

Fundamente schaffen

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe: Juni 2015 – www.roedl.de

> Inhalt

Kurzumfrage zur Unternehmensstrategie ...

- > ... von Stadtwerken und kommunalen Energieversorgungsunternehmen 2

Rechnungslegung

- > BilRUG auf der Zielgeraden 4

Regulierung

- > Veränderte regulatorische Rahmenbedingungen – Netzbetreiber müssen sich zukünftig auf verschärfte Rahmenbedingungen im Zuge der Anreizregulierung einstellen 6

Netzübernahme

- > Konzessionsverfahren Strom und Gas – Wie bewerbe ich mich erfolgreich? 8

Europäischer Energiemarkt

- > Der Weg zur Energieunion 10

Netznutzung

- > Der neue Netznutzungs-Standardvertrag (Strom) der Bundesnetzagentur – Was lange währt, wird endlich gut? 14

Wärme

- > Power-to-Heat – Jetzt wächst zusammen, was zusammengehört?! 16

Artikelserie

- > Gebühren und Beiträge zwischen Anspruch und Wirklichkeit 19

Rödl & Partner intern

- > Veranstaltungshinweise 22

Liebe Leserin, lieber Leser,

Strategie – Neuland für Stadtwerke!?

Wieder einmal wird die Energielandschaft in Deutschland durchgerüttelt. E.ON spaltet das Geschäft mit konventioneller Energieerzeugung ab, der Bundeswirtschaftsminister plant die Einführung einer Abgabe auf Kohlekraftwerke. Schon diese Beispiele zeigen deutlich, dass das bisherige Geschäftsmodell der Energieversorger ein Auslaufmodell ist. Neue Geschäftsfelder müssen erschlossen werden, um die Ertragskraft - auch bei kommunalen Stadtwerken - mittelfristig und langfristig zu sichern. Eine Frage, die bei global und in täglichem Wettbewerb agierenden Unternehmen bereits seit langem auf der Tagesordnung steht, erreicht damit auch die Stadtwerke: Wie richte ich das Unternehmen strategisch für die Zukunft aus? Eine Frage, die zunächst einer individuellen Analyse der Status-quo bedarf. Um Ihnen den – aus unserer Sicht unerlässlichen – Einstieg in eine Diskussion zur zukünftigen Strategie zu erleichtern, haben wir unserem Kursbuch einen Strategiefragebogen beigelegt, der Sie auf grundsätzliche Aspekte einer Strategieanalyse hinweisen und ein erstes Feedback in Form eines Benchmarks mit anderen Unternehmen ermöglichen soll. Einzelheiten hierzu erfahren Sie in unserem Kursbuch. Nutzen Sie die Gelegenheit, zukünftig die „Strategie“ noch besser als Hilfsmittel für Ihren unternehmerischen Erfolg zu nutzen.

Wir freuen uns auf Ihre Antworten!

Martin Wambach
Geschäftsführender Partner

Anton Berger
Partner

Kurzumfrage zur Unternehmensstrategie ...

> ... von Stadtwerken und kommunalen Energieversorgungsunternehmen

Von Anton Berger und Christoph Beer

Stadtwerke und kommunale Energieversorgungsunternehmen tragen als regionaler Wirtschaftsfaktor die Verantwortung für Arbeitsplätze, die Bereitstellung einer zukunftsfähigen Infrastruktur sowie die Erbringung wettbewerbsfähiger Dienstleistungen im Sinne der Daseinsvorsorge. Die Liberalisierung der Energiemärkte, die Einführung der Anreizregulierung und der hohe Investitionsbedarf zur Umsetzung der Energiewende stellen Stadtwerke heute vor große Herausforderungen. Sie müssen ständig den Spagat zwischen politischem Auftrag und Wirtschaftlichkeit meistern. Der tief greifende Wandel setzt die klassischen Geschäftsmodelle erheblich unter Druck und führt perspektivisch zu rückläufigen Ergebnissen. Für Stadtwerke und ihre Gesellschafter stellt sich heute die drängende Frage, in welchen Geschäftsfeldern zukünftig noch Gewinne und Wachstum generiert werden können.

- > Der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien führt zu einem Rückgang der Börsenpreise und macht die konventionelle Energieerzeugung unrentabel.
- > Im Energievertrieb führen zunehmender Wettbewerb und steigende Wechselquoten zu geringeren Ergebnisbeiträgen.
- > Die Ergebnisse der Netzsparten sind aufgrund der Vorgaben der Anreizregulierung ebenfalls rückläufig.

Angesichts dieser Entwicklungen ist es die Aufgabe des Managements, eine maßgeschneiderte Strategie zu entwickeln, die langfristig die Ergebnisse sichern kann. Die Unternehmensstrategie bildet hierbei eine fokussierte Wegbeschreibung, um die Unternehmensziele zu erreichen und den wirtschaftlichen Erfolg sicherzustellen.

Vor diesem Hintergrund ist es Ziel unserer Erhebung, eine Einschätzung zum Markt und zur geplanten Strategie von Stadtwerken und kommunalen Energieversorgungsunternehmen im deutschen Energiesektor zu erhalten. Dabei liegt der Fokus unserer Untersuchung in der Analyse, wie die Geschäftsführer und Entscheidungsträger die Marktsituation beurteilen und wie sie zukünftig in ihrem Unternehmen Gewinnchancen generieren und Verlustrisiken reduzieren wollen.

Ihr Mehrwert:

Als Dankeschön für die Teilnahme erhalten Sie von uns einen individuellen Bericht, der Ihre Antworten anhand eines Benchmarks mit den Ergebnissen der anderen Teilnehmer vergleicht.

- > Erfahren Sie, wie Sie im Vergleich zu anderen Marktteilnehmern, die aktuelle und zukünftige wirtschaftliche Lage einschätzen.
- > Erfahren Sie, auf welche Sparten und Maßnahmen die anderen Marktteilnehmer vertrauen, um Gewinne zu generieren und Verlustrisiken zu vermeiden.

Selbstverständlich werden wir alle Antworten anonym behandeln. Des Weiteren beinhaltet Ihre persönliche Auswertung eine Interpretation Ihrer Ergebnisse.

Über eine zahlreiche Beteiligung an unserer Umfrage würden wir uns freuen. Wir bedanken uns im Voraus für Ihr Engagement.

Kontakt für weitere Informationen:



Anton Berger

Diplom-Ökonom, Diplom-Betriebswirt (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 01

E-Mail: anton.berger@roedl.com



Christoph Beer

Diplom-Betriebswirt (FH), Certified Valuation Analyst

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 00

E-Mail: christoph.beer@roedl.com

Zeitaufwand:
5 – 10 Minuten



Hier geht's zur Online-Befragung!
www.roedl.de/strategieumfrage

Rechnungslegung

> BilRUG auf der Zielgeraden

Von Björn Langenbach

Der Regierungsentwurf des Bilanzrichtlinie-Umsetzungsgesetzes (BilRUG) liegt vor. Der Regierungsentwurf des BilRUG enthält diverse Änderungen des HGB wie beispielsweise eine Anhebung der Schwellenwerte zur Bestimmung der Größenklassen, eine neue Definition der Umsatzerlöse, Neuerungen für Kleinstkapitalgesellschaften oder neue Anhangsangaben. Es ist mit einem baldigen in Kraft treten des BilRUG zu rechnen.

Zeichnete sich das deutsche Handelsgesetzbuch (HGB) über Jahrzehnte durch ein hohes Maß an Kontinuität aus, so nimmt die Veränderungsgeschwindigkeit in den letzten Jahren deutlich zu. Nach dem Bilanzrechtsmodernisierungsgesetz (BilMoG) und dem Kleinstkapitalgesellschaften-Bilanzrechtsänderungsgesetz (MicroBiG) steht nun mit dem Bilanzrichtlinie-Umsetzungsgesetz (BilRUG) die nächste Änderung kurz vor der Umsetzung. So hat das Bundeskabinett am 7. Januar 2015 den Gesetzesentwurf zur Umsetzung der Richtlinie 2013/34/EU („EU-Bilanzrichtlinie“) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2013 über den Jahresabschluss, den konsolidierten Abschluss und damit verbundene Berichte von Unternehmen bestimmter Rechtsformen und zur Änderung der Richtlinie 2006/43/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung der Richtlinien 78/660/EWG und 83/349/EWG des Rates vorgelegt.

Die EU-Bilanzrichtlinie muss bis zum 20. Juli 2015 in nationales Recht umgesetzt werden, sodass mit einem baldigen in Kraft treten des BilRUG zu rechnen ist.

Durch das BilRUG sollen Erleichterungen für kleine Gesellschaften umgesetzt, die Vergleichbarkeit von Jahresabschlüssen innerhalb der EU, die Klarheit und Verständlichkeit sowie der Informationsgehalt von Abschlüssen erhöht werden. Nachfolgend werden einige bedeutsame Änderungen, die im Regierungsentwurf des BilRUG vorgesehen sind, dargestellt:

Schwellenwerte

Die Schwellenwerte zur Festlegung der Größenklassen der Kapitalgesellschaften (KapGes) werden wie folgt erhöht (§ 267 HGB-E). Die bisherigen Werte werden dabei in Klammern angegeben:

	Kleine KapGes	Mittelgroße KapGes	Große KapGes
Bilanzsumme (Angaben in €)	< 6,0 Mio. (< 4,8 Mio.)	< 20,0 Mio. (< 19,3 Mio.)	> 20,0 Mio. (> 19,3 Mio.)
Umsatzerlöse (Angaben in €)	< 12,0 Mio. (< 9,7 Mio.)	< 40,0 Mio. (< 38,5 Mio.)	> 40,0 Mio. (> 38,5 Mio.)
Mitarbeiter	< 50	< 250	> 250

Definition Umsatzerlöse

In die Umsatzerlöse sind nicht mehr nur die Erlöse aus dem Verkauf und der Vermietung oder Verpachtung von für die gewöhnliche Geschäftstätigkeit typischen Erzeugnissen, Waren und Dienstleistungen einzubeziehen, sondern hierunter sind zukünftig sämtliche Erlöse aus dem Verkauf und der Vermietung oder Verpachtung von Produkten sowie aus der Erbringung von Dienstleistungen der Gesellschaft zu erfassen (§ 277 Abs. 1 HGB-E). Somit ist nicht mehr entscheidend, ob die Erlöse aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit der Gesellschaft stammen, sodass auch etwaige Nebenerlöse (beispielsweise Konzernumlagen), die nach der bisherigen Regelung unter den sonstigen betrieblichen Erträgen ausgewiesen werden, nunmehr den Umsatzerlösen zuzurechnen sind.

Wegfall von außerordentlichen Aufwendungen und Erträgen

Der Ausweis von außerordentlichen Aufwendungen und Erträgen in der Gewinn- und Verlustrechnung und der bisherige § 277 Abs. 4 HGB entfallen.

Kleinstkapitalgesellschaften

Durch das MicroBiG wurden Erleichterungsvorschriften für sog. „Kleinstkapitalgesellschaften“ im Sinne des § 267a HGB geschaffen. Durch das BilRUG sollen die Regelungen für Kleinstkapitalgesellschaften nun unter anderem nicht mehr auf typische Holding-Gesellschaften anwendbar sein, deren einziger Zweck darin besteht, Beteiligungen an anderen Unternehmen zu erwerben, ohne unmittelbar oder mittelbar in die Verwaltung dieser Unternehmen einzugreifen (§ 267a Abs. 3 HGB-E).

Befreiungstatbestände der § 264 Abs. 3 HGB und § 264b HGB

§ 264 Abs. 3 und § 264b HGB sehen unter bestimmten Bedingungen Befreiungsmöglichkeiten von Unternehmen zur Aufstellung, Prüfung und Offenlegung von Jahresabschlüssen nach den

Vorgaben der §§ 264 ff. HGB vor. Durch das BilRUG ergeben sich hierzu verschiedene Änderungen. So wird zum Beispiel durch § 264 Abs. 3 HGB-E klargestellt, dass eine Selbstbefreiung von Mutterkapitalgesellschaften nicht mehr in Betracht kommt, sondern die Befreiungsmöglichkeit ausschließlich für Tochtergesellschaften gilt. Die nach bisherigem Recht bestehende Möglichkeit zur Selbstbefreiung haftungsbeschränkter Mutterpersonengesellschaften bei einem Einbezug in den eigenen Konzernabschluss bleibt hingegen bestehen. Voraussetzung hierfür ist allerdings die Aufstellung des Konzernabschlusses für eine größere Gesamtheit von Unternehmen. Weiterhin ergibt sich hinsichtlich der notwendigen Verpflichtungserklärung (§ 264 Abs. 3 Nr. 2 HGB-E), wonach das Mutterunternehmen sich bereit zu erklären hat, für die von dem Tochterunternehmen eingegangenen Verpflichtungen aus dem jeweiligen Geschäftsjahr einzustehen, eine Abweichung zur bisherigen Regelung, die eine Verlustübernahme nach § 302 AktG oder eine freiwillige Verlustübernahme fordert.

Ausschüttungsgesperrte Rücklage

§ 272 Abs. 5 HGB-E sieht eine ausschüttungsgesperrte Rücklage bei phasengleicher Realisierung von Beteiligungserträgen vor, die in der Gewinn- und Verlustrechnung zwar erfasst, aber noch nicht zugeflossen sind oder auf die zum Bilanzstichtag noch kein rechtlicher Anspruch besteht.

Abschreibung immaterieller Vermögensgegenstände

Kann in Ausnahmefällen die voraussichtliche Nutzungsdauer eines Geschäfts- oder Firmenwerts oder eines selbst geschaffenen immateriellen Vermögensgegenstands des Anlagevermögens nicht verlässlich geschätzt werden, sind planmäßige Abschreibungen auf die Herstellungskosten über einen (typisierten) Zeitraum von zehn Jahren vorzunehmen (§ 253 Abs. 3 S. 3 und 4 HGB-E).

Anhang

- > Der gesonderte Ausweis von außerordentlichen Erträgen und außerordentlichen Aufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung entfällt, wie weiter oben bereits dargestellt. Dafür sind künftig im Anhang Betrag und Art einzelner Ertrags- und Aufwandsposten von außergewöhnlicher Größenordnung oder außergewöhnlicher Bedeutung anzugeben und zu erläutern (§ 285 Nr. 31 HGB-E). Entsprechendes gilt für periodenfremde Aufwands- und Ertragsposten (§ 285 Nr. 32 HGB-E).
- > Die Berichterstattung über Vorgänge von besonderer Bedeutung, die nach dem Schluss des Geschäftsjahrs eingetreten sind (Nachtragsbericht), wird unter Angabe der Art und der Auswirkungen auf die Finanzlage vom Lagebericht in den Anhang verlagert (§ 285 Nr. 33 HGB-E).
- > In den Anhang sind der Beschluss bzw. der Vorschlag über die Ergebnisverwendung aufzunehmen (§ 285 Nr. 34 HGB-E).

- > Der Katalog zu Erleichterungen bei der Aufstellung eines Anhangs von kleinen Kapitalgesellschaften (§ 288 HGB-E) wird ausgeweitet.

Anwendungszeitraum

Grundsätzlich ist vorgesehen, die durch das BilRUG geänderten Vorschriften erstmals auf Jahres- und Konzernabschlüsse, Lageberichte und Konzernlageberichte für nach dem 31. Dezember 2015 beginnende Geschäftsjahre anzuwenden, das heißt bei einem kalendergleichen Geschäftsjahr ergibt sich eine verpflichtende Anwendung erstmalig für den Jahres-/Konzernabschluss sowie den Lage-/Konzernlagebericht 2016. Mit Ausnahme der geänderten Bußgeldvorschriften soll aber eine freiwillige frühere Anwendung möglich sein, wenn die neuen Vorschriften insgesamt umgesetzt werden, sodass eine vollumfängliche frühere Anwendung für nach dem 31. Dezember 2014 beginnende Geschäftsjahre zulässig ist, das heißt also bei einem kalendergleichen Geschäftsjahr erstmalig für den Jahres-/Konzernabschluss sowie den Lage-/Konzernlagebericht 2015.

Die neu gefassten Größenkriterien (§ 267 HGB-E) dürfen bereits für nach dem 31. Dezember 2013 beginnende Geschäftsjahre, das heißt bei kalendergleichem Geschäftsjahr bereits für das Jahr 2014 angewendet werden, wenn gleichzeitig auch die geänderte Definition der Umsatzerlöse angewendet wird (sog. Verklammerung).

Kontakt für weitere Informationen:



Björn Langenbach

Wirtschaftsprüfer, Steuerberater

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 45

E-Mail: bjoern.langenbach@roedl.com

Regulierung

> Veränderte regulatorische Rahmenbedingungen

Netzbetreiber müssen sich zukünftig auf verschärfte Rahmenbedingungen im Zuge der Anreizregulierung einstellen

Von Christoph Hausner

Sowohl das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) kürzlich veröffentlichte Eckpunktepapier zur Ausgestaltung eines modernen Regulierungsrahmens für Verteilernetze als auch der Beschluss-Entwurf BK9-15/601-1 der Beschlusskammer 9 stellen Netzbetreiber vor neue Herausforderungen.

Das Eckpunktepapier des BMWi

Das BMWi beschäftigt sich aktuell mit der Novellierung der Anreizregulierung und hat hierzu Mitte März ein Eckpunktepapier vorgelegt, aus welchem erste Hinweise und Tendenzen hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) erkennbar sind.

Im Allgemeinen erachtet das BMWi die Anreizregulierung als ein System, das sich bewährt hat. Nichtsdestotrotz stehen Verteilernetzbetreiber aufgrund der Energiewende vor neuen Aufgaben und Herausforderungen, die eine Novellierung der ARegV notwendig machen.

Durch die Umstellung auf erneuerbare Energie besteht erheblicher Investitionsbedarf, dem das BMWi durch eine Verbesserung der Investitionsbedingungen gerecht werden möchte. Dies gilt insbesondere für die Abschaffung des Zeitverzugs beim Erweiterungsfaktor und für eine bessere Berücksichtigung der Heterogenität der Verteilernetzbetreiber. Eine Verteilernetzstudie des BMWi hat gezeigt, dass Netzbetreiber unterschiedlich stark von der Energiewende betroffen sind und vor allem die zeitnahe Kostenanerkennung für intelligente und innovative Investitionen einen entscheidenden Anreiz für Investitionen darstellt.

Neben verbesserten Investitionsbedingungen sollen gleichzeitig die Effizianzanreize gestärkt werden, um ein Ausufern der Kosten zu verhindern. So wird unter anderem über die Einführung eines Effizienzbonus zur mittel- und langfristigen Steigerung der Effizienz über eine Regulierungsperiode hinaus nachgedacht. Zudem soll im Rahmen des Effizienzvergleichs lediglich ein durchschnittlicher Effizienzwert anstatt der bisherigen „best-of-four“-Regelung zur Anwendung kommen. Dies bedeutet für Verteilernetzbetreiber, dass zukünftig höhere Ineffizienzen innerhalb einer Regulierungsperiode abzubauen sind. Ebenfalls ist geplant, dass die Auswahl der Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich vollständig durch die Bundesnetzagentur übernommen wird.

Gleichzeitig sind Änderungen der Rahmenbedingungen für das vereinfachte Verfahren vorgesehen. Dies betrifft insbesondere die

Schwellenwerte, die zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren berechtigen. Im Strombereich soll der Schwellenwert von bisher 30.000 auf 15.000 Kunden reduziert werden, beim Gas ist eine Absenkung von 15.000 auf 7.500 Kunden angedacht. Darüber hinaus spricht sich das BMWi für eine Absenkung des pauschalen Wertes der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten von derzeit 45 Prozent auf einen durchschnittlichen Anteil aller am Regelverfahren teilnehmenden Netzbetreiber aus. Des Weiteren ist eine Umgestaltung des Regulierungskontos wahrscheinlich, die sich am Gedanken der periodenübergreifenden Saldierung orientiert und auf einen zeitnahen Ausgleich von Mehr- und Mindererlösen abzielt.

Die geplanten Anpassungen des Regulierungsrahmens und deren Auswirkungen sollen dazu beitragen, das Verfahren und die Ergebnisse der Anreizregulierung zukünftig transparenter zu gestalten sowie Informationsdefizite potenzieller Investoren zu beseitigen, um so zusätzliche Investitionsanreize zu setzen. Durch eine verstärkte Beobachtung von Kurzzeitunterbrechungen sowie deren Veröffentlichung soll gewährleistet werden, dass die Versorgungsqualität und das allgemeine Vertrauen in die Stromversorgung des Wirtschaftsstandortes Deutschland erhalten bleibt.

Die folgende Abbildung zeigt die positiven sowie negativen Auswirkungen der geplanten Änderungen auf die Verteilernetzbetreiber:

Auswirkungen der geplanten regulatorischen Rahmenbedingungen

+

- > Schnellerer Rückfluss der in das Netz getätigten Investitionen über die Netzentgelte
- > Zeitnaher Abgleich witterungsbedingter Mehr- bzw. Mindererlöse über das Regulierungskonto
- > Mitnahme von Effizienzgewinnen über mehrere Regulierungsperioden bei Investitionen in nachhaltige und innovative Technologien

-

- > Alleinige Festlegungsbefugnis der Vergleichsparameter durch die BNetzA schränkt Einfluss der Netzbetreiber ein
- > Tendenziell geringerer individueller Effizienzwert durch Anwendung des Durchschnittswertes anstatt der bisher angewandten „best-of-four“-Regelung

➤ Strengere Vorgaben für den Effizienzvergleich bei gleichzeitig höherer Transparenz und Sicherstellung der Versorgungsqualität

Im Allgemeinen ist zu erwarten, dass sich die Effizienzvorgaben im Rahmen der Anreizregulierung zukünftig weiter verschärfen. Vor diesem Hintergrund nimmt die Bedeutung des Netzkostencontrollings zur optimalen Steuerung der Netzkosten weiter zu. Ein kontinuierlicher Abgleich von Plan- und Ist-Werten liefert Informationen, inwieweit die von der Bundesnetzagentur festgelegten Effizienzvorgaben eingehalten werden können.

Der Beschluss-Entwurf BK9-15/601-1 der Beschlusskammer 9

Anfang April hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur einen Beschluss zur Erstellung des Tätigkeitsabschlusses für die Gasverteilung nach § 6b Abs. 3 EnWG veröffentlicht. Darin wird festgelegt, dass die Eigenkapitalquote im Tätigkeitsabschluss des Netzbetriebs höchstens so groß sein darf wie die Eigenkapitalquote des integrierten Unternehmens als Ganzes. Dies

hat zur Folge, dass dem Netzbetreiber gegebenenfalls eine entsprechende Menge an Fremdkapital zugeordnet werden muss, sofern die Eigenkapitalquote des Netzes die des Gesamtunternehmens übersteigt. Dadurch soll eine Quersubventionierung anderer Unternehmenstätigkeiten durch den Netzbetrieb vermieden werden, indem Verbindlichkeiten aus dem Netzbetrieb in andere Tätigkeiten des Unternehmens umgeschichtet werden.

Die Festlegung findet jedoch nur insoweit Anwendung, als dass die Regelung nur Fremdkapital betrifft, das nicht direkt einem Tätigkeitsbereich zugeordnet werden kann. Für Unternehmen, die sowohl ein Strom- als auch ein Gasnetz betreiben, erfolgt die Verteilung gleichermaßen auf beide Netzbetriebe. Die folgende Abbildung zeigt exemplarisch die Auswirkungen des Beschluss-Entwurfs:

Gesamtunternehmen					
Aktiva			Passiva		Anteil
Anlagevermögen	36.000.000 €	Eigenkapital	20.000.000 €		34 %
Umlaufvermögen	22.000.000 €	Fremdkapital (direkt)	21.000.000 €		36 %
		Fremdkapital (indirekt)	17.000.000 €		29 %
	<u>58.000.000 €</u>		<u>58.000.000 €</u>		

Gas-Netzbereich					
Aktiva			Passiva		Anteil
Anlagevermögen	6.000.000 €	Eigenkapital	5.000.000 €		63 %
Umlaufvermögen	2.000.000 €	Fremdkapital (direkt)	1.800.000 €		23 %
		Fremdkapital (indirekt)	1.200.000 €		15 %
	<u>8.000.000 €</u>		<u>8.000.000 €</u>		

Gas-Netzbereich					
Aktiva			Passiva		Anteil
Anlagevermögen	6.000.000 €	Eigenkapital	2.758.621 €		34 %
Umlaufvermögen	2.000.000 €	Fremdkapital (direkt)	1.800.000 €		23 %
		Fremdkapital (indirekt)	3.441.379 €		43 %
	<u>8.000.000 €</u>		<u>8.000.000 €</u>		

Für den Netzbereich hat dies zur Folge, dass der Anteil des Fremdkapitals von 3.000 T€ auf 5.241 T€ steigt. Unter der Annahme, dass die kalkulatorische Eigenkapitalquote größer als 40 Prozent ist sowie eines EK-II-Zinssatzes in Höhe von 3,15 Prozent, reduziert sich somit die Eigenkapitalverzinsung um knapp 70 T€. Vor diesem Hintergrund ist eine nähere Betrachtung der Kapitalstruktur auf Gesamtunternehmensebene sinnvoll.

Kontakt für weitere Informationen:



Christoph Hausner

Diplom-Kaufmann

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 58

E-Mail: christoph.hausner@roedl.com

Netzübernahme

> Konzessionsverfahren Strom und Gas – Wie bewerbe ich mich erfolgreich?

Von Christian Marthol

Die Konzession für den Betrieb des örtlichen Energieversorgungsnetzes ist für Stadtwerke regelmäßig eine wesentliche Existenzgrundlage, die Erweiterung des Netzgebiets über die bisherigen Grenzen hinaus häufig eine interessante Option im Rahmen der strategischen Weiterentwicklung. Konzessionen langfristig zu sichern und sinnvolle Erweiterungen erfolgreich umzusetzen hat deshalb höchste Priorität.



Erste und in der Praxis bedeutsamste Umsetzungshürde ist, sich mit der eigenen Bewerbung im Konzessionsverfahren erfolgreich durchzusetzen. Aufgrund der – nicht zuletzt durch die Rechtsprechung, Behörden sowie die teils unterschiedliche Handhabung der verfahrensleitenden Stellen – gestiegenen Komplexität ist hierfür die Kenntnis der aktuellsten Anforderungen zwingende Voraussetzung. Gelöst werden muss darüber hinaus die Aufgabe, die optimale Erfüllung der Ziele des § 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im operativen Netzbetrieb durch ein leistungsfähiges Netzbewirtschaftungskonzept zu dokumentieren.

Aktueller Rechtsrahmen

Die formellen Anforderungen an Konzessionsvergabeverfahren sind in § 46 Absatz 3 EnWG in nur wenigen Sätzen beschrieben. Obwohl durch Behörden, Verbände und Gerichte schon vielfach der Versuch unternommen wurde, die bestehenden

Lücken zu füllen, bleiben nach wie vor Unsicherheiten. Für etwas mehr Rechtssicherheit hat bereits der Bundesgerichtshof (BGH) in den letzten zwei Jahren mit einigen einschlägigen Entscheidungen gesorgt. So steht nach zwei Grundsatzurteilen des BGH vom 17. Dezember 2013 wohl endgültig fest, dass Kommunen bei der Festlegung der Kriterien für die Vergabe der Konzession die fünf Ziele des § 1 EnWG (Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit, Verbraucherfreundlichkeit, Effizienz und Umweltverträglichkeit) vorrangig zu berücksichtigen haben, wobei auf das Ziel der Versorgungssicherheit besonderes Gewicht zu legen ist. Darüber hinaus wurden auch die Anforderungen an die Transparenz und die Diskriminierungsfreiheit des Verfahrens vom BGH in weiteren Urteilen und Beschlüssen konkretisiert. Kommunale Stadtwerke haben sich danach beim Wettstreit um die Konzession demselben wettbewerblichen Verfahren zu stellen wie externe Dritte.

Ein Vorteil – zumindest aus Bewerbersicht – dürfte sein, dass nach dem jüngsten BGH-Urteil vom 14. April 2015 der Altkonzessionär bereits im Vorfeld des Konzessionsverfahrens verpflichtet ist, an die Gemeinde umfassende Informationen zu übermitteln, insbesondere auch sämtliche für die Ermittlung des sog. kalkulatorischen Restwerts des Versorgungsnetzes erforderlichen Daten. Diese sind damit auch Konzessionsbewerbern zugänglich, sodass die Ermittlung der Wirtschaftlichkeitsparameter einer möglichen Netzübernahme hierdurch deutlich erleichtert wurde.

Ein weiterer „Streich“ erfolgt voraussichtlich demnächst durch den Gesetzgeber: Ausweislich des aktuellen Koalitionsvertrags der Regierungsparteien für die 18. Legislaturperiode soll das Bewertungsverfahren bei der Neuvergabe der Verteilernetze eindeutig und rechtssicher geregelt sowie die Rechtssicherheit im Falle eines Netzübergangs verbessert werden – die nächste Novellierung des § 46 EnWG steht mithin bevor.

Sich rüsten für den Konzessionswettbewerb

Mit der zunehmend klareren Konturierung des Verfahrens hat sich der Wettstreit um Konzessionen nochmals verstärkt. Auch was bisher geradezu selbstverständlich war, scheint vor dem Hintergrund dieser wettbewerblichen Ausgestaltung der Kon-

zessionsvergabeverfahren in Frage gestellt: Stadtwerke müssen nicht nur um neue Konzessionen kämpfen – selbst oft seit Jahrzehnten bestehende Konzessionen für das eigene kommunale Versorgungsgebiet müssen im Falle einer externen Bewerbung verteidigt werden. Stadtwerke tun deshalb gut daran, sich in jedem Falle auf den Konzessionswettbewerb einzustellen – sei es in Vorbereitung einer Bewerbung um neue oder zur Sicherung bestehender Konzessionen

Folgende Fragen müssen deshalb rechtzeitig gestellt und beantwortet werden:

> Was ist die richtige Konzessionsstrategie?

Im ersten Schritt ist die Konzessionsstrategie festzulegen: Sollen nur bestehende Konzessionsgebiete gesichert oder darüber hinaus weitere Netzgebiete übernommen werden? Werden strategische Partnerschaften mit (Nachbar-)Kommunen oder anderen Energieversorgern angestrebt? Was machen unmittelbare Wettbewerber? Steht die Konzessionsstrategie fest, so richtet sich hieran das interne Konzessionsmanagement aus. Schließlich stellt sich die Frage nach dem passenden Außenauftritt und der Marktkommunikation.

> Entscheidungsgrundlagen schaffen – Welche Netzübernahme ist wirtschaftlich sinnvoll?

Wie bereits oben beschrieben, haben Bewerber zwischenzeitlich die Möglichkeit, deutlich umfangreichere Netzdaten – insbesondere die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten – vom Altkonzessionär zu erlangen. Von dieser Möglichkeit sollte Gebrauch gemacht und auf dieser Basis zunächst die für eine mögliche Netzübernahme relevanten Netzwerke (kalkulatorischer Restwert, Ertragswert) sowie ein (Grenz-)Kaufpreis für den Erwerb des Netzes ermittelt werden. Auf Basis des konkreten Business-Cases kann anhand einer Wirtschaftlichkeitsanalyse nunmehr belastbar beurteilt werden, ob und zu welchen Konditionen eine Netzübernahme wirtschaftlich sinnvoll ist.

> Allein oder zusammen – Wie organisiere ich den Netzbetrieb?

Je nach Ausgangssituation muss auch die Frage der Integration möglicher neuer Netzbewirtschaftungsaufgaben geklärt werden. Wird bereits ein Netz in derselben Versorgungssparte betrieben, so ist jedenfalls die Frage nach ausreichenden Ressourcen zu stellen. Ist dies nicht der Fall, so muss bisher nicht vorhandenes Know-how zumindest in der Anlaufphase regelmäßig, zum Beispiel im Rahmen eines Betriebsführungs- oder Pachtmodells, von einem Dritten erworben werden. Gerade im letzteren Fall ergeben sich gesteigerte Anforderungen an die Erarbeitung eines leistungsfähigen Netzbewirtschaftungskonzepts, durch das im Konzessionsverfahren die optimale Erfüllung der Ziele des §1 EnWG nachgewiesen werden muss.

> Was erwartet mich im Konzessionsverfahren?

In Abhängigkeit von den konkreten Anforderungen der verfahrensleitenden Stelle, müssen unterschiedliche formelle

Verfahrensanforderungen eingehalten werden. Dabei gibt es Gestaltungsmöglichkeiten sowohl hinsichtlich der Verfahrensvarianten (einstufiges oder zweistufiges Verfahren), des Verfahrensablaufs, des optimalen Aufbaus und Inhalts der Konzessionsbewerbung (kommunalfreundlicher Konzessionsvertrag, Netzbewirtschaftungskonzept, Netzübernahmekonzept) sowie der geforderten Nachweise und Verpflichtungen. Hier empfiehlt es sich, sich frühzeitig einen Überblick zu verschaffen, um letztlich zügig bzw. fristgerecht auf die geforderten Formalia reagieren zu können.

> Sieg oder Niederlage – Was ist zu tun?

Endet das Verfahren erfolgreich mit dem Zuschlag, so steht mit der Netzübernahme die nächste Herausforderung bevor. Nicht selten sind aber zunächst Rechtsmittel des Altkonzessionärs abzuwehren – hier ist es hilfreich, seine eigenen Rechte und Pflichten, die aktuelle Rechtsprechung zu Netzübernahmen und Möglichkeiten zur Beschleunigung der Netzübernahme gut zu kennen. Aber auch die Netzübernahme selbst birgt weiterhin einige Stolpersteine, die es zu überwinden gilt: Kaufpreis, Netztrennung, Erlösobergrenze. Auch hier sind eine optimale Vorbereitung und Begleitung die wesentlichen Erfolgsfaktoren.

Fazit

Die Anforderungen an Konzessionsverfahren und damit auch an Konzessionsbewerbungen sind in den letzten Jahren klarer und konkreter geworden. Gleichwohl erfordert die Teilnahme an einem Konzessionswettbewerb die Kenntnis der aktuellsten rechtlichen Rahmenbedingungen und der marktüblichen Anforderungen.

Wir bieten Ihnen an, Sie professionell auf bevorstehende Konzessionsbewerbungen vorzubereiten und Sie im Bewerbungsverfahren zu begleiten. Profitieren Sie von unserer Erfahrung aus einer Vielzahl bundesweit von uns erfolgreich begleiteter Konzessionsvergabe- und -bewerbungsverfahren. Nehmen Sie Kontakt mit uns auf!

Kontakt für weitere Informationen:



Christian Marthol

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 55

E-Mail: christian.marthol@roedl.com

Europäischer Energiemarkt

> Der Weg zur Energieunion

Von Benjamin Richter und Rafael Schmidt

Im Kursbuch Stadtwerke vom Juni 2014 haben wir über mögliche Chancen für Stadtwerke im geplanten Europäischen Energiebinnenmarkt berichtet und weitere Berichte über den aktuellen Stand diesbezüglich angekündigt. Zwischenzeitlich hat die Europäische Kommission am 25. Februar 2015 ein Strategiepapier beschlossen, das den Weg zum Energiebinnenmarkt beschreiben soll und dem Ganzen das Label „Energieunion“ verpasst. Nachfolgend erläutern wir Ihnen den aktuellen Stand der Energieunion und wann mit der finalen Umsetzung der Energieunion zu rechnen ist.

Hintergrund

Energiepolitik ist eine der zehn Prioritäten der Europäischen Union. Schon den ersten europäischen Verträgen lagen energiepolitische Motivationen, wie die Beschaffung und Gewinnung von Kohle und Kernenergie zugrunde. Die Energieunion ist der letzte Schritt zur Vereinheitlichung der nationalen Energiemärkte und soll die Unabhängigkeit der Europäischen Union von Energieimporten stärken und gleichzeitig wettbewerbsfähige Preise für Konsumenten und verstärkten Schutz der Umwelt bieten.

Bisherige Entwicklung kritisch betrachtet

Die Energieunion sollte mit Beschluss vom 15. Dezember 2012 bis zum Jahr 2014 mit Umsetzung der Richtlinien des dritten Energiebinnenmarktpaketes harmonisiert werden. Allerdings bestehen immer noch zahlreiche Herausforderungen bis zur Umsetzung des europäischen Energiemarktes, wie beispielsweise die noch ausstehenden Umsetzungen von europäischen Rechtsvorschriften in den Mitgliedsstaaten oder der Beschluss der „Netzkodizes“ zum Elektrizitätsmarkt. Bis heute haben sich die im Juni 2014 von uns beschriebenen Herausforderungen nicht verändert. Es stehen noch acht Netzkodizes zur Abstimmung durch die europäische Kommission aus und zur Umsetzung der Rechtsvorschriften des dritten Energiebinnenmarktpaketes laufen aktuell noch Vertragsverletzungsverfahren. Zudem ist fraglich, ob die bestehenden Kapazitäten von Strom- und Erdgasnetzen in den Knotenpunkten zwischen den Staaten, aber auch in den Übertragungsnetzen wie geplant bis zum Jahr 2020 ausgebaut werden können.

Strategiepapier der Kommission

Neue Fahrt in die Entwicklung der Energieunion soll das Strategiepapier der Europäischen Kommission bringen. Dieses beruht auf fünf Dimensionen, die die Energieunion zusätzlich um Themen wie Effizienz und Forschung erweitern. Das Papier be-

schreibt jedoch keine konkreten Maßnahmen. Vielmehr handelt es sich um eine Richtungsvorgabe, die Einblicke in die Schwerpunkte der zukünftigen europäischen Energiepolitik gibt und einen groben Zeitplan festlegt.

Für konkrete Maßnahmen wird auf die verstärkte Umsetzung des dritten Energiebinnenmarktpaketes und die Vorlage von 15 Vorschlägen für zukünftig geplante Maßnahmen verwiesen. Mittel für die Förderung von Projekten im Rahmen der Maßnahmen sollen aus den vorhandenen Finanzierungsinstrumenten der Europäischen Union wie beispielsweise dem „Horizon2020“-Programm oder dem geplanten Fond für strategische Investitionen zur Verfügung gestellt werden.

Die für die deutschen Energieversorgungsunternehmen relevanten Inhalte des Strategiepapiers haben wir Ihnen in Abbildung 2 (auf der nächsten Seite) kurz zusammengefasst.

Aktuelle Entwicklung

In letzter Zeit sind zahlreiche Aktivitäten der Europäischen Union und der Verbände der Europäischen Fernleitungsnetzbetreiber zu verzeichnen.

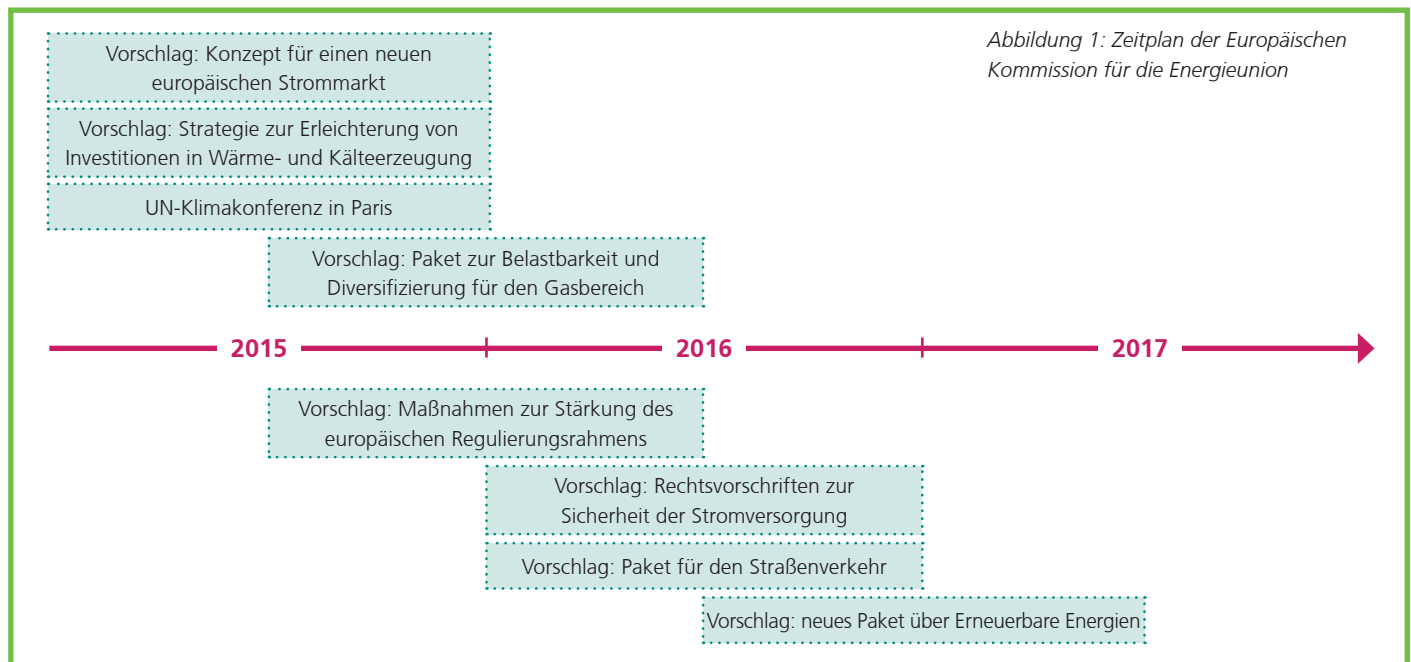
So forciert die Europäische Union im Rahmen der Energieunion aktiv die „Energie-Diplomatie“. Hierzu fanden in den letzten Wochen Treffen zwischen Miguel Arias Cañete, EU-Kommissar für Klimaschutz und Energie, und Vertretern der Länder Marokko, Algerien, China und Ägypten statt.

Ende des Jahres wird mit der Inbetriebnahme der Stromtrasse zwischen Lettland und Polen als weiterer Schritt der Strommarktintegration gerechnet. Ist die Trasse installiert, werden die Energiemärkte der baltischen Staaten an die zentral- und westeuropäischen Märkte angeschlossen und es können Day-Ahead Kapazitäten zwischen den Ländern begrenzt durch die Kapazität der Leitungen in Höhe von 500 MW über Nord Pool Spot gehandelt werden.

Zudem gibt es in der Abstimmung der Netzkodizes aktuelle Entwicklungen. Die Netzkodizes sind einheitliche Regeln für den Betrieb der europäischen Netze, die durch den Netzbetreiberverbund ENTSO ausgearbeitet werden und der Europäischen Kommission zur Abstimmung vorgelegt werden. Im Stadtwerke Kursbuch vom Juni 2014 wurde dieses Thema genauer erläutert. Die Europäische Kommission hat neuen Regeln der Netzkodizes für die grenzüberschreitende Kooperation zwischen Gasnetzbetreibern zugestimmt. Jedoch liegen weiterhin einige

Regeln der Kommission vor, denen die Europäische Kommission für den Ausbau und Betrieb eines europäischen Stromnetzes zustimmen muss.

Für die weitere Entwicklung, insbesondere für die Vorschläge der konkreten Maßnahmenpakete, die die Strategie der Energieunion flankieren sollen, hat die Europäische Kommission einen Zeitplan vorgelegt. In Abbildung 1 haben wir die wesentlichen Punkte für Sie zusammengefasst.



Ausblick

Das Strategiepapier ist ein Bekenntnis des Europäischen Rates als Vertretung der Mitgliedsstaaten für eine Energieunion und damit für einen europäischen Energiebinnenmarkt. Die wirtschaftliche Verknüpfung durch gemeinsame Handelsplätze für Strom und Gas besteht und die physikalische Verbindung durch Netze wird konstant ausgebaut. Um jedoch einen einheitlichen Binnenmarkt zu schaffen, müssen der europäisch einheitliche regulatorische Rahmen vollendet, der Netzausbau weiter voran getrieben, regionale Strukturen baulich angepasst und ein darauf zugeschnittenes europäisches Marktmodell implementiert werden.

Das bedeutet, dass der Absichtserklärung konkrete Taten folgen müssen, die über die verstärkte Umsetzung vorhandener Beschlüsse und gesetzlicher Vorgaben hinausgehen. Wir hoffen, dass die vorzuschlagenden Maßnahmenpakete dies erfüllen können.

Ist ein einheitlicher Binnenmarkt etabliert, können neue Geschäftsmodelle für Stadtwerke erschlossen werden. Um nur ein Beispiel zu nennen: Deutsche Stadtwerke könnten Photovoltaikanlagen in Spanien unter optimalen Bedingungen installieren und den erzeugten Strom in ihrer Gemeinde in Deutschland verkaufen. Wie genau solche Geschäftsmodelle zu gestalten sind, kann jedoch erst nach der Vorstellung und Umsetzung aller Maßnahmen zum Binnenmarkt definiert werden.

Die Europäische Kommission hat angekündigt, dass sie jährlich über den aktuellen Stand der Energieunion berichten wird. Selbstverständlich werden wir Sie weiter über die Neuerungen informieren.

Kontakt für weitere Informationen:



Benjamin Richter

Dipl.-Betriebswirt (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 10

E-Mail: benjamin.richter@roedl.com



Rafael Schmidt

Dipl.-Wirtschaftsingenieur

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 71

E-Mail: rafael.schmidt@roedl.com

Schwerpunkt der zukünftigen Energiepolitik der Europäischen Union soll die bessere Koordination und Diversifizierung der Importe von Energie sein. Dadurch soll Europa als ein einheitlicher Handelspartner auftreten, wodurch man sich bessere Bezugsbedingungen und -sicherheiten für die Mitgliedstaaten und damit auch für die Konsumenten verspricht. Hierbei sieht die Europäische Kommission ihre Rolle als Vermittler und Botschafter der Mitgliedstaaten.



Forschung und Innovation sollen auch zukünftig durch das „Horizon2020-Programm“ gefördert werden. Der Fokus soll hier auf der globalen Führungsposition, einer verstärkten Beteiligung der Verbraucher, effizienten Energiesystemen und nachhaltigen Verkehrssystemen liegen.

Energieeffizienz soll die gleiche Bedeutung wie die Erzeugungskapazität erhalten. Eine Verbesserung um 27 Prozent bis zum Jahr 2030 sowie eine Konzentration auf den Gebäude- und Verkehrssektor wird angestrebt.

Die Integration des Energiebinnenmarktes steht ganz im Zeichen der Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpaketes mit Fokus auf die Netzinfrastruktur. Zudem sollen Projekte, die für den Binnenmarkt strategisch wichtig und daher von „europäischem Interesse“ sind (sog. Projects of common interest, kurz PCI) speziell gefördert werden.

Die Europäische Union verpflichtet sich zu einer ehrgeizigen Klimapolitik und will eine Führungsrolle bei den erneuerbaren Energien übernehmen. Hierzu soll auf der UN-Klimakonferenz im Dezember 2015 in Paris ein verbindlicher Klimavertrag vorgestellt werden. Wichtigstes innerpolitisches Instrument soll weiterhin das CO2-Emissionshandelssystem sein, das bis zum Jahr 2030 um zusätzliche Sektoren erweitert werden soll.

Abbildung 2: Zusammenfassung der 5 Dimensionen der Energieunion

Netznutzung

> Der neue Netznutzungs-Standardvertrag (Strom) der Bundesnetzagentur – Was lange währt, wird endlich gut?

Von Heike Violen

Mit Beschluss vom 16. April 2015 hat die Bundesnetzagentur einen standardisierten Netznutzungs- und Lieferantenrahmenvertrag (Strom) festgelegt, der durch Netzbetreiber ab dem 1. Januar 2016 mit den in ihrem Netzgebiet tätigen Netznutzern bzw. Lieferanten (neu) abzuschließen ist. Ob sich hierdurch tatsächlich der administrative Aufwand, den Netzbetreiber und Lieferanten mit dem Vertragsabschluss haben, reduzieren wird, wird sich noch zeigen müssen.

Nachdem die Bundesnetzagentur bereits im Mai des Jahres 2006 ein Verfahren zur Festlegung von Inhalten der Lieferantenrahmenverträge eröffnet hatte und auch immer wieder zu einzelnen Inhalten von in der Branche verwendeten Lieferantenrahmenverträgen im Wege der Mitteilung Stellung bezog, dauerte es fast neun Jahre, bis nun am 16. April 2015 die Festlegung eines Standardvertrages erfolgte.¹

Adressaten

Adressat der Festlegung sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen aller Spannungsebenen. Auch die Übertragungsnetzbetreiber und die Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen sind zur Verwendung des Standardvertrages verpflichtet. Betroffen sind sowohl Vertragsverhältnisse mit Lieferanten als auch solche mit Letztverbrauchern, die die Netznutzung selbst wahrnehmen. Netznutzungsverträge, die Netzbetreiber untereinander abschließen, sind jedoch nicht vom Anwendungsbereich der Festlegung umfasst. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Festlegung – abweichend von der Konsultationsfassung von Ende 2013 – jedoch davon abgesehen, den Netznutzungsvertrag auch für die Netznutzung für Einspeisestellen vorzugeben. Sie behält sich dies jedoch ausdrücklich vor.

Verbindlichkeit der Vertragsmuster

Neben dem Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrag gibt die Bundesnetzagentur ein Kontaktdatenblatt Netznutzer/Netzbetreiber, eine EDI-Vereinbarung und einen Muster-Sperrauftrag vor, deren Regelungen grundsätzlich abschließend sind. Der Standardvertrag lässt die Möglichkeit unberührt, Themenbereiche zu gestalten, die nicht erfasst sind (zum Beispiel Entgeltgestaltung, Anschlussbedingungen, Netzreservekapazität, Bestimmung von Lastprofilen und Schwachlastzeiten). Die Bundesnetzagentur erkennt in der Festlegungsbegründung darüber hinaus ausdrücklich an, dass es zum Beispiel technische, persönliche oder praktische Umstände geben kann, die eine einvernehmliche Abweichung vom Standardvertrag erforderlich

oder zumindest sinnvoll machen. Der Netzbetreiber muss den Abschluss der ergänzenden/abweichenden Regelungen jedem Netznutzer diskriminierungsfrei anbieten und sie im Internet veröffentlichen, wobei Abweichungen/Ergänzungen in der Vertragsausfertigung sowie in der Veröffentlichung im Internet deutlich kenntlich zu machen sind. In Betracht kommt zum Beispiel die Hervorhebung durch Fett- und/oder Kursivdruck. Der Abschluss der abweichenden/ergänzenden Regelungen darf aber nicht zur Bedingung für den Abschluss des Vertrages oder für die Gewährung des Netzzugangs gemacht werden; umgekehrt darf der Netzbetreiber andere Konditionen des Netznutzungspetenten ablehnen. Bei Unstimmigkeiten fallen die Vertragspartner immer auf den von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Standard zurück.

Stichtag für die Umsetzung der Festlegung ist der 1. Januar 2016. Zu diesem Datum müssen sowohl bei Neuabschlüssen die vorgegebenen Vertragsunterlagen verwendet werden als auch Bestandsvertragsverhältnisse an die Regelungen des Standards der Bundesnetzagentur angepasst worden sein. Unter Umständen könnte es daher erforderlich werden, die Bestandsverträge entsprechend der vereinbarten Kündigungsfristen – unter gleichzeitiger Übersendung der neuen Verträge – zu kündigen, um eine rechtzeitige Umstellung zu gewährleisten.

Einzelne Vertragsinhalte

Der Vertrag enthält einige Regelungen, mit denen bisher umstrittene Punkte klargestellt werden.

- > Für die Abwicklung der Netznutzung ist neben den Festlegungen der Bundesnetzagentur GPKE, MaBiS, WiM, und den Spezifikationen nach EDI@Energy auch das Umsetzungsfragen-Dokument der Verbände maßgeblich, sofern Punkte dort als „konsensual“ eingestuft sind.
- > Trafoverluste bei unterspannungsseitiger Messung sind durch einen Korrekturfaktor auf die Messwerte zu berücksichtigen.
- > Ausdrücklich nicht vorgesehen ist eine sog. Nachberechnung.

¹ Bundesnetzagentur, Beschluss zur Festlegung eines Netznutzungs- und Lieferantenrahmenvertrages (Strom) vom 16. April 2015, Az.: BK6-13-042.

nungsklausel, da eine Nachberechnung von Entgelten nur über das Regulierungskonto zu erfolgen hat und Auswirkungen sich lediglich auf die künftigen Netzentgelte ergeben sollen.

- > Der Vertrag regelt eine Verpflichtung des Netzbetreibers zur unverzüglichen Information über alle voraussichtlichen benannten oder angepassten Entgelte. Zukünftig wird es hierzu ein elektronisches Preisblatt geben. Aktuell muss die Information über ein elektronisches und automatisiert auswertbares Dokument (zum Beispiel Excel-Datei per E-Mail) erfolgen.
- > Der Netzbetreiber hat darüber hinaus eine Pflicht zur Veröffentlichung der Schwachlastzeiten, deren Einhaltung Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Schwachlastkonzessionsabgabe ist.
- > Abrechnungszeitraum ist für Entnahmestellen mit registrierender L-h-Leistungsmessung (RLM) einheitlich das Kalenderjahr (1. Januar bis 31. Dezember). Bei einem unterjährigem Lieferantenwechsel trägt der aktuelle Netznutzer ggf. Nachberechnungen einer höheren Jahresspitze, sofern der gleiche Anschlussnutzer betroffen ist.
- > Ab dem 1. April 2016 hat eine elektronische und lieferstellerscharfe Abrechnung der Mehr-/Mindermengen entsprechend dem Leitfadens der Verbände zu erfolgen.
- > Der Netzbetreiber hat gegenüber dem Netznutzer bei Unterbrechungen von RLM-Entnahmestellen die Pflicht zur frühestmöglichen Information über Unterbrechungen unter Mitteilung von Grund und Dauer, soweit der Netznutzer vorab ein begründetes Verlangen in Textform mitgeteilt hat. Der Netzbetreiber hat eine Einzelfallentscheidung zu treffen, ob ein begründetes Interesse im Hinblick auf die Information vorliegt.
- > Sperraufträge des Lieferanten müssen elektronisch mittels des durch die Bundesnetzagentur vorgegebenen Formulars erteilt werden. Der Netzbetreiber muss dann innerhalb von sechs Werktagen die beauftragte Entnahmestelle sperren.
- > Der Standardvertrag trifft keine Regelungen zur Sicherheitsleistung, sondern nur zur Vorauszahlung in begründeten Fällen. Vorgesehen ist eine monatliche, zweiwöchentliche oder wöchentliche Vorauszahlung, die jeweils zum 13. Werktag des Folgemonats abgerechnet werden muss. Die Bundesnetzagentur hat sich bei der Gestaltung der Vorauszahlungsbestimmungen der Expertise externer Sachverständigen bedient, die die Vorauszahlungsklausel als insolvenzfest bestätigt haben.
- > Will der Netzbetreiber den Vertrag ordentlich (Frist: drei Monate) kündigen, ist dies aufgrund des Kontrahierungszwanges nur dann möglich, wenn keine Pflicht zur Gewährung des Netzzugangs (mehr) besteht oder ggf. ein neues Vertragsangebot unterbreitet wird. Außerordentliche Kündigungsgründe können z.B. ein schwerwiegender wiederholter Vertragsverstoß trotz Abmahnung und Androhung des Entzugs der Netznutzung und die Nichtzahlung der Vorauszahlung sein.

Ausblick

Auch wenn der Standardvertrag den Anspruch erhebt, „die für die Netznutzung wesentlichen Themenkomplexe hinreichend zu regeln, so dass ein sachlicher Bedarf zur Regelung weiterer Themenbereiche im Netznutzungsverhältnis nicht zwingend erscheint“², ist unseres Erachtens nicht gesichert, dass der „Verhandlungsaufwand“, den Netzbetreiber und Lieferanten aktuell teilweise betreiben (müssen), zukünftig entfallen wird. Klarstellende Erklärungen oder auch einvernehmliche Abweichungen bleiben schließlich grundsätzlich möglich. Zu begrüßen wäre es jedoch, dass Aspekte des Vertrages, die ggf. einen Interpretationsspielraum bieten und zu denen Lieferanten entsprechende Klarstellungen vom Netzbetreiber anfordern, einheitlich durch die Bundesnetzagentur im Wege der Mitteilung klargestellt werden.

Da ansonsten gegebenenfalls teilweise unterschiedliche Prozesse – insbesondere bei der Abrechnung – vorgehalten werden müssen, sollte eine einheitliche Umstellung zum 1. Januar 2016 erfolgen, sodass im Übergangszeitraum unter Umständen noch „Altverträge“ abgeschlossen werden können. Der Versand von Vertragsunterlagen mit Geltung ab dem 1. Januar 2016 kann jedoch bereits zeitnah beginnen, um den Aufwand entsprechend zu entzerren. Sofern erforderlich müssen die Systemdienstleister eingebunden werden, um gegebenenfalls veränderte Abrechnungsmodalitäten zu implementieren. Auf Lieferantenseite sind Lieferverträge mit RLM-Kunden hinsichtlich der Nachberechnung bei unterjährigem Lieferantenwechsel anzupassen.

Kontakt für weitere Informationen:



Heike Viole

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 60

E-Mail: heike.viole@roedl.com

² Bundesnetzagentur, Beschluss zur Festlegung eines Netznutzungs- und Lieferantenrahmenvertrages (Strom) vom 16.04.2016, Az.: BK6-13-042, Seite 18.

Wärme

> Power-to-Heat – Jetzt wächst zusammen, was zusammengehört?!

Von Joachim Held

PtH-Lösungen stellen Stadtwerke vor neue technische, betriebswirtschaftliche und rechtliche Herausforderungen. Dabei sind Stadtwerke prädestiniert, mit entsprechenden Lösungen zu einer Standardisierung von PtH-Lösungen beizutragen und hierbei unter Wahrung der bereits vielfach bestehenden Wirtschaftlichkeit durch frühzeitige Besetzung einer strategisch wichtigen Schlüsselposition die eigene Zukunftsfähigkeit zu stärken.

Mit Power-to-Heat-Technologien (auch als P2H- oder PtH-Technologie abgekürzt) werden Stromerzeugungsanlagen mit elektrischen Wärmeerzeugungsanlagen wirtschaftlich oder auch physisch verbunden. Dabei umfasst das Spektrum der PtH-Technologien inzwischen Anlagenkombinationen unterschiedlichster Größenordnung und Technologien: Von Anlagen zur Deckung des Wärmebedarfs von Privathaushalten (zum Beispiel PV-Anlage mit Wasserboiler oder Luft- oder Erdwärme-Wärmepumpe) bis zu Anlagen im industriellen Maßstab (zum Beispiel Elektroden-Kessel als Regelenergieanlage in Fernwärmenetzen oder zur Speisewasservorwärmung in Großkraftwerken) findet zur Zeit eine neue technologische Entwicklung in der Energiewirtschaft statt. Treiber dieser Entwicklung ist vor allem der steigende Regelenergiebedarf aus der Zunahme fluktuierender regenerativer Erzeugungsanlagen und dem bedarfsunabhängigen Förderkonzept des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG). Auch das sog. „EEG-Eigenstromprivileg“ setzt einen Anreiz, Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zu der Stromerzeugungsanlage durch elektrische Wärmeerzeuger zu nutzen. Schließlich führt die fluktuierende EE-Erzeugung weiterhin zu Zeiten niedriger Strompreise, sodass in diesen Zeiten die elektrische Wärmeerzeugung gegenüber unmittelbaren Energieumwandlungstechnologien trotz der höheren Umwandlungsverluste wirtschaftlich ist.

Dabei werden aber nicht nur Strom- und Wärmeerzeugung verbunden, sondern aufgrund der Regelfunktion der PtH-Anlagen kommt der Technologie auch eine wichtige Funktion für den Stromnetzbetrieb zu. Schon jetzt werden großtechnische PtH-Anlagen für den Regelenergiemarkt genutzt. Aber auch sonst ermöglichen PtH-Anlagen durch die regelmäßig verbundene Möglichkeit zur Speicherung der Wärme die Vermeidung von Stromeinspeise- und -lastspitzen, sodass die Bedeutung gerade in Bezug auf die allgemein prognostizierte Zunahme der volatilen EE-Erzeugung auch für die Netzstabilität nicht zu unterschätzen ist. Damit scheinen PtH-Technologien insbesondere eine passgenaue Lösung für kleine und mittlere Stadtwerke zu sein, die trotz gesetzlicher Entflechtungsvorgaben die unter-

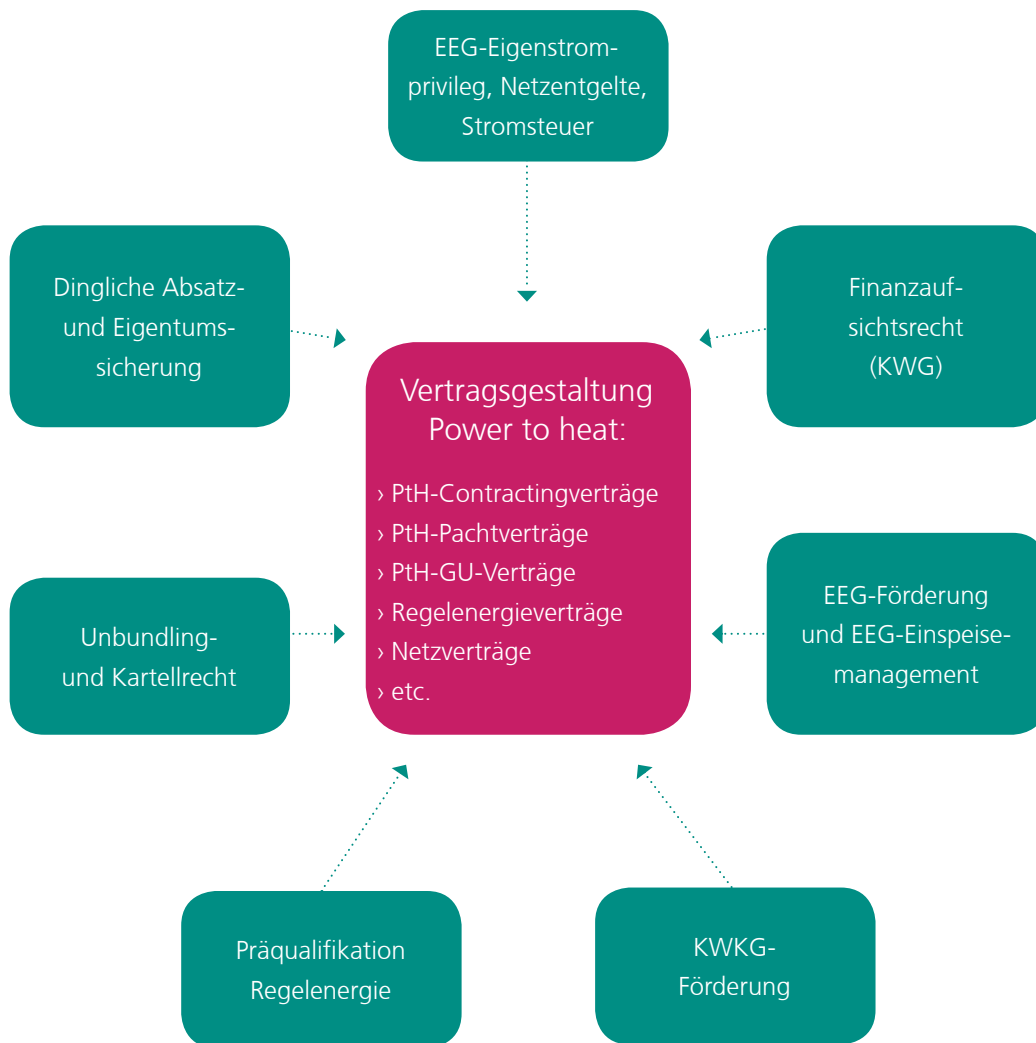
schiedlichen Bereiche Stromerzeugung, Wärmeversorgung und Stromnetzbetrieb in einer Rechtspersönlichkeit repräsentieren können. Die bei PtH-Projekten auftretenden Schnittstellenprobleme können von den etablierten Marktakteuren deshalb besser bewältigt werden.

Durch den Einsatz von PtH-Technologien sollen Abregelungen von regenerativen Erzeugern vermieden bzw. reduziert und der Anteil der regenerativen Stromerzeugung damit gesteigert werden. Die auf diese Weise gewonnene Wärme führt wiederum zur Verdrängung fossiler Energieträger wie Erdgas und Erdöl im Wärmemarkt, sodass der Anteil regenerativer Energieerzeugung durch den Einsatz von PtH-Technologien insgesamt erhöht wird. Dabei hat die Nutzung von Ökostromüberschüssen zum Betrieb von Wärmepumpen von allen Power-to-X-Konzepten, insbesondere auch gegenüber den bisherigen Power-to-Gas-Technologien, aufgrund der höheren Energieeffizienz den größten Umweltnutzen in Bezug auf Treibhausgasreduktion und Einsparung fossiler Energieträger.

Inzwischen müssen Stadtwerke häufig schon aus vertrieblichen und wettbewerblichen Gründen PtH-Technologien, insbesondere zusammen mit aktuellen Contracting- und Pachtlösungen für PV-Anlagen, für Privathaushalte und gewerbliche Abnehmer anbieten. Dabei sind aus Sicht der Stadtwerken unter dem Gesichtspunkt der netzlastbezogenen Steuerung der PtH-Anlagen und dem Interesse an einer langfristigen Bindung der örtlichen Energieerzeugungsressourcen selbst bei einer geringeren Wirtschaftlichkeit in der Regel die Contracting-PtH-Modelle vorzuziehen. Dabei haben Stadtwerke hier aber einen Wettbewerbsnachteil gegenüber überregionalen Anbietern, da sich die technologisch, betriebswirtschaftlich und rechtlich komplexen Lösungen nur über die Skaleneffekte eines überregionalen Vertriebs wirtschaftlich umsetzen lassen. Insofern ist hier im Markt bereits, ähnlich wie bei den PV-Pachtmodellen, die Entwicklung von sog. „white-label“-Produkten für Stadtwerke zu beobachten.

Dagegen verfügen Stadtwerke im Bereich der großtechnischen PtH-Lösungen häufig über natürliche Wettbewerbsvorteile. Dabei sind derartige Anlagen schon heute hochwirtschaftlich und können aufgrund der Größenordnung kurzfristige erhebliche Deckungsbeiträge für Stadtwerke erwirtschaften.

auskommen. Häufig werden dabei aber eine mittel- bis langfristige Vermarktung der Anlagenflexibilität für den Regelbedarf des Verteilnetzes und eine Nutzung des preisgünstigen Überschussstroms lokaler EE-Anlagen als wichtige strategische Chancen in die Projektentscheidung mit einbezogen.



In förderrechtlicher Hinsicht entzieht sich die PtH-Technologie bisher gängigen Kategorien, sodass trotz der energiewirtschaftlichen und ökologischen Vorteilhaftigkeit gesetzliche Privilegierungstatbestände nur eingeschränkt in Anspruch genommen werden können. Deshalb wird eine Anpassung des regulatorischen Rahmens zur Förderung von PtH-Technologien, insbesondere der stromkostenrelevanten Regelung (StromStG, StromNEV, NAV, EEG, KWKG, EnWG, EnEV) angemahnt.

Vor allem aber die Vertragsgestaltung aktueller PtH-Projekte stellt die Unternehmen vor neue Herausforderungen. Die ohnehin schon komplexe Gestaltung von Contracting- und Erzeugungsanlagenpachtverträgen wird durch die Verbindung von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen nochmals komplexer.

Dabei stehen die Anforderungen aus dem EEG-Eigenstromprivileg, dem Bilanz- und Steuerrecht und

Zwar ist die Wirtschaftlichkeit in hohem Maße von den wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen (Regelergiemarkt vs. Kapazitätsmärkte) und den nur eingeschränkt prognostizierbaren, mittelfristigen Entwicklungen des Energiemarkts (Umfang des Überangebots fluktuierender EE-Erzeugung) abhängig. Aufgrund der eingeschränkten Prognostizierbarkeit dieser Entwicklungen müssen PtH-Projekte deshalb mit kurzen Amortisationsfristen auf der Grundlage der Regelergievermarktung

dem Finanzaufsichtsrecht (KWG) häufig in einem nur schwer auflösbaren Spannungsverhältnis, sodass die Inanspruchnahme der EEG-Umlagebefreiung aus dem EEG-Eigenstromprivileg und Stromsteuerbefreiung aus dem StromSt-Eigenstrom- und Contractingsprivileg bei gleichzeitiger Fremdbilanzierung ohne eine finanzaufsichtsrechtliche Erlaubnispflicht einer Quadratur des Kreises gleicht. Die fehlende Erfassung durch die gesetzliche Systematik bietet aber auch Chancen: So wird zum Beispiel teilweise

vertreten, dass für PtH-Lösungen das Kraftwerks- oder Inselbetriebs-Privileg zur vollständigen Befreiung von der EEG-Umlage in Anspruch genommen werden kann. Weiterhin wird es spannend bleiben, nach welchen Grundsätzen PtH-Anlagen im Einspeisemanagement behandelt werden und wie die Höhe der Entschädigung ermittelt wird. Insofern wird auch die Präqualifikation von PtH-Anlagen für die Regelenergievermarktung noch einige Zeit rechtliches Neuland bleiben. Schließlich fordern fehlende Alternativabsatzmöglichkeiten für PtH-Wärme und die dauerhaftere Verbindung über Leitungs-, Regelungs- und Messtechnik eine entsprechende Gestaltung der Grundstücksnutzungsregelungen und der dinglichen Absicherung der Eigentums- und Absatzen-

teressen des Anlageninvestors. Dabei gilt es zu beachten, dass Entflechtungs- und kartellrechtliche Grenzen nicht überschritten werden.

Damit werden PtH-Lösungen Stadtwerke wohl noch einige Zeit vor neue technische, betriebswirtschaftliche und rechtliche Herausforderungen stellen. Stadtwerke sind dabei prädestiniert, mit entsprechenden Lösungen zu einer Standardisierung von PtH-Lösungen beizutragen und hierbei unter Wahrung der bereits vielfach bestehenden Wirtschaftlichkeit durch frühzeitige Besetzung einer strategisch wichtigen Schlüsselposition die eigene Zukunftsfähigkeit zu stärken.

Volllaststunden/a

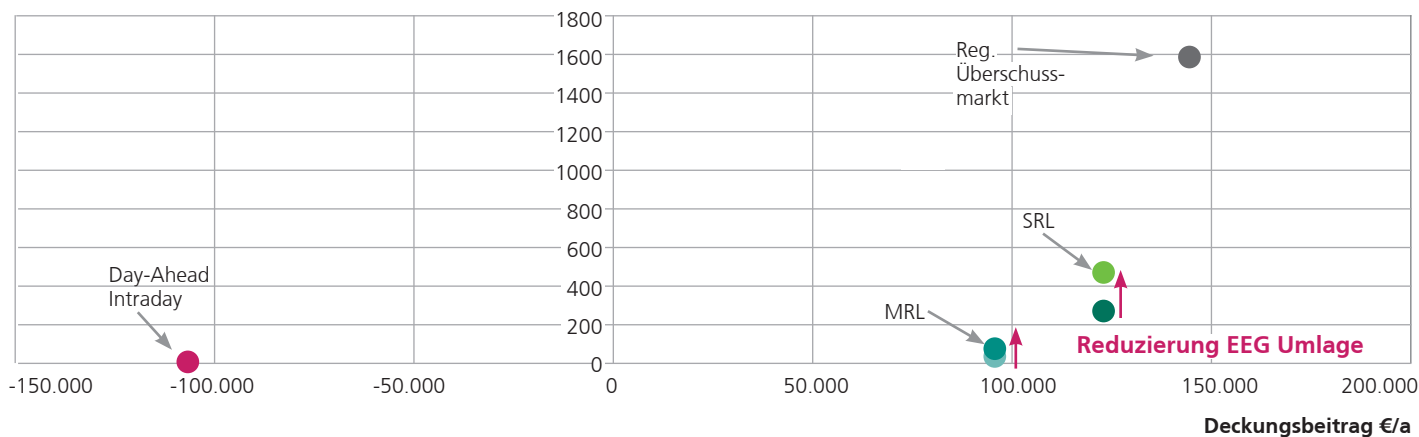


Abbildung: Wirtschaftlichkeit PtH-Stadtwerke-Anlagen (in Anlehnung an Leuphana Universität Lüneburg)

Kontakt für weitere Informationen:



Joachim Held

Rechtsanwalt, Mag. rer. publ.

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 15

E-Mail: joachim.held@roedl.com

GEBÜHREN UND BEITRÄGE ZWISCHEN ANSPRUCH UND WIRKLICHKEIT

> Werden aktuelle Abwassergebührenmodelle künftigen Anforderungen gerecht?

Von Alexander Faulhaber und Christian Lechtenberg

In der Trinkwasserversorgung werden seit einigen Jahren intensive Diskussionen über alternative Tarifmodelle geführt. Im Mittelpunkt steht dabei immer wieder die Anfälligkeit bestehender Tarifmodelle vor dem Hintergrund des vielerorts rückläufigen Wasserverbrauchs. Die Lösung wird oftmals in einer Erhöhung mengenunabhängiger Tarifbestandteile (bspw. Zählergebühr bzw. -preis oder Wohneinheitengebühr bzw. -preis) gesehen, was zu einer größeren Robustheit der Erlösstruktur beitragen soll. Ein Aspekt wird in der Diskussion jedoch häufig vernachlässigt, denn rückläufige Wasserabnahmemengen wirken sich nicht nur in der Wasserversorgung existenzbedrohend aus. Vielmehr sind auch Abwasserentsorgungsunternehmen gefährdet. Daher stellt sich die Frage, inwieweit die aktuellen Gebührenmodelle der Abwasserentsorgungsunternehmen (AEU) diesen sowie weiteren Anforderungen der Zukunft gerecht werden.

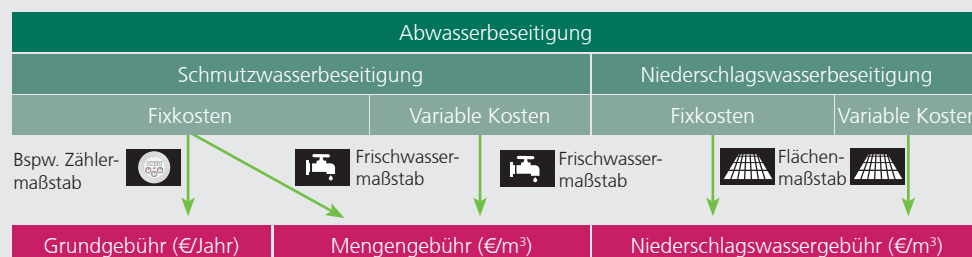
Wie stellt sich die Lage aktuell dar?

Die Aufgabe der Abwasserentsorgung obliegt als kommunale Pflichtaufgabe der Kommune, die damit auch für die Gebührenfestsetzung zuständig ist. In aller Regel wird dabei eine gesplittete Abwassergebühr für Schmutz- bzw. Niederschlagswasser erhoben.¹ Für die Kalkulation der Gebühren ist das landesspezifische Kommunalabgabengesetz (KAG) bindend. Hier wird beispielsweise geregelt, welche Kosten bei einer Gebührenkalkulation ansatzfähig sind oder über welchen Zeitraum sich eine Kalkulation maximal erstrecken darf.

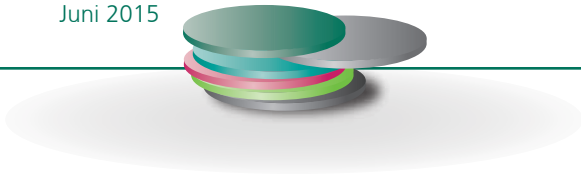
Darüber hinaus definieren die landesspezifischen KAG und die zugehörige Rechtsprechung, über welche Maßstäbe die Kosten der Einrichtung auf die Gebührenschildner umzulegen sind. Die Maßstäbe sollten dabei in Zusammenhang mit der Inanspruchnahme der Einrichtung stehen (Wirklichkeitsmaßstab) (vgl. Kommunalabgabengesetz für das Land Nordrhein-Westfalen (KAG NW) § 6 Abs. 3 Satz 1). Für die Aufgabe der Schmutzwasserbeseitigung ist insofern der Schmutzwasseranfall (entspricht in aller Regel der Frischwassermenge) maßgeblich.

Zusätzlich dazu kann eine Grundgebühr (Vgl. KAG NW Abs. 3 Satz 3) zur Abgeltung der (verbrauchsunabhängigen) Vorhaltekosten (Fixkosten) erhoben werden. Im Bereich der Schmutzwasserbeseitigung können hier beispielsweise der Hausanschluss, die Größe des Wasserzählers oder die Anzahl der angeschlossenen Wohneinheiten als Maßstäbe gewählt werden.

Ein Gebührenmodell, das diesen Anforderungen gerecht wird, ist in nachfolgender Grafik dargestellt:



¹ Vgl. hierzu Artikel aus Fokus Public Sektor, Ausgabe September 2012 „Getrennte Abwassergebühren? Ja, aber richtig! – OVG Nordrhein-Westfalen erklärt Mehraufwandsmethode für unzulässig“



Soweit die Theorie.

Wie sehen die heutigen Gebührenmodelle in der Abwasserentsorgung aus?

Und die Praxis?

Obwohl sämtliche Kommunalabgabengesetze die Erhebung einer Grundgebühr ausdrücklich vorsehen oder zumindest nicht verneinen, ist für die Abwasserentsorgung festzustellen, dass die Erhebung einer Grundgebühr nicht der gelebten Praxis entspricht.

So hat eine aktuelle Recherche bei den 76 deutschen Großstädten ergeben, dass lediglich in 9 Prozent der Städte überhaupt eine Grundgebühr für die Schmutzwasserbeseitigung erhoben wird. Im Mittel werden bei diesen Unternehmen typfallbezogen² rund 14 Prozent der Gesamterlöse über die mengenunabhängigen Gebührenbestandteile generiert. Bezüglich der Niederschlagswasserbeseitigung wird lediglich in einer Großstadt eine Grundgebühr abgerechnet.

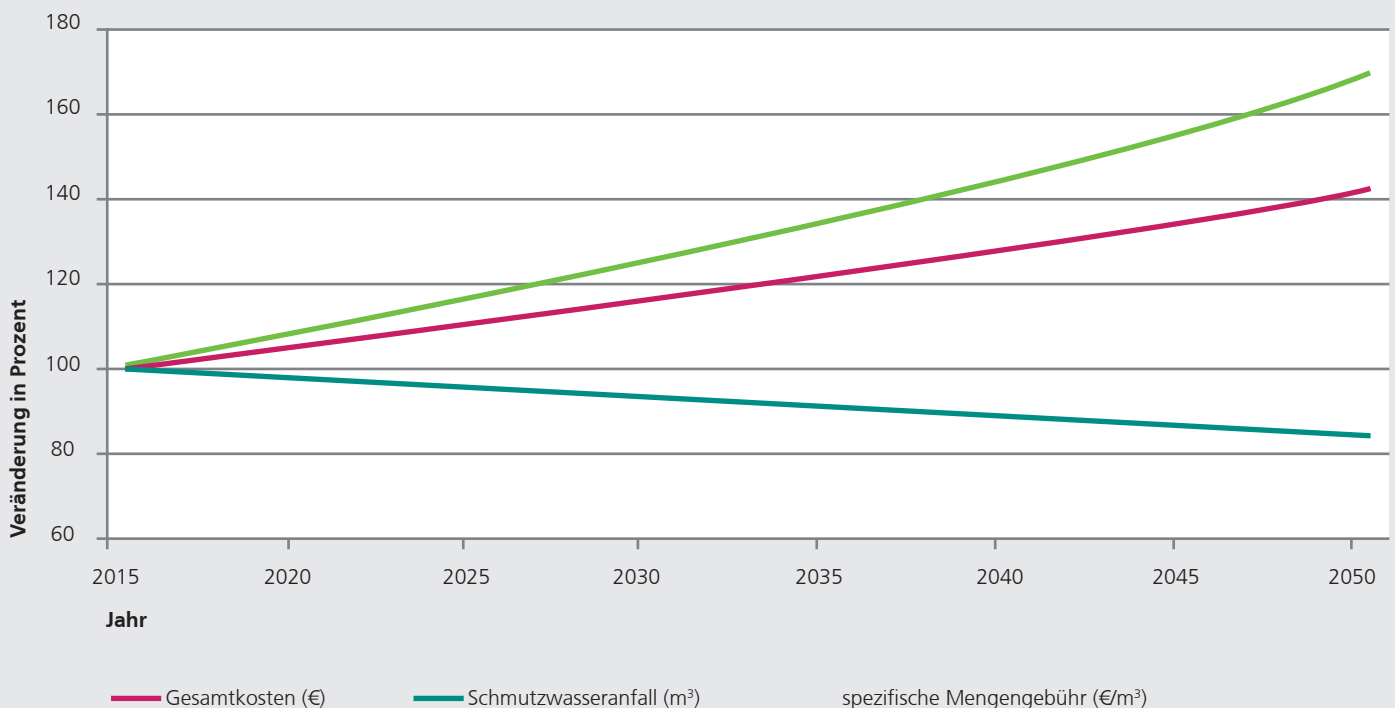
Insgesamt kann also festgehalten werden, dass die Gebührenmodelle in der Abwasserentsorgung noch überwiegend vom Verbrauchsverhalten der Kunden abhängen. Gleichzeitig werden die hohen Vorhalteleistungen der Entsorgungsunternehmen in der weitaus überwiegenden Anzahl der Fälle noch nicht adäquat in der Erlös- bzw. Gebührenstruktur abgebildet.

Welche Herausforderungen werden künftig an die Abwasserentsorgung gestellt?

Ein fataler Fehler, denn die Rahmenbedingungen der Abwasserentsorgung werden sich vielerorts weiter verschärfen. So ist künftig mit zunehmenden Investitionen in die Entsorgungsanlagen zu rechnen, die entsprechend finanziert werden müssen. Als Beispiele für Herausforderungen, die einen erhöhten Investitionsbedarf hervorrufen, seien hier nur die erwartete weitere Verschärfung der einzuhaltenden Grenzwerte oder die zunehmend auftretenden Starkregeneignisse genannt.

Unter diesen Voraussetzungen im Falle unverändert rückläufiger Frischwassermengen das „Heil“ ausschließlich in mengenabhängigen Gebühren zu suchen, wird häufig zu weiteren Sparbemühungen der Bevölkerung führen. Eine Spirale aus Gebührenerhöhungen und Wassersparmaßnahmen ist die Folge. Das bekannte Dilemma rückläufiger Absatzmengen bei dafür besonders anfälligen Erlösmodellen findet seinen Weg von der Wasserver- in die Abwasserentsorgung.

Wie sich diese Entwicklung zukünftig im Falle der aktuell vorherrschenden Gebührenmodelle mit einer reinen Mengengebühr auswirken wird, ist in nachfolgender Grafik modellhaft dargestellt:



² Als Typfall wurde hier ein Einfamilienhaushalt mit einem Schmutzwasseranfall von 150 m³ sowie dem jeweils kleinstmöglichen Wasserzähler unterstellt.

Um die beschriebene Spirale aus Gebührenerhöhungen und Sparmaßnahmen durch die Kunden abzumildern, sollte die Branche, ähnlich wie in der Trinkwasserversorgung bereits vielfach geschehen, über eine Veränderung „etablierter“ Gebührenstrukturen diskutieren.

Fazit

Aktuell werden die Gebührenmodelle in der Abwasserbeseitigung nicht den Kostenstrukturen gerecht. Dies kann insbesondere bei den vielerorts zu beobachtenden rückläufigen Wassermengen unter Einnahmegerichtspunkten problematisch werden. Um auch künftig eine sichere Abwasserbeseitigung nachhaltig zu finanzieren, sollte daher ein Umdenkprozess weg von „etablierten“ hin zu Gebührenmodellen stattfinden, die den Rahmenbedingungen besser gerecht werden als dies aktuell der Fall ist.

Rödl & Partner verfügt aus zahlreichen Kalkulationsprojekten in der Wasserver- und Abwasserentsorgung über das notwendige Know-how, um Sie bei diesem Umdenkprozess zu unterstützen. Bitte sprechen Sie uns an!

Kontakt für weitere Informationen:



Alexander Faulhaber

Diplom-Kaufmann

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 07

E-Mail: alexander.faulhaber@roedl.com



Christian Lechtenberg

Diplom-Wirtschaftsmathematiker

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-230

E-Mail: christian.lechtenberg@roedl.com

GEBÜHREN UND BEITRÄGE ZWISCHEN
ANSPRUCH UND WIRKLICHKEIT



Rödl & Partner intern

> Veranstaltungshinweise

Thema	Anreizregulierung 2.0 – Auswirkungen der ARegV-Novelle auf die Kostenprüfung für die 3. Regulierungsperiode
Termin / Ort	25. Juni 2015 / Nürnberg 30. Juni 2015 / Stuttgart

Thema	Kraft-Wärme-Kopplung - Optimaler Einsatz und Vermarktung
Termin / Ort	1. Juli 2015 / Nürnberg

Thema	Kooperationen von Kommunen und Versorgern beim Glasfaserausbau
Termin / Ort	16. Juli 2015 / Nürnberg 13. August 2015 / Köln

Thema	Energienetze als kritische Infrastruktur: Blackout, Risikomanagement und IT-Sicherheit
Termin / Ort	16. Juli 2015 / Stuttgart

Thema	Preissysteme und Preisgleitklauseln für die Wärmewirtschaft
Termin / Ort	25. August 2015 / Köln 29. September 2015 / München 17. November 2015 / Nürnberg

Thema	Der Masterplan – Strategien und Geschäftsmodelle für Stadtwerke
Termin / Ort	7. Oktober 2015 / Nürnberg 22. Oktober 2015 / Köln

Thema	Vom Energiekonzept zur eigenen kommunalen Wärmeversorgung
Termin / Ort	28. Oktober 2015 / München

Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter: www.roedl.de/seminare.

Kontakt für weitere Informationen:



Peggy Kretschmer

B.Sc. Wirtschaftswissenschaften

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 02

E-Mail: peggy.kretschmer@roedl.com



Rödl & Partner

5. Branchentreffen Erneuerbare Energien

**Erneuerbare Energien im Wandel –
Herausforderungen, Entwicklungen und Potenziale
auf globalen Märkten**

10. November 2015 in Nürnberg

SAVE THE DATE

Fundamente schaffen

„Ob ein guter Plan, eine genaue Analyse oder eine stabile Finanzierung – nur mit einem soliden Fundament kann wahrhaft Großes entstehen.“

Rödl & Partner

„Es ist wie bei einem Baum: Spektakuläre Menschentürme wachsen nur, wenn die Basis am Boden fest verwurzelt ist.“

Castellers de Barcelona



„Jeder Einzelne zählt“ – bei den Castellers und bei uns.

Menschentürme symbolisieren in einzigartiger Weise die Unternehmenskultur von Rödl & Partner. Sie verkörpern unsere Philosophie von Zusammenhalt, Gleichgewicht, Mut und Mannschaftsgeist. Sie veranschaulichen das Wachstum aus eigener Kraft, das Rödl & Partner zu dem gemacht hat, was es heute ist.

„Força, Equilibri, Valor i Seny“ (Kraft, Balance, Mut und Verstand) ist der katalanische Wahlspruch aller Castellers und beschreibt deren Grundwerte sehr pointiert. Das gefällt uns und entspricht unserer Mentalität. Deshalb ist Rödl & Partner eine Kooperation mit Repräsentanten dieser langen Tradition der Menschentürme, den Castellers de Barcelona, im Mai 2011 eingegangen. Der Verein aus Barcelona verkörpert neben vielen anderen dieses immaterielle Kulturerbe.

Impressum Kursbuch Stadtwerke

Herausgeber:

Rödl & Partner GbR

Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 03 | pmc@roedl.de

Verantwortlich

für den Inhalt:

Martin Wambach – martin.wambach@roedl.com

Kranhaus 1, Im Zollhafen 18 | 50678 Köln

Anton Berger – anton.berger@roedl.com

Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Layout/Satz:

Katharina Muth – katharina.muth@roedl.com

Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Dieser Newsletter ist ein unverbindliches Informationsangebot und dient allgemeinen Informationszwecken. Es handelt sich dabei weder um eine rechtliche, steuerrechtliche oder betriebswirtschaftliche Beratung, noch kann es eine individuelle Beratung ersetzen. Bei der Erstellung des Newsletters und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl & Partner stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl & Partner nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen. Die enthaltenen Informationen sind nicht auf einen speziellen Sachverhalt einer Einzelperson oder einer juristischen Person bezogen, daher sollte im konkreten Einzelfall stets fachlicher Rat eingeholt werden. Rödl & Partner übernimmt keine Verantwortung für Entscheidungen, die der Leser aufgrund dieses Newsletters trifft. Unsere Ansprechpartner stehen gerne für Sie zur Verfügung.

Der gesamte Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl & Partner.