

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

23. September 2024

Romina Schürch, romina.schuerch@strom.ch, +41 62 825 25 18

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

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) dankt Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision der Stromversorgungsverordnung bezüglich der Verzinsung des Kapitals im Stromnetz und in geförderten Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Stellung nehmen zu können. Der VSE nimmt diese Gelegenheit gern wahr.

I. Der VSE lehnt die vorgeschlagene Änderung der WACC-Methodik klar ab

Der Weighted Average Cost of Capital (WACC) ist ein wichtiger Baustein für die Finanzierung des Energiesystems (Netz und Produktion). Die vom Bundesrat vorgeschlagene Änderung der WACC-Methodik mit dem Ziel, die Netztarife zu senken, ist politisch und nicht sachlich begründet. **Der VSE lehnt diese politisch motivierte Änderung der WACC-Methodik klar ab.** Denn die bisherige WACC-Methodik hat sich bewährt und gewährleistet für langfristige Investitionen die notwendige Klarheit, Aktualität und Stabilität der Kapitalverzinsung.

Der VSE hat ein Gutachten (NERA¹), inkl. Kurzeinschätzung (NERA Kurzeinschätzung²) in Auftrag gegeben (vgl. Beilagen und ausgewählte Zitate im Anhang), welche die vom Bundesrat beabsichtigten Änderungen und die vom BFE in Auftrag gegebenen Studien von IFBC 2024³ und Swiss Economics 2024⁴ kritisch würdigt. Das Gutachten zeigt auf, dass eine Änderung der Methodik aus Gesamtsicht verfehlt ist und sich für Konsumenten negativ auswirkt: Eine opportunistische Senkung der Netztarife mittels Änderung der WACC-

¹ NERA im Auftrag des VSE, 2024, WACC für Stromnetzbetreiber, <https://www.strom.ch/de/media/14927/download>

² NERA Kurzeinschätzung im Auftrag des VSE, 2024, Kurzeinschätzung zur Datenbasis Marktrendite & Umrechnung Betafaktor, <https://www.strom.ch/de/document/kurzeinschaetzung-zur-datenbasis-marktrendite-umrechnung-betafaktor>

³ IFBC im Auftrag des BFE, 2024, Überprüfung der Methodik zur Bestimmung des Kapitalkostensatzes für Schweizer Stromnetzbetreiber, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/wacc-kalkulatorischer-zinssatz-gemaess-art-13-abs-3-bst-b-d.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGVvcHVibGJlYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTE3NjY=.html>

⁴ Swiss Economics im Auftrag des BFE, 2024, Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/wacc-kalkulatorischer-zinssatz-gemaess-art-13-abs-3-bst-b-d.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGVvcHVibGJlYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTE3NjY=.html>

Methodik würde bedeuten, dass Wirtschaft und Gesellschaft ein ungleich einschneidendes und teureres Versorgungsrisiko auf sich nehmen müssen. Das Gutachten kommt zum Schluss, dass die aktuelle WACC-Methodik sachgerecht ist und in Summe zu einer adäquaten Verzinsung des eingesetzten Kapitals von Verteilnetzbetreibern führt, und dies auch bei unterschiedlichen Kapitalmarktverhältnissen (NERA, S. 17, 21 und 76).

Mit der vom Bundesrat vorgeschlagenen Änderung der WACC-Methodik verschlechtern sich nicht nur die Rahmenbedingungen für Investitionen in das Netz, sondern sie wirkt sich auch auf den Förderbedarf der erneuerbaren Energien aus. Sie geht zulasten der langfristigen Stabilität der Investitionssicherheit in die dringend benötigte Energieinfrastruktur. Die Folgen werden ein Rückgang der von der Kapitalrendite abhängigen Investitionen und eine Abwanderung des Kapitals ins Ausland oder in andere Branchen sein. Auch droht die Gefahr, dass ad hoc Anpassungen notwendig sind und die Kosten dadurch noch höher ausfallen.

Die Änderung der WACC-Methodik ist somit kontraproduktiv und steht im Widerspruch zur Dringlichkeit der Investitionen in das Energiesystem. Sie gefährdet nicht nur die Erreichung der Ziele der Energie- und Klimastrategie, sondern unterminiert insbesondere auch die Versorgungssicherheit. Gerade die vergangenen Jahre haben gezeigt, wie vulnerabel unser Energiesystem momentan bereits ist.

II. Die vorgeschlagene Änderung ist in mehrerer Hinsicht kontraproduktiv und unsachgerecht

Versorgungssicherheit und Umbau des Energiesystems erfordern grosse Investitionen

Für die Erreichung der Energie- und Klimaziele sowie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit braucht es einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und einen bedarfsgerechten Um- und Ausbau der Stromnetze. Dieser Umbau des Energiesystems wird in den nächsten Jahren erhebliche Investitionen erfordern. In Summe beträgt der Investitionsbedarf in das Gesamtsystem zusammen mit den ohnehin anfallenden Kosten rund 1'500 Mrd. Franken bis 2050⁵.

Langfristige Investitionen bedingen eine gesicherte, stabile und angemessene Kapitalrendite

Energieversorger und insbesondere auch unabhängige Investoren investieren dort, wo Rechts- und Investitionssicherheit besteht und die Rendite die Risiken ausreichend kompensiert. Für die Bereitstellung von Kapital von bis zu 60 Jahren braucht es eine gesicherte, angemessene und vor allem stabile Entschädigung. Die für solch langfristige Investitionen notwendige Verzinsung ist nicht vergleichbar mit Staatsanleihen von 5 bis 20 Jahren. Bei einer Verschlechterung der Investitionsbedingungen besteht die Gefahr von Kapitalabwanderung, z. B. in Länder und/oder Branchen mit attraktiverem Investitionsrahmen. Mit dem globalen Umbau der Energiesysteme wird Kapital nicht nur in der Schweiz, sondern global benötigt. Der Wettbewerb nimmt zu und das begrenzt verfügbare Kapital ist bekanntlich sehr mobil.

Die Kapitalrendite sichert den Cashflow des regulierten Netzgeschäfts und wird reinvestiert

Eine angemessene Kapitalrendite trägt zum Cashflow im stark regulierten Netzgeschäft bei. Der daraus resultierende positive Cashflow ermöglicht den Unternehmen in den notwendigen Ausbau und die Erneuerung von Stromnetzen zu investieren. Sinkt die Kapitalrendite, steht weniger Geld für Investitionen zur Verfügung.

⁵ BFE, 2021, Energieperspektiven 2050+, <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10783>

Die bestehende Methodik zur Berechnung der Kapitalrendite hat sich bewährt

Für die Bestimmung der Verzinsung des im Stromnetz gebundenen Kapitals wird europaweit der WACC verwendet, mit unterschiedlichen Ausgestaltungen. Die heute in der Schweiz angewendete WACC-Methodik wurde 2014 eingeführt, um Klarheit, Aktualität und Stabilität der Kapitalverzinsung zu gewährleisten (gemäss BFE basierend auf IFBC 2012⁶, S. 12 und 48). Dieses Ziel wurde erreicht und gilt weiterhin: Der WACC wird jedes Jahr basierend auf der vorgegebenen Methodik (Klarheit) gerechnet und bewegt sich in Abhängigkeit zu den Zinsen auf dem Kapitalmarkt (Aktualität): Er fällt bei sinkenden Zinsen und erhöht sich bei steigenden Zinsen. Die in der Methodik definierten Berechnungsgrundsätze gewährleisten nachhaltige Investitions- und Finanzierungsbedingungen (Stabilität). Die Methodik ist breit in Theorie und Praxis abgestützt. So stellt IFBC (2024) fest, dass die bestehende Schweizer Methodik zur Ermittlung des WACC weiterhin der aktuellen Best Practice entspricht.

Ober- und Untergrenze schützen vor notfallmässigen Stabilisierungsmassnahmen und Rechtsfällen

Ein grosser Vorteil der in der Schweiz angewendeten Methodik ist die Ober- und Untergrenze beim risikolosen Zinssatz für Eigen- und Fremdkapital, welche bei ausserordentlichen Zinsphasen eine stabile Marktrendite sicherstellt (NERA, S. 10, 76). Dank dessen waren in der zurückliegenden Tiefzinsphase keine notfallmässigen Korrekturen zur Erhöhung des WACC notwendig, während in anderen Ländern, insbesondere in Deutschland, Österreich, Frankreich und Italien, kurzfristig mit Staatsmitteln finanzierte Anpassungen vorgenommen werden mussten, inklusive Rechtsstreitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden (NERA, S. 11, 15-18). Solche Notfallmassnahmen und Rechtsfälle decken die offenkundigen Mängel einer WACC-Methodik ohne Ober- und Untergrenze auf. In anderen europäischen Ländern (z. B. in Belgien, Niederlande oder Norwegen) ist denn auch eine Tendenz erkennbar, das Prinzip der Untergrenze für den risikolosen Zinssatz ebenfalls in die Netzregulierung aufzunehmen, resp. es wurde bereits aufgenommen (NERA, S. 28).

Eine Änderung der WACC-Methodik führt zu Unsicherheiten

Der Bundesrat sieht eine Aufhebung dieser Ober- und Untergrenze des risikolosen Zinssatzes beim Eigen- und Fremdkapital vor. Dies führt in Tiefzinsphasen dazu, dass der WACC stark sinkt. Zudem schürt eine Änderung Bedenken, dass in der Schweiz auch weiterhin jederzeit politisch motivierte Änderungen möglich sind. Dadurch werden erhebliche Unsicherheiten bei den Investoren verursacht und für die Netzbetreiber grosse Hürden geschaffen, um das Kapital für den dringend erforderlichen Netzausbau zu beschaffen.

Eine Änderung der WACC-Methodik führt schlussendlich zu höheren Kapitalkosten

Die Einschätzungen von Ratingagenturen sind oft massgeblich für die Fremdkapitalkosten der Netzbetreiber. Das regulatorische Umfeld, insbesondere der Faktor «Stabilität und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens», fliesst dabei mit einer signifikanten Gewichtung in die Bonitätsbewertung ein (NERA, S. 13, 17). Regulierungssysteme, die von Stabilität und Kontinuität über fünfzehn Jahre oder mehr geprägt sind, erhalten die höchsten Bonitätsbewertungen und resultieren dadurch in tieferen Kapitalkosten, was sich letztlich senkend auf die Netztarife auswirkt.

Die Änderung der Peergroup ist nicht sachgerecht

Die vorgeschlagene Änderung sieht neben der Aufhebung der Ober- und Untergrenze beim risikolosen Zinssatz für Eigen- und Fremdkapital auch eine Änderung und damit verbunden eine Verkleinerung der Peergroup zur Ermittlung des Betafaktors vor (Ausschluss von Verteilnetzbetreibern aus der Peergroup zur Ermittlung des Betafaktors). Eine Änderung der Peergroup aufgrund der in den jeweiligen Ländern unterschiedlichen

⁶ IFBC im Auftrag des BFE, 2012, Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, <https://pubdb.bfe.ad.min.ch/de/publication/download/6989>

Regulierungsrahmen ist nicht sachgerecht: Es ist weder aus empirischer noch aus theoretischer Sicht belegt, dass Schweizer Netzbetreiber unter Cost-Plus-Regulierung im Vergleich zu europäischen Netzbetreibern, welche sich zumeist ebenfalls in einem kostenbasierten Regelungsrahmen bewegen (Deutschland, Frankreich, Italien, Belgien, Spanien, Portugal, Polen, UK), geringere systematische Risiken aufweisen (NERA, S. 55-59). Mit der Verkleinerung der Peergroup fehlt zudem eine repräsentative Datenbasis. Die Verkleinerung und Änderung der Peergroup ist daher nicht fundiert und wird von keinem der externen Gutachter vorgeschlagen (IFBC 2024, Swiss Economics 2024, NERA S. 54/55).

Eine Änderung der WACC-Methodik wirkt sich auch auf den Förderbedarf der erneuerbaren Energien und die Kosten der Grundversorgung aus

Die Änderung der Berechnungsmethode wirkt sich auch auf die Förderbeiträge für erneuerbare Energien aus. Während mit der aktuellen Marktrisikoprämie die Investitionsbeiträge für Wasser- und Windkraftanlagen steigen, würden sie für Investitionsbeiträge für Photovoltaikanlagen sinken. Es kommt dadurch zu Umverteilungen bei der Förderung der erneuerbaren Energien. Eine Senkung des WACC führt somit insbesondere bei der Wasser- und Windkraft zu höheren Investitionsbeiträgen und damit zu höheren Mittelabflüssen aus dem Netzzuschlagsfonds, ohne dass dadurch auch nur eine Kilowattstunde mehr Produktion zugebaut würde. Diese fehlen ggf. für andere Fördertatbestände oder müssten über die neue Verschuldungsmöglichkeit des Fonds kompensiert werden. Gemäss Erläuterungen des Bundes steigen mit einer Änderung der Methodik auch die Beschaffungskosten für die Grundversorgung um 4 Mio. CHF pro Jahr an. Dieser Effekt resultiert daraus, dass der WACC für die Förderung der Grosswasserkraft bei der Berechnung der anrechenbaren Gesteungskosten einer effizienten Produktion für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung angewendet wird. Zudem weisen wir darauf hin, dass in Tiefzinsphasen die Kapitalverzinsung bei erneuerbaren Energien massiv geringer ausfallen würde.

Die Änderung der WACC-Methodik läuft der Sicherstellung der Versorgung zuwider

Die Senkung des WACC ist politisch motiviert und widerspricht sachlich den Zielen der Energie- und Klimastrategie sowie der Versorgungssicherheit. Mit einer Änderung der WACC-Methodik werden dem Stromnetz dringend benötigte Mittel entzogen. Zudem führt eine Änderung auch zu Umverteilungen bei der Förderung der erneuerbaren Energien. Damit geht der Vorschlag des Bundesrates zulasten der langfristigen Stabilität und der dringend benötigten Infrastrukturinvestitionen im Energiesektor. Die vom Bundesrat errechneten Einsparungen bei den Stromnetztarifen der Endverbraucher im Umfang von rund 0.22 Rp./kWh pro Jahr stehen in keinem Verhältnis zum möglichen Schaden, welches fehlende Investitionen und Versorgungsengpässe verursachen würden.

Die Berechnungen des BFE sind nur beschränkt nachvollziehbar und die vorgeschlagenen Änderungen wenig belastbar

Es fehlt teilweise die Transparenz über die vom BFE der geänderten Methodik zugrunde gelegten Werte und angewendeten Formeln (NERA Kurzeinschätzung Ziff. 6., 11., 12., 17. und 18.). Der Umstand, dass das BFE kurz vor Ende der laufenden Vernehmlassungsfrist ein Addendum⁷ zum Gutachten von Swiss Economics nachgereicht hat, unterstreicht dies und ist irritierend. Dieses legt zwar gewisse Informationen zur Berechnung der Betas und der Zusammensetzung der Peergroup offen. Gleichzeitig schafft es aber neue Tatsachen und wirft neue Fragen auf: Völlig neu ist ein Wechsel vom adjusted Beta zum raw Beta, welcher zusätzliche Unsicherheiten für Investoren schafft und der bestehenden Best Practice widerspricht. Weder Swiss Economics (2024) selbst noch IFBC (2024) wiesen einen entsprechenden Handlungsbedarf aus. Eine Änderung der WACC-Methodik aufgrund einer derart wenig belastbaren und umstrittenen Grundlage ist unverantwortlich. Darüber hinaus werden bei der Berechnung des unlevered Beta die Umwandlungsformeln unsachgerecht

⁷ Swiss Economics, 2024, Addendum zum Swiss Economics WACC-Gutachten 2024, <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11848>

angewendet (NERA Kurzeinschätzung Ziff. 21. und 22.). Als weiterer Kritikpunkt ist die Kompetenzdelegation ans BFE, jährlich direkte Anpassungen und Korrekturen am unlevered Beta vorzunehmen, zu erwähnen. Diese birgt das Risiko willkürlicher Entscheide. So bestätigt das Addendum: «Je nach Marktentwicklung werden die Grunddaten, die Details der Schätzmethodik, die Wahl der Peers und etwaig notwendige Korrekturen angepasst». Solche regulatorische Unsicherheiten gilt es zwingend zu vermeiden, um die dringend benötigten Mittel für den Umbau des Energiesystems nicht zu gefährden und juristischen Streitigkeiten vorzubeugen. Folglich ist auf sämtliche vorgeschlagene Änderungen der WACC-Methodik zu verzichten. Der Form halber weisen wir ferner darauf hin, dass es sich beim Betafaktor nicht um eine Prozentzahl handelt (vgl. Anhang 1 Ziff. 4.3. StromVV).

Der VSE spricht sich aus all diesen Gründen klar gegen die politisch motivierte Änderung der WACC-Methodik aus.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für allfällige Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M. Frank'.

Michael Frank
Direktor

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'N. Brauchli'.

Nadine Brauchli
Bereichsleiterin Energie

Beilagen:

- NERA Gutachten vom 19. Juni 2024
- NERA Kurzeinschätzung vom 20. August 2024

**Key findings des Gutachtens von NERA
(NERA im Auftrag des VSE, 2024, WACC für Stromnetzbetreiber)**

I.) Eine Änderung der WACC-Methodik führt zu Abstrichen bei Kontinuität und Stabilität und gefährdet die Effektivität der Regulierung

- «Die tatsächlichen Kapitalkosten der Netzbetreiber hängen massgeblich vom regulatorischen Risiko ab. 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. 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. 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.» (S. 13)
- «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.» Zudem: «Es liegt kein Nachweis vor, dass die bisherige Methode zu einer deutlichen Unter- oder Überschätzung des WACC geführt hat.» (S. 14)
- «Die Kapitalmarktverhältnisse waren in den letzten zehn Jahren von Volatilität und Verwerfungen geprägt. Das risikolose Zinsniveau ist zwischenzeitlich auf historische Tiefstände 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...» (S. 15) «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.» (S. 18)
- «Innerhalb der aktuellen WACC-Methode gewährleisten die Grenzwerte und insbesondere die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz eine kapitalmarktgerechte Marktrendite. 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 Marktrendite vermutlich nicht über einen Zeitraum von mehr als zehn Jahren kontinuierlich angewandt werden können.» (S. 21)
- «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 CAPM als auch die theoretische Frage, ob die Annahmen des Standard-CAPM nach Sharpe-Lintner erfüllt sind. [...]

Insbesondere die Annahme, dass sich Investoren unbegrenzt zum risikolosen Zinssatz verschulden können, ist in der Realität nicht erfüllt.» (S. 22/23)

- «Auf Basis der Umfrageergebnisse [Fernandez et al. (2023): Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 80 countries in 2023] 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.» (S. 27)
- «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: [...], Belgien: [...], Niederlande: [...] 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: [...], Deutschland [...]» (S. 28/29)
- Zusammenfassend: «... 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 [...] 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.» (S. 30)

II.) Die aktuelle Höhe des Beta ist gerechtfertigt und die aktuelle Vergleichsgruppe richtig

- «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.» (S. 48)
- «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.» (S. 54)
- «Auch die statistische Analyse von Swiss Economics findet keine statistisch signifikanten Unterschiede im Betafaktor zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Eine Unterscheidung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ist daher aus unserer Sicht nicht angezeigt.» (S. 54)
- «Risiken, die Investoren nicht durch Diversifikation neutralisieren können – sogenannte systematische Risiken – werden im CAPM über den Betafaktor vergütet. Diese systematischen Risiken umfassen generelle Marktschwankungen. [...] 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.» (S. 55/56)

- «Netzbetreiber sind überwiegend regulatorischem Risiko ausgesetzt. 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.» (S. 56)
- «Für den Betafaktor, der lediglich systematische Risiken abbildet, ist massgeblich, inwiefern regulatorisches Risiko mit dem Konjunkturzyklus korreliert.» (S. 56)
- «Je nach Ausgestaltung des Regulierungsrahmens können Netzbetreiber auch [einem] Volumenrisiko ausgesetzt sein. Dieses entsteht, wenn Regulierungsbehörden Preisobergrenzen anstatt Erlösobergrenzen 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 sind, führt dies zu systematischem Risiko. Theoretisch sollten Netzbetreiber mit Preis- statt Erlösobergrenze ceteris paribus also höherem systematischem Risiko ausgesetzt sein und damit einen höheren Betafaktor aufweisen. Die Frage «Preis- oder Erlösobergrenze» 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 Erlösobergrenze möglich.» (S. 56)
- «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: [...]» (S. 58)
- «Zusammenfassend halten wir fest, dass ein Nachweis, dass das systematische Risiko für Schweizer Netzbetreiber geringer 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.» (S. 60)
- «Grundsätzlich kommt es bei der Bestimmung der Vergleichsgruppe zu einer Abwägung zwischen Schätzunsicherheit und der Vergleichbarkeit der Geschäftstätigkeit: 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 [Anmerkung VSE: heutigen] 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.» (S. 49/50)