

Fundamente schaffen

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe: September 2014 – www.roedl.de

> Inhalt

Erneuerbare Energien

- > EEG-Härtefallausgleich als Hindernis für den Asset-Deal 2
- > Photovoltaik – Vertriebsmodelle aus Sicht der Stadtwerke 4
- > Ausschreibungsmodell für Photovoltaik-Freiflächenanlagen 7

Netzübernahme

- > Werden Netzübernahmen nun einfacher? – BGH stärkt Rechte der Neukonzessionäre 9
- > Übernahme ohne Rechtsstreit – Welche Faktoren bestimmen den Kaufpreis? 10

Regulierung

- > Kontinuierliches Netzkostencontrolling als Beitrag zum langfristigen Unternehmenserfolg 12

Aus der Praxis

- > Herausforderung: Aus drei mach eins BIGGE ENERGIE – Umsetzung einer Fusion von drei Versorgungsunternehmen 14

Breitband

- > Förderung in Bayern – 1,5 Milliarden Euro für bayerische Kommunen 18

Artikelserie

- > Gebühren und Beiträge zwischen Anspruch und Wirklichkeit 22

Rödl & Partner intern

- > Veranstaltungshinweise 27

Liebe Leserin, lieber Leser,

Die See wird rauher...

haben die kommunalen Versorgungsunternehmen bisher erfolgreich und verlässlich ihre Bahnen durch die Gewässer der Energiewirtschaft gezogen, so zeigen sich in jüngster Vergangenheit immer mehr Gewitter am Horizont, die eine rauher werdende See erwarten lassen.

Gera, Wanzleben... nur zwei Beispiele für Unternehmen, die bis vor kurzem noch regelmäßig Geld in die Kassen der Kommune gespült haben und jetzt von der Welle einer stürmischen Entwicklung in der Energiewirtschaft einfach überrollt wurden. Aber was können uns diese Beispiele lehren? Ganz einfach: wo heute noch die Sonne lacht, kann bereits morgen ein heftiges Gewitter heraufziehen. Die Energiewende lässt die konventionelle Erzeugung im Regen stehen, im Netzbetrieb werden die Schrauben der Regulierung immer fester angedreht, im Vertrieb übertreffen sich die Versorger beinahe täglich mit neuen und billigeren Angeboten. Das alte Geschäftsmodell, insbesondere der kommunalen Energieversorger, droht zum Auslaufmodell zu werden. Dies hat zur Folge, dass die Jahresüberschüsse sinken. Aber es ist noch nicht zu spät, das Ruder herumzureißen, allein oder gemeinsam mit anderen. Kooperation, Neustrukturierung, innovative Produkte, neue Geschäftsfelder, Effizienzsteigerung, energiewirtschaftliche Dienstleistungen und Optimierung des Netzbetriebs sind nur einige Schlagwörter auf dem Weg in eine sonnige Zukunft.

Nehmen Sie diese Zukunft selbst in Hand, um Ihr Schiff langfristig in ruhige Gewässer zu steuern. Wir unterstützen Sie gerne mit unserem Newsletter, den richtigen Kurs zu finden.

Eine angenehme Lektüre wünschen



Martin Wambach
Geschäftsführender Partner



Anton Berger
Partner

Erneuerbare Energien

> EEG-Härtefallausgleich als Hindernis für den Asset-Deal?

Von Joachim Held

Die Belastung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist inzwischen selbst für mittelständische Unternehmen des produzierenden Gewerbes zu einer maßgeblichen wirtschaftlichen Größe geworden. Die Entlastung durch die besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen (auch als sog. „EEG-Härtefallausgleich“ bezeichnet) kann deshalb mit über den wirtschaftlichen Erfolg oder sogar die Existenz eines Unternehmens entscheiden.

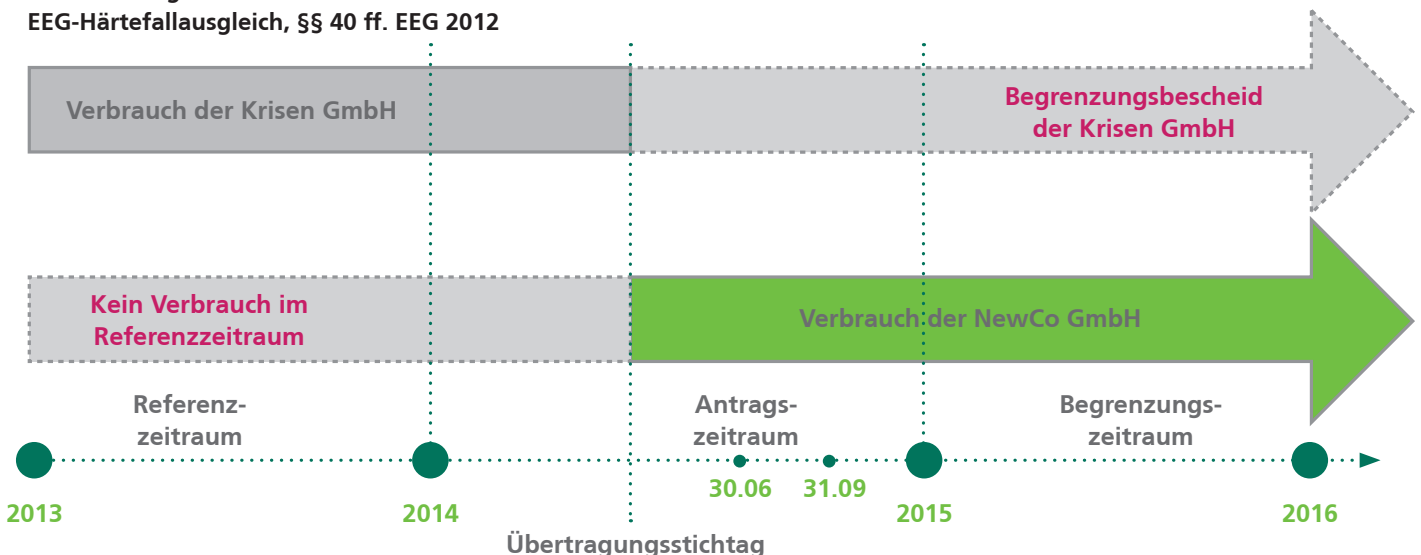
Dabei war die zeitliche Spreizung des Entlastungsantragsverfahrens bisher ein Hindernis für die Übertragung von Unternehmen im Wege des sog. „Asset Deals“. Denn bei der Übertragung einzelner Vermögensgegenstände eines Unternehmens („Asset Deal“) tritt anders als bei der Übertragung der Gesellschaftsanteile („Share Deal“) keine gesetzliche Rechtsnachfolge ein. Insbesondere bei der Insolvenzsanie rung ist der Asset Deal aus haftungsrechtlichen Gründen jedoch weit verbreitet.

Nach den Verfahrensvorgaben für den EEG-Härtefallausgleich (§§ 40 ff. EEG in der Fassung vom 20. Dezember 2012 (EEG 2012)) war der Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage jeweils bis zum 31. Juli eines jeden Jahres (Antragszeitraum) zu stellen. Dabei mussten die Entlastungstatbestandsvoraussetzungen für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr (Referenzzeitraum) nachgewiesen werden. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erließ dann in der Regel bis zum Ende des Antragsjahres einen sog. „Begrenzungsbescheid“, auf dessen Grundlage das energieintensive Unternehmen im folgenden Jahr (Begrenzungszeitraum) teilweise von der EEG-Umlage entlastet wurde.

Neu gegründete Unternehmen, insbesondere auch die in der Regel neu gegründete aufnehmende Gesellschaft einer übertragenden Sanierung, wurden hierdurch gegenüber bestehenden Unternehmen benachteiligt, da sie zunächst den erstmaligen Referenz- und Antragszeitraum durchlaufen mussten, bevor ein Entlastungsantrag erstmals Wirkung entfalten konnte. Diese Benachteiligung wurde mit der Einführung des § 41 Abs. 2a EEG 2012 für neu gegründete Unternehmen durch geringere Anforderungen an den Referenzzeitraum abgemildert. Durch eine Umwandlung entstandene Unternehmen, insbesondere die durch einen „Asset Deal“ sanierten Unternehmen, wären jedoch von dieser Privilegierung ausdrücklich ausgenommen

Bei der übertragenden Sanierung verblieb damit dennoch der erhebliche Nachteil unbegrenzter EEG-Umlagekosten im ersten und zweiten Jahr nach der Übertragung. Denn die übertragende Gesellschaft hatte zwar einen Entlastungsanspruch, nach Übertragung der stromverbrauchenden Produktionsanlagen aber keine Stromverbräuche mehr. Dagegen hatte die aufnehmende Gesellschaft zwar von Anfang an hohe Stromkosten, konnte jedoch mangels zurechenbarer Verbräuche im Referenzzeitraum

Umwandlung von Unternehmen EEG-Härtefallausgleich, §§ 40 ff. EEG 2012



und bei ungünstiger Lage des Übertragungstichtags nach dem 30. Juni mangels Existenz auch noch keinen Entlastungsantrag für den Zeitraum nach der Übertragung stellen. Im ungünstigsten Fall konnte ein sanierungsbedürftiges Unternehmen damit im Rumpfgeschäftsjahr der Übertragung und in den ersten beiden Geschäftsjahren nach der Übertragung nicht von den EEG-Umlagebelastungen befreit werden. Gerade in der sensiblen Sanierungsphase bestand damit eine Belastung, die einer Übertragung durch einen „Asset Deal“ im Wege stand und die Sanierung überhaupt in Frage stellte.

Neue Regelung im EEG 2014

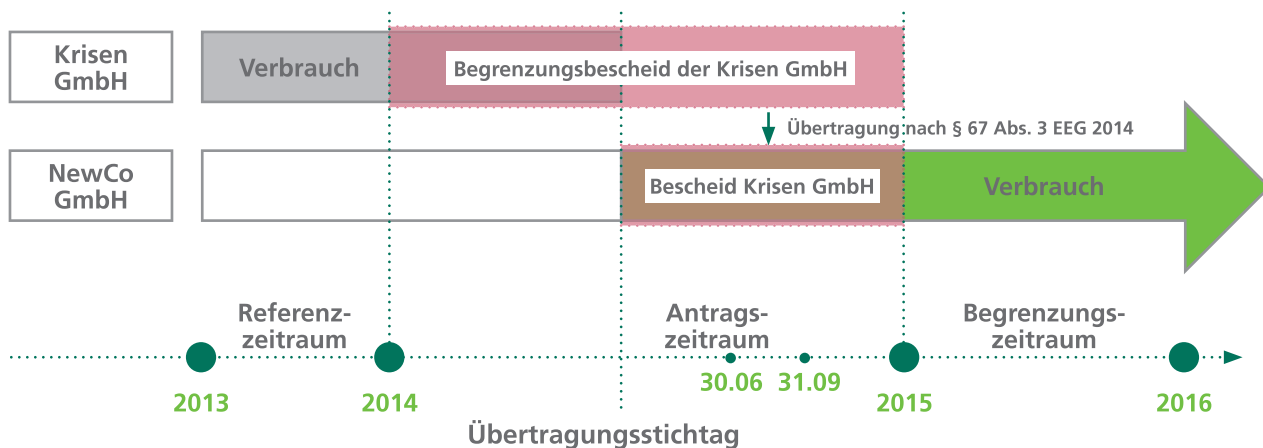
Mit § 67 EEG in der am 1. August 2014 in Kraft getretenen Fassung (EEG 2014) hat der Gesetzgeber eine umfassende Lösung für die besondere Ausgleichsregelung beim „Asset Deal“ getroffen.

Danach hat das aufnehmende Unternehmen einen Anspruch auf Übertragung der bestehenden Begrenzungsbescheide des übertragenden Unternehmens, wenn die wirtschaftliche und organisatorische Einheit nahezu vollständig übergegangen ist. Damit kann die Entlastung von der EEG-Umlage im laufenden Rumpfgeschäftsjahr der Übertragung sichergestellt werden.

Schließlich hat das EEG 2014 eine Mitteilungspflicht für die Umwandlung der von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Unternehmen eingeführt. Insbesondere soweit Unternehmen nur teilweise übertragen werden oder in mehrere Unternehmen aufgespalten werden, stellt sich in diesem Fall die Frage nach den Auswirkungen auf den Bestand der bestehenden Begrenzungsbescheide.

Der unbestimmte Rechtsbegriff des nahezu vollständigen Übergangs der Unternehmenseinheit wird der Komplexität von Sanierungstransaktionen nicht gerecht. Insofern erfordern die Übertragungs- und Erstentlastungsanträge sanierter Unternehmen nach wie vor eine sorgfältige Prüfung und gegebenenfalls Anpassung des „Asset Deals“, um den Sanierungserfolg nicht durch eine Ablehnung des Übertragungsantrags oder der Erstentlastungsanträge zu gefährden. Dabei bleibt zu hoffen, dass das BAFA die Subsumption der vielfältigen Möglichkeiten der übertragenden Sanierung durch entsprechende Auslegungshilfen vereinfacht. Bis diese vorliegen, sollten sowohl Übertragungsanträge als auch Erstanträge umgewandelter Unternehmen durch eine frühzeitige Kommunikation und Abstimmung mit der Rechtsauffassung des BAFA vorbereitet werden.

Umwandlung von Unternehmen Übertragung des Begrenzungsbescheids, § 67 III EEG 2014



Für die zukünftigen Entlastungsanträge des aufnehmenden Unternehmens kann dieses weiterhin auf die Daten des abgebenen Unternehmens zurückgreifen. Voraussetzung ist wiederum, dass die wirtschaftliche und organisatorische Einheit in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren vor der Antragstellung nahezu vollständig übergegangen ist. Dabei finden diese Übertragungsgrundsätze auf die Übertragung selbstständiger Unternehmensteile entsprechende Anwendung, sodass auch eine Sanierung durch eine Zerschlagung eines Unternehmens und Übertragung der „gesunden“ Unternehmensteile auf ein neues Unternehmen ohne zusätzliche EEG-Umlagebelastungen möglich sein kann.

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

> Photovoltaik – Vertriebsmodelle aus Sicht der Stadtwerke

Von Kai Imolauer

Das EEG 2014 ist mittlerweile zum 1. August 2014 in Kraft getreten und bringt erhebliche Auswirkungen für den Photovoltaik (PV)-Markt mit. So ersetzt die verpflichtende Direktvermarktung die Einspeisevergütung schrittweise als Regelförderung und auch die EEG-Umlagebelastung auf Eigenversorgungsanlagen steigt bis 2017 auf 40 Prozent an. Das vorher existierende Grünstromprivileg wurde ersatzlos gestrichen. Trotz der Einschnitte durch das neue EEG gibt es verschiedene Vertriebsmodelle, die in Einzelfällen für Stadtwerke wirtschaftlich interessant sein können. In letzter Zeit wird besonders das Pachtmodell (Variante A) präferiert und bereits von einigen Stadtwerken angeboten. Daneben soll hier noch die Direktvermarktung außerhalb des EEG (Variante B) und der Verkauf (in Kooperation) von (Teil-)Anlagen (Variante C) stehen.

Vertriebsmodelle

Bei allen drei Varianten fungiert das Stadtwerk als Initiator der Anlage und finanziert daher auch den Bau dieser. Danach stehen verschiedene Optionen zur Wahl, die sowohl kombiniert, als auch getrennt Anwendung finden können. Alle drei Möglichkeiten sind in Abbildung 1 unter den Punkten A, B und C abgebildet.

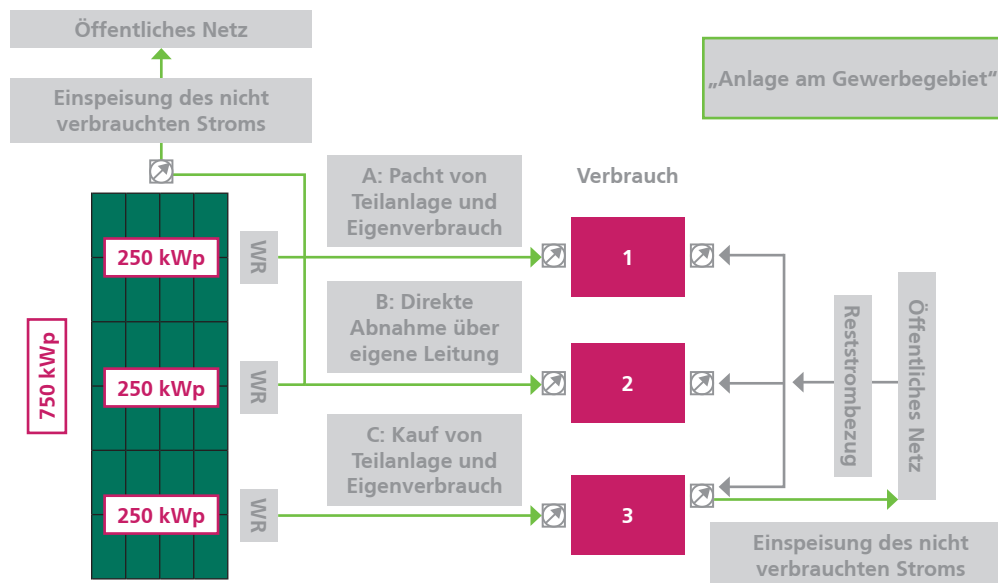
Generell muss dabei die (Teil-)Anlagengröße auf die Verbräuche der Stromabnehmer ausgelegt werden, um einen möglichst hohen „Eigenverbrauchsanteil“ zu erreichen. Der Anteil, der ins Netz eingespeist wird, sollte aus wirtschaftlichen Gründen 20 Prozent nicht überschreiten. Um dies zu erreichen, könnte auch eine Ost-West-Ausrichtung der Anlage zu empfehlen sein, um die typische Erzeugungsspitze einer Anlage mit Südausrichtung zur Mittagszeit zu begrenzen und eine gleichmäßigere Erzeugung über den Tag hinweg zu ermöglichen. Sobald mehr als ein Abnehmer für den erzeugten Strom der PV-Anlage vorgesehen ist, sollte die Anlage durch Nutzung von dezentralen Wechselrichtern aufgegliedert werden. Die Größe der einzelnen Teilanlagen sollte wiederum an den Verbrauchsmengen (Lastprofilen) der entsprechenden Abnehmer orientiert sein. In Abbildung 1 ist ein Beispiel einer fiktiven Anlage parallel zu einem Gewerbegebiet dargestellt. Jeder Stromabnehmer erhält eine eigene Stromleitung, sodass der Strombezug ohne die Durchleitung durch ein öffentliches Netz erfolgt. Außerdem sollte der Standort der Anlage so gewählt werden dass die Erzeugung in „räumlichem Zusammenhang“ stattfindet. Durch diese Kombination müssen weder Netzentgelte, noch Abgaben für die Stromsteuer gezahlt werden (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStg). Daneben fällt bei Eigenverbrauch (Var. A & C) eine verringerte EEG-Umlage an (§ 5 Nr. 12 und § 61 Abs. 1 EEG 2014).

Variante A – Kunde 1

Der Kunde 1 möchte einen Teil seines Strombezugs durch PV-Strom decken, scheut aber die Investitionskosten für eine

PV-Anlage. Eine solche Situation ist nicht unüblich, da viele Unternehmen ihre liquiden Mittel nicht langfristig in einem Bereich binden wollen, der nicht ihrer Kernunternehmertätigkeit entspricht. In diesem Fall bietet sich das Pachtmodell an. Das Stadtwerk tritt infolgedessen als Verpächter der PV-Anlage, das Unternehmen wiederum als Pächter der Anlage auf. Es wird ein meist 20-jähriger Pachtvertrag mit einer festen monatlichen Rate geschlossen. Die Höhe der Ratenzahlung muss anhand einer gut kalkulierten Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgen. Dabei stehen die finanzaufsichtsrechtlichen Anforderungen in einem nur schwer auflösbaren Spannungsverhältnis zu den EEG-rechtlichen Anforderungen. Insofern empfiehlt sich eine frühzeitige Abstimmung des Pachtmodells mit dem Bundesamt für Finanzaufsicht (BaFin).

Durch die Pacht kreiert man Personenidentität (aus EEG-Sicht) zwischen Anlagenbetreiber und Letztverbraucher und der Kunde 1 wird zum Eigenverbraucher (§ 5 Nr. 12 EEG 2014). Aus Sicht des Pächters fällt neben den Pachtkosten somit noch die verringerte EEG-Umlage in Höhe (ab 2017) von 40 Prozent an (§ 61 Abs. 1 EEG 2014). Aus Sicht des Stadtwerks wird die PV-Anlage vorfinanziert und mit Eigenkapitalverzinsung, quasi als Kapitalanlage, mittels der Pachtzahlung refinanziert. Die Strommenge, die nicht selbst verbraucht werden kann, wird ins öffentliche Netz eingespeist, wobei je nach Standort der Anlage (nicht vergütungsfähig, bzw. dach- oder vergütungsfähige Freifläche) dies zu Marktpreisen (monatlicher Börsendurchschnittspreis für Solarstrom, aktuell ca. 4 Cent/kWh) oder über einen Direktvermarkter anhand der verpflichtenden Direktvermarktung nach § 34 des EEG 2014 (ca. 9 Cent/kWh für Freifläche, ca. 11-13 Cent/kWh bei Dachfläche, Stand August 2014) geschieht. Wenn die Anlage an einem nicht-vergütungsfähigen Standort steht, behält der Strom, der ins Netz eingespeist wird, seine Grünstromeigenschaft. Bei Nutzung der EEG-Förderung ist dies nicht der Fall. Wie dieser Mehrwert des eingespeisten Ökostroms wirtschaftlich genutzt werden kann, muss je nach Einzelfall geprüft werden.



A	Kunde 1 pachtet einen Teil der Anlage, wird dadurch „Betreiber“ der Anlage und nutzt den erzeugten Strom für den Eigenverbrauch --> Keine Netzentgelte, keine Stromsteuer, verringerte EEG-Umlage (§ 5 Nr. 12 und § 61 Abs. 1 EEG 2014, § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStg)
B	Kunde 2 schließt einen Stromliefervertrag mit dem Eigentümer und Betreiber der Anlage (EVU) und bezieht dadurch Strom in räumlicher Nähe und ohne Durchleitung durch ein öffentliches Netz --> Keine Netzentgelte, keine Stromsteuer, volle EEG-Umlage (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStg)
C	Kunde 3 kauft einen Teil der Anlage und nutzt diesen zum Eigenverbrauch --> Keine Netzentgelte, keine Stromsteuer, verringerte EEG-Umlage (§ 5 Nr. 12 und § 61 Abs. 1 EEG 2014, § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStg)

Abbildung 1: Fiktives Projektbeispiel „Anlage am Gewerbegebiet“

Variante B – Kunde 2

Kunde 2 möchte ebenfalls einen Teil seines Stromverbrauchs mit PV-Strom decken, will jedoch weder in eine Anlage investieren, noch durch einen langfristigen Vertrag mit einer festen monatlichen Zahlung gebunden sein. Stattdessen möchte er genau wie in einem gewöhnlichen Stromliefervertrag einen festgesetzten Preis pro Kilowattstunde Solarstrom bezahlen. Deshalb tritt das Stadtwerk als Eigentümer und Betreiber der Anlage auf und schließt einen (Solar)-Stromliefervertrag mit dem Kunden. Es beliefert den Kunden fortan mit PV-Strom aus der Anlage und speist den restlichen Strom zu Marktpreisen oder über die verpflichtende Direktvermarktung in das öffentliche Netz ein (§ 34 EEG 2014). Da es sich in diesem Fall nicht mehr um einen Eigenverbrauch handelt, muss neben den Gestehungskosten die volle EEG-Umlage in den Lieferpreis einkalkuliert werden. Jedoch fallen auch hier keine Netzentgelte und keine Stromsteuer an (§ 9 Abs. 1 Nr. 3b StromStg). Es bleibt hier allerdings das Bonitätsrisiko des Kunden bei dem Stadtwerk; dies lässt sich nur durch den Ansatz von Risikostreuung über mehrere Kunden an einer Anlage (siehe Beispiel) mindern.

Variante C – Kunde 3

Kunde 3 möchte einen Teil seines Strombezugs durch PV-Strom decken und ist auch bereit, dafür in eine Anlage zu investieren. Dieser Kunde sollte somit bei Konzeption der „Gewerbeanlage“ von vornherein als Co-Investor vom Stadtwerk angesprochen werden. Die Anlage würde somit direkt vom Generalunternehmer (GU) bzw. dem Stadtwerk als „Mittler“ an den Kunden 3 veräußert. Es lassen sich ggfs. durch die größere Anlagenleistung günstigere spezifische Kosten erreichen. Der Kunde 3 wird folglich zum Eigenverbraucher des erzeugten Stroms nach § 5 Nr. 12 EEG 2014 und speist den restlichen Strom entweder zu Marktpreisen oder über die verpflichtende Direktvermarktung in das öffentliche Netz ein (§ 34 EEG 2014). Neben den Gestehungskosten fällt wiederum nur die verringerte EEG-Umlage auf den Eigenstromverbrauch an (§ 61 Abs. 1. EEG 2014). Das Stadtwerk kann in diesem Fall keinen wirklichen Vorteil generieren, sondern kooperiert eben mit einem lokal ansässigen Unternehmen.

Wirtschaftlichkeit

In allen drei Varianten bietet es sich selbstverständlich an, den Reststrombezug über die „konventionellen“ Stromtarife des Stadtwerks zu decken und durch das Modell zu einer stärkeren Kundenbindung zu führen.

Theoretisch können alle drei Modelle getrennt oder in einer Anlage realisiert werden. Die Interessen von Kunden können folglich auf verschiedenste Art sinnvoll auch in einer größeren Anlage zusammengeführt werden. Die Variante A ist zudem auch sehr gut für Privatkunden geeignet. Allerdings ist hier zusätzlich zum Pachtvertrag ein Dachnutzungsvertrag zu schließen, damit die Anlage auf dem Dach des Pächters errichtet werden kann. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden folgende Prämissen unterstellt:

Anlagenprämissen „Freifläche“	
Anlagenleistung	750 kWp
Spezifischer Ertrag (Süddeutschland)	940 kWh/kWp
Spezifische Investitionskosten	900 –1.000 €/kWp
Jährliche Degradation der Module	0,30% p.a.
EK-Quote	25%; IRREK 4,5%
Zinssatz (10 Jahre)/Anschluss	2,50%/4,5% p. a.
Laufzeit	20 Jahre
Betriebskosten pauschaler Ansatz	

Unter den aufgeführten Voraussetzungen wird ein Projekt-LCOE von ca. 10,2 Cent/kWh bis 11,4 Cent/kWh auf Freifläche erreicht. Die EEG-Umlage muss jedoch noch addiert werden.

Gestehungskosten mit/ohne EEG – Umlage (*Jeweils gerundet in Cent/kWh)			
	LCOE*	EEG-Umlage*	Gesamt*
Variante A	10,2-11,4	2,5 (40%)	12,7-13,9
Variante B	10,2-11,4	2,5 (40%)	12,7-13,9
Variante C	10,2-11,4	6,2 (100%)	16,4-17,6

Fazit

Die Photovoltaik kann, wenn sie am richtigen Standort intelligent eingesetzt wird, durchaus auch den Vertrieb von Stadtwerken ergänzen.

Vergleicht man die Gestehungskosten mit den Strompreisen für Gewerbe¹- und Industriekunden², wird deutlich, dass sich gerade im Gewerbekundenbereich alle drei Modelle realisieren lassen. Zudem bietet die PV eine hohe Kostenstabilität, die den Kunden zugutekommen kann und die Attraktivität einer Investition steigert. Ein Gewerbegebiet wird attraktiver, das Stadtwerk flexibler und die Kundenbindung erhöht. Das Modell ist auf das Projekt anzupassen und vor allem rechtlich professionell umzusetzen.

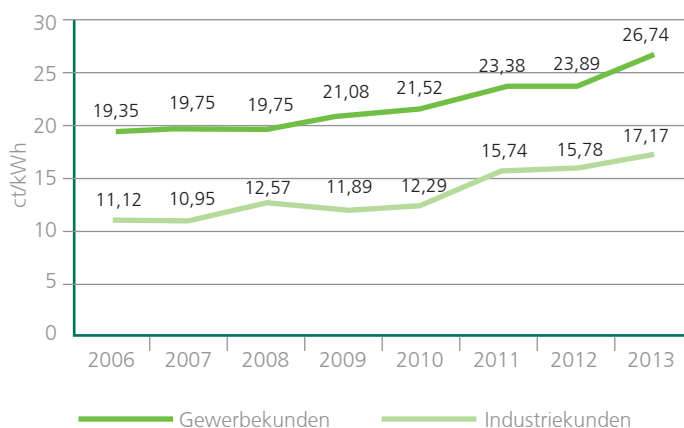


Abbildung 2: Strompreise Gewerbe-/Industriekunden, Daten: Monitoringbericht 2013, BNetzA

Fragen Sie uns für die Umsetzung an, interdisziplinäre Beratungsteams unterstützen Sie gerne bei der Abwicklung.

Kontakt für weitere Informationen:



Kai Imolauer

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 06
E-Mail: kai.imolauer@roedl.com

¹ Jahresverbrauch 50 MWh/a, Jahreshöchstlast 50 kW und Jahresbenutzungsdauer 1000h

² Jahresverbrauch 24 GWh/a, Jahreshöchstlast 4000 kW und Jahresbenutzungsdauer 6000h

Erneuerbare Energien

> Ausschreibungsmodell für Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Von Marc Schwientek

Mit der Reformierung des EEG 2014, das in seiner neuen Fassung am 1. August 2014 in Kraft trat, wendet man sich auf dem Markt der Erneuerbaren Energien einem neuen Förderinstrument zu. Hierfür sind sowohl die Möglichkeit von Wettbewerb, sowie die Beschränkung der Förderung auf eine bestimmte Anzahl an MWp auf dem vorhandenen Markt geplant.

Um Überförderung zu verhindern und um die festgelegten Ausbauziele für Erneuerbare Energien möglichst kostengünstig zu erreichen, soll die Höhe der finanziellen Förderung (im EEG „anzulegender Wert“) von Projekten zukünftig mittels Ausschreibungen bestimmt werden. Die Einzelheiten des neuen Förderinstruments wurden bis zu Redaktionsschluss noch nicht abschließend festgelegt, die möglichen Ausprägungen werden nachfolgend erläutert.

Änderungen im EEG

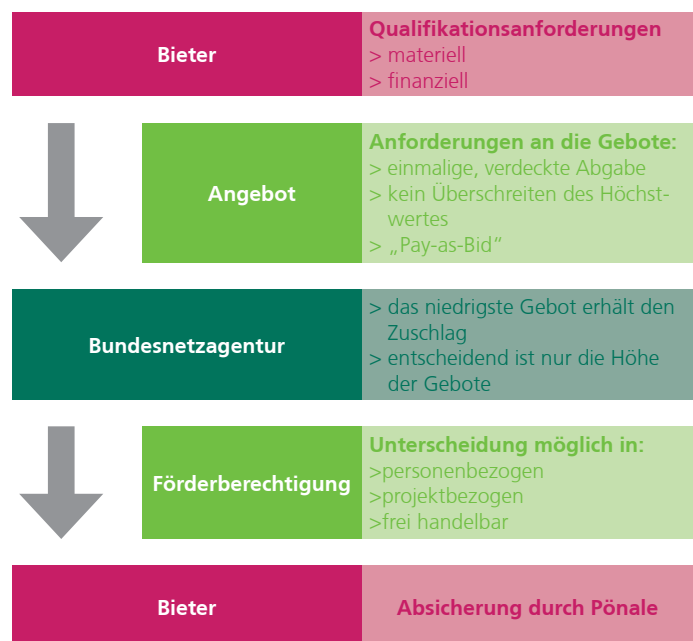
Zunächst soll die Umstellung auf Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für PV-Freiflächenanlagen eingeführt werden. Eine Rechtsverordnung, die die Details der Ausschreibung bestimmt, soll noch im Jahr 2014 durch die Bundesregierung festgelegt werden (§ 88 EEG 2014), die ersten Ausschreibungsrunden sind für das Jahr 2015 geplant. Derzeit basieren die Informationen auf dem am 11. Juli 2014 publizierten „Eckpunktetpapier“ des BMWi.

Um Vergleichbarkeit zu schaffen und die Kosten so gering wie möglich zu halten, sollen die übrigen Elemente und Regelungen der EEG-Förderung zunächst beibehalten werden. Nachdem anhand der Pilotausschreibung im PV-Bereich die ersten Erfahrungen gesammelt werden konnten, wird das Ausschreibungsmodell zur Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung ab 2017 in angepasster Form auch für die anderen Erneuerbaren Energien verwendet werden. Der Systemwechsel soll so transparent wie möglich gestaltet werden, was sich unter anderem dadurch bemerkbar macht, dass in dieser Phase der Einführung des Ausschreibungsmodells alle relevanten Akteure bis zum 22. August 2014 zu Beteiligung und Beurteilung aufgerufen wurden.

Details des Ausschreibungsmodells

Um dem Risiko vorzubeugen, dass nicht alle Projekte, die den Zuschlag erhalten, auch tatsächlich realisiert werden können, wird die im Koalitionsvertrag festgelegte jährlich zu fördernde Leistung von 400 MWp mit zusätzlichen 200 MWp überschritten. Mindestens 5 Prozent der gesamten Leistung sollen mittels einer europaweiten Ausschreibung erfolgen (§ 2 Absatz 6 EEG 2014).

Die Ausschreibung erfolgt mindestens zweimal jährlich durch die Bundesnetzagentur. Geplant sind vorerst zwei bis drei Ausschreibungsrunden mit jeweils 200 bis 300 MWp.



In diesem Rahmen benennen die Ausschreibungsteilnehmer die Menge der installierten Leistung, für die sie eine Förderberechtigung erhalten möchten und bieten verdeckt und einmalig einen individuell anzulegenden Wert in ct/kWh gemäß § 23 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014. Da es sich um eine „Pay-as-Bid“-Ausschreibung handelt, sind diese Gebote verbindlich. Um überteuerte Gebote auszuschließen und die Kosten für die Stromverbraucher zu begrenzen, wird ein Höchstpreis festgelegt, der nahe an den zu erwartenden Vollkosten der Anlagen liegen soll. Die zusätzlich anfallenden administrativen Kosten sowie Bieterisiken sollen zusätzlich berücksichtigt werden.

Nach einer Prüfung der Angebote durch die Bundesnetzagentur erhalten die Projekte mit den jeweils niedrigsten anzulegenden Werten den Zuschlag, bis die maximale Förderhöhe erreicht ist. Die einzelnen Projekte sind dabei auf eine maximale Größe von 25 MWp beschränkt.

Entsprechend dem Grundansatz des EEG 2014 erfolgt die Förderung im Rahmen der Direktvermarktung über die gleitende Marktprämie pro eingespeister kWh.

Zuschlagserteilung

Die Erteilung des Zuschlages soll **allein** von der Höhe des Gebots abhängig sein. Andere mögliche Kriterien wie die Netz- und Systemdienlichkeit oder die regionale Verteilung der Anlagen werden zur Vereinfachung bei den ersten Ausschreibungsrunden außen vor gelassen.

Die erhaltene Förderberechtigung kann projektbezogen, personenbezogen oder frei handelbar gestaltet werden.

1. Projektbezogene Förderung bedeutet, dass das Gebot aufgrund der Kalkulation für ein bestimmtes Projekt abgegeben wurde. Somit ist auch der Zuschlag auf das jeweilige Projekt beschränkt.
2. In Diskussion ist noch die personenbezogene Förderberechtigung. Damit ist gemeint, dass der Zuschlag nicht für ein spezielles Projekt erteilt wurde. Der Bieter kann in diesem Fall auswählen, für welches Projekt er die Förderberechtigung verwendet. Eine Übertragung auf andere natürliche oder juristische Personen ist nicht erlaubt.
3. Frei handelbare Förderberechtigung bedeutet, dass der Bieter eine Förderberechtigung in Form eines Zertifikates erhält, das verkauft und übertragen werden kann. Diese Art der Förderberechtigung könnte allerdings zu Marktverzerrung und strategischem Bieten führen.

Anforderungen an die Teilnehmer

Die internationale Erfahrung mit derartigen Ausschreibungsmodellen zeigt, dass eine Vielzahl der Projekte, die einen Zuschlag erhalten haben, nicht realisiert werden konnten. Oft war eine mangelnde Ernsthaftigkeit Ursache, oder auch das sogenannte „Underbidding“. Um die Chancen auf den Zuschlag für ihr Projekt zu erhöhen, reichen Bieter hierbei so niedrige Gebote ein, dass die Bedingungen der Finanzierung und Durchführung in der späteren Projektentwicklung nicht eingehalten werden können.

Um dem entgegenzuwirken, müssen die Bieter verschiedene Anforderungen erfüllen. Damit die Bieter Risiken und Eintrittsschwellen für die Teilnehmer trotzdem im Rahmen bleiben, wird dabei ein Mix aus finanziellen und materiellen Qualifikationsanforderungen empfohlen.

Materielle Anforderungen	Finanzielle Anforderungen
<ul style="list-style-type: none"> > Aufstellungsbeschluss von Gemeinden für einen Bebauungsplan > Netzanschlusszusage des Netzbetreibers 	<ul style="list-style-type: none"> > vor der Ausschreibung vorzulegende Sicherheit > Erhöhung der Sicherheit nach Bezuschlagung

Die finanziellen Sicherheiten können bei Nichtrealisierung oder Verzögerung zur Begleichung einer Strafzahlung verwendet werden. Die Höhe der Sicherheiten ist noch festzulegen, es wird über Beträge von 2-5 €/kW beziehungsweise 25-50 €/kW bei Bezuschlagung diskutiert. Diese Absicherung ließe sich mittels einer Avalbürgschaft oder durch Bareinzahlung auf ein Sperrkonto realisieren.

Um kleineren Akteuren die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren dennoch zu ermöglichen, wird vorgeschlagen, dass Bieter, deren Planung so weit fortgeschritten ist, dass sie bei der Ausschreibung einen bereits verkündeten Bebauungsplan vorlegen können, lediglich eine Sicherheit in geringerer Höhe leisten müssen.

Pönalregelung

Zu den Voraussetzungen, die die Bieter erfüllen müssen, gehören auch Pönalen, die bei Verzögerung und Nichtrealisierung zweistufig ausgestaltet werden sollen.

Wenn eine Anlage, die den Zuschlag erhalten hat, nicht innerhalb von 18 Monaten in Betrieb genommen wird, muss eine erste Pönale gezahlt werden, die in Form einer Strafzahlung, einer Absenkung der Förderhöhe oder in Form einer Verkürzung des Förderzeitraums erfolgen kann. Hierbei muss noch geklärt werden, ob eine rechtssichere Differenzierung der Vertragsstrafe zwischen Eigen- und Fremdvverschulden möglich ist. Die zweite Pönale wird fällig, sobald die Anlage 24 Monate nach der Erteilung des Zuschlages nicht oder nicht vollständig realisiert wurde. Außerdem wird mindestens dem nicht realisierten Teil der Anlage die Förderberechtigung entzogen.

Frage der Flächenbegrenzung

Um kosteneffizientere Projekte zu ermöglichen, wäre eine Lockerung der Flächenbegrenzung sinnvoll, sodass zukünftig lediglich die Vorlage eines Bebauungsplans das Kriterium für eine Genehmigung wäre. Die bisherige Einschränkung der genehmigten Flächen bezog sich auf Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen, auf Konversionsflächen sowie auf nicht bebaute Gewerbe- und Industriegebiete oder versiegelte Flächen (§ 51 Absatz 1 Nr. 3c EEG 2014).

Aufgrund von berechtigten Einwänden durch Landwirte oder Umweltschutzverbände, die sogar eine strengere Beschränkung von Flächenkriterien fordern, ist eine Entscheidung diesbezüglich noch nicht gefallen. Die Antwort auf die Frage, ob die Flächenbeschränkungen vollständig wegfallen sollen, ob sie beibehalten und leicht ausgeweitet werden oder ob sie zusätzlich beschränkt werden sollen, ist abhängig von der Reaktion der konsultierten Marktakteure.

Fazit

Das Ausschreibungsmodell bringt bereits im Vorfeld einer Projektrealisierung einen starken Anstieg des Arbeitsaufwandes für Investoren oder Entwickler mit sich. Das Risiko, die Förderung nach Abgabe der Gebote nicht zu erhalten, wird auch weiterhin bestehen. Trotzdem sollten Versorger sich nicht von dem neuen Modell einschränken lassen. Vor allem Stadtwerke besitzen mit Zugang zu Konversionsflächen und verschiedenen Finanzierungsoptionen eine Vielzahl an Möglichkeiten, die materiellen und finanziellen Sicherheiten zu liefern. Durch die hohen Anforderungen an die Bieter, die im neuen Modell gestellt werden, kann außerdem davon ausgegangen werden, dass der Wettbewerb sich auf eine geringe Anzahl von Marktteilnehmern beschränken wird.

Kontakt für weitere Informationen:



Marc Schwientek

Diplom-Wirtschaftsingenieur

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 76

E-Mail: marc.schwientek@roedl.com

Netzübernahme

> Werden Netzübernahmen nun einfacher? – BGH stärkt Rechte der Neukonzessionäre

Von Christian Marthol

Kommunen sind verpflichtet, nach Ablauf eines Strom- bzw. Gaskonzessionsvertrages einen diskriminierungsfreien und transparenten Wettbewerb um das Recht zur Nutzung der öffentlichen Verkehrswege für den Betrieb der Versorgungsnetze durchzuführen. Führt dieses Verfahren dazu, dass die Konzessionen einem neuen Netzbetreiber zu erteilen sind, so steht diesem Neukonzessionär ein Anspruch auf Herausgabe des Versorgungsnetzes zu. Dieser Anspruch führt in der Praxis regelmäßig zu kontrovers geführten Netzübernahmeverhandlungen. Mitte August wurden nun die Entscheidungsgründe zu dem Beschluss des BGH vom 3. Juni 2014 (EnVR 10/13) veröffentlicht. Hierbei ging der BGH auf ganz wesentliche, im Rahmen von Netzübernahmen regelmäßig relevante Streitthemen ein und sorgte damit für einen Paukenschlag in der Branche.

Ausgangssituation – unklare Rechtslage

Nach § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG ist der bisherige Nutzungsberechtigte verpflichtet, dem Neukonzessionär seine für den Betrieb der Netze der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet notwendigen Verteilungsanlagen gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung zu übereignen. Diese gesetzliche Regelung enthält gleich mehrere unbestimmte und daher stets umstrittene Rechtsbegriffe. Neben der Frage, welche Verteilungsanlagen für den Betrieb der Netze „notwendig“ sind, war insbesondere die Frage der Ermittlung der „wirtschaftlich angemessenen Vergütung“ regelmäßig Gegenstand von Auseinandersetzungen.

Übereignungsanspruch umfasst auch gemischt genutzte Leitungen

Streitig war bislang stets der Umfang des Übereignungsanspruchs im Hinblick auf sogenannte gemischt genutzte Lei-

tungen, die sowohl der Versorgung des Gemeindegebiets als auch anderer Versorgungsgebiete dienen. In seinen Entscheidungsgründen kommt der BGH zu dem Ergebnis, dass nach allgemeinem Sprachgebrauch „notwendig“ alle Anlagen sind, die nicht hinweg gedacht werden können, ohne dass der neue Konzessionsnehmer seine Versorgungsaufgabe nicht mehr wie der frühere Netzbetreiber erfüllen könnte.

Die Bestimmung des Übereignungsanspruchs hat damit ausdrücklich auf der Grundlage einer funktionalen Abgrenzung der betreffenden Anlagen zu erfolgen. Entscheidend ist zunächst, ob die jeweiligen Anlagen für die Versorgung des Gemeindegebiets relevant sind. Damit ist erstmals höchstrichterlich geklärt, dass auch gemischt genutzte Mittelspannungsleitungen dem Übereignungsanspruch nach § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG unterfallen. Dies gilt jedenfalls dann, wenn an die besagten Mittelspannungsleitungen im Netzgebiet zumindest ein Letztverbraucher direkt angeschlossen ist. Ob der Herausgabeanspruch auch dann besteht, wenn Letztverbraucher nur mittelbar, d.h.

über Niederspannungsleitungen an die gemischt genutzten Leitungen angeschlossen sind oder aber auch gemischt genutzte Umspannwerke vorhanden sind, lässt der BGH dagegen offen. Bei diesen Fragen ist daher weiterhin mit Diskussionen zwischen abgebendem und übernehmendem Netzbetreiber zu rechnen.

Ertragswert maßgeblich für Netzkaufpreis

Ein weiterer Knackpunkt bei Netzübernahmeverhandlungen war neben dem Umfang der zu übernehmenden Anlagen regelmäßig auch die Frage des wirtschaftlich angemessenen Kaufpreises. Fraglich war dabei, ob die sogenannte „Kaufering-Rechtsprechung“ des BGH aus dem Jahr 1999 auch für die aktuelle Rechtslage anwendbar ist. Auch hierzu hat sich der BGH nun geäußert und festgestellt, dass zur Berechnung der Vergütung nach den Grundsätzen der Kaufering-Entscheidung sowohl der Ertragswert als auch der Sachzeitwert zugrunde gelegt werden, es sei denn, dass der Sachzeitwert den Ertragswert des Versorgungsnetzes nicht unerheblich übersteigt. Für die wesentliche Überschreitung wird dabei eine Abweichung von ca. 10 Prozent als Orientierungshilfe herangezogen. Obwohl der Sachzeitwert nach der Entscheidung also ausdrücklich vereinbart werden darf, macht die Entscheidung deutlich, dass maßgebend für die Bestimmung des Kaufpreises im Ergebnis der Ertragswert sein soll.

Vorbehaltskauf

Weitere wesentliche Ausführungen der Entscheidung betreffen die Möglichkeit eines Vorbehaltskaufs. Diese Gestaltung wurde oftmals vom Neukonzessionär angeboten, um die Netzübernahmeverhandlungen zu beschleunigen und die Klärung insbesondere der Kaufpreisfrage auf einen Zeitpunkt nach der Netzübernahme zu verschieben. Einer solchen Lösung haben

sich abgebende Netzbetreiber in der Vergangenheit oftmals mit dem Hinweis verweigert, dass nur bei einer abschließenden Einigung über den Netzlaufpreis ein Netzübergang erfolgen muss. Der BGH führt hierzu nun aus, dass der Kauf – wenn auch unter Vorbehalt – zu dem vom Verkäufer geforderten Kaufpreis zustande kommt, wenn sich der neue Konzessionsnehmer den Preisvorstellungen des alten Netzbetreibers beugt, sich aber eine gerichtliche Überprüfung der Angemessenheit des Kaufpreises vertraglich vorbehält. Die bisher verbreitete Verweigerungshaltung vieler abgebender Netzbetreiber kann damit nicht länger aufrechterhalten werden.

Fazit und Ausblick

Im Ergebnis hat der BGH mit seinen Ausführungen die grundlegenden Streitfragen der Netzübernahme geklärt, sodass Netzübernahmen in der Praxis künftig schneller und effektiver abgewickelt werden können. Zwar kann von einer abschließenden Klärung der Rechtsfragen sicher noch nicht ausgegangen werden, der vorliegende Beschluss weist jedoch eine klare Richtung auf.

Kontakt für weitere Informationen:



Christian Marthol

Rechtsanwalt

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

E-Mail: christian.marthol@roedl.com

Netzübernahme

> Übernahme ohne Rechtsstreit – Welche Faktoren bestimmen den Kaufpreis?

Von Anton Berger

Eine Netzübernahme nach einem Konzessionswechsel erfordert Kompromisse, wenn man einen Rechtsstreit vermeiden möchte. Die Relevanz des Wertermittlungsverfahrens sollte nicht überschätzt werden. Vielmehr bestimmt die Wirtschaftlichkeit des Projektes den Erfolg. Eine Reihe von Aspekten beeinflusst das Ergebnis.

In den vergangenen Jahren hat die Übernahme von Strom- und Gasnetzen in der Energiewirtschaft an Bedeutung gewonnen. Das hat den Hintergrund, dass zahlreiche Strom- und Gaskonzessionen in Städten und Gemeinden ausgelaufen sind oder auslaufen. Bei vielen Konzessionsvergabeverfahren kommt es

zu einem Wechsel des Konzessionsnehmers und zu einer Übertragung der Netze vom alten auf den neuen Konzessionär. Als erfolgreich kann eine solche Netzübernahme dann angesehen werden, wenn sie nicht nur rechtlich und technisch einwandfrei abgewickelt, sondern auch wirtschaftlich umgesetzt wird.

Für alle Netzbetreiber, die Konzessionen übernehmen, war es eine positive Nachricht, als der Bundesgerichtshof (BGH) in seinem Beschluss vom 3. Juni 2014 neben dem sogenannten Kaufering-Urteil aus dem Jahr 1999 auch mehrere Entscheidungen von Oberlandesgerichten (Frankfurt vom 29. Januar 2008, Koblenz vom 11. November 2010 und Karlsruhe vom 24. Oktober 2012) bestätigte. Denen zufolge ist bei der Übernahme eines Netzes der objektivierte Ertragswert als angemessener Kaufpreis im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) anzusehen.

Dabei sollte die Relevanz des anzuwendenden Wertermittlungsverfahrens am Ende nicht überschätzt werden. Ganz egal, ob Ertragswert, Sachzeitwert oder kalkulatorischer Restwert als bestimmende Größe herangezogen werden – am Ende zählt bei einer Netzübernahme nur die Wirtschaftlichkeit.

Auch das als bestimmend beschriebene und nun wiederholt höchstrichterlich bestätigte Ertragswertverfahren hat in der Ermittlung seine Tücken. Seine bewertungsspezifischen Spielräume sind nämlich erheblich. Abhängig von der jeweiligen Anwendung des CAPM (Capital Asset Pricing Model), der Finanzierungsstruktur, der Höhe der zu übertragenden Erlösobergrenze oder der Ermittlung der Synergien kann das Ergebnis einer Ertragsbewertung sehr unterschiedlich ausfallen.

Zwar wird der aktuelle BGH-Beschluss künftig die Verhandlungsspielräume bei der Kaufpreisfindung einengen, den Ertragswert als in Stein gemeißelte Bewertungsgröße wird es aber weiter nicht geben.

Wesentlich für die Wirtschaftlichkeit eines Netzerwerbes bleiben am Ende die Höhe des Kaufpreises und die durch den Käufer individuell zu erzielenden Gewinne, nicht jedoch das dahinterstehende Bewertungsverfahren. Die Methode der Wertermittlung ist somit lediglich ein – wenn auch wichtiges – Instrument, um einen angemessenen Kaufpreis zu erzielen. Zurückgehen dürfte jedoch die Bereitschaft von Netzkäufern, einen Aufpreis einzukalkulieren, um Risiken im Hinblick auf eine rasche Netzübernahme ohne Rechtsstreit zu reduzieren.

Aus Sicht eines Netzübernehmers sollte idealerweise neben einer objektivierten Planung, wie sie im Rahmen einer Ertragsbewertung erforderlich ist, auch ein Businessplan erstellt werden. Dieser sollte die individuelle Sicht des Erwerbers abbilden. Zudem ist es sinnvoll, die Zielrendite auf das eingesetzte Eigenkapital beziehungsweise auf das Gesamtkapital vorab zu definieren. Daraus lässt sich beispielsweise unter Anwendung des Kapitalwertkriteriums der Grenzpreis, also der maximal zu zahlende Kaufpreis ermitteln.

Letztendlich dient ein Businessplan auch dazu, unter Einbeziehung aller relevanten Aspekte wie Kaufpreis, Finanzierung, erwartete operative Kosten (OPEX), Kapitalkosten (CAPEX) und Netzentflechtungskosten die Investitionsrisiken in einer dynamischen Berechnung bestmöglich zu minimieren.

Insbesondere Finanzierungsaspekte beeinflussen die Wirtschaftlichkeit einer Netzübernahme maßgeblich. So ist im Zuge der wirtschaftlichen Gesamtplanung auch die Frage zu beantworten, welche Kapitalstruktur unter Berücksichtigung der individuellen Kreditkonditionen sinnvoll ist und auf welcher gesellschaftsrechtlichen Ebene (Gesellschafter, Muttergesellschaft, Tochtergesellschaft) eine Fremdkapitalaufnahme erfolgen könnte.

Als Fazit lässt sich feststellen, dass eine Netzübernahme nach einem Konzessionswechsel erfolgreich sein kann, wenn beiden Seiten bewusst ist, dass sie ohne Kompromisse und ohne einen gewissen Pragmatismus nicht zum Ziel kommen. Dies bedeutet auch, dass die Akteure sich insbesondere bei der vertraglichen Gestaltung auf wesentliche Punkte konzentrieren und im Hinblick auf die tatsächlichen Risiken eine rechtliche Bewertung vornehmen.

Auch technische Entflechtungskonzepte werden künftig – trotz des jüngsten BGH-Beschlusses – einen von beiden Seiten getragenen Konsens erfordern. Es sollte auch klar sein, dass das Beharren auf Extrempositionen und ideologischen Ansätzen nicht zum Erfolg führt und eine rasche Netzübernahme verhindert. Die Erfahrung zeigt auch, dass ein Verhandeln auf gleicher Augenhöhe angebracht ist. Nur so kann eine Vereinbarung auf sachlicher Ebene erfolgen. Dabei ist nicht der Weg, sondern die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Ergebnisses das Ziel.

Kontakt für weitere Informationen:



Anton Berger

Diplom-Ökonom, Diplom-Betriebswirt (FH)

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

E-Mail: anton.berger@roedl.com

Regulierung

> Kontinuierliches Netzkostencontrolling als Beitrag zum langfristigen Unternehmenserfolg

Von Jürgen Dobler und Christoph Hausner

Zunehmender Kosten- und Erfolgsdruck, schwierigere Finanzierungsbedingungen und immer komplexere Regulierungsvorschriften zwingen auch kleine und mittlere Energieversorgungsunternehmen, sich intensiv mit dem Thema Controlling auseinanderzusetzen.

Aktive Unternehmenssteuerung durch Netzkostencontrolling

Nach einer zu Anfang des Jahres veröffentlichten Stellungnahme der Beschlusskammer 8 (zuständig für Netzentgelte Strom) der Bundesnetzagentur (BNetzA) auf eine Prozesskostenrechnung im Rahmen der Anreizregulierung verzichten zu wollen, richtet sich der Fokus aktuell auf die Evaluierung der Anreizregulierung für die kommenden Regulierungsperioden. Im Zuge des von der BNetzA gesteuerten Evaluierungsverfahrens zeichnet sich ab, dass der aktuelle Regulierungsrahmen im Wesentlichen beibehalten wird und lediglich punktuelle Anpassungen stattfinden. So wird u.a. die Verschärfung der Effizienzvorgaben (z.B. keine Best-of-four-Ermittlung) diskutiert. Daraus ergibt sich zwangsläufig ein weiter steigender Kosten- und Erfolgsdruck, dem vor allem durch ein zielgerichtetes Kostencontrolling begegnet werden kann.

So zeigt folgende Abbildung, dass durch ein fortlaufendes Kostenmonitoring eine aktive Unternehmenssteuerung möglich ist, da die entsprechenden Informationen zeitnah im Planungsprozess erfasst werden können.

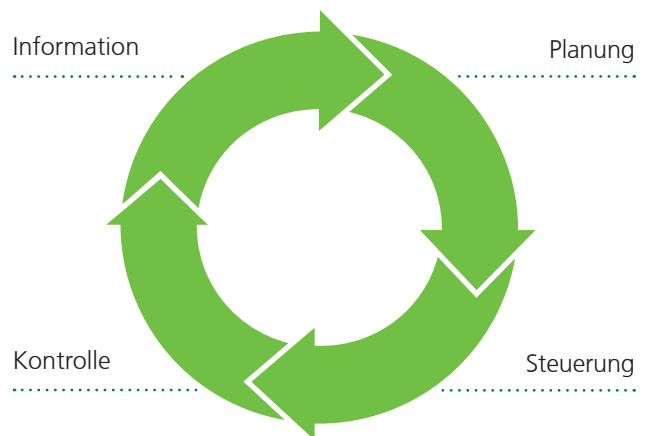
Kontinuierliches Netzcontrolling (vor allem im Bezug auf die festgesetzte Erlösobergrenze) ermöglicht den Netzbetreibern einen regelmäßigen Überblick über die aktuelle Finanz- und Ertragslage. Zudem ist im Rahmen eines Plan-Ist-Vergleichs eine aktive Unternehmenssteuerung möglich, die im Hinblick auf das nächste Fotojahr eine optimale Kosten- und Erlösstruktur gewährleistet. Weiter können durch ein effektives Netzkostencontrolling die jeweiligen Netzergebnisse detailliert erläutert werden. Durch eine Erfassung der Kostenarten im bekannten Erhebungsbogen der Regulierungsbehörden wird zusätzlich eine Argumentationshilfe für die nächste Kostenprüfung geschaffen.

Statische Kostenprüfung im Fotojahr

- > Stichtagsbezogene Ermittlung der Kosten
- > Fehlende Informationen über Entwicklungen zwischen den Fotojahren
- > Ungenaue Planzahlen durch fehlende Information
- > Erschwerte Steuerung und ggf. Fehlentscheidungen
- > Keine Kontrolle der Einhaltung des Kostenbudgets

reaktive Unternehmenssteuerung

Fortlaufendes Kostenmonitoring in der Regulierungsperiode

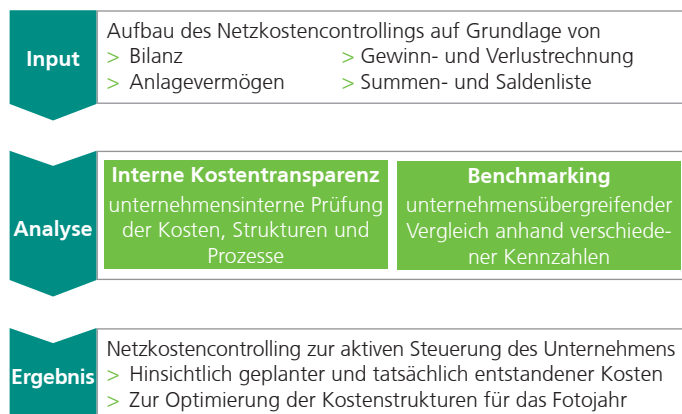


aktive Unternehmenssteuerung

Interner Plan-Ist-Abgleich und unternehmensübergreifendes Benchmarking

Das von Rödl & Partner entwickelte Konzept zum Netzkostencontrolling basiert zunächst auf einer internen Kosten- und Erlösanalyse. Diese ermöglicht eine unternehmensspezifische Prüfung der Kosten und Strukturen. Daneben wird auf Basis einer Kennzahlenanalyse ein unternehmensübergreifendes Benchmarking durchgeführt, um einen Vergleich mit anderen Netzbetreibern zu ermöglichen. So können sowohl interne Verläufe als auch externe Vergleiche über die Prozesse und Strukturen eines Unternehmens aufgezeigt werden. Hierfür wird auf bereits vorhandene Daten zurückgegriffen, die u.a. im Rahmen der Jahresabschlussstellung ermittelt worden sind (Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Summen- und Saldenliste, Anlagevermögen).

Die folgende Abbildung zeigt die Prozessschritte unseres Netzkostencontrollings:



In der Input-Ebene liegt der Fokus darauf, die bereits bestehenden Informationen und Auswertungen aus dem Berichtswesen des Netzbetreibers zu nutzen, um einen zusätzlichen Aufwand in der Datenbereitstellungsstellung zu vermeiden. Danach greifen wir auf die gleichen Datenquellen zurück, die auch für die Erhebung im Fotojahr zur Verfügung standen. Insoweit wird eine konsistente und damit vergleichbare Datenaufbereitung möglich.

Die Analyse-Ebene lenkt zunächst den Blick auf die Kostenentwicklung im Vergleich zum jeweiligen Fotojahr. Hierbei wird für die einzelnen Kostenarten aufgezeigt, ob das vorgegebene „Budget“ eingehalten wird und welche negativen bzw. positiven (Kosten sind kleiner als im Fotojahr) Ergebniseffekte sich hieraus ergeben. Um neben der internen Kostentransparenz zudem Informationen zu möglichen Kostensenkungspotenzialen aufzeigen zu können, werden aus den Kosten- und Strukturdaten Kennzahlen (u. a. Investitionsquote, Personalkostenquote, spezifische Netzkosten) für ein anonymisiertes Benchmarking abgeleitet.

Die Ergebnis-Ebene zeigt danach auf, wie eine optimale Kostenstruktur für die nächsten Fotojahre erreicht werden kann. Im Rahmen von Vor-Ort-Besprechungen werden neben konkreten Ergebnissen und Kennzahlen auch die Zusammenhänge erläutert. So werden Simulationsrechnungen zur Verfügung gestellt, die beispielsweise die Netzkostenwirkung im Hinblick auf den Zeitpunkt einer Investitionsmaßnahme aufzeigen („erlösbasierendes“ Asset Management). So ist unser Netzkostencontrolling ein wesentlicher Beitrag zur Optimierung der Kosten- und Erlösstruktur der Fotojahre 2015 und 2016.

Darüber hinaus beschäftigt sich Rödl & Partner derzeit intensiv mit der Analyse des Status quo des Controllings bei kleinen und mittleren Unternehmen. Eine bereits im Jahr 2009 veröffentlichte Studie ergab erste fundierte Erkenntnisse zur Ausprägung des Controllings bei kleinen und mittleren Energieversorgern. In einer Folgeumfrage werden nun die Entwicklungen in den letzten Jahren sowie die aktuelle Ausprägung analysiert. Hierzu haben wir einen Fragebogen konzipiert, der auf der Seite www.roedl.de/controlling-umfrage zu finden ist.

Wir würden uns freuen, wenn Sie sich die Zeit für die Beantwortung des Fragebogens nehmen würden. Als Teilnehmer der Umfrage erhalten Sie die auf dem Fragebogen basierende Studie. Der unternehmensübergreifende Vergleich liefert Ihnen wertvolle Anhaltspunkte für mögliche Anpassungen in Ihrem Unternehmen.

Kontakt für weitere Informationen:



Jürgen Dobler

Steuerberater

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 17

E-Mail: juergen.dobler@roedl.com



Christoph Hausner

Diplom-Kaufmann

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

E-Mail: christoph.hausner@roedl.com

Aus der Praxis

> Herausforderung: Aus drei mach eins

BIGGE ENERGIE – Umsetzung einer Fusion von drei Versorgungsunternehmen

Von Markus Mrozyk

Im Juli 2013 wurde die Fusion der Unternehmen Stadtwerke Attendorn GmbH, Stadtwerke Olpe GmbH und Lister- und Lennekraftwerke GmbH zur BIGGE ENERGIE GmbH & Co. KG beschlossen und die erforderlichen Gründungs- und Ausgliederungsvorgänge rückwirkend zum 1. Januar 2013 vorgenommen (vgl. auch Artikel: Kooperationsprojekt „BIGGE ENERGIE“, Stadtwerkefusion in Nordrhein-Westfalen, Kursbuch-Ausgabe September 2013). Der nachstehende Beitrag beschreibt nunmehr die erforderlichen Umsetzungsaufgaben, die Rödl & Partner in diesem Projekt ebenfalls federführend begleitet hat.

Rückblick

Die kommunal geprägten Versorger Attendorn und Olpe als klassische Querverbundunternehmen mit den Sparten Strom, Gas, Wasser, Wärme (nur Olpe) und Bäder (nur Attendorn) sowie die Lister- und Lennekraftwerke als reines Stromversorgungsunternehmen mit einer Erzeugungssparte, die einen hohen Erzeugungsanteil aus Erneuerbaren Energien (Wasserkraft) vorweist, haben im Jahr 2010 beschlossen, eine tiefgehende Zusammenarbeit im Rahmen einer ergebnisoffenen Machbarkeitsstudie durch Rödl & Partner prüfen zu lassen. Im Herbst 2011 wurde die Empfehlung eine Fusion¹ der drei Unternehmen anzustreben vonseiten Rödl & Partner ausgesprochen. Nach Zustimmung der Gremien und Einholung der verbindlichen Auskünfte wurde Rödl & Partner mit der Detailkonzeption, bestehend aus Unternehmensbewertung, Ausarbeitung der Vertragswerke und Erstellung der Businessplanung, beauftragt.

Hauptgrund für die Überlegungen, eine engere Zusammenarbeit zu fokussieren, waren insbesondere die Entwicklungen der Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft, die bei Festhalten am Status quo langfristig zu Nachteilen geführt hätten. Vor dem Hintergrund der aktuellen Meldungen und Schlagzeilen von Ergebnismrückgängen, Liquiditätsengpässen sowie Insolvenzen von Energieversorgungsunternehmen sind die vor zwei Jahren getroffenen Entscheidungen über den eingeschlagenen Weg der drei Versorgungsunternehmen aus heutiger Sicht als weit- bzw. umsichtig zu bewerten.



Abbildung 1: Übersicht - Gesamtprojektverlauf „BIGGE ENERGIE“

*mit kartell- und kommunalrechtlicher Prüfung

Herausforderung: Aus drei mach eins

Der Zusammenschluss von Unternehmen stellt alle Beteiligten für gewöhnlich vor große Herausforderungen. Die Umsetzung einer Fusion von drei Energieversorgungsunternehmen ist allerdings eine Herkulesaufgabe und erfordert anlässlich des weiterlaufenden operativen Geschäfts die Bündelung aller Kräfte. Vor diesem Hintergrund müssen in einem ersten Schritt zunächst alle erforderlichen Umsetzungsaktivitäten im Vorfeld identifiziert und aufgenommen werden. Im vorliegenden Projektbeispiel wurden in Abstimmung mit den Verantwortlichen die Umsetzungscluster wie folgt festgelegt:

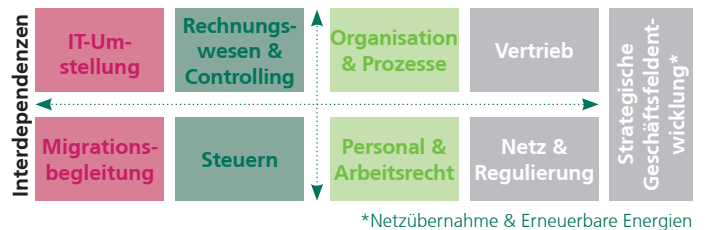


Abbildung 2: Umsetzungscluster

Aufgrund der Komplexität, beschränken sich in diesem Beitrag die Beschreibung und Skizzierung auf die wesentlichen Umsetzungsaktivitäten.

¹ Ohne die Betriebsteile Bäder (Stadtwerke Attendorn GmbH) und Erzeugung (Lister- und Lennekraftwerke GmbH)

IT-Umstellung und Migrationsbegleitung (ERP & EDM/Verbrauchsabrechnung)

Bereits im frühen Stadium des Entscheidungsprozesses zur Fusion der Unternehmen wurden gemeinsam mit den Projektverantwortlichen die Fragestellungen rund um die Systemlandschaft der Versorgungsunternehmen konzeptionell vorangetrieben. Die Rahmenbedingungen konnten unterschiedlicher nicht sein: Während die Stadtwerke Attendorn und Olpe mit dem Wilken-System arbeiteten, wurden die energiewirtschaftlichen Prozesse bei den Lister- und Lennekraftwerken mit der Anwendungslösung von Schleupen abgebildet. Zudem waren die energiewirtschaftlichen Anforderungen im Bezug auf Vertrieb und Netz systemseitig in einem 2-Mandantenmodell und in einer Portallösung ausgeprägt. Darüber hinaus bestanden Unterschiede im Betrieb der Systeme (Eigenbetrieb und Rechenzentrumslösung). Vor diesem Hintergrund wurde in einem Teilprojekt die Zusammenlegung der IT-Systeme nach folgender Vorgehensweise vorangetrieben:

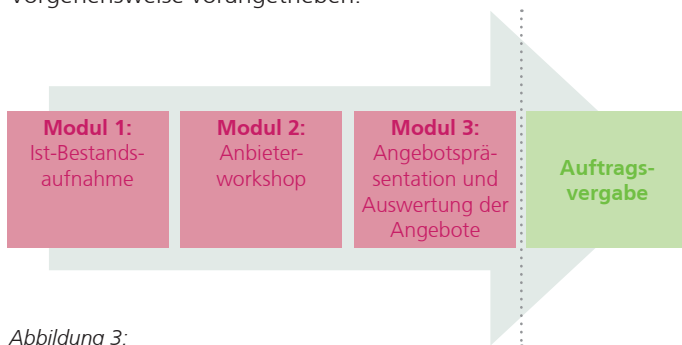


Abbildung 3:
Auswahlprozess IT-System (ERP & EDM/Verbrauchsabrechnung)

Im Rahmen einer Ist-Bestandsaufnahme wurden zunächst alle relevanten Informationen zum Status quo der IT-Systeme zusammengestellt, die Prämissen für die zukünftige Zielstruktur sowie ein umfangreicher Kriterienkatalog zur Auftragsvergabe erarbeitet. Auf dieser Grundlage erfolgte dann der Auswahlprozess der IT-Anbieter. Mittels Workshops wurden mit den Anbietern die Spezifikationen und offenen Fragen zum Vorhaben erörtert. Auf dieser Grundlage wurden die Anbieter zur Abgabe eines Angebotes aufgefordert und ihnen die Möglichkeit gegeben, ihre Angebote den Verantwortlichen vorzustellen. Im Anschluss an die von Rödl & Partner durchgeführte wirtschaftliche Bewertung erfolgte die Auftragsvergabe unter Berücksichtigung der Bewertungsergebnisse gemäß Kriterienkatalog.

Im Ergebnis wurde für die BIGGE ENERGIE das Wilken CS/2-System in einem 2-Mandantenmodell und übergangsweise mit einer Rechenzentrumslösung umgesetzt.

Organisation & Prozesse sowie Personal & Arbeitsrecht

Organisation & Prozesse

Neben den IT-technischen Fragestellungen musste auch die Zusammenlegung der Organisation und der Standorte bei der Umsetzung berücksichtigt werden. Im Rahmen der Detailkonzeption wurde bereits ein Groborganisations- und Standortkonzept von Rödl & Partner ausgearbeitet, das als Grundlage für die Umsetzungsphase diente. Die wesentlichen Prämissen waren hierbei:

1. Reduzierung der Geschäftsführung von drei auf zwei Geschäftsführer (mittelfristig),
2. Reduzierung der Standorte von drei auf zwei,
3. Ausprägung einer schlanken und zukunftsgerichteten Organisationsstruktur und
4. Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen.

Zudem waren bei der Umsetzung auch sämtliche arbeitsrechtlichen Sachverhalte zu berücksichtigen.

Zur Ausarbeitung der zukünftigen Organisationsstruktur für die BIGGE ENERGIE wurde in einem ersten Schritt zunächst mit der Geschäftsführung eine Bestandsaufnahme der zu berücksichtigenden Aufgabenfelder erarbeitet. Auf dieser Grundlage wurden die Tätigkeiten/Aufgaben für die verschiedenen Aufgabenfelder detailliert beschrieben. Unter Berücksichtigung der Prämissen hat Rödl & Partner anschließend einen Organisationsvorschlag ausgearbeitet und mit der Geschäftsführung abgestimmt. In einem letzten Schritt wurde unter Einbindung der Fach- und Führungskräfte sowie der Arbeitnehmervertreter mittels Workshops die Feinabstimmung des Organisationsvorschlags mit Zuordnung der Mitarbeiterkapazitäten vorgenommen. Unter Einbindung der Daten aus der Prozesskostenanalyse² konnten zudem Fallgruppen gebildet werden, aus denen hervorgegangen ist, ob und welche Stellen zukünftig zusätzlich erforderlich sein werden und bei welchen Mitarbeitern Veränderungen in ihrem Aufgaben- und Tätigkeitsbereich eintreten werden.

² Für die Erarbeitung des Organisations- und Standortfeinkonzepts wurde auf die im Rahmen der Machbarkeitsstudie durchgeführte Prozesskostenanalyse der drei Unternehmen zurückgegriffen. Durch den hohen Detaillierungsgrad der vorhandenen Daten war es möglich, die Feinausprägung der Organisations- und Standortstrukturen auf Mitarbeiterebene durchzuführen. Zudem konnten mit dem Datenpool auch relevante Informationen zu den arbeitsrechtlichen Umsetzungsanforderungen abgedeckt werden.

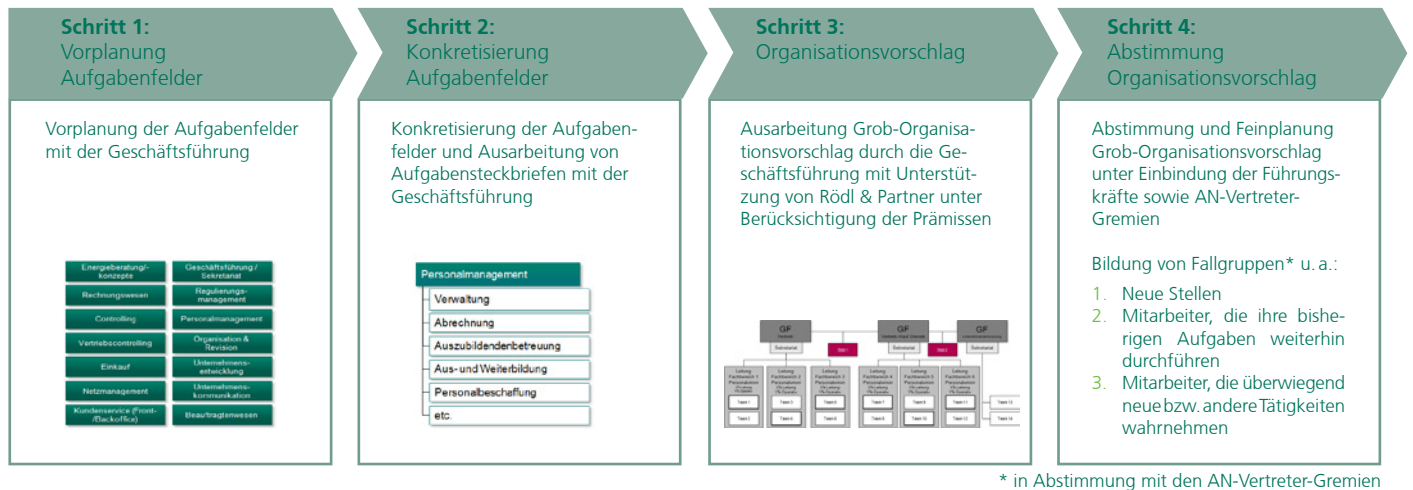


Abbildung 4: Vorgehensweise zur Ausarbeitung der Organisationsstruktur BIGGE ENERGIE

Organisatorisch wird die BIGGE ENERGIE in der Zielstruktur durch einen technischen und kaufmännischen Geschäftsführer geleitet. Unterhalb der jeweiligen Geschäftsführungsebene sind sogenannte Fachbereiche angesiedelt, die die fachliche Klammer zu den verschiedenen Teams bilden. Nachstehend ist schematisch die Zielorganisationstruktur der neuen Gesellschaft abgebildet:

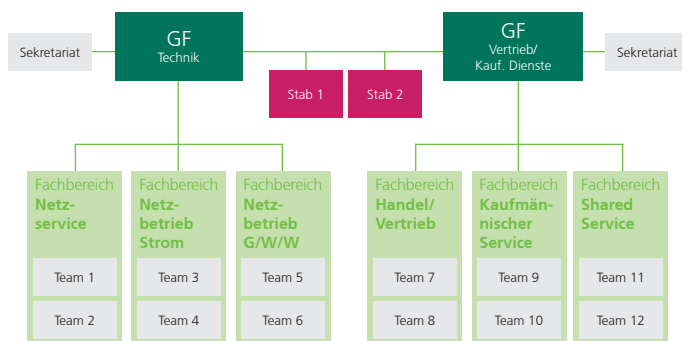


Abbildung 5: Zielorganigramm BIGGE ENERGIE (schematisch)

Nach Abschluss dieser Arbeiten wurde auf Grundlage der zukünftigen Organisationsstruktur und unter Berücksichtigung gewisser Standortprämissen das Standort- und Raumkonzept für die BIGGE ENERGIE ausgearbeitet. Die beiden Verwaltungsstandorte der Stadtwerke Olpe und Lister- und Lennekraftwerke in Olpe werden demnach zu einem Standort zusammengefasst, in dem überwiegend die kaufmännischen und vertrieblichen Prozesse gebündelt werden. Am Standort in Attendorn werden übergreifend technische Aufgaben zusammengeführt und zum Erhalt der Kundenbindung auch das Kundencenter weiterbetrieben. Der laufende Netzbetrieb (Bau, Instandhaltung, Wartung etc.) wird u. a. aufgrund von gesetzlichen Anforderungen weiterhin von den Standorten in Attendorn und Olpe erbracht. Zudem entsteht in Olpe ein Zentrallager zur Bevorratung der notwendigen Materialien für den Netzbetrieb.

Personal & Arbeitsrecht

Eine weitere Aufgabe im Rahmen der Zusammenführung der drei Unternehmen war die arbeitsrechtliche Umsetzung, die ebenfalls durch Rödl & Partner in diesem Projekt begleitet worden ist.

Zur Umsetzung der durch die Geschäftsführung geplanten betrieblichen Änderung der Organisationsstruktur und damit verbundener Veränderungen für die Arbeitnehmer mussten mit den Arbeitnehmervertretern umfassend beraten und entsprechende Vereinbarungen verhandelt werden. Hierzu gehören im Wesentlichen der Interessenausgleich sowie der Sozialplan. Grundlage für die arbeitsrechtliche Umsetzung bildeten das Organisations- sowie das Standort- und Raumkonzept.

Im Rahmen des Interessenausgleichs wurden die Zusammenführung der Betriebsteile Stadtwerke Attendorn, Lister- und Lennekraftwerke sowie des Betriebs Stadtwerke Olpe, die Feinabstimmung der Mitarbeiterzuordnung zur neuen Organisationsstruktur, Verfahren bei Tätigkeits- und/oder Standortänderungen für einzelne Arbeitnehmer, die Standortzusammenlegung, das Standortkonzept, die Vereinheitlichung des EDV-Systems sowie einheitlicher IT- System-Anbieter, geplantes Insourcing, Regelungen zur Vorgehensweise hinsichtlich der Vereinheitlichung der betrieblichen Regelungen (z.B. Betriebsvereinbarungen) sowie die Vereinbarung eines Sozialplans zwischen der Geschäftsführung und der Arbeitnehmervertretung vertraglich ausgehandelt. Gegenstand des Sozialplans waren u.a. die Festlegung von Grundsätzen der Zumutbarkeit bei Arbeitsplatzänderungen, Regelungen zum wirtschaftlichen Ausgleich bei verlängerter Wegstrecke aufgrund eines Standortwechsels bei Arbeitnehmern sowie Festlegung des betroffenen Arbeitnehmerkreises („Wegeausgleich“) und ein zusätzlicher Ausgleich bei identifizierten Härtefällen bei Standortänderungen.

Vertrieb und Netz & Regulierung

Die Zusammenführung der drei Unternehmen erforderte auch in den Bereichen Vertrieb sowie Netz & Regulierung zahlreiche Umsetzungsaktivitäten.

Vertrieb

Hierbei ging es im Wesentlichen um die Neukalkulation bestehender Vertriebsprodukte, die Erstellung einheitlicher AGB sowie den Entwurf neuer Verträge für die verschiedenen Kundensegmente. Im Ergebnis kann festgehalten werden, dass die Umstellung der Kunden auf das neue Unternehmen BIGGE ENERGIE³ zu nicht nennenswerten Kundenverlusten geführt hat. Auch die Vertriebspreise für Strom und Gas haben sich unter Berücksichtigung der gesetzlichen Abgaben aufgrund der Fusion nicht gravierend verändert. Die Zusammenlegung der Wasserpreise wird zu einem späteren Zeitpunkt angestrebt.

Netz & Regulierung

Durch die Zusammenlegung der Netzaktivitäten zu einem Netzbetreiber BIGGE ENERGIE mussten in einem ersten Schritt die erforderliche Genehmigung des Netzbetriebs gemäß § 4 EnWG sowie die Zusammenlegung der Erlösbergrenzen gemäß § 26 ARegV bei der zuständigen Landesregulierungsbehörde eingeholt und eine Netzbetreiber-Nummer beantragt werden. Ferner wurden die bestehenden Netznutzungsentgelte der Stadtwerke Attendorn GmbH, Stadtwerke Olpe GmbH sowie der Lister- und Lennekraftwerke GmbH auf Grundlage der Erlösbergrenzen neu kalkuliert und zu einem einheitlichen Netznutzungsentgelt für die BIGGE ENERGIE zusammengefasst. Darüber hinaus wurden die erforderlichen netzspezifischen Vertragswerke für die BIGGE ENERGIE angepasst und vereinheitlicht. Hierunter fallen u. a. die Netzanschluss-, Anschlussnutzungs-, Lieferanten- und Messstellenrahmenverträge.

Fazit

Durch die Zusammenlegung der drei Versorgungsunternehmen zur BIGGE ENERGIE war das Spektrum an Umsetzungsaufgaben u. a. wegen der Komplexität, der Vielzahl an Parallelitäten und zeitlicher Restriktionen höchst anspruchsvoll. Zum heutigen Zeitpunkt sind noch nicht alle Umsetzungsaktivitäten abgeschlossen. Dennoch konnten die wesentlichen Umsetzungsfragen bei der Unternehmenszusammenführung von Energieversorgungsunternehmen erfolgreich zum Abschluss gebracht werden. Ein Erfolgsfaktor war dabei die interdisziplinäre Zusammensetzung des Beratungsteams von Rödl & Partner bestehend aus Betriebswirten, Rechtsanwälten, Steuerberatern und Wirtschaftsprüfern. Auch das Projektmanagement, die frühe Einbindung der Arbeitnehmervertreter, die regelmäßige Information der Belegschaft über den Umsetzungsstand seitens der Geschäftsführung haben einen großen Anteil an der erfolgreichen Fusion der drei Energieversorgungsunternehmen.

„Gut Ding braucht Weile!“ Auch wenn das Projekt von der Idee bis zur Umsetzung mehr als drei Jahre in Anspruch genommen hat und noch nicht alle Arbeiten abgeschlossen sind, so zeigt sich, dass die gründliche Vorbereitung eines Unternehmenszusammenschlusses, in diesem Praxisbeispiel u. a. durch eine detaillierte Machbarkeitsstudie, sich positiv auf die späteren Umsetzungsaufgaben ausgewirkt hat. Insofern war es richtig, sich bereits in der vorgeschalteten (Detail-) Konzeptphase mit den unterschiedlichsten Fragestellungen intensiv inhaltlich auseinanderzusetzen.

Kontakt für weitere Informationen:



Markus Mrozyk

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

E-Mail: markus.mrozyk@roedl.com

³Die Unternehmen Stadtwerke Attendorn GmbH, Stadtwerke Olpe GmbH und Lister- und Lennekraftwerke GmbH haben bereits in der Vergangenheit unter der Marke „BIGGE ENERGIE“ gemeinsam Strom- und Gasprodukte in der Region vertrieben.

Breitband

> Förderung in Bayern – 1,5 Milliarden Euro für bayerische Kommunen

Von Peer Welling

Nachdem die EU die Förderpläne der bayerischen Landesregierung zum Breitbandausbau genehmigt hat, steht dem großflächigen Glasfaser-Rollout in Bayern nichts mehr im Wege. Seit dem 10. Juli dieses Jahres gewährt der Freistaat Bayern seinen Gemeinden massiv erhöhte Zuwendungen, um die Finanzierung des Ausbaus ihrer Hochgeschwindigkeitsnetze zu vereinfachen. Bis zu einer Millionen Euro beträgt dabei die Förderhöhe, die die einzelnen Gemeinden zur Unterstützung ihres Breitbandausbaus erhalten können. Nach eigenen Angaben strebt die Bayerische Landesregierung außerdem „spürbare Vereinfachungen bei den Förderverfahren“ an.

Wir geben einen Überblick der bis zur letztendlichen Auszahlung des Fördergeldes notwendigen Schritte.

Zum Hintergrund

Der Stellenwert einer schnellen Internetverbindung hat sich in den letzten Jahren deutlich erhöht. Die frühere Prognose einer jährlichen Steigerung des Bandbreitenbedarfs eines jeden Nutzers um 50 Prozent (Nielsen Gesetz) hat sich nicht nur bestätigt, viel mehr noch ist ein weiterer Anstieg der Nachfrage zu erwarten. Dies begründet sich vor allem in dem aktuellen Trend zur Nutzung von Diensten wie HD-TV und Videotelefonie, der steigenden Anzahl von Zweit- und Drittgeräten pro Anschlussnehmer und der Perspektive eines intelligenten Stromnetzes mit Smart-Metern.

Ein stationäres Glasfasernetz wird dabei zukünftig die entscheidende Technologie sein, um den steigenden Bedarf langfristig decken zu können. Nur übergangsweise kommen auch Alternativtechnologien wie beispielsweise Funk- oder Kupferlösungen infrage, wenn diese zumindest eine vorübergehend ausreichende Bandbreite leisten können.

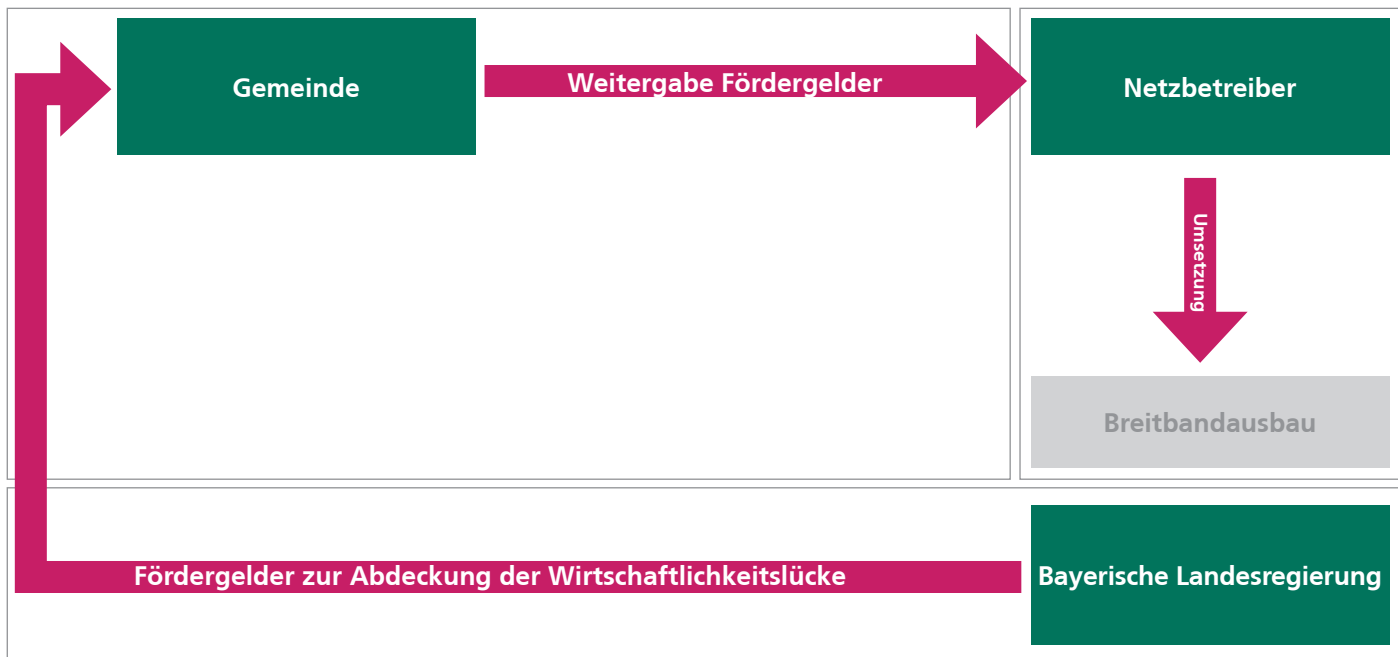
In vielen Großstädten ist schon jetzt eine vollständige Versorgung mit entsprechend hohen Datenraten sichergestellt. In weniger dicht besiedelten Regionen stellt sich die Situation jedoch anders dar. Aufgrund hoher Leitungslängen einhergehend mit wenigen Abnehmern ist der Breitbandausbau in manchen Regionen für den zuständigen Netzbetreiber unter wirtschaftlichen Aspekten nicht selten lohnenswert. Folglich entsteht eine Wirtschaftlichkeitslücke und notwendige Investitionen in die Infrastruktur bleiben aus. Diesbezüglich stellen die nun von der Bayerischen Landesregierung zur Verfügung gestellten Fördermittel einen maßgeblichen Anreiz dar, um durch das (teilweise) Schließen der Wirtschaftlichkeitslücke den Breitbandausbau in ländlichen Regionen voran zu treiben.

Die grundlegenden Voraussetzungen

Empfänger der Förderung sind Gemeinden und Zusammenschlüsse von Gemeinden in Bayern. Die Höhe der Förderung soll etwa 80-90 Prozent der beim Breitbandausbau des betroffenen Gebietes entstehenden Wirtschaftlichkeitslücke decken. Voraussetzung für den Erhalt des Fördergeldes ist eine gesicherte Gesamtfinanzierung des Ausbauprojektes. Folglich muss der verbleibende Teil der Wirtschaftlichkeitslücke anderweitig gedeckt werden. Im Zuge dessen ist ein Finanzierungsplan auszuarbeiten und bei der Bewilligungsbehörde einzureichen. Dabei fordert die Bayerische Landesregierung, dass nach dem durch die Förderung ermöglichten Ausbau dem Endkunden Übertragungsraten von mindestens 30 Mbit/s zur Verfügung stehen. Nach dem Erhalt reichen die Kommunen das Fördergeld an den in einem Auswahlverfahren siegreichen Netzbetreiber weiter.

Ist-Versorgung und Markterkundung

Im Zuge einer Erhebung der Ist-Versorgung und einer Markterkundung muss die Gemeinde in einem ersten Schritt darstellen, dass eine Unterversorgung im geplanten Ausbaubereich besteht und ein eigenwirtschaftlicher Ausbau in den nächsten drei Jahren nicht geplant ist. Die Ergebnisse der Erhebung sowie das geplante Ausbaubereich werden nach Abstimmung mit den Netzbetreibern kartografisch dargestellt und bei der Bewilligungsbehörde eingereicht. Eine separate Bedarfserhebung durch Befragungen der Anschlussnehmer ist für die neue Förderderrichtlinie, im Gegensatz zu früher, nicht mehr erforderlich.



Die Auswahl eines Netzbetreibers

Sofern die genannten Voraussetzungen erfüllt sind, bestimmt die Gemeinde im Zuge eines Auswahlverfahrens einen Netzbetreiber, der den Ausbau entsprechend seinem Angebot umsetzen soll. Die sich bewerbenden Netzbetreiber müssen mit ihrer Bewerbung umfangreiche Konzepte einreichen, die den geplanten Ausbau, die Konsequenzen für den Endverbraucher und die letztendliche Wirtschaftlichkeitslücke darlegen.

Die Gemeinde trifft ihre Entscheidung über den zu beauftragenden Netzbetreiber technologieunabhängig und anhand vorher definierter Kriterien. Die Höhe der Wirtschaftlichkeitslücke ist innerhalb der Kriterien am stärksten zu gewichten. Der im Sinne der Auswahlkriterien beste Netzbetreiber erhält dann den Zuschlag für den Breitbandausbau. Gemeinde und Netzbetreiber schließen anschließend einen Kooperationsvertrag über die Planung, den Ausbau und den Betrieb des Breitbandnetzes.

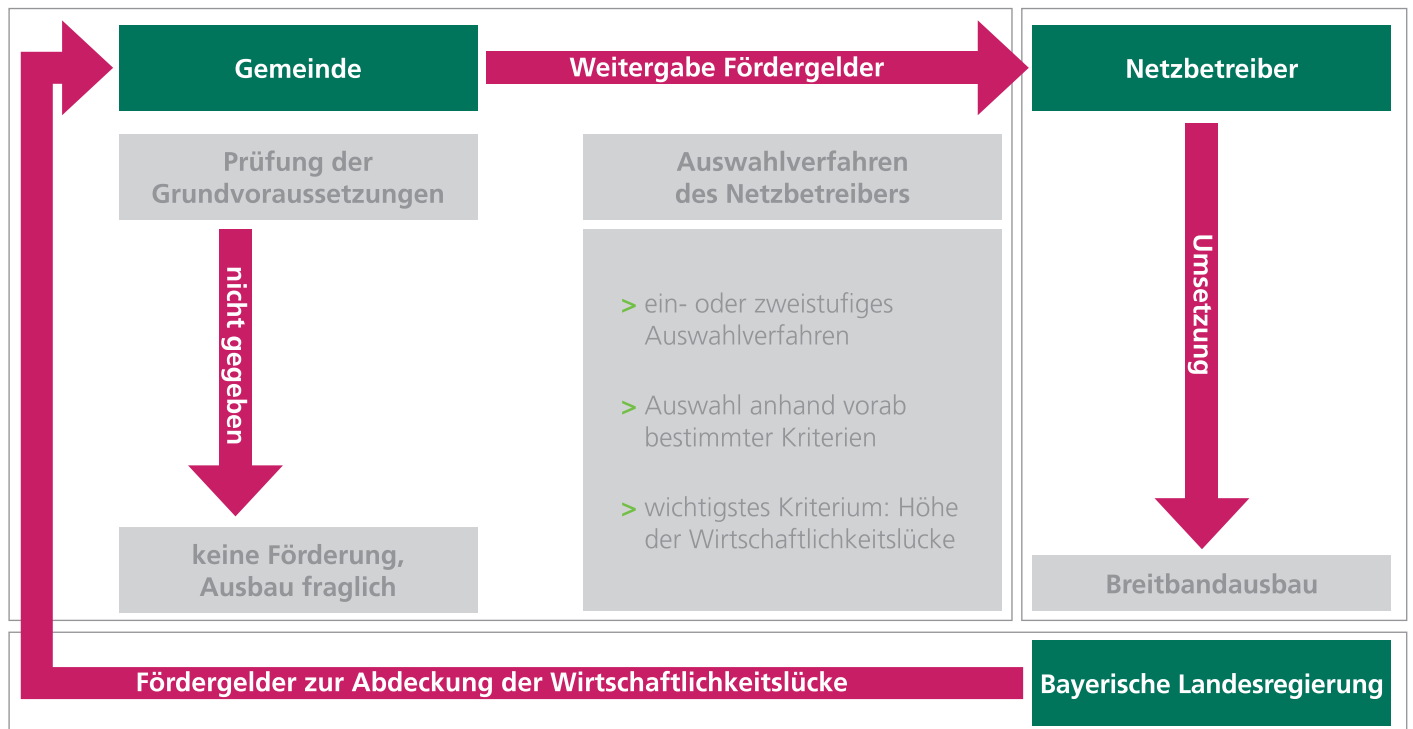
Das Auswahlverfahren kann grundsätzlich ein- oder zweistufig gestaltet werden. Im Gegensatz zum einstufigen erfolgt im zweistufigen Verfahren eine Vorauswahl in einem öffentlichen Teilnahmewettbewerb. Dort wird die fachliche Eignung, Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit der einzelnen Bieter geprüft. Nach Bestehen dieser Vorprüfung nehmen die zugelassenen Bieter dann am eigentlichen wettbewerblichen Verfahren teil. Im Zuge dessen werden in beiden Verfahrensarten auf Grundlage der abgegebenen Angebote Verhandlungen zwischen Netzbetreiber und Gemeinde geführt und dann das den Kriterien am besten entsprechende Angebot für den Zuschlag ausgewählt.

Aus Sicht der Gemeinde ist zu prüfen, ob eventuell auch ein lokal tätiges kommunales Unternehmen am Verfahren teilnehmen sollte. Abhängig von der Ausgangslage kann durch einen kommunalen Breitbandversorger in einigen Fällen eine Verminderung der Wirtschaftlichkeitslücke erreicht werden. Dies kann sich zum einen durch Synergieeffekte mit anderen Sparten begründen, beispielsweise wenn Stadtwerke weitere Versorgungsnetze im Erschließungsgebiet betreiben oder über ein umfangreich nutzbares Leerrohrnetz verfügen. Zum anderen kann die hohe Vor-Ort-Präsenz eines kommunalen Breitbandversorgers und die damit einhergehende Kundenbindung durch einen bereits bestehenden regelmäßigen Kundenkontakt die Umsätze maßgeblich stabilisieren und die Wirtschaftlichkeitslücke gegebenenfalls signifikant verringern.

Hier ist unter Beachtung der rechtlichen Vorgaben eine strategische Entscheidung der Kommune zu treffen.

Die Wirtschaftlichkeitslücke

Das maßgebliche Kriterium für die Bezuschlagung eines Bieters muss gem. den Förderrichtlinien die Höhe der entstehenden Wirtschaftlichkeitslücke sein. Für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeitslücke ist eine Planrechnung erforderlich, die auf Basis von Prämissen die Überschüsse bzw. Fehlbeträge der Planungsjahre ausweist. Dabei sind für einen Zeitraum von sieben Jahren ab Inbetriebnahme die Investitionskosten, die Betriebskosten sowie die Erlöse zu berücksichtigen. Die Überschüsse/Fehlbeträge werden unter Ansatz eines angemessenen Diskontierungszinssatzes auf den Stichtag abgezinst.



Die Höhe der Wirtschaftlichkeitslücke ist vom Bieter plausibel und nachvollziehbar darzustellen. Dies ist auch für die Gemeinde von zentraler Bedeutung, da die Wirtschaftlichkeitslücke wie oben beschrieben das vorrangige Kriterium bei der Auswahl des Netzbetreibers und die Basis zur Ermittlung der letztendlichen Höhe der Förderung darstellt. Im Zuge der Antragstellung durch die Gemeinde muss diese wiederum die Höhe der ausgewiesenen Wirtschaftlichkeitslücke plausibel vor der Bewilligungsbehörde darstellen und ggf. rechtfertigen. Ihre Ermittlung sollte insofern naturgemäß einen wesentlichen Anteil im Antragsverfahren einnehmen.

Fazit

Der steigende Bandbreitenbedarf in Deutschland ist unbestritten. Weniger dicht besiedelte Regionen geraten schnell ins Hintertreffen, wenn es darum geht, eine flächendeckende Internetversorgung auf einem Niveau über 30 Mbit/s sicherzustellen. Die Auswirkungen sind in vielen Regionen schon jetzt deutlich spürbar. Neubaugebiete ohne Breitbandversorgung sind nahezu nicht mehr vermarktungsfähig, bestehende Gewerbe- und Industriebetriebe sind durch mangelnde Bandbreitenverfügbarkeit nachweislich in ihrer Wettbewerbsfähigkeit gefährdet. Aus kommunaler Sicht besteht dringender Handlungsbedarf.

Die bayerische Landesregierung geht mit der neuen Förderrichtlinie und mit der damit einhergehenden Verdopplung des maximalen Fördervolumens für einzelne Kommunen einen deutlichen Schritt in Richtung des Breitband-Vollausbaus. Nun sind die Kommunen ihrerseits in der Pflicht, die Möglichkeiten wahrzunehmen und in den Prozess des Breitbandausbaus einzusteigen.

Kontakt für weitere Informationen:



Peer Welling

Diplom-Kaufmann

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

E-Mail: peer.welling@roedl.com

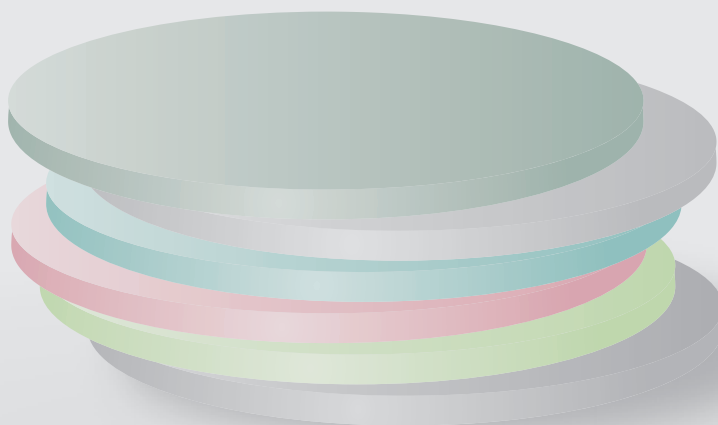
ARTIKELSERIE: Gebühren und Beiträge zwischen Anspruch und Wirklichkeit

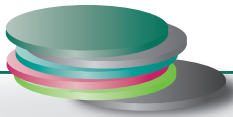


Von Alexander Faulhaber

Eine nachhaltige kommunale Daseinsvorsorge ist die Grundlage jeder modernen Gesellschaft. Wohl dem, der das Privileg der kommunalen Daseinsvorsorge hierzulande genießen darf. Damit auch nachfolgende Generationen in diesen Genuss kommen, sind regelmäßige Investitionen in die Infrastruktur zu tätigen. Die notwendigen Mittel müssen dabei nicht nur zielgerichtet und nachhaltig eingesetzt werden, auch die Mittelherkunft ist richtig zu organisieren.

In diesem Zusammenhang spielen Gebühren und Beiträge eine wichtige Rolle. Grund genug, diesem Eckpfeiler der kommunalen Finanzierung eine eigene Artikelserie zu widmen, in deren Rahmen sich unterschiedliche Autoren aus verschiedensten Perspektiven mit derselben Frage beschäftigen werden: „Wie gelingt es, die Finanzierung der kommunalen Daseinsvorsorge aus Gebühren und Beiträgen so zu organisieren, dass eine nachhaltige und rechtssichere Finanzierung kommunaler Leistungen dauerhaft gesichert ist?“ Lassen Sie sich überraschen!





GEBÜHREN UND BEITRÄGE ZWISCHEN ANSPRUCH UND WIRKLICHKEIT



> Zahlreiche Aufgaben und ein Ziel – Kostenverständnis als Grundlage einer sachgerechten Gebührenkalkulation

Von **Christian Lechtenberg**

Der Kostendeckungsgrundsatz ist eine wesentliche Anforderung an öffentlich-rechtliche Gebühren. Aus gutem Grund. Fehlende Kostendeckung schränkt nicht nur Handlungsspielräume ein, sondern gefährdet auch eine nachhaltige und zukunftssichere Aufgabenerfüllung. Umso wichtiger ist es, sich darüber im Klaren zu sein, was sich hinter dem Kostenbegriff verbirgt. Eine Selbstverständlichkeit? Keineswegs!

Kommunen erfüllen vielfältige und dabei zumeist sehr heterogene Aufgaben. Das kommunale Aufgabenspektrum umfasst dabei beispielsweise die Versorgung der Bevölkerung mit Wasser, Gas und Elektrizität, die Abwasserbeseitigung, Straßenreinigung und Müllabfuhr, Friedhofswesen, Bildungs- und Kultureinrichtungen oder Krankenhäuser. Unabhängig von der Größe der Gemeinde kommt so schnell ein ganzes Aufgabenbündel zusammen, das beherrscht werden muss.

Selbst wenn sich viele Kommunen bei einem Großteil der Aufgabenwahrnehmung eigener Stadtwerke bedienen, verbleiben auch stets Aufgaben, die in jedem Fall unter dem Dach der Kommunen selbst wahrzunehmen sind (hoheitliche Aufgaben). Zumindest in diesen Fällen muss sich jede Gemeinde dann auch nicht nur als Mehrheitsgesellschafter der kommunalen Wirtschaftsbetriebe (bspw. Stadtwerke) indirekt, sondern als Aufgabenträger und Leistungserbringer direkt mit Fragen der Finanzierung dieser Leistungen beschäftigen. Hier spielen Gebühren eine unverzichtbare Rolle.

Gebühren werden als Geldleistung für eine besondere Leistung der Verwaltung (Verwaltungsgebühren) oder die Inanspruchnahme öffentlicher Einrichtungen und Anlagen (Benutzungsgebühren) erhoben. Dabei sollen die Benutzungsgebühren die Kosten der Einrichtung decken, diese jedoch nicht übersteigen. Vor der in regelmäßigen Abständen durchzuführenden Kalkulation von Benutzungsgebühren muss insofern zunächst ein korrektes und einheitliches Verständnis des Kostenbegriffs vorliegen.

In den landesspezifischen Kommunalabgabengesetzen (KAG) ist geregelt, dass die Kosten zur Kalkulation von Benutzungsgebühren nach betriebswirtschaftlichen Grundsätzen zu ermitteln sind. Doch was verbirgt sich eigentlich hinter dem betriebswirtschaftlichen Kostenbegriff?

Betriebswirtschaftlich gesehen, werden über Kosten Produktionsfaktoren und Dienstleistungen bewertet, die im Zusammenhang mit der betrieblichen Leistungserstellung stehen und dabei verbraucht oder gebraucht werden. Dabei ist zwischen Grundkosten und kalkulatorischen Kosten zu differenzieren. Den Ausgangspunkt für beide Positionen bildet das externe Rechnungswesen (Gewinn- und Verlustrechnung im Falle doppischer Buchführung oder Verwaltungshaushalt im Falle Kameralistik), aus dem Grundkosten und kalkulatorische Kosten abzuleiten sind.

Dabei ist bei der Kostenkalkulation nach betriebswirtschaftlichen Grundsätzen neutraler Aufwand ebenso auszusondern wie Kostenpositionen existieren, für die entweder andere Bewertungsmaßstäbe anzulegen sind als im externen Rechnungswesen (Anderskosten) oder die im externen Rechnungswesen nicht vorkommen (Zusatzkosten). Die Summe aus Grundkosten, Anderskosten und Zusatzkosten ergibt sodann die Gesamtkosten. Diese sind bei einer Kalkulation nach betriebswirtschaftlichen Grundsätzen in die Gebührenkalkulation zu überführen.

So weit zum Kostenbegriff in der betriebswirtschaftlichen Theorie. Doch wie ist es um die Anwendung des betriebswirtschaftlichen Kostenbegriffs in der kommunalen Finanzierungspraxis bestellt? Hier zeigt sich bisweilen Nachholbedarf. Denn auch für den Fall, dass eine Gebührenkalkulation für alle gebührenfähigen Einrichtungen vorliegt, ist nicht ausnahmslos davon auszugehen, dass die in der Gebührenkalkulation angesetzten Kosten am betriebswirtschaftlichen Kostenbegriff ausgerichtet sind. Vielmehr ist häufig zu beobachten, dass anstelle des Kostenansatzes eine ausschließliche Orientierung am handelsrechtlichen Aufwand erfolgt. Mit spürbaren Konsequenzen.

Einerseits blendet die ausschließliche Orientierung am handelsrechtlichen Aufwand den Aspekt des Substanzverzehr der Anlagen aus. Bei ansonsten gleichbleibenden Bedingungen führt dies inflationsbedingt unweigerlich zu Einschränkungen der Investitionsfähigkeit. Andererseits wird auch die Finanzierung des Unternehmens auf die Probe gestellt. Chancen zum Aufbau von Eigenkapital werden von vornherein vertan und damit die Innen- und Außenfinanzierung gefährdet.

So weit sollten Sie es nicht kommen lassen! Bei aller Aufgabenvielfalt haben doch alle kommunalen Aufgabenträger ein gemeinsames Ziel: eine nachhaltige Aufgabenwahrnehmung zu angemessenen Kosten für den Bürger anstelle der Aufgabenerfüllung auf Kosten der Substanz und zulasten kommender Generationen.

Wir unterstützen Sie bei sämtlichen Fragen zu einer sachgerechten Finanzierung über kostendeckende Gebühren!

Kontakt für weitere Informationen:



Christian Lechtenberg

Diplom-Wirtschaftsmathematiker

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

E-Mail: christian.lechtenberg@roedl.com





GEBÜHREN UND BEITRÄGE ZWISCHEN ANSPRUCH UND WIRKLICHKEIT



> Gebietsabflussbeiwert – Königsweg zur Einführung einer gesplitteten Abwassergebühr?

Von Florian Moritz

Nicht alle Kommunen haben ihre Abwassergebühren auf eine getrennte Schmutz- und Niederschlagswassergebühr umgestellt. Verwunderlich, schließlich sind gesplittete Abwassergebühren fast immer zwingend vorgeschrieben. Und im Falle gesplitteter Abwassergebühren bestätigen Ausnahmen gerade nicht die Regel, denn ein Abweichen von der Regel ist nur vereinzelt möglich bzw. kann nur schwer begründet werden. Allerdings ist eine pragmatische und kostengünstige Lösung zur Einführung gesplitteter Abwassergebühren keine Unmöglichkeit.

Warum sollen Schmutz- und Niederschlagswassergebühr getrennt werden?

Für Abwassergebühren gelten die Grundsätze der Gebührenerhebung. Dazu zählt das Äquivalenzprinzip. Demnach müssen Leistung und Gegenleistung in einem angemessenen Verhältnis stehen. Bei der Abwasserbeseitigung besteht die Leistung allerdings aus zwei Teilen: der Entwässerung von Schmutzwasser und der Entwässerung von Niederschlagswasser. Die Gegenleistung – also die Abwassergebühren – die sich nur an einer Teilleistung, dem Schmutzwasseranfall, bemisst, kann daher unsachgerecht sein und getrennte Abwassergebühren – an zwei Teilleistungen bemessen – bedingen.

Wann ist eine Trennung von Schmutz- und Niederschlagswassergebühr notwendig?*

Getrennte Abwassergebühren sind dann erforderlich, wenn weder eine homogene Siedlungsstruktur vorliegt noch die Kosten der Niederschlagswasserbeseitigung geringfügig sind. Der Nachweis einer homogenen Bebauung ist regelmäßig kaum möglich. Hinsichtlich geringfügiger Kosten der Niederschlagswasserbeseitigung hat sich als Geringfügigkeitsgrenze ein Anteil von mehr als zwölf Prozent an den gesamten Kosten der Abwasserbeseitigung etabliert. Dabei handelt es sich nur um den Kostenanteil der Niederschlagswasserbeseitigung für private Flächen (Grundstücke). Wird diese Schwelle von zwölf Prozent überschritten, scheidet eine ausschließlich am Frischwassermaßstab orientierte Einheitsgebühr aus. Ein zweiter Maßstab zur Bemessung der Niederschlagswassergebühr nach der entwässerten Fläche wird notwendig.



Auf welche Weise kann die Niederschlagswassergebühr bemessen werden?

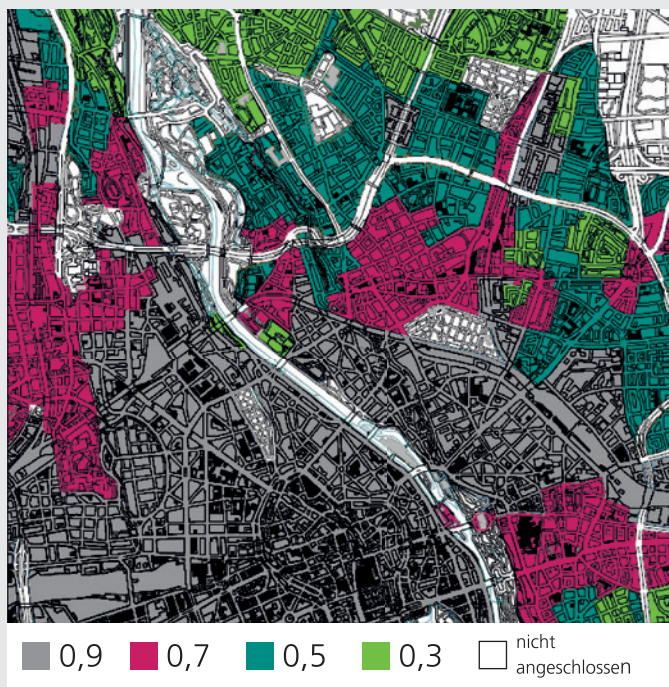
Grundsätzlich gibt es zwei unterschiedliche Möglichkeiten, den Flächenmaßstab auszugestalten. Einerseits kann die jeweils tatsächlich bebaute und befestigte Fläche eines Grundstücks als Wirklichkeitsmaßstab herangezogen werden. Ein anerkannter, jedoch in Ermangelung der notwendigen Flächen aufwändiger Weg. Andererseits können Gebietsabflussbeiwerte als Wahrscheinlichkeitsmaßstab herangezogen werden. Rechtlich zulässig können je nach Bundesland beide Varianten sein. Wohl dem, der diese Besonderheiten kennt, denn dadurch lassen sich nennenswerte Kosten vermeiden!

* (Vgl. Artikel aus Fokus Public Sector, Ausgabe September 2012 „Getrennte Abwassergebühren? Ja, aber richtig! - OVG Nordrhein-Westfalen erklärt Mehraufwandsmethode für unzulässig“)

Was ist der Gebietsabflussbeiwert genau?

Das Einsparpotenzial liegt in der Wahl des Verfahrens. Entgegen einer separaten und autonomen Erfassung von Grundstücken oder einer Befliegung wird im Gebietsabflussbeiwertverfahren das Versorgungsgebiet anhand von digitalen Flurkarten, amtlichen Luftbildern und dem Generalentwässerungsplan in Zonen eingeteilt. Für jede Zone wird damit anhand bereits existierender Daten ein statistisch zu erwartender (wahrscheinlicher) Wert an bebauter und befestigter Fläche gebildet, der sogenannte Gebietsabflussbeiwert. Der Gebietsabflussbeiwert ist der Mittelwert aus der umliegenden Bebauung und basierend auf Merkmalen des Bebauungsplans (Grundflächenzahl).

Er ermöglicht eine Aussage über die übliche zonenbasierte Bebauung. Ein Gebietsabflussbeiwert von 0,5 beschreibt beispielsweise eine Zone mit durchschnittlich hälftiger Bebauung und Befestigung. Infolgedessen kann in dieser Zone auch nur die Hälfte der Grundstücksfläche für die Ableitung von Niederschlagswasser relevant sein. Dieser Vorgehensweise folgend kann eine Abflussbeiwertkarte erstellt werden, die als Anlage zur Satzung maßgeblich ist. Die Gebührenschildner können daraus die für sie einschlägigen Gebietsabflussbeiwerte ersehen.



Sollte ein Grundstück im Einzelfall mehr als eine festgelegte Toleranz (z.B. 20 Prozent) vom betreffenden Gebietsabflussbeiwert abweichen, kann der Grundstückseigentümer stattdessen eine Veranlagung nach den tatsächlichen Verhältnissen verlangen. Hierzu sind die tatsächlich bebauten und befestigten Flächen anzugeben und entsprechende Nachweise einzureichen.

Dies ist vor allem dann der Fall, wenn vorhandene Zisternen der kommunalen Verwaltung nicht bekannt sind oder Niederschlagswasser über Mulden oder Bäche abgeleitet wird.

Warum ist der Gebietsabflussbeiwert vorteilhaft?

Die Bestimmung der Gebietsabflussbeiwerte ist methodisch vergleichsweise einfach und günstiger als andere Verfahren, da weder eine witterungsabhängige Befliegung des Entsorgungsgebiets notwendig ist, noch die Bürger frühzeitig informiert oder aktiv durch Zuarbeiten (Verifizieren der Daten durch eine Selbstauskunft) eingebunden werden müssen.

Zudem werden weniger Daten benötigt als bei der Ermittlung der tatsächlich bebauten und befestigten Fläche. Während für den Wirklichkeitsmaßstab für jedes Grundstück die überbauten und versiegelten Flächen (z. B. Garageneinfahrten) inkl. der Durchlässigkeit des verwendeten Materials (z. B. Kies) erforderlich sind und mittels Befliegung oder durch „Herausmessen“ aus der digitalen Flurkarte bzw. dem automatisierten Liegenschaftsbuch (ALB) ermittelt werden müssen, sind dies beim Gebietsabflussbeiwertverfahren nur die Grundstücksflächen der angeschlossenen Grundstücke, denen ein Abflussbeiwert bemessen wird. Die Grundstücksflächen können üblicherweise problemlos aus dem ALB extrahiert werden. Das vorhandene Datenmaterial z. B. aus der Beitragsveranlagung, reicht dabei in der Regel aus!

Doch durch das Gebietsabflussbeiwertverfahren lassen sich nicht nur Kosten bei der erstmaligen Datenerfassung sparen. Darüber hinaus ist im laufenden Betrieb der Datenpflegeaufwand geringer, da zusätzliche Grundstücke einfach einzubinden sind und Änderungen der versiegelten Fläche durch Zubauten oder auch Entsiegelungen (Sparsamkeitsphänomen) nicht automatisch zu veränderten gebührenmaßgeblichen Flächen führen und damit auch keine zusätzlichen Kontrollarbeiten erfordern.

Daneben minimiert man auch den Abstimmungsbedarf mit den Kunden.

Die Bürger müssen erst im letzten Schritt vor der Einführung der gesplitteten Abwassergebühr aktiv werden. Sie erhalten ein Mitteilungsschreiben mit der festgestellten Grundstücksfläche und dem maßgeblichen Gebietsabflussbeiwert. Einzelveranlagungen sind nur nach Überschreiten einer Toleranzschwelle erforderlich. Widersprüche hingegen sind aufgrund der Beweislast für den Bürger nur selten erwägenswert.

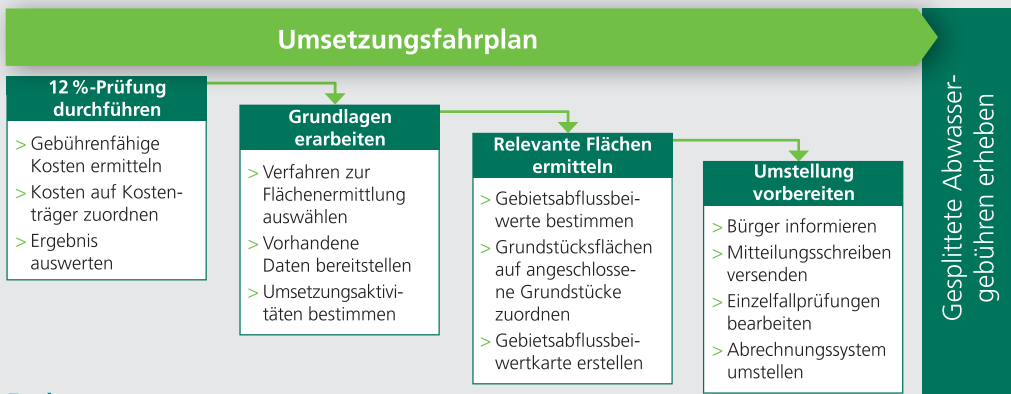
Erfahrungen zeigen, dass gerade weil die Bürgereinbindung erst spät erfolgt, eine geeignete und nichtsdestotrotz rechtzei-



tige Kommunikation entscheidend ist. Kommunen sollten die Motive der Umstellung und des gewählten Verfahrens offenlegen, da ansonsten mit Widerstand zu rechnen ist bzw. ein hohes Ungerechtigkeitsempfinden aufgrund der systembezogenen Pauschalierungen herrscht.

Wie läuft die Umstellung genau ab?

Zunächst ist der Maßstab für die gesplittete Abwassergebühr und das Verfahren der Flächenermittlung (z.B. Gebietsabflussbeiwertverfahren) zu wählen. Anhand der vorhandenen Daten werden die Umsetzungsaktivitäten sowie begleitende Kommunikationsmaßnahmen festgelegt. Danach erfolgt die eigentliche Datenerfassungs- und -zuordnungsarbeit, die mit der Informationsschleife der Bürger und ggf. nachzubearbeitenden Einzelfallprüfungen abgeschlossen wird.



Fazit

Angesichts aktueller Entscheidungen im Hinblick auf die Ausgestaltung von Abwassergebühren ist der Verzicht auf gesplittete Abwassergebühren ein vermeidbares Risiko. Mit dem Gebietsabflussbeiwertverfahren existiert bereits eine praxismgerechte und bewährte Methode zur Einführung und Bemessung gesplitteter Abwassergebühren. Besonders geeignet ist diese, wenn überwiegend qualifizierte Bebauungspläne und wenige Sondergrundstücke im Entwässerungsgebiet vorliegen. Wohl dem, der sich dieser Vorteile bewusst ist. Denn mit einem gut geplanten Umsetzungsfahrplan zur Einführung gesplitteter Abwassergebühren ist das Gebietsabflussbeiwertverfahren eine preiswerte Alternative zur nichtigen Gebührensatzung. Wenngleich kein universeller Königsweg, kann das Gebietsabflussbeiwertverfahren sehr wohl dazu beitragen, nicht in einer Sackgasse der aufwändigen Datenerhebung und abstim-mungsintensiven Datenpflege zu enden. Eine erwägenswerte Alternative!

Kontakt für weitere Informationen:



Florian Moritz

Diplom-Kaufmann
Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 23
E-Mail: florian.moritz@roedl.com

Lesen Sie in der nächsten Ausgabe:

KOSTEN- UND LEISTUNGS-
RECHNUNG – UNVERZICHTBARES
INSTRUMENT WERTSCHÖPFUNGS-
ORIENTIERTER GEBÜHREN-
KALKULATIONEN



GEBÜHREN UND BEITRÄGE ZWISCHEN
ANSPRUCH UND WIRKLICHKEIT



Rödl & Partner intern

> Veranstaltungshinweise

Thema	Kommunale Glasfasernetze – Entwicklungsperspektiven, Chancen und Risiken in der Umsetzung
Termin / Ort	5. November/Nürnberg 13. November/Köln

Thema	Kooperationen kommunaler Stadtwerke – Praxisbeispiele: Gründung des Gemein- schaftsunternehmens BIGGE ENERGIE, Kooperation der Stadtwerke Herborn mit anderen Versorgungsunternehmen
Termin / Ort	6. November 2014 / Köln

Thema	Regulierung Strom- und Gasnetze – Vor- bereitung auf die Fotojahre 2015/2016 – Hinweise und aktuelle Entwicklungen
Termin / Ort	11. November 2014/Nürnberg 12. November 2014/Hamburg 18. November 2014/Köln 20. November 2014/Stuttgart

Thema	4. Branchentreffen Erneuerbare Energien
Termin / Ort	19. November 2014/Nürnberg

Thema	Wirtschaftliche Optimierung von BHKWs
Termin / Ort	20. November 2014/Köln

Thema	Jahresabschluss von Energieversorgungs- unternehmen
Termin / Ort	27. November 2014/Nürnberg 4. Dezember 2014/Köln

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

Kontakt für weitere Informationen:



Peggy Kretschmer

B.Sc. Wirtschaftswissenschaften

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

E-Mail: peggy.kretschmer@roedl.com

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.