

Fundamente schaffen

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe: Dezember 2014 – www.roedl.de



Frohe
Weihnachten

Liebe Leserin, lieber Leser,

Alle Jahre wieder...

> Inhalt

Smart Meter

- > Der Rollout kommt, aber wann, wie und wer zahlt? 2

Regulierung

- > Ergebnisse der Evaluierung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur 4

Finanzierung

- > Working Capital Management für Stadtwerke 6

Erneuerbare Energien

- > Wer fürchtet sich vor dem ... KWG ? – BHKW- und PV-Pachtmodelle für Stadtwerke im Fokus der BaFin 9
- > Neue Vermarktungsmöglichkeiten und Geschäftsmodelle – Womit verdienen Stadtwerke in Zukunft Geld? 11

Wärme

- > Erste Landeskartellbehörde veröffentlicht Ergebnis der Sektoruntersuchung 13

Netzkostensimulation

- > Planung und Optimierung der Strom- und Gasnetzsparten 16

Netzübernahme

- > Betriebsübergang bei Netzübernahme durch den Neukonzessionär 20

Artikelserie

- > Gebühren und Beiträge zwischen Anspruch und Wirklichkeit 22

Rödl & Partner intern

- > Veranstaltungshinweise 30

....glaubt man, am Ende eines Jahres alle Herausforderungen gemeistert zu haben, die der Gesetzgeber, die Regulierungsbehörden, die Gerichte und andere Marktakteure den Energieversorgungsunternehmen aufgebürdet haben. Mag der Blick zurück für die meisten positiv ausfallen, die neuen Aufgaben des Jahres 2015 lassen nicht lange auf sich warten. Zwar hat die zweite Regulierungsperiode kaum begonnen, dennoch steht mit dem Jahr 2015 bereits das Fotojahr Gas für die dritte Regulierungsperiode vor der Tür. Eine optimale Vorbereitung auf diese Fotojahre ist für Energieversorger unerlässlich. Daher beschäftigen sich zwei Beiträge in unserem Kursbuch zum Thema Working Capital Management und zu Möglichkeiten der Netzkostensimulation mit diesem wichtigen Thema. Ob das bisherige System der Anreizregulierung so weitergeführt wird, steht derzeit zur Diskussion. Welche Änderungen möglich und geplant sind, erfahren Sie ebenfalls in dieser Ausgabe unseres Kursbuches. Bevor aber der Blick wieder in die Zukunft gerichtet wird, sollten wir uns alle ein paar Tage der Ruhe, Besinnung und Entspannung gönnen. Denn – und wann könnte man es besser sagen als im Jahr der Fußballweltmeisterschaft für Deutschland – wie immer gilt: Nach dem Spiel ist vor dem Spiel.

In diesem Sinne wünschen wir Ihnen eine besinnliche und erholsame Weihnachtszeit und freuen uns auf unsere weitere Zusammenarbeit im Jahr 2015.

Martin Wambach
Geschäftsführender Partner

Anton Berger
Partner

Smart Meter

> Der Rollout kommt, aber wann, wie und wer zahlt?

Von Johanna Dörfler

Die Planungen zur Umsetzung des Rollouts von intelligenten Messsystemen schreiten voran. Insbesondere Netzbetreiber sind gefragt, sich frühzeitig auf die Entwicklungen vorzubereiten. Neben den Fragen der technischen und IT-seitigen Umsetzung des Rollouts sollten insbesondere die Fragen der künftigen Rollenverteilung auf dem Markt frühzeitig Beachtung finden.

Kosten und Nutzen intelligenter Messsysteme sind schon lange im Gespräch und vor dem Hintergrund der steigenden Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen rückt dieses Thema immer mehr in den Mittelpunkt. Dass ein Rollout erfolgen wird, ist inzwischen wohl unbestritten, die Fragen nach dem Wann, Wie und der Finanzierung bleiben derzeit jedoch noch offen. Das zuständige Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ist mit der Arbeitsgemeinschaft „Intelligente Netze und Zähler“ dabei, die Modalitäten des angestrebten Rollouts auszuarbeiten.

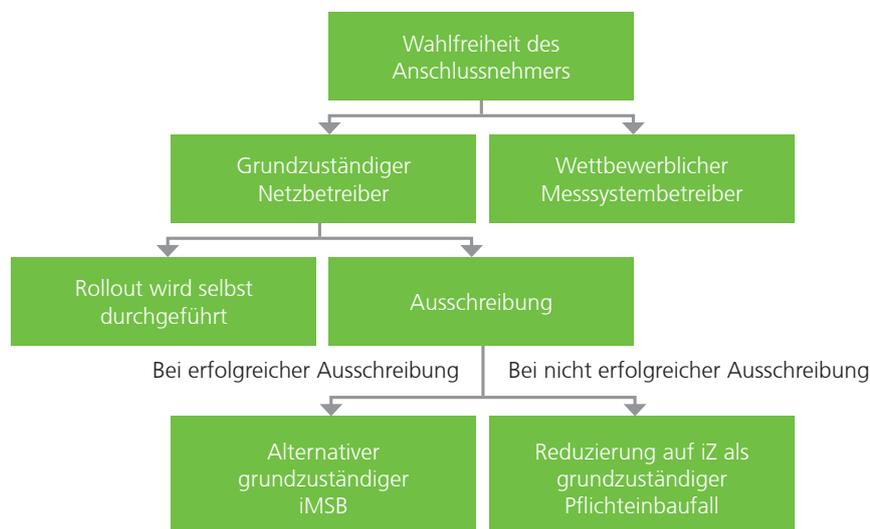
Aktueller Stand der gesetzlichen Vorgaben

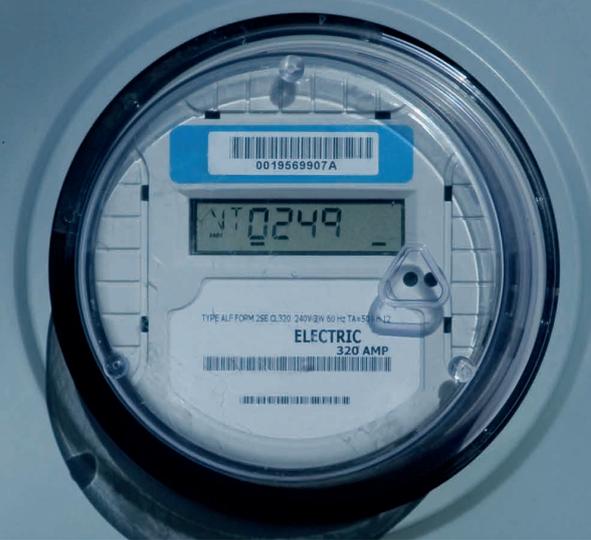
Bereits Mitte des Jahres 2013 wurde ein Referentenentwurf der Messsystemverordnung erstellt. Dieser Entwurf hat im September 2013 das europäische Notifizierungsverfahren erfolgreich durchlaufen, seitdem wurde die Umsetzung in eine rechtsverbindliche Verordnung allerdings nicht weiter vorangebracht. Dies mag daran liegen, dass die Messsystemverordnung Teil des Verordnungspakets „Intelligente Netze“ ist und zur inhaltlichen Abstimmung auf die übrigen Verordnungen des Pakets „warten“ muss. Wann diese Verordnungen letztlich veröffentlicht werden ist derzeit noch ungewiss. Ursprünglich für das erste Halbjahr 2014 angekündigt, stehen die Verordnungen noch immer aus. Offizielle Quellen versprechen das Paket (zumindest in Stichpunkten) noch für dieses Jahr, realistischerweise wird in der Branche ein detaillierter Entwurf jedoch nicht vor Mitte des Jahres 2015 erwartet.

Für die in Anspruch genommenen Netzbetreiber ist Abwarten jedoch keine Lösung. Aufgrund des sich andeutenden engen Zeitplans für den Rollout und des dann erheblichen Aufwands kommen Netzbetreiber wohl nicht umhin, sich frühzeitig mit der Thematik zu befassen und mit den Vorbereitungen zu beginnen. Neben der Frage der technischen Umsetzbarkeit müssen sich Netzbetreiber wohl insbesondere mit den künftigen Zuständigkeiten und Rollenverteilungen im Rahmen des Messwesens befassen und Strategien erarbeiten, wie eine Umsetzung erfolgen kann.

Zuständigkeiten für den Rollout

Fraglich ist zunächst schon, wer für den eigentlichen Rollout zuständig sein soll, denn auch das BMWi hat erkannt, dass gerade Betreiber kleinerer Versorgungsnetze personelle und finanzielle Probleme mit der tatsächlichen Umsetzung des Rollouts haben könnten. Das BMWi hat hierzu einen Vorschlag erarbeitet, wonach zwischen dem „grundzuständigen Messstellenbetreiber“ und dem „intelligenten Messstellenbetreiber“ zu differenzieren ist. Der Netzbetreiber als bislang grundzuständiger Messstellenbetreiber hat nach dem Vorschlag des BMWi die Möglichkeit, die Aufgabe des intelligenten Messsystembetreibers im Wege der Ausschreibung alleine oder in Kooperation mit anderen Netzbetreibern an einen Dritten zu vergeben. Im Einzelnen gestaltet sich dieser Vorschlag wie folgt:





In der Praxis stößt dieser Vorschlag auf einige Kritik, denn abgesehen von der Tatsache, dass mit der neuen Rolle des intelligenten Messsystembetreibers eine neue Marktrolle geschaffen wird, die die Komplexität der Marktkommunikation erhöht, bleiben einige Sachverhalte bislang noch ungeklärt. So konnte insbesondere die Frage der Rückfallzuständigkeit, also der Zuständigkeit bei einem Ausfall des durch Ausschreibung ermittelten intelligenten Messstellenbetreibers, nicht beantwortet werden. Ein Rückfall auf den eigentlich grundzuständigen Netzbetreiber kommt an dieser Stelle nicht in Betracht, dieser hat die Ausschreibung ja gerade durchgeführt, weil er selbst zur Durchführung des Rollouts nicht in der Lage ist.

Auch wenn einige Fragen der rechtlichen Ausgestaltung bislang noch ungeklärt sind, ist Netzbetreibern anzuraten, unter den aktuell geplanten Rahmenbedingungen eine Durchführung des Rollouts unter wirtschaftlichen und personellen Gesichtspunkten zu prüfen und gegebenenfalls erste Schritte in Bezug auf eine künftige Kooperation einzuleiten.

Rolle des Gatewayadministrators

Neben der Rolle des intelligenten Messsystembetreibers wird die Rolle des Gatewayadministrators (GWA) neu geschaffen. Dem GWA kommt als Schnittstelle für sämtliche Marktteilnehmer, die die Daten der Endkunden verwenden, eine erhebliche Bedeutung zu. Er ist insbesondere zuständig für die Administration von Berechtigungen, EEG-Anlagen und Verbrauchern sowie für die operative Betriebsführung der Messsysteminfrastruktur. Zudem ist es voraussichtlich Aufgabe des GWA, die Datensicherheit zu gewährleisten. Für die Erlangung der vom Verordnungsgeber für die Rolle des GWA vorgesehenen Zertifizierungen und Sicherheitsstandards ist mit hohem personellen und vor allem finanziellen Aufwand zu rechnen. Eine wirtschaftliche Erfüllung dieser Aufgabe ist daher wohl nur möglich, wenn die Leistung für eine entsprechend große Anzahl an Messsystemen erbracht wird.

Grundzuständig für die Wahrnehmung der Rolle des GWA soll nach den bisherigen Entwürfen derjenige Messstellenbetreiber sein, der im jeweiligen Netzgebiet die meisten Zählpunkte verantwortet, mithin regelmäßig der Netzbetreiber. Da die Netzbetreiber oftmals nicht die für eine wirtschaftliche Leistungserbringung erforderliche Anzahl an Zählpunkten verantworten, muss auch in diesem Bereich gegebenenfalls über eine Kooperation mit weiteren Netzbetreibern oder über die Beauftragung eines Dritten nachgedacht werden.

Fazit

Neben den Fragestellungen der technischen und IT-seitigen Umsetzung müssen die Entwicklungen bei dem geplanten Rollout insbesondere im Hinblick auf die künftige Rollenverteilung beobachtet werden. Bereits jetzt zeichnet sich ab, dass die Grundzuständigkeiten zumindest vorerst oftmals beim Netzbetreiber liegen werden. Dieser sollte sich zur Vermeidung etwaiger Nachteile bereits frühzeitig mit potenziellen Umsetzungsmöglichkeiten oder Kooperationslösungen auseinandersetzen. Rödl & Partner bietet Netzbetreibern die ideale Unterstützung bei der Entwicklung einer maßgeschneiderten Lösung.

Kontakt für weitere Informationen:



Johanna Dörfler

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 39

E-Mail: johanna.doerfler@roedl.com

Regulierung

> Ergebnisse der Evaluierung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur

Von Christoph Hausner

Die Bundesnetzagentur hat erste Ergebnisse aus dem Verfahren zur Evaluierung der Anreizregulierung veröffentlicht. Für die zukünftige Ausgestaltung stehen vier verschiedene Modelle sowie einige verfahrensunabhängige Vereinfachungen zur Debatte.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist gemäß § 33 (1) ARegV verpflichtet, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zum 31. Dezember 2014 einen Bericht zur Evaluierung der Anreizregulierung sowie Vorschläge zu deren zukünftigen Ausgestaltung vorzulegen. Im Rahmen des Evaluierungsverfahrens hat die BNetzA inzwischen erste konkrete Ergebnisse vorgestellt. Demnach spricht sich die Behörde für modellunabhängige Vereinfachungen und Anpassungen aus. Gleichzeitig stellt sie vier verschiedene Modelle zur zukünftigen Ausgestaltung der Anreizregulierung zur Diskussion.

Ergebnisse der Evaluierung der Anreizregulierung

Modellunabhängige Vereinfachungen	4 Modelle zur weiteren Ausgestaltung
<ul style="list-style-type: none"> > Modifikation des Regulierungskontos > Pauschalierung der Kapitalverzinsung > Effizienzverschärfung im vereinfachten Verfahren > EOG-Übertrag bei Teilnetzübergängen > Schaffung von Transparenz 	<ul style="list-style-type: none"> > Modell 1: ARegV Reform > Modell 2: Kapitalkostenabgleich > Modell 3: Gesamtkostenabgleich mit Bonus > Modell 4: Differenzierte Regulierung

Modellunabhängige Vereinfachungen

Unabhängig von der in Zukunft gewählten Form der Ausgestaltung der Anreizregulierung plädiert die BNetzA für Vereinfachungen in folgenden Punkten:

- > Das Regulierungskonto soll zukünftig – in Anlehnung an die Periodenübergreifende Saldierung (PÜS) – zeitnah und fortlaufend mit einer dreijährigen Annuität aufgelöst werden. Außerdem wird beabsichtigt, das Regulierungskonto von der Erlösbergrenzenfestlegung zu Beginn einer Regulierungsperiode abzukoppeln, um eine schnellere EOG-Bescheidung zu gewährleisten.
- > Weiterhin befürwortet die Behörde eine stärkere Pauschalierung bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, insbesondere bei der Kapitalstruktur (pauschaler Ansatz von 40 Prozent EK-Quote), der Höhe der Fremdkapitalkosten sowie der Verzinsungsbasis.
- > Zudem ist eine Änderung bei der Erfassung der Personalzusatzkosten (PzK) geplant. Eine Abschaffung der PzK als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil ist hierbei ebenso vorstellbar wie eine Pauschalierung der Kosten (25 Prozent

der Personalkosten) oder eine Festschreibung der Kosten auf dem Niveau der zweiten Regulierungsperiode.

- > Im Zuge der letzten Kostenprüfungen und der in den beiden ersten Regulierungsperioden gesammelten Informationen hat sich gezeigt, dass der beim vereinfachten Verfahren pauschal angesetzte Wert für die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (dnb KA) i.H.v. 45 Prozent zu hoch bemessen wurde. Hier ist eine Anpassung an den tatsächlichen Anteil der dnb KA zu erwarten.
- > Durchschnittlicher tatsächlicher Anteil der dnb KA im vereinfachten Verfahren:

Periode	Strom	Gas
1. Regulierungsperiode	35,03 %	14,12 %
2. Regulierungsperiode	34,75 %	12,30 %

- > Für die Festlegung der zu übertragenden Erlösobergrenze bei Netzübergängen spricht sich die BNetzA für eine Verordnung aus, die von Amts wegen mittels eines festgelegten und einfachen Maßstabs zu einer Aufteilung der Erlösobergrenze gem. § 26 Abs. 2 ARegV im Netzgebiet führt.
- > Zudem soll dem Wunsch der Netzbetreiber nach mehr Transparenz nachgekommen werden.

Vier potenzielle Modelle zur zukünftigen Ausgestaltung der Anreizregulierung

Als Gestaltungsrahmen für die Anreizregulierung in der dritten Regulierungsperiode schlägt die BNetzA vier mögliche Modelle vor. Neben marginalen Anpassungen im Rahmen einer ARegV-Reform (Modell 1) stehen dabei auch Modelle zur Debatte – Kapitalkostenabgleich (Modell 2) und Gesamtkostenabgleich (Modell 3) – die tiefgreifende Veränderungen zur Folge hätten. Während die Modelle 1-3 sich gegenseitig ausschließen, wäre beim Modell der differenzierten Regulierung (Modell 4) eine Kombination mit anderen Modellen vorstellbar.

- > Modell 1 beruht auf der bisherigen Funktionsweise der Anreizregulierung mit punktuellen Anpassungen. Kernelemente der Anpassungen sind die Beseitigung des Zeitverzugs beim Erweiterungsfaktor sowie die Mitnahme von Effizienzgewinnen, sog. Efficiency-Carry-Over (ECO). Beim Erweiterungsfaktor stellen sowohl die Berücksichtigung auf Ist-Kostenbasis mit einem Zinsausgleich als auch der Ansatz von Planwerten mit einem anschließenden Plan-Ist-Abgleich mögliche Ausgestaltungsformen dar. Ziel des ECO ist es, langfristige Anreize zur Steigerung der Effizienz zu setzen. Effizienzgewinne, die über das vorgegebene Maß hinausgehen, sollen auf die nächste Regulierungsperiode übertragbar gemacht werden.
- > Der Kapitalkostenabgleich (Modell 2) verfolgt das Ziel, den Zeitverzug im Rahmen der Berücksichtigung der Kapitalkosten (CAPEX) zu beseitigen und dadurch Anreize zur Investition zu setzen. Hierzu findet – unter Berücksichtigung der operativen Kosten (OPEX) in Form einer OPEX-Pauschale – ein jährlicher Abgleich der CAPEX auf Plan-Kostenbasis statt. Die Dauer der Regulierungsperiode bleibt in diesem Modell ebenso unberührt wie der alle fünf Jahre stattfindende Effizienzvergleich auf TOTEX-Basis.
- > Der Gesamtkostenabgleich mit Bonus (Modell 3) geht von den Veränderungen im Vergleich zum bestehenden System am weitesten. Dabei wird die Regulierungsperiode von bisher fünf auf zwei Jahre verkürzt und OPEX-Änderungen zeitnah abgebildet. Die Verkürzung auf zwei Jahre soll den bisher beobachtbaren Basisjahreffekt, also eine Häufung der Kosten

im Fotojahr, eliminieren. Neuinvestitionen werden in diesem Modell in Form von Planwerten durch einen jährlichen CAPEX-Abgleich mit nachträglichem Ist-Abgleich berücksichtigt. Der Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) entfällt. Die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs soll hierbei grundsätzlich unverändert bleiben, jedoch mehrere Regulierungsperioden umfassen. Wirtschaftet ein Unternehmen effizienter als der Vergleichsmaßstab, wird ein Bonus ausbezahlt.

- > Das Modell der differenzierten Regulierung (Modell 4) trägt der Tatsache Rechnung, dass Netzbetreiber unterschiedlich stark von der Energiewende betroffen sind. Verteilnetzbetreiber, in deren Netz ein hoher Ausbaubedarf besteht, sollen in diesem Modell Zugang zum Instrument der Investitionsmaßnahme (IM) erhalten. Davon unberührt bleibt vorerst der Erweiterungsfaktor (EWF), jedoch muss sichergestellt werden, dass keine Doppelanerkennung, im EWF und im IM erfolgt. Problematisch an diesem Modell ist jedoch die Tatsache, dass bislang kein objektiveres Abgrenzungskriterium feststeht, anhand dessen man eine Klassifizierung vornehmen könnte.

Auf eine eindeutige Empfehlung zur Vorteilhaftigkeit eines bestimmten Modells wurde seitens der BNetzA bisher verzichtet. Da einige Modelle jedoch tendenziell mehr Revolution denn Evolution bedeuten würden, darf von einem Fortbestand des bisherigen Systems mit punktuellen Veränderungen ausgegangen werden. Eine finale Empfehlung der BNetzA bleibt abzuwarten. Wir halten Sie über die weitere Entwicklung auf dem Laufenden.

Kontakt für weitere Informationen:



Christoph Hausner

Diplom-Kaufmann

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

E-Mail: christoph.hausner@roedl.com

Finanzierung

> Working Capital Management für Stadtwerke

Von Christoph Spier und Markus Mrozyk

Aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen ist für Energieversorger eine Stärkung der Innenfinanzierungskraft von großem Interesse. Zum einen gilt es, die Herausforderung eines zunehmenden Investitionsbedarfes zu bewältigen, zum anderen sind sinkende Ergebnisbeiträge im Kerngeschäft zu verzeichnen. Um eine steigende Verschuldung zu vermeiden, stellt das Working Capital Management einen Baustein zur langfristigen Stärkung der Energieversorgungsunternehmen dar.

Optimierungsmöglichkeiten erkennen

Grundsätzlich ist das Working Capital eine Bilanzkennzahl und spiegelt im Wesentlichen die Finanzkraft eines Unternehmens wider. Ziel eines Unternehmens sollte es sein, diejenigen Größen zu identifizieren, die die Umschlagsgeschwindigkeit des Working Capital negativ beeinflussen. Eine Liquiditätsanalyse kann Hinweise auf Optimierungsmöglichkeiten geben und das darauf abgestimmte Working Capital Management führt zu einer Stärkung der Innenfinanzierungskraft des Unternehmens. Das (Net) Working Capital ermittelt sich aus der Differenz des kurzfristigen Umlaufvermögens mit einer Bindungsdauer von bis zu einem Jahr und der kurzfristigen Verbindlichkeiten mit einer Restlaufzeit von bis zu einem Jahr.

Working Capital Management verfolgt das Ziel, die Kapitalbindungsdauer zu verringern und die Geschäftsprozesse zu optimieren. Eine Verringerung der Kapitalbindungsdauer lässt sich durch eine Reduzierung des Forderungsbestandes sowie eine Optimierung des Vorratsbestandes erzielen. Weiterhin ist durch eine Optimierung der kurzfristigen Lieferantenverbindlichkeiten eine Verbesserung des Finanzergebnisses möglich.

Zur Optimierung der Geschäftsprozesse werden insbesondere die Vorratshaltung („Forecast to Fulfill“), das Forderungsmanagement („Order to Cash“) sowie die Beschaffungsprozesse („Purchase to Pay“) betrachtet. Die wesentlichen Prozesse sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

Forecast-to-Fulfill	Order-to-Cash	Purchase-to-Pay
<ul style="list-style-type: none"> > Verkaufs- und Absatzplanung > Produktionsplanung > Roh- und Betriebsstoffplanung > Warenprüfung > Distribution > Bestandsmanagement > Reklamationsbearbeitung 	<ul style="list-style-type: none"> > Risiko Management > Auftragsannahme/-bearbeitung > Rechnungsstellung > Zahlungseingangsbearbeitung > Kreditüberwachung > Inkassomanagement > Vertragsmanagement 	<ul style="list-style-type: none"> > Einkaufsstrategie > Disposition > Wareneingang > Lieferantenauswahl > Lieferantenbewertung > Vertragsgestaltung > Rechnungsbearbeitung > Zahlungsabwicklung

Abb. 1: Darstellung der Geschäftsprozesse

Zur Messung und Steuerung der Durchlaufzeiten der drei Hauptprozesse werden dynamische Kennzahlen verwendet, die die Dauer der Kapitalbindung anzeigen. Aus den einzelnen Kennzahlen ergibt sich die Kapitalbindung in Tagen als Days Working Capital.

Forecast-to-Fulfill	Order-to-Cash	Purchase-to-Pay
Days Inventory Held (DIH) Vorratsreichweite	Days Sales Outstanding (DSO) Forderungslaufzeit	Days Payable Outstanding (DPO) Verbindlichkeitslaufzeit
$\frac{\text{Vorräte}}{\text{Umsatzerlöse}} \times 365$	$\frac{\text{Forderungen aus LuL}}{\text{Umsatzerlöse}} \times 365$	$\frac{\text{Verbindlichkeiten aus LuL}}{\text{Umsatzerlöse}} \times 365$
Kennziffer: Days Working Capital = DIH + DSO - DPO		

Abb. 2: Darstellung der Kennzahlen

Stärkung der Innenfinanzierungskraft notwendig

Aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen ist für Energieversorger eine Stärkung der Innenfinanzierungskraft von großem Interesse. In vielen Bereichen der Versorgungswirtschaft ist in der Vergangenheit ein zunehmend sinkender Ergebnisbeitrag zu verzeichnen. Hierfür liegen unterschiedliche Gründe vor.

Die Liberalisierung des Energiemarktes führt im Endkundengeschäft aufgrund des ansteigenden Wettbewerbs zu einem wachsenden Preisdruck und folglich zu sinkenden Margen für die Energieversorger.

Im Bereich des Netzbetriebes sorgt die Anreizregulierung für einen begrenzten wirtschaftlichen Erfolg für die Betreiber und Eigentümer von Strom- und Gasnetzen. Ein zentrales Ziel der Anreizregulierung ist die Erschließung von Kostensenkungspotenzialen und die Weitergabe der Einsparung an die Netznutzer. Der Netzbetreiber erhält im Wesentlichen die für ihn vorgesehene Eigenkapitalverzinsung, darüber hinausgehende Ergebnisse sind kaum zu erzielen. Auch die Energiewende stellt Netzbetreiber zukünftig vor Herausforderungen. Sie führt zu einem erhöhten Investitionsbedarf in den Netzausbau im Zuge der Einbindung von erneuerbaren Energien.

Hoher Investitionsbedarf für Energieversorger

Darüber hinaus sind für Energieversorger zukünftig erhebliche Investitionen in regenerative Energien notwendig, um die Ziele der Energiewende und auch die unternehmensinternen Ziele zu erreichen. Ebenfalls müssen sich viele Energieversorger den sinkenden Einnahmen aus konventionellen Kraftwerken stellen. Neben den benannten Herausforderungen erwarten die Gesellschafter kommunal geprägter Unternehmen meist hohe Ausschüttungsquoten sowie die Übernahme von defizitären Sparten von ihren Stadtwerken.

Aus den unterschiedlichen Herausforderungen resultiert, dass Eigenmittel zur Bewältigung der Herausforderungen knapper werden und Investitionen deshalb zunehmend über Fremdmittel finanziert werden müssen. Dies führt langfristig dementsprechend zu einer steigenden Verschuldung der Energieversorgungsunternehmen.

Einen maßgeblichen Baustein zur Stärkung der Energieversorgungsunternehmen stellt das Working Capital Management dar. Hierdurch kann kurz- bis mittelfristig zusätzliche Liquidität freigesetzt und die Aufnahme von Fremdkapital reduziert werden. Für Energieversorgungsunternehmen liegt der Fokus dabei insbesondere auf den Beschaffungsprozessen sowie dem Forderungsmanagement. Die Vorratshaltung spielt eine untergeordnete Rolle, da die Lagerbestände meist gering sind und eine niedrige Kapitalbindung aufweisen.

Im Folgenden ist die Vorgehensweise des Working Capital Management exemplarisch in einem Dreistufen-Modell dargestellt:

1. Ist-Bestandsaufnahme

In einem ersten Schritt sind zunächst alle relevanten Daten und Informationen zum bestehenden Working Capital Management des Unternehmens im Rahmen einer Bestandsaufnahme zusammenzutragen.

Für die spätere Analyse sind hierzu die wesentlichen Daten zu den Forderungen, Kassenbeständen sowie Verbindlichkeiten aus der Unternehmensbilanz historisiert aufzunehmen. Im Hinblick auf die Kennzahlenanalyse sollten je nach Anforderungen auch weitere Bilanzpositionen bereits miteinbezogen werden.

Zur Vervollständigung der Bestandsaufnahme werden Informationen aus dem Unternehmenscontrolling wie z.B. das Berichtswesen zusammengetragen.

2. Analyse und Ableitung von Handlungsempfehlungen

Im Anschluss an die Bestandsaufnahme erfolgt die Analyse der vorliegenden Daten und Informationen. Hierzu wird wie folgt vorgegangen:

Analyse

- a) Die historisierten Bilanzdaten werden in ein Kennzahlentableau (erforderliche Kennzahlen vgl. auch Abschnitt „Optimierungsmöglichkeiten erkennen“) überführt. Die Ergebnisse liefern erste Erkenntnisse über Schwachstellen und Optimierungspotenziale
- b) Auf Grundlage der erhobenen Basisdaten und ermittelten Kennzahlen findet in einem weiteren Schritt ein Benchmark mit vergleichbaren Unternehmen aus der Branche statt. Hierdurch werden neben den bereits aufgezeigten Schwachstellen im eigenen Kennzahlenverlauf Optimierungspotenziale konkretisiert (Externer Vergleich).
- c) Zudem findet eine Evaluierung der bestehenden Controllingstrukturen und -instrumente für das Working Capital Management statt. Die Untersuchungsergebnisse lassen weitere Rückschlüsse auf mögliche Optimierungsmöglichkeiten zu (Interne Sicht).

Ableitung von Handlungsempfehlungen

Im Anschluss an die Unternehmensanalyse und auf Grundlage der Analyseergebnisse werden Handlungsempfehlungen in Form eines Maßnahmenkataloges für die Optimierungsmöglichkeiten abgeleitet. Je nach Art und Umfang der Maßnahmen sollte vor Beginn der Umsetzung eine Clusterung und Priorisierung der verschiedenen Maßnahmen vorgenommen werden. Unabhängig davon sollten identifizierte „Quick-Wins“ direkt im Unternehmen umgesetzt werden.

3. Umsetzungsschritte zur Optimierung

Zu Beginn der Umsetzung sind die relevanten Prozesse aufzunehmen. Wie bereits erläutert, liegt der Fokus hierbei insbesondere auf den Abläufen zum Forderungsmanagement sowie den Prozessen zur Beschaffung von Waren, Dienstleistungen, Energie etc.

Die Prozessbeschreibungen werden im Hinblick auf effiziente Prozessabläufe (IT-Unterstützung, Auftragsannahme/-bearbeitung, Unternehmensorganisation) untersucht und bewertet.

Im Folgenden werden mögliche Umsetzungsschritte zur Optimierung des Working Capitals exemplarisch aufgeführt:

- > Höherer Standardisierungsgrad der Prozesse
- > Optimierung der Arbeitsabläufe und Anpassung der Prozesse (Forderungsmanagement, Rechnungswesen, Einkauf etc.) inkl. deren Dokumentation.
- > Aufbau/Anpassung des Verbindlichkeitsmanagements

- > Anpassung der Abschlagszahlungen
- > Definition, Festlegung, Überarbeitung von Controllingstandards wie z.B. Berichtswesen, Kennzahlentableaus für die Unternehmensleitung und Gremien etc.

Die einzelnen Arbeitsschritte lassen sich zusammenfassend wie folgt abbilden:

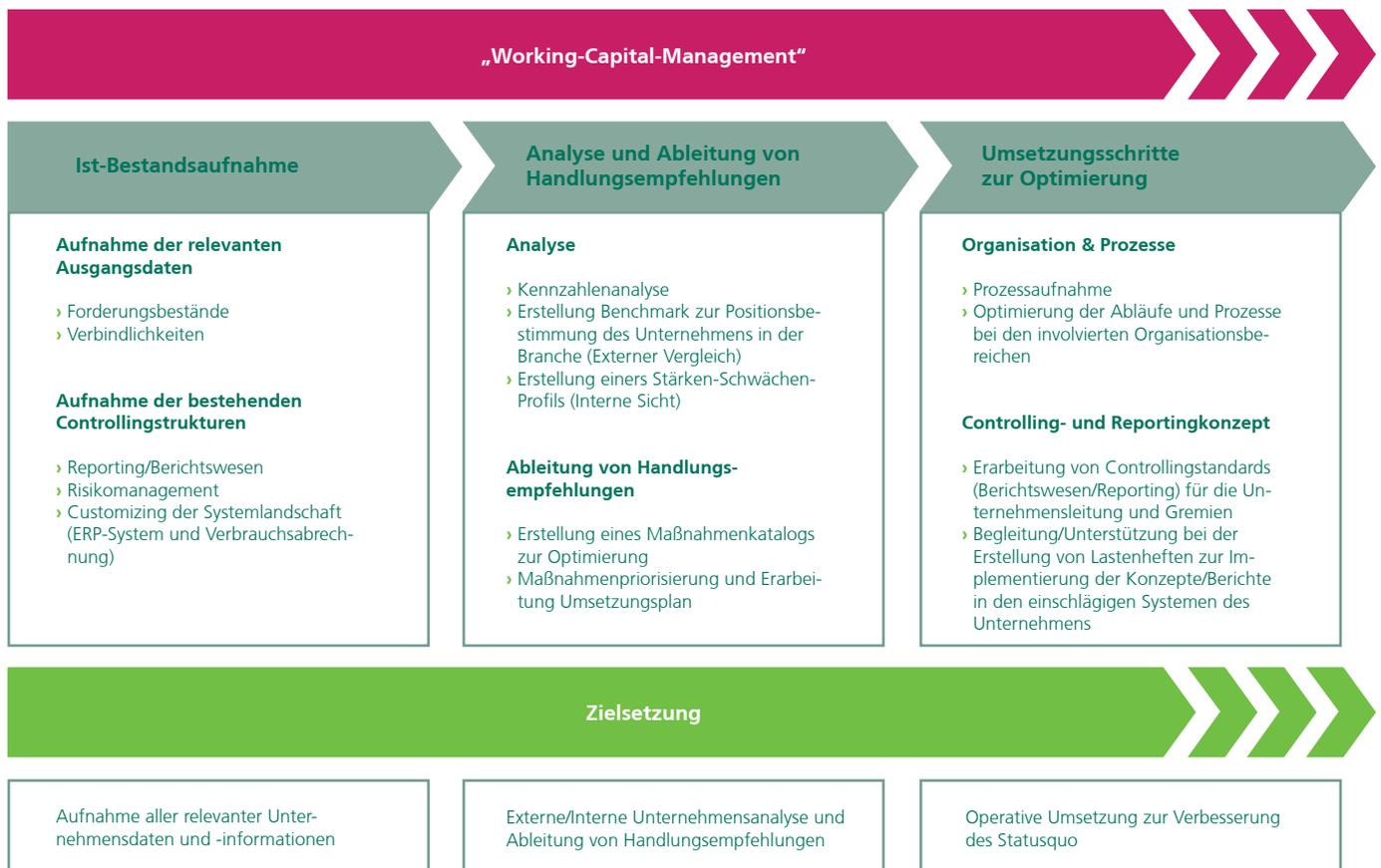


Abb. 3: Exemplarische Ablaufbeschreibung des „Working-Capital-Management“

Abschließend ist festzuhalten, dass das Working Capital Management einen Finanzierungsspielraum schafft und einen wichtigen Baustein zur Bewältigung der aktuellen Herausforderungen darstellt.

Gerne stehen wir Ihnen beratend mit unserem betriebswirtschaftlichen, rechtlichen und steuerlichen Know-how als Experten zur Verfügung.

Kontakt für weitere Informationen:



Christoph Spier
Diplom-Volkswirt
Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-218
E-Mail: christoph.spier@roedl.com



Markus Mrozyk
Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-303
E-Mail: markus.mrozyk@roedl.com

Erneuerbare Energien

> Wer fürchtet sich vor dem ... KWG ? – BHKW- und PV-Pachtmodelle für Stadtwerke im Fokus der BaFin

Von Joachim Held

Pachtmodelle für Blockheizkraftwerke (BHKW) und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) erfreuen sich bei Stadtwerken einer zunehmenden Verbreitung. Neben EEG- und bilanzrechtlichen Anforderungen muss diese Vertriebsform die finanzaufsichtsrechtlichen Anforderungen aus dem Kreditwesengesetz (KWG) beachten, da bei Verstößen straf- und aufsichtsrechtliche Sanktionen drohen. Nur wer schneller durch einen Negativbescheid, Freistellungs- oder Genehmigungsantrag Risikoversicherung trifft, wird im Wettbewerb der Energieunternehmen auf der Flucht vor dem „schwarzen Mann“ KWG bestehen.

Anlagen-Pacht – ein neues Vertriebsmodell für Eigenstromanlagen

Die gestiegene EEG-Umlage und anhaltende Tendenz des Gesetzgebers, die Netzentgelte durch gesetzliche Belastungen zu erhöhen, hat zunehmende wirtschaftliche Anreize für Eigenstrommodelle geschaffen. Da Energieverbraucher häufig nicht selber investieren wollen oder können, nimmt der Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen im Rahmen sog. „Pachtmodelle“ zu. Hierbei plant, finanziert und errichtet das Stadtwerk eine Erzeugungsanlage und überlässt diese dem Energieverbraucher zeitlich befristet zur Erzeugung von Eigenstrom. Der Energieverbraucher beauftragt zum Betrieb der Anlage ein nicht notwendigerweise mit dem Stadtwerk identisches Unternehmen mit Wartung, Störungsüberwachung und –beseitigung und gegebenenfalls weiteren Dienstleistungen der kaufmännischen Betriebsführung. Für Stromversorgungsunternehmen besteht darüber hinaus häufig ein Interesse, auch die Zusatz- und Reservestromversorgung zu übernehmen. Im Zusammenhang mit einer innovativen IT-technischen Umsetzung über Vertriebsportale, die eine Kooperation mit klassischen Stromvertrieben ermöglicht, wird insbesondere für PV-Pachtmodelle ein hoher Absatz Erfolg prognostiziert. Insofern werden weder die etablierten Stadtwerke im Wettbewerb auf dem Erzeugungsanlagenmarkt noch die Stromvertriebe als Wettbewerber im Stromabsatzmarkt ohne derartige Vertriebsmodelle bestehen können. Sowohl Großunternehmen wie RWE, E.on und Trianel, aber auch zahlreiche Stadtwerke wie MVV, N-Ergie oder die Stadtwerke Stuttgart, häufig in Kooperation mit Unternehmen der Erneuerbaren-Energien-Branche wie zum Beispiel BayWa renewables oder Greenergetic, haben in letzter Zeit mit Pressemeldungen auf ihre neuen Vertriebsmodelle hingewiesen.

Verpachtung von Erzeugungsanlagen als Finanzdienstleistung

Wer im Inland gewerbsmäßig oder in einem Umfang, der einen in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb erfordert, Finanzdienstleistungen erbringen will, bedarf einer vor Aufnahme der Geschäftstätigkeit erteilten Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) (§ 32 Abs. 1 Satz 1 KWG). Stadtwerke stufen sich in der Regel als Anlagenbauer oder Energieversorger ein. Warum sollte ein Anlagenbau- oder Energieversorgungsunternehmen deshalb gesetzliche Anforderungen des KWG beachten?

Hauptmotiv für Erzeugungsanlagen-Pachtmodelle ist die Vermeidung der EEG-Umlage durch Inanspruchnahme des sog. „EEG-Eigenstromprivilegs“ (§ 61 EEG 2014) durch den Energieverbraucher. Dabei kann das EEG-rechtliche Erfordernis, das der Energieverbraucher die Sachherrschaft und das wirtschaftliche Risiko für den Betrieb der Erzeugungsanlage trägt, dazu führen, dass das Anlagen-Pachtverhältnis als Finanzierungsleasing im Sinne des KWG eingestuft wird.

Denn nach der gesetzlichen Definition des KWG gehört der Abschluss von Finanzierungsleasingverträgen als Leasinggeber zu den aufsichtspflichtigen Finanzdienstleistungen. Typisch für das Finanzierungsleasing ist ein Dreipersonenverhältnis zwischen Leasingnehmer, Leasinggeber und Hersteller des Leasinggegenstands. Dieses typische Dreipersonenverhältnis besteht grundsätzlich auch im Anlagen-Pachtverhältnis zwischen Energieverbraucher als Erzeugungsanlagen-Pächter, Stadtwerk als Verpächter und dem Hersteller der Erzeugungsanlage.

Insbesondere sind Leasingverhältnisse von der Abbedingung mietrechtlicher Gewährleistungsansprüche geprägt. Aus EEG-rechtlichen Gründen (s.o.) werden die Gewährleistungsansprüche in Anlagen-Pachtverträgen ebenfalls ausgeschlossen. Insofern führt die EEG-rechtliche Gestaltung häufig zu einer KWG-rechtlichen Einstufung als Finanzierungsleasing. Darüber hinaus spielen zahlreiche weitere Kriterien – wie z.B. die Stellung des Stadtwerks als Hersteller einer neuen Sache, das Überwiegen eigener Absatzinteressen, die Einstufung als atypisches Geschäft, die Endschaftsregelung und das Verhältnis von Refinanzierungsdauer zu Vertragslaufzeit (sog. „faktisch-kalkulatorische Amortisation“) – in der Verwaltungspraxis der BaFin eine Rolle bei der Einstufung von Anlagen-Pachtmodellen als aufsichtspflichtiges Finanzierungsleasing.

Auch wenn dies dem Selbstverständnis der Stadtwerke widerspricht: Pachtmodelle haben auch eine Finanzierungsfunktion und können dabei so weit an Finanzierungsleasingverhältnisse angenähert sein, dass sie auch KWG-rechtlich als aufsichtspflichtiges Finanzierungsleasing eingestuft werden können. Insofern sind Stadtwerke gut beraten, ihre Pachtmodelle nicht alleine unter vertrieblichen, AGB-, werkvertrags- und EEG-rechtlichen Gesichtspunkten zu gestalten, sondern auch die KWG-rechtlichen Anforderungen in die Vertragsgestaltung einfließen zu lassen.

Furcht vor dem KWG

In der Energiewirtschaft wurden die KWG-rechtlichen Anforderungen bis jetzt weitgehend ignoriert. Das Bundesamt für Finanzdienstleistungen (BaFin) hat hier bisher nur in wenigen Fällen ermittelt, eine gefestigte Freistellungs- oder Genehmigungspraxis, gerichtliche Auseinandersetzungen oder gar eine gefestigte Rechtsprechung stehen bislang aus. Warum sollten Stadtwerke sich dennoch mit einer weiteren Umsetzungshürde auseinandersetzen?

Bei einem Verstoß gegen die Genehmigungspflicht des KWG kann die BaFin die sofortige Einstellung des Geschäftsbetriebes und die unverzügliche Abwicklung des Unternehmens mit Zwangsmitteln durchsetzen. Sie darf ihre Maßnahmen öffentlich bekannt machen, um potenzielle Kunden von Geschäften mit den betroffenen Unternehmen fernzuhalten. Unbeschadet der sofortigen Einstellungsverpflichtung können die verantwortlichen Führungspersonen mit einer Freiheitsstrafe von bis zu drei Jahren oder einer Geldstrafe bestraft werden. Dabei

führt eine strafrechtliche Verurteilung in der Regel zur Folgesanktion des Verlusts der persönlichen Zuverlässigkeit, die Tatbestandsvoraussetzung zahlreicher öffentlich-rechtlicher und gewerberechtlicher Genehmigungstatbestände, insbesondere auch für die Bestellung als Geschäftsführer oder Vorstand eines Unternehmens, ist.

Auch die Beantragung einer Genehmigung ist in der Regel keine praktikable Lösung für Stadtwerke, da neben dem Aufwand für das Genehmigungsverfahren erhebliche laufende KWG-rechtliche Anforderungen an Finanzdienstleistungsunternehmen, wie z.B. besondere Liquiditätsanforderungen und laufende Risikomanagement- und –Berichtspflichten, zu erfüllen sind.

... und wenn er kommt, dann laufen wir ...

Insbesondere die zur Einhaltung der EEG-rechtlichen Anforderungen gestalteten Anlagen-Pachtmodelle können je nach Ausgestaltung als erlaubnispflichtige Finanzierungsleasing-Dienstleistung nach dem KWG eingestuft werden. Die empfindlichen finanzaufsichts- und strafrechtlichen Sanktionen erfordern die Kontrolle der hiermit verbundenen Risiken. Dabei ist das Risiko, sei es durch den Ausschluss der Aufsichtspflichtigkeit mit einer entsprechenden Vertragsgestaltung, durch frühzeitige Freistellungs- oder Genehmigungsanträge oder eine politische Lösung durch eine verwaltungsseitige oder gesetzgeberische Freistellung der Energiewirtschaft, beherrschbar. Insofern sollten Anbieter und Nutzer von Pachtmodellen die KWG-rechtlichen Risiken ihres Modells prüfen. Erforderlichenfalls müssen sie ihr Geschäftsmodell oder die bereits praktizierten Verträge anpassen, eine Negativauskunft der BaFin einholen, Freistellungs- oder Genehmigungsanträge stellen oder politisch aktiv werden.

Kontakt für weitere Informationen:



Joachim Held

Rechtsanwalt, Mag. rer. publ.

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

E-Mail: joachim.held@roedl.com

Erneuerbare Energien

> Neue Vermarktungsmöglichkeiten und Geschäftsmodelle – Womit verdienen Stadtwerke in Zukunft Geld?

Von Heike Viole

Der durch die Energiewende hervorgerufene Wandel der Energiebranche stellt Stadtwerke vor große Herausforderungen. Der Aufbau eigener Kompetenz und Durchsetzung im Wettbewerb oder Kooperation mit einem bereits etablierten Unternehmen können Möglichkeiten sein, um sich diesen zu stellen. Insbesondere die Bündelung von Erzeugung und Vertrieb im Rahmen von Lokal- oder Regionalstrommodellen kann für die beteiligten Akteure vorteilhaft sein.

Die vielleicht größte Herausforderung der Energiewende ist die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien. Die gesetzlich vorgesehenen Mechanismen haben mittlerweile zahlreiche Marktakteure mit einer Vielfalt an Geschäftsmodellen auf den Plan gerufen. Die angebotenen Dienstleistungen reichen dabei von der Unterstützung bei der Entwicklung von Erzeugungsprojekten, dem Angebot kaufmännischer oder technischer Betriebsführungsleistungen über die klassische Direktvermarktung bis hin zur Bereitstellung bzw. Vermarktung von Reserve- und Regelenergie. Dabei zeichnen sich die anbietenden Unternehmen regelmäßig durch ihre hohe Anpassungsfähigkeit und Reaktionsgeschwindigkeit aus.

Auch Stadtwerke haben Handlungsbedarf

Stadtwerke sind von dem aktuellen Branchenwandel gleich mehrfach betroffen: Im Bereich der klassischen Kerngeschäfte Netzbetrieb und Energievertrieb führen Regulierung bzw. Liberalisierung zu sinkenden Deckungsbeiträgen und Margendruck. Zusätzlich haben Einzelne mit Verlusten aus unwirtschaftlichen Erzeugungsprojekten zu kämpfen.

Gleichzeitig streben sowohl Gewerbe- und Industriebetriebe als auch private Haushalte zunehmend nach Energieautarkie und -effizienz. In der Konsequenz steigt der Anteil eigenerzeugter Energie, insbesondere aus Photovoltaik und Kraft-Wärme-Kopplung, teils unter Einsatz von Strom- und Wärmespeichern, stetig an. Im gleichen Verhältnis sinkt in den entsprechenden Kundensegmenten das Absatzpotenzial. Aufgrund der mit Eigenversorgungs- und Direktlieferungsmodellen regelmäßig auf Kundenseite verbundenen Einsparung staatlicher Belastungen und Abgaben, kann dieser Entwicklung auch durch Preissenkungen nur sehr begrenzt begegnet werden, zumal die Vertriebsmargen durch den vorhandenen Wettbewerb oftmals schon ausgereizt sind. Das bloße Verweilen in der Komfortzone des klassischen Geschäftes kann jedoch letztlich dazu führen, dass für die Stadtwerke am Ende nur noch die Krümel vom zu verteilenden Kuchen abfallen.

Dienstleistung als Antwort?

Auch nach der jüngsten EEG-Novelle ist davon auszugehen, dass die dezentrale Erzeugung auch weiterhin zunehmen wird. Eine Option für Stadtwerke aktiv zu werden, sind nach wie vor Pachtmodelle: Der Versorger investiert und installiert eine Photovoltaikanlage auf dem Dach des Kunden. Dieser betreibt die Anlage auf Grundlage eines entsprechend gestalteten Pachtvertrages als Eigenversorger, wobei die technische und kaufmännische Abwicklung regelmäßig über einen Betriebsführungsvertrag beim Stadtwerk verbleibt. Hier muss der Spagat gelingen, einerseits die Betreiberstellung auf den Kunden zu verlagern und andererseits nicht das wirtschaftliche Eigentum zu verlieren. Außerdem ist für das gewerbsmäßige Anbieten von Finanzierungsleasingverträgen – und um solche handelt es sich bei derartigen Modellen regelmäßig – eine Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) erforderlich, was für viele Stadtwerke eine erhebliche praktische Umsetzungshürde darstellen dürfte. In der Konsequenz erfolgt die Realisierung meist in Kooperation mit einem spezialisierten Dienstleister, was jedoch bedeutet, dass die Wertschöpfung geteilt werden muss.

Eine andere Variante stellt die Arealvermarktung dar, bei der das Stadtwerk eine Photovoltaik-Anlage auf dem Dach des Endverbrauchers errichtet, selbst betreibt und dem Endkunden Strom „vom eigenen Dach“ ohne Netzentgelte, netzbezogene Umlagen, Konzessionsabgabe und – je nach Anlagengröße – ohne Stromsteuer verkauft. Ertragreich erscheint ein solches Modell dann, wenn sich die für Investition, Betrieb und Abwicklung anfallenden Kosten aus der Differenz der Stromgestehungskosten zuzüglich EEG-Umlage und dem Endkundenstrompreis abdecken lassen.

Neben den teils komplexen rechtlichen und wirtschaftlichen Anforderungen zeigt sich hier vor allem die Sorge, mit neuen Geschäftsfeldern, etwa im Energiedienstleistungsbereich, das Kerngeschäft zu kannibalisieren als Hemmnis. Darüber hinaus, wurden neu entstandene „Nischen“ von Pionierunternehmen zum Teil bereits zügig besetzt. Im Ergebnis bleibt häufig nur

noch die Wahl zwischen dem Aufbau eigener Kompetenz und Durchsetzung im Wettbewerb oder Kooperation mit einem bereits etablierten Unternehmen.

Direktvermarktung von Lokal- und Regionalstrom

Eine interessante Möglichkeit kann auch die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im Rahmen von Lokal- oder Regionalstrommodellen sein. Ein Betätigungsfeld für Stadtwerke stellt insoweit die Bündelung von – idealerweise flexibel steuerbarer und am Bedarf auszurichtender – Erzeugungskapazitäten unter Bereitstellung der hierfür nötigen Infrastruktur dar. Vorhandene Kapazitäten werden dazu gepoolt und direktvermarktet. Zielgruppe können größere dezentrale Stromerzeugungsanlagen, aber auch der Zusammenschluss vieler Kleinstanlagen sein. Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit, Erzeugungsanlagen als Regelernergie – in der Regel als Minutenreserve – zu vermarkten. Auch Anlagen nach Auslaufen der staatlichen Förderung können ins Erzeugungsportfolio integriert werden.

Gerade wenn sowohl die Erzeugerseite (Anlagenbetreiber) als auch die Absatzseite (Stadt- und Gemeindewerke) direkt miteinander kooperieren, kann eine Win-Win-Situation entstehen, da die Erzeuger von der Erfahrung und vom Kundenstamm der Versorgungsunternehmen profitieren, die Versorger wiederum über die Regionalität ein zusätzliches Verkaufsargument generieren können.

Fazit

Auch das bislang noch weitgehend stabile Geschäft der klassischen Stadtwerke unterliegt durch die neuen Marktentwicklungen einem tiefgreifenden Wandel. In der Konsequenz müssen sich auch Stadtwerke in den nächsten Jahren den neuen Gegebenheiten anpassen, sich auf neue Felder wagen und neue Geschäftsmodelle erproben. Besonders interessant dürften die verschiedenen Vermarktungsmodelle für dezentral erzeugte Energie sein. Je nach Status quo im Unternehmen kann hier auf vorhandenen Strukturen aufgesetzt und Kompetenz auf- bzw. ausgebaut oder im Wege von Kooperationen Know-how verschiedener Akteure gebündelt werden.

Kontakt für weitere Informationen:



Heike Viole

Rechtsanwältin

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

E-Mail: heike.viole@roedl.com



Wärme

> Erste Landeskartellbehörde veröffentlicht Ergebnis der Sektoruntersuchung Ergebnisse der Thüringer Sektoruntersuchung Fernwärme 2014 veröffentlicht

Von Benjamin Richter und Rafael Schmidt

Seit der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes im Jahr 2012 ist die Fernwärmebranche in Aufruhr. Rödl & Partner erläutert, wie das Bundeskartellamt oder die Landeskartellbehörden vorgehen und wie Versorger aus betriebswirtschaftlicher Sicht frühzeitig gegensteuern können.

Aktivitäten des Bundeskartellamtes und der Landeskartellbehörden

Seit die Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes im Jahr 2012 veröffentlicht wurde, haben sich bisher sechs Landeskartellbehörden angeschlossen und eine lokale Prüfung der Fernwärmemärkte eingeleitet.

Das Gesetz für Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) regelt, dass das Bundeskartellamt und die Landeskartellbehörden sogenannte Sektoruntersuchungen durchführen können. Mit den Sektoruntersuchungen werden die Strukturen und Wettbewerbsbedingungen in bestimmten Wirtschaftszweigen untersucht und analysiert. Die Sektoruntersuchungen dienen dem Zweck umfassende Kenntnisse über die untersuchten Märkte zu gewinnen. Diese Kenntnisse sind wiederum eine wichtige Datengrundlage für weitere Verfahren des Bundeskartellamtes. Nach einer Sektoruntersuchung ist davon auszugehen, dass Kartellämter bei Auffälligkeiten aktiv werden.

In folgenden Bundesländern prüfen die Landeskartellbehörden die Fernwärmepreise:

- > Thüringen
- > Mecklenburg-Vorpommern
- > Sachsen
- > Brandenburg
- > Nordrhein-Westfalen
- > Niedersachsen

Obwohl in den letzten Monaten bereits sehr vielversprechende Gegenbewegungen der Branche, insbesondere auf juristischem Wege in Gang gekommen sind, kann nicht ausgeschlossen werden, Kartellbehörden anderer Bundesländer dem Vorbild folgen werden.

Ob Versorger im Rahmen der Untersuchung auffällig werden, wird in beiden Untersuchungen durch das Vergleichsmarktkon-

zept festgestellt. Maßstab sind dadurch grundsätzlich vergleichbare Unternehmen mit günstigeren Erlösen auf anderen räumlichen Fernwärmemärkten. Aufgrund besonderer Strukturen des jeweiligen Vertriebsgebietes müssen, sofern rechtliche Schritte erfolglos bleiben würden, Zuschläge oder Abschläge auf den Erlös des Vergleichsunternehmens vorgenommen werden.¹

Erste Ergebnisse liegen aus der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes seit August 2012 und der aktuellen Sektoruntersuchung der Landeskartellbehörde Thüringen, die im September 2014 veröffentlicht wurde, vor. In den Ergebnissen beider Untersuchungen werden aufgrund des Vergleichsmarktkonzeptes jeweils Fernwärmepreise der untersuchten Versorger miteinander verglichen. Um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, werden in beiden Standardabnahmefälle herangezogen. In den Untersuchungen des Bundeskartellamtes werden zudem Versorger in verschiedene Kategorien unterteilt, wie beispielsweise Netzlänge oder Brennstoff, um die Preise besser vergleichen zu können.

Aufgrund der Ergebnisse der beiden Untersuchungen kontaktierten das Bundeskartellamt und die Landeskartellbehörde Thüringen auffällige Versorger und forderten sie zu einer freiwilligen Senkung der Preise unter einen Richtwert, eine sogenannte Aufgreifschwelle, auf. In Thüringen beispielsweise senkten alle kontaktierten Versorger freiwillig noch vor der Eröffnung ordentlicher Kartellverfahren ihre Preise und mussten somit 1,45 Millionen Euro Mindereinnahmen hinnehmen.²

Unter Betracht der aktuell vorliegenden Untersuchungen empfiehlt Rödl & Partner allen Fernwärmeversorgern präventiv ihre Preise nochmals neu zu berechnen. Ein Vergleich der eigenen Preise mit unabhängigen Fernwärmepreisvergleichen von Verbänden wie beispielsweise dem Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. oder der AGFW liefert keine alleinige Sicherheit, da die Kartellbehörden in der Regel andere Kalkulationsgrund-

¹ Abschlussbericht Sektoruntersuchung Fernwärme, Bundeskartellamt, August 2012, S. 95

² Sektoruntersuchung der Thüringer Fernwärmepreise, Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, September 2014, S. 4

lagen verwenden. Zentrale Frage ist danach, ob ein hoher Preis und eine Ausnutzung einer unzulässigen Wettbewerbssituation auch zu einer unangemessen hohen Rendite führt. Die entsprechenden Preise müssten dann gesenkt werden. Ist das jedoch nicht der Fall und kann dies nachvollziehbar und transparent dargelegt werden, liegt auch kein Verstoß gegen das Kartellrecht vor, da der Preis angemessen ist.

Prävention durch richtige Preiskalkulation

In der Wärmewirtschaft verändern sich die Rahmenbedingungen innerhalb weniger Jahre deutlich. Um die Sparte Fernwärme auf die neuen und zukünftigen Rahmenbedingungen anzupassen, sollten alle Kosten zur Bereitstellung der Wärme analysiert und die Preisgestaltung (Preissystem und Preisgleitformel) auf einer ausführlichen und nach dem Stand der Technik vorgenommenen Wirtschaftlichkeitsanalyse der Sparte Fernwärme aufgebaut werden. Dabei gilt es auch, konzerninterne Verrechnungen wie beispielsweise Pachten oder Vertriebszuschläge genau zu prüfen, um versteckte zusätzliche Margen in der Betrachtung zu eliminieren. Im Ergebnis kann in besonderen Versorgungssituationen auch Spielraum für Preissenkungen aufgezeigt werden, dieser kann genutzt werden, um die Wettbewerbssituation der Fernwärme zu stärken.

Bei der Fernwärmepreisberechnung werden statische Betrachtungen heutzutage nicht mehr angewendet, sondern es sollten auch zukünftige Entwicklungen in der anstehenden Vertragslaufzeit in die Betrachtungen im Rahmen einer dynamischen Investitionsrechnung einbezogen werden. Somit kann man die tatsächliche Höhe des Gewinnes zum Beispiel auch bei schwankender Nachfrage, sich abzeichnender Reinvestitionen oder Erzeugungsumstellungen nachweisen.

In **Abbildung 1** ist beispielhaft eine Gegenüberstellung von Wärmeerlösen und Kosten über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren grafisch dargestellt. Die Wärmeerlöse werden von Rödl & Partner in einer dynamischen Betrachtung anhand eines Cash-Flow-Modells so gewählt, dass die Kosten gedeckt und ein angemessener Gewinn erwirtschaftet werden kann. Eine konkrete Bestimmung der Einnahmen aus dem Wärmeverkauf kann durch strategische Kennzahlen wie beispielsweise die Rendite auf das Gesamt- oder Eigenkapital erfolgen. Daraus ergibt sich der rechnerisch korrekte Wärmepreis zum festgelegten Zeitpunkt. Dieser muss dann mit den Anforderungen aus dem Vertrieb und des Gesellschafters bzw. einem entsprechenden Benchmark abgeglichen werden, um den zukünftigen Preis festlegen zu können.

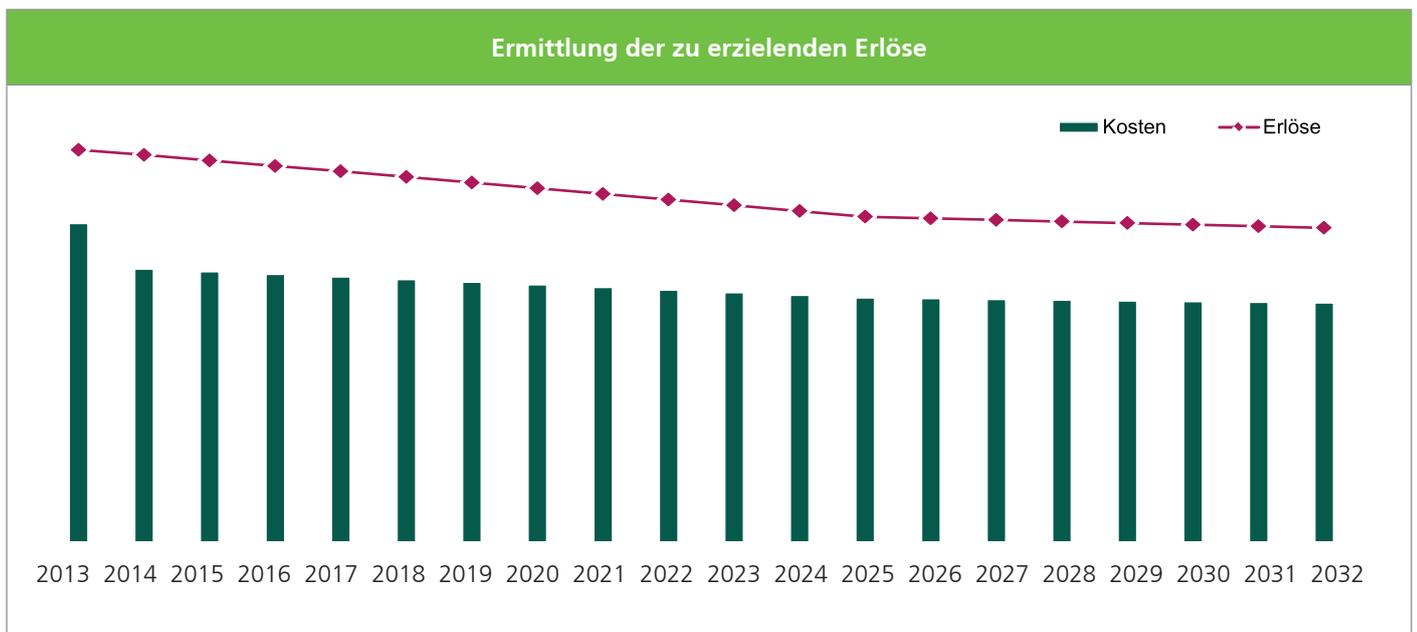


Abbildung 1: Ermittlung der zu erzielenden Erlöse

In einem zweiten Schritt gilt es, die der Wärmepreiskalkulation zugrunde gelegten Selbstkosten ausführlicher auf ihre Verbrauchsabhängigkeit hin zu analysieren. Die Kosten werden dann entsprechend dem Grundpreis und dem Arbeitspreis zugeteilt, wie in **Abbildung 2** zu erkennen. Über den Grundpreis gilt es, verbrauchsunabhängige Kosten und den Gewinn zu erwirtschaften und über den Arbeitspreis die verbrauchsabhängigen Kosten zu decken.

Im Umkehrschluss zeigt sich, dass in der Fernwärmeversorgung durch die rechnerischen Wärmepreise (Mischpreis, Arbeitspreis und Grundpreis) die Wirtschaftlichkeit der Sparte dargestellt werden kann und nach einer zeitgemäßen Neuberechnung ein direkter Vergleich mit den Preisen anderer Fernwärmeversorger oder alternativer Wärmeerzeugungsanlagen möglich ist.

Prävention verhindert Überraschung

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass eine zeitgemäße Neuberechnung der Preise, gerade wenn schon lange keine oder nur pauschale Preisberechnungen für die Fernwärme durchgeführt wurden, eine gute Informationsbasis für die Geschäftsführung der Sparte Fernwärme in Hinblick auf eine Sektoruntersuchung der Landeskartellbehörden bildet und mögliche Konsequenzen verhindert oder genügend Zeit für Gegenmaßnahmen bietet.

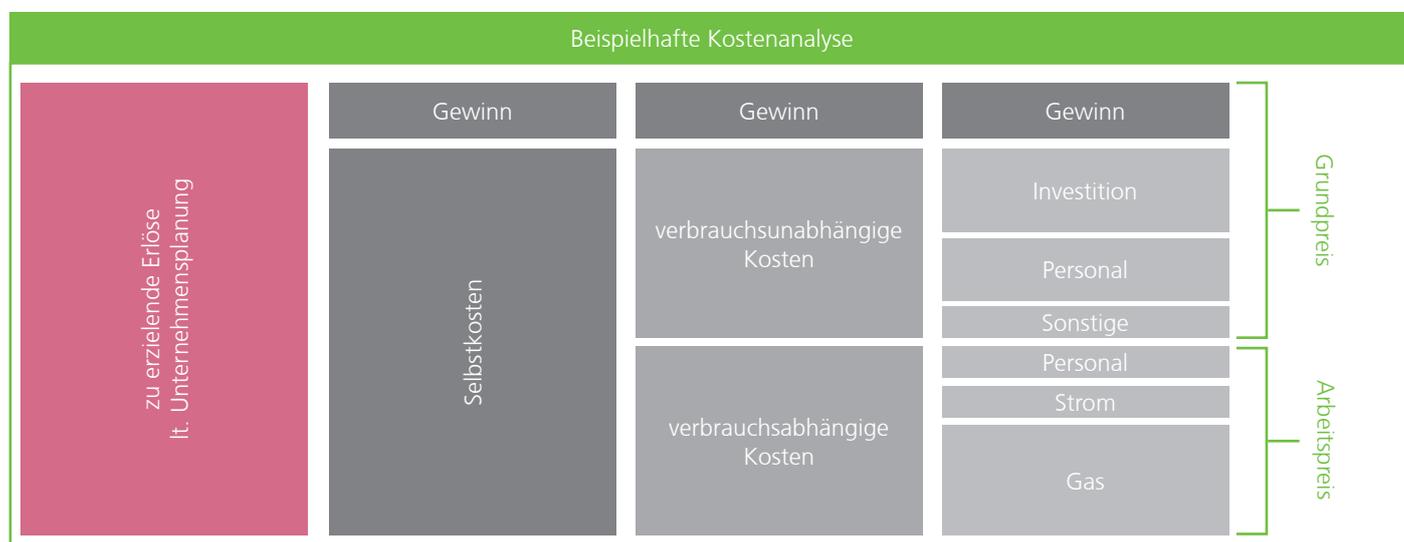


Abbildung 2: Beispielhafte Kostenanalyse

Kontakt für weitere Informationen:



Benjamin Richter

Diplom-Betriebswirt (FH)

Tel.: +49 (89) 92 87 80-350

E-Mail: benjamin.richter@roedl.com



Rafael Schmidt

Diplom-Wirtschaftsingenieur

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

E-Mail: rafael.schmidt@roedl.com

Netzkostensimulation

> Planung und Optimierung der Strom- und Gasnetzsparten

Von Peer Welling und Markus Mrozyk

Die zweite Regulierungsperiode der Anreizregulierung ist in vollem Gange und schon steht das nächste Fotojahr vor der Tür. Die Weichen für die 3. Regulierungsperiode werden nächstes (Gas) bzw. übernächstes Jahr (Strom) gestellt. Aktuell erstellt die Bundesnetzagentur ihren Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung mit Vorschlägen zu deren zukünftigen Ausgestaltung im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Energie. Oftmals ist die planerische Situation gerade für kleine und mittelgroße Versorger unbefriedigend. Aufgrund der Komplexität der regulatorischen Vorgaben ist eine Prognose der Erlöspfadentwicklung in den Jahren ab 2018/2019 nicht trivial, was in Wirtschaftsplanungen in der Praxis oftmals zur einfachen Fortschreibung der Ist-Erlöse führt. Derartige Planungsansätze sind jedoch sowohl im Hinblick auf strategische und operative Entscheidungen als kritisch zu beurteilen. Auch in der Kommunikation mit den Gesellschaftern können im Nachhinein fehlerhafte Planungen Probleme verursachen, wenn erwartete Jahresüberschüsse und Ausschüttungen nicht erreicht werden.

In den vergangenen Jahren hat sich das excelbasierte Netzkosten-simulationstool von Rödl & Partner in den verschiedensten Entscheidungssituationen im Strom- und Gasnetzbereich bewährt. So konnten für Strom- und Gasnetzbetreiber in der Vergangenheit die Netzkosten- und Erlösbergrenzenentwicklung verlässlich simuliert und im Rahmen der letzten Kostenprüfung das vom Regulierer festgestellte Netzkostenniveau plausibilisiert werden.

Funktionsweise und Zielsetzung

Das Netzkosten-simulationstool beinhaltet neben den regulatorischen Anforderungen alle wesentlichen betriebswirtschaftlichen Aspekte eines Netzbetreibers. Durch die Umsetzung in MS-Excel sind alle Rechenschritte für den Anwender transparent und nachvollziehbar und die Bedienung ist intuitiv möglich. Im Vergleich zu Datenbanklösungen ist eine Anpassung des Tools an individuelle Anforderungen außerdem problemlos machbar. Innerhalb der Simulation stehen dabei folgende Ziele im Mittelpunkt:

Im Zuge der Berechnung werden die komplexen Zusammenhänge und Abhängigkeiten der verschiedenen Planungsparameter konsistent abgebildet. Dabei werden werttreibende und steuerungsfähige Faktoren, wie Investitionszeitpunkte, aufwands- oder vermögensseitige Buchung von Maßnahmen oder regulatorisch optimale Nutzung von Eigen- und Fremdleistungen individuell vom Entscheider vorgegeben. Über einen integrierten Planungsansatz für die jeweilige Netzsparte mit Bildung einer Aktivitäten-Gewinn- & Verlustrechnung, Plan-Bilanz und Plan-Kapitalflussrechnung wird der komplette Erlöspfad der nächsten Regulierungsperiode simuliert. Auf Basis von Kennzahlen können dann Handlungsempfehlungen unter Berücksichtigung aller wesentlichen Zusammenhänge abgeleitet werden.

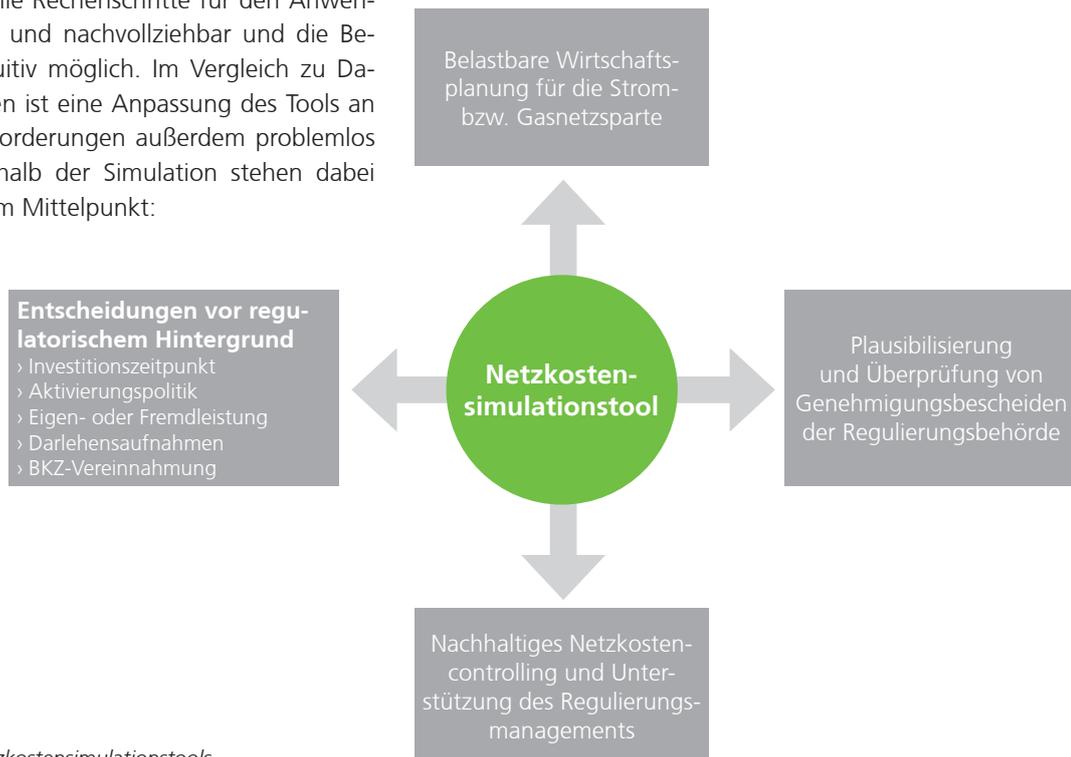


Abbildung 1 -
Mehrwert des Netzkosten-simulationstools

Hierzu werden im Simulationstool die individuellen Einflussfaktoren wie kalkulatorische Kostenbestandteile, aufwandsgleiche Kosten sowie kostenmindernde Erlöse und Erträge des Entscheiders geplant. Durch unterschiedliche Prämissen werden Gestaltungsspielräume identifiziert und deren Auswirkungen im Planungszeitraum sichtbar gemacht. Über die Variation von Einflussfaktoren können darüber hinaus mehrere Szenarien parallel simuliert werden. Diese werden transparent und nachvollziehbar ausgewiesen. Durch eine integrierte Plan-GuV und Plan-Bilanz werden die Auswirkungen der verschiedenen Szenarien auf Ergebnisse und Kennzahlen des Netzbetriebs unter handelsrechtlichen Aspekten dargestellt.

Umsetzung

Um dem Anwender eine umfangreiche Prognose zu liefern, erfolgt die Planung über einen Betrachtungszeitraum von insgesamt zwei Ist-Jahren und neun Planjahren. Sofern gewünscht werden Stammdaten wie z.B. Kostenstellen und Verteilungs-/Umlageschlüssel vor Planungsbeginn aus den bestehenden Übersichten wie z.B. dem Kostenstellenverzeichnis des Unternehmens übernommen.

Die Ausgangsbasis der Simulation ist der genehmigte B2-Bogen der letzten Kostenprüfung sowie die Ist-Kosten des betrachteten Unternehmens. Zur Ermittlung der zukünftigen kalkulatorischen Kostenbestandteile (kalk. Abschreibungen, kalk. Eigenkapitalverzinsung und kalk. Gewerbesteuer) werden sämtliche Ist-Daten (B2-Bogen, Anlagenzugänge, Anlagenabgänge) auf den für das Fotojahr relevanten Stand aktualisiert. Um auch zukünftige Entwicklungen berücksichtigen zu können, werden geplante Investitions- und Instandhaltungsmaßnahmen in einem separaten Eingabebereich hinterlegt und die entsprechenden kalkulatorischen Werte ermittelt.

Die darüber hinaus für die Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung und der kalkulatorischen Gewerbesteuer notwendigen Daten wie z.B. das Umlaufvermögen, Abzugskapital und andere relevante regulatorische Größen werden aus der sich iterativ entwickelnden Plan-Bilanz entnommen. In dieser Plan-Bilanz können die einzelnen Positionen individuell über den Betrachtungszeitraum fortgeschrieben bzw. den Erfordernissen entsprechend simuliert werden. Der Kapitalkostenverlauf zeigt dann die Entwicklung der kalkulatorischen Restwerte und der daraus abgeleiteten Eigenkapitalverzinsung über den Planungszeitraum an.

Kapitalkostenermittlung	BASIS									SIMULATION								
	Prognose 2014	Fotojahr1 2015	Prognose 2016	Prognose 2017	Prognose 2018	Prognose 2019	Fotojahr2 2020	Prognose 2021	Prognose 2022	Prognose 2014	Fotojahr1 2015	Prognose 2016	Prognose 2017	Prognose 2018	Prognose 2019	Fotojahr2 2020	Prognose 2021	Prognose 2022
kalk. RW auf Basis AHK's	4.444 T€	4.222 T€	4.000 T€	3.778 T€	3.556 T€	3.334 T€	3.112 T€	2.890 T€	2.668 T€	4.444 T€	4.222 T€	4.000 T€	3.778 T€	3.556 T€	3.334 T€	3.112 T€	2.890 T€	2.668 T€
RW-Alanlagen	196 T€	377 T€	550 T€	716 T€	878 T€	1.040 T€	1.202 T€	1.364 T€	1.526 T€	196 T€	377 T€	550 T€	716 T€	878 T€	1.040 T€	1.202 T€	1.364 T€	1.526 T€
RW-Neuanlagen	4.248 T€	3.845 T€	3.450 T€	3.062 T€	2.674 T€	2.286 T€	1.898 T€	1.510 T€	1.122 T€	4.248 T€	3.845 T€	3.450 T€	3.062 T€	2.674 T€	2.286 T€	1.898 T€	1.510 T€	1.122 T€
kalk. RW auf Basis THW	6.008 T€	5.707 T€	5.407 T€	5.107 T€	4.806 T€	4.506 T€	4.205 T€	3.905 T€	3.605 T€	6.008 T€	5.707 T€	5.407 T€	5.107 T€	4.806 T€	4.506 T€	4.205 T€	3.905 T€	3.605 T€
RW-Alanlagen	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€
RW-Neuanlagen	6.008 T€	5.707 T€	5.407 T€	5.107 T€	4.806 T€	4.506 T€	4.205 T€	3.905 T€	3.605 T€	6.008 T€	5.707 T€	5.407 T€	5.107 T€	4.806 T€	4.506 T€	4.205 T€	3.905 T€	3.605 T€
Ertragszuschüsse	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€
Investitionen	200 T€	200 T€	200 T€	200 T€	100 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	200 T€	200 T€	200 T€	200 T€	200 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€
kalk. EK-Verzinsung	2.403 T€	2.283 T€	2.163 T€	2.043 T€	1.923 T€	1.803 T€	1.683 T€	1.563 T€	1.443 T€	2.403 T€	2.283 T€	2.163 T€	2.043 T€	1.923 T€	1.803 T€	1.683 T€	1.563 T€	1.443 T€
+ Kalk. Anlagenrestwerte (RW) zu 40%	2.667 T€	2.533 T€	2.400 T€	2.267 T€	2.133 T€	2.000 T€	1.867 T€	1.733 T€	1.600 T€	2.667 T€	2.533 T€	2.400 T€	2.267 T€	2.133 T€	2.000 T€	1.867 T€	1.733 T€	1.600 T€
+ Kalk. Anlagenrestwerte Neuanlagen	196 T€	377 T€	550 T€	716 T€	878 T€	1.040 T€	1.202 T€	1.364 T€	1.526 T€	196 T€	377 T€	550 T€	716 T€	878 T€	1.040 T€	1.202 T€	1.364 T€	1.526 T€
= Kalk. Anlagenrestwerte	5.266 T€	5.194 T€	5.112 T€	5.025 T€	4.934 T€	4.844 T€	4.753 T€	4.662 T€	4.572 T€	5.266 T€	5.194 T€	5.112 T€	5.025 T€	4.934 T€	4.844 T€	4.753 T€	4.662 T€	4.572 T€
+ Umlaufvermögen	784 T€	675 T€	595 T€	527 T€	459 T€	391 T€	323 T€	255 T€	187 T€	784 T€	675 T€	595 T€	527 T€	459 T€	391 T€	323 T€	255 T€	187 T€
+ Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€
+ Finanzanlagen	6.035 T€	5.874 T€	5.712 T€	5.551 T€	5.390 T€	5.229 T€	5.068 T€	4.907 T€	4.746 T€	6.035 T€	5.874 T€	5.712 T€	5.551 T€	5.390 T€	5.229 T€	5.068 T€	4.907 T€	4.746 T€
/ Abzugskapital	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€	40 T€
/ Verzeinsliches FK	2.925 T€	2.775 T€	2.625 T€	2.475 T€	2.325 T€	2.175 T€	2.025 T€	1.875 T€	1.725 T€	2.925 T€	2.775 T€	2.625 T€	2.475 T€	2.325 T€	2.175 T€	2.025 T€	1.875 T€	1.725 T€
= betriebsnotwendiges EK II	3.070 T€	3.059 T€	3.047 T€	3.042 T€	2.993 T€	2.950 T€	2.958 T€	2.966 T€	2.973 T€	3.070 T€	3.059 T€	3.047 T€	3.042 T€	3.091 T€	3.048 T€	3.051 T€	3.057 T€	3.062 T€
EK-Quote	50,87%	52,07%	53,34%	54,74%	55,88%	57,12%	58,09%	60,76%	62,73%	50,87%	52,07%	53,34%	54,74%	55,88%	57,12%	58,09%	60,76%	62,73%
BEK <= 40%	2.414 T€	2.349 T€	2.285 T€	2.223 T€	2.143 T€	2.066 T€	2.009 T€	1.952 T€	1.895 T€	2.414 T€	2.349 T€	2.285 T€	2.223 T€	2.143 T€	2.066 T€	2.009 T€	1.952 T€	1.895 T€
+ Verzeinsliches EK I	656 T€	709 T€	762 T€	819 T€	884 T€	949 T€	1.013 T€	1.078 T€	1.142 T€	656 T€	709 T€	762 T€	819 T€	884 T€	949 T€	1.013 T€	1.078 T€	1.142 T€
+ Zinssatz <= 40 % Altanlagen	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%
+ Zinssatz <= 40 % Neuanlagen	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%
+ Zinssatz > 40 %	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
kalk. EK-Verzinsung	194 T€	192 T€	191 T€	189 T€	185 T€	180 T€	178 T€	176 T€	174 T€	194 T€	192 T€	191 T€	189 T€	185 T€	180 T€	178 T€	176 T€	174 T€
kalk. Gewerbesteuer	22 T€	22 T€	21 T€	21 T€	21 T€	20 T€	20 T€	20 T€	20 T€	22 T€	22 T€	21 T€	21 T€	21 T€	21 T€	20 T€	20 T€	20 T€
kalk. Abschreibung	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€	120 T€
Kalk. Abschreibung Altanlagen auf THW zu 40%	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€	133 T€
Kalk. Abschreibung Altanlagen auf AHK's zu 60%	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€	1 T€
Kalk. Abschreibung auf Neuanlagen	258 T€	272 T€	281 T€	287 T€	291 T€	291 T€	291 T€	291 T€	291 T€	258 T€	272 T€	281 T€	287 T€	291 T€	293 T€	293 T€	293 T€	293 T€
CAPEX	473 T€	486 T€	493 T€	498 T€	497 T€	491 T€	489 T€	486 T€	484 T€	473 T€	486 T€	493 T€	498 T€	505 T€	499 T€	497 T€	494 T€	492 T€

Abbildung 2 - Kapitalkostensimulation

Alle Ergebnisse werden im Simulationstool in verschiedenen Übersichten und Grafiken dargestellt. Dabei können ein Basis- und ein Simulationsszenario parallel ausgegeben und miteinander verglichen werden. Der Anwender kann so die Auswir-

kungen einzelner Maßnahmen oder ihrer Gesamtheit erkennen und den für ihn optimalen Maßnahmenplan im Hinblick auf die Kostenprüfung ableiten.



Auswertung: Entwicklung Netzkosten und Erlösbergrenzen

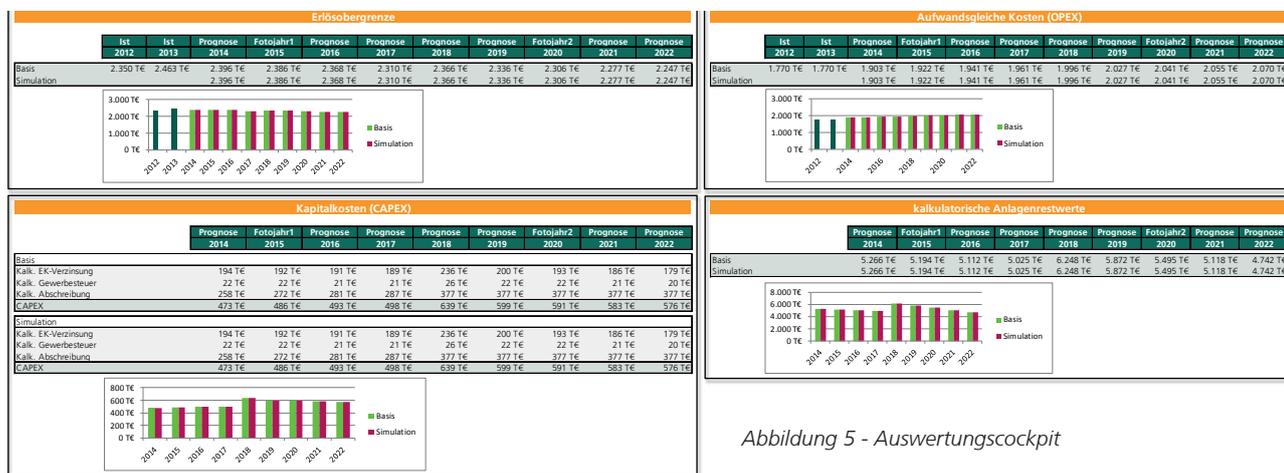


Abbildung 5 - Auswertungscockpit

Auf dieser Basis lassen sich Entscheidungen auch in der entsprechenden Detailschärfe bewerten.

Fazit

Die Ergebnisse des Netzkosten-Simulationstools lassen sich direkt in den spartenübergreifenden Wirtschaftsplan integrieren und können somit ein wesentlicher Faktor bei der Herstellung von Planungssicherheit für Management und Gesellschafter sein.

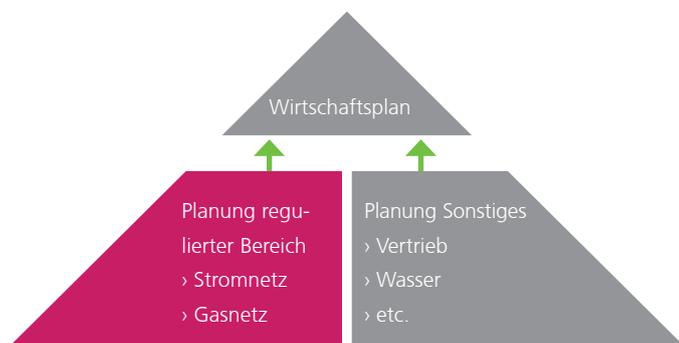


Abbildung 6 - Eingliederung in den Wirtschaftsplan

Mittels der MS-Excel-basierten Simulationsrechnung werden die zukünftigen, erlösdeterminierenden Netzkosten der Fotojahre 2015/2016 ermittelt. Eine integrierte Sensitivitätsanalyse ermöglicht die Identifizierung von Kosten- und somit Erlöspotenzialen bzw. die Optimierung des Kostenniveaus. Um die Rentabilität des Netzbetriebs in der 3. Regulierungsperiode zu ermitteln, wird die Simulationsrechnung um eine integrierte Plan-Gewinn- und Verlustrechnung, -Bilanzen und -Cash-Flow-Rechnungen ergänzt.

Im Ergebnis steht eine detaillierte, monetäre Evaluierung der Handlungsalternativen, u.a. im Hinblick auf die geplanten Inves-

titions- und Instandhaltungsmaßnahmen in den Jahren 2015, 2016 ff. sowie eine Einschätzung der daraus resultierenden Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage über die 3. Regulierungsperiode. Nach Abschluss der Kostenprüfung kann das Netzkosten-Simulationstool als verlässliches Instrument zum Netzkostencontrolling im Unternehmen eingesetzt werden. Eine Vorstellung des Simulationstools in Ihrem Hause ist auf Wunsch und nach vorheriger Absprache jederzeit möglich. Für weitere Informationen stehen Ihnen die genannten Ansprechpartner gerne zur Verfügung.

Kontakt für weitere Informationen:



Peer Welling

Diplom-Kaufmann

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-224

E-Mail: peer.welling@roedl.com



Markus Mrozyk

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-303

E-Mail: markus.mrozyk@roedl.com

Netzübernahme

> Betriebsübergang bei Netzübernahme durch den Neukonzessionär

Von Andreas Lange

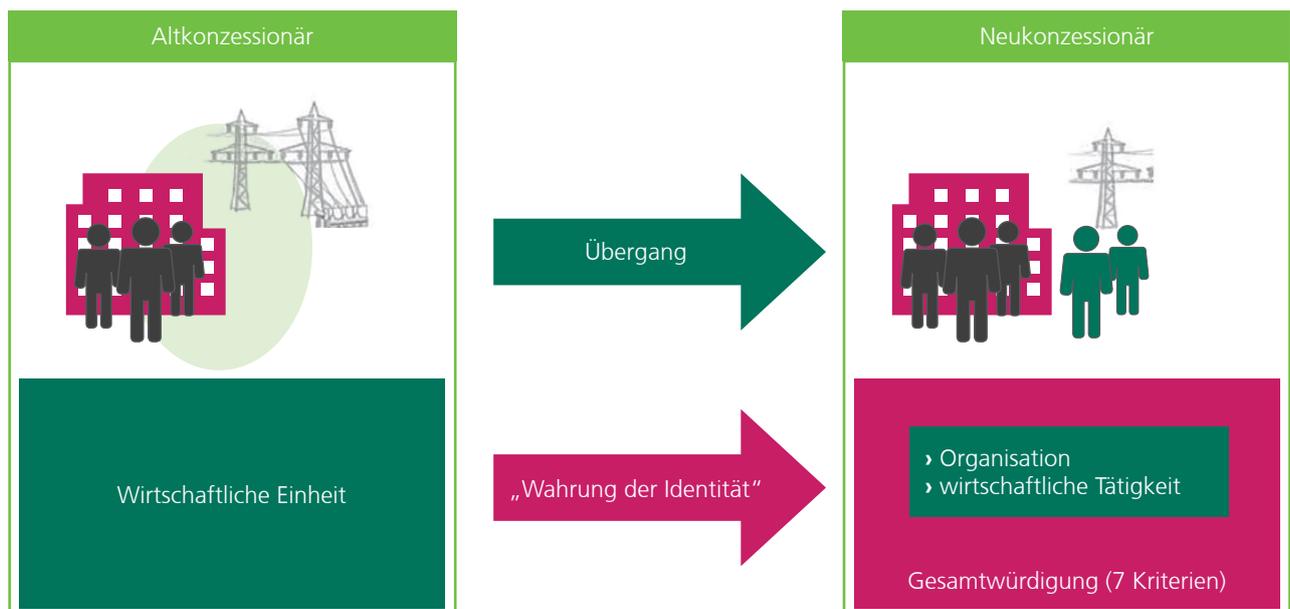
Kommt es zu einer Übernahme von Strom- und/oder Gasversorgungsnetzen durch den Neukonzessionär, so bedarf die Frage, ob die Voraussetzungen eines Betriebsübergangs gemäß § 613a BGB vorliegen, einer Prüfung im jeweiligen Einzelfall. Ist der Tatbestand des Betriebsübergangs erfüllt, so tritt der Neukonzessionär in die Rechte und Pflichten aus den im Zeitpunkt des Übergangs bestehenden Arbeitsverhältnissen ein. In der Praxis haben sowohl der das Netz abgebende Altkonzessionär, als auch der übernehmende Neukonzessionär im Hinblick auf den Betriebsübergang Gestaltungsmöglichkeiten.

Vor dem Hintergrund der gegenwärtig hohen Anzahl auslaufender und infolge durch ein wettbewerbliches Verfahren neu zu vergebender Strom- und Gaskonzessionen wird es verstärkt zu Netzübernahmen kommen.

Stellt sich insoweit die Frage eines (Teil-)Betriebsübergangs, sollten zunächst die wesentlichen Rechtsfolgen der Vorschrift betrachtet werden. Der Schutzzweck des § 613a BGB regelt ein eigenständiges Kündigungsverbot zugunsten der betroffenen Arbeitnehmer, einen besonderen Bestandsschutz durch (zeitweilige) Aufrechterhaltung der individual- sowie kollektivrechtlich geregelten Arbeitsbedingungen und gewährleistet die Kontinuität des Betriebsrats. Sofern § 613a BGB Anwendung findet, sind diese Regelungen zwingend. Eine Umgehung dieser Regelungen bewirkt die Unwirksamkeit der entsprechenden Vereinbarungen.

Netz als Betrieb oder Betriebsteil

Als Voraussetzung für die Anwendbarkeit muss das zu übernehmende Netz tatbestandlich ein Betrieb oder Betriebsteil im Sinne des § 613 a BGB sein. Der EuGH definiert Betrieb als eine auf Dauer angelegte wirtschaftliche Einheit, deren Tätigkeit nicht auf die Ausführung eines bestimmten Vorhabens beschränkt ist. Unter Einheit versteht er eine organisierte Gesamtheit von Personen und Sachen zur Ausübung einer wirtschaftlichen Tätigkeit mit eigener Zielsetzung.



Zu berücksichtigen sind nach der Rechtsprechung des EuGH und ihm folgend des BAG folgende Kriterien:

- > die Art des (bisherigen) Betriebs/Unternehmens;
- > der etwaige Übergang der materiellen Betriebsmittel (Gebäude, bewegliche Güter);
- > der Wert der immateriellen Aktiva zum Zeitpunkt des Übergangs;
- > die etwaige Übernahme der Hauptbelegschaft;
- > der etwaige Übergang der Kundschaft;
- > der Grad der Ähnlichkeit zwischen den vor und nach dem Übergang verrichteten Tätigkeiten;
- > die Dauer einer eventuellen Unterbrechung der Tätigkeit.

Die einzelnen Kriterien dürfen nicht isoliert voneinander betrachtet werden, sie sind stets Teilaspekte einer Gesamtbetrachtung. Die Gewichtung der einzelnen Kriterien ist abhängig von den Umständen des Einzelfalls. Insoweit macht es einen Unterschied, ob eine betriebsmittelgeprägte oder eine betriebsmittelarme Tätigkeit vorliegt.

Betriebsmittelgeprägte Tätigkeit

Ist zu beurteilen, ob das zu übernehmende Netz ein prägendes Betriebsmittel darstellt, kommt es bei wertender Betrachtung darauf an, ob sein Einsatz den eigentlichen Kern des zur Wertschöpfung erforderlichen Funktionszusammenhangs ausmacht. Mit anderen Worten: Ist das Netz ein für die Energieversorgung unverzichtbares Werkzeug? Hinsichtlich der Netzsteuerungsanlagen ist dies unstrittig. Auch wenn Ziel der Netzübernahme regelmäßig die Erlangung des Eigentums ist, spielt dies keine Rolle, solange eine Nutzungsberechtigung besteht.

Betriebsmittelarme Tätigkeit

Die Rechtsprechung des BAG zur betriebsmittelarmen Tätigkeit wird relevant, wenn die das Netz betreibenden Arbeitnehmer in den Fokus rücken. Verfügt der Neukonzessionär noch nicht über entsprechend qualifiziertes Personal, stellen die Arbeitnehmer wertvolles Betriebskapital dar. Dann ist die Identität der wirtschaftlichen Einheit gewahrt, wenn der Neukonzessionär nicht nur die betreffende Tätigkeit weiterführt, sondern auch einen nach Zahl und Sachkunde wesentlichen Teil des Personals übernimmt, das der Altkonzessionär gezielt bei dieser Tätigkeit eingesetzt hatte. Die Übernahme der „Hauptbelegschaft“ ist ein wesentliches Indiz. Führt der Neukonzessionär lediglich die bisherigen betrieblichen Tätigkeiten fort, stellt dies eine sog. Funktionsnachfolge dar, die keinen Betriebsübergang begründet.

Betriebsübergangstrategien in der Praxis

Da die Arbeitnehmer auch für den abgebenden Netzbetreiber Betriebskapital darstellen, hat er ein Interesse daran zu bestimmen, ob bzw. welche Arbeitnehmer tatsächlich übergehen. Steuern kann er dies vor allem durch betriebliche Umstrukturierungsmaßnahmen im Vorfeld der Netzübernahme.

Aus Sicht des das Netz übernehmenden Neukonzessionärs bestehen allerdings ebenfalls Möglichkeiten, einen Betriebsübergang zu vermeiden. In Betracht kommt eine grundlegende Änderung des Betriebskonzepts, die eine Auflösung des Funktions- und Zweckzusammenhangs der ursprünglichen organisatorischen Struktur erfordert. Bezogen auf Betriebsteile mit betriebsmittelarmer Tätigkeit kann die Übernahme von Personal unterbleiben oder nur in geringer Anzahl erfolgen. Zu beachten ist hierbei aber, dass die Übernahme von Knowhow-Trägern einen Betriebsübergang indizieren kann.

Fazit

Wird ein Betriebsübergang gemäß § 613a BGB vermieden, dann kann der übernehmende Neukonzessionär grundsätzlich frei entscheiden, ob und wie viele Mitarbeiter er vom abgebenden Altkonzessionär übernehmen möchte. Benötigt er allerdings auch das für den Netzbetrieb eingesetzte Personal des Altkonzessionärs, führt das zu einem gewissen Dilemma. Um dieses bestmöglich aufzulösen, bedarf es eines strategischen Konzeptes, das die rechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Rödl & Partner verfügt insoweit über die erforderliche Praxiserfahrung, um die Umsetzung einer individuellen, maßgeschneiderten Lösung begleiten zu können.

Kontakt für weitere Informationen:

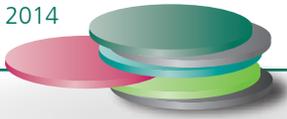


Andreas Lange

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 73

E-Mail: andreas.lange@roedl.com



GEBÜHREN UND BEITRÄGE ZWISCHEN ANSPRUCH UND WIRKLICHKEIT



> Kosten- und Leistungsrechnung – Unverzichtbares Instrument wertschöpfungsorientierter Gebührekalkulationen

Von Florian Moritz

Kostenrechnende Einrichtungen, wie z.B. die Wasserversorgung, Abfallentsorgung, Stadtentwässerung und Friedhöfe, leiten ihre Gebührekalkulation häufig aus den verfügbaren Haushaltszahlen bzw. Gewinn- und Verlustrechnungen sowie Bilanzen ab. Dies geschieht vielerorts ohne über eine Kosten- und Leistungsrechnung (KLR) zu verfügen. In diesen Fällen drängt sich der Verdacht auf, ob die Vorteile einer individualisierten und gepflegten KLR als zentrales Planungs-, Entscheidungs-, Kontroll- und Dokumentationswerkzeug verkannt werden.

Benutzungsgebühren öffentlicher Unternehmen bzw. kostenrechnender Einrichtungen sind regelmäßig Gegenstand gerichtlicher und außergerichtlicher Auseinandersetzungen. Im Kern geht es dabei um Verstöße gegen die drei Prinzipien der Gebührenerhebung:

- > Kostendeckungsprinzip (Gebührenaufkommen entspricht den Kosten der Einrichtung),
- > Gleichheitsprinzip (identische Inanspruchnahme einer Leistung führt zu in etwa gleich hohen Gebühren für den Nutzer bzw. unterschiedliche Inanspruchnahme führt zu unterschiedlicher Gebührenhöhe) und
- > Äquivalenzprinzip (Kosten und Leistung stehen in einem angemessenen Verhältnis).

Auffällig ist, dass der Nachweis der Einhaltung dieser Prinzipien betroffenen Unternehmen in Auseinandersetzungen häufig nicht gelingt oder zumindest schwer fällt. Dies zeigt bereits ein kurzer Blick in die jüngste Rechtsprechung der Verwaltungsgerichtsbarkeit. So urteilte etwa das VG Cottbus bei einer Klage gegen einen Gebührenbescheid zur Abwasserentsorgung für den Fall, dass „es [...] an einer stimmigen und überhaupt nachvollziehbaren Gebührekalkulation [fehlt], so geht dies zu Lasten des Beklagten.“ (VG Cottbus, Urteil vom 30. September 2013 – 6 K 207/11). Der VGH Baden-Württemberg vertritt die Auffassung, dass „der tatsächliche Straßenentwässerungskostenanteil eines abgeschlossenen Jahres [...] sich nur auf Grundlage der tatsächlich entstandenen, nach betriebswirtschaftlichen Grundsätzen ermittelten Kosten korrekt berechnen“ lässt (Beschluss des VGH Baden-Württemberg vom 25. November 2013 – 2 S 1972/13).

Eigentlich sollten die Höhe der Kosten, der Ort bzw. die Ursache der Kostenentstehung sowie die sachgerechte Zuordnung von Kosten auf Leistungen bzw. Produkte für jedes Unternehmen leicht über eine KLR darzulegen sein. Handelt es sich dabei doch um unternehmerische Kernkompetenzen. Soweit die „graue Theorie“. Und die Praxis? Zumindest die Anzahl jüngst ergangener Entscheidungen in diesem Bereich lässt den Schluss zu, dass diese Darlegung nicht immer funktioniert.

Was ist die KLR und welchen Zweck erfüllt sie?

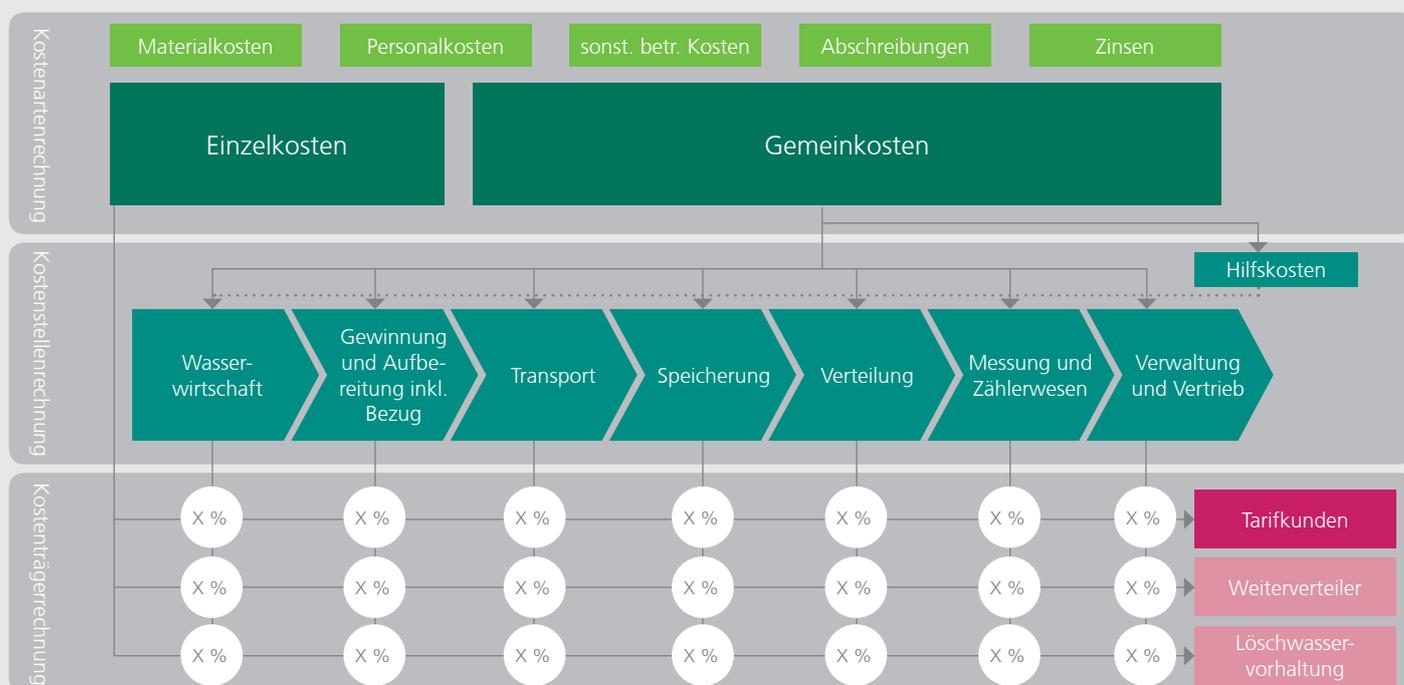
Dabei sind Kostentransparenz und die Verknüpfung der Kosten mit Leistungen mit vergleichsweise geringem Aufwand herstellbar. Die KLR ist dabei die Grundlage für Planungs-,

Entscheidungs- und Kontrollaufgaben. Als Teil des Rechnungswesens dient sie der internen Informationsbereitstellung für die Planung von Kosten und Erlösen, liegt Entscheidungen über Investitionsalternativen und Folgekosten in einer Langfristbetrachtung zugrunde und ermöglicht die Kontrolle von Kosten- und Erlösentwicklungen. Das macht die KLR unverzichtbar für jede kostenrechnende Einrichtung!

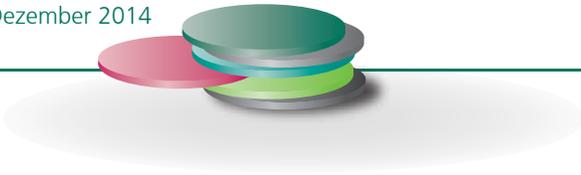
Da für eine Gebührenkalkulation nach betriebswirtschaftlichen Grundsätzen ohnehin eine Kostenermittlung und Umlage der ermittelten Kosten auf die Gebührenmaßstäbe erforderlich ist, ist eine funktionierende KLR nur ein Schritt der logischen Verknüpfung zwischen Erlössicherung (Gebührenkalkulation) und Kostenplanung. Unabhängig davon, ob Kommunen oder deren Eigengesellschaften ihr Rechnungswesen kameral oder doppisch ausgestalten, ist die Verwendung einer KLR verpflichtend. Sie dient zur „Unterstützung der Verwaltungssteuerung und für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit und Leistungsfähigkeit bei der Aufgabenerfüllung“¹.

Wie muss die KLR aufgebaut sein?

Die Planungs- und Entscheidungsprobleme kommunaler Entscheidungsträger sind vielschichtig. Sie reichen von der Frage, wie hoch die Kostendeckung von kommunalen Kindertagesstätten ist, über die Frage des Fixerlösanteils von Wasserversorgungsunternehmen bis hin zur Frage, ob sich Energierückgewinnung in der Abwasserbeseitigung lohnt. Die KLR gibt als Instrument zur Entscheidungsunterstützung genau diese Antworten. Dazu müssen die jeweiligen (Teil-)Leistungen eines Unternehmens bzw. einer Einrichtung mit den entsprechenden Kosten verknüpft werden. Die Verknüpfung geschieht in drei Stufen: der Kostenartenrechnung, der Kostenstellenrechnung und der Kostenträgerrechnung. Sie werden im Folgenden exemplarisch für den Bereich Wasserversorgung dargestellt.



¹ Exemplarisch für Bayern: § 14 KommHV-Doppik bzw. §§ 11a KommHV-Kameralistik.



1. Kostenartenrechnung – „Welche Kosten fallen an?“

In der Kostenartenrechnung wird der Ressourceneinsatz an Personal, Material und Kapital für die Einrichtung ermittelt. Dabei werden die Kostenarten aus dem externen Rechnungswesen (entweder Verwaltungshaushalt oder Gewinn- und Verlustrechnung) nachvollziehbar in Kosten übergeleitet, soweit sie aufwandsgleicher Zweckaufwand sind (vgl. hierzu auch Fokus Public Sector Juli 2014, „Zahlreiche Aufgaben und ein Ziel – Kostenverständnis als Grundlage einer sachgerechten Gebührenkalkulation“ von Christian Lechtenberg). Zweckfremde Aufwendungen werden ausgesondert und durch kalkulatorische Kosten ersetzt bzw. um kalkulatorische Kosten ergänzt.

Sind Kosten einer Leistung direkt zurechenbar, dann werden diese direkt auf den Kostenträger zugeordnet. So können z. B. Materialkosten für den Fremdbezug von Wasser von einem Fernwasserversorger direkt nach der gelieferten Menge auf den Kostenträger, den Gebührensatz für Tarifkunden in €/m³ zugeordnet werden. Gemeinkosten, z. B. Personalkosten, werden durch Schlüsselungen und Umlageverfahren auf Kostenstellen verrechnet.

2. Kostenstellenrechnung – „Wo fallen die Kosten an?“

Die Kostenstellenrechnung richtet sich am Leistungserstellungsprozess aus. Hierfür können sich Unternehmen am Wertschöpfungsprozess der betrieblichen Leistung orientieren und Leistungsbereiche bilden. Wie die vorstehende Grafik für den Bereich Wasserversorgung verdeutlicht, reicht die Wertschöpfung von der „Wasserwirtschaft“, d.h. der Bewirtschaftung der Wasserressourcen z.B. in Trinkwasserschutzgebieten, bis hin zur Zählerablesung und Gebührenbescheid- bzw. Rechnungsstellung für den Kunden. Diese Leistungsbereiche werden in der KLR als Hauptkostenstellen klassifiziert. Idealerweise sind die Kostenstellen auch auf Verantwortungsbereiche zugeordnet. So kann der Ressourceneinsatz vom zuständigen Experten, z.B. dem Rohrnetzmeister für den Bereich Leitungsnetz, geplant, durchgeführt und kontrolliert werden.

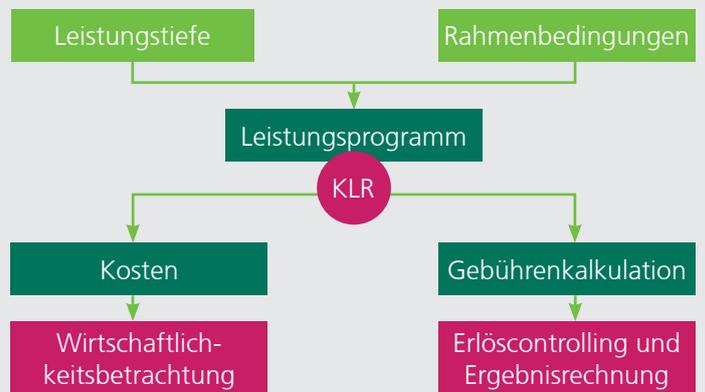
Nicht direkt zu verteilende Kosten, z.B. EDV-Kosten, werden in der Kostenstellenrechnung auf Hilfskostenstellen gesammelt und in einem nächsten Schritt je nach Verteilungsschlüssel verursachungsgerecht auf die Hauptkostenstellen umgelegt.

3. Kostenträgerrechnung – „Wofür fallen die Kosten an?“

Für welche Produkte bzw. Leistungen Kosten anfallen, zeigt die Kostenträgerrechnung. Im Ergebnis werden Einzelkosten aus der Kostenartenrechnung direkt und Gemeinkosten indirekt über die Kostenstellenrechnung auf die Leistungen bzw. Produkte einer kostenrechnenden Einrichtung umgelegt. Daraus ergeben sich die unterschiedlichen Gebührensätze für sämtliche Gebührenarten, wie z.B. die Wassergebühr für Tarifkunden, für Weiterverteiler und Entgelte für die Löschwasservorhaltung.

Wo hilft die KLR konkret?

Die KLR ist durch die Verknüpfung des Leistungsprogramms mit den verursachten Kosten und den Produkten bzw. Gebührensätzen die zentrale Schnittstelle für die Planung und die Steuerung von Kosten und Erlösen. Damit werden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sowie das Controlling der Ergebnisse der kostenrechnenden Einrichtung erst ermöglicht.



Bei Anfrage von Gerichten, Behörden oder kommunalen Entscheidungsträgern zur Gebührenkalkulation können die Kostenverursachung und Kostenhöhe sowie die Auswirkungen von Investitionsmaßnahmen transparent und schnell aufbereitet werden. Somit werden Kommunen und deren Eigengesellschaften in die Lage versetzt, Kostentreiber zu identifizieren, qualifizierte Prognosen als Entscheidungsvorbereitungen zu erstellen, damit Handlungsalternativen auszugestalten und Fehlentwicklungen zu vermeiden.

Fazit

Mit der KLR erhalten die Verantwortlichen in der kommunalen Verwaltung ein jederzeitiges Radar über Entwicklungen in der Leistungssphäre und deren finanzielle Auswirkungen. Wie in einem Flugzeug bei Nacht oder Sturm müssen sie nicht länger „im Blindflug“ Entscheidungen treffen, sondern werden sicher geleitet. Mit einer passgenauen KLR wird die Wertschöpfung der kostenrechnenden Einrichtung dargestellt. Die Gebührenkalkulation kann nachvollziehbarer und schneller und in gleichbleibender Qualität erstellt werden. Das spart Kosten und erhöht die Transparenz.

Profitieren Sie von unserer Erfahrung. Wir unterstützen Sie dabei, eine KLR nach Ihren Bedürfnissen zu konzeptionieren und einzuführen. Wir schneiden die Kostenstellen und Kostenträger der KLR auf Ihr Leistungsprogramm zu und sorgen damit für eine rechtssichere Gebührenkalkulation, aber auch dafür, dass Ihnen stets die Informationen zur Verfügung stehen, die Sie brauchen, um die besten Entscheidungen vor Ort zu treffen.

Kontakt für weitere Informationen:



Florian Moritz

Diplom-Kaufmann

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 23

E-Mail: florian.moritz@roedl.com



Alexander Faulhaber

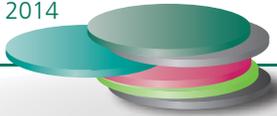
Diplom-Kaufmann

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

E-Mail: alexander.faulhaber@roedl.com

GEBÜHREN UND BEITRÄGE ZWISCHEN
ANSPRUCH UND WIRKLICHKEIT





GEBÜHREN UND BEITRÄGE ZWISCHEN ANSPRUCH UND WIRKLICHKEIT



> Straßenausbaubeiträge – „Neuer“ Weg zur Infrastrukturfinanzierung?

Von **Tanja Martin**

Bau und Erhalt kommunaler Straßeninfrastruktur sind wesentliche Aufgaben der Gemeinden und Städte. Um das Infrastrukturvermögen auch nachhaltig zu erhalten, sehen sich Kommunen regelmäßig vor die Herausforderung gestellt, die dafür notwendigen finanziellen Mittel zu beschaffen. Während den Kommunen bei der Erhaltung und der Instandsetzung die Hände gebunden sind und sie diese Aufwendungen vollständig selbst zu tragen haben, besteht beim Ausbau der Straßen die Möglichkeit, die Bürger mit in die Verantwortung zu nehmen. Aber viele Kommunen scheuen sich davor, diesen vielerorts notwendigen Schritt auch wirklich zu gehen.

Wie finanzieren Kommunen ihre Leistungen?

Herausforderungen bei der Finanzierung kommunaler Aufgaben sind so alt wie die kommunale Aufgabenwahrnehmung selbst. Dabei stehen den Kommunen zur Finanzierung ihrer Leistungen verschiedenste Quellen zur Verfügung. Neben Steuern, Mitteln aus dem kommunalen Finanzausgleich, Erwerbseinkünften oder aber einer Kreditaufnahme besteht auch die Möglichkeit, spezielle Entgelte zu erheben. Zu den speziellen Entgelten gehören Gebühren und Beiträge. Während Gebühren laufend und für die tatsächliche Inanspruchnahme einer besonderen Leistung einer öffentlichen Einrichtung erhoben werden, stellen Beiträge einen Aufwandsersatz für die Möglichkeit der Inanspruchnahme der Einrichtung dar.

Insbesondere bei defizitären Haushalten sind Kommunen verpflichtet, alle gegebenen Einnahmepotenziale auszuschöpfen. Darunter fällt im Bereich der kommunalen Straßen auch die Einnahmenerzielung über Straßenausbaubeiträge.

Was sind Straßenausbaubeiträge?

Kommunen sind als Straßenbaulastträger für den Bau und die Unterhaltung der Gemeindestraßen zuständig. Dabei sind der Erhalt und die Instandsetzung der Straßen zu 100 Prozent von den Kommunen selbst zu tragen. Für Neubau und Ausbau hat die Kommune allerdings die Möglichkeit, entweder Erschließungsbeiträge oder Straßenausbaubeiträge festzusetzen.

Während Erschließungsbeiträge nur für die erstmalige Herstellung der öffentlichen Einrichtung erhoben werden, muss für die Möglichkeit zur Erhebung von Ausbaubeiträgen die entsprechende Einrichtung bereits existieren. Wer also einen Bauplatz in einem Neubaugebiet hat, muss mit einem Erschließungsbeitrag für die neu hergestellten Straßen, Wege und Plätze sowie Grünanlagen und Lärmschutzeinrichtungen rechnen. Dagegen können Straßenausbaubeiträge fällig werden, wenn ein Grundstück an einer bereits vorhandenen Straße liegt, die beispielsweise grundhaft erneuert wird. Dabei kann der Straßenausbaubeitrag auch dann erhoben werden, wenn bereits früher Erschließungsbeiträge bezahlt wurden. Gerade diese Chance in der Finanzierung kommunaler Infrastruktur wird in der Praxis jedoch oft übersehen.

MASSNAHME		AUSBAUBEITRAG	ERSCHLIESSUNGS- BEITRAG	
Betriebliche Unterhaltung (Kontrolle und Wartung)	z. B. Straßenentwässerung, Markierung, Verkehrsbeschilderung	nicht beitragsfähig		
Bauliche Erhaltung	Bauliche Unterhaltung			z.B. akute Kleinstreparaturen
	Instandsetzung			z. B. Fräsen / Neueinbau der Deckschicht
	Erneuerung	z. B. Aufbruch / Neueinbau der Decke bzw. des Oberbaus	x	
Um- und Ausbau (Veränderung der Qualität)	z. B. Querschnittsänderungen	x		
Erweiterung (Erhöhung der Kapazität)	z. B. Anbau von Fahrstreifen	x		
Neubau (Neuanlage von Verkehrsflächen)			x	

Abbildung 1: Abgrenzung beitragsrelevanter Begrifflichkeiten im Straßenausbaubeitragsrecht

Welche Maßnahmen sind beitragsfähig?

Welche Maßnahmen beitragsfähig sind, regelt das jeweilige Kommunalabgabengesetz. Und hier steckt der Teufel im Detail. Während in Bayern Beiträge „für die Verbesserung oder Erneuerung“¹ erhoben werden sollen, spricht das KAG in Niedersachsen von Begriffen wie „Herstellung, Anschaffung, Erweiterung, Verbesserung und Erneuerung“². Doch ein Blick hinter die Begrifflichkeiten lohnt. Denn was auf den ersten Blick unterschiedlich erscheint, verfolgt bei genauerer Betrachtung das gleiche Ziel, was die nachstehende Tabelle verdeutlichen soll:

BEGRIFF	WAS STECKT DAHINTER?
Anschaffung	Kann im Straßenbaubeitragsrecht lediglich für gemeindliche Verkehrsanlagen von Bedeutung sein, die nicht Erschließungsanlagen im Sinne des § 127 Abs. 2 BauGB sind, also z.B. für Wirtschaftswege.
Ausbau	Der Ausbau erfasst die Erweiterung.
Erneuerung	Durch die Erneuerung wird im Ergebnis eine Anlage geschaffen, die der ursprünglichen Straße gleicht.
Erweiterung	Bei der Erweiterung handelt es sich um einen Unterfall der Verbesserung.
Herstellung	siehe Anschaffung
Umbau	Der Umbau einer Straße umfasst deren Erneuerung und zwar sowohl die schlichte als auch die verbessernde Erneuerung.
Verbesserung	Nach der Baumaßnahme hat sich der Zustand der Straße in irgendeiner Hinsicht vom früheren Zustand zu unterscheiden und muss sich positiv auf die Benutzbarkeit ausgewirkt haben.

Abbildung 2: Definitiorische Abgrenzung einzelner Maßnahmenbegriffe der Kommunalabgabengesetze³

Wie unterscheiden sich einmalige und wiederkehrende Straßenausbaubeiträge?

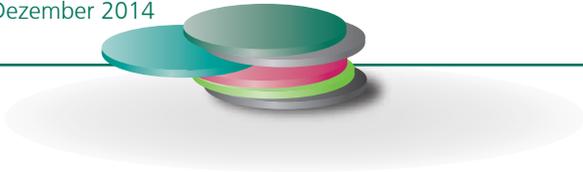
Bis auf Berlin und Baden-Württemberg besteht in allen Bundesländern die Möglichkeit zur Erhebung von Straßenausbaubeiträgen. Dabei stellen viele landesspezifische Kommunalabgabengesetze auf die Einmaligkeit der Beitragserhebung ab. In sechs Bundesländern besteht allerdings neben den einmaligen Beiträgen auch die Möglichkeit wiederkehrende Beiträge für Straßenausbaumaßnahmen zu erheben. Als letztes Bundesland hat sich Hessen mit Novellierung des Hessischen Kommunalabgabengesetzes im Jahre 2013 zur Einführung wiederkehrender Beiträge entschlossen. Dabei bietet die Erhebung von wiederkehrenden Beiträgen nicht nur für die Kommune selbst, sondern auch für die betroffenen Bürger Vorteile. Während bei einmaligen Beiträgen ausschließlich die Anlieger des ausbaurelevanten Straßenabschnittes veranlagt werden, werden bei wiederkehrenden Beiträgen satzungsgemäß Abrechnungsgebiete definiert, in denen eine größere Anzahl von Beitragsschuldern zu „Solidargemeinschaften“ zusammengefasst werden.

Als Abrechnungsgebiet kann dabei entweder die gesamte Gemeinde oder aber homogene Teile (z.B. einzelne Ortsteile) derselben dienen. Dies führt zu einer gerechten Verteilung der Belastung aufgrund der höheren Zahl potenzieller Abgabenschuldner. Das „Wesen“ des Beitrags als Geldleistung zur Möglichkeit der Inanspruchnahme wird dabei auf alle Mitglieder der Gemeinschaft verteilt und nicht nur auf diejenigen, die durch ihre Anliegerschaft unmittelbar vom Ausbau profitieren. Zudem fallen im Vergleich zu den einmaligen, die wiederkehrenden Beiträge durch die (in der Regel) jährliche Zahlung ge-

¹ Vgl. Art. 5 Absatz 1 Satz 3 BayKAG.

² Vgl. § 6 Artikel 1 Satz 1 Niedersächsisches Kommunalabgabengesetz (NKAG) in der Fassung vom 23. Januar 2007, zuletzt geändert durch § 11 Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Juli 2012 (Nds. GVBl. S. 279).

³ Gem. einschlägiger Kommentare der landesspezifischen Kommunalabgabengesetze.



ringer aus. Somit kann die Gefahr, dass Eigentümer durch die hohe Einmalbelastung bei einmaligen Beiträgen in eine finanzielle Schieflage geraten, minimiert werden.

Der überwiegende Teil der landesspezifischen Kommunalabgabengesetze sieht allerdings ausschließlich einmalige Beiträge im Falle eines Ausbaus des kommunalen Straßennetzes vor. Dies führt zu Belastungen der Grundstückseigentümer, die häufig im vier- bis fünfstelligen Euro-Bereich liegen. Um die Anwohner zu schonen, verzichten daher viele Kommunen komplett auf die Erhebung von Beiträgen. Dies wiederum führt dazu, dass viele, eigentlich notwendige Straßenausbauten, aufgrund mangelnder Finanzmittel nicht durchgeführt werden.

Gerade hier bieten die wiederkehrenden Beiträge für die Kommune den Vorteil, dass die Akzeptanz der Erhebung meist höher ist, weil die Belastung gerechter wird. Zudem ermöglicht die regelmäßige Erhebung ein langfristiges Straßenausbaukonzept und Kontinuität beim Straßenausbau mit positiver Folgewirkung für die gemeindliche Planung.

Wie ermittelt sich der Beitragssatz?

Während bei den einmaligen Beiträgen im Anschluss an die durchgeführte Maßnahme der umlagefähige Aufwand auf die Beitragsschuldner verteilt wird, hat die Kommune bei der Ermittlung des Beitragssatzes für wiederkehrende Beiträge zwei Modelle zur Auswahl.

Zum einen kann sie, analog des einmaligen Beitrags, die im Beitragsjahr tatsächlich entstandenen Investitionsaufwendungen abrechnen (A-Modell). Zum anderen hat sie die Möglichkeit, die durchschnittlich zu erwartenden Aufwendungen der folgenden fünf Jahre anzusetzen (B-Modell). Sollte bei Anwendung des B-Modells das Beitragsaufkommen die tatsächlichen Investitionsaufwendungen nach Abzug des Gemeindeanteils über- oder unterschreiten, so ist das Beitragsaufkommen in den folgenden Jahren entsprechend auszugleichen. Vorteil bei Anwendung des B-Modells ist die konstante Beitragshöhe über einen länger gewählten Zeitraum, was zu Planungssicherheit bei den Kommunen führt.

Der Gemeindeanteil variiert je nach Funktionsklasse der Straße zwischen 10 und 100 Prozent. Dabei ist der Anteil der Kommune umso höher, je größer der Nutzen für die Allgemeinheit ist.

	KOMMUNE		BEITRAGSSCHULDNER	
	Pro	Contra	Pro	Contra
WIEDERKEHRENDE BEITRÄGE	<ul style="list-style-type: none"> > Langfristige Ausrichtung > Kein Hinausschieben notwendiger Baumaßnahmen > Kontinuität beim Straßenausbau > Verstetigung der Beitragshöhe > Geringerer Widerstand bei der Erhebung > Weniger Probleme bei der Bestimmung des Ermittlungsraumes 	<ul style="list-style-type: none"> > Konfliktpotenzial in der Anfangsphase > Teilweise erhöhter Verwaltungsaufwand > Zusätzliche Verwaltungs-, Personal- und Portokosten durch jährliche Bescheide 	<ul style="list-style-type: none"> > Hohe Einmalbelastung entfällt > „Gerechte“ Verteilung (Solidargemeinschaft) > Keine Zufallsbelastung bei Kauf und Verkauf von Grundstücken > Nur einfache Belastung bei mehrfach erschlossenen Grundstücken 	<ul style="list-style-type: none"> > Abweichen vom bekannten System > Individuelle Erschließungssituation bleibt weitestgehend unberücksichtigt > Auch Beiträge an klassifizierten Straßen > Evtl. höhere Belastung größerer (Gewerbe-) Grundstücke

Abbildung 3: Wiederkehrende Beiträge – Was spricht dafür? Was dagegen?

Fazit:

Die Möglichkeit zur Erhebung von Straßenausbaubeiträgen ist keinesfalls neu. Innovation brachte in diesem Zusammenhang in den letzten Jahren allenfalls die Differenzierung im Hinblick auf die Erhebung wiederkehrender Beiträge. Nichtsdestotrotz drängt sich vielerorts der Verdacht auf, viele Kommunen scheuen sich vor der Erhebung von Straßenausbaubeiträgen. Durch den Verzicht der Erhebung lassen sich viele Kommunen finanzielle Mittel entgehen, die dringend benötigt werden. Dies geschieht häufig aus dem Irrglauben heraus, die Bürger zu schonen. Oftmals ist das Gegenteil der Fall, denn in aller Regel sorgt die Verlagerung von Problemen in die Zukunft nicht für deren Lösung, sondern trägt vielmehr zu einer Verschlimmerung der Ausgangssituation bei. Dies gilt auch und im Besonderen im Bereich der Straßenerhaltung.

Und die Konsequenzen? Stellen Sie Ihre aktuelle Beitragspolitik auf den Prüfstand. Lassen Sie sich bei der Ausarbeitung einer situationsadäquaten Beitragssatzung unterstützen. Und allem voran: Verschließen Sie Ihre Augen bei der Finanzierung Ihrer Straßeninfrastruktur nicht vor dem, was kommt, sondern nehmen Sie künftige Herausforderungen bereits heute an. Wir unterstützen Sie gerne bei sämtlichen Fragen zur Einführung und Erhebung rechtssicherer, sachgerechter und aufwandsdeckender Straßenausbaubeiträge!

Kontakt für weitere Informationen:



Alexander Faulhaber

Diplom-Kaufmann

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

E-Mail: alexander.faulhaber@roedl.com



Tanja Martin

B.A. (Business Administration)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 21

E-Mail: tanja.martin@roedl.com

GEBÜHREN UND BEITRÄGE ZWISCHEN
ANSPRUCH UND WIRKLICHKEIT



Rödl & Partner intern

> Veranstaltungshinweise

Vom **10. bis 12. Februar 2015** bietet die Europäische Leitmesse der Energiewirtschaft, die **E-world energy & water**, in Essen erneut an drei Tagen Fachbesuchern vielfältige Möglichkeiten, um mit Stadtwerken, Energieversorgungsunternehmen, Kommunen und Dienstleistern in den Dialog zu treten. Nutzen Sie die Gelegenheit, sich einen Überblick zu schaffen und über aktuelle Themen und Entwicklungen zu informieren.

Wir freuen uns, Sie wieder an unserem eigenen Messestand in **Halle 3 – Stand 3-265** begrüßen zu dürfen!

Parallel dazu findet wieder der E-world-Kongress als Kompetenzforum der Europäischen Energiewirtschaft statt, bei dem sich die Teilnehmer in Konferenzen und Workshops über aktuelle Themen informieren können. **Rödl & Partner veranstaltet am 10. Februar 2015 nachmittags einen Workshop zum Thema „Von der Konzession zur Kooperation: Perspektiven einer kundennahen und effizienten Netzbewirtschaftung“.**

Das Programm sowie die Möglichkeit zur Anmeldung finden Sie unter www.e-world-essen.com/kongress.

Wir freuen uns auf Ihren Besuch!



E-world energy & water

10. bis 12. Februar 2015

in Essen

Kontakt für weitere Informationen:

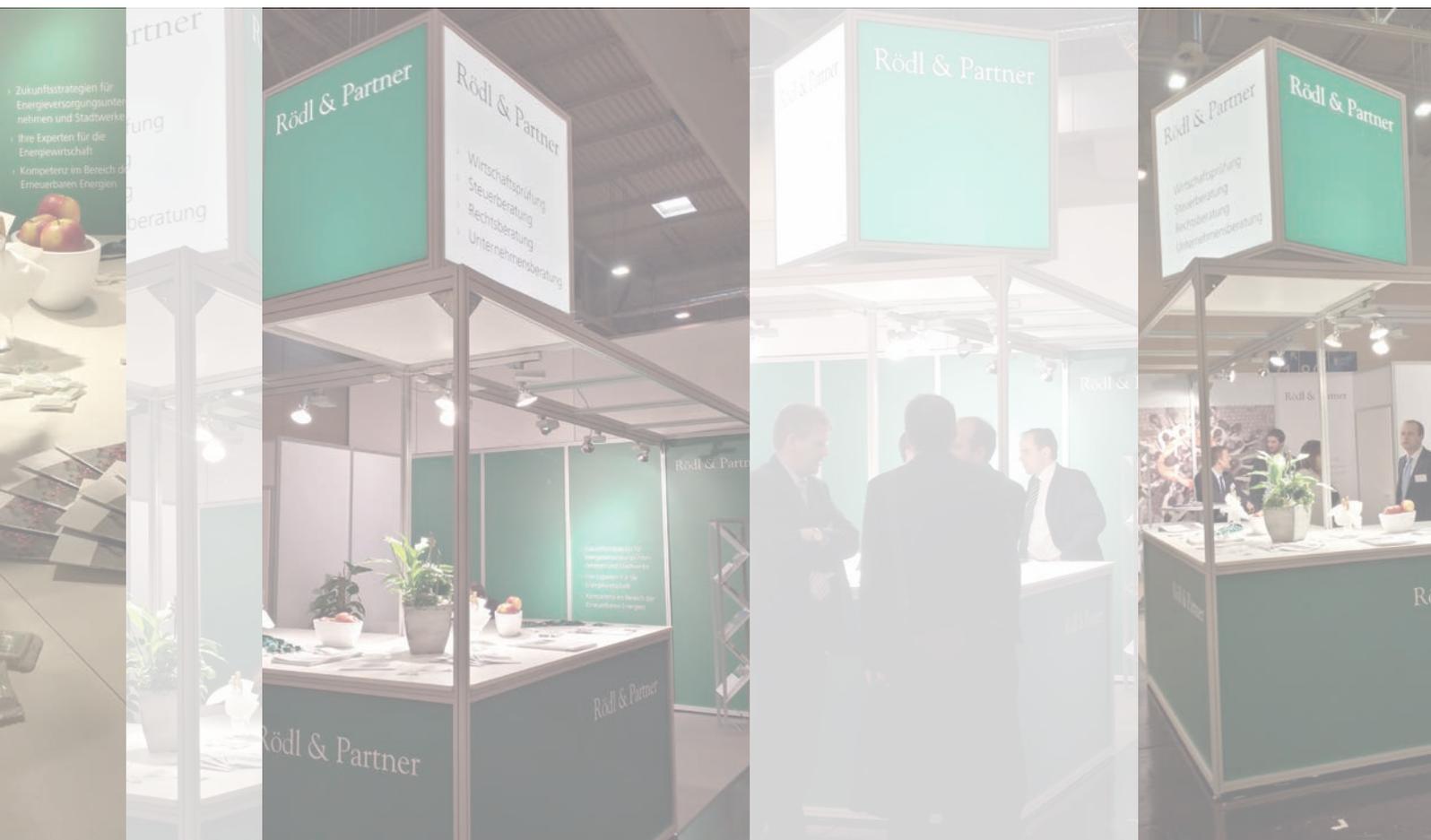


Peggy Kretschmer

B.Sc. Wirtschaftswissenschaften

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

E-Mail: peggy.kretschmer@roedl.com





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.