

Eigenkapitalverzinsung bei Netzbetreibern aus Sicht von Investoren

Ludwig Einhellig, Andreas Herzig, Stefan Lares und Theresa Rainer

Die aktuelle Diskussion um das Festlegungsverfahren für die Eigenkapitalrenditen für Investitionen in die Strom- und Gasnetze verfolgen Investoren mit großem Interesse. Um diese Investitionsmöglichkeiten im regulierten Umfeld und mögliche Alternativen – sozusagen als verfügbares Angebot am Kapitalmarkt – besser einschätzen zu können, müssen zunächst in Frage kommende Anlageklassen und auch die Nachfrage beleuchtet werden. Die Verfügbarkeit von ausreichend Kapital für die Aufgaben des Netzbetreibers hängt dabei wesentlich von der Stabilität des Regulierungsrahmens und der erzielbaren Rendite ab.

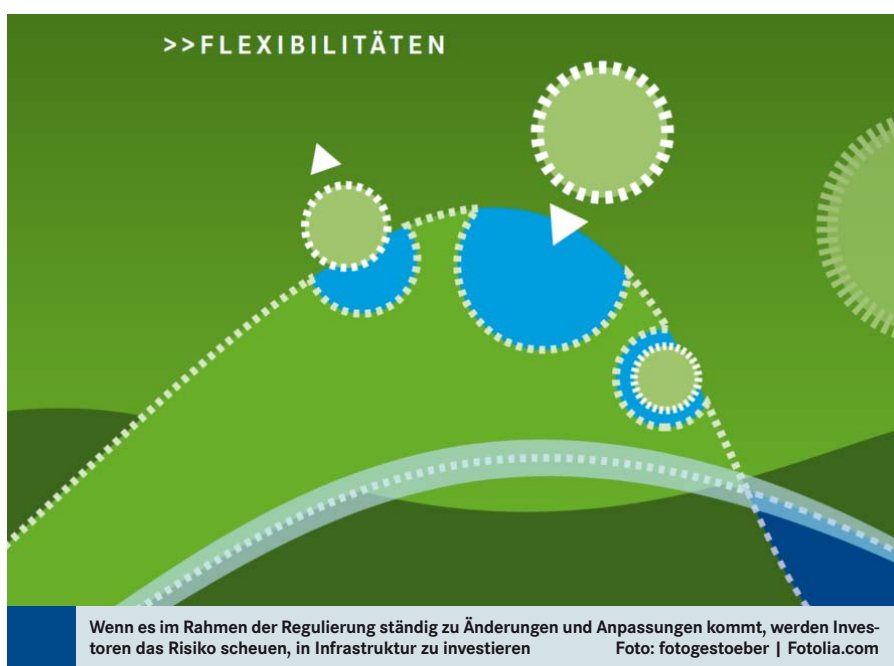
Die Bundesnetzagentur (BNetzA) wartet derzeit auf Vorschläge der Branche, die für die sachgerechte Festlegung der Höhe der Eigenkapitalverzinsung dienlich sind. In Vorbereitung auf das Festlegungsverfahren wird im Auftrag der BNetzA ein Gutachten zur Bestimmung des Wagniszuschlags erstellt. Die Ergebnisse des Gutachtens münden in der Festlegung der Eigenkapitalzinsätze für die dritte Regulierungsperiode der Strom- und Gasnetzbetreiber, die für Herbst 2016 vorgesehen ist. Da für die Umsetzung der Energiewende viel Kapital notwendig ist, bedarf es geeigneter und rentabler Finanzierungsinstrumente.

Anlageklassen

Mithilfe sog. Anlageklassen [1] nimmt die Finanzwirtschaft eine Einteilung des Kapitalmarktes in unterschiedliche Anlagesegmente vor. Die hierfür zulässigen Kategorien lassen sich wiederum zu einzelnen Gruppen nach unterschiedlichen Kriterien zusammenfassen. Bei der Suche nach Anlagemöglichkeiten können Investoren einerseits nach ihrem Risiko- und Renditeprofil differenzieren [2]. Daraus folgt die Unterscheidung in

- zinstragende Anlageklassen,
- dividendentragende Assetklassen,
- Investments, die Immobilienerträge erwirtschaften,
- Investments, die vom Kreditrisiko und -ertrag Dritter abhängen,
- Investments mit Referenzierung auf Rohstoffpreisentwicklungen und
- Mischarten unter den vorgenannten.

Andererseits ist es auch möglich, Anlageklassen nach dem Grad ihrer Sicherheit zu



gruppieren. Die Anlageverordnung (AnIV) [3] ist jedoch weder in die eine noch in die andere Richtung stringent, was nach Aussage des Schrifttums eine exakte Differenzierung in Einzelfällen erschwert [4]. § 54 Abs. 2 VAG [5] und § 2 Abs. 1 AnIV teilen in folgende Anlageklassen ein [6]:

- Darlehen, Schuldverschreibungen und Genussrechte (Nr. 3-9);
- Asset-Backed-Securities und Credit-Linked-Notes (Nr. 10);
- Schuldbuchforderungen (Nr. 11);
- Aktien und Beteiligungen (Nr. 12 und 13);
- Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte, Grundstücksgesellschaften, Aktien an REIT-AGs (Nr. 14);
- In- und ausländische Investmentvermögen (Nr. 15-17);

■ laufende Guthaben und Anlagen bei Kreditinstituten (Nr. 18).

Spannungsfeld zwischen den Kriterien für eine Investitionsentscheidung

Auch das sog. „magische Dreieck der Vermögensanlage“ dient Investoren als Anhaltspunkt zur Einordnung einer Anlage. Es erfasst drei konkurrierende Ziele [7]:

- *Sicherheit* steht für den Werterhalt einer Anlage. Das bedeutet, es sollte möglich sein, im Veräußerungsfall den Wert der ursprünglichen Investitionsausgaben wieder zurückzuerhalten.
- Der Faktor *Liquidität* meint allgemein Zahlungsfähigkeit. Die Liquidität einer Kapitalanlage beschreibt dabei die Geschwin-

digkeit, mit der Anleger die Investition wieder veräußern können.

■ Der dritte Parameter, *Rentabilität*, ergibt sich aus den Erträgen einer Anlage. Dies können direkte Auszahlungen, aber auch Wertsteigerungen sein.

Investitionskriterien potenzieller Investoren

Die Ausprägung der Kriterien variiert bspw. nach bevorzugter Kapitalart (Eigen-, Fremd-, oder Mezzanine-Kapital), präferierter Risiko-Rendite-Profilen, Investitionshorizonten sowie Investitionsvolumina. Neben Banken und Versicherungen sind auch Pensionskassen und Versorgungswerke, Stiftungen, die öffentliche Hand, Unternehmen sowie sog. Sovereign Wealth Funds potenzielle Investorengruppen. Sie alle unterliegen im Hinblick auf ihre Investitionstätigkeit folgenden Präferenzen [8]:

- hohe Investitionsvolumina;
- langfristiger Investitionshorizont;
- stabile Renditen;
- geringe Volatilität;
- gute Prognostizierbarkeit;
- beschränkter Wettbewerb für angebotene Assets (natürliche Monopole);
- unelastische Nachfrage der Nutzer (nachhaltige Notwendigkeit des Angebots).

Diese Präferenzen werden im Allgemeinen durch Investitionen in volkswirtschaftliche Infrastruktur erfüllt [9], welche langfristig angelegt, gering volatil, gut prognostizierbar und renditestabil sind. Meist handelt es sich – wie im Bereich der Energienetze – um natürliche Monopole, die hohe Markteintrittsbarrieren haben, da ein Anbieter das nachgefragte Gut günstiger alleine anbieten kann als mehrere Unternehmen zusammen. Ein weiterer positiver Aspekt bei Infrastrukturinvestitionen ist die unelastische und nachhaltige Nachfrage seitens der Nutzer.

Finanzierungsinstrumente im Infrastrukturbereich und Investitionsalternativen

Investitionen in Netzbetreiber können aus Investorensicht sowohl im Greenfield- (Projektierung und Bau einer Leitung) – wie auch im Brownfield-Bereich (Investition in bestehende Netzinfrastruktur) getätigt werden.

Fremdkapitalbasierte Investitionen erfolgen über Kredite oder Anleihen, wobei letztere dabei – wie auch Aktien – einen eher indirekten Investitionsbezug aufweisen, da nicht in einzelne Projekte, wie bspw. den Bau eines spezifischen Leitungsabschnitts, sondern in allgemeine Refinanzierung investiert wird. Anders verhält es sich bei sog. Projektbonds, bei welchen die Investition an konkrete Infrastrukturprojekte gebunden ist.

Für die Angebotsklasse Infrastrukturen besteht in der Literatur keine endgültige Einigkeit über die exakte Zuordnung unterschiedlicher Finanzierungsinstrumente zu allgemein gültigen Oberkategorien. Anlagen in diesem Bereich können aus unserer Sicht aber im Prinzip wie in Abb. 1 dargestellt werden.

Laut einer OECD-Studie [10] zur Auswertung des globalen Infrastruktursektors erfüllen nicht alle dargestellten Optionen die Anforderungen, die institutionelle Anleger stellen. Gemäß OECD ist nicht gehandeltes Eigenkapital in Form von Direktinvestitionen (un-

listed equity) aber das beliebteste Investitionsinstrument für institutionelle Investoren. Bei Beteiligungen stehen sowohl Direktinvestitionen in sog. unlisted infrastructure oder Investitionen in unlisted infrastructure funds zur Auswahl. Allerdings sind diese deutlich komplexer, haben einen längerfristigen Investitionshorizont und erfordern zudem höhere Investitionssummen als Aktien.

Risiken von Infrastrukturinvestitionen

Die bestehenden Infrastrukturrisiken können – zusätzlich zu klassischen Projektrisiken wie Konstruktions-, technischen oder operationellen Risiken – folgendermaßen klassifiziert werden [11]:

■ *Liquiditätsrisiko*: Da Infrastrukturinvestitionen üblicherweise auf langfristige Planungs- und Nutzungsphasen angelegt und von hohem Volumen sind, ist es für Anleger bei Bedarf entsprechend schwierig, die Investition zeitnah zu veräußern. Sie haben somit ein erhöhtes Liquiditätsrisiko.



Abb. 1 Klassifizierung unterschiedlicher Infrastrukturinvestments bei institutionellen Investoren in Deutschland
Quelle: eigene Darstellung nach [18]

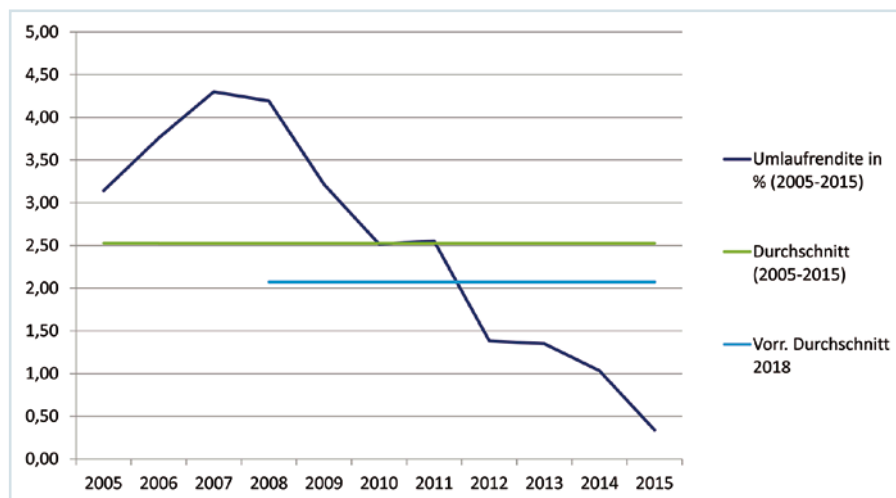


Abb. 2 Tägliche Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten
Quelle: eigene Darstellung; Daten: Deutsche Bundesbank Kapitalmarktstatistik

■ **Regulatorisches und politisches Risiko:** Einige Infrastrukturprojekte, wie bspw. die Instandhaltung der Stromnetze (Brownfield), unterliegen der staatlichen Regulierung. Sie werden von Investoren als sichere Anlage empfunden. Falls der Regulator sich jedoch von einer zur nächsten Regulierungsperiode entschließt, die Rendite abzusenken, oder rückwirkende Änderungen wirksam werden, ist die vermeintliche Sicherheit dahin.

■ **Öffentliche Proteste:** Im Rahmen des geplanten Ausbaus der Höchstspannungstrassen gibt es insbesondere in Deutschland massiven Widerstand gegen den Bau der Leitungen. Falls diese Proteste auf Seiten der Politik zu einem Kurswechsel führen – bspw. dem Baustopp einer Leitung (Greenfield) – bedeutet dies ein nicht unerhebliches Risiko für Investoren bzw. kann dies zu hohen Mehrkosten führen, wie das aktuelle Beispiel „Erdverkabelung“ zeigt.

■ **Zinsänderungsrisiko:** Aufgrund der Tatsache, dass Infrastrukturinvestitionen einen hohen Anteil an Fremdkapital beinhalten, hängt die Gesamtinvestitionsrendite auch direkt von der allgemeinen Zinsentwicklung ab. Das Risiko besteht nämlich darin, dass die Fremdkapitalzinsen des investierten Kapitals nicht für die Dauer des Investitionsvorhabens fixiert bleiben.

Auch wenn die Infrastruktur in Europa bereits einen hohen Reifegrad aufweist und das Risiko von Investitionen in diesem Bereich im Vergleich zu Schwellenländern relativ gering ist, beträgt der Anteil der Infrastrukturinvestitionen bei Europäischen

Pensionsfonds aktuell nur ca. 1-3 % [12]. Bereits aktiver in diesem Bereich sind kanadische und australische, aber auch US-Pensionsfonds, welche einen deutlich höheren Infrastrukturanteil von ca. 5-10 % am Investitionsvolumen aufweisen [13]. Möglicherweise lassen sich in weniger stabilen Regionen, wie Entwicklungs- oder Schwellenländern, aufgrund der erhöhten Investitionsrisiken höhere Renditen erzielen, allerdings wird vermutet, dass das Kriterium Stabilität höher gewichtet wird.

Erzielbare Verzinsung des eingesetzten Kapitals

Im Herbst 2011 wurde durch die Beschlusskammer 4 der BNetzA ein einheitlicher Eigenkapitalzinssatz für Netzbetreiber von Strom- und Gasnetzen [14] für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode festgelegt. Dieser liegt für diesen Zeitraum

- für Neuanlagen bei 9,05 % vor Körperschaftsteuer (7,39 % nach Steuern), bzw.
- für Altanlagen bei 7,14 % vor Körperschaftsteuer (5,83 % nach Steuern).

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung wurde – im Vergleich zur ersten Periode – damit abgesenkt. Sie setzt sich aber weiterhin aus zwei Komponenten zusammen, dem risikolosen Basiszins (3,80 %) und dem Wagniszuschlag (3,59 %), also dem Zuschlag, den ein Investor fordert, um in Strom- und Gasnetze anstatt in ein risikoloses Alternativprojekt zu investieren.

Bei der Bestimmung des Wagniszuschlages sind die Verhältnisse auf nationalen und internationalen Kapitalmärkten, die durchschnittliche Verzinsung von Netzbetreibern auf ausländischen Märkten sowie beobachtbare und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse zu berücksichtigen. Der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ergibt sich als Produkt aus der Marktrisikoprämie und dem Risikofaktor. Die Marktrisikoprämie wird auf der Grundlage historischer Zeitreihen ermittelt.

Damit für Netzbetreiber auch künftig ausreichend Kapital von Investoren für den Ausbau der Netzinfrastruktur zur Verfügung steht, muss der Eigenkapitalzinssatz zumindest geeignet sein, eine entsprechende Allokationswirkung zu entfalten. Veranschaulicht man – ausgehend von Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – die letzten zehn Jahre (2005-2015) wie in Abb. 2, zeigt sich, dass der Zinssatz 2015 bei nur 0,3 % sowie der durchschnittliche Zinssatz bei 2,5 % lag. Der Verlauf in den letzten Jahren zeigt einen deutlichen Rückgang des Zinssatzes von einem Niveau von 4,2 % im Jahr 2008 auf ein Niveau von 0,3 % im Jahr 2015. Ein Durchschlagen dieser kurzfristigen Absenkung des Zinsniveaus auf die künftigen kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze deutscher Netzbetreiber, deren Investoren eine langfristig orientierte stabile Rendite erwarten, würde allerdings einen Nachteil im internationalen Wettbewerb um Kapital bedeuten.

Das Council of European Energy Regulators (CEER) hat jüngst die Investitionsbedingungen in europäische Elektrizitäts- und Gasnetze untersucht und darauf hingewiesen, dass die für Investoren wichtigen Kriterien wie „Stabilität des regulatorischen Rahmens“ und „regulatorische Verfahren“ schwer messbar und damit schwierig untersuchbar sind. Das wäre aber notwendig, um neben der Darlegung unterschiedlicher Kalkulationsmethoden zur Festlegung der Verzinsung einen echten Vergleich zwischen den europäischen Verzinsungen ziehen zu können [16].

Die tatsächlich in Deutschland erreichbare Verzinsung ist aber sehr individuell und verschieden. Der Zusammenhang der Kos-

tenbasis in Umfang und Zeitpunkt sowie die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Eigenkapitalrendite erweisen sich nämlich als überaus komplex, da zahlreiche einzelne Komponenten der Anreizregulierung teilweise positiv oder auch negativ auf die Eigenkapitalrendite im Vergleich zur kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung einwirken [15].

Da die von der BNetzA bislang praktizierte Kapitalkostenkalkulation Inkonsistenzen aufweist, kann die theoretisch erzielbare Verzinsung allerdings von vielen Unternehmen nicht erreicht werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Einbeziehung des Umlaufvermögens sowie der Anlagenzugänge aus neuen Investitionen unvollständig in der Verzinsungsbasis erfasst werden und die kalkulatorische Gewerbesteuer mithilfe eines Eigenkapitalzinssatzes nach Abzug der Gewerbesteuer ermittelt wird [17].

Auswirkung der Eigenkapitalverzinsung auf die „Refinanzierung“ am Kapitalmarkt

Die aktuellen Herausforderungen in der Branche lassen nicht erwarten, dass der Druck auf die Geschäftsbilanzen in Zukunft wieder abnehmen wird. Auch für reine Netzbetreiber könnten Refinanzierungsprozesse und neue Investitionsprojekte schwieriger werden. Weil im Unternehmensbesitz befindliches Kapital nicht ausreicht, um die anstehenden umfangreichen Investitionen zu finanzieren, sind die deutschen Netzbetreiber auf die Bereitstellung von weiterem Kapital aus dem Markt angewiesen.

Wenn es im Rahmen der Regulierung jährlich viele kleine Änderungen und Anpassungen gibt und es zudem absehbar ist, dass die Parameter, die Eingang in das Festlegungsverfahren für den Eigenkapitalzins finden, im Trend absinken, ist davon auszugehen, dass der bewertende Bereich im Kreditwesen einer Bank diese Änderung als eher risikoerhöhend bei Kreditvergabeentscheidung einstufen wird. Irgendwann könnte der Verschuldungsgrad sogar so groß werden, dass die Ertrags- bzw. Liquiditätskennziffern im Grenzbereich von Kennzahlenausprägungen der internen Risikobewertung der Banken liegen. Wenn dann tatsächlich die Kreditbereitschaft

sinkt bzw. die Fremdkapitalzinsen aufgrund von Risikozuschlägen steigen, werden die Unternehmen ihren Finanzbedarf ohne unterstützende Maßnahmen seitens der Gesellschafter nur noch in geringerem Maße über typisches Bankenfremdkapital überhaupt decken können.

Im Fall der Finanzierung über die Emission von Anleihen kommt hinzu, dass der Zugang zu einer ausreichend großen Investorengruppe von der Risikoeinschätzung der Ratingagenturen u. a. über das regulatorische Umfeld und die erzielbare Eigenkapitalrendite (Anteil in den Rating-Kennzahlen von 40 %) abhängig ist. Deutliche Änderungen dieser Kriterien führen zu einer Verschlechterung der Bonitätseinschätzung des Netzbetreibers.

Fazit

Wenn aufgrund einer Absenkung des Eigenkapitalzinssatzes bei den Elektrizitäts- und Gasnetzen Investitionsalternativen bei vergleichbarer Risikostruktur höhere Renditen erwarten lassen, werden Investoren bei einem nicht wettbewerbsfähigen Eigenkapitalzinssatz zukünftig nicht mehr bereit sein, in Netzbetreiber zu investieren. Der hierdurch automatisch steigende Verschuldungsgrad sowie potenziell verschlechterte Rating-Einstufungen können dann dazu führen, dass die Fremdkapitalkosten für Netzbetreiber deutlich steigen bzw. eine Kapitalbereitstellung deutlich schwieriger wird.

Aufgrund dieser verketteten Effekte werden gut informierte Investoren – vor die Wahl unterschiedlich attraktiver Investitionsmöglichkeiten im Infrastruktursegment gestellt – dann weiter vermehrt und präferiert in zu deutschen Energienetzen alternative Anlagemöglichkeiten in anderen Infrastrukturbereichen mit attraktiveren Zinssätzen investieren. Diese Situation sollte man im Hinblick auf den notwendigen Netzausbau in Deutschland vermeiden.

Anmerkungen

[1] Auch Assetklasse oder Asset Class; das englische Wort *asset* bedeutet Anlage oder Anlagensektor.

[2] Vgl. Berger, M.; Ott, P.: § 8 Solvabilität, Kapitalanlage und Rechnungslegung In: Bürkle, J. (Hrsg.): *Compliance in Versicherungsunternehmen – Rechtliche*

Anforderungen und Praktische Umsetzung. 2. Aufl., Stuttgart 2015, Rn 64.

[3] Anlageverordnung vom 20.12.2001 (BGBl. I S. 3913), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 3.3.2015 (BGBl. I S. 188) geändert worden ist.

[4] Vgl. Berger/Ott (siehe Fn. [2]), Rn 64.

[5] Versicherungsaufsichtsgesetz (VAG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 17.12.1992 (BGBl. 1992 I S. 2), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 7 des Gesetzes vom 12.6.2015 (BGBl. I S. 926) geändert worden ist.

[6] Die Nummerierung bezieht sich auf diejenige nach § 2 AnlV.

[7] Vgl. Nobbe, G.; Zahrtke, K.: *Anlageberatung*. In: Schmidt, K. (Hrsg.): *Münchener Kommentar zum Handelsgesetzbuch*. München 2014, § 54 VAG, Rn 11.

[8] Vgl. Schumacher, C.; Bäumer, H.: *Anforderungen institutioneller Investoren an Infrastrukturinvestments*. In: Kleine, J.; Schulz, T. C.; Krautbauer, M. (Hrsg.): *Infrastrukturinvestments*. Wiesbaden 2015, S. 71.

[9] Vgl. OECD: *Pension Funds Investment in Infrastructure – a survey*. Washington 2011, S. 28; OECD: *Pooling of institutional investors capital – selected case studies in unlisted equity infrastructure*. Washington 2014, S. 16 sowie Inderst, G.: *Infrastructure as an asset class*, in: *EIB papers*, Volume 15 (2010) Nr. 1, S. 72 f.

[10] Vgl. OECD: *Pooling* (siehe Fn. [9]).

[11] Vgl. Buchner, A.; Wagner, N.: *Definition der Assetklasse Infrastruktur – Klassifizierung und Investitionsoptionen*. In: Kleine et al. (siehe Fn. [8]), S. 1-7.

[12] Vgl. OECD: *Pooling* (siehe Fn. [9]), S. 20.

[13] Vgl. Inderst, G.; Della Croce, R.: *Pension Fund Investment in Infrastructure: A Comparison Between Australia and Canada*. OECD Working Papers on Finance, Insurance and Private Pensions. Washington 2013, Nr. 32, S. 14 und auch OECD: *Pooling* (siehe Fn. [9]), S. 20.

[14] Vgl. Bundesnetzagentur: *Beschluss vom 31.10.2011*, BK4-11-303.

[15] Büdenbender, U.: *Die Angemessenheit der Eigenkapitalrendite im Rahmen der Anreizregulierung von Netzentgelten in der Energiewirtschaft*. Essen 2011.

[16] Council of European Energy Regulators (CEER): *CEER Report on Investment Conditions in European Countries*. Brüssel 2016.

[17] Vgl. ausführlich dazu Schnabel, S.; Haubold, S.: *Reformbedarf bei der Kapitalkostenkalkulation der Netzbetreiber*. In: „et“, 65. Jg. (2015) Heft 6, S. 72-78.

[18] Kleine et al. (siehe Fn. [8]), S. 98.

L. Einhellig, Leiter Smart Grid, Deloitte, München; A. Herzig, Partner Enterprise Risk Services, Deloitte, Stuttgart; S. Lares, Director Energy & Resources, Deloitte, Stuttgart; T. Rainer, Industry Expert Smart Grid, Deloitte, München
LEinellig@deloitte.de

Was wir mit dem Netzentgelt bezahlen

Christoph Müller

Seit einigen Jahren zeigt die Entwicklung der Netzentgelte einen deutlich steigenden Trend. Eigentlich ist dies überraschend, denn nach dem Regime der Anreizregulierungsverordnung sollten sich die Erlöse maximal um die Inflation minus eines allgemeinen und eines individuellen X-Faktors erhöhen. Die Ursache dafür sind die vielfältigen politischen Sonderlasten, die mittlerweile über die Netzentgelte gewälzt werden. Ihren Anteil zu errechnen, ist aber nicht leicht zu bewerkstelligen, denn eine bundesweite Statistik dieser Sonderlasten im Netzentgelt gibt es nicht. Über diverse Veröffentlichungen und Aussagen in öffentlichen Reden lässt sich aber, wie hier in diesem Artikel vorgenommen, eine Gesamtrechnung rekonstruieren.

Bei der niedrigen Inflation der letzten Jahre und einem davon noch abzuziehenden allgemeinen X-Faktor, der bei 1,5 %-Punkten liegt, ist nicht spontan ersichtlich, wo die großen Erhöhungen herkommen können. Ein genauer Blick auf das Problem zeigt aber dennoch den Grund dafür: In den letzten Jahren wurden verschiedene neue Abgaben eingeführt, die für den Kunden so kryptisch wie teuer sind: Offshore-Haftungsumlage, Umlage für abschaltbare Lasten, Umlage nach § 19 StromNEV.

Zusammen mit der Konzessionsabgabe, KWKG-Umlage, EEG-Umlage, Stromsteuer und zu all dem noch der Mehrwertsteuer kann die Sorge aufkommen, dass nicht nur die Finanz-, sondern auch die Akzeptanzgrenze der Stromkunden erreicht wird. Daher ist ein neuer Trend zu erkennen: Zunehmend werden die Kosten energiepolitischer Maßnahmen nicht mehr explizit über gesonderte Abgaben, sondern implizit und versteckt über die Netzentgelte an die Kunden gewälzt. Die Folge sind steigende Netzentgelte. Diese steigen dann aber nicht, weil mehr in die Netzinfrastruktur investiert wird, sondern weil sich mehr und mehr Effekte der Energiewende in den Netzentgelten abbilden.

Was bezahlt wird

Als erste und zurzeit am stärksten steigende Position sind die Kosten für den sog. *Redispatch* zu nennen. In Folge des Ausbaus der erneuerbaren Energien müssen die Übertragungsnetzbetreiber immer häufiger in die geplante Fahrweise der Kraftwerke eingreifen. Dies erzeugt Kosten, die den Kraftwerksbetreibern zu erstatten sind. Für das Jahr 2014 nannte die Bundesnetzagentur hier noch Kosten von rund 187 Mio. € [1]. Anfang 2016 wurde dann von Kosten von

1 Mrd. € gesprochen, wobei 1,5 Mrd. € als zu erwartende Größe in Aussicht gestellt wurden [2].

Diese Kosten werden über die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber, in denen sie nicht gesondert ausgewiesen werden, an die Endkunden weitergegeben. Die Kosten für Redispatch werden dabei nicht bundesweit ausgeglichen, d. h. in den vier Regelzonen von TenneT, Amprion, 50Hertz und TransnetBW gibt es unterschiedliche Belastungen aus den Redispatch-Kosten im Netzentgelt.

Eine weitere große Position sind die Kosten für *vermiedene Netzentgelte*. Dezentrale Einspeisung reduziert den Bezug aus dem vorgelagerten Netz und spart damit dem Anschlussnetzbetreiber der dezentralen Anlage Netzentgelte. Ob tatsächlich auch Netzkosten im Netz gespart werden, steht auf einem ganz anderen Blatt. Bei erneuerbaren Energien ist dies aufgrund der fluktuierenden, d. h. wetterabhängigen und daher unsicheren Einspeisung regelmäßig nicht der Fall. Teilweise „besteht“ der entlastende Effekt auch nur in der Abrechnung: Für kleine Anlagen, insbesondere PV-Erzeugung, wird die erzeugte Jahresmenge in eine Bandlieferung umgerechnet und die Last dieses Bandes als zu vergütender Leistungsbeitrag zur Ermittlung der dezentralen Einspeisevergütung angenommen.

In Summe wurden im letzten Jahr ca. 750 Mio. € Vergütung für vermiedene Netzentgelte letztlich an den EEG-Umlage-topf gezahlt [3]. Diese Vergütung wird über die Netzentgelte weitergegeben und variiert von Verteilnetzbetreiber zu Verteilnetzbetreiber. Stadtnetze (d. h. Stadtwerke) sind hier in der Regel weniger betroffen, ländliche Netzbetreiber mehr. Die Vergütung der vermiedenen Netzentgelte ist einer der

Hauptgründe für das Auseinanderlaufen von Netzentgelten zwischen Stadt- und Land-Netzbetreibern.

Eine in den Netzentgelten versteckte Abgabe, die bundesweit einheitlich ist, sind die Zahlungen für die *Offshore-Netzanbindung*. Die Anbindung der Offshore-Windparks ist von den Übertragungsnetzbetreibern zu erbringen, konkret von den „Küsten-Übertragungsnetzbetreibern“ TenneT und 50Hertz. Da die Kosten für eine Seekabelanbindung erheblich sind, werden sie bundesweit sozialisiert und damit auch von den „Süßwasser-Übertragungsnetzbetreibern“ Amprion und TransnetBW getragen. Im Jahr 2014 wurden hier bundesweit rund 750 Mio. € gewälzt [4].

Die verschiedenen *Kraftwerksreserven* werden ebenfalls über die Netzentgelte verrechnet, wobei hier die Regelungen für den nationalen Ausgleich unterschiedlich sind. Die aus der Reservekraftwerksverordnung kommende Netzreserve, aktuell bundesweit in Summe ca. 122 Mio. € [5], wird nicht bundesweit umgelegt. Diese belastet damit die Netzkunden in der Regelzone desjenigen Übertragungsnetzbetreibers, in dem die Reservekraftwerke liegen bzw. welcher die Erzeugungskapazitäten für die Netzreserve kontrahiert hat. Die mit dem Strommarktgesetz hinzukommende „Kapazitätsreserve“ und die „Klimareserve“ sollen dagegen bundesweit ausgeglichen werden. Da letztere Reserven gerade erst eingeführt werden, wird für diese in den Netzentgelten noch nichts verrechnet.

Hinzu kommen weitere Positionen. Für das *EEG-Einspeisemanagement*, d. h. für den Ersatz von ausfallenden Vergütungen aufgrund von Eingriffen der Netzbetreiber in die Erzeugung von EEG-Anlagen, fielen im

vergangenen Jahr geschätzt rund 300 Mio. € an [6]. Die Kosten für die *Systemstabilitätsverordnung* werden aktuell noch mit ca. 10 Mio. € in den Netzentgelten gewälzt. Beide Positionen sind für jeden Netzbetreiber individuell und werden nicht bundesweit sozialisiert. Auch hier sind ländliche Netzbetreiber aufgrund der höheren Zahl von EEG-Anlagen, die an ihr Netz angeschlossen sind, stärker belastet.

In Summe und im Verhältnis

Betrachtet man die einzelnen Positionen, fällt zunächst auf, dass es keinen roten Faden oder ein großes Konzept zu geben scheint, was mit welcher Logik über die Netzentgelte gewälzt wird. Augenfällig wird dies bei den Kraftwerksreserven. Eine „Netzreserve“, also ein Kraftwerksblock, der insbesondere bei Netzengpässen helfen kann, kann natürlich auch immer als Kapazitätsreserve eingesetzt werden, also bei allgemeinen Knappheitssituationen in der Erzeugung. Die Netzreserve ist hier ein „Zusatznutzen“ gegenüber dem „Grundnutzen“ der Kapazitätsreserve. Obwohl der Grundnutzen allen Netznutzern zugutekommt, zahlen die Netzreserve nur die Netznutzer, die auch den Zusatznutzen bekommen (wenn man für einen Moment den Zusatznutzen Netzreserve als solchen akzeptiert). Warum die Netzreserve regional, die Kapazitätsreserve aber bundesweit gewälzt werden soll, ist daher nicht einsichtig.

Weiterhin ist offensichtlich, dass das Sammelsurium der impliziten Abgaben im Netzentgelt eine beträchtliche Größe angenommen hat. In Summe wurden im letzten Jahr fast 3 Mrd. € über die Netzentgelte an Kunden verrechnet, die nichts mit der originären Bereitstellung der Netzinfrastruktur zu tun hatten. Um diese Summe im Netzgeschäft einmal in ein Verhältnis zu setzen: Bei überschlägiger Rechnung, unterstellt 40 Jahre Abschreibung und 5 % Verzinsung, reichen 3 Mrd. € annuitätischer Kapitaldienst für ein Investitionsvolumen von rund 40 Mrd. €, also fast 50 % mehr als der gesamte Netzausbau, der laut dena zur Integration der erneuerbaren Energien in das Verteilnetz bis 2030 nötig ist [7]. Auch bezogen auf die grundsätzliche Höhe der Netzentgelte sind die 3 Mrd. € eine relevante Zahl: Unterstellt man eine Summe für die

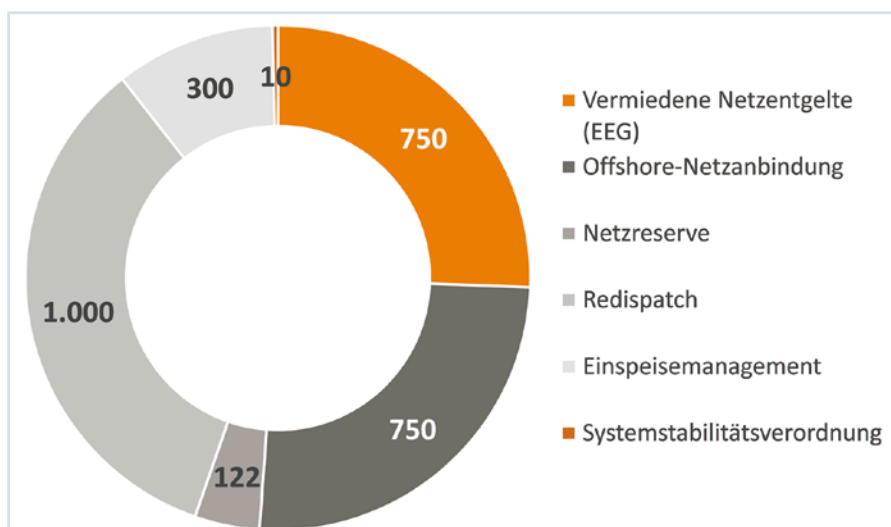


Abb. 1 Implizite Umlagen in den deutschen Stromnetzentgelten in Mio. €

bundesweite Erlösobergrenze aller Netzbetreiber von 18 Mrd. € [8], so gehen davon 17 % auf das Konto von impliziten (versteckten) Abgaben (siehe Abb. 1).

Die Verzerrungen der Statistik durch die impliziten Umlagen sind dagegen vergleichsweise geringfügig. Laut BDEW entfallen 52 % des Strompreises eines Haushalts auf Steuern, Abgaben und Umlagen [9]. Berücksichtigt man die o. a. impliziten Umlagen im

Netzentgelt, sind es eher 54 %. Die allgemeine Belastung des Strompreises mit Steuern, Abgaben und Umlagen ist mit 35,3 Mrd. € statt 32,4 Mrd. € in 2015 rund 9 % höher gewesen [9] (vgl. Abb. 2).

Kein Einfluss auf die Entwicklung der Netzentgelte

Betrachtet man die einzelnen impliziten Umlagen in den Netzentgelten ist offensichtlich,

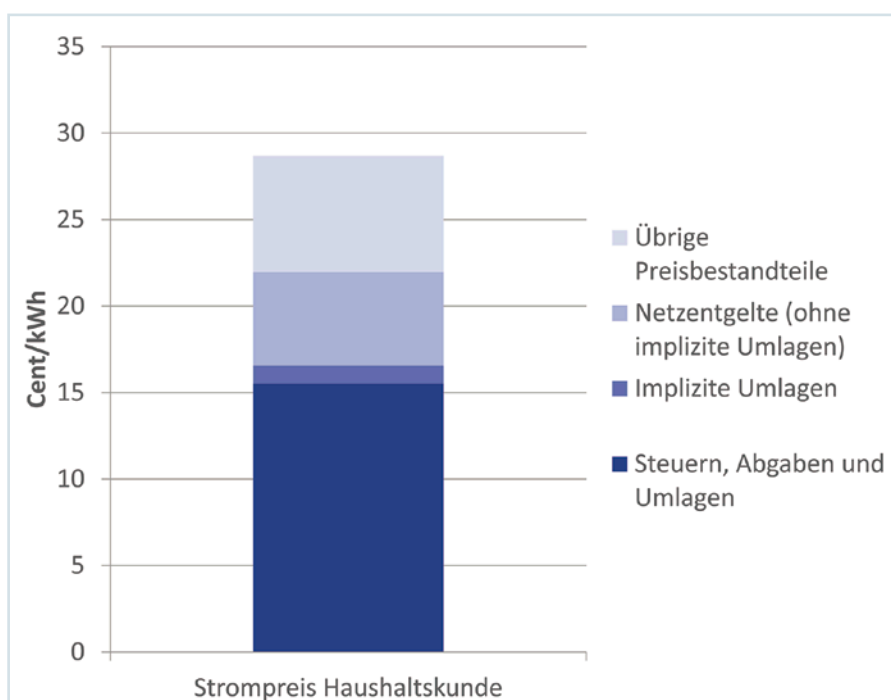


Abb. 2 Zusammensetzung Strompreis für Haushaltskunden in 2016

dass die einzelnen Positionen steigen werden. Der Offshore-Ausbau dauert an, so dass es hier zu mehr Anschlüssen verbunden mit mehr Kosten kommen wird. Weitere Kraftwerke sind in die Netzreserve überführt worden und Kapazitätsreserve und Klimareserve werden erst eingeführt. Zumindest kurzfristig werden weitere Steigerungen für die Redispatch-Kosten erwartet.

Auch die Entwicklung des Einspeisemanagements zeigt einen deutlichen Anstieg an Eingriffen und damit höhere Entschädigungszahlungen. Über die Vergütung für dezentrale Einspeisung bekommt das alles einen sich selbst verstärkenden Effekt: Die Kosten steigen hier nicht nur, weil es mehr dezentrale Anlagen gibt, sondern auch, weil die steigenden Netzentgelte ganz grundsätzlich die Vergütung erhöhen. Schließlich wird auch die beschlossene Verkabelung des Höchstspannungsneubaus einen deutlichen netzentgeltsteigernden Effekt haben.

Aktuell wird eine Reform der Anreizregulierungsverordnung diskutiert. Hauptdiskussionsspunkt sind die Anreize für Investitionen, wobei in der politischen Diskussion immer wieder die Effekte auf das Netzentgelt angeführt werden. Mit Blick auf die netzentgelt-

treibenden Effekte, deren Größenordnung sowie deren perspektivische Entwicklung ist letztlich nur eine Schlussfolgerung möglich: Was immer in der Anreizregulierungsreform beschlossen wird, wird keinen Einfluss auf die Entwicklung der Netzentgelte haben können.

Aktuell investieren die Verteilnetzbetreiber rund 3 Mrd. €/Jahr. Eine anreizgesteuerte Über- oder Unterinvestition von 15 % würde das Netzentgelt überschlägig (s. o.) um ca. 0,05 ct/kWh/Jahr bewegen. Die Politik müsste sich also letztlich die Frage stellen, was bei Kunden und Bürgern langfristig eher spürbar wird: Eine homöopathische Abmilderung der Netzentgeltsteigerung – oder aber die Folgen einer systematischen Unterinvestition in die Netze für die Versorgungssicherheit.

Anmerkungen

[1] Vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2015. Bonn 2015, S. 22.

[2] Rede des Bundeswirtschaftsministers Sigmar Gabriel auf der Handelsblattjahrestagung am 19.1.2016.

[3] Vgl. 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: Prognose der EEG-Umlage 2015 nach AusgleichMechV. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart 2014, S. 8.

[4] Eigene Berechnung auf Basis der 2014er Geschäftsberichte von TransnetBW GmbH, 50 Hertz Transmission GmbH und TenneT Holding B.V.

[5] Vgl. Gesetzesentwurf der Bundesregierung. BMWi: Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). Berlin 2015, S. 4.

[6] Eigene Berechnung auf Basis des Quartalsberichts zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Erstes und zweites Quartal 2015 der Bundesnetzagentur. Berlin 2015, S. 21ff.

[7] Vgl. Deutsche Energie-Agentur: dena-Verteilernetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030. Berlin 2012, S. 9.

[8] Eigene Berechnung auf Basis des Evaluierungsberichts nach § 33 Anreizregulierungsverordnung. Bundesnetzagentur: Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung. Bonn 2015, S. 122 u. S. 130 sowie Korrektur um relevante Entwicklung von EOG-Positionen.

[9] Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Energiemarkt Deutschland. Berlin 2015, S. 40 u. 43.

Dr. C. Müller, Vorsitzender der Geschäftsführung, Netze BW GmbH, Stuttgart
chr.mueller@netze-bw.de

Der Autor dankt Herrn Matthias Gabel, Netze BW, für die Unterstützung bei der Recherche der Zahlen.

BDEW Kongress 2016

Ganz im Zeichen der Veränderung präsentiert sich der BDEW Kongress 2016, der vom 8.-9.6. in Berlin stattfinden wird. Dynamik ist das Branchenthema des Jahres – sowohl in der Energiewirtschaft, in der der Prosumer eine immer gewichtigere Rolle spielt und Dezentralisierung wie Digitalisierung die Branche treiben, als auch in der Wasserwirtschaft mit deren vielfältigen Herausforderungen.

Den Wandel mitgestalten und die eigenen Mitglieder adäquat begleiten, lauten die Ziele des BDEW für den wichtigsten Branchentreff des Jahres, den BDEW Kongress 2016. Entsprechend stehen auf der diesjährigen Energiewirtschaftsagenda neue Partnerschaften und Geschäftsideen, smarte Anwendungen, alternative Finanzierungsmodelle und innovative Regulierungsansätze. Im Bereich Wasserwirtschaft wird man insbesondere über die zunehmende Grundwasserbelastung, die neuen Anforderungen an die Abwasserentsorgung sowie den demografischen Wandel reden.

Um den neuen Herausforderungen gerecht zu werden und dem breit gefächerten Teilnehmerfeld optimalen Zugang zu den relevanten Themen und Sessions der Veranstaltung zu bieten, hat sich der Kongress neu

aufgestellt. Er bietet nun jedem Teilnehmer individuelle Möglichkeiten, sich seine Agenda zusammenzustellen. Während das Plenum hochkarätige Keynotes und spannende Diskussionsrunden verspricht, können die Teilnehmer in den Themenrunden entscheiden, wann sie sich von Neuem inspirieren lassen oder lieber in Bekanntes vertiefend einsteigen möchten.

Darüber hinaus bietet der Kongress weitere interessante Side-Events, die in die umfangreiche Begleitausstellung eingebunden sind. Zur besseren Orientierung offeriert der BDEW daher auch eine Kongress App, die es den Teilnehmern erlaubt, sich im Vorfeld einen Überblick zu verschaffen und ein individualisiertes Veranstaltungsprogramm zu planen.

Der neue BDEW Kongress präsentiert sich als Plattform für Impulse, Gespräche und Innovationen, die seinen Teilnehmern mehr Raum und Zeit für ihre Prioritäten eröffnet und verspricht damit eine ausgesprochen inspirierende Veranstaltung für die Entscheider der Energie- und Wasserwirtschaft zu werden, die vielfältige Anregungen liefern wird.

Weitere Informationen: www.bdew.de/kongress