapitals von fünf Jahren. Dieser Laufzeit liegt die Einschätzung von IFBC zugrunde, dass Schweizer Banken häufig Kredite mit Laufzeiten von 5 bis 7 Jahren vergeben:

«Anders als beim Eigenkapitalkostensatz wird aber beim Fremdkapitalkostensatz eine fünfjährigen Restlaufzeit zugrunde gelegt. Dies, weil die durchschnittliche Fälligkeitsstruktur des Fremdkapitals in der Praxis einen kürzeren Zeithorizont aufweist als diejenige für das Eigenkapital. Bestätigt wird diese Annahme durch die Tatsache, dass Schweizer Banken bei der Kreditvergabe in der Regel eine Diskontierungsperiode (Laufzeit) von 5 bis 7 Jahre unterstellen.»¹⁵⁸

Unserem Verständnis nach bezieht sich diese Aussage nicht spezifisch auf Stromnetzbetreiber, sondern auf Schweizer Unternehmen im Allgemeinen.¹⁵⁹ Bei der Ermittlung der Fremdkapitalkosten von Stromnetzbetreibern ist aber zu berücksichtigen, dass es sich bei Stromnetzen um sehr langlebige Infrastruktur handelt. Die Abschreibungsdauern für Stromnetzinfrastruktur variieren je nach Netzkomponente zwischen 10 und 80 Jahren.¹⁶⁰

Die Langlebigkeit der Infrastruktur hat Implikationen für die optimale Finanzierungsstrategie. Aus finanzökonomischer Sicht gilt hier die sogenannte «goldene Finanzierungsregel»: Sie besagt, dass langfristige Vermögensgegenstände langfristig finanziert werden sollten, um Zinsänderungsrisiken und die damit einhergehende Gefahr von Liquiditätsengpässen zu vermeiden. Kurzfristige Vermögensgegenstände sollten dagegen kurzfristig finanziert werden. Idealerweise sollte

¹⁵⁷ Bundesamt für Energie (25. Januar 2024), Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2025, S. 3.

¹⁵⁸ IFBC (2024), Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, S. 44.

¹⁵⁹ IFBC gibt für diese Aussage keine Quelle an, sodass wir nicht abschliessend beurteilen können, ob sich diese Aussage auf ein durchschnittliches schweizerisches Unternehmen oder einen durchschnittlichen schweizerischen Stromnetzbetreiber bezieht. Durchschnittliche Laufzeit Anleihen deutscher Unternehmen

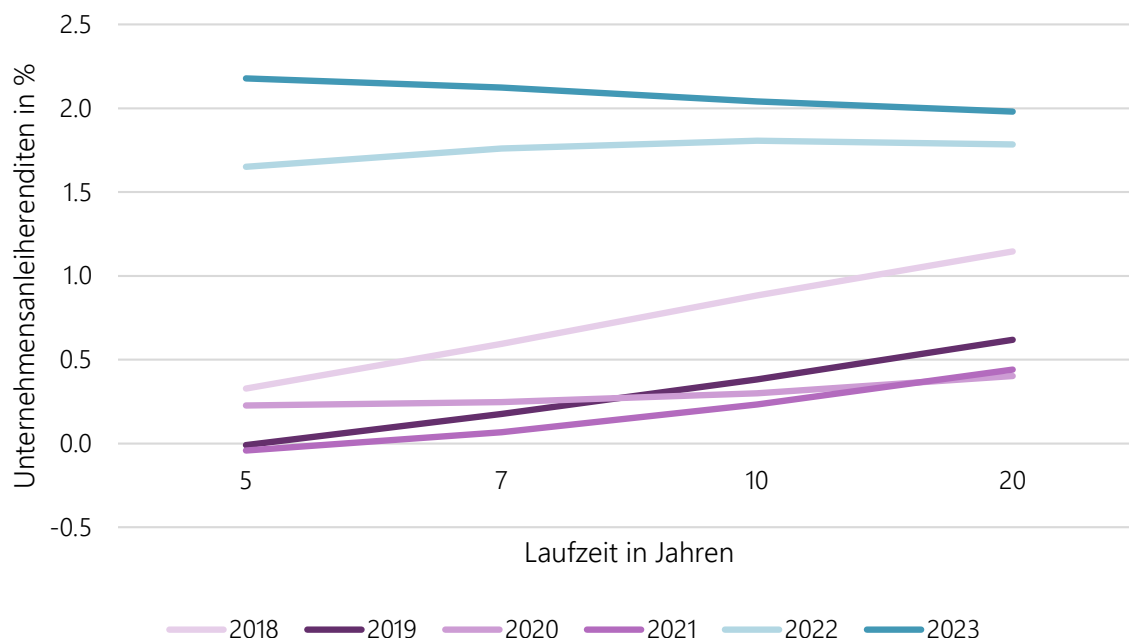
¹⁶⁰ VSE (2023), Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz, S. 20f – Anlagenklasse «Verteilnetz».

Fristenkongruenz zwischen Anlagen und Finanzierungsinstrumenten herrschen.¹⁶¹ Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass risikoaverse Stromnetzbetreiber im Mittel Fremdkapital mit Laufzeiten von mehr als 5 Jahren aufnehmen.

NERA (2023) hat sich im Rahmen der Analyse des Fremdkapitalzinssatzes für den BDEW mit der Laufzeit von Anleihen von Netzbetreiber und Versorgungsunternehmen befasst, welche ab 2022 emittiert wurden. Die Unternehmensanleihen ergeben eine durchschnittliche Laufzeit von 8,6 Jahren. Zudem zeigt NERA (2023), dass die Laufzeit für Anleihen von Emissionen von Stadtwerken und anderen kleineren VNBs tendenziell länger ist.¹⁶² Dieses Bild bestätigt sich auch bei dem Blick auf Schweizer Energieunternehmen. Die durchschnittliche Laufzeit für Anleihen der SwissGrid AG beträgt 12,6 Jahre, für die BWK AG 8,1 Jahre und für Romande Energie SA 15 Jahre.¹⁶³

Vor diesem Hintergrund erscheint eine längere Laufzeit von 10 Jahren bei der Ermittlung der angemessenen Vergütung für Fremdkapitalkosten – dem Fremdkapitalzinssatz – angebracht.

Abbildung 7.1: Schweizer Unternehmensanleiherenditen (A-Rating) nach Restlaufzeit in %



Anmerkungen: Der jeweilige Jahresdurchschnitt der Rendite ergibt sich als arithmetisches Mittel aus täglichen Schweizer Unternehmensanleiherenditen. Für das Jahr 2018 sind Daten zur Unternehmensanleiherenditen erst ab dem 29. Juni 2018 verfügbar. Quelle: NERA-Analyse auf Basis von Refinitiv-Daten.

Abbildung 7.1 zeigt die jährlichen Unternehmensanleiherenditen von Schweizer Unternehmen mit A-Rating in % in Abhängigkeit von der Restlaufzeit der Anleihen. Im Zeitraum 2018 bis 2021¹⁶⁴ liegen

¹⁶¹ Wöhe et al. (2013), Grundzüge der Unternehmensfinanzierung, S. 36.

¹⁶² NERA (2023): Fremdkapitalzinssatz bei Investitionen in Strom- und Gasverteilnetze – Kurzgutachten im Auftrag des BDEW.

¹⁶³ NERA-Analyse auf Basis von Unternehmensangaben (Swissgrid AG, BKW AG und Romandie Energie Holding SA) zu Laufzeiten von eigenen Unternehmensanleihen. [zuletzt aufgerufen am 31. Mai 2024]

¹⁶⁴ Im Zeitraum 2022 bis 2023 gibt es im Durchschnitt keine Differenz zwischen Renditen von Unternehmensanleihen mit fünf-, zehn- und zwanzigjähriger Laufzeit. Dieser Zeitraum stellt jedoch eine Sondersituation an den europäischen

die Unternehmensanleiherenditen mit zehnjähriger Laufzeit um durchschnittlich 0,3 %-Punkte höher als die Renditen für Unternehmensanleihen mit fünfjähriger Laufzeit. Die Differenz zwischen zwanzigjährigen und fünfjährigen Unternehmensanleiherenditen beträgt im selben Zeitraum 0,5 %-Punkte. Die Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes auf Basis einer fünfjährigen Laufzeit führt somit tendenziell zu einer Unterschätzung der angemessenen Fremdkapitalkosten.

Ein Blick in die europäische Regulierungspraxis zeigt, dass die überwiegende Mehrheit der Regulierungsbehörden bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes auf eine Laufzeit von 10 Jahren oder länger abstellt. Tabelle 7.1 zeigt, dass neben der Schweiz nur ein weiteres europäisches Land (Norwegen) eine Laufzeit von 5 Jahren für die angemessenen Fremdkapitalkosten verwendet.

Tabelle 7.1: Laufzeit von Fremdkapital in der europäischen Regulierungspraxis

Land	Laufzeit von Fremdkapital
Belgien	10 Jahre
Frankreich	10 Jahre oder länger
Grossbritannien	10 Jahre
Italien	10 Jahre
Niederlande	10 Jahre
Norwegen	5 Jahre
Österreich	10 Jahre
Schweden	10 Jahre
Schweiz	5 Jahre
Spanien	10 Jahre

Anmerkung: In Deutschland werden die Fremdkapitalkosten in tatsächlicher Höhe anerkannt, solange sie Bundesnetzagentur sie als marktüblich klassifiziert. Dabei sind grundsätzlich auch Fremdkapitalinstrumente mit sehr langen Laufzeiten anerkennungsfähig. Quelle: NERA-Analyse der europäischen Regulierungspraxis.

Daher halten wir sowohl auf Basis finanzökonomischer Grundsätze als auch mit Blick auf die europäische Regulierungspraxis eine Erhöhung der Laufzeit von Fremdkapital auf 10 Jahre oder länger bei der Ermittlung des angemessenen Fremdkapitalzinssatzes für angebracht.

Kapitalmärkten dar. Die Schlussfolgerung, dass die Laufzeit keinen Einfluss auf die Fremdkapitalkosten hat, wäre nicht sachgerecht.

8. Illiquiditätsprämie

Im klassischen CAPM nach Sharpe (1964)¹⁶⁵ und Lintner (1965)¹⁶⁶ hängt die erwartete Rendite einer Anlage nur von der Exponiertheit gegenüber allgemeinen Marktschwankungen und damit nur von einem Faktor ab. In den 1980er-Jahren entwickelte sich ein Literaturfeld, das die empirische Validität des CAPM überprüfte und zunehmend als unzureichend einstufte. In diesem Zuge wurde eine Reihe weiterer Faktoren identifiziert, die Abweichungen zwischen vom CAPM prognostizierten Renditen und realisierten Renditen erklären konnten. Zu diesen weiteren Faktoren zählen Unternehmensgrösse, Wachstumserwartungen und Momentum am Aktienmarkt.

Sogenannte Multifaktormodelle erweitern das CAPM um zusätzliche Risikofaktoren. Multifaktormodelle enthalten neben dem allgemeinen Marktrisiko weitere Faktoren, um die erwartete Rendite einer Anlage zu erklären. Zu den wichtigsten Multifaktormodellen zählt das Dreifaktormodell von Fama und French (1992), das neben dem allgemeinen Marktfaktor einen Size-Faktor für die Unternehmensgrösse und einen Value-Faktor für Wachstumserwartungen berücksichtigt.¹⁶⁷ Ausserdem sind das Carhart-Vierfaktormodell, welches das Modell von Fama und French (1992) um einen Momentum-Faktor erweitert,¹⁶⁸ und das Fünffaktormodell von Pástor und Stambaugh (2003), welches zusätzlich einen Liquiditätsfaktor berücksichtigt, zu nennen.¹⁶⁹

Fast alle Multifaktormodelle beinhalten einen sogenannten Size-Faktor. Dieser Size-Faktor trägt der durch das CAPM nicht erklärten Beobachtung Rechnung, dass die Aktienrenditen für Unternehmen mit geringerer Börsenkapitalisierung systematisch höher liegen als für grössere Unternehmen. Banz (1981) dokumentierte dieses Phänomen erstmals Anfang der 1980er an der New York Stock Exchange, indem er die Renditen von Small-Cap und Large-Cap Portfolios miteinander verglich.¹⁷⁰ Im Ergebnis zeigte sich ein Unterschied von rund einem Prozentpunkt pro Monat zwischen den 50 kleinsten und grössten Unternehmen. In den folgenden Jahren wurde diese Size-Prämie in verschiedenen Beobachtungsperioden und Märkten repliziert.¹⁷¹

Die Existenz einer Size-Prämie ist in der wissenschaftlichen Literatur zwar nicht unumstritten,¹⁷² aber insgesamt weithin anerkannt. Dies bestätigt auch der Gutachter IFBC (2017) in einem Gutachten zu

¹⁶⁵ Sharpe (1964): Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. The journal of finance, 19(3), 425-442.

¹⁶⁶ Lintner (1965): The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets. "Review of Economics and Statistics. 47:1, pp. 13-37

¹⁶⁷ Fama & French (1992): The cross-section of expected stock returns. the Journal of Finance, 47(2), 427-465.

¹⁶⁸ Carhart (1997): On persistence in mutual fund performance. The Journal of finance, 52(1), 57-82.

¹⁶⁹ Pástor & Stambaugh (2003): Liquidity risk and expected stock returns. Journal of Political economy, 111(3), 642-685.

¹⁷⁰ Banz (1981): The relationship between return and market value of common stocks. Journal of Financial Economics, 9: 3-18.

¹⁷¹ Van Dijk (2011): Is size dead? A review of the size effect in equity returns. Journal of Banking and Finance, 35: 3263-3274.

¹⁷² Beispielsweise wurde angemerkt, dass Unternehmen in finanzieller Notlage auch eine zunehmend kleinere Börsenkapitalisierung aufweisen. Wenn Investoren diese Unternehmen mit besonderen Risikoauflagen versehen, könnten somit einige wenige «fallen angels» den falschen Eindruck eines allgemeinen Size Premiums für kleinere Firmen erwecken. Siehe Chan und Chen (1991): Structural and return characteristics of small and large firms. The Journal of Finance, 46 (4): 1467-1484. Neuere Untersuchungen deuten aber darauf hin, dass die Size-Prämie gerade dann auftritt, wenn für schlechte Aktienqualität kontrolliert wird. Siehe Asness, Frazzini, Israel, Moskowitz und Pedersen (2018): Size matters, if you control your junk. Journal of Financial Economics, 129: 479-509.

den Kapitalkosten für Wasserkraftwerke: *«Die Angemessenheit und die Höhe der Zusatzprämie war Gegenstand eines umfassenden wissenschaftlichen Diskurses. Heute ist in der Fachwelt die Existenz des Size Premium überwiegend anerkannt.»*¹⁷³ Als Einwand gegen die pauschale Verwendung einer Size-Prämie wird jedoch teilweise deren unklare Ursache angeführt.¹⁷⁴ Denn es ist konzeptionell nicht ohne Weiteres nachvollziehbar, weshalb die Unternehmensgrösse per se zu mehr oder weniger Risiko und damit zu höheren oder niedrigeren erwarteten Renditen führen sollte.

Eine belastbare Erklärung für die beobachtete Size-Prämie besteht in der geringeren Liquidität, mit der Aktien kleiner Unternehmen gehandelt werden. Liquider Handel bedeutet, dass Anlagen kontinuierlich in hinreichend grossen Volumina gehandelt werden, sodass einzelne Käufe oder Verkäufe stets ohne signifikanten Einfluss auf den Marktpreis möglich sind. Überdies zeichnet sich liquider Handel dadurch aus, dass keine oder allenfalls marginale Unterschiede zwischen Einkaufs- und Verkaufspreisen bestehen. Diese Unterschiede werden als Geld-Brief-Spanne oder «Bid-Ask-Spread» bezeichnet. Die Merkmale liquiden Handels verdeutlichen im Umkehrschluss, weshalb Illiquidität für Anleger Kosten verursacht: Bei einer illiquiden Anlage besteht das Risiko, dass sie aufgrund eingeschränkter Handelsaktivität nur mit Zeitverzug oder Abschlägen gegenüber dem Marktwert weiterverkauft werden kann.¹⁷⁵ Aus diesen Gründen fordern Marktteilnehmer für illiquide Anlagen eine zusätzliche Kompensation, was die erwartete Rendite illiquider Anlagen erhöht.

Amihud & Mendelson (1986) haben schon in den 1980er-Jahren den Zusammenhang zwischen der Liquidität von Aktien am New York Stock Exchange, gemessen durch den Bid-Ask-Spread, und der erwarteten Rendite untersucht.¹⁷⁶ Ihre Analysen zeigen im Einklang mit der Theorie einen signifikant positiven Zusammenhang zwischen der Illiquidität einer Aktie und ihrer erwarteten Rendite. Ein um einen %-Punkt höherer Bid-Ask-Spread erhöht die erwartete Rendite einer Aktie demnach ceteris paribus um ungefähr 0,2 %-Punkte pro Monat. Die Autoren zeigen überdies, dass der Size-Faktor keinen signifikanten Erklärungsgehalt für Aktienrenditen mehr hat, sobald die Liquidität der Aktien berücksichtigt wird.¹⁷⁷ Dies deutet darauf hin, dass die in der Praxis übliche Size-Prämie ein Proxy für Kosten und Risiken der Illiquidität ist, die bei kleinen Unternehmen häufig auftritt.

Amihud et al. (2015) werten die Evidenz zur Illiquiditätsprämie in 45 internationalen Märkten aus.¹⁷⁸ Dafür ordnen sie die Aktien nach ihrer Liquidität und bilden ein erstes Portfolio, welches die liquiden 20 % aller Aktien umfasst, und ein zweites Portfolio, welches die illiquidesten 20 % aller Aktien umfasst. Amihud et al. (2015) vergleichen die Renditen dieser beiden Portfolios. Je nach Gewichtung ergibt sich eine durchschnittliche Illiquiditätsprämie von 0,5 bis 0,8 %-Punkte pro Monat. Die Berücksichtigung weiterer Risikofaktoren hat einen vernachlässigbaren Effekt auf die Bandbreite für die Illiquiditätsprämie.

Die Bedeutung der Illiquidität für Renditeerwartungen und Aktienpreise wurde auch für den Schweizer Aktienmarkt nachgewiesen. Loderer & Roth (2005) weisen einen statistisch und ökonomisch

¹⁷³ IFBC (2017): Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft, S. 43

¹⁷⁴ Damodaran (2015): The Small Cap Premium: Where Is the beef?. Business Valuation Review, 34(4), 152-157.

¹⁷⁵ Damodaran (2006): The Cost of Illiquidity.

¹⁷⁶ Amihud & Mendelson (1986): Asset pricing and the bid-ask spread. Journal of financial Economics, 17(2), 223-249.

¹⁷⁷ Amihud & Mendelson (1989): The effects of beta, bid-ask spread, residual risk, and size on stock returns. The Journal of Finance, 44(2), 479-486.

¹⁷⁸ Amihud, Hameed, Kang, & Zhang (2015): The illiquidity premium: International evidence. Journal of financial economics, 117(2), 350-368.

signifikanten Zusammenhang zwischen der Liquidität einer Aktie und ihrem Preis nach.¹⁷⁹ Dementsprechend ist der Preis einer Aktie umso geringer, je weniger liquide sie gehandelt wird. Die niedrigeren Aktienpreise für illiquide Aktien sind die Kehrseite einer Illiquiditätsprämie. Die Berücksichtigung einer Illiquiditätsprämie als Bestandteil der erwarteten Aktienrendite führt nämlich ceteris paribus zu einer geringeren Bewertung.

Die wissenschaftlichen Studien von Amihud & Mendelson (1986), Amihud et al. (2015) und Loderer & Roth (2005), die allesamt auf eine positive Illiquiditätsprämie hindeuten, beziehen sich auf Aktienmärkte. Aktienmärkte, auch als «Public Equity» bezeichnet, zeichnen sich im Vergleich zu anderen Kapitalmarktsegmenten durch hohe Liquidität aus. Dies ist der Fall, da mit den Börsen zentrale Marktplätze ohne wesentliche Zugangsbeschränkungen existieren, an denen begünstigt durch ein hohes Mass an Standardisierung kontinuierlich und in hoher Frequenz gehandelt wird. Ausserdem ermöglichen die für börsennotierte Unternehmen geltenden Offenlegungspflichten Kapitalmarktteilnehmern einen relativ einfachen und günstigen Informationszugang. In anderen Kapitalmarktsegmenten verursacht Illiquidität höhere Kosten. Dies gilt insbesondere für das Eigenkapital nicht-börsennotierter Unternehmen, welches als «Private Equity» bezeichnet wird. Dort wird den Kosten der Illiquidität häufig mit pauschalen Abschlägen von 20 bis 30 % auf den Unternehmenswert Rechnung getragen.¹⁸⁰

Bei der Ermittlung einer Illiquiditätsprämie für Schweizer Stromnetzbetreiber besteht die Herausforderung, dass sich die Unternehmen hinsichtlich Grösse und Illiquidität unterscheiden. Die grosse Mehrheit der Schweizer Stromnetzbetreiber ist nicht börsennotiert. Lediglich BKW und Romande Energie sind börsennotiert. Auf Basis der obenstehenden Ausführungen ist davon auszugehen, dass die Kosten der Illiquidität für BKW und Romande Energie verglichen mit den anderen Schweizer Netzbetreibern am geringsten sind.¹⁸¹ Um die Kosten der Illiquidität nicht zu überschätzen, sollte die Orientierung daher an den liquidesten Unternehmen, also an BKW und Romande Energie erfolgen. Dieses Vorgehen trägt auch den Bedenken des Gutachters IFBC Rechnung, welcher grundsätzlich einen Aufschlag von 2 bis 4 % für kleine und damit in der Regel illiquide Unternehmen für gerechtfertigt hält, aber aufgrund der Heterogenität der Branche auf einen solchen Aufschlag verzichtet.¹⁸²

Die Analyse der Liquidität von BKW und Romande Energie im Vergleich mit Schweizer Grossunternehmen ist in Abbildung 8.1 dargestellt. Zur Beurteilung der Liquidität werden drei Masse verwendet: (i) der Bid-Ask-Spread, (ii) der Anteil aller Aktien, welcher dem Börsenhandel prinzipiell zur Verfügung steht («Float»), und (iii) der durchschnittliche Anteil des Floats, der tatsächlich täglich gehandelt wird. Die durchschnittliche Bid-Ask-Spread der Romande Energie mit 1,30% und der BKW mit 0,28% liegt deutlich über dem Median Wert der 50 grössten Unternehmen der Schweiz von 0,07%. Zudem ist der Anteil der handelbaren Aktien mit knapp 29% für BKW und 19% für Romande Energie weniger als halb so hoch wie für die 50 grössten Unternehmen. Hierfür ist die Mehrheitsbeteiligung der öffentlichen Hand an der BKW und an der Romande massgeblich. Selbst wenn man diesen Unterschied ignoriert und nur die handelbaren Aktien betrachtet, ist die tägliche Handelsaktivität deutlich geringer. Zusammengefasst gilt demnach, dass die Liquidität der BKW-Aktie und der Romande-Energie-

¹⁷⁹ Loderer & Roth (2005): The pricing discount for limited liquidity: Evidence from SWX Swiss Exchange and the Nasdaq. *Journal of Empirical Finance*, 12(2), 239-268.

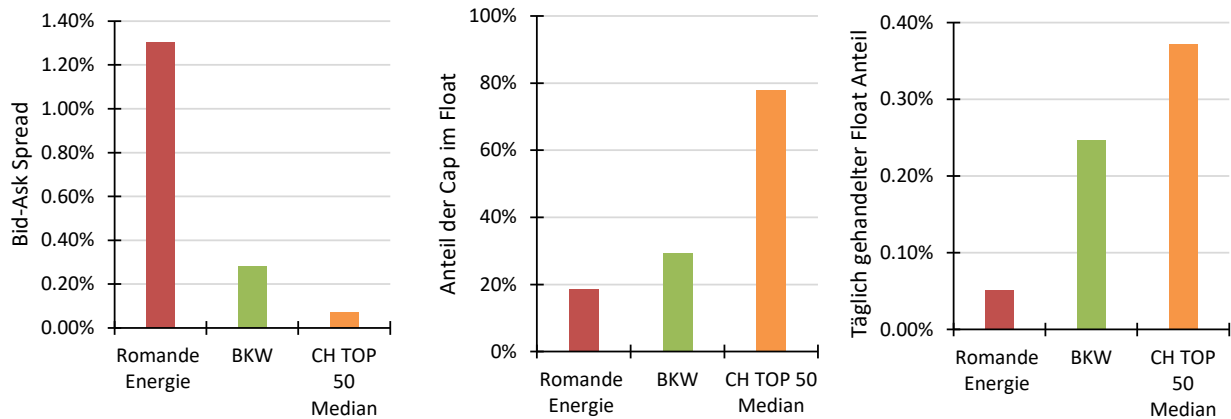
¹⁸⁰ Damodaran (2005): Marketability and value: Measuring the illiquidity discount. Available at SSRN 841484.

¹⁸¹ Auch für den Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid ist die Liquidität eingeschränkt. Dort führen die Vorgaben von Art. 18 Abs. 3 -5 StromVG (öffentliche Eigentümerschaft und Vorkaufsrechte) zu Illiquidität.

¹⁸² IFBC (2012): Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, S. 26.

Aktie im Vergleich zu Grossunternehmen geringer ausfällt. Dies führt zu höheren Renditeanforderungen von Investoren.

Abbildung 8.1: Liquidität von Romande Energie und BKW



Anmerkungen: Daten wurden über einen 10 Jahreszeitraum ermittelt. Der Stichtag ist der 31.12.2023. Quelle: NERA-Analyse auf Basis von FactSet-Daten.

Abschliessend stellt sich die Frage nach der angemessenen Höhe der Illiquiditätsprämie. Ein pragmatischer Ansatz besteht in der Orientierung an den in der Bewertungspraxis üblichen Size-Prämien, da diese häufig einen Proxy für die Kosten der Illiquidität darstellen. Der Datensatz von Kroll (ehemals Duff & Phelps) ist hierfür eine Standardquelle.¹⁸³ Anhand der aktuellen Marktkapitalisierung von BKW (2023: 8,88 Mrd. USD) und Romande Energie (2023: 1,64 Mrd. USD) ergibt sich hieraus eine Bandbreite von 0,89 bis 1,66%.

Ein alternativer Ansatz besteht in der Orientierung an Präzedenzfällen aus der Energienetzregulierung. Die Kosten der Illiquidität werden in verschiedenen Ländern als Bestandteil der regulatorischen Kapitalkosten berücksichtigt:

- **Belgien:** Die belgische Regulierungsbehörde CREG erhöhte in der Vergangenheit den regulatorischen Eigenkapitalzinssatz für den Übertragungsnetzbetreiber Elia und den Fernleitungsnetzbetreiber Fluxys um eine Illiquiditätsprämie.¹⁸⁴ Die Prämie ergab sich durch Multiplikation des aus dem CAPM resultierenden Eigenkapitalzinssatzes mit dem Faktor 1,1 (Elia) bzw. 1,2 (Fluxys). Anhand der durchschnittlichen Bid-Ask-Spreads der letzten 10 Jahre befinden sich die Schweizer Unternehmen BKW (0,28%) und Romande Energie (1,30%) zwischen Fluxys (1,34%) und Elia (0,24%).¹⁸⁵ Würde man den für das Jahr 2023 von der EICOM festgelegten Eigenkapitalzinssatz von 6,96 % mit dem Faktor von 1,1 multiplizieren, ergäbe sich so eine Illiquiditätsprämie von 0,70%. Der Faktor 1,2 würde zu einer Illiquiditätsprämie in Höhe von 1,39% führen.
- **Finnland:** Die finnische Energieregulierungsbehörde gewährt den Strom- und Gasnetzbetreibern einen Aufschlag auf den gemäss CAPM ermittelten Eigenkapitalzinssatz. Dieser beträgt für die

¹⁸³ Duff & Phelps (2017): 2017 Valuation Handbook. US Guide to Cost of Capital. New Jersey, US: John Wiley & Sons

¹⁸⁴ CREG (2018): Arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période réglementaire 2020-2023, S. 18

¹⁸⁵ Basierend auf FactSet Daten.

gegenwärtige Regulierungsperiode 0,60% und wird mit der geringen Liquidität der nicht-börsennotierten Netzbetreiber begründet.¹⁸⁶

- **Lettland:** Die lettische Regulierungsbehörde erlaubt für kleine Unternehmen ein Size Premium von 2,28% auf den Eigenkapitalzinssatz.¹⁸⁷ Wie eingangs des Kapitels beschrieben kann eine Size Premium als Proxy für Illiquidität angesehen werden.

Aus der Regulierungspraxis ergibt sich eine Bandbreite von 0,60 bis 2,28% für die Illiquiditätsprämie.

Die Vereinigungsmenge aus der Bandbreite der Regulierungspraxis und der Bewertungspraxis liegt bei 0,60 bis 2,28%, welche somit die Spannbreite der Illiquiditätsprämie für die liquidesten Schweizer Stromnetzbetreiber darstellt. Für die grosse Mehrheit der nicht-börsennotierten Netzbetreiber dürften die Kosten der Illiquidität höher liegen. Insofern könnte eine Prämie in der genannten Bandbreite im Rahmen einer Branchenregulierung Anwendung finden.

¹⁸⁶ Energy Authority (2015): Regulation methods in the fourth regulatory period of 1 January 2016 – 31 December 2019 and the fifth regulatory period of 1 January 2020 – 31 December 2023. Electricity distribution and high-voltage distribution network operations. Appendix 2 und Energy Authority (2023): Regulation methods in the sixth regulatory period of 1 January 2024 – 31 December 2027 and the fifth regulatory period of 1 January 2028 – 31 December 2031. Electricity grid operations. Appendix 2

¹⁸⁷ Beschluss Nr. 178 vom 22. September 2022 «Über die Kapitalverzinsung für die Entwicklung von Tarifentwürfen für Dienstleistungen des Elektrizitätsübertragungsnetzes und des Elektrizitätsverteilungsnetzes», online unter <https://likumi.lv/ta/id/344520-par-kapitala-atdeves-likmi-elektroenerijas-parvades-sistemas-un-elektroenerijas-sadales-sistemas-pakalpojumu-tarifu-projekta-aprekinasanai>

9. Fazit

Das Kapitalmarktumfeld der vergangenen Jahre ist von Brüchen und Volatilität geprägt. Die Phase sehr niedriger und negativer Staatsanleiherenditen ist – getrieben durch höhere Inflationsraten – vorüber. Der Anstieg des Zinsniveaus erhöht die Finanzierungskosten von Investitionen in das Energiesystem. Um die energiepolitischen Ziele zu erreichen, sind massive Investitionen in das Energiesystem und – ausgelöst durch den Ausbau der Erneuerbaren und die Elektrifizierung in verschiedenen Sektoren – insbesondere auch in die Stromnetze erforderlich. Der regulatorische WACC ist der massgebliche Parameter für die Attraktivität dieser Investitionen.

Die bisherige WACC-Systematik kam über ungefähr ein Jahrzehnt kontinuierlich zur Anwendung und führte in diesem Zeitraum zu adäquaten Kapitalkostenfestlegungen. Mehrere Überprüfungen führten zur Bestätigung der bisherigen WACC-Systematik. Nichtsdestotrotz erwägt das BFE nun eine Anpassung der WACC-Systematik. Dazu hat das BFE zwei Gutachten von Swiss Economics und IFBC beauftragt. Beide Gutachten schlagen verschiedene Änderungen vor. Unter anderem enthält das IFBC-Gutachten den Vorschlag, die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz (EK) zu reduzieren. Swiss Economics möchte auf jegliche Untergrenzen verzichten.

Bei Änderungen des Regulierungsrahmens sollten Vor- und Nachteile mit Blick auf das energiepolitische Zieldreieck aus Klimaverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Erschwinglichkeit abgewogen werden. Änderungen des Regulierungsrahmens reduzieren tendenziell die Stabilität und Kontinuität des Regulierungsrahmens. Dies wiederum erhöht – wie die Methoden von Ratingagenturen zeigen – die Kapitalkosten der Netzbetreiber, was zu gesellschaftlichen Mehrkosten führt. Aus diesem Grund sollte von Änderungen des Regulierungsrahmens (einschliesslich der WACC-Systematik) «ohne Not» abgesehen werden.

Die vorgeschlagenen Anpassungen der WACC-Systematik hätten im derzeitigen Kapitalmarktumfeld ausweislich der beiden vom BFE beauftragten Gutachten einen relativ geringen Effekt auf die Höhe des WACCs. Es ist mit Blick auf Präzedenzfälle aber zweifelhaft, ob die alternativen WACC-Systematiken auch in anderen Kapitalmarktumfeldern (mit beispielsweise negativen Staatsanleiherenditen) kontinuierlich anwendbar bleiben würden, was für die aktuelle WACC-Systematik der Fall war. Möglicherweise käme es dann wie in den Nachbarländern zu ad-hoc Anpassungen, Methodenkorrekturen und Rechtsstreitigkeiten. All dies wäre mit Blick auf Stabilität und Vorhersehbarkeit nachteilig für das Schweizer Regulierungssystem und würde in letzter Konsequenz kapitalkostenerhöhend wirken. Der «Track Record» der Schweizer WACC-Systematik spricht für die Beibehaltung der bestehenden WACC-Systematik und gegen Anpassungen.

Aus methodischer Sicht kritisiert insbesondere Swiss Economics die Existenz von Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz als Bestandteil der derzeitigen WACC-Systematik. Allerdings erscheint die Untergrenze aus fünf Gründen sachgerecht. Erstens gewährleistet die Untergrenze eine kapitalmarktgerechte Marktrendite. Zweitens erhöht die Untergrenze die Konsistenz innerhalb des CAPMs. Drittens unterschätzen aktuelle Staatsanleiherenditen den risikolosen Zinssatz im CAPM. Viertens sind Aufschläge auf Staatsanleiherenditen und Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz unter Praktikern die Norm. Fünftens existieren in der Regulierungspraxis diverse Präzedenzfälle für Untergrenzen und Aufschläge auf Staatsanleiherenditen.

Unsere Empfehlung, die aktuelle WACC-Systematik beizubehalten, fusst auf der Einschätzung, dass diese methodisch sachgerecht ist und in Summe zu adäquaten Kapitalkostenfestlegungen bei verschiedenen Kapitalmarktverhältnissen führt. Unsere Empfehlung bedeutet jedoch nicht, dass wir jede

Facette der aktuellen WACC-Systematik für methodisch optimal halten. Sollte die WACC-Systematik ohnehin überarbeitet werden, halten wir die folgenden methodischen Erwägungen für berücksichtigungswürdig.

Mit Blick auf die Markttrendite bzw. die Marktrisikoprämie erscheinen die von den BFE-Gutachtern präferierten Ansätze grundsätzlich geeignet, um den inversen Zusammenhang zwischen risikolosem Zinssatz und Marktrisikoprämie abzubilden. Allerdings geht die Ausgestaltung des vorwärtsgewandten Modells von IFBC aufgrund restriktiver Annahmen mit einem gewissen Methodenrisiko einher. Auch die Parametrisierung des «TMR-Ansatzes» durch Swiss Economics lässt sich punktuell verbessern. Dies betrifft vor allem die Mittelwertbildung, wo Swiss Economics entgegen dem wissenschaftlichen Literaturstand anstatt dem arithmetischen Mittelwert das sogenannte «Mittel der Mittel» anwendet. Eine sachgerechte Ausgestaltung der von den BFE-Gutachtern präferierten Ansätze führt zu einer Bandbreite von 7,5 bis 9,0% für die Markttrendite.

Bei der Berechnung des Betafaktors sehen wir grundsätzlich kaum Änderungsbedarf. Eine Reduzierung des Betafaktors relativ zu den europäischen Vergleichsunternehmen aufgrund der in der Schweiz verwendeten Kosten-Plus-Regulierung ist aus ökonomischer Sicht nicht angemessen, da weder aus empirischer noch theoretischer Sicht belegt ist, dass Unternehmen unter Kosten-Plus-Regulierung im Vergleich zu Unternehmen unter kostenbasierter Anreizregulierung geringere systematische Risiken aufweisen. Beim Umgang mit Schätzunsicherheit spricht der aktuelle Literaturstand aus unserer Sicht für eine Anpassung der aktuellen WACC-Systematik. Dort erscheint eine Vasicek- oder Blume-Anpassung angezeigt.

Beim Fremdkapitalzinssatz unterstellt die derzeitige WACC-Systematik eine Laufzeit von fünf Jahren. Diese Laufzeit erscheint mit Blick auf die Langlebigkeit des Anlagevermögens im Netzbetrieb zu kurz. Langlebiges Anlagevermögen sollte gemäss finanzökonomischer Theorie langfristig finanziert werden. Eine zehnjährige Laufzeit würde auch das tatsächliche Finanzierungsverhalten der Netzbetreiber besser abbilden.

Zuletzt erhöht Illiquidität die Finanzierungskosten für Schweizer Netzbetreiber. Um diesen Kosten Rechnung zu tragen, bietet sich die Addition einer Illiquiditätsprämie auf den Eigenkapitalzinssatz an. Im Rahmen einer Branchenregulierung sollte sich eine solche Illiquiditätsprämie an den liquides-ten Unternehmen orientieren, um eine Überschätzung für Teile der Branche zu vermeiden. Auf Basis der akademischen Literatur und Präzedenzfällen erscheint unter dieser Massgabe eine Bandbreite von 0,60 bis 2,28% angemessen.

Anhang A. Literatur Marktrendite und Marktrisikoprämie

Duarte & Rosa (2015), Mitarbeiter der US-amerikanischen Zentralbank FED in New York, analysieren in ihrem Artikel zwanzig verschiedene Methoden zur Ermittlung der Marktrisikoprämie, die sich in fünf Klassen unterteilen.¹⁸⁸ Basierend auf den verschiedenen Modellen und Schätzwerten führen Duarte & Rosa (2015) eine Principal-Component-Analyse durch, die auf eine deutlich erhöhte Marktrisikoprämie hindeutet. Duarte & Rosa (2015) erklären den Anstieg der Marktrisikoprämie mit dem Rückgang risikoloser Zinssätze. Die erwartete Marktrendite, die der Summe aus dem risikolosen Zinssatz und der Marktrisikoprämie entspricht, liegt gemäss Duarte & Rosa (2015) im Bereich ihres historischen Durchschnitts.

Daly (2016) von der Investmentbank Goldman Sachs betrachtet in seinem Artikel «A Secular Increase in the ERP» (deutsch: «Ein Nachhaltiger Anstieg der Marktrisikoprämie») verschiedene Methoden zur Ermittlung der Marktrisikoprämie, die allesamt auf einen Anstieg hindeuten.¹⁸⁹ Als Punktwert für die Marktrisikoprämie gibt der Autor einen Wert von 6,50% an. Daly (2016) analysiert den Zusammenhang zwischen dem risikolosen Zinssatz und der Marktrisikoprämie und zeigt, dass der Rückgang des risikolosen Zinsniveaus um 2,90 %-Punkte zwischen 2000 und 2015 mit einem Anstieg der Marktrisikoprämie um 2,60 %-Punkte einhergegangen ist. Daly (2016) liefert zwei mögliche Erklärungen für diese Entwicklung. Erstens könnte die zunehmende Integration mit «neuen» Märkten wie China zu einer Erhöhung der globalen Risikoaversion und der globalen Sparrate geführt haben. Zweitens könnten der demographische Wandel in «alten» Märkten und damit einhergehende Änderungen im Sparverhalten und der Pensionsplanregulierung zu Verschiebungen in der Nachfrage nach Anleihen und Aktien geführt haben.

Caballero, Farhi & Gourinchas (2017a), Wissenschaftler an den im Bereich der Volkswirtschaftslehre führenden Einrichtungen Massachusetts Institute of Technology, Harvard University und University of California Berkeley, etablieren in ihrem im American Economic Review erschienenen Artikel vier makroökonomische Fakten:¹⁹⁰

1. Rückgang des realen risikolosen Zinsniveaus zwischen 1980 und 2016 um ungefähr 6,00 %-Punkte;
2. Stabile oder leicht erhöhte reale Rendite auf Produktionskapital;
3. Rückgang des Anteils des Arbeitseinkommens am gesamtwirtschaftlichen Einkommen;
4. Rückgang des Gewinn-Kurs-Verhältnisses (Kehrwert des gängigen Kurs-Gewinn-Verhältnisses, englisch: «price-earnings-ratio») von Aktien zwischen den 1980er- und den 2000er-Jahren und anschliessende Stabilisierung bei ungefähr 5,00%.

Die Autoren entwickeln ein ökonomisches Modell, um die vier Fakten miteinander in Einklang zu bringen und um die zugrundeliegenden Zusammenhänge zu verstehen. Anhand dieses Modells erklären Caballero, Farhi & Gourinchas (2017a) das Auseinanderdriften der Renditen risikoloser und risikobehafteter Anlagen vor allem mit einem strukturellen Anstieg der Marktrisikoprämie, der sich

¹⁸⁸ Duarte & Rosa (2015): The equity risk premium: a review of models. *Economic Policy Review*, (2), 39-57.

¹⁸⁹ Daly (2016): A secular increase in the equity risk premium. *International Finance*, 19(2), 179-200.

¹⁹⁰ Caballero, Farhi, Gourinchas (2017): Rents, technical change, and risk premia accounting for secular trends in interest rates, returns on capital, earning yields, and factor shares. *American Economic Review*, 107(5), 614-20.

robust in verschiedenen Modellvarianten (mit unterschiedlichen Annahmen) zeigt. Caballero, Farhi & Gourinchas (2017a) beleuchten die Entwicklung der erwarteten Renditen risikoloser und risikobehafteter Anlageformen in drei Phasen:

1. 1980 bis 2000: Rückgang der erwarteten Markttrendite, Rückgang des risikolosen Zinsniveaus und Rückgang der Marktrisikoprämie;
2. 2000 bis 2008: Konstante erwartete Markttrendite, Rückgang des risikolosen Zinsniveaus und Anstieg der Marktrisikoprämie;
3. 2008 bis heute: Konstante erwartete Markttrendite, Rückgang des risikolosen Zinsniveaus bis zum «Zero Lower Bound» und Anstieg der Marktrisikoprämie.¹⁹¹

Die Autoren erklären die Entwicklungen in den Phasen 2 und 3 mit der erhöhten Nachfrage nach risikolosen Anlageformen durch das zunehmende Auftreten chinesischer Kapitalmarktakteure, mit erhöhter Risikoaversion in Folge der globalen Finanzkrise und mit einem Rückgang des Angebots risikoloser Anlagen aufgrund von Staatsschuldenkrisen. Verschiebungen in Angebot und Nachfrage für risikolose Anlagen haben demnach zum Rückgang (nur) des risikolosen Zinsniveaus geführt. Die erwartete Rendite risikobehafteter Anlagen ist von diesen Verschiebungen weitgehend unberührt geblieben und entsprechend ist die Marktrisikoprämie (als Differenz) gestiegen.

In einem zweiten Artikel, der im Journal of Economic Perspectives erschienen ist, fokussieren sich **Caballero, Farhi & Gourinchas (2017b)** auf die relative Knappheit risikoloser Anlagemöglichkeiten.¹⁹² Laut den Autoren kommt es zu dieser relativen Knappheit, da die Nachfrage nach risikolosen Anlagemöglichkeiten in den letzten Jahrzehnten vor allem durch chinesische Kapitalmarktakteure stärker gestiegen ist als ihr Angebot durch «sichere» Volkswirtschaften wie die USA oder Deutschland. Verstärkt wurde die relative Knappheit an sicheren Anlageformen durch die Neubewertung von strukturierten Finanzprodukten wie hypothekenbesicherten Wertpapieren (englisch: Mortgage Backed Securities), die seit der Finanzkrise nicht mehr als risikolos gelten. Caballero, Farhi & Gourinchas (2017b) zeigen in ihrem Artikel, dass diese Entwicklung zwar zu einem Rückgang des risikolosen Zinsniveaus, aber zu keinem wesentlichen Rückgang der erwarteten Aktienmarkttrendite geführt hat. Diese schwankt in der Darstellung von Caballero, Farhi & Gourinchas (2017b) seit der globalen Finanzkrise zwischen 9,00 und 12,00%.

Farhi und Gourio (2019), die an der Harvard University und der US-amerikanischen Zentralbank FED in Chicago zu finanz- und makroökonomischen Fragen forschen, setzen mit ihrem Artikel ebenfalls bei der Divergenz zwischen dem risikolosen Zinsniveau und den Renditen risikobehafteter Anlageformen an.¹⁹³ Anhand einer Variante des neoklassischen Wachstumsmodells untersuchen Farhi und Gourio (2019) die Treiber hinter dieser Entwicklung. Als entscheidende Faktoren identifizieren Farhi und Gourio (2019) unter anderem zunehmende Marktmacht von Unternehmen, aber vor allem einen Anstieg der Marktrisikoprämie. Die Autoren plausibilisieren ihren Befund durch Schätzungen

¹⁹¹ Der sogenannten «Zero Lower Bound» beschreibt eine Untergrenze für das risikolose Zinsniveau. Diese Untergrenze ergibt sich aus dem Umstand, dass Kapitalmarktteilnehmer ab einem gewissen Zinsniveau Bargeld als Anlagemöglichkeiten bevorzugen würden. Da für das Halten von Bargeld Kosten anfallen, liegt der «Zero Lower Bound» tatsächlich unterhalb von null.

¹⁹² Caballero, Farhi, Gourinchas (2017): The safe assets shortage conundrum. Journal of Economic Perspectives, 31(3), 29-46.

¹⁹³ Farhi, Gourio (2018): Accounting for macro-finance trends: Market power, intangibles, and risk premia (No. w25282). National Bureau of Economic Research.

der Marktrisikoprämie anhand alternativer Modelle, die durchwegs einen Anstieg der Marktrisikoprämie zeigen.

Kopecky & Taylor (2020), Ökonomen am Trinity College Dublin und der University of California Davis, betrachten verschiedene Methoden zur Ermittlung der Marktrisikoprämie und kommen zu dem Schluss, dass die erwartete Markttrendite seit den 1990er-Jahren relativ stabil ist und dass die Marktrisikoprämie im selben Zeitraum gestiegen ist.¹⁹⁴ Für den Zeitraum 2010 bis 2019 beziffern Kopecky & Taylor (2020) die Marktrisikoprämie auf durchschnittlich 6,25%. Die Autoren erklären die gegenläufigen Entwicklungen des risikolosen Zinsniveaus und der Marktrisikoprämie mit dem demographischen Wandel. Aufgrund der prognostizierten Demographie rechnen Kopecky & Taylor (2020) bis zum Jahr 2050 mit einer anhaltenden erhöhten Marktrisikoprämie.

Damodaran (2020), Professor an der Stern School of Business der New York University, diskutiert verschiedene Ansätze zur Ermittlung der Marktrisikoprämie: Historische Überrenditen, vorwärtsgewandte Modelle und Umfragen.¹⁹⁵ Damodaran (2020) kommt zu dem Schluss, dass es nicht die «eine» Methode zur Ermittlung der Marktrisikoprämie gibt. Allerdings sieht er in vielen Anwendungsfällen Vorteile bei den vorwärtsgewandten Modellen. Damodaran (2020) hält historische Überrenditen für einen sowohl kurz- als auch langfristig ungeeigneten Zukunftsprädiktor. Die Annahme einer im Zeitverlauf konstanten Marktrisikoprämie bezeichnet Damodaran (2020) als weitverbreitetes Missverständnis.

Kuvshinov & Zimmermann (2020), Ökonomen an den Universitäten Bonn und Barcelona, analysieren die historischen JST-Kapitalmarktdaten, um den Zusammenhang zwischen dem risikolosen Zinsniveau und den erwarteten Renditen riskanter Kapitalanlagen zu verstehen.¹⁹⁶ Dementsprechend deckt ihre Analyse einen über 100 Jahre langen Zeitraum und eine Vielzahl von Ländern ab. Die Analyse von Kuvshinov & Zimmermann (2020) zeigt einen Rückgang der erwarteten Rendite risikobehafteter Anlagen (Aktien und Immobilien) von ungefähr 8% (real) in 1870 auf zuletzt ungefähr 6% (real). Darüber hinaus belegen Kuvshinov & Zimmermann (2020) eine ausgeprägte negative Korrelation zwischen den Risikoprämien risikobehafteter Anlageformen (Aktien und Immobilien) und dem risikolosen Zinsniveau. Im Einklang mit dieser negativen Korrelation ging der Rückgang des risikolosen Zinsniveaus über die letzten Jahrzehnte nicht mit einem entsprechenden Rückgang der erwarteten Markttrendite einher. Die Autoren erklären den Anstieg der Marktrisikoprämie mit Änderungen im Risikoappetit der Marktteilnehmer.

¹⁹⁴ Kopecky, Taylor (2020): The Murder-Suicide of the Rentier: Population Aging and the Risk Premium (No. w26943). National Bureau of Economic Research.

¹⁹⁵ Damodaran (2020): Equity Risk Premiums: Determinants, Estimation and Implications-The 2020 Edition. Estimation and Implications.

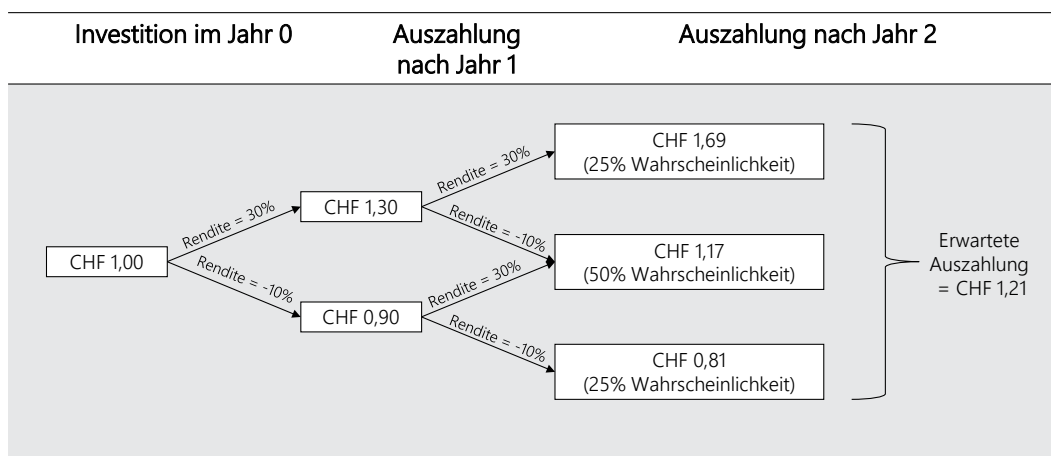
¹⁹⁶ Kuvshinov, Zimmermann (2020): The Expected Return on Risky Assets: International Long-run Evidence. Available at SSRN 3546005.

Anhang B. Mittelwertbildung

Die Frage, ob bei der Durchschnittsbildung die arithmetische oder die geometrische Durchschnittsrendite verwendet wird, hat nicht zu vernachlässigende Auswirkungen auf den WACC der Schweizer Stromnetzbetreiber. Das folgende Zahlenbeispiel soll die Auswirkungen verdeutlichen (siehe Abbildung B.1):

Angenommen eine Aktie hat eine jährliche erwartete Rendite von +10% mit einer Standardabweichung (ein Mass der Volatilität) von 20 % und angenommen jedes Jahr tritt einer von zwei möglichen Fällen ein: Entweder erzielt der Investor eine Rendite von +30% oder eine Rendite von -10% (diese Werte entsprechen der erwarteten Rendite plus bzw. minus der Standardabweichung). Das arithmetische Mittel der Renditen beträgt 10%, während das geometrische Mittel 8,2% beträgt. Am Ende des zweiten Jahres beträgt der Wert der Aktie CHF 1,69 mit einer Wahrscheinlichkeit von 25% (zwei Jahre 30% Rendite), CHF 1,17 mit einer Wahrscheinlichkeit von 50% (-10% Rendite im ersten Jahr und 30 % Rendite im zweiten Jahr oder umgekehrt) oder CHF 0,81 mit einer Wahrscheinlichkeit von 25 % (zwei Jahre mit -10% Rendite). Der erwartete Aktienwert von CHF 1,21 ist der wahrscheinlichkeitsgewichtete Durchschnitt aller möglichen Aktienwerte. Die Aufzinsung der arithmetischen Durchschnittsrendite von 10 % über zwei Jahre ergibt einen Aktienwert von CHF 1,21, was genau dem Erwartungswert entspricht, während die Aufzinsung der geometrischen Durchschnittsrendite von 8,2% einen Wert von nur CHF 1,17 ergibt, was also weniger ist als der Erwartungswert von CHF 1,21. Eine Investition mit unsicheren Renditen hat einen höheren erwarteten Endwert (CHF 1,21) als eine Investition, die ihre geometrische Rendite mit Sicherheit jedes Jahr erwirtschaftet (CHF 1,17).

Abbildung B.1: Erwartete Auszahlung über die Zeit



Quelle: NERA-Illustration.

QUALIFIZIERUNG, ANNAHMEN UND VORBEHALTE

Dieser Bericht dient ausschliesslich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA übernimmt keine Haftung gegenüber Dritten.

Dieser Bericht basiert ganz oder teilweise auf Informationen, die von Dritten beigebracht wurden. Wir sind davon ausgegangen, dass diese Informationen verlässlich sind. Soweit nicht ausdrücklich in dem Bericht vermerkt, haben wir solche Informationen nicht überprüft. Öffentlich verfügbare Informationen sowie Branchendaten und statistische Daten stammen aus Quellen, die wir für verlässlich halten. Gleichwohl übernehmen wir keine Gewähr und keine Garantie für die Richtigkeit oder Vollständigkeit solcher Informationen. Die in dem Bericht enthaltenen Erkenntnisse können Prognosen enthalten, die auf derzeitigen Daten und historischen Entwicklungen basieren. Derartige Prognosen sind mit den ihnen innewohnenden Risiken und Unsicherheiten behaftet. NERA übernimmt keine Haftung für tatsächliche Entwicklungen oder zukünftige Ereignisse.

Die in diesem Bericht geäusserten Meinungen gelten nur für den hierin genannten Zweck und nur zu dem Datum des Berichts. NERA ist nicht verpflichtet, den Bericht zu überarbeiten im Hinblick auf Veränderungen, Ereignisse oder Gegebenheiten, die nach dem angegebenen Datum eintreten.

Sämtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umsetzung oder der Verwendung von Ratsschlägen oder Empfehlungen, die in diesem Bericht enthalten sind, stehen in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Dieser Bericht stellt keine Anlage- oder Vermögensberatung dar. Der Bericht enthält zudem keine Beurteilung darüber, ob das Geschäft oder das Vorhaben für irgendeine Partei fair oder sinnvoll ist. Darüber hinaus stellt dieser Bericht keine rechtliche, medizinische, buchhalterische, sicherheitstechnische oder andere fachliche Beratung dar. Für diesbezügliche Beratungsleistungen empfiehlt NERA, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.

NERA
Unter den Linden 14
10117 Berlin, Deutschland
www.nera.com

Geschäftsführer:
Tomas Haug, Dr. Emmanuel Llinares, Nick Studer, Dr. Lawrence Wu
Registergericht München
Handelsregister-Nr. HRB 150661