

**Bewertung von Strom- und Gasnetzen mit
Ertragswert und Realoptionen**

Klaus-Michael Ahrend,
Martin Meyer-Renschhausen

Energiewirtschaftliche Diskussionsbeiträge
1-2014

15. Juni 2014

ISSN: 2199-4269

Zusammenfassung

Die Bewertung von Strom- und Gasnetzen hat für jeden Netzeigentümer eine hohe Bedeutung. In dem Beitrag werden die relevanten Bewertungsmethoden dargestellt. Vertieft werden die Elemente für die Ermittlung des Ertragswerts unter Berücksichtigung der deutschen Netzregulierung. Für die gewichteten Kapitalkosten, den WACC, wird eine neue Formel für die Berechnung präsentiert. Auch wird die Realoptionstheorie auf die Bewertung von Energienetzen übertragen. Die Werte der bestehenden Realoptionen können den ermittelten Ertragswert erhöhen oder ihn reduzieren. Jedenfalls lassen sich Realoptionen bei den Verhandlungen für einen angemessenen Preis der Energienetze berücksichtigen. Der Beitrag schließt mit Empfehlungen für die Netzbewertung in der Praxis.

Schlagworte

Bewertungsverfahren, Ertragswert, Energienetze, Stromnetz, Gasnetz, Realoptionsbewertung, Energieregulierung, Netzregulierung, Rekommunalisierung.

Abstract

The valuation of electricity and gas grids is an important task for every grid company. Starting from the relevant valuation methods the paper focuses on the elements of the earnings valuation method. Those are described based on the inputs from the German Grid regulation. For the WACC – as one key element of the earnings valuation – a new calculation formula is presented. In the paper the real options theory is transferred on the valuation of energy grids. The values from existing real options can be added to or subtracted from the calculated earnings value. In any case the real options valuation can be used as a means for negotiating the appropriate price of the energy grid. The article closes with recommendations for the valuation of grids in business practice.

Keywords

Valuation, Earnings valuation, Energy grids, Electricity grid, Gas grid, Real options valuation, Energy regulation, Grid regulation, Rekommunalisation.

JEL Classification

H70, L5, L94, L95, M1, Q4, Q43

1. Einleitung

Die Bewertung von Strom- und Gasnetzen hat für jeden Netzeigentümer eine hohe Bedeutung. Die Bewertungsanlässe sind vielfältig. Beispiele sind interne Umstrukturierungen, Kooperationen mit angrenzenden Netzgesellschaften, Akquisitionen/ Fusionen und andere unternehmerische Initiativen. Am häufigsten wird eine Netzbewertung erforderlich, wenn ein Wechsel des Konzessionärs ansteht.

Soweit die Bewertung für zwei oder mehrere Anspruchsgruppen von Bedeutung ist, liegen meist berechnete Interessensgegensätze vor. So treten regelmäßig (deutliche) Bewertungsunterschiede zwischen Altkonzessionär und Neukonzessionär zutage. Dabei wirkt der Konzessionswettbewerb neben der Regulierung, um die Handlungsmöglichkeiten der Netzbetreiber im Sinne ihrer Rolle als natürliche Monopolisten weiter einzuschränken. Gemäß §46 Abs. 2 Satz 2 EnWG soll die Netzübertragung gegen „Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung“ erfolgen. Jede Netzbewertung bleibt dabei zu einem Teil eine subjektive Einschätzung der Prämissen über die Zukunft.

Der Beitrag soll dem Unternehmenspraktiker und dem an dem Thema interessierten Wissenschaftler das Spektrum der Bewertungsmethoden aufzeigen und als neuer Ansatz die Ermittlung von Ertragswert und Realoptionen vor dem Hintergrund der Regulierung erläutern.

In **Abschnitt 2** wird die Bedeutung des Themas für die Konzessionskommunen erläutert. In **Abschnitt 3** werden die relevanten Bewertungsmethoden skizziert. **Abschnitt 4** enthält eine vertiefte Darstellung der Netzbewertung mit Hilfe der Ertragswertmethode. In **Abschnitt 5** wird der für die Ertragswertberechnung grundlegende Kapitalkostensatz (WACC) erläutert. In Ergänzung zu der Ertragswertermittlung wird in **Abschnitt 6** die Bewertung von Realoptionen vertieft. Abschließend folgen in **Abschnitt 7** eine Reihe von Empfehlungen für die Netzbewertung in der Praxis.

2. Strategische Bedeutung der Netzbewertung

Jede Kommune (Gebietskörperschaft) verfügt über die Konzessionierungshoheit für den Betrieb von Strom- und meist auch von Gasnetzen. In Summe sind das in Deutschland rd. 21.000 Konzessionen, die an rd. 900 Stromnetzbetreiber und über 700 Gasnetzbetreiber übertragen sind.¹ Aufgrund der Begrenzung der Laufzeit gemäß § 46 Abs. 2 EnWG auf 20 Jahre laufen jedes Jahr eine Vielzahl der Konzessionsverträge aus.

Die angespannten kommunalen Haushalte weisen aufgrund der in den letzten Jahren regelmäßig stattgefundenen Konsolidierungsrunden nur noch wenige Handlungsmöglichkeiten für Ergebnisverbesserungen auf. Vor dem Hintergrund bestehender oder in Arbeit befindlicher Gesamtabschlüsse der Kommunen (d.h. inkl. der Stadtwerke) wird deutlich, dass die Energienetze eine der wenigen rentierlichen Anlagevermögensgegenstände sind. Die Betrachtung der Maßgeblichkeit des Vermögens und die Tatsache positiver Rückflüsse führen zwangsläufig auch zu der Frage, wie das Ergebnis aus dem Netzbetrieb den Haushalt weiter entlasten kann.

¹ Vgl. die Verzeichnisse unter Bundesnetzagentur (2014).

Aufgrund der allgemein gewachsenen Bedeutung der Energiepolitik auch auf lokaler Ebene wird intensiv diskutiert, inwieweit der Erwerb der Netze für die Kommune energiepolitische Handlungsmöglichkeiten eröffnet. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob im Fall des Auslaufens von Konzessionen eine Neukonzessionierung an den bisherigen Netzbetreiber² erfolgt oder eine Alternative gewählt wird. Bei der Übertragung der Konzession an einen neuen Netzbetreiber wird im Regelfall das Netzeigentum übertragen. Alternativ kann der neue Netzbetreiber gemäß § 46 EnWG auch eine Pachtlösung anstreben.

Bei einer Rekommunalisierung werden die Netze zurück in ein von der Kommune zu gründendes Netzunternehmen überführt. Alternativ wird im Zuge der Rekommunalisierung die bestehende Beteiligung der Kommune an einem Stadtwerk erhöht, um diesem dann die Netzkonzession zu übertragen. Dieser Trend kann statt zu einer Konsolidierung zu einer Zunahme der Zahl der Netzbetreiber in Deutschland führen.

Ein Mittelweg stellt die Beteiligung der Kommune an einem Gemeinschaftsunternehmen mit dem künftigen privaten Netzbetreiber dar. Auch diese Variante zielt auf die Steigerung des Einflusses auf die Steuerung von Netzentwicklung und Netzbetrieb sowie auf die direktere, idealerweise höhere Partizipation an den Gewinnen aus dem Netzgeschäft.

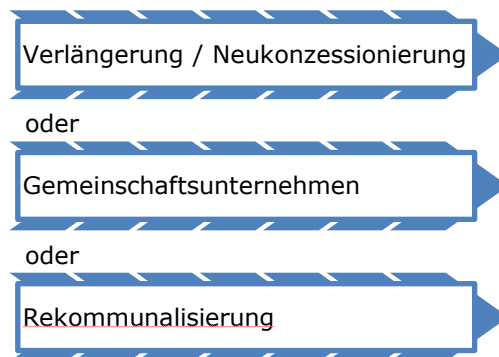


Abbildung 1: Strategische Alternativen bei der Konzessionsvergabe

Die Rechte der Kommunen bezogen auf Konzessionen wurden mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 2011 gestärkt. Der bisherige Konzessionär muss gemäß §46 Abs. 2 EnWG der Kommune spätestens ein Jahr vor Veröffentlichung des Vertragsendes³, d.h. drei Jahre vor dem eigentlichen Ende des laufenden Konzessionsvertrages für Transparenz sorgen. Die Kommune erhält dann die netzrelevanten Informationen über die technische und wirtschaftliche Situation des Netzes. Damit können sich Kommunen frühzeitig ein Bild über die Ausgangslage machen, um die in Frage stehenden politischen Alternativen zu bewerten. Für die Entscheidungen im Rahmen eines Neuabschlusses von Konzessionsverträgen müssen Kommunen ihre Entscheidung transparent begründen und dürfen bei der Übertragung der örtlichen Wegerechte keinen Bieter ohne sachlichen Grund bevorzugen.⁴

² Die übliche Identität von Netzbetreiber und Netzeigentümer kann auch organisatorisch aufgeteilt sein.

³ Vgl. zu einer Übersicht über die aktuell auslaufenden Konzessionen unter www.zfk.de

⁴ Vgl. BGH Urteile KZR 65/12 und KZR 66/12 vom 17.12.2013. Die Kriterien und deren Gewichtung müssen den Bewerbern vor Angebotsabgabe bekannt gemacht werden. Dabei müssen die Kriterien einen engen Bezug zur Konzession, zum Netz und der kommunalen Gewährleistungsverantwortung

Gemäß Artikel 13 der EU-Konzessionsvergaberichtlinie⁵ werden Kommunen bei der Wahl der Konzessionsvergabe an verbundene Unternehmen gestärkt.

Für eine Entscheidungsgrundlage bezogen auf die relevanten Alternativen bedarf es einer Projektion von relevanten technischen und wirtschaftlichen Werten und im Anschluss daran einer Netzbewertung. Dann lässt sich im Rahmen des zugrunde liegenden Business Cases erkennen, welche monetären und welche nicht-monetären Parameter die Kommune beeinflussen kann, und von welchen Netzerlösen die Kommune profitieren kann.

3. Relevante Bewertungsmethoden

Grundsätzlich bieten sich für die Netzbewertung in der Praxis folgende Verfahren an: Buchwert, Sachzeitwert, kalkulatorischer Restwert und Ertragswert.⁶ Zusätzlich können Szenarien und Realoptionen die Bewertung vervollständigen. Je nach gewähltem Verfahren können sich die Ergebnisse deutlich unterscheiden.

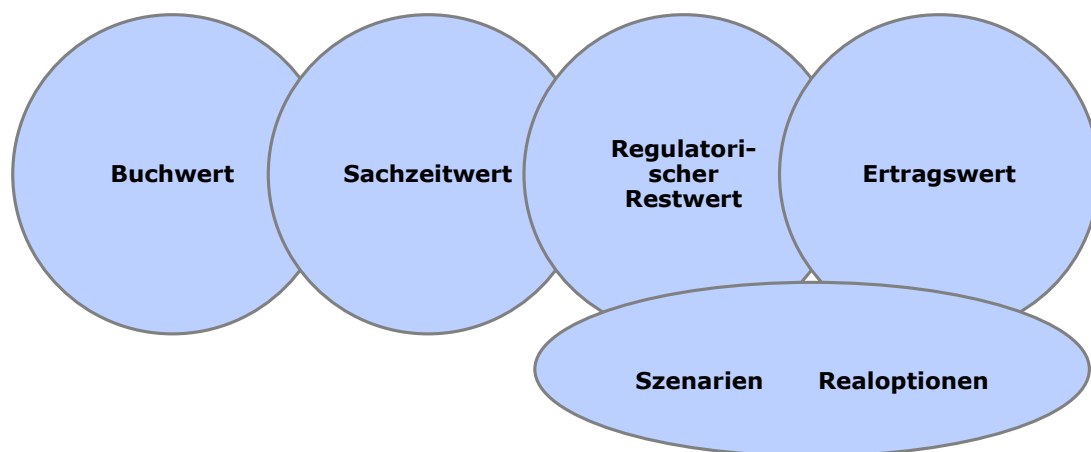


Abbildung 2: Methoden für die Netzbewertung

- Der Buchwert entspricht dem nach HGB bzw. IFRS bilanzierten Sachanlagevermögenswert, d.h. den Anschaffungs- und Herstellungskosten abzüglich der kumulierten Abschreibungen bzw. Wertberichtigungen.
- Der Sachzeitwert auf Basis der Tagesneuwerte entspricht dem heutigen Wiederbeschaffungswert eines gebrauchten Wirtschaftsgutes. Er ist eine Sonderform des Substanzwertes und ist häufig vertraglich in den Endschaftsbestimmungen der Konzessionsverträge vorgesehen.⁷ Der Sachzeitwert ergibt sich aus den netzbezogenen Vermögensgegenständen, in dem die Anschaffungs- und Herstellungskosten durch Indexreihen auf einen Tagesneuwert inflationiert werden, bei An-

haben. Beispielhafte Kriterien sind: Sicherung eines störungsfreien Netzbetriebs, Prognose der künftigen Netzentgelte (sowie Baukostenzuschüsse und Anschlusskosten), Dienstleistungsqualität (z.B. Umgang mit Störungen) Kaufpreisregelung, Vertragslaufzeit, Effizienz des Netzbetreibers, Höhe der Konzessionsabgabe, Folgekostenübernahme, Preisnachlässe für Eigenverbrauch der Kommune, Mitgestaltungsrechte der Kommune / Einflussmöglichkeiten, Umweltverträglichkeit.

⁵ Vgl. Richtlinie 2014/23/EU der EU vom 26.2.2014. Gemäß Artikel 7 i.V.m. Anhang 2 sind klar Strom- und Gaskonzessionen enthalten. Die Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht wird bis 2016 erwartet.

⁶ Vgl. z.B. BDEW (2010). Die Nutzung von marktpreisorientierten Verfahren (z.B. Multiplikator-Verfahren) ist aufgrund der Besonderheiten des jeweiligen Netzes nicht empfehlenswert.

⁷ Die Rechtsprechung kann die Anwendung solcher Endschaftsbestimmungen verhindern.

nahme von betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern. Hiervon sind die erhaltenen, aber noch nicht aufgelösten Zuschüsse (Netzanschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse und andere vergleichbare Leistungen Dritten) sowie die Gewinnrücklagen⁸ zur Sicherung der Liquidität für den Netzbetrieb abzuziehen.

- Der regulatorische Restwert wird durch die regulatorischen Vorgaben gemäß StromNEV und GasNEV determiniert. Er basiert auf den kalkulatorischen Restwerten gemäß den §§ 6, 7 und 32 Abs. 3 StromNEV bzw. den §§ 6, 7 und 32 GasNEV bzw. der ARegV. Danach ist ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte nach den ursprünglich angesetzten Abschreibungszeiträumen unmöglich. Der regulatorische Restwert ist um die erhaltenen, aber noch nicht aufgelösten Zuschüsse sowie die Gewinnrücklagen gekürzt. Gegenüber dem Sachzeitwert unterscheidet er sich vor allem durch die vorgegebenen Abschreibungsdauern und durch die regulatorische Begrenzung der ansetzbaren Tagesneuwerte für Altanlagen (entsprechend der Eigenkapitalquote mit einem maximalen Anteil von 40%).
- Das Ertragswertverfahren ist als dominantes Bewertungsmodell unter anderem durch den Wirtschaftsprüfer-Standard IDW S 1⁹ sehr verbreitet. Der Ertragswert ergibt sich aus der Summe der Barwerte der mit dem Eigentum an dem Unternehmen verbundenen Ertragsüberschüsse. Werden statt den zukünftigen Erträgen die erwarteten Free Cash Flows verwendet, ergibt sich der Ertragswert erst, wenn von dem ermittelten Gesamtwert der Wert des Fremdkapitals abgezogen wird. Der Ertragswert berücksichtigt regelmäßig einen Diskontierungszinssatz auf Basis der Kapitalkosten. Der Wert der Netze ergibt sich aus der Summe der diskontierten Überschüsse der planbaren Jahre zuzüglich eines diskontierten Restwerts. Der Ertragswert kann dabei die Erwartungen berücksichtigen, die der künftige Konzessionär an Reinvestitionen, positiven Synergien, Kostensenkungspotentialen und an Regulierungsentwicklung erwartet.

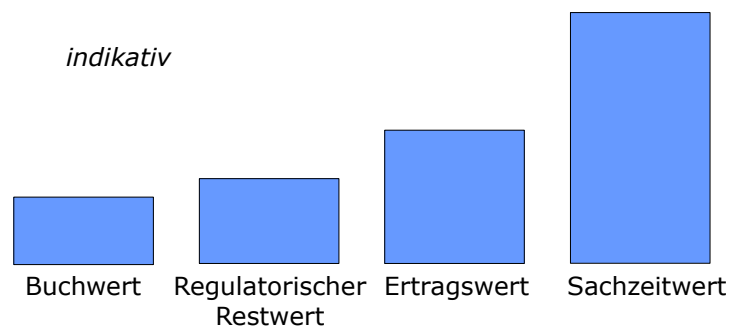


Abbildung 3: Wert des Netzes bei unterschiedlichen Bewertungsmethoden

In der Regel weisen die Wertansätze typische Relationen auf (siehe Abbildung 3). Der Sachzeitwert liegt meist deutlich höher als die Ergebnisse der übrigen Methoden. Da eine auf den Sachzeitwert als Entgelt konkretisierte Endchaftsregelung prohibitiv auf den Konzessionswettbewerb wirken könnte, hat der BGH im sogenannten Kaufering Urteil¹⁰ derartige Regelungen aus kartellrechtlichen Gründen für unwirksam erklärt.

⁸ Würden die Gewinnrücklagen nicht abgezogen, würde dem Käufer einerseits die liquiden Mittel für künftig notwendige Investitionen fehlen und andererseits die ansetzbaren Kosten für die Erlösobergrenze aus unterlassenen Investitionen bzw. Instandhaltungsmaßnahmen.

⁹ Vgl. grundsätzlich IDW S 1 vom 2.4.2008 und zu den Unterschieden z.B. Volkart (2008).

¹⁰ Vgl. BGH Urteil KZR 12/97 vom 16.11.1999.

Mit dem Kaufering Urteil wurde festgelegt, dass für die Netzwertermittlung der Ertragswert jedenfalls dann zugrunde gelegt werden muss, wenn der ermittelte Sachzeitwert diesen erheblich übersteigt. Das bedeutet, dass dem neuen Konzessionär ein geringerer Wert, damit geringere Finanzierungslasten und damit ein rentablerer Netzbetrieb ermöglicht werden. Entsprechend argumentieren auch Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur in ihrem Leitfaden¹¹. Gleichwohl kann der Sachzeitwert verwendet werden, falls dieser durch die künftigen Erträge, d.h. die zukünftigen Netzentgelte „verdient“ werden kann. Unter Berücksichtigung der Wesentlichkeitsgrenze sieht die Rechtsprechung eine Überschreitung des Ertragswerts von ca. 10% als kartellrechtlich unbedenklich an¹². Jedenfalls sollten neben Sachzeitwert der Ertragswert und der kalkulatorische Restwert zur Plausibilisierung ermittelt werden.

Der Veräußerer wird in der Regel einen deutlichen Aufschlag auf den kalkulatorischen Restwert verlangen, um sich durch die Netzabgabe gegenüber dem Status quo nicht schlechter zu stellen. Dies beinhaltet in der Regel auch die Einrechnung von Kosten aus der Folge des Netzverkaufs. Diese liegen regelmäßig in Kosten für die Entflechtung der Vermögensgegenstände sowie der Mitarbeiter aus der bestehenden Organisation sowie in den zu erwartenden negativen Synergien. Derartige Dissynergien entstehen regelmäßig dadurch, dass Remanenzkosten für dort verbleibendes Personal und damit verbundene Overheadkosten bei dem Veräußerer des Netzes verbleiben. Ebenso können Dissynergien für den Netzvertrieb, den Vertrieb von Strom, Gas und energienahen Dienstleistungen, die Tragung von Kosten für das gesamte Netz (z.B. der nach dem Verlust nicht mehr möglichen integrierten Betrachtung von Strom-, Gas-, Wasser- und Fernwärmenetzen) sowie bezogen auf Finanzierungsverträge und steuerliche Folgen aus der Veräußerung des Netzes entstehen. Für den Fall, dass der zu erwartende Kaufpreis unter dem Buchwert liegt, fällt zusätzlich ein außerordentlicher Aufwand an.

Für die Verhandlung des angemessenen Wertes bietet es sich an, die Kosten von eventuell notwendigen Klagen zu berücksichtigen. Bei einem Gegenstandswert von 10 Mio. Euro können die Kosten aus der Streitsache schnell bei rd. 1-2 Mio. Euro (über mehrere Instanzen) betragen.

Im Rahmen eines Entflechtungskonzepts¹³ sollte Einigkeit über die Tragung der Transaktions- und Entflechtungskosten erzielt werden. Ein möglicher Weg liegt darin, die Remanenzkosten durch Übertragung des Personals auf den neuen Netzbetreiber zu minimieren (unabhängig von einem Betriebsübergang nach § 613a BGB). Ein anderer Weg ist die Vereinbarung von Dienstleistungsverträgen, in denen sich der neue Netzeigentümer verpflichtet, bestimmte Aufgaben bei dem bisherigen Netzbetreiber zu beauftragen. Als Dienstleistungen kommen dabei neben der Netzbetriebsführung (Betrieb, Wartung, Instandhaltung, Entstörung, Planung und Projektierung, Neubau), auch die Netzsteuerung und -dokumentation, der Messstellenbetrieb, die Abrechnungs-, Ablese- und Call Center-Leistungen, verschiedene kaufmännische Leistungen (Einkauf, Rechnungswesen, Personalleistungen) sowie das Regulierungsmanagement in Frage.

¹¹ Vgl. BNetzA/BKA (2010), S. 13 ff.

¹² Vgl. BDEW (2010), S. 26.

¹³ Die netz- und betriebstechnische Herauslösung und Einbindung des Netzes und der (zu definierenden) Versorgungsanlagen von einer bestehenden in eine neue Versorgung bei Wahrung der Versorgungssicherheit.

Je nach Fall kann sich der Ertragswert in seiner Höhe dem Sachzeitwert oder dem regulatorischen Restwert annähern. Ein Kaufpreis, der über dem zukünftigen Ertragswert liegt, ist für den neuen Netzbetreiber nicht amortisierbar.¹⁴ In der Praxis liegt der verhandelte Kaufpreis häufig bei dem regulatorischen Restwert zuzüglich eines Aufschlags¹⁵ für die Abdeckung von Kosten u.a. für die Entflechtung oder bei dem regulatorischen Restwert zuzüglich der Beauftragung des bisherigen Netzbetreibers mit der Erbringung von Dienstleistungen für den neuen Konzessionär.

4. Elemente des Ertragswerts von Energienetzen

Jeder Netzbetreiber ermittelt, anhand der StromNEV und die GasNEV die Netzentgelte auf Basis der ansetzbaren Kosten. Die Netzkosten setzen sich aus aufwandsgleichen Kosten, kalkulatorischen Abschreibungen¹⁶, Kosten für den Ausgleich von Netzverlusten, kalkulatorischen Steuern sowie der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung unter Abzug von kostenmindernden Erlösen und Erträgen zusammen. Nicht in den Ertragswert einfließen die dem bisherigen Netzbetreiber entgangenen Gewinne für die Zukunft.

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ergibt sich aus der maximal zulässigen Eigenkapitalquote (aktuell 40%) und dem Eigenkapitalzinssatz vor Steuern. Die zugebilligte Rendite auf das eingesetzte Eigenkapital unterliegt einer intensiven Diskussion und wird in den nächsten Jahren Veränderungen durch die Bundesnetzagentur erfahren. Derzeit liegt die zugelassene Eigenkapitalverzinsung vor Steuern bei 7,14% für Altanlagen und bei 9,05% für Neuanlagen.¹⁷ Die Festlegung erfolgte unter Zugrundelegung des Capital Asset Pricing Models. Danach resultieren die Eigenkapitalkosten aus einem risikolosen Zins sowie einer Risikoprämie. Die Risikoprämie ergibt sich aus der Überrendite gegenüber risikofreien Anlagen im Sinne einer Marktrisikoprämie und dem Betafaktor als Risikofaktor für die Wagnisse aus dem Netzgeschäft.

Die Verzinsung lag noch in der letzten Regulierungsperiode bei 7,56% (für Altanlagen) und bei 9,29% (für Neuanlagen).¹⁸ Vergleiche aus anderen europäischen Ländern zeigen, dass die Verzinsung dort teilweise auf gleichem Niveau, teilweise aber auch nur bei 6-7% liegt.¹⁹ Pläne, die Verzinsung auf Neuanlagen auf 8,2% und die für Altanlagen auf 6,3% zu senken, hatte die Bundesnetzagentur bereits 2011.

Die Überschüsse aus den Netzentgelten gemäß StromNEV und GasNEV werden durch die seit 2009 greifende Anreizregulierung begrenzt. Die Anreizregulierung führt dazu, dass die Netzentgelte unabhängig von der Höhe der bestehenden Kosten durch eine Erlös-

¹⁴ Vgl. BNetzA/BKA (2010), S. 14.

¹⁵ Es ist mit einem Aufschlag von mindestens 10% (bei Stromnetzen) und mindestens 20% (bei Gasnetzen) zu rechnen.

¹⁶ Der Netzbetreiber berücksichtigt dabei auch Mittel zur Bildung von Gewinnrücklagen (Nettosubstanzerhaltung, Realkapitalerhaltung) mit dem Ziel, die liquiden Mittel für den Netzbetrieb über die Laufzeit der Konzession zu sichern. Diese Gewinnrücklagen unterliegen einer Ausschüttungssperre.

¹⁷ Gemäß BK4-11-304 vom 31.10.2011. Bei den Werten handelt es sich um die Verzinsung vor Abzug der Körperschaftsteuer. Die Werte vor Körperschafts- und vor Gewerbesteuer liegen bei 10,54% (Neuanlagen) bzw. 8,31% (Altanlagen).

¹⁸ Vgl. BK4-08-068 vom 7.7.2008.

¹⁹ Vgl. Frontier Economics (2011), S. 36f. sowie Schaeffler/Weber (2011).

obergrenze limitiert sind. Für die Ermittlung des Ertragswertes ist daher auf die Zuflüsse abzustellen, der sich nach Berücksichtigung der Erlösobergrenze ergibt.²⁰

Die Erlösobergrenze wird für jede Regulierungsperiode grundsätzlich neu festgelegt. Aktuell gilt die Festlegung bis 2017 bei Gas und bis 2018 bei Strom. Dabei wird die Formel gemäß § 7 ARegV zugrunde gelegt.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \bullet KA_{b,0}) \bullet (VPI_t / VPI_0 - PF_t) \bullet EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Die künftige Erlösobergrenze EO_t ist dabei von der Entwicklung der Kostenbasis (dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten $KA_{dnb,t}$, vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten $KA_{vnb,0}$, beeinflussbare Kosten $KA_{b,0}$, sowie volatile Kosten VK_t bzw. VK_0), von der künftigen Entwicklung der regulatorischen Vorgaben (unternehmerische Ziel-Effizienz, d.h. Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen V_t , genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt = PF) sowie von der Entwicklung des Verbraucherpreisindex (VPI_t bzw. VPI_0) geprägt. Dazu wird die künftige Erlösobergrenze von Netzerweiterungen (Erweiterungsfaktor EF) und von Bonus- bzw. Malus-Zahlungen aus der Qualitätsregulierung (Q-Element) beeinflusst. Der positive bzw. negative Saldo S_t aus der letzten Regulierungsperiode wird grundsätzlich auf die künftige Regulierungsperiode übertragen.

Zur Ermittlung der jährlichen Free Cash Flows werden von den zahlungswirksamen Erträgen (gemäß Erlösobergrenze für ein bis zwei künftige Regulierungsperioden²¹) die zahlungswirksamen Aufwendungen für den Netzbetrieb abgezogen. Diese setzen sich insbesondere aus den Betriebskosten (Netzentgelte für vorgelagerte Netzebenen, Personal, Instandhaltung, Gemeinkosten) zusammen. Weiter werden Auszahlungen für Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen (ggf. gemindert um Einzahlungen aus Desinvestitionen), die Auszahlungen für die Tilgung von Fremdkapital (ggf. gemindert um Kreditaufnahmen), die Erhöhung des Nettoumlaufvermögens sowie Ertragssteuern abgezogen.²²

Zusätzlich ist noch die Steuerersparnis wegen anteiliger Fremdfinanzierung abzuziehen. Es kann von einem Steuervorteil in Höhe von 26,06% von der Summe der Fremdkapitalzinsen ausgegangen werden. Der effektive Steuersatz ergibt sich aus der Körperschaftsteuer (15% gemäß § 23 KStG sowie 5,5% der Körperschaftsteuer gemäß § 4 SolzG) und der Gewerbesteuer (Steuermesszahl von 3,5% gemäß §11 GewStG multipliziert mit dem gemeindespezifischen Hebesatz, z.B. in Höhe von 390%). Von der Gewerbesteuer können jedoch gemäß §8 Nr. 1 GewStG nur 75% der Fremdkapitalzinsen angesetzt werden.

Nicht berücksichtigt werden zahlungsunwirksame Aufwendungen (z.B. Abschreibungen, Erhöhung Rückstellungen) und zahlungsunwirksame Erträge (z.B. aktivierte Eigenleistungen, Auflösung von Rückstellungen). Ebenso wird der Zinsaufwand nicht abgezogen, da der Free Cash Flow allen Kapitalgebern zur Verfügung steht.

²⁰ Entsprechend übernimmt bei einem Konzessionärswechsel der neue Konzessionär die Erlösobergrenze des bisherigen Netzbetreibers (§ 26 ARegV). Vgl. auch Bundesnetzagentur (2013).

²¹ Vgl. Bundesnetzagentur (2013) für die Beantragung der Erlösobergrenzen im Zuge eines Netzübergangs. Bei der Prognose von Gewinnen bzw. Cash Flows über die nächsten Jahre können auch Ansätze der stochastischen Programmierung genutzt werden. Vgl. Gardner/Rogers (1999).

²² Vgl. zur indirekten Cash Flow Ermittlung z.B. IDW S 1 vom 2.4.2008, S. 26.

In Summe ergibt sich der Kapitalwert für die planbaren Jahre.²³ Dazu kommt der Restwert. Obwohl er am wenigsten genau ermittelt werden kann, macht er doch bei Ertragswerten häufig einen großen Teil des gesamten Wertes aus. Für die Ermittlung werden die Werte aus dem letzten verfügbaren Planjahr mit Hilfe des Kapitalisierungssatzes und ggf. eines Wachstums- bzw. Minderungsfaktors als ewige Rente ermittelt. Diese wird dann auf den Betrachtungszeitpunkt abgezinst.

Der Ertragswert ergibt sich, in dem man von dem wie beschrieben ermittelten Gesamtkapitalwert den Wert des Fremdkapitals abzieht. Der Wert des Fremdkapitals entspricht den Cash Flows an die Fremdkapitalgebern oder in der Regel dem Bilanzausweis des verzinslichen Fremdkapitals.

Die folgende Grafik zeigt den Anteil der Restwerte am Gesamtwert bei unterschiedlichen Szenarien. Im Szenario 100% wird ein dauerhafter Zufluss von 1 Mio. € angenommen. Bei den Szenarien +1%, -1% +5% und -5% ist der Zufluss des geplanten 5. Jahres als Basis für den Restwert entsprechend verändert. In den Szenarien +1% p.a. bzw. -1% p.a.²⁴ verändern sich die Zuflüsse ab dem 5. Jahr im Sinne einer ewig steigenden bzw. fallenden Rente. Es wird deutlich, dass der Anteil des Restwerts den Ertragswert der geplanten Jahre 1 bis 5 in allen Szenarien deutlich übersteigt.²⁵

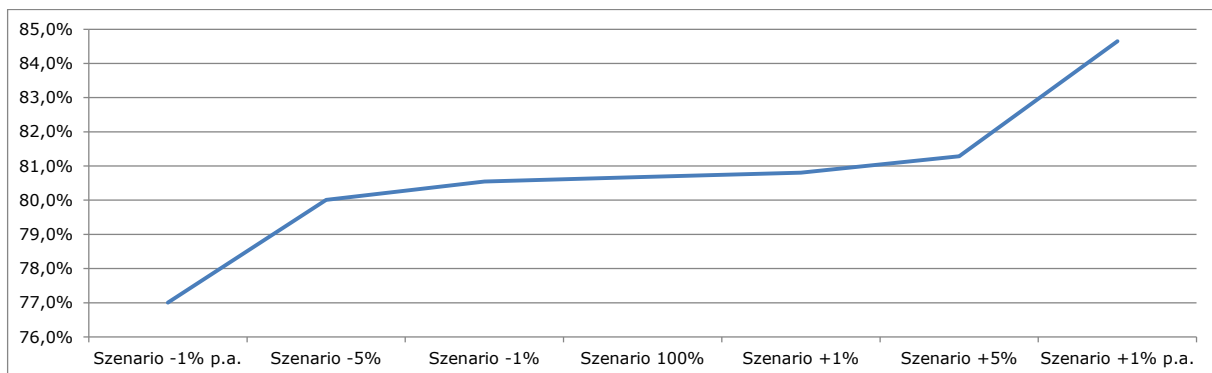


Abbildung 4: Anteil des Restwerts am Ertragswert bei verschiedenen Szenarien²⁶

Der Anteil des Ertragswerts der Planjahre 1 bis 5 liegt nur bei rd. 20%. Die Szenarien führen in Summe zu einer großen Spannweite an Ertragswerten: von 19,2 Mio. Euro (Szenario -1% p.a.) bis hin zu 28,9 Mio. Euro (Szenario +1% p.a.). Die Werte lassen sich folgender Tabelle entnehmen.

Dies ist ein Beispiel für Szenario- oder Sensitivitätsanalysen, die unter bestimmten ceteris-paribus-Annahmen die Veränderung des Ertragswerts bei Veränderungen ausgewählter Werttreiber simulieren. Neben dem Kaufpreis sollten auch die Betriebskosten und die Erlösobergrenze auf ihre Abhängigkeit von verschiedenen Werttreibern hin analysiert werden. Dabei sind auch Daten aus der Vergangenheit zur Plausibilisierung einzubeziehen.

²³ Soweit für den Bewertungsanlass relevant ist der Gesamtkapitalwert noch um den Wert des nicht betriebsnotwendigen Vermögens zu erhöhen.

²⁴ Häufig wird eine Wachstumsrate von 1% verwendet. Vgl. Hachmeister et al. (2014), S. 1213.

²⁵ Vgl. den Anteil im Mittel von 79,7% bei der empirischen Studie von Hachmeister et al. (2014), S. 1214.

²⁶ Datengrundlage: Gewinne der Jahre 1 bis 4: 1000; WACC: 4,22%.

Szenario	Ertragswert	Ertragswert Jahre 1-5	Restwert	Anteil Restwert
	Werte in Mio. Euro			in %
Szenario -1% p.a.	19,2	4,4	14,8	77,0%
Szenario -5%	21,9	4,4	17,5	80,0%
Szenario -1%	22,7	4,4	18,3	80,5%
Szenario 100%	22,9	4,4	18,5	80,7%
Szenario +1%	23,1	4,4	18,7	80,8%
Szenario +5%	23,9	4,5	19,4	81,3%
Szenario +1%p.a.	28,9	4,4	24,4	84,6%

Im Rahmen der Verhandlung über den angemessenen Wert des Netzes sind die Ausgaben für die bisherige und die künftige Finanzierung des Netzes sowie für die Entflechtung von Mitarbeitern und Anlagen aus dem bisherigen Energieunternehmen einzubeziehen. Bei den Werten des letzten Planjahres wird über die durch den neuen Konzessionär erwarteten Synergien zur Kostensenkung sowie das erwartete Wachstum zu diskutieren sein.

Ebenso sind mögliche Änderungen des Regulierungsregimes einzubeziehen. So ist derzeit geplant, dass für die 3. Regulierungsperiode, die mit dem Jahr 2019 beginnen soll, die bisherige Anreizregulierung in eine sogenannte Yardstick-Regulierung übergehen soll. Auch wenn die Details dafür noch nicht vollständig bekannt sind, sollen sich die Netzentgelte dann aus den bezogen auf die vorhandenen Netzparameter hochgerechneten Kosten von vergleichbaren effizienten Netzbetreibern ergeben. In der Praxis bedeutet das, dass in der Formel für die Erlösobergrenze kein Abschlag aus Ineffizienzen mehr angenommen wird. Das heißt, dass die Kosten des Netzbetreibers bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen keine Rolle mehr spielen.²⁷ Um die investitionshemmende Wirkung dieser nächsten Regulierungsstufe zu vermeiden, werden absehbar Gegenmaßnahmen in den dann geltenden rechtlichen Normen und der Rechtsprechung verankert werden. Welche das sind, ist allerdings offen.

Weitere Inhalte der Verhandlungen werden die erwartete demographische Entwicklung sowie die zugrunde gelegten politischen Vorgaben (z.B. aus der flächendeckenden Einführung von Smart Metern) sein.

5. Ermittlung des WACC

Dieser Abschnitt stellt dar, wie der WACC (Weighted Average Cost of Capital) unter Berücksichtigung der deutschen Netzregulierung ermittelt werden kann. Der WACC hat eine hohe Bedeutung für den Ertragswert, da der WACC als Kapitalisierungssatz für die Diskontierung der erwarteten Zuflüsse und des Restwerts auf den Bewertungsstichtag verwendet wird.²⁸ Er entspricht der Mindest-Gesamtkapitalrendite für Investitionsprojekte, die sich aus den gewichteten Kosten von Eigen- und Fremdkapital ergibt.

²⁷ Seit 2006 sind die Netzentgelte bis 2012 um ca. 20% gesunken, real sogar um mehr als 30%. Vgl. BNetzA/BKA (2013), S. 63.

²⁸ Vgl. Volkart (2008), S. 342 ff.

Für die Ermittlung des WACC sind die Vorgaben für die Behandlung der Kapitalkosten durch die Anreizregulierung zu beachten. Daraus ergibt sich die folgende Formel.

$$\text{WACC} = \text{EK}_{\text{Alt}}/\text{GK} \cdot 5,83\% + \text{EK}_{\text{Neu}}/\text{GK} \cdot 7,39\% + \text{EK}_2/\text{GK} \cdot (\text{K}_{\text{Bundesbank}} + \text{Risikoaufschlag}) + \text{FK}/\text{GK} \cdot ((\min(\text{K}_{\text{Bundesbank}}); \text{FK}_{\text{Spezifisch}}) + \text{Risikoaufschlag}) \cdot (1 - 26,0625\%)$$

EK_{Alt}	In Anlagen <u>vor</u> dem 1.1.2006 (Altanlagen) investiertes Eigenkapital	K_{Bundesbank}	Bundesbank-Durchschnittszins
EK_{Neu}	In Anlagen <u>nach</u> dem 1.1.2006 (Neuanlagen) investiertes Eigenkapital	Risikoaufschlag	Risikoaufschlag als Zuschlag auf K _{Bundesbank}
EK₂	Eigenkapital über dem regulatorisch begrenzten 40%-Eigenkapitalanteil	FK	Fremdkapital
GK	Gesamtkapital	FK_{Spezifisch}	Unternehmensindividuelle Fremdkapitalkosten

Der erste Term für die Ermittlung des WACC ergibt sich aus der anteiligen Eigenkapitalverzinsung für Altanlagen und für Neuanlagen. Wie ausgeführt darf der Anteil aus der Summe von EK_{Alt} und EK_{Neu} nicht über 40% des Gesamtkapitals betragen. Für die Eigenkapitalverzinsung sind Werte nach Steuern anzusetzen. Diese liegen gemäß der Bundesnetzagentur bei 7,39% für Neuanlagen bzw. 5,83 für Altanlagen.²⁹

Der zweite Term beschreibt die Fremdkapitalkosten für den Fall, dass das Eigenkapital den auf 40% begrenzten Anteil übersteigt. Dies ergeben sich aus dem überschießenden Teil des Eigenkapitals (EK₂) multipliziert mit den ansetzbaren Fremdkapitalkosten.

Der dritte Term bezieht sich auf den Fremdkapitalanteil und berücksichtigt als Zins den kleineren Wert aus den unternehmensindividuellen Fremdkapitalkosten und einem Bundesbank-Durchschnittszins, einen Risikoaufschlag und die Korrektur um die Unternehmenssteuerrate.

Fremdkapitalzinsen können für Strom- und Gas-Verteilnetze³⁰ nur dann in ihrer tatsächlichen Höhe eingestellt werden, wenn sie nicht die kapitalmarktüblichen Zinsen überschreiten.³¹ Daran ändert auch die Überschrift der beiden Paragraphen, „Aufwands-gleiche Kostenpositionen“, nichts. Die Ermittlung der kapitalmarktüblichen Zinsen orientiert sich dabei nicht an den unternehmensspezifischen Finanzierungskosten, sondern ergibt sich gemäß §7 Abs. 7 StromNEV bzw. § 7 Abs. 7 GasNEV aus dem Mittelwert des Durchschnitts der folgenden Umlaufrenditen der letzten 10 abgeschlossenen Kalenderjahre:

²⁹ Vgl. BK4-11-304.

³⁰ Im Übertragungsnetz und im Gas-Fernleitungsnetz können für Investitionsmaßnahmen gemäß §23 Abs. 2a ARegV die defacto entstandenen Kapitalkosten auf Antrag durch die Bundesnetzagentur genehmigt werden. Für Verteilnetze kann diese Regelung im engen Maß gemäß § 23 Abs. 6 ARegV genutzt werden.

³¹ Vgl. § 5 Abs. 2 StromNEV und § 5 Abs. 2 GasNEV. Ähnliches gilt für den pauschalierten Investitionszuschlag gemäß § 25 ARegV.

- Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen der öffentlichen Hand,
- Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Hypothekendarlehen und
- Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (keine Finanzinstitute).

Die Veröffentlichung dieser Werte erfolgt in den Monatsberichten sowie den Zeitreihen-Datenbanken der Deutschen Bundesbank. Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der so ermittelten Fremdkapitalkosten.³² Der Wert nahm von April 2004 bis April 2014 von 5,29% auf 3,41% ab.

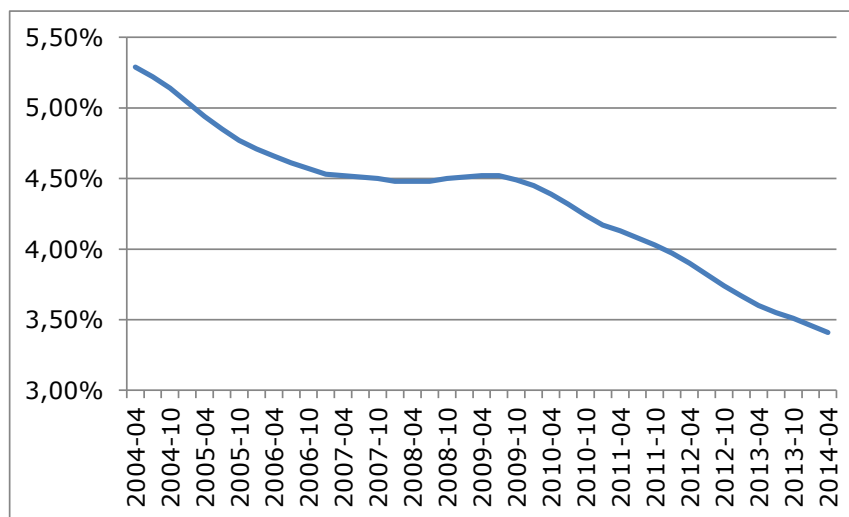


Abbildung 5: Entwicklung der ansetzbaren Fremdkapitalkosten

Durch die Rechtsprechung wurde im Jahr 2012 die Möglichkeit geschaffen, neben den durch Verordnung normierten Finanzierungskosten zusätzlich einen Risikoaufschlag einzubeziehen.

Der Risikoaufschlag ist dabei aber nicht unternehmensspezifisch zu ermitteln, sondern für die Branche im Sinne eines fiktiven Netzbetreibers. Dabei wird berücksichtigt, dass die Risikostruktur des Netzgeschäfts geringer ausgeprägt ist, als die von integrierten Energieunternehmen. Die Wertschöpfungsstufen Energieerzeugung, Energiehandel und Energievertrieb sind bezogen auf die Volatilität der Erträge, und auch bezogen auf die exogen auf sie wirkenden Einflüsse riskanter als der Betrieb von Strom- und Gasnetzen. Gleichwohl ist die Finanzierung für Netzbetreiber teurer als die des Staates oder die von Kommunen. Wenngleich viele Netzunternehmen direkt oder über einen Stadtwerk-Konzern zu einer Kommune gehören profitieren die Unternehmen nicht direkt von Konditionen der Kommune. Daher ist für die Finanzierungskosten der Netzbetreiber ein Zuschlag gegenüber den Konditionen öffentlicher Finanzierungen erforderlich. Mit dem Urteil des OLG Nürnberg vom 6.11.2012 Az. 1 W 1516/07 wurde einem Gasnetzbetreiber ein Risikozuschlag in Höhe von 0,46% auf die den risikolosen Zins in Höhe von 4,8% zugestanden. Dieser setzt sich zusammen aus einem Zuschlag für die geringere Liquidität bei der Finanzierung von Energieunternehmen im Vergleich zu öffentlichen Stellen

³² Ermittelt auf Basis der Monatsdurchschnitte aus den Zeitreihen-Datenbanken BBK01.WU0004, 18 und 22 der Deutschen Bundesbank. Stand April 2014.

(0,31%) und einem Risikozuschlag in Höhe von 0,15%³³. Bei der Quantifizierung der beiden Werte wurden Branchenanalysen zugrunde gelegt.

Für die Anrechnung des Unternehmenssteuersatzes bei den Fremdkapitalzinsen sind die Körperschafts- und Gewerbesteuern abzusetzen.³⁴ Die Gewerbesteuer ist jedoch wie oben erläutert auf 75% zu kürzen. Der effektive Unternehmenssteuersatz beträgt bei einem Hebesatz von 390%³⁵ rd. 26,06%.

Als Beispiel ergibt sich folgender WACC.

Gesamtkapital	1 Mio. €	EK ₂	50 T€	FK	550 T€
EK _{Alt}	320 T€	K _{Bundesbank}	3,41%	FK _{Spezifisch}	3,5%
EK _{Neu}	80 T€	Risikoaufschlag	0,46%	Steuersatz	26,0625%
EK-Kosten	2,46%	EK ₂ -Kosten	0,19%	FK-Kosten	1,57%
WACC			4,22%		

Veränderungen des WACC wirken sich deutlich auf den Ertragswert aus. Folgende Grafik zeigt dies anhand verschiedener WACC-Szenarien. Eine Änderung des WACC um 0,4%-Punkte (z.B. von 4,22% auf 4,6%) führt zu einer Veränderung des Ertragswertes um rd. 2 Mio. Euro bzw. rd. 8,5%.

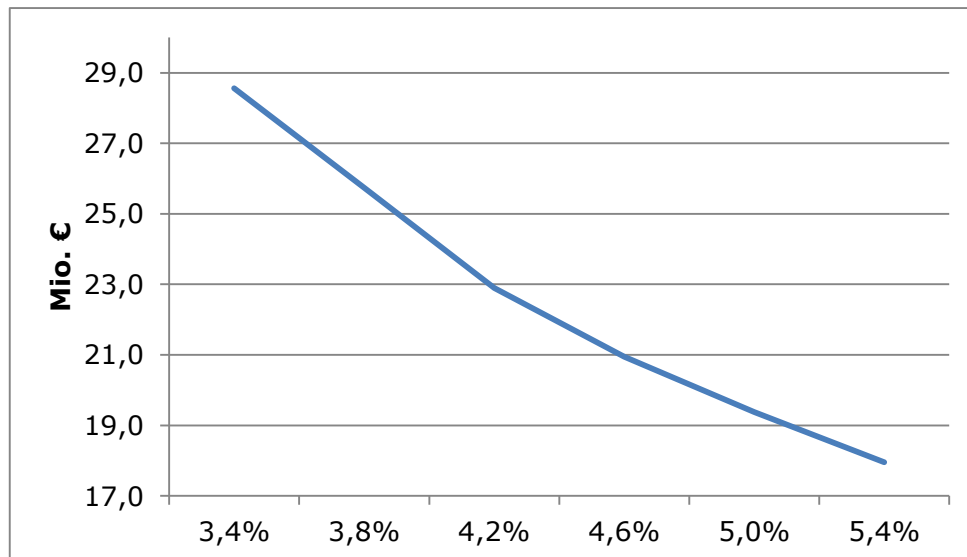


Abbildung 6: Sensitivität des Ertragswertes vom WACC³⁶

³³ Mit Urteil vom 18.2.2014 hat der BGH den Zuschlag in Höhe von 0,46% zu einem anderen Sachverhalt bestätigt. Danach ist ein Risikozuschlag in Höhe von 0,15% bei kommunaler Eigentümerstruktur anzuwenden, bei Netzbetreibern mit privater Eigentümerstruktur liegt der Risikozuschlag bei 0,25%. Vgl. EnVR 71/12.

³⁴ Vgl. Ballwieser (2008).

³⁵ Vgl. die Übersicht über die gemeindespezifischen Hebesätze von DIHK 2014. Der deutsche Durchschnitt beträgt 390%.

³⁶ Datengrundlage: Gewinne p.a.: 1000 T€; 40% Eigenkapital, davon 80% EK_{Alt}, 20% EK_{Neu}, 5% EK₂, 55% Fremdkapital, 26,06% Steuersatz; WACC-Paarungen: 4,4% 3,6%; 5% 3,9%; 6,1% 3,9%; 7,1% 3,9%; 6,1% 5,5%; 7,1% 5,5%.

Die Abhängigkeit ist dabei leicht konvex, d.h. Änderungen bei geringeren WACC-Werten wirken stärker auf den Ertragswert als Änderungen bei höheren WACC-Werten.

5.1 Ansatzpunkte für die künftige Ermittlung des WACC

Die dargestellte Methodik für die Ermittlung des WACC orientiert sich an der Anreizregulierung. Genauso wie die Anreizregulierung werden aber unternehmensabhängige Faktoren bei den Kapitalkosten teilweise nicht berücksichtigt. Im Sinne des Verständnisses des WACC als Mindestrendite berücksichtigen die Eigenkapitalkosten aufgrund der Branchennormierung keine unternehmensindividuellen Risiken. Ebenso fehlt eine unternehmensindividuelle Berücksichtigung der Fremdkapitalkosten.

Trotz des Einbezugs eines Risikoaufschlags fehlt die Berücksichtigung der unternehmensindividuellen Risiken. Grundsätzlich werden Investitionen erst durch die Erlösobergrenzen der nächsten Jahre amortisiert. Daraus folgen für alle Netzbetreiber zwei Risiken: das Risiko der regulierungsbedingten Kappung dieser Erlöse sowie das Risiko der Erlösreduktion durch Verlust der Konzession. Die Eintrittswahrscheinlichkeit und die Schadenshöhe dieser Risiken unterscheiden sich nach der spezifischen Unternehmenssituation. Dazu kommen weitere spezifische Risiken des einzelnen Netzbetreibers.

Damit fehlen für das Verteilnetz die notwendigen Anreize, anstehende Ersatz- bzw. Erweiterungen des Netzes (z.B. auch durch Wachstum aufgrund des Zubaus von Erneuerbaren Energien) durchzuführen. Für alle Netzbetreiber besteht die Gefahr, dass sich getätigte Investitionen nicht innerhalb des Konzessionszeitraums amortisieren.

Neben der fehlenden Berücksichtigung unternehmensindividueller Risiken berücksichtigt die Anreizregulierung auch keine unternehmensindividuellen Fremdkapitalzinsen - soweit diese höher sind als der Bundesbank-Durchschnittszins zuzüglich Risikoaufschlag. Dazu kommt, dass die Netzbetreiber gemäß § 7 Abs. 7 StromNEV und GasNEV keine Möglichkeit haben, Finanzierungsnebenkosten (z.B. Emissionskosten aus kapitalmarkt-orientierten Finanzierungen) geltend zu machen. Ebenso fehlt eine Planungssicherheit für die Anerkennung von Zinsen bei sich jährlich verändernden Durchschnittszinsen. Auch fehlen aktuell Anreize für die Nutzung von Bürgeranleihen oder Infrastrukturinvestoren z.B. aus dem Versicherungsumfeld.

Die Folge kann die Minimierung von Investitionen sein, sowie eine Inkongruenz von Finanzierungslaufzeit und Nutzungsdauer. Mit kurzfristigen Finanzierungen für langfristige Investitionen lassen sich kurzfristig günstige Kapitalkosten realisieren, die später zu höheren Kosten führen können. Oder es werden aufgrund der Anrechenbarkeit der Zinsen längere Laufzeiten gewählt, ohne dabei die Restnutzungsdauer der betreffenden Anlagevermögensgegenstände zu berücksichtigen.

In jedem Fall missachtet die Anreizregulierung und damit auch der Ertragswert die Berücksichtigung von Fremdkapitalkosten, die über der Summe aus Bundesbank-Durchschnittszins und branchennormiertem Risikoaufschlag liegen.

Bei der Weiterentwicklung der Anreizregulierung sollten die Anreize für Investitionen gestärkt werden. Dies erfordert jedenfalls die Schaffung der Möglichkeit der Finanzierung von Fremdkapitalzinsen, die auch im Unternehmen entstehen. Ein Weg dahin kann eine

Regulierungstypologie darstellen.³⁷ Es ließen sich Gruppen von Netzbetreibern bilden, bei denen bestimmte Merkmale übereinstimmen. Für jeden dieser Typen sollten dann seitens der Bundesnetzagentur spezifische Anrechnungsmöglichkeiten von Fremdkapitalzinsen definiert werden.

Für eine genauere Ermittlung des WACC sind folgende unternehmensindividuelle Faktoren im Vergleich zum Marktumfeld der Netzunternehmen zu untersuchen. Dies entspricht dem Vorgehen von Banken bzw. Investoren, die ein Kreditrating erstellen. Künftig sollte ein unternehmensindividueller WACC auch seitens der Regulierung berücksichtigt werden. Dieser sollte u.a. folgende Faktoren berücksichtigen.

- *Effizienzvergleich.* Die Effizienzvergleich der Anreizregulierung führt zu unternehmensindividuellen Kosteneffizienzwerten, im Sinne eines Rückstands der beeinflussbaren Kosten gegenüber den seitens der Bundesnetzagentur verglichenen Vergleichsunternehmen (zwischen 60% und 100%). Das Ergebnis prägt auch das Risiko für einen Verlust der Konzession.
- *Strukturelle Besonderheiten.* Die Geographie, Topographie und Geologie des Netzgebiets sowie die bestehende technische Struktur des Netzes und dessen Altersstruktur prägen die Haftungssubstanz. Mit abnehmender Restnutzungsdauer bzw. zunehmender Laufzeit der Finanzierungen steigt die Zinshöhe an.
- *Stadtnetz vs. Ländliches Netz.* Die Absatzdichte der Kunden im Netz (Messstellen bzw. Zählpunkte pro Flächeneinheit) bzw. die Leitungslänge prägen Profitabilität und damit auch die Finanzierungsbereitschaft von Banken und Investoren.
- *Netzauslastung.* Die wirtschaftliche Situation der Netzkunden, insbesondere die der Unternehmen, prägt neben der zeitgleichen Jahreshöchstlast auch die Entwicklung von Forderungsbestand und Abschreibungsbedarf und mittelfristig die Profitabilität des Netzes.
- *Intensität der Energieeinsparung.* Die Bonität des Unternehmens hängt auch von der Nachfrageentwicklung der Netznutzung aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen ab. Trotz erhöhter energetischer Gebäudesanierungen können die Leitungen in der Regel nicht zurück gebaut werden.
- *Demographischer Wandel.* Die Entwicklung der Zahl der Privatkunden und der Unternehmenskunden im Netzgebiet prägt die künftige Netz-Profitabilität.
- *Eigentümerstruktur.* Auch wenn in der Regel keine Bürgschaften oder Ergebnisabführungsverträge zu dem öffentlichen Eigentümer bestehen, wirkt sich die Zugehörigkeit zu einem Stadtwerke-Konzern faktisch risikomindernd aus.
- *Unternehmensgröße.* Kleine Unternehmen haben in der Regel keinen oder nur einen mit Zinsaufschlägen verbundenen Zugang zum Kapitalmarkt jenseits der Hausbank. Der Risikoaufschlag berücksichtigt nicht den Nachteil der häufig fehlenden Möglichkeit für die Begebung von Schuldscheinen, Inhaberschuldverschreibungen oder Anleihen.

³⁷ Vgl. dazu BDEW (2014), S. 10, auch unter Bezugnahme auf das differenziert ausgestaltete britische Regulierungsmodell.

6. Netzbewertung mit Realloptionen

Der folgende Abschnitt überträgt die Realloptionstheorie auf die Bewertung von Strom- und Gasnetzen. Bislang werden Realloptionen bei der Bewertung von Strom- und Gasnetzen in der Praxis nicht eingesetzt.

Die Bewertung von Realloptionen bietet zusätzlich zum Ertragswert die Möglichkeit, bestehende Wahlfreiheiten adäquat zu bewerten. Da diese Optionen in der Regel nicht bereits im Rahmen der Ertragswertermittlung enthalten sind, wirkt der Optionswert positiv oder negativ auf den Ertragswert.

Realloptionen sind zukünftige Handlungsspielräume und Investitionsmöglichkeiten eines Unternehmens, die nach Kenntnis eines zunächst nicht genau vorhersagbaren Umweltzustands (Unsicherheit) genutzt werden, um Entscheidungen an veränderte Umweltbedingungen anzupassen.³⁸

Eine Realloption muss folgende Voraussetzungen erfüllen³⁹:

- Flexibilität der Inanspruchnahme der Option (das Recht, nicht die Pflicht)
- Irreversibilität im Fall der Ausübung der Option
- Unsicherheit der wertbestimmenden Faktoren.

Bei einer Call-Option hat der Inhaber der Realloption das Recht, einen Vermögensgegenstand, d.h. den Basiswert (oder Underlying) zu einem definierten Preis, dem Ausübungspreis während eines Zeitraums (amerikanische Option), der Laufzeit der Option, oder zu einem bestimmten Zeitpunkt (europäische Option), zu erwerben. Bei einer Put-Option hat der Optionshalter das Recht, einen Vermögensgegenstand entsprechend der vorgenannten Parameter zu veräußern.⁴⁰

Während typische Beispiele für Realloptionen in der Energiewirtschaft die Erzeugung oder die Exploration von Gas- oder Ölfeldern betreffen, lassen sie sich auch für die Bewertung von Energienetzen nutzen. Nachfolgend werden eine Warteoption, eine Erweiterungsoption und eine Wertsicherungsoption dargestellt.⁴¹

6.1. Die Warteoption

Der Konzessionär kann weitgehend flexibel entscheiden, wann (und ob) Ersatzinvestitionen sowie Maßnahmen für die Instandhaltung der Energienetze vorgenommen werden. Das Maß an Flexibilität ist dabei durch die im Rahmen des Konzessionsvertrags festgeleg-

³⁸ Im engeren Sinne wird die finanzmathematische Optionstheorie auf reale physische Güter übertragen. Vgl. Hommel/Pritsch (1999), erstmals Myers (1977).

³⁹ Vgl. Hundt et al. (2006), S. 2.

⁴⁰ Vgl. Hungenberg et al. (2001).

⁴¹ Weitere Optionen können sich z.B. aus folgenden Sachverhalten ergeben: Erweiterung von Netzkapazitäten im Zuge eines Kapazitätsmarktes und des Übertragungsnetzausbaus, Erweiterung der Interkonnektorenkapazität, Erweiterung des Gasnetzes für die Speicherung von Strom (Power to Gas), Warteoption aus der Durchführung von Demand-Side-Management-Maßnahmen, Abbruchoptionen zum Rückbau von Netzen, Umstellungsoptionen durch Einführung von Smart Grids / Smart Metering. Vgl. He (2007).

ten Anforderungen an die Qualität des Netzes begrenzt. Gleichwohl lassen diese in der Regel ein breites Spektrum zwischen einer vorsorgenden Instandhaltung bis hin zu einer zustandsorientierten Instandhaltung zu.

Die Investitionen in neue Netzkomponenten sind im Sinne einer Realloption kaum umkehrbare Entscheidungen. Der Optionshalter berücksichtigt bei der Entscheidung die unsicheren Einflüsse der Weiterentwicklung der Regulierung auf den Ertragswert von Investitionen und Instandhaltung. Wie bereits ausgeführt hängt die Rendite einer Investition von den im Rahmen der Erlösobergrenze seitens der Bundesnetzagentur anerkannten Kosten (und der zugestandenen Eigenkapitalrendite) ab. Diese Abhängigkeit wächst in den nächsten Jahren, da mit der geplanten Yardstickregulierung noch weniger die echten Ausgaben zählen, sondern die im Vergleich zu anderen Netzbetreibern anerkannten Kosten.

Der neue Konzessionär kann in einem gewissen Maß die Gewinn-Verteilung durch die Nutzung von Realoptionen für sich positiv beeinflussen. Die Warteoption ist wie eine Call-Option zu bewerten.

6.2. Die Erweiterungsoption

Mit dem Erwerb des Netzes erwirbt der neue Eigentümer auch die Erweiterungsoption für den Anschluss neuer Kunden an das Netz und für die Erweiterung des Netzes aufgrund von Entwicklungen der Energiewende. Aufgrund des Ausbaus dezentraler (erneuerbarer) Energien fallen rd. 90% der Kosten auf der Ebene des lokalen Verteilnetzes an.⁴² Ein weiteres Beispiel für künftige Erweiterungen ist die Entwicklung der Elektromobilität. Sollte in den nächsten Jahren ein deutlicher Ausbau der Zahl an Elektrofahrzeugen und an Voll-Hybrid-Fahrzeugen stattfinden, könnte sich dies im Rahmen des Erweiterungsfaktors in der Anreizregulierung abbilden lassen. Der Konzessionär kann im Rahmen der Erweiterung in gewissem Maße flexibel entscheiden, diese abzulehnen oder durchzuführen. Die Unsicherheit bei der Entscheidung ist durch die gleichen Einflussfaktoren geprägt wie die Entscheidung bei der Warteoption. Hinzu kommt die Unsicherheit über die Entwicklung der Netznutzung durch die neuen Kunden bzw. neuen Kundengewohnheiten (Elektromobilität) im Vergleich zu anderen Netzbetreibern.

Bei Durchführung der in der Regel irreversiblen Investitionen sind erhöhte Erlösobergrenzen die Folge. Durch die Übertragung der Erlösobergrenze in die nächste(n) Regulierungsperioden würde dies zu einer nachhaltigen Wertsteigerung für den betreffenden Konzessionär führen. Die Erweiterungsoption ist wie eine Call-Option zu bewerten.

6.3. Die Wertsicherungsoption

Die Kommunen verfügen mit dem Instrument des Konzessionswettbewerbs über eine Put-Option. Diese bezieht sich auf das betroffene Netzvermögen bei dem bisherigen Konzessionär, soweit es sich um eine Beteiligung der Kommune handelt. In der Regel kann unterstellt werden, dass die Kommune mit der Ausübung der Option, d.h. mit dem Beschluss, den bisherigen Konzessionär durch einen neuen abzulösen, Unternehmenswerte

⁴² www.eeg-kwk.net

bei dem bisherigen Konzessionär vernichtet. Wird die Option nicht gezogen, bleibt der Wert gesichert (Wertsicherungsoption). Aus Sicht des bisherigen Konzessionärs handelt es sich um eine Call-Option.

Der verhandelte Kaufpreis wird in der Regel nicht die bei dem alten Konzessionär bestehenden Erwartungen an zukünftige Erträge kompensieren. Im Extremfall müsste ein technisch nutzbares, aber kalkulatorisch abgeschriebenes Netz unentgeltlich übertragen werden. Auch werden die ggf. befassten Gerichte bei Ihren Entscheidungen einen Wertverlust bei dem bisherigen Netzbetreiber zugunsten eines erfolgreichen Konzessionstransfers in Kauf nehmen. Zudem entstehen wie oben dargelegt durch den Konzessionsverlust Entflechtungskosten und negative Synergien. Neben dem reduzierten Ertragswert können durch den Konzessionsverlust auch Vermögensschäden entstehen. Das Vermögen wird einerseits durch den Abgang des regulatorischen Restwerts reduziert. Dazu kann weiterer Schaden für das eigentlich nicht betroffene Vermögen resultieren:

- *Gemischt genutzte Leitungen.* Grundsätzlich regelt § 46 Abs. 3 S. 2 EnWG die Übertragungspflicht der für die Versorgung des Gemeindegebiets notwendigen Versorgungsleitungen. Gemischt genutzte Leitungen sind nicht nur für das Konzessionsgebiet erforderlich, sondern auch für die Versorgung von Kunden außerhalb des Versorgungsgebiets. Nach der Lesart der Bundesnetzagentur sind aber die betroffenen Leitungen (z.B. Mittelspannung) dennoch vom Herausgabeanspruch umfasst.⁴³ Fraglos ein Vermögensschaden.
- *Grundstücke und dingliche Rechte.* Eine Übertragung der Verteilungsanlagen erfordert grundsätzlich nicht auch die Übertragung von Grundstücken und dinglichen Rechten. Zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs reicht die Einräumung von Dienstbarkeiten und Nutzungsrechten. Wird im Rahmen der Vorgaben der Kommune bzw. durch die bestehende Endschaftsregelung die Übertragung verlangt, kann ein weiterer Vermögensschaden eintreten. Durch die Übertragung von Grundstücken profitiert der bisherige Netzeigentümer nicht mehr von möglichen künftigen Wertsteigerungen gegenüber dem heutigen Marktwert.

Die Kommune kann im Rahmen des §46 EnWG flexibel entscheiden, an wen die Strom- und Gaskonzessionen übertragen werden. Die Ausübung der Option seitens der Kommune ist für einen Zeitraum von 20 Jahren irreversibel. Die Entscheidung hängt dabei aus Sicht der Kommune von den erwarteten (monetären) Vorteilen durch die Vergabe für den kommunalen Haushalt sowie für den Souverän, die Bürgerinnen und Bürger, ab.

Die Unsicherheit bei der Entscheidung liegt dabei in der Unkenntnis über die Höhe der Minderung des Unternehmenswerts bei dem betroffenen Altkonzessionär. Einen Anreiz für die Konzessionskommunen, diese Option *nicht* zu ziehen, besteht vor allem dann, wenn sie an dem Unternehmen bereits beteiligt sind oder künftig beteiligt sein werden. Entsprechend hat der bisherige Konzessionsnehmer den Anreiz, den Wert der Option bei dem Angebot für die Verlängerung der Konzession zu berücksichtigen.

⁴³ Vgl. BK6-11-052 vom 26.1.2012 und BK6-11-079 vom 19.6.2012.

Für die Bewertung der Optionen bieten sich verschiedene Ansätze an. Im Folgenden wird die Black-/Scholes-Formel verwendet.⁴⁴

Die folgende Tabelle zeigt die Parameter der Realloption im Vergleich zu einer Finanzmarktoption.

Optionsparameter	Finanzmarkt- option (Aktie)	Realloption
Wert Basisobjekt S	Aktienkurs	Projektwert (Ertragswert der durch die Optionsausübung entstehenden Zuflüsse), ohne Einbezug außerordentlicher Erträge und Aufwendungen
Ausübungspreis X	Ausübungspreis	Investitionswert, d.h. Barwert der Investitionsausgaben
Laufzeit t	Laufzeit	Bestandsdauer der Realloption in Jahren, in der die Investitionsmöglichkeit besteht, z.B. mit Beginn einer neuen Regulierungsperiode
Volatilität σ	Standardabweichung des Aktienkurses	Standardabweichung des Projektwerts
Risikoloser Zinssatz r	Risikoloser Zinssatz	Risikoloser Zinssatz

Für die Optionsbewertung werden zur Bewertung der Unsicherheit stochastische Prozesse verwendet. In der Regel wird unterstellt, dass die Entwicklung des Basisobjekts, d.h. bei Realloptionen die Entwicklung des Projektwerts, normalverteilt ist. Trotz dieser vereinfachenden Annahme kommt die Black/Scholes-Formel bei vielen Finanzmarktoptionen zur Anwendung. Während die Basiswerte bei Finanzmarktoptionen in der Regel am Markt gehandelt werden, haben die wertbeeinflussenden Faktoren bei Realloptionen häufig keinen liquiden Markt. Gleichwohl lässt sich die Black-Scholes-Formel auch auf die Bewertung von Realloptionen im Energiemarkt anwenden. Dabei misst C den Wert der Call-Option, P den Wert der Put-Option, jeweils zum Laufzeitende.

$$\mathbf{C = \max (S(t)-X; 0)} \quad \mathbf{bzw.} \quad \mathbf{P = \max (X-S(t); 0)}$$

Das bedeutet, dass der Wert einer Option am Laufzeitende dem Maximum des inneren Wertes der Option entspricht oder 0 ist. Im ungünstigsten Fall wird die Option nicht ausgeübt und wertlos verfallen.

Für jeden Zeitpunkt innerhalb der Laufzeit lässt sich der Optionswert nach folgender Formel bestimmen.

⁴⁴ Vgl. Black/Scholes (1973); Die Black Scholes Formel unterstellt europäische Optionen, d.h. solche, die nur an einem bestimmten Tag ausgeübt werden. Im Vergleich dazu haben Optionen, die jederzeit vor dem Ende der Laufzeit ausgeübt werden können, einen höheren Wert. Als Annäherung kann der Optionswert mit der Black Scholes Formel für jeden potentiellen Ausübungszeitpunkt ermittelt werden. Ebenso lassen sich Erträge während der Projektlaufzeit, Veränderungen der Standardabweichung während der Laufzeit und Verwässerungen berücksichtigen. Vgl. dazu Damodaran (2005). Zu alternativen Bewertungsmethoden vgl. z.B. die Übersicht bei Hungenberg (2001), S. 8.

$C = S \cdot N(d1) - X \cdot e^{-rt} \cdot N(d2)$ mit

$$d1 = \frac{\ln(S/K) + (r + \sigma^2/2) \cdot t}{\sigma \sqrt{t}} \quad \text{und } d2 = d1 - \sigma \sqrt{t}$$

$P = S \cdot (N(d1) - 1) - X \cdot e^{-rt} \cdot (N(d2) - 1)$ mit

$$d1 = \frac{\ln(S/K) + (r + \sigma^2/2) \cdot t}{\sigma \sqrt{t}} \quad \text{und } d2 = d1 - \sigma \sqrt{t}$$

Dabei entspricht $N(x)$ der kumulativen Wahrscheinlichkeit, dass eine Variable mit einer Standardnormalverteilung kleiner als x ist.⁴⁵

Höhere Werte der Parameter „Projektwert S “, „Bestandsdauer der Realloption t “, „Standardabweichung des Projektwerts σ “ sowie „risikoloser Zinssatz r “ wirken positiv auf den Wert der Call-Option. Höhere Werte bei dem Parameter „Investitionswert X “ wirken negativ auf den Wert der Call-Option.⁴⁶ Auf den Wert einer Put-Option wirken positiv die Parameter „Bestandsdauer der Realloption t “, „Standardabweichung des Projektwerts σ “ und „Investitionswert X “. Negativ wirken „Projektwert S “ und „risikoloser Zinssatz r “.

6.4. Bewertung der Warte- bzw. Erweiterungsoptionen

Für die Bewertung der Warteoption bzw. der Erweiterungsoption ist der Anteil der Netzinvestitionen (und ggf. dem Instandhaltungsaufwand) abzuschätzen, über den der Netzbetreiber flexibel entscheiden kann. Für die nachfolgende Beispielrechnung wird angenommen, dass dieser Betrag 1 Mio. Euro beträgt.

Der Projektwert beträgt rd. 1,27 Mio. Euro. Für die Ermittlung wurde eine Nutzungsdauer von 15 Jahren unterstellt, die Anerkennung von Abschreibungen, die oben ermittelten Fremdkapitalzinsen (3,41% + Risikoaufschlag von 0,46%) sowie ein Restwert in Höhe der hälftigen Investition. Für die Diskontierung wurde der oben ermittelte WACC zugrunde gelegt.

Als Bestandsdauer der Realloption wird entsprechend der maximalen Laufzeit der Konzession $t = 20$ Jahre angenommen. Der risikolose Zinssatz wird entsprechend der Laufzeit festgelegt. Dafür lässt sich die 20-jährige Bundesanleihe ISIN DE00011352264 mit 1,51% zugrunde legen.⁴⁷ Alternativ kann der 20-jährige Abzinsungssatz für Pensionsverpflichtungen gemäß §253 Abs. 2 HGB der Deutschen Bundesbank in Höhe von 4,89% verwendet werden.⁴⁸

Für die Ermittlung der Volatilität können Werte aus der Vergangenheit sowie Erwartungen an den zukünftigen Anteil der im Rahmen der Erlösobergrenze anerkannten Ausgaben für

⁴⁵ Damodaran (2005), S. 15ff.

⁴⁶ Hungenberg (2001), S. 9, Hull (2009), S. 240 ff.

⁴⁷ Der Zins entspricht der Rendite nach Steuern aus der Übersicht Deutsche Bundesbank (2014a).

⁴⁸ Vgl. Deutsche Bundesbank (2014b).

Investitionen bzw. Instandhaltungen genutzt werden. Als Näherung für diesen Wert lässt sich die Entwicklung der Erlösbergrenzen nutzen. Diese ergibt sich z.B. aus dem Bericht der Bundesnetzagentur über die Erfahrungen mit der Anreizregulierung.⁴⁹ Danach beträgt die Standardabweichung 5,14% (Strom) bzw. 4,31% (Gas). Werden Effekte aus der Mehrerlösabschöpfung und anderer Sondereffekte berücksichtigt, ergibt sich eine Standardabweichung von 3,38% (Strom) bzw. 7,58% (Gas).

Alternativ lässt sich die Standardabweichung der Eigenkapitalrendite berechnen. Zur Abrundung lässt sich auch die Standardabweichung aus der Entwicklung des Erweiterungsfaktors verwenden. Dehmel ermittelte die Standardabweichungen aus der Zeit vor der Anreizregulierung und führt Berechnungen bis zum Jahr 2078 durch. Dabei ergeben sich Standardabweichungen zwischen 2,41% und 9,27%.⁵⁰ Die Standardabweichung der Eigenkapitalrenditen aus der ersten und der zweiten Regulierungsperiode der Anreizregulierung liegt bei 0,17% (Neuanlagen) und 0,30% (Altanlagen). Die Standardabweichung liegt bei 105,66% (Strom) und 2,41% (Gas).⁵¹ Für Aktien gelten gemäß Hull Werte zwischen 20% und 50% als Indikation.⁵²

Unter Verwendung eines Optionspreisrechners⁵³ ergibt sich ein Wert für die Realloption in Höhe von 531,34 T€ (bei einem Zins von 1,51% und einer Volatilität von 5,14%). Die folgende Grafik zeigt Simulationen des Optionswertes anhand der wesentlichen Parameter. Dabei wird jeweils einer der Parameter ceteris paribus, also ohne Änderung der übrigen, verändert.

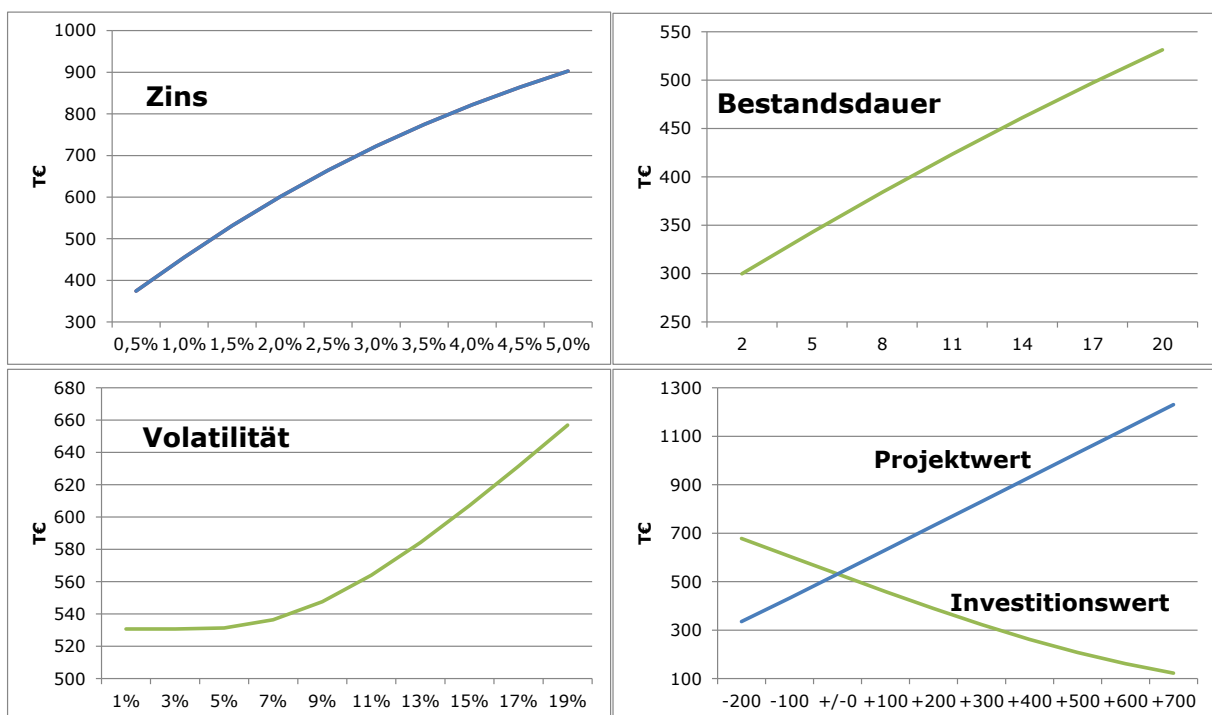


Abbildung 7: Simulation des Wertes der Warte- bzw. Erweiterungsoption

⁴⁹ Vgl. Bundesnetzagentur (2014a), S. 53f., 61ff.

⁵⁰ Vgl. Dehmel (2011), S. 188f., 195, 207f., 215, 220, 224.

⁵¹ Berechnet auf Basis der Daten (2010-2012) von Bundesnetzagentur (2014a), S. 71. Bezogen auf die absoluten Werte liegt die Standardabweichung bei 161,00 (Strom) bzw. 14,90 (Gas).

⁵² Vgl. Hull (2009), S. 240 ff.

⁵³ Vgl. z.B. das Excel Template aus dem Buch Smith et al. (2011) oder <http://www.rcg.ch/>.

Die Simulation der Volatilität zeigt, dass mit zunehmender Unsicherheit (also höherer Standardabweichung) der Optionswert deutlich zunimmt. Der Optionswert ist am anfälligsten bezogen auf *ceteris paribus* Änderungen des Investitionswerts bzw. des Projektwerts. Die Simulationen von Bestandsdauer und Zins führen nur zu geringen Veränderungen des Optionswerts.

Unabhängig von dem gewählten Szenario ist die Höhe des Optionswerts mit 0,5 bis 1 Mio. Euro im Vergleich zu einem Ertragswert von 20 bis 30 Mio. Euro (siehe Tabelle auf S.10) relativ gering. Für andere Anwendungsfälle können höhere Optionswerte resultieren.

6.5. Bewertung der Wertsicherungsoption

Die Wertsicherungsoption ist eine europäische Option, das heißt, dass sie nur am Ende der Laufzeit der bisherigen Konzession ausgeübt werden kann.⁵⁴ Es handelt sich aus Sicht der Kommune um eine Put-Option.

Für die Ausübung der Option entstehen für die Kommune in der Regel nur geringe Kosten. Da die Konzessionsabgabe klar durch die Konzessionsabgabenverordnung definiert ist und Anteile an den Entflechtungskosten in der Regel nicht durch die Kommune getragen werden, wird für die Berechnung ein Investitionswert von 50 T€ angenommen.

Der Projektwert hängt dabei davon ab, ob die Kommune an dem Netzunternehmen beteiligt ist. Ist eine Beteiligung vorhanden, wirkt die Minderung des Unternehmenswerts auf die künftigen Ausschüttungen des Unternehmens an die Kommune. Es wird für die Berechnung davon ausgegangen, dass der Barwert der geminderten Ausschüttungen 500 T€ beträgt.

Als Bestandsdauer der Realoption wird $t = 10$ Jahre, als risikoloser Zinssatz wird die Bundesanleihe ISIN DE0001102358 mit 1,00% zugrunde gelegt.⁵⁵

Die Standardabweichung für den Projektwert ist dabei durch die bisherigen und die erwarteten Abweichungen der künftigen Erträge des Netzunternehmens (bzw. des Unternehmens, an dem die Kommune beteiligt ist) geprägt. Als Annäherung lässt sich die Entwicklung der deutschen Unternehmensgewinne nutzen. Die Standardabweichung beträgt 28,28%⁵⁶.

Es ergibt sich ein Wert für die Put-Option in Höhe von 130 Euro. Also hat die Option für die vergebende Kommune nahezu keinen Wert. Wird die Wertsicherungsoption aus Sicht des bisherigen Konzessionärs als Call-Option definiert, hat sie für ihn hingegen einen Wert in Höhe von 454,90 T€.

Nachfolgend wird der Optionswert in Abhängigkeit der Simulation der wesentlichen Parameter dargestellt. Dabei wird jeweils einer der Parameter *ceteris paribus*, also ohne Änderung der übrigen, verändert.

⁵⁴ In seltenen Fällen werden Konzessionen vor dem Ende Konzessionslaufzeit verlängert.

⁵⁵ Vgl. Deutsche Bundesbank (2014a).

⁵⁶ Vgl. Deutsche Bundesbank (2013).

Bei der Simulation von risikofreiem Zins, Restlaufzeit der Option oder Volatilität verändert sich der Wert der Call-Option nahezu nicht. Der Optionswert entspricht näherungsweise der Differenz von Projektwert abzüglich dem Investitionswert.

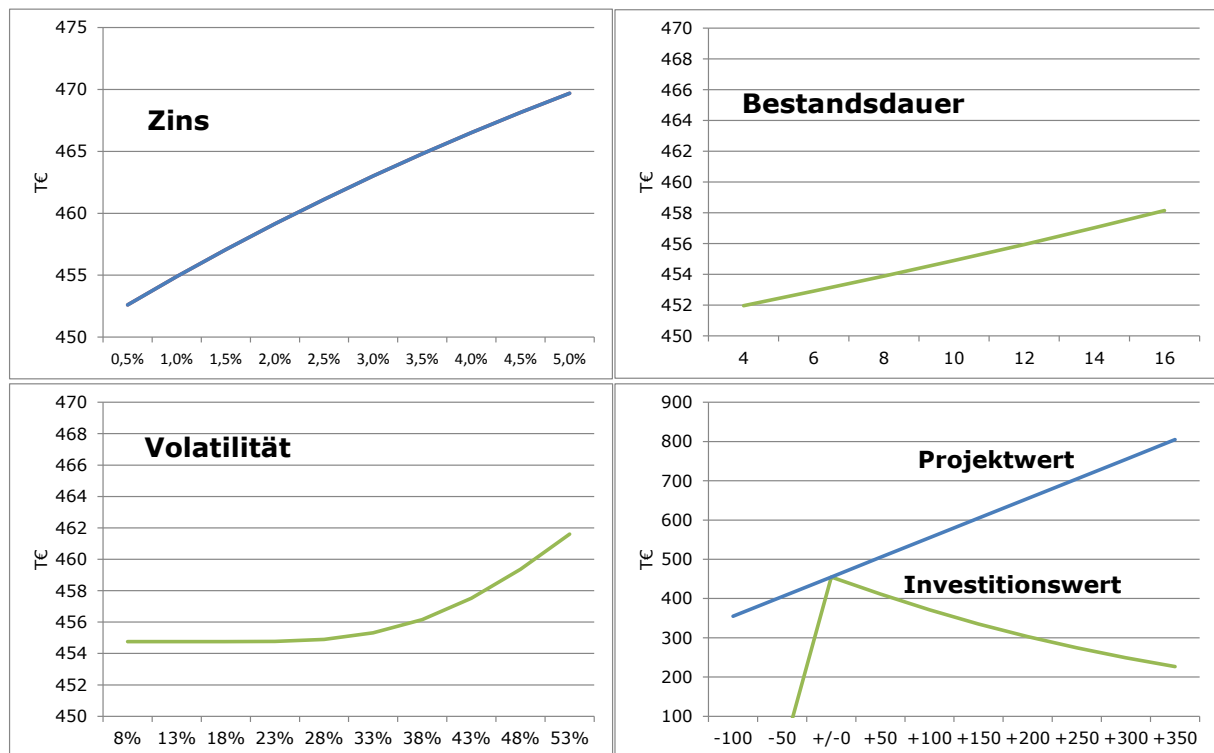


Abbildung 8: Simulation des Wertes der Wertsicherungsoption

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die Entscheidungsflexibilitäten zu einem positiven Optionswert führen können. Nun ist zu entscheiden, ob der Optionswert den Ertragswert erhöht oder reduziert. Dies hängt davon ab, welche Annahmen im Rahmen der Ertragswertermittlung getroffen wurden. Grundsätzlich erhöht der Optionswert der Wachstums- bzw. Erweiterungsoption den Ertragswert. Dies gilt dann, wenn der Ertragswert noch keine Gewinnprognosen aufgrund der beschriebenen Wachstums- bzw. Erweiterungsoption enthält.

Die Wertsicherungsoption hat zwar einen positiven Wert, kann aber nicht zu dem Ertragswert addiert werden. Sie ist im Rahmen der Vorbereitung und der Entscheidung der Konzessionsvergabe relevant.

In Summe liegt der Nutzen aus der Anwendung des Realloptionsansatzes nicht nur in der Ermittlung von quantitativen Werten, sondern auch in den qualitativen Resultaten, nämlich den identifizierten Realloptionen. Damit unterstützen sie die Verhandlungen in Richtung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung.

7. Empfehlungen für die Netzbewertung in der Praxis

- 7.1. Die Kommune sollte sich mit ausreichendem zeitlichem Verlauf über die Möglichkeiten und Ziele der Einflussnahme auf den Netzbetrieb informieren. Dabei sollten auch Bürgerinteressen z.B. durch Befragungen einbezogen werden. Bei

der Bewertung der Alternativen sollten auch Szenarien für die Bewertung der Energienetze einfließen.

- 7.2. Ebenso sollte jede Kommune den an der Konzession interessierten Netzbetreibern bereits vor dem Konzessionswettbewerb umfangreiche Daten für die Ermittlung des Ertragswerts zur Verfügung stellen. Diese Daten sollten sich an den in diesem Beitrag genannten Elementen orientieren.
- 7.3. Um den Wertverlust für den abgebenden Konzessionär (und die Volkswirtschaft) zu minimieren, sowie die sozialen Auswirkungen einzugrenzen, sollten Konzessionskommunen darauf hinwirken, dass vor der Konzessionsvergabe dem neuen Anbieter die Anforderung gestellt wird, die Mitarbeiter des bisherigen Konzessionärs zu übernehmen. Die Netzbewertung berücksichtigt dann vergleichbare Personalkosten und nicht künstlich verringerte.
- 7.4. Um Investitionssicherheit für den bestehenden Konzessionär zu ermöglichen, können Kommunen den Konzessionsvertrag bereits vor dem Ende der Laufzeit zu verlängern. Der Verlängerung vorausgehen muss ein diskriminierungsfreier Wettbewerb.
- 7.5. Bei der Bewertung von Netzen sollten mehrere Methoden verwendet werden. Der regulatorische Restwert und der Ertragswert sind die beiden Methoden, zwischen denen sich der verhandelte „angemessene Kaufpreis“ befinden sollte. Ebenso sollten Realloptionen als Ergänzung zum Ertragswert oder zum regulatorischen Restwert verwendet werden.
- 7.6. Die Bewertung von Realloptionen unterstreicht, dass mit zunehmender Unsicherheit die Wertbandbreite zunimmt. Eine vorausschauende Regulierung sollte daher die Unsicherheit bei der Netzbewertung durch klare Festlegungen reduzieren.
- 7.7. Naturgemäß liegen die Interessen zwischen Käufer und Verkäufer eines Netzes deutlich auseinander. Mithilfe von Gutachten wird versucht, die geforderte wirtschaftlich angemessene Vergütung für das Netz zu belegen. Häufig folgen zusätzlich Schiedsgutachten, Mediation oder eine juristische Auseinandersetzung. Die Kosten für die rechtliche Auseinandersetzung sollten von beiden Seiten minimiert werden. Bei einem Vergleich oder auch bereits im Rahmen der Verhandlungen kann erwogen werden, den Kaufvertrag mit Besserungsscheinen auszustatten.
 - Der Kaufvertrag sieht eine Einigung über einen bestimmten Preis vor. Zusätzlich wird ein Besserungsschein vereinbart, mit dem sich der Käufer verpflichtet, eine Nachzahlung an den Verkäufer zu leisten.⁵⁷ Die Höhe der Nachzahlung bemisst sich nach Kriterien, die im Vorfeld festgelegt sein müssen. Häufig handelt es sich dabei um eine Wertsteigerung z.B. durch

⁵⁷ Ggf. wird auch ein zusätzlicher Besserungsschein für den Käufer eingeräumt, mit dem für den Fall des Eintritts bestimmter Kriterien der Verkäufer dem Käufer im Nachgang einen Teil des Kaufpreises erstattet.

den Nichteintritt eines Risikos oder durch das Profitieren von Netzausbauten im Rahmen der Energiewende. Es kann sich auch um den Vorbehalt der gerichtlichen Klärung über die Höhe des Kaufpreises handeln.

- So kann vermieden werden, dass der neue Konzessionär Schadensersatz aufgrund einer verzögerten Netzübernahme geltend macht.⁵⁸
- Bei der Finanzierung über Banken, durch Schuldscheine bzw. Anleihen oder bei Projektfinanzierungen durch die erwerbende Gesellschaft wird der Betrag der etwaigen Nachzahlung nicht in die Haupttranche einzubeziehen sein.⁵⁹ Daher ist ein Finanzierungskostenabschlag bei der Höhe der Nachzahlung einzubeziehen. Ebenso sind etwaige Zinsen für die Bildung von Rückstellungen bzw. für die Anlage der vereinnahmten Netzentgelte in die Berechnung einzubeziehen.

7.8. Bei der Weiterentwicklung der Anreizregulierung sollten die Anreize für Investitionen gestärkt werden. Dies erfordert jedenfalls die Schaffung der Möglichkeit der Finanzierung von Fremdkapitalzinsen, die auch im Unternehmen entstehen. Ein Weg dahin kann eine Regulierungstypologie darstellen.

⁵⁸ Vgl. hierzu auch das Urteil des LG Mainz vom 30.11.2012, 12 HK O 10/11 Kart.

⁵⁹ Vgl. zu den Formen der Finanzierung von Netzen DStGB/DST/DSGV/VKU (2013).

Literaturverzeichnis

Ballwieser (2008): Ballwieser, W.: Investitionsrechnungen für Netze im Rahmen der Anreizregulierung : Gutachten, Berlin ; Frankfurt; Heidelberg, 2008.

BDEW (2010): BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Leitfaden Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben in der Strom- und Gasversorgung, Berlin, 9.11.2010; im Internet unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577DF00418462/\\$file/Leitfaden.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577DF00418462/$file/Leitfaden.pdf) (23.5.2014)

BDEW (2014): BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung - Vorschläge zur langfristigen Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens vor dem Hintergrund der Energiewende, Berlin, 21. März 2014.

Black/Scholes (1973): Black, F./Scholes, M.: The Pricing of Options and Corporate Liabilities, In: Journal of Political Economy 81, S. 637-659.

BNetzA/BKA (2010): Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt: Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers vom 15. Dezember 2010, im Internet unter http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Leitfaden/Leitfaden%20-%20Vergabe%20von%20Strom-%20und%20Gaskonzessionen.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (23.5.2014)

BNetzA/BKA (2013): Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2012, 3. Auflage, Bonn, 5.2.2013. im Internet unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (23.5.2014)

Bundesnetzagentur (2013). Bundesnetzagentur: Leitfaden der Regulierungsbehörden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Neufestlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 26 Abs. 2 ARegV; Juni 2013; Im Internet unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer9/BK9_91_Hinweise_und_Leitfaeden/Netzuebergaenge/BK9_Hinweise_und_Leitfaeden_Leitfaden_Erloesobergrenzen_BF.pdf;jsessionid=1837E5A2C51E3CCD59607A62FFB30152?__blob=publicationFile&v=4 (23.5.2014).

Bundesnetzagentur (2014): Übersicht über die Strom- und Gasnetzbetreiber (Stand: 29.1.2014); im Internet unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/netzbetreiberstammdaten-node.html#doc266286bodyText5 (23.5.2014)

Bundesnetzagentur (2014a): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung, Deutscher Bundestag, Drucksache BT 18/536 v. 12.2.2014. Im Internet unter <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/18/005/1800536.pdf> (24.5.2014)

Deutsche Bundesbank (2013): Hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 2006 bis 2012, Dezember 2013. Im Internet unter: http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Unternehmen_und_private_Haushalte/Unternehmensabschluesse/Tabellen/tabellen.html (24.5.2014).

Deutsche Bundesbank (2014a): Deutsche Bundesbank Kurse und Renditen börsennotierter Bundeswertpapiere, Mai 2014. Im Internet unter: http://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Service/Bundeswertpapiere/Rendite/kurse_renditen_bundeswertpapiere_2014_05.pdf?__blob=publicationFile (24.5.2014).

Deutsche Bundesbank (2014b): Deutsche Bundesbank: Abzinsungszinssätze gemäß § 253 Abs. 2 HGB, Mai 2014. Im Internet unter: http://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Statistiken/Geld_Und_Kapitalmaerkte/Zinssaetze_Renditen/abzinsungszinssaetze.pdf?__blob=publicationFile (24.5.2014).

DIHK 2014: Bundesweite Übersicht der Realsteuer-Hebesätze 2013 in Städten über 20.000 Einwohner; im Internet unter <http://www.dihk.de/themenfelder/rechtsteuern/steuern/finanz-und-haushaltspolitik/realsteuer-hebesaetze> (23.5.2014)

Damodaran (2005): Damodaran, A.: The Promise and Peril of Real Options, New York University - Stern School of Business, NYU Working Paper No. S-DRP-05-02, July 2005. Im Internet unter <http://ssrn.com/abstract=1295849> (24.5.2014).

Dehmel (2011): Dehmel, F.: Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte, Dissertation Katholische Universität Eichstätt-Ingolstadt, 5.7.2011.

Dixit/Pindyck (1994): Dixit, A. K./Pindyck, R. S.: Investment under Uncertainty, Princeton.

DStGB/DST/DSGV/VKU (2013): Deutscher Städte- und Gemeindebund (DStGB); Deutscher Städtetag (DST); Deutscher Sparkassen- und Giroverband e.V. (DSGV); Verband kommunaler Unternehmen (VKU): Leitfaden für die Finanzierung von Versorgungsnetzen, Berlin, Februar 2013. Im Internet unter: <http://www.vku.de/service-navigation/presse/publikationen/leitfaden-fuer-die-finanzierung-von-versorgungsnetzen.html> (23.5.2014)

Frontier Economics (2011): Frontier Economics: Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2011.

Glachant (2012): Glachant, J.M. et al.: Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators, European University Institute Working Paper RSCAS 2012/31.

Gardner/Rogers (1999): Gardner, D. T./Rogers, J. S.: Planning Electric Power Systems Under Demand Uncertainty with Different Technology Lead Times. In: Management Science 45 (1999), Nr. 10, S. 1289–1306

Hachmeister et al. (2014): Hachmeister, D./Ruthardt, F./Mager, C.: Unendlichkeit als Problem der Unternehmensbewertung – eine empirische Analyse von Bewertungsgutachten, in: Der Betrieb, Nr. 22 v. 30.5.2014, S. 1209-1214.

He (2007): He, Y.: Real Options in the Energy Markets, Dissertation, University of Twente, 5.10.2007.

Hommel/Pritsch (1999): Hommel, U./Pritsch, G.: Marktorientierte Investitionsbewertung mit dem Realoptionsansatz, in: Finanzmarkt und Portfoliomanagement, Jg. 13, S. 121-144.

Hull (2009): Hull, J.C.: Optionen, Futures und andere Derivate, 7., aktualisierte Auflage, Pearson, München u.a.

Hundt et al. (2006): Hundt, M./Swider, D.J./Voß, A.: Einfluß von Unsicherheit und Flexibilität auf den Wert von Kraftwerksinvestitionen – Reale Optionen in der Elektrizitätswirtschaft, Arbeitspapier Uni Stuttgart, Stuttgart 25.6.2006.

Hungenberg et al. (2001): Hungenberg, H./ Wulf, T./Stellmaszek, F.: Einsatzfelder und Operationalisierung der Realoptionstheorie - Implikationen für die wertorientierte Unternehmensführung, Working Paper 05-01, Institut für Unternehmensplanung, Berlin / Nürnberg, 2001.

Myers (1977): Myers, S.C.: Determinants of Corporate Borrowing. In: Journal of Financial Economics 2, S. 147-176.

Schaeffler/Weber (2011): Schaeffler, St./Weber, Ch.: The Cost of Equity of Network Operators. Empirical Evidence and regulatory Practice, EWL Working Paper No. 01/11, 31.1.2011, im Internet unter: <http://ssrn.com/abstract=1752135> (23.5.2014)

Smith et al. (2011): Smith, J.K./ Smith, R.L./Bliss, R.T.: Entrepreneurial Finance - Strategy, Valuation, and Deal Structure, Stanford University Press, 2011. Im Internet unter <http://www.sup.org/entrepreneurialfinance/Excel%20Templates/Black-Scholes%20Template.xls> (24.5.2014)

Volkart (2008): Volkart, R.: Corporate Finance – Grundlagen von Finanzierung und Investition, 4. Auflage, Zürich 2008.

Impressum

Hochschule Darmstadt

Fachbereich Wirtschaft

Haardtring 100

64295 Darmstadt

www.fbw.h-da.de

Dr. Klaus-Michael Ahrend (Kontakt: klaus.ahrend@h-da.de)

Prof. Dr. Martin Meyer-Renschhausen (Kontakt: martin.meyer-renschhausen@h-da.de)

Die Energiewirtschaftlichen Diskussionsbeiträge erscheinen in unregelmäßigen Abständen. Die Autoren behalten sich alle Rechte vor, insbesondere das Recht zur Vervielfältigung und Verbreitung sowie der Übersetzung. Nachdruck, auch auszugsweise, ist gegen Quellenangabe gestattet, Belegexemplar erbeten.

ISSN: 2199-4269