



3003 Bern

ECom; wyb

POST CH AG

per E-Mail

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Aktenzeichen / Referenz: ECom-043-127/1/3

Ihr Zeichen:

Bern, 2. Juli 2024

043-00127: Vernehmlassung Stromversorgungsverordnung (Verzinsung des Kapitals im Stromnetz und in geförderten Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken für die Gelegenheit, im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision der Stromversorgungsverordnung (Verzinsung des Kapitals im Stromnetz und in geförderten Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) eine Stellungnahme einzureichen.

A. Einleitende Bemerkungen

Die ECom fokussiert ihre Stellungnahme auf die Verzinsung des Kapitals im Stromnetz, welche bedeutenden Einfluss auf die Höhe der regulierten Netztarife sämtlicher Stromendverbraucher hat. Dabei möchte die ECom betonen, dass der WACC (Abkürzung für Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten bzw. Weighted Average Cost of Capital) letztlich auf der «richtigen» Höhe festgelegt werden soll, so dass er einerseits ausreichende Investitionsanreize in den Netzerhalt und -ausbau schafft, aber gleichzeitig keine Mitnahmeeffekte und damit unnötig hohe Belastungen für die Stromverbraucher zur Folge hat. Aus diesem Grund begrüssen wir generell die Stossrichtung der Verordnungsrevision. Nachfolgend unsere Bemerkungen.

Sinnvolle, notwendige Anpassung der Peergroup

Die ECom begrüsst ausdrücklich eine bessere Differenzierung der Auswahl von Vergleichsunternehmen, um das Risiko von Schweizer Netzbetreibern adäquater abzubilden. Die ECom hat in der Vergangenheit mehrfach auf die systematischen Schwächen bei der Zusammensetzung dieser sog. Peergroup hingewiesen, die bei der Bestimmung des Unternehmensrisikos und dem damit verbundenen Eigenkapitalkostensatz zugrunde gelegt wird. Die bei der bisherigen Berechnung zugrunde gelegte Peer Group mit verschiedenen börsenkotierten europäischen Stromnetzbetreibern verzerrte die Berechnung in zweifacher Weise:

- Einerseits gelten für europäische Stromnetzbetreiber in der Regel Instrumente der Effizienz- und Anreizregulierung, womit systematisch Geschäftsrisiken verbunden sind. Dies gilt hingegen gerade nicht für Schweizer Stromnetzbetreiber, deren Tarife auf Kostenbasis reguliert sind («Cost-Plus-Regulierung»). Sie können sämtliche anfallende Kosten in ihre Tarife einrechnen und damit den Verbrauchern anlasten. Die in einem Jahr aufgrund von Plan-Ist-Abweichungen entstehenden Differenzen zwischen Kosten und Tariferträgen können mittels verzinsbarer Deckungsdifferenzen auf die Folgejahre übertragen werden. Gegen übliche Schadensereignisse können sich Stromversorger zudem versichern. Die dafür anfallenden Prämien können ebenfalls als Kosten in den Tarifen eingerechnet werden. Und die Kosten ausserordentlicher Ereignisse liessen sich grundsätzlich in den Netztarifen einrechnen.
- Andererseits waren in der bisherigen Peergroup auch Unternehmen berücksichtigt, die weitere, netzunabhängige Geschäftstätigkeiten verfolgten, welche definitionsgemäss höhere Risiken umfassen als das Cost-Plus regulierte Netzgeschäft.

Die nun vorgeschlagene stärkere Fokussierung der Peer Group auf europäische Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operator, TSO) kann die dargestellten Probleme wesentlich adressieren. Zwar werden auch bei Übertragungsnetzbetreibern in der Europäischen Union Elemente der Anreizregulierung eingesetzt, doch dürfte dies in der Praxis weit weniger ausgeprägt sein als bei den Verteilnetzbetreibern. Daraufhin weist auch eine vom BFE in Auftrag gegebene Studie von Swissecconomics, wonach Übertragungsnetzbetreiber (TSO) in der Peergroup ein geringeres Beta aufweisen. Dies dürfte nicht zuletzt damit zusammenhängen, dass wegen der geringen Anzahl TSO (in der Regel ein TSO pro Land) die Instrumente der Anreizregulierung in der Praxis weniger ausgeprägt zur Anwendung gelangen, zumal es tendenziell an notwendigen aussagekräftigen Vergleichswerten fehlt. Ausserdem besteht bei TSO generell eine stärkere Fokussierung auf den Netzbetrieb, während Unternehmen mit Verteilnetzbetrieb aufgrund geringerer Entflechtungsanforderungen eher netzfremden Geschäftsfeldern nachgehen – was mit einem entsprechend höheren Unternehmensrisiko einher geht.

Gleichzeitig ist darauf hinzuweisen, dass bei der Ermittlung der Peer Group bzw. des Unlevered Beta auch eine gewisse Flexibilität nötig sein muss, etwa um Veränderungen bei der in- und ausländischen Regulierungspraxis gerecht zu werden – eine starre Vorgabe von TSOs in der Peer Group wäre potenziell zu einengend. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass in der Studie von Swissecconomics alternativ auch die Möglichkeit dargestellt wurde, anstelle einer Fokussierung auf die TSO in der Peer Group eine mittels statistischer Methode differenzierte Gewichtung nach Dauer der Regulierungsperiode in der Anreizregulierung vorzunehmen. Während über einen kurzen Zeitraum von wenigen Jahren Kostenprognosen relativ genau sind, steigt die Ungenauigkeit und damit auch das Risiko von Gewinnausschlägen bei einer längeren Dauer an. Die Risiken von Stromnetzbetreibern mit kürzeren Regulierungsperioden lassen sich daher eher mit den Risiken von kostenbasiert regulierten Unternehmen vergleichen. Auch über eine solche Differenzierung kann alternativ oder ergänzend die Peer Group bzw. die Berechnung des Unlevered Beta für Schweizer Stromnetzbetreiber verbessert werden. Darüber hinaus können innerhalb der Peer Group auch noch Gewichtungen vorgenommen werden anhand des Geschäftsmodells von Stromnetzbetreibern. Dabei würden etwa Stromnetzbetreiber mit Drittgeschäft (und damit verbundenen höheren Risiken) entsprechend untergewichtet. Die nun vorgeschlagene Formulierung im Anhang 1 Ziffer 4 (Marktrisiko) der Verordnung lässt ein solches differenziertes Vorgehen bei der Auswahl und Gewichtung der Peergroup in gewissem Ausmass zu.

Unnötige Umstellung bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie

Die Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes verlangt – neben der spezifischen Bewertung des Geschäftsrisikos – auch eine Annahme über die generelle Marktrisikoprämie. Diese entspricht der Rendite, welche ein Investor für die Übernahme von Risiko zusätzlich zur Rendite für eine risikolose Anlage erwarten kann. Heute wird diese mittels historischen Werten ermittelt. Die nun vorgeschlagene Umstellung auf den sog. TMR-Ansatz (Total Market Return) erlaubt, auf technische Unter- und Ober-

grenzen beim risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital zu verzichten. Der Verzicht auf diese technischen Grenzen ist nach Ansicht der ECom grundsätzlich zu begrüssen. Gerade während der anhaltenden Tiefzinsphase der vergangenen Jahre führte die technische Untergrenze dazu, dass der WACC systematisch zu hoch ausfiel und für die Verbraucher mit einer nicht gerechtfertigten Mehrbelastung einherging bzw. den Netzbetreibern überhöhte Erträge bzw. Mitnahmeeffekte bescherte.

Dass mit der Umstellung auf den TMR-Ansatz die Festlegung einer technischen Untergrenze beim risikolosen Zinssatz quasi automatisch obsolet wird, hat mit der zugrunde gelegten Berechnungsmethodik zu tun. So vermutet der TMR-Ansatz einen über die Zeit konstanten Erwartungswert der Rendite des Marktportfolios. Da sich die erwartete Rendite des Marktportfolios aus dem Ertrag einer risikolosen Anlage sowie der erwarteten Marktrisikoprämie zusammensetzt, führt ein tieferes Zinsniveau im TMR-Ansatz automatisch zu einer höheren erwarteten Marktrisikoprämie. Selbst wenn ein solcher inverser Zusammenhang zwischen den beiden Grössen – mindestens während gewissen Phasen – beobachtet werden kann, so lassen sich die Annahmen des TMR-Ansatzes ökonomisch nur schwer begründen. So gibt es keine klare Fundierung in der wissenschaftlichen Literatur für eine Korrelation von -1 zwischen dem risikolosen Zins und der Marktrisikoprämie. Ein Gutachten zuhanden des österreichischen Energieregulators e-Control kommt daher zum Schluss, dass insgesamt der risikolose Zins in der Literatur zur Erklärung der Dynamik der Marktrisikoprämie lediglich eine untergeordnete Rolle spielt und dass der TMR-Ansatz gegenüber dem sog. historischen Ansatz mit einer über die Zeit konstanten Marktrisikoprämie klar unterlegen sei (Randl und Zechner, Wirtschaftsuniversität Wien, 2022¹).

Die Ermittlung und Festlegung der zugrunde gelegten Marktrisikoprämie stellt generell eine Herausforderung dar – sämtliche Methoden weisen Stärken und Schwächen auf. Vor dem Hintergrund einer nötigen Stabilität beim Regulierungsrahmen für langfristige Investitionen würden wir davon abraten, vom bisher angewendeten ERP-Ansatz auf die TMR-Methode umzustellen. Die ECom möchte aber betonen, dass eine Abschaffung der technischen Grenzen für den risikolosen Zins nicht zwingend eine Umstellung auf den TMR-Ansatz voraussetzt, sondern grundsätzlich auch im bestehenden Ansatz umgesetzt werden kann und sollte. Schliesslich ist darauf hinzuweisen, dass gerade sehr tiefe oder gar negative Realzinsen keine ausserordentliche Situation darstellen, für die es eine besondere Absicherung braucht. Daraufhin weist auch ein Bericht des Seco aus dem Jahr 2021 zu den Ursachen und Wirkungen der Tiefzinsphase²: *«Nicht nur während der beiden Weltkriege, sondern auch in der Nachkriegszeit bis weit in die 1970er Jahre hinein lagen die Realzinsen im negativen Bereich. Historisch betrachtet scheint eher das hohe Realzinsniveau in den 1980er und 90er Jahren eine Ausnahme gewesen zu sein.»*

Die Schweizerische Nationalbank (SNB) weist ausserdem auf den weltweiten Abwärtstrend bei den Realzinsen³. In den letzten Jahrzehnten seien in den meisten Ländern die Realzinsen beträchtlich gesunken. Gemäss Fachliteratur stehe diese Entwicklung im Zusammenhang mit einem tieferen Potenzialwachstum, höheren Altersvermögen sowie einer stärkeren Nachfrage nach sicheren Vermögenswerten. Ein anhaltend tiefes Realzinsniveau schliesst die SNB nicht aus und verweist auf die gemischten strukturellen Treiber der Realzinsentwicklung. Während das tiefe Potenzialwachstum und die zunehmende Lebenserwartung weiterhin tiefe Realzinsen erwarten liessen, könnten Faktoren wie geringere Ersparnisse, grosse Haushaltsdefizite, ein durch neue Technologien induzierter Produktivitätsschub sowie Investitionen in den ökologischen Wandel zu einem anhaltend höheren Realzinsniveau führen. Die Entwicklung der Realzinsen hängt somit von strukturellen Faktoren ab. Technische Unter- oder Obergrenzen sind deshalb nicht zu rechtfertigen, da sie ungerechtfertigte Verzerrungen gegenüber der Marktentwicklung verursachen würden.

¹ Siehe: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/02_3_Gutachten+WACC+%281%29.pdf/d63ecd59-4f58-a87c-8bc0-50d5b038f4af?t=1668673987435, letztmals abgerufen am 21.06.2024

² Siehe: https://www.seco.admin.ch/seco/de/home/Publikationen/Dienstleistungen/Publikationen_und_Formulare/Strukturwandel_Wachstum/Wachstum/ursachen_wirkungen_tiefzinsphase-empirische_analyse.html, letztmals abgerufen am 21.06.2024

³ Siehe https://www.snb.ch/de/publications/communication/speeches/2024/pre_20240530_tjn (Referat Thomas J. Jordan, Seoul, 30. Mi 2024), letztmals abgerufen am 01.07.2024

Emissions- und Beschaffungskosten

Weiterhin wird im Anhang der Verordnung der Zuschlag für die Emissions- und Beschaffungskosten bei 0.5 Prozentpunkten festgelegt. Wir möchten darauf hinweisen, dass dieser Wert vergleichsweise hoch bemessen ist. So wird er bei der WACC-Bestimmung im Telekom-Bereich bei lediglich 0.3 Prozentpunkten definiert⁴. Wir beantragen daher eine Prüfung des aktuellen bzw. vorgesehenen Zuschlags für die Emissions- und Beschaffungskosten im Sinne einer möglichen Harmonisierung mit dem Telekom-Bereich.

B. Anträge

1. Konkretisierung zusätzlicher Flexibilität bei Peer-Group-Bestimmung

Antrag:

Der Verordnungstext sei wie folgt anzupassen:

Anhang 1, Ziff. 4.2 (...) Bei den erforderlichen Korrekturen wird der Fokus *primär* auf die europäischen Übertragungsnetzbetreiber gelegt. *Fehlen vergleichbare Übertragungsnetzbetreiber, kann alternativ oder ergänzend eine Gewichtung nach Vergleichbarkeit mit der kostenbasierten Regulierung und nach dem Fokus des Geschäftsmodells auf den Netzbetrieb im engeren Sinn vorgenommen werden.*

Begründung:

Der primäre Fokus auf TSO in der Peergroup ist materiell richtig und zu begrüßen. Ergänzend aber braucht es eine gewisse Flexibilität bei der Festlegung der Peer Group bzw. des Unlevered Beta, um allfälligen Veränderungen bei der in- und ausländischen Regulierungspraxis gerecht zu werden.

2. Verzicht auf eine Umstellung auf die TMR-Methode – trotzdem Entfall technischer Grenzen für risikolosen Zinssatz

Antrag:

Auf die Umstellung auf den TMR-Ansatz sei zu verzichten und der bisherige ERP-Ansatz beizubehalten. Dies unter der Voraussetzung, dass die technischen Grenzen für den risikolosen Zinssatz unabhängig von der gewählten Methode aufgehoben werden.

Begründung:

Die TMR-Methode ist ökonomisch wenig fundiert, weshalb die Notwendigkeit einer Umstellung bzw. eine Abkehr vom bisher angewendeten ERP-Ansatz fraglich erscheint. Der mit der TMR-Methode einhergehende Entfall von technischen Grenzen für den risikolosen Zins ist hingegen richtig. Gerade während der Tiefzinsphase der vergangenen Jahre führte die technische Untergrenze zu einer nicht gerechtfertigten Anhebung des WACC. Der Entfall der technischen Grenzen kann aber auch im bestehenden ERP-Ansatz erfolgen.

⁴ Vgl. Verfügung der ComCom: Bedingungen des vollständig entbündelten Zugangs zum Teilnehmeranschluss (TAL), 2008, S. 31 unter: <https://www.comcom.admin.ch/comcom/de/home/die-kommission/entscheide/entbuendelung.html>, letztmals abgerufen am 16.5.2024 sowie Verfügung der ComCom: Zugangsverfahren (IC, KKF, KOL, MLF, TAL, VTA 2013 - 2016), 2019, S. 379 bzw. Tabelle 18 unter: <https://www.comcom.admin.ch/comcom/de/home/die-kommission/entscheide/preise.html>, letztmals abgerufen am 17.5.2024

3. Prüfung des Zuschlags für Emissions- und Beschaffungskosten

Antrag:

Die Höhe des Zuschlags für die Emissions- und Beschaffungskosten soll unter dem Gesichtspunkt der bestehenden Regelungen im Telekom-Bereich reevaluiert werden.

Begründung:

Der aktuell vorgesehene, pauschalisierte Betrag für die Emissions- und Beschaffungskosten erscheint – gerade im Vergleich zu den Regelungen im Telekom-Bereich – als eher hoch. Um eine unnötige hohe Belastung der Verbraucher auszuschliessen, sollte der Zuschlag reevaluiert werden.

Besten Dank für die Berücksichtigung unserer Anträge.

Freundliche Grüsse

Eidgenössische Elektrizitätskommission

Werner Luginbühl
Präsident

Urs Meister
Geschäftsführer ECom