

Kapitalengpässe lösen, Netzkosten reduzieren – Effekte staatlicher Beteiligungen auf den Stromübertragungsnetzausbau

Dezernat Zukunft – Institut für Makrofinanzen

Axel Kölschbach Ortego, Janek Steitz*

Berlin, Dezember 2024

* Wir danken insbesondere Sabrina Schulz für die Begleitung des Projektes als DZ-Fellow sowie einer Vielzahl an Expert*innen aus Netzbetreibern, Wissenschaft, Verbänden und Ministerien für das konstruktive Feedback auf Entwurfsversionen dieser Studie.

Executive Summary

Herausforderung

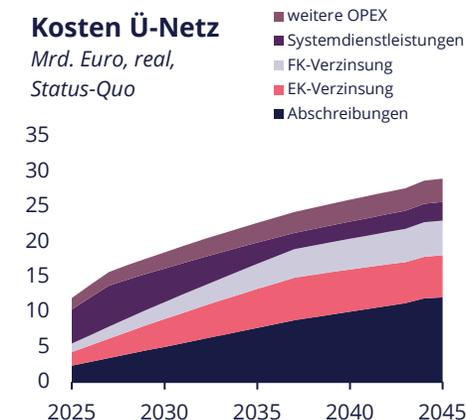
- Der Übertragungsnetzausbau erfordert eine **Verdreifachung der Netzinvestitionen** und wird zu steigenden Netzkosten von heute €10 auf rund €30 Mrd. bis 2045 führen (s. Abb. oben)
- Die ÜNBs haben einen **Eigenkapital-Engpass**: sie können den Eigenkapitalbedarf von etwa €70 Mrd. bis 2045 für den Investitionsaufwuchs im derzeitigen Regulierungsumfeld nicht im notwendigen Maße über den Markt mobilisieren, was bereits zu **Rating-Herabstufungen** geführt hat
- Mithilfe eines Risikomodells schätzen wir, dass in der regulatorischen EK-Verzinsung ein **zusätzlicher Risikoaufschlag von 2 bis 2,5%** nötig ist, um hinreichend EK über den Markt zu mobilisieren. Durch diese Anpassung würden **Netzmehrkosten** bis 2080 von etwa €75 Mrd. entstehen, jährlich bis zu €1,6 Mrd. – Ü-Netzentgelte würden weiter steigen
- Ein **Amortisationskonto ist indes keine attraktive Lösung**, denn das Netzinvestitionsprofil erlaubt nur bedingt Kostenglättung – es wäre zudem sehr teuer für den Staat (~€10-20 Mrd. bis 2065)

Handlungsempfehlung

- Anstelle einer substanziellen EK-Zinserhöhung bieten **Bundesbeteiligungen an den ÜNBs** die Change, EK-Engpässe zu entschärfen und Kosten zu senken
- Der Bund stellt frisches Eigenkapital für die vier ÜNBs bereit und **bündelt Beteiligungen** in der KfW oder einer staatl. Energieinfrastrukturgesellschaft (EIG)
- Abgeführte Gewinne der EIG – abzgl. der Zinskosten für Bundesanleihen – werden für die Bezuschussung der Netzentgelte verwendet, dadurch werden die **niedrigen Finanzierungskosten des Bundes** für den Netzausbau eingesetzt
- Bei einer 50%-Beteiligung der EIG in allen ÜNB entstünden **Kosteneinsparungen** bis 2080 von €100 Mrd.; Netzentgelte sinken **~10%** (Abb. unten)
- Eine kreditfinanzierte Bereitstellung des Eigenkapitals ist als **finanzielle Transaktion im Rahmen der Schuldenbremse und der EU-Regeln** möglich; die Schuldenquote steigt zudem nur geringfügig
- Der Ansatz ließe sich auch auf die **Verteilnetzebene** übertragen

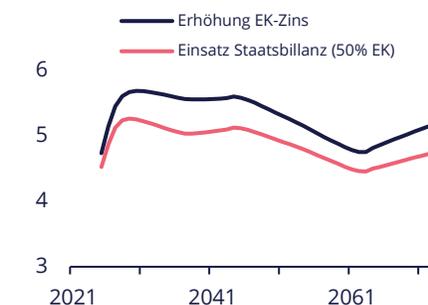
Kosten Ü-Netz

Mrd. Euro, real, Status-Quo



Ü-Netzkosten je Stromverbrauch

in ct/kWh, real, inkl. Offshore



Ausgangslage: Netzausbauziele erfordern nahezu Verdreifachung der Investitionen in das Übertragungsnetz

Hohe Netzausbaubedarfe für Klimaneutralitätsnetz

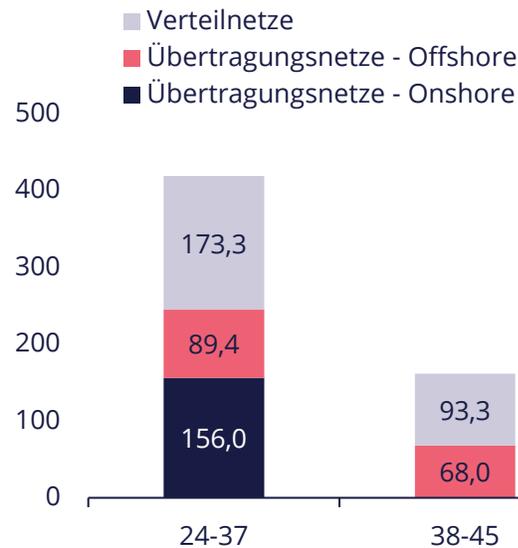
- Investitionsvolumen in Übertragungs- und Verteilnetze gemäß NEP und BNetzA-Schätzungen insgesamt rund €420 Mrd. bis 2037
- Rund 55% der Investitionen entfallen auf das Übertragungsnetz
- Wichtig: auch in BAU-Szenarien steigen die Netzinvestitionen erheblich

Verdreifachung der Investitionen in Übertragungsnetz erforderlich

- Durchschnittliches Investitionsvolumen in Übertragungsnetze 2024-2037 muss sich annähernd *verdreifachen* gegenüber 2021-2023

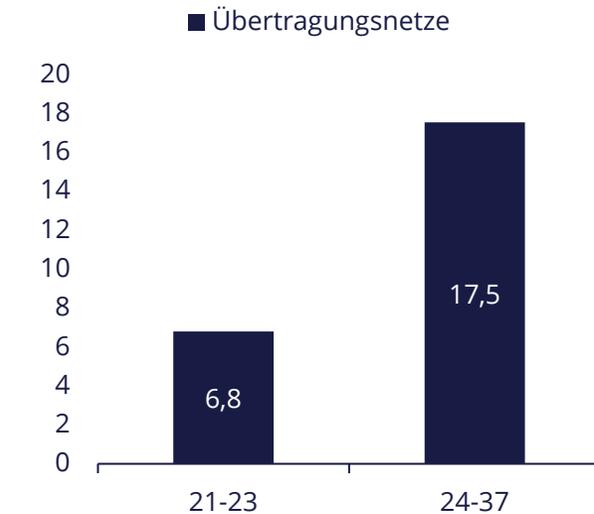
Investitionsbedarfe Stromnetze

Mrd. Euro, real



Investitionsbedarfe Übertragungsnetz

Mrd. Euro, real, jährlich



Quelle: NEP 2023, 2037/2045; BNetzA 2024; Bundesregierung 2024; eigene Berechnungen

Anmerkung: Links: Übertragungsnetz Onshore nach NEP inkl. Startnetz (Szenarien A/B/C identisch). Übertragungsnetz Offshore nach NEP (Szenario A) inkl. Startnetz; Verteilnetzausbau gemäß BNetzA 2024. Rechts: 21-23: Auskunft Bundesregierung und BNetzA, 24-37: Kalkulationsbasis identisch mit linker Grafik

Herausforderung 1: €70 Mrd. Eigenkapitalbedarf für Netzinvestitionen – Netzregulierungsanreize sind unzureichend

Investitionswelle erfordert mehr Eigenkapital

- Investitionswelle erfordert zusätzliches Eigenkapital i.H.v. rund €70 Mrd. – entspricht Vierfachem des Eigenkapitals EOY23

ÜNBs haben EK-Engpässe im aktuellen Regulierungsrahmen

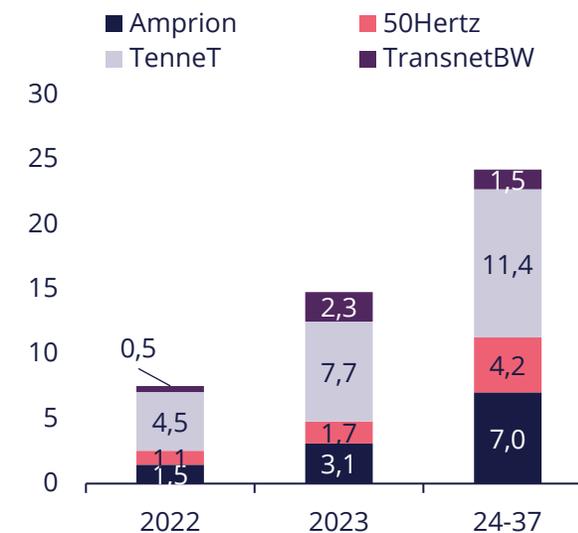
- ÜNBs können nach eigenen Aussagen notwendiges EK im derzeitigen Regulierungsumfeld nicht im notwendigen Umfang mobilisieren
- Unser Kapitalmarktmodell schätzt eine EK-Vergütungslücke von aktuell 2,24% (s. Annex)

Ungeklärte Finanzierungsstrategien haben Kreditratings bereits verschlechtert

- Ratingagenturen haben bereits Herabstufungen im Jahr 2023 vorgenommen (50Hertz) und sehen Downgrading-Risiko bei Amprion und TenneT, falls Finanzierungsfragen nicht zeitnah adressiert werden (siehe Annex)

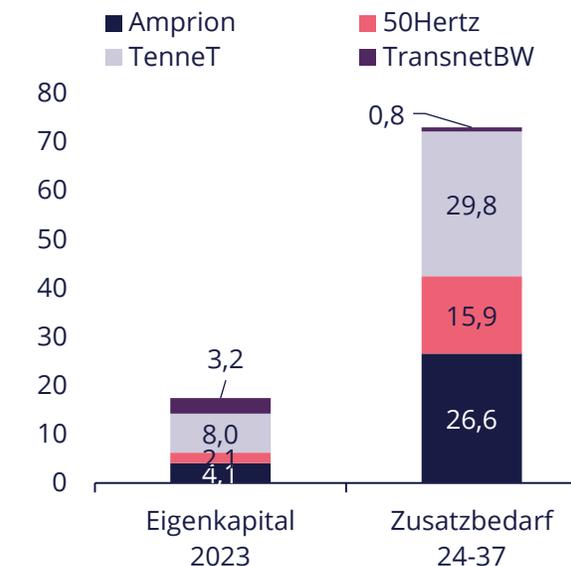
Investitionen Ü-Netz je Netzbetreiber

Mrd. Euro; 24-37 real, Tennet inkl. NL



Eigenkapitalbedarf Ü-Netz je Netzbetreiber

Mrd. Euro; 24-37 real, Tennet inkl. NL



Quelle: ÜNB 2024; BNetzA 2024; Bundesregierung 2024; Jahresabschlüsse ÜNB; eigene Berechnungen

Anmerkung: Links: IST-Werte 2022/23 gemäß ÜNB-Jahresabschlüssen; 2024-37 gemäß Auskunft Bundesregierung. Rechts: Eigenkapital 2023 IST; Zusatzbedarf geschätzt als 40% des Investitionsaufwuchses 24-37 über Mittelwert von 2022/23; TenneT in beiden Grafiken inkl. Niederlande-Geschäft

Herausforderung 2: Netzkosten dürften bis 2045 um rund 200% steigen; Netzentgelte weniger stark um 30-130%

Netzausbau wird Netzkosten bis 2045 verdreifachen

- Jährliche Netzkosten steigen von €10 Mrd. heute auf rund €29 Mrd. in 2045
- Ausbau entfällt bis 2037 auf Onshore und Offshore, anschließend bis 2045 nur Offshore

Anteil der Finanzierungskosten wird massiv steigen; Engpasskosten werden absolut und relativ sinken

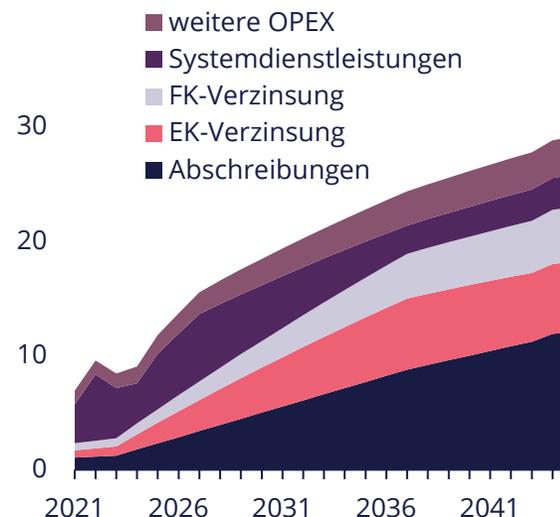
- Anteil der CAPEX (inkl. Finanzierung) steigt von 35% auf 80% im Zeitverlauf; Anteil der EK-Kosten (inkl. Steuern) von 10% auf 22%
- Redispatch steigt bis 2027, danach Absinken um bis zu 90% möglich. OPEX steigen um 110-210%

ÜNB-Netzentgelte dürften aufgrund steigender Stromnachfrage weniger stark steigen

- Der Stromverbrauch steigt bis 2045 von etwa 500 TWh auf 880 bis 1270 TWh. Netzkosten je Stromverbrauch steigen deshalb nur moderat, um 30% bis 130%, abhängig von Annahmen zu Engpassmanagement und OPEX

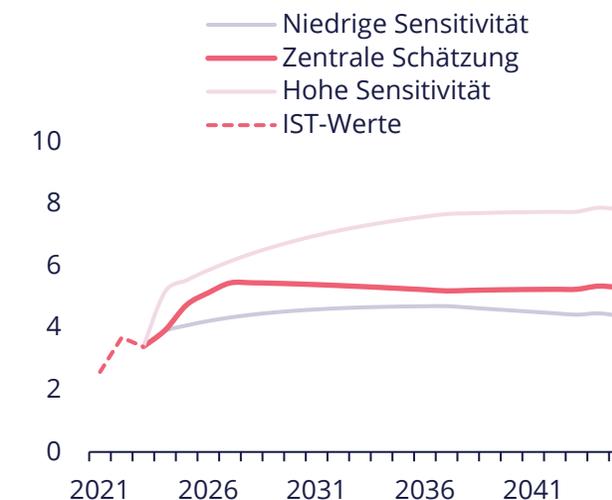
Kosten Übertragungsnetz

Mrd. Euro, real, inkl. Offshore



Ü-Netzkosten je Stromverbrauch

in ct/kWh, real, inkl. Offshore



Quelle: Eigene Netzkostenmodellierung; NEP 2037/2045; Szenariorahmen NEP (Version 2025); Macrobond
Anmerkungen: Links: siehe Fußnote/Anmerkungen auf Folie 6. Rechts: Umrechnung auf durch das Ü-Netz transportierte Strommenge (NEP (2025)); dies ist ein Indikator für die Höhe des ÜNB-Netzentgeltes inkl. Offshore. Sensitivierung des Engpassmanagements, OPEX und Stromverbrauchs ab 2024; IST-Werte ohne KTF-Zuschuss

Mehr schlecht als recht: Ein Amortisationskonto kann die Kosten nur bedingt glätten – und würde sehr teuer werden

Insgesamt recht stabile Netzkosten nach 2045 aufgrund kurzer Offshore-Investitionszyklen

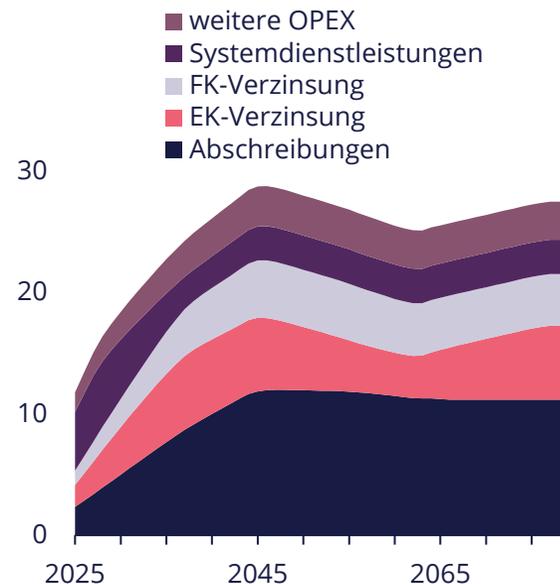
- Gemäß aktueller Netzplanung ist der Onshore-Ausbau 2037 abgeschlossen; Reinvestitionswelle erst ab etwa 2065 (rechte Grafik)
- Offshore-Ausbau durchgängig bis 2045 und unmittelbar Reinvestitionen, da Offshore-Anlagen eine geringe Lebensdauer haben (~20 Jahre)
- In der Summe ist ab 2045 ein Netzkosten-Plateau zu erwarten (linke Graphik)

Ein Amortisationskonto könnte die Ü-Netzentgelte leicht glätten – wäre aber teuer

- Eine leichte Glättung der Onshore-Ü-Netzkosten wäre mithilfe eines Amortisationskontos möglich, der Effekt aber aufgrund des Investitionsprofils begrenzt
- Um zu hohe Ü-Netzentgelte nach 2037 zu verhindern, müssten die zwischenfinanzierten Netzkosten bis mindestens 2065 gestreckt werden, was Zinskosten von 10-20 Milliarden für den Staat verursachen dürfte

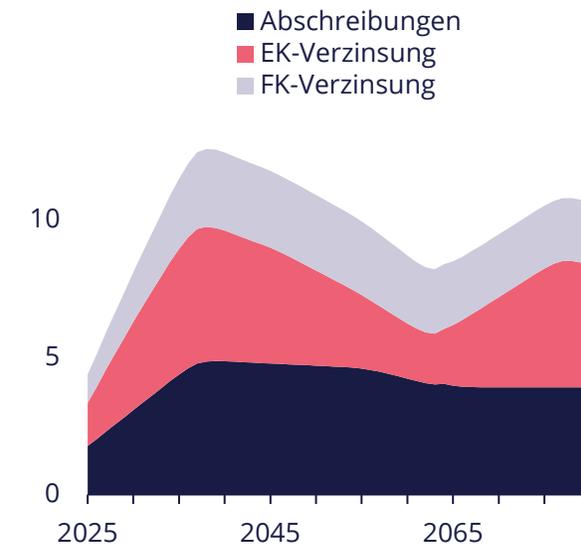
Kosten Übertragungsnetz

Mrd. Euro, real, inkl. Offshore



Kosten Ü-Netz – nur Onshore-Investitionen

Mrd. Euro, real



Quelle: Eigene Netzkostenmodellierung; NEP 2037/2045; Macrobond

Anmerkung: Links/rechts: Reinvestitionen nach Lebensdauer in StromNEV. CAPEX entsprechend ARegV, d.h. 40% kalk. EK-Quote mit heutigem EK-Zins (inkl. Steuern), lineare Abschreibung, FK enthält EK-II. Zentrale Schätzung für OPEX, d.h. wachsen mit Netzgröße (Kreuzelastizität 0,5). Redispatchbedarf steigt bis 2027, dann Abfall nach NEP (Szenario B)

Ebenfalls teuer: Höhere EK-Verzinsung könnte EK-Engpässe entschärfen, aber Netzentgelte könnten um ca. 6% steigen

Erhöhte EK-Verzinsung könnte EK-Engpässe entschärfen, aber würde erhebliche Mehrkosten verursachen

- Die Bundesnetzagentur entscheidet über die regulatorische EK-Verzinsung. Ihre Bestimmung war bereits Gegenstand gerichtlicher Streitigkeiten
- Um Kapitalengpässe zu lösen, müsste die EK-Verzinsung der Knappheit des Kapitalangebots Rechnung tragen. Implementierung über Aufschlag für idiosynkratische Risiken möglich

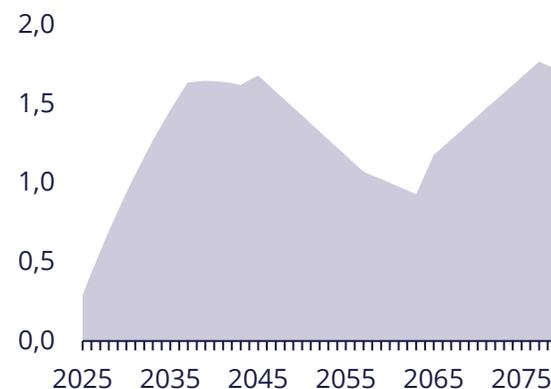
Netzkosten dürften gegenüber der Regulierungs-Referenz um bis zu €1,6 Mrd. p.a. steigen

- Wir schätzen den zusätzlichen benötigten Risikoaufschlag auf über 2% netto (siehe Annex). Eine solche Erhöhung der EK-Verzinsung führt zu jährlichen Mehrkosten von ca. €1,6 Mrd., insgesamt bis 2080 ca. €74 Mrd. (netto)
- Erhöhung regulatorischer EK-Verzinsung führt zu Anreizverzerrungen zugunsten kapitalintensiver Investitionen gegenüber innovativeren Lösungen mit höheren OPEX-Anteilen. Dies führt zu ökonomischen Ineffizienzen (*Averch-Johnson-Effekt*)
- Eine Einführung eines WACC-Ansatzes würde die notwendige Erhöhung der EK-Verzinsung reduzieren, aber nicht eliminieren (s. Annex)

Zusätzliche Ü-Netzkosten durch Erhöhung der regulatorischen EK-Verzinsung

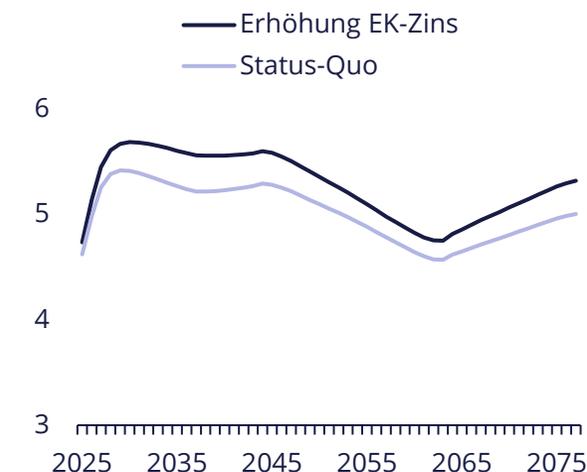
Mrd. Euro, real

■ Mehrkosten geg. Status-Quo



Ü-Netzkosten je Stromverbrauch

In ct/kWh, real, inkl. Offshore



Quelle: Eigene Netzkosten- und Kapitalkostenmodellierung; NEP 2037/45; Macrobond; Preqin

Anmerkungen: Links: Zusätzliche Netzkosten bei einer Erhöhung des kalkulatorischen EK-Zinses für anstehende Neuinvestitionen um 2,24 Prozentpunkte. Mehr zur Berechnung im Annex. Rechts: Indikator für die Entwicklung der Netzentgelte plus Offshore-Umlage, zentrale Schätzung für OPEX und Stromverbrauch, vgl. Folie 5

Bessere Lösung: Staatliche Beteiligungen können Kapitalengpässe lösen & Netzkosten um circa €100 Mrd. reduzieren

Eine Staatsbeteiligung von 50% an allen ÜNB könnte Netzkosten bis 2080 um €97 Mrd. senken

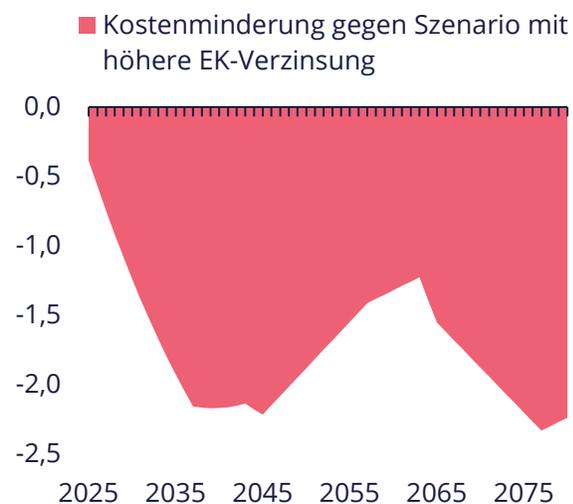
- Der Bund hat wesentlich geringere Finanzierungskosten als private Kapitalgeber. Die Differenz zwischen ARegV-Rendite und Zinskosten von Bundesanleihen könnte zur Reduktion der Netzkosten/-entgelte eingesetzt werden
- Der Bedarf nach privatem Eigenkapital würde halbiert und der Staat trägt das halbe Kapitalrisiko; eine Erhöhung des regulatorischen EK-Zinses bleibt notwendig, kann deutlich geringer ausfallen (-58BP in DZ-Modell)
- Durch die Beteiligung privater Investoren können Effizienzgewinne realisiert werden

Durch eine Beteiligung des Bundes können weiterhin die Fremdkapitalkosten sinken

- Ratingagenturen begrüßen den staatlichen Einstieg bei ÜNBs und sehen eine Erhöhung der Kreditwürdigkeit (siehe Annex). Dies würde die Fremdfinanzierungskosten leicht reduzieren

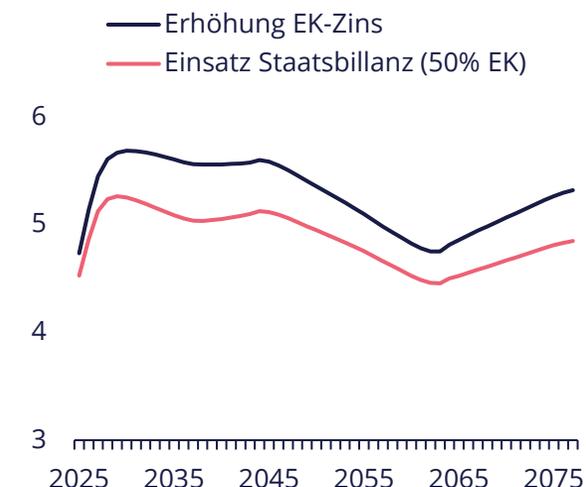
Eingesparte Kosten durch staatliche Eigenkapitalbeteiligung (50%)

Mrd. Euro.



Ü-Netzkosten je Stromverbrauch

in ct/kWh, real, inkl. Offshore



Quelle: Eigene Netzkosten- und Kapitalkostenmodellierung; NEP 2037/2045; Macrobond; Preqin Ltd.

Anmerkungen: Links: Einsparung durch Weitergabe der Finanzierungskosten des Bundes (2,47%) für 50% des EK-Einsatzes; weiterhin sinkt das Risiko für private Kapitalgeber und somit der notwendige EK-Zins um 58BP. Rating-Verbesserungen führen zur Absenkung der FK-Zinsen um 24BP. Rechts: Methodik wie in Folie 7, rechts

Umsetzung: Staatsbeteiligungen über KfW oder neue Infrastrukturgesellschaft, die ÜNB-Beteiligungen bündelt

KfW oder staatliche Energieinfrastrukturgesellschaft (EIG) stellt EK bereit, ARegV und ÜNB-Struktur bleiben bestehen (rechtes Schaubild)

- Der Bund stattet die EIG kreditfinanziert mit Eigenkapital aus – dies ist im Rahmen der Schuldenbremse als finanzielle Transaktion möglich
- Die EIG kann zu günstigen Konditionen Kredite an den Kapitalmärkten aufnehmen; Einbindung institutioneller/privater Fonds (FK) möglich

Die EIG macht den Netzausbau günstiger

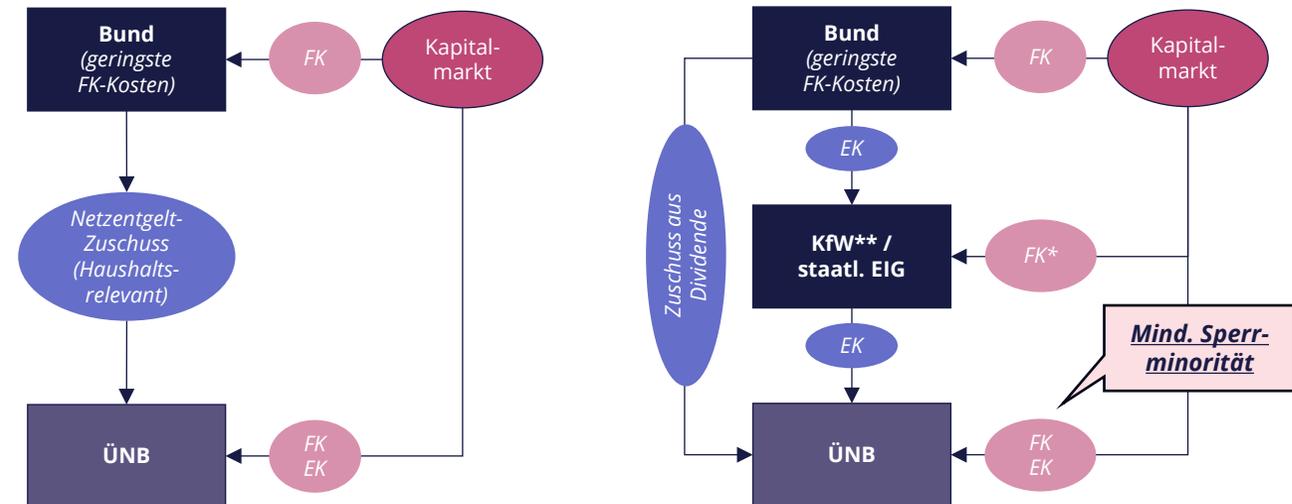
- Die höhere EK-Basis der ÜNB verbessert die Kapitalstruktur, führt zu besseren Ratings und günstigerer Kreditaufnahme
- Private Investoren sollten mindestens eine Sperrminorität haben, dies hebt Effizienzen; denkbar wäre auch eine differenzierte Beteiligung je nach Geschäftsbereich, z.B. höhere Staatsbeteiligungen nur bei Offshore
- Die an den Bund abgeführten Gewinne, abzüglich der Zinskosten, werden für die Bezuschussung der Netzkosten verwendet, so wird der Kostenvorteil des Bundes voll genutzt. Details im Annex

Kapitalbereitstellung für den Übertragungsnetzausbau

Schematische Darstellung

(Teure) Lösung: EK-Zins: Hoher Aufschlag
EK-Zinsen ARegV; EK und FK über KM

(Günstige) Lösung: Staatsbeteiligung: Geringer Aufschlag
EK-Zinsen ARegV; EK anteilig Staat, FK über KM



Quelle: Dezernat Zukunft

Anmerkung: * Denkbar sind auch private Minderheitsbeteiligungen an der EIG. Es ist unklar, warum dies Direktbeteiligungen an den ÜNBs vorzuziehen ist. ** Wichtig wäre eine Selbstbindung, erhaltende Rendite für Netzentgeltbezuschussung zu verwenden, um Finanzierungskostenvorteile weiterzugeben. Dies wäre eine Abkehr von bisheriger KfW-Policy.

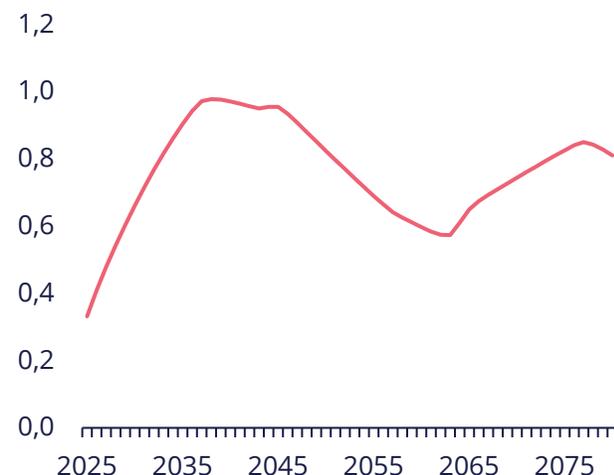
Finanzierung: Kreditfinanzierte EK-Beteiligungen von 50% in ÜNB würden Staatsschuldenquote um 50-100BP erhöhen

Eine schuldenfinanzierte Aufnahme der EK-Beteiligung hätte nur milde Auswirkungen auf die Schuldenquote

- Das notwendige Kapital muss nur sukzessive bereitgestellt werden. Dementsprechend würde der Anstieg der Staatsverschuldung nur langsam erfolgen
- Zinskosten würden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt, sodass sie den Haushalt nicht belasten
- Den neuen Schulden liegen reale Finanzvermögen gegenüber, sodass die Nettoschuldenquote nicht beeinträchtigt wird
- Als finanzielle Transaktion ist diese Schuldenaufnahme im Rahmen der Schuldenbremse möglich
- Bereits heute befindet sich ein gewisser Teil der ÜNB in Besitz des Bundes (s. Graphik rechts)

Indikativer Effekt der Staatsbeteiligung auf die Schuldenquote

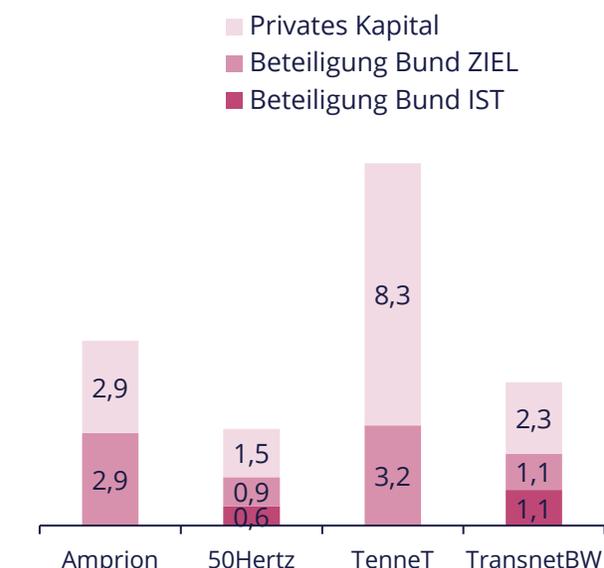
in Prozent des Bruttoinlandprodukts



Indikative EK-Bewertung

In Mrd. EUR, *Tennet inkl.

Niederlandegeschäft



Quelle: ÜNB, Macrobond, eigene Berechnungen

Anmerkung: Links: Komplette Gegenfinanzierung der staatlichen Beteiligung an den Übertragungsnetzbetreiber durch Aufnahme von Staatschulden. Erwerb von 50% der ÜNB mit Anrechnung bereits bestehender Beteiligungen. Annahme 100% EK-Finanzierung der EIG - zusätzlicher Leverage auf Ebene EIG würde Effekt auf Schuldenquote weiter reduzieren. BIP-Wachstums von 0,5% p.a., lineare Tilgung. Rechts: Marktwert/Buchwert gemäß int. Comparables

Annex

A1: Ausschnitte aus Einschätzungen der Ratingagenturen Moody's, Fitch und Standard & Poors

Tennet

“Absent equity support for the German operations, credit metrics will likely decline below our guidance based on underlying cash flow after 2023”, Moody's, S. 8

„BNetzA's amended RoE approach will only provide moderate boost to the cash flow of TenneT's German operations in the current RP“, Moody's, S. 4

“The impact on our view of potential government support could be neutral or positive.” S&P, S. 1

Amprion

“A small haircut to the expected equity injection could imply a breach of the net debt/RAB negative sensitivity and lead to a downgrade.”, Fitch

“For 2025 we expect a substantial recapitalisation (involving equity injections and, potentially, hybrid issuance) since Amprion aims to meet the regulatory optimal equity ratio of 40%.”, Fitch

50Hertz

“Significant capex acceleration will lead to a weakening of credit metrics for all entities.”, S&P

“We therefore acknowledge Elia Group's and its subsidiaries' capex acceleration will need significant and timely remedy measures to not create additional rating pressure.”, S&P

„Die gestiegenen Infrastrukturkosten in Verbindung mit einem wachsenden Infrastrukturportfolio, das aufgebaut werden muss, führen zu einem höheren Finanzierungsbedarf, der sowohl für 50Hertz als auch für Elia Transmission eine erhebliche Herausforderung darstellt und unsere Ratings zusätzlich belastet.“, Konzernlagebericht S. 34

A2: Vorteile einer staatlichen Energieinfrastrukturgesellschaft, die ÜNB-Beteiligungen bündelt

(Kosten-)Effizienz

- Bund gibt günstige Refinanzierungskosten weiter
- Die EIG bündelt Know-How zu Finanzfragen
- Durch geringere EK-Verzinsung kommt es zu einer Reduktion des Biases zugunsten kapitalintensiver Lösungen gegenüber Digitalisierungs- und anderen betriebskostenintensiven Lösungen (*Averch-Johnson-Effekt*); dieser Bias ist in der ARegV ohnehin zu adressieren
- ÜNB-Wettbewerb bleibt bei staatlicher Teilbeteiligung erhalten über Effizienzbenchmarks

Verteilung

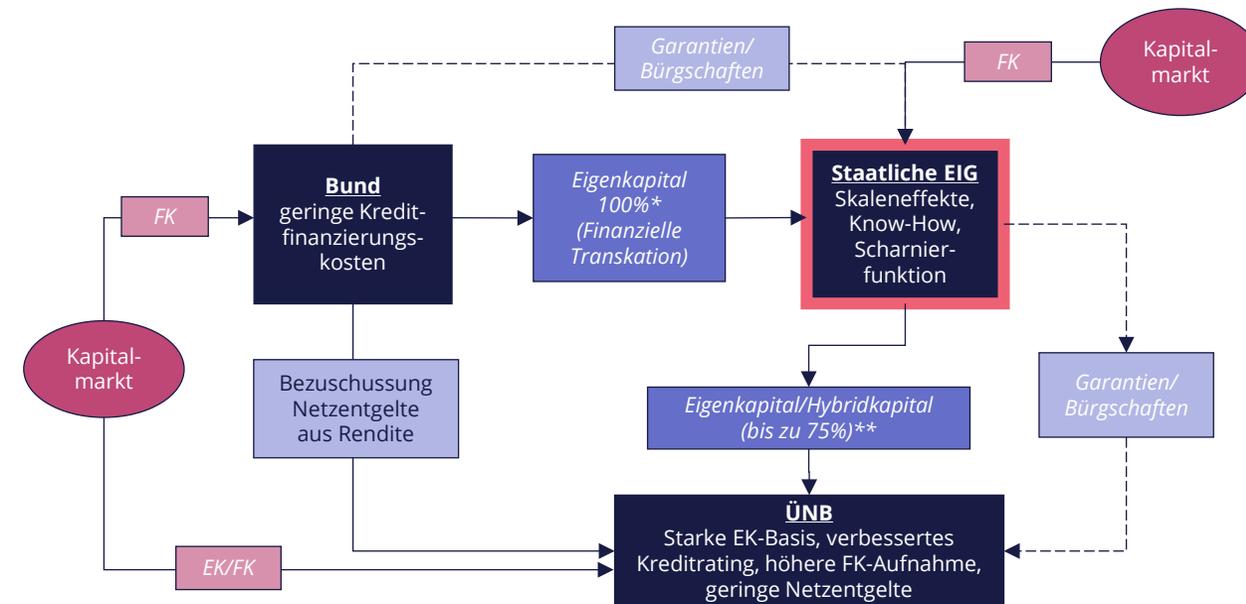
- Eine direkte Netzentgelt-Bezuschussung eines erhöhten EK-Zinses hat regressive Verteilungseffekte
- Beteiligungen des Bundes haben geringe Auswirkung auf Schuldenbelastung zukünftiger Generationen

Resilienz

- Die EIG sichert kritische Infrastruktur vor der unerwünschten Einflussnahme strategischer Investoren (vgl. Einstieg KfW bei 50Hertz)
- Schnelle Kapitalbereitstellung erhöht Planungssicherheit

Finanzierung mittels staatlicher Energieinfrastrukturgesellschaft

Schaubild



Quelle: Dezernat Zukunft

Anmerkung: * Denkbar sind auch private Minderheitsbeteiligungen an der staatlichen EIG, jedoch ist wenig ersichtlich, warum dies direkten Privatbeteiligungen an den ÜNBs vorzuziehen wäre. ** Private Beteiligungen, mindestens in Höhe der Sperrminorität, scheinen sinnvoll, um Effizienzen zu heben

A3: Pauschalisierte Kapitalkostenbestimmung über einen gewichteten Kapitalkostenansatz löst Kapitalengpässe nicht

Die Bundesnetzagentur prüft die Einführung einer pauschalisierten Kapitalkostenbestimmung

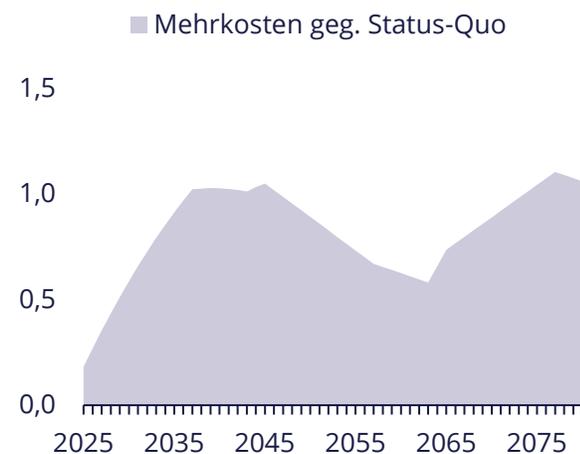
- Bisher werden Fremdkapitalkosten aufwandgleich und Eigenkapital kalkulatorisch vergütet, wobei die kalkulatorische EK-Quote auf 40% gedeckelt wird
- Bei dem neuen Verfahren soll stattdessen ein pauschalisierter Zins ausgezahlt werden, der sich an einem 40/60-Hebel orientiert
- Dies ist grundsätzlich zu begrüßen; damit könnten Unternehmen ihr individuell optimale Kapitalstruktur finden

Die Höhe des EK-Zinses muss auch bei einer WACC-Verzinsung angepasst werden

- Die Kapitalstruktur vor Steuern ist i.W. für die Finanzierungskosten irrelevant (Modigliani-Miller);
- Da eine geringere EK-Quote auch zu geringeren EK-Bedarfen führt und ist sie für Investoren wegen des erhöhten Hebels attraktiver
- Trotzdem berechnet unser Risikomodell, dass auch bei 30/70-Hebeln eine Erhöhung des regulatorischen EK-Zinses um 1,40% notwendig ist
- Die anfallenden Mehrkosten wären dadurch nur wenig geschmälert

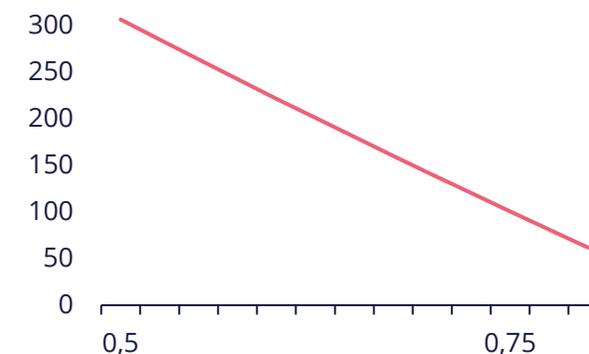
Zusätzliche Ü-Netzkosten bei Erhöhung des EK-Zinses mit WACC-Ansatz

Mrd. Euro, real



Notwendige Erhöhung der EK-Verzinsung in Abhängigkeit der ÜNB-Fremdkapitalquote

Basispunkte



Quelle: Eigene Netzkosten- und Kapitalkostenmodellierung; NEP 2037/45; Macrobond; Preqin

Anmerkungen: Links: Zusätzliche Netzkosten bei einer Erhöhung des EK-Zinses für Neuinvestitionen um 1,40 Prozentpunkte und Verwendung einer 30/70-Kapitalstruktur. Rechts: Notwendige Erhöhung des EK-Zinses in Abhängigkeit der Kapitalstruktur. Eine FK-Quote über 70% ist bei ÜNB aus Risikosicht eher kritisch zu bewerten

A4: Alternatives als Anlageklasse sind attraktiv, doch das Kapital kommt nicht bei den Energienetzen an

Alternatives bleibt eine beliebte Anlageklasse

- Infrastruktur als Assetklasse gehört zu den sogenannten *Alternatives*
- Sie zeichnet sich aus durch stabile, inflationsrobuste Cashflows sowie einer geringen Korrelation zum Aktienmarkt und Business-Cycle
- Institutionelle Fonds investieren seit den Nullerjahren im großen Stil in europäische Infrastruktur
- Mit der ELTIF-Verordnung probiert die EU seit 2015 auch Privatanleger:innen in Alternatives zu holen; zuerst gab es Anlaufschwierigkeiten, doch die ELTIF 2.0 Reform (2024) stellt Manager zufrieden (s. o. l.)

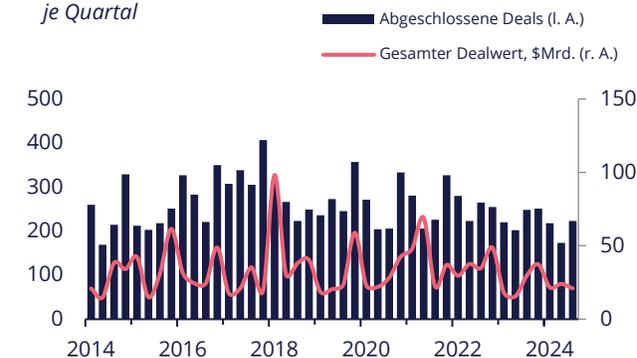
Zu wenig privates Kapital kommt bei der Netzinfrasturktur an

- Während *Alternatives* insgesamt wachsen, stagnieren Investitionen in Infrastruktur (s. o. r.); es profitieren vor allem *Private Equity* und *Private Debt*
- Infrastruktur hat in ihren komparativen Stärken eingebüßt: Seit 2007 fiel ihr Sharpe-Ratio von 1,35 auf 0,82; die Korrelation zum Aktienmarkt steigt an
- Das Investitionsvolumen in Infrastruktur ist beachtlich, doch nicht groß genug angesichts hoher Kapitalbedarfe; Energienetze sind nur ein kleiner Teil davon

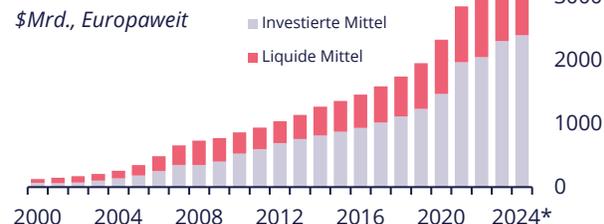
Alternative Investments Fonds für Privatanleger:innen



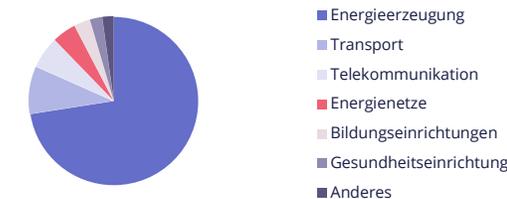
Europäische Infrastrukturdeals je Quartal



Assets Under Management Infrastrukturfonds



Abgeschlossene Deals nach Sektor



Quelle: Preqin Ltd., European Security and Markets Authority

Anmerkungen: Oben Links: Wert 2024 bis November; Unten links: Aggregierte Infrastruktur-AUM aller Fonds in Europa, aufgeteilt in liquide (*Dry Powder*) und bereits investierte Mittel; Oben rechts: Zählung; Unten rechts: Aufschlüsselung der Deals aus obiger Graphik nach Infrastrukturkategorie; *Wert 2024 aus März

A5-1: Das DZ-Modell zur Bepreisung von idiosynkratischen Risiken schätzt ein ÜNB-Risikopremium von 2,24 Prozent

Hintergrund: Als natürliches Monopol, werden Kapitalinvestitionen in das Übertragungsnetz regulatorisch vergütet.

Die BNetzA bestimmt eine Risikoprämie nach §7 StromNEV (5):

(5) Die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln:

1. Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf diesen Märkten;
2. durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten;
3. beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse.

Derzeitige Methodik zur Ermittlung basiert auf einem CAPM. Dies berücksichtigt Punkte 1 und 2, aber nicht Punkt 3.

Grund: Idiosynkratisches Risiko kann in der Regel durch Diversifizierung eliminiert werden. Bei Investitionen in die ÜNB ist das Klumpenrisiko allerdings sehr hoch aufgrund der Höhe der Bedarfe im Vergleich zum Kapitalangebot.

Merksatz: Wenn die Nachfrage (nach Kapital) festgelegt ist, so muss bei der Festlegung des Preises das Angebot mitberücksichtigt werden.

Eigenkapitalzins basierend auf dem CAPM

$$E[R] = R_f + \beta \cdot \text{Marktrisikoprämie} + RP_{idio}$$

↗
↑
↖

StromNEV §7(5) 2.
StromNEV §7 (5) 1.
StromNEV §7 (5) 3.

$$= 2,5 \% + 0,81 \cdot 3,7 \% + 2,24 \% \text{ (Nov24)}$$

Berechnung von RP_{idio} mit DZ-Kapitalmarktmodell

- Portfolio-Optimierung aus Sicht privater Kapitalgeber, es gehört in die Klasse der *Fractional-Kelly*-Kapitalwachstumsmodelle.
- Maximiert langfristige log-Rendite, in der Fundierung damit kompatibel mit CAPM (Rubinstein 1976)
- Kalibrierung auf Basis von vergleichbaren, gelisteten ausländischen ÜNB. Dies entspricht der derzeitigen Methodik der BNetzA zur Kalibrierung des CAPM
- Mehr Details auf den kommenden beiden Folien

A5-2: Finanzmathematik: Die aktuelle Methode zur Bestimmung der regulatorischen EK-Verzinsung

Das Log-Utility-CAPM

- Annahmen: Repräsentativer Konsument mit Nutzenfunktion $u(c_t) = \log(c_t)$, Diskontierungsrate δ , risikofreie Zinsrate r^f , stetige Zeit, keine Blasenterme
- Stochastischer Diskontierungsfaktor $\Lambda_t = e^{-\delta t} \frac{u'(c_t)}{u'(c_0)}$, für jeden Preisprozess X_t gilt

$$X_t = E_t \left[\frac{\Lambda_s}{\Lambda_t} X_s \right], \quad s \geq t,$$

in anderen Worten, $\Lambda_t X_t$ ist ein Martingal (Konsequenz aus Eulergleichung).

- Aus Martingalbedingung für die risikofreie Anleihe folgt $E_t \left[\frac{d\Lambda_t}{\Lambda_t} \right] = -r^f dt$.
- Preis des Marktportfolios M_t ist gleich Wert des gesamten zukünftigen Konsums,

$$M_t = E_t \int_t^\infty \frac{\Lambda_s}{\Lambda_t} c_s ds = \int_t^\infty e^{-\delta(s-t)} \frac{c_t}{c_s} c_s ds = \frac{c_t}{\delta}.$$

- Der stochastische Diskontierungsfaktor ist antiproportional zum Marktportfolio,

$$\Lambda_t = e^{-\delta t} \frac{c_0}{c_t} = \frac{e^{-\delta t} c_0}{\delta M_t},$$

Also folgt mit Itô's Lemma,

$$\frac{d\Lambda_t}{\Lambda_t} = -\delta dt - \frac{dM_t}{M_t} + \frac{dM_t^2}{2M_t^2}.$$

- Aus der Martingalbedingung folgt damit (wieder mit Itô's Lemma):

$$E_t \left[\frac{dX_t}{X_t} \right] - r^f dt = E_t \left[\frac{dX_t}{X_t} \frac{dM_t}{M_t} \right].$$

- Damit folgt für kleine Zeitintervalle,

$$E_t [R_{t+1}^X] - R^f \approx \text{Cov}_t(R_{t+1}^X, R_{t+1}^M) = \beta^X \cdot \text{Var}(R_{t+1}^M) = \beta^X \cdot MRP,$$

mit $\beta^X = \frac{\text{Cov}_t(R_{t+1}^X, R_{t+1}^M)}{\text{Var}(R_{t+1}^M)}$, dem CAPM-Beta und der Marktisikoprämie MRP .

□

(Rubinstein 1976) *The Valuation of Uncertain Income Streams and the Pricing of Options*
(Cochrane 2001) *Asset Pricing*, Kapitel 9.1

Einordnung: Das Capital Asset Pricing Model

- Das CAPM ist das am weitesten genutzte klassische Kapitalmodell. Es wird seit der ersten Regulierungsmethode zur Bestimmung des Wagniszuschlags in der ARegV verwendet.
- Empirisch liegt die CAPM-Rendite in der Regel grob richtig. Strenge statistische Auswertungen hat das CAPM allerdings nie bestanden. Aufgrund seiner Natur kann es nicht für Arbitrage verwendet oder anders eingepreist werden. Deswegen hat es über die Jahrzehnte keine Aussagekraft eingebüßt, anders als kurzfristig bessere Modelle.
- Bisherige gerichtliche Auseinandersetzungen zur EK-Vergütung (OLG Düsseldorf und BGH) zielten vor allem auf die Kalibrierung des CAPMs, nicht auf die funktionale Form.

Diskussion: Verwendung der Log-Utility

- Es gibt mehrere Möglichkeiten, die funktionale Form des CAPM herzuleiten. Wir wählen den Zugang über stetige Zeit und log-Utility. Dies ist von allen Fundierungen die mikroökonomisch realistischste. Sie hat weiterhin die geringsten Zusatzannahmen
- Die vom log-Utility-CAPM vorhergesagte Marktisikoprämie weicht stark von empirischen Beobachtungen ab. Dies trifft allerdings auf alle Fundierungen zu, und findet sich als *Equity Premium Puzzle* in der Literatur.
- Langfristig ist die Maximierung der erwarteten Log-Rendite optimal, weil hier die stochastischen Terme im Zeitverlauf verschwinden (Gesetz der großen Zahlen). Eigentlich haben Konsumenten eine gewisse Risikoaversion, wenn es um ihren eigenen Konsum geht.

A5-3: Finanzmathematik: Unser Model zur Bepreisung idiosynkratischer Risiken bei festem Kapitalangebot

Das DZ-Kelly-Wachstumsmodell

- Annahmen (wie im Log-Utility CAPM): Repräsentativer Investor mit Kapital K_0 maximiert Log-Rendite, risikofreie Zinsrate r^f , stetige Zeit, keine Blasenterme
- Annahme (zusätzlich): Preisprozesse sind geometrische Brownsche Bewegungen
- Dem Investor stehen zwei Investitionsmöglichkeiten zur Auswahl: X_t , dem Einzelinvestment (hier: Netzinvestitionen), und Y_t , der Alternative (hier: ein diversifiziertes Infrastrukturportfolio). Ihre Diffusionsgleichungen sind

$$\frac{dX_t}{X_t} = \mu^X dt + \beta^X \sigma dW_t + \tilde{\sigma} d\tilde{W}_t,$$

$$\frac{dY_t}{Y_t} = \mu^Y dt + \beta^Y \sigma dW_t.$$

Hierbei sind W_t und \tilde{W}_t orthogonale Wiener-Prozesse. Dies kann o.B.d.A. durch ein Gram-Schmidt-Verfahren hergestellt werden. Wir interpretieren σW_t als Marktrisiko und $\tilde{\sigma} \tilde{W}_t$ als nicht-diversifizierbares, idiosynkratisches Risiko.

- Der Investor wählt ein Portfolio der Form $P(f)_t = fX_t + (1-f)Y_t$. Er löst also

$$\max_f E_0[\log P(f)_t] = \max_f f\mu^X + (1-f)\mu^Y - (f\beta^X + (1-f)\beta^Y)^2 \frac{\sigma^2}{2} - (f\beta^X)^2 \frac{\tilde{\sigma}^2}{2}.$$

Die Lösung ist

$$f^* = \frac{\mu^X - \mu^Y - (\beta^X - \beta^Y)\beta^Y \sigma^2}{\tilde{\sigma}^2 + (\beta^X - \beta^Y)^2 \sigma^2}$$

- Bei Investitionsbedarfen I und zur Verfügung stehendem Kapital K_0 , lösen wir

$$I = f^* K_0. *$$

- Dies können wir nun nach μ^X auflösen, um die nötige Verzinsung zu berechnen,

$$\mu^X = (\tilde{\sigma}^2 + (\beta^X - \beta^Y)^2 \sigma^2) \frac{I}{K_0} + \mu^Y + (\beta^X - \beta^Y) \beta^Y \sigma^2.$$

□

CAPM versus Kelly-Wachstumsmodell

- Das CAPM erklärt den stochastischen Diskontierungsfaktor. Es gibt eine Antwort auf die Frage, welchen Preis man bereit ist für unsichere Investments zu zahlen, in Anbetracht wie es sich auf den Konsum heute und in der Zukunft auswirkt.
- Unser Kelly-Modell beantwortet die Frage: Gegeben mehrere Investitionsalternativen, wie soll man einen festen Investitionsbetrag aufteilen.
- Beide Modelle beantworten etwas unterschiedliche Fragen. Es liegen allerdings die gleichen ökonomischen Annahmen zu Grunde.

Kalibrierung

- Wo möglich, orientieren wir uns an (Frontier, Randl, Zechner 2021) *Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern*. Dies ist die Grundlage für die bisherigen Beschlüsse der Bundesnetzagentur
- Für β^X , σ , $\tilde{\sigma}$ rechnen wir mit den Börsenkursen ausländischer, gelisteter Übertragungsnetzbetreiber (Shortlist wie im Gutachten)
- Für μ^Y , β^Y und K_0 nutzen wir Daten über in Europa tätige Infrastrukturfonds von Preqin Ltd.
- I entspricht den Eigenkapitalbedarfen nach Netzentwicklungsplan.

* Empirisch wird statt dem obigen f^* mit einem festem Vielfachen rf^* mit $0 < r < 1$ gerechnet (*Fractional-Kelly*). Der Grund: Missparametrisierungen in beide Richtungen führen zu geringeren Renditen, eine Überbewertung erhöht aber das Risiko, während eine Unterbewertung sie absenkt. Siehe (MacLean, Thorp, Ziemba 2010) *The Kelly Capital Growth Investment Criterion*. Wir rechnen mit $r = 0,5$, die Ergebnisse sind allerdings robust auf Änderungen von r .

Kontakt

Axel Kölschbach Ortego, Economist

Email: axel.koelschbach@dezernatzukunft.org

Janek Steitz, Direktor Klima

Email: janek.steitz@dezernatzukunft.org