

# Fundamente schaffen

## KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe: September 2012 – [www.roedl.de](http://www.roedl.de)

### > Inhalt

#### Aus der Praxis

- > Geothermie Unterhaching feiert 10-jähriges Jubiläum 2
- > Interview mit dem Geschäftsführer der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG, Wolfgang Geisinger 3

#### Photovoltaik

- > Nachrüstung von Photovoltaikanlagen – Netzbetreiber müssen handeln 4
- > Kurzmitteilung: Einkommensteuerrechtliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen 6

#### Wärme

- > Chancen aus der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung 6
- > Preisanpassungsklauseln zur Weitergabe von Kostensteigerungen aus dem CO<sub>2</sub>-Handel 8

#### Direktvermarktungsverträge

- > Es ist nicht alles Gold, was glänzt 11

#### Recht

- > Gerichtliche Kontrolle auch von genehmigten Netzentgelten 12
- > Neues zur Kooperationsvereinbarung V 13
- > Ökosteuervergünstigungen für Energieversorger werden verlängert 14

#### Rödl & Partner Intern

- > Veranstaltungshinweise 16

### Liebe Leserin, lieber Leser,

wer erwartet hat, dass in den Sommerwochen etwas Ruhe in das von immer neuen Änderungen betroffene Geschäft der Energiewirtschaft Einzug hält, wurde – mal wieder – eines Besseren belehrt. Nach Wochen des Wartens wurde nun doch das neue EEG 2012 II durch den Bundespräsidenten unterzeichnet und am 23. August 2012 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht. Weitreichende Einschnitte sind mit dem neuen EEG verbunden, die insbesondere der Solarbranche Sorgenfalten bereiten werden, aber vor allem im Interesse der Stromkunden, die letztlich die Kosten für die Förderung der Erneuerbaren Energien zahlen, unvermeidlich waren. Ein neues Betätigungsfeld hat sich das Bundeskartellamt geschaffen, indem es einen ausführlichen Abschlussbericht der Sektorenuntersuchung zum Fernwärmemarkt vorgelegt hat. In diesem Abschlussbericht kommt das Bundeskartellamt zu dem Ergebnis, dass die vor Ort etablierten Versorger praktisch keinem Wettbewerb ausgesetzt sind und die Unterschiede zwischen den Preisen in den einzelnen Netzgebieten teilweise über 100 Prozent betragen. Es steht daher zu erwarten, dass auch auf den Fernwärmesektor kartellrechtliche Untersuchungen zukommen werden. Aber auch die Netzbetreiber bleiben von Neuregelungen nicht verschont. So wird die regulatorische Abwicklung der Nachrüstkosten für PV-Anlagen wegen des „50,2-Hertz-Problems“ wie auch die neue „Off-Shore-Umlage“ neue und umfangreiche Prozesse bei den Netzbetreibern erfordern – eine in Zeiten der Anreizregulierung und sinkender Erlöse kaum noch zu bewältigende Aufgabe. Umso wichtiger ist es daher, stets auf der Höhe der Zeit zu sein, was neue Entwicklungen in der Energiewirtschaft angeht. Genau hierfür steht unser Kursbuch Stadtwerke: aktuelle Entwicklungen für die energie-wirtschaftliche Praxis übersichtlich und kompakt dargestellt!

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre



Martin Wambach  
Geschäftsführender Partner



Anton Berger  
Partner

## Aus der Praxis

### > Geothermie Unterhaching feiert 10-jähriges Jubiläum

Von Benjamin Richter

Rödl & Partner war der Pionier im Bereich der Tiefengeothermie und begleitete ein Pilotprojekt in Unterhaching. Die Tiefengeothermie ist eine reale Option zur Bereitstellung von CO<sub>2</sub>-neutraler grundlastfähiger Elektrizität bei gleichzeitiger Bereitstellung von Heizwärme, dies zeigt die wirtschaftlich gut funktionierende Tiefengeothermieanlage in Unterhaching. Bis heute steht hier die wirtschaftlichste und am schnellsten umgesetzte großtechnische Tiefengeothermieanlage in Deutschland. Der Weg dorthin und die Projektumsetzung wurden durch Rödl & Partner begleitet und im Juli 2012 auf den Praktikertagen der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG vorgestellt.

Als Rödl & Partner vor etwa zehn Jahren die Angebotsaufforderung zur rechtlichen und wirtschaftlichen Begleitung eines Pilotprojekts im Bereich der Tiefengeothermie erreichte, war der berühmte Pioniergeist, den Dr. Bernd Rödl seit Gründung der Kanzlei im Jahr 1977 stetig weiterentwickelte, angesprochen. Herr Martin Wambach, geschäftsführender Partner und zuständig für den Bereich Public Management Consulting, stellte sofort ein Team zusammen, das sich mit der neuen Technologie, deren Chancen und Risiken sowie den langfristigen Erfolgsaussichten beschäftigte.

Heute im Jahr 2012 ist bewiesen, dass viele der damals getroffenen Entscheidungen richtig gewesen sind. Heute kann anhand der wirtschaftlich gut funktionierenden Tiefengeothermieanlage in Unterhaching aufgezeigt werden, dass die Tiefengeothermie eine reale Option zur Bereitstellung von CO<sub>2</sub>-neutraler grundlastfähiger Elektrizität bei gleichzeitiger Bereitstellung von Heizwärme ist. Allein im Süddeutschen Molassebecken, ein Bereich südlich von München mit einer Ausdehnung vom Bodensee bis zur östlichen Grenze Bayerns, kann nach aktuellen Studien mit einem Investitionsvolumen von deutlich über sechs Milliarden Euro eine nachhaltige und regionale Versorgung der dort lebenden Bevölkerung mit Strom und Wärme gewährleistet werden.

Vorreiter bei der Entwicklung der Tiefengeothermie war eine Gemeinde mit einem mutigen Gemeinderat und einem weit-sichtigen Bürgermeister. Herr Dr. Erwin Knappek hat bei der Auswahl des Projektteams darauf geachtet, dass insbesondere die wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen durch eine unabhängige Prüfungs- und Beratungsgesellschaft betreut werden. Hiermit konnte insbesondere bereits im Vorfeld verhindert werden, dass Kostenüberschreitungen zu wirtschaftlichen Nachteilen führen oder dass unkalkulierbare Risiken eingegangen werden.

Im Jahr 2003 wurden auf Basis der bis dahin vorliegenden technischen Machbarkeitsstudien die ersten Businesspläne

beim Gemeinderat vorgestellt. Damals wurde vom Gemeinderat beschlossen, mit geringstmöglichem Risiko eine tiefengeothermische Stromerzeugungsanlage zu errichten, um damit mittelfristig einen zusätzlichen wirtschaftlichen Beitrag für den kommunalen Haushalt zu schaffen. Heute, nachdem die Anlage bereits einige Jahre in Betrieb ist und die ersten Beschlüsse bereits zehn Jahre zurückliegen, können wir bestätigen, dass die Gemeinde Unterhaching auf gutem Wege, ist dieses Ziel zu erreichen. Im Rückblick muss man allerdings feststellen, dass durch ständig sich verändernde Rahmenbedingungen und aufgrund der Ergebnisse des kontinuierlichen Risikomanagementsystems die Projektkonzeption immer wieder angepasst werden musste. Diese teilweise grundsätzlichen Änderungen verlangten allen Projektbeteiligten inklusive dem Gemeinderat, dem Bürgermeister aber auch den unterstützenden Stellen und den Finanzierungspartnern bzw. Fördermittelgebern ein hohes Maß an Engagement ab, das weit über das sonst übliche Ausmaß hinausging.

Bis heute steht in Unterhaching die wirtschaftlichste und am schnellsten umgesetzte großtechnische Tiefengeothermieanlage in Deutschland. Der Weg dorthin und die Erfolgsfaktoren bei der Projektumsetzung wurden durch Rödl & Partner zuletzt auf den Praktikertagen der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG im Juli 2012 vorgestellt.

#### Kontakt für weitere Informationen:



**Benjamin Richter**

Diplom-Betriebswirt (FH)

Tel.: +49 (89) 928780-350

E-Mail: benjamin.richter@roedl.com



## > Interview mit dem Geschäftsführer der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG, Wolfgang Geisinger

### Herr Geisinger, die ersten Praktikertage der Tiefengeothermie in Unterhaching liegen hinter Ihnen, waren Sie mit der Resonanz zufrieden?

Mehr als zufrieden, wie auch die Tagungsteilnehmer sehr positiv davon angetan waren, wie viel praktisches Wissen und Erfahrung in Unterhaching vorhanden ist und weitergegeben wurde. Dies ermutigt uns, den Ruf der Geothermie Unterhaching als dem Vorzeigeprojekt der Tiefengeothermiebranche noch weiter auszubauen.

### Seit der Inbetriebnahme der Wärmeversorgung im Jahr 2007 wurde die Anlage stetig weiterentwickelt und optimiert. Ist die Optimierungsphase abgeschlossen?

In Unterhaching steht eine Pilotanlage und da gibt es eigentlich immer wieder etwas zu optimieren. Das wichtigste Ziel ist die Entwicklung geeigneter Methoden zur Erreichung höchster Förderraten, d.h. 150 l/s Thermalwasser oder mehr. Darüber hinaus steht der Eigenstrombedarf der Anlage auf der Optimierungsliste. Hier sehen wir mittelfristige Potenziale im Bereich von bis zu 20 Prozent. Wir haben derzeit drei vom BMU geförderte F&E Vorhaben auf dem Gelände, an denen wir uns beteiligen oder selbst Antragsteller sind. Viele heutige Standards der Geothermiebranche wurden hier entwickelt und das wird auch so weitergehen.

### Die Branche der Tiefengeothermie bleibt bislang deutlich hinter den politischen Erwartungen und wirtschaftlichen Chancen zurück. Was muss sich aus Ihrer Sicht ändern, damit zukünftig mehr Projekte erfolgreich umgesetzt werden können?

Aus wirtschaftlicher Sicht sind für mich da zwei Themen ausschlaggebend:

1. Es gibt beim Bohren nach wie vor ein geologisches Risiko, was das Auffinden von Thermalwasser mit ausreichender Temperatur in Verbindung mit einer entsprechenden Fördermenge anbelangt. Hier werden die Methoden aber immer besser und damit die Prognosegenauigkeit höher
2. Wir müssen als gesamte Branche noch nachweisen, dass wir es schaffen Kraftwerke zu bauen, die dem Anspruch der Grundlastfähigkeit der Geothermie in ihrer tatsächlichen Verfügbarkeit im tagtäglichen Betrieb mit einem Wert deutlich jenseits der 90 Prozent-Grenze gerecht werden und damit dem Investor Spaß machen. Unsere Praktikertage zielen genau auf diesen Punkt, nämlich Wissen teilen und damit den Innovationsweg beschleunigen.

### Wie sehen Sie die langfristigen Zukunftsaussichten der Tiefengeothermie im deutschen Energiemix nach der Energiewende?

Meiner Ansicht nach muss die Tiefengeothermie in einem langfristigen Energiemix einen Anteil von 10 bis 15 Prozent haben. Denn es ist eine Grundlasttechnologie, die ideal die fossilen und nuklearen Elemente aus dem heutigen Mix ersetzen kann, und dies sowohl bei der Stromerzeugung wie auch im Bereich der Wärme. Allerdings hängt das ganz wesentlich davon ab, ob wir es schaffen, die nächste Technologietür der Tiefengeothermie erfolgreich und nachhaltig zu öffnen. Ich spreche hier von den sog. petrothermalen Projekten, bei denen man künstliche unterirdische Heißwasserspeicher anlegt und sich damit vom Vorhandensein von Thermalwasser und dem Fündigkeitsrisiko bei der Erschließung der Energiequelle weitestgehend unabhängig macht. Diese Technologie ist nach heutiger geologischer Einschätzung nämlich auf 80 Prozent des Bundesgebietes anwendbar und dann ist tatsächlich Raum für viele Projekte und große Skaleneffekte.

## > Unsere Publikation

### Erfolgreiche Projektumsetzung Geothermie Unterhaching – Erfahrungen von Rödl & Partner

Die Realisierung eines Geothermieprojektes ist eine komplexe Aufgabenstellung mit vielfältigen Anforderungen. Unsere Erfahrungen zu dem Projekt haben wir in einem Bericht zusammengefasst, den wir Ihnen gerne kostenlos zur Verfügung stellen.

**Bestellung:** E-Mail an Frau Karolina Wagner | [karolina.wagner@roedl.com](mailto:karolina.wagner@roedl.com)



## Photovoltaik

### > Nachrüstung von Photovoltaikanlagen – Netzbetreiber müssen handeln

Von Peter Schreier

Der Anteil an eingespeistem Strom aus Solaranlagen hat für die Netze eine systemrelevante Größenordnung erreicht. Simultane, automatisierte Abregelungen von PV-Anlagen zur Verhinderung von Überspannungen im Netz können deshalb inzwischen die Stabilität der Stromversorgungsnetze gefährden (sog. „50,2 Hertz-Problematik“). Daher verpflichtet die am 27. Juli 2012 in Kraft getretene Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) die Netzbetreiber zur Nachrüstung der an ihr Netz angeschlossenen PV-Anlagen.

Stromnetze gehören zu den sensiblen Infrastrukturen. Die Nachrüstpfllichten der SysStabV dienen in erster Linie der Erhaltung der Systemsicherheit. Hiervon sind an das Niederspannungsnetz angeschlossene PV-Anlagen mit 10 kWp – 99 kWp Leistung, deren Inbetriebnahme zwischen dem 31. August 2005 und dem 1. Januar 2012 erfolgte, PV-Anlagen mit über 100 kWp Leistung und einer Inbetriebnahme zwischen dem 30. April 2001 und dem 1. Januar 2012, sowie an das Mittelspannungsnetz angeschlossene Anlagen mit über 30 kWp Leistung, die nach dem 30. April 2001 und vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden, betroffen. Grundsätzlich ist der Anlagenbetreiber nach § 6 EEG selbst für die zur Gewährleistung der Systemsicherheit bestehenden Anforderungen an die Wechselrichter verantwortlich. Die 50,2 Hertz-Problematik beruht aber auf einer Fehleinschätzung des PV-Anlagenzubaus und einer entsprechend verspäteten Anpassung der technischen Vorgaben durch die Netzbetreiber, sodass sich der Gesetzgeber durch eine die eigentums- und EEG-rechtliche Situation nicht berücksichtigende Verpflichtung der Netzbetreiber eine effektivere Gefahrenabwehr verspricht. Dieser Systembruch führt in der Praxis jedoch zu erheblichen Anwendungsproblemen.

#### Die 50,2-Hertz-Problematik

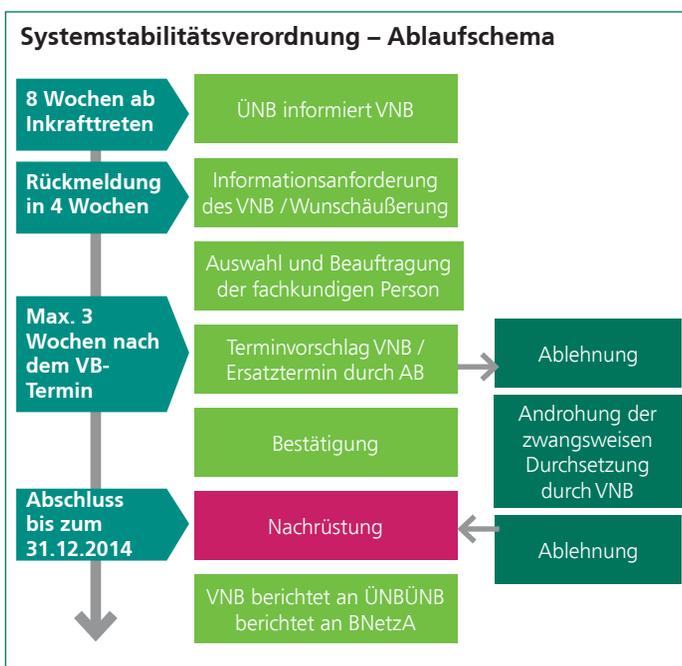
Die Netzfrequenz dient als Indikator, ob Energienachfrage und Energieangebot im Gleichgewicht stehen. In Europa beträgt diese im Normalzustand 50 Hertz (Hz). Wird der Wert stark über- oder unterschritten, kann es zu Schäden am Netz und in den Stromverbrauchsgaräten kommen. Um dies zu vermeiden sind die Netze mit technischen Anlagen ausgestattet, mit denen das elektrische Energieübertragungsnetz vor den Auswirkungen von Fehlern in einzelnen Netzteilen geschützt wird. Die Wechselrichter von PV-Anlagen schalten zurzeit bei einer Frequenz von 50,2 Hz ab und verhindern so das Auftreten von Überspannung. Problematisch ist jedoch das gleichzeitige Abschalten mehrerer Anlagen, was eine Unterversorgung mit Strom oder einen Systemausfall zur Folge haben könnte.

#### Schneller Handlungsbedarf

Die Verordnung sieht exakte Handlungsfristen für Netzbetreiber und Anlagenbetreiber vor. Die Übertragungsnetzbetreiber

müssen den Verteilnetzbetreibern innerhalb von acht Wochen nach ihrem Inkrafttreten am 27. Juli 2012 alle Informationen bereitstellen, die zur Nachrüstung erforderlich sind. Insbesondere muss der Übertragungsnetzbetreiber die Grenzfrequenzwerte für jeden einzelnen Wechselrichter festlegen und übermitteln und der Verteilnetzbetreiber eventuell fehlende Informationen erheben. Liegen dem Verteilnetzbetreiber alle notwendigen Informationen vor, muss er die Anlagenbetreiber anschreiben und vier Wochen im Voraus einen Termin zur Nachrüstung vorschlagen. Aufgrund der hohen Haftungsrisiken aus der Systemverantwortung der Netzbetreiber ist eine frühzeitige Planung und fristgemäße Umsetzung dringend erforderlich.

Rödl & Partner hat deshalb für seine Mandanten einen Leitfa-den zur Systemstabilitätsverordnung erstellt und hält die zur schnellen, rechtssicheren Umsetzung erforderlichen Musterdokumente bereit.



## Anforderungen an die Nachrüstungsmaßnahmen

Die Nachrüstung nimmt grundsätzlich der Verteilnetzbetreiber vor. Hierzu muss er eigenes oder fremdes Fachpersonal beauftragen, wobei Wünsche des Anlagenbetreibers angemessen zu berücksichtigen sind. Dabei haftet der Verteilnetzbetreiber insbesondere für Schäden an der PV-Anlage oder aufgrund übermäßiger Produktionsausfälle. Darüber hinaus kann die Vornahme der Nachrüstung durch ein nicht vom Hersteller autorisiertes Fachunternehmen zum Wegfall von Gewährleistungsrechten des Anlagenbetreibers führen. Eine Möglichkeit zur Beseitigung der durch den gesetzgeberischen Systembruch entstandenen Haftungsrisiken und Interessengegensätze wäre eine vertragliche (Rück-)Übertragung der Nachrüstpfllichten auf den Anlagenbetreiber unter Beibehaltung der gesetzlichen Kostenwälzungsmöglichkeiten. Hierzu bietet Rödl & Partner seinen Mandanten eine Vereinbarung zur Eigenvornahme der Nachrüstpflichten an.

## Mit den Anlagenbetreibern kooperieren

Dem Anlagenbetreiber ist ein Termin zur Nachrüstung vorzuschlagen, den er im Rahmen seiner gesetzlichen Mitwirkungs- und Duldungspflicht einhalten oder einen Alternativ-Vorschlag unterbreiten muss. Sollte der Anlagenbetreiber auf die eigenverantwortliche Vornahme der Nachrüstung bestehen oder die Vornahme der Nachrüstung bzw. den Zugang zur Anlage dennoch rechtswidrig verweigern, kann die Nachrüstung – aufgrund der Eilbedürftigkeit wohl im einstweiligen Verfügungsverfahren – kurzfristig gerichtlich durchgesetzt werden.

## Fazit

Mit der Umsetzung der SysStabV stellt der Gesetzgeber die Netzbetreiber erneut vor eine erhebliche Herausforderung. Gerade für Betreiber von kleinen und mittelgroßen Netzen ist die aus EEG-rechtlichen und sonstigen regulatorischen Anforderungen bestehende Last nochmals erhöht worden. Gleichwohl bleibt diesen keine Wahl, als sich den Unzulänglichkeiten in der Gesetzgebung zu stellen und die Verordnung unter dem durch die knappen gesetzlichen Fristen geschaffenen Zeitdruck sowie den damit verbundenen hohen Haftungsrisiken umzusetzen.

Rödl & Partner berät Sie gerne zu allen Fragestellungen zur Um- und Durchsetzung der neuen Systemstabilitätsverordnung. Weitere Informationen enthalten darüber hinaus unser Leitfaden zur Systemstabilitätsverordnung sowie unsere Musterdokumente zur SysStabV.

Rödl & Partner berät Sie gerne zu allen Fragestellungen zur Um- und Durchsetzung der neuen Systemstabilitätsverordnung. Weitere Informationen enthalten darüber hinaus unser Leitfaden zur Systemstabilitätsverordnung sowie unsere Musterdokumente zur SysStabV.

**Systemstabilitätsverordnung – Musterdokumente  
Rödl & Partner**

<p><b>Notwendig:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li style="background-color: #008000; color: white; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Informationsanforderung / Wunsch fachkundige Person / Angebot Eigenvornahme</li> <li style="background-color: #008000; color: white; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Vorschlag 1. Nachrüsttermin</li> <li style="background-color: #008000; color: white; padding: 5px;">Bestätigung / Ablehnung alternativer Nachrüsttermin</li> </ul>	<p><b>Optional:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li style="background-color: #008000; color: white; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Vereinbarung zur Eigenvornahme der Nachrüstung</li> <li style="background-color: #008000; color: white; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Vereinbarung Zusatztermin / Haftungsfreistellung</li> <li style="background-color: #008000; color: white; padding: 5px;">Androhung der zwangsweisen Durchsetzung</li> </ul>
---	--

## Kontakt für weitere Informationen:



**Peter Schreier LL.M. oec.**

Rechtsanwalt

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

E-Mail: peter.schreier@roedl.com



## > Kurzmittteilung

Einkommensteuerrechtliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen

### Von Dr. Reiner Gay

Mit Verfügung vom 26. März 2012 hat die Oberfinanzdirektion Niedersachsen ihre in der Rundverfügung vom 17. September 2010 geäußerte Auffassung in Bezug auf die Gewährleistung eines Investitionsabzugsbetrages gem. § 7 g EStG revidiert. Gemäß BMF-Schreiben vom 8. Mai 2009 wird ein Wirtschaftsgut ausschließlich oder fast ausschließlich betrieblich genutzt, wenn es der Steuerpflichtige zu nicht mehr als zehn Prozent privat nutzt. Dabei kommt es nach Auffassung der ESt-Referatsleiter des Bundes und der Länder maßgeblich auf die unmittelbare Verwendung des Wirtschaftsgutes an, für das ein Investitionsabzugsbetrag in Anspruch genommen werden soll.

Entgegen der bislang vertretenen Auffassung, dass in Fällen, in denen der selbst erzeugte Strom unmittelbar nach Erzeugung zu privaten Zwecken verbraucht und nur der nicht selbst verbrauchte Strom in das Netz eingespeist wird, der Investitionsabzugsbetrag und die Sonderabschreibung regelmäßig nicht zu gewähren waren, weil darin eine private Nutzung von mehr als zehn Prozent gesehen wurde, gilt nunmehr, dass eine Verwendung des durch die Photovoltaikanlage produzierten Stroms zu mehr als zehn Prozent für private Zwecke nicht gegen die Inanspruchnahme eines Investitionsabzugsbetrages nach § 7 g EStG spricht. Auf die spätere Sachentnahme des produzierten Wirtschaftsguts „Strom“ kommt es bei der Beurteilung der betrieblichen Nutzung des produzierenden Wirtschaftsguts „Photovoltaikanlage“ nicht an.

### Kontakt für weitere Informationen:

#### Dr. Reiner Gay

Rechtsanwalt, Steuerberater

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 64 | E-Mail: reiner.gay@roedl.com

## Wärme

### > Chancen aus der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK)

#### Von Kai Imolauer und Benjamin Hufnagel

Am 20. August – dem heißesten Tag dieses Jahres – meldete die Stadt Frankfurt den bisher höchsten Stromverbrauch des städtischen Versorgungsnetzes. Die naheliegende Begründung für die in Frankfurt seit 2005 im Sommer auftretenden Jahreslastspitzen sind strombetriebene Klimaanlage und Ventilatoren. Ein Lösungsansatz zur Senkung des vielerorts enormen Strombedarfes in der heißen Jahreszeit könnten Sorptionskälteanlagen sein, deren „Antriebsenergie“ hauptsächlich Wärme ist.

#### Aus Wärme Kälte erzeugen?

Interessant werden diese Techniken (Ad- und Absorptionskälteanlagen) aktuell, da die Förderung von KWKK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung), Kältenetzen und Kältespeichern Einzug in die Förderregime des KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) und des MAP (Marktanreizprogramm) erhalten haben. Hier steht der ökonomische Vorteil der KWKK im Vordergrund.

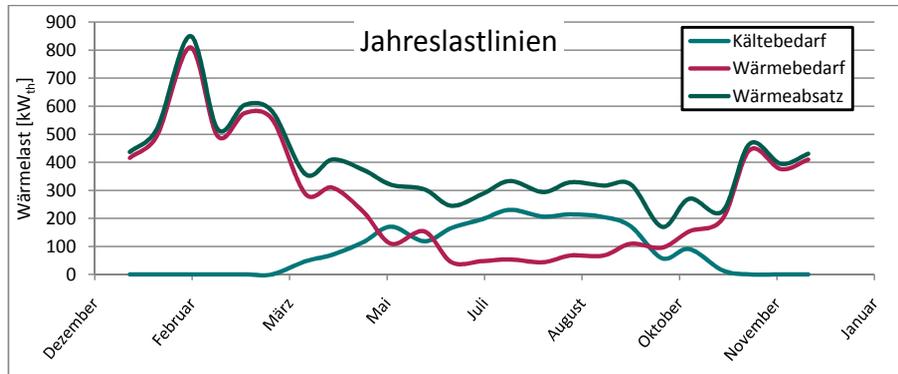
Die Förderung über das Marktanreizprogramm besteht bereits seit dem vergangenen Jahr. Gefördert werden verschiedene effiziente Kälteanlagen, jedoch wird eine attraktive Bonusförderung über bis zu 35 Prozent der Nettoinvestitionssumme für die angesprochenen Sorptionskälteanlagen gewährt.

In der Novelle des KWKG vom Juli dieses Jahres wurde nun erstmals der Neu- und Ausbau von Kältenetzen und Kältespeichern mit aufgenommen. Netze werden, wenn der Leitungsnennendurchmesser unter 100 mm beträgt, mit 100 EUR je laufendem Meter bis 40 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten gefördert (ab 100 mm Durchmesser bis zu 30 Prozent). Kältespeicher werden mit 250 EUR je m<sup>3</sup> Wasseräquivalent (ab einer Größe von 50 m<sup>3</sup>) bis zu 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten gefördert.

Wirtschaftlich interessant können Sorptionskälteanlagen aber auch unabhängig der genannten Förderoptionen sein. Zum Betrieb solcher Anlagen wird Wärme benötigt, der Bedarf an Kälte besteht im Sommer – also zu der Zeit in welcher in einem herkömmlichen Wärmenetz nur eine Wärmegrundlast (Brauchwas-

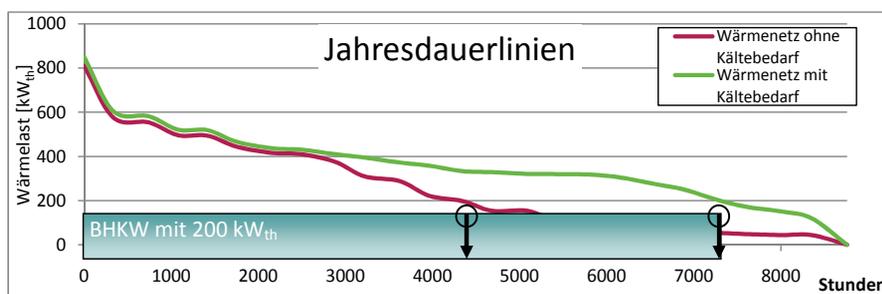
ser etc.) bedient wird. Sorptionskälteanlagen können demnach dazu beitragen, die Last in einem Nah-/Fernwärmenetze zu verstetigen oder die Laufzeit eines bestehenden, wärmegeführten BHKWs zu verlängern.

Die folgende Grafik zeigt beispielhaft die Auswirkungen auf die Jahreslastlinie eines kleineren Wärmenetzes:



In der zu einer Jahresdauerlinie aufsummierten Betrachtung des Wärmebedarfes ergibt sich das Bild einer deutlich verstetigten

ten Lastkurve. Exemplarisch wurde den Wärmelastkurven ein Blockheizkraftwerk mit 200 kW<sub>th</sub> unterlegt.



Es resultieren durch die zusätzliche Sommerlast längere Laufzeiten der BHKWs, bei Modernisierungen oder Neuanlagen sind größere Anlagendimensionen möglich, was auch auf der Stromerzeugungsseite zu größerem Output führt. Wenn die

BHKW-Anlagen ebenfalls zur Strombedarfsdeckung (entweder innerhalb der Betreibergesellschaft oder in einem Einzelobjekt) dienen, verbessert sich hier die Ökonomie ebenfalls.

## Eine Beispielrechnung:

BHKW mit 200 kW <sub>th</sub> / 173 kW <sub>el</sub>	Wärmeversorgung ohne Kältebedarf	Wärmeversorgung mit Kältebedarf
Wärmebedarf	2.580 MWh	3.630 MWh
Stromeigenbedarf	310 MWh	320 MWh
Betriebsstunden	4.500 h	7.200 h
Stromerzeugung	778 MWh	1.244 MWh
Davon Strom-Eigenerzeugung	155 MWh (50 % vom Bedarf)	273 MWh (85,3 % vom Bedarf)
Kapitalkosten	38.900 EUR/a	38.900 EUR/a
Verbrauchs-/Betriebskosten	252.200 EUR/a	339.100 EUR/a
Einzahlungen BHKW	118.800 EUR/a	176.200 EUR/a
Wärmegestehungskosten	6,68 ct/kWh	5,56 ct/kWh
<b>Ergebnisbeitrag Wärme (Wärmepreis 7 ct/kWh)</b>	<b>8.250 EUR/a</b>	<b>37.110 EUR/a</b>
Kapitalkosten Kälteanlage	0	7.200 EUR/a
Verbrauchs- und Betriebskosten Kälteanlage	0	68.400 EUR/a
Einzahlungen Kälteanlage	0	85.100 EUR/a
<b>Ergebnisbeitrag Kälte (Kältepreis 9 ct/kWh)</b>	<b>0</b>	<b>9.500 EUR/a</b>
<b>Gesamtergebnisbeitrag</b>	<b>8.250 EUR/a</b>	<b>46.610 EUR/a</b>

Es kann in diesem Beispiel gezeigt werden, dass durch die Einbindung einer Kälteanlage das BHKW eine höhere Auslastung erreichen kann. Hierdurch erfolgt natürlich eine Fixkostendegression auf den kalkulatorischen Wärmepreis. Ferner kann ein höherer Anteil des Strombedarfs durch die höheren Betriebsstunden des BHKWs selbst erzeugt werden, was zu einem höheren anrechenbaren Ertrag (substituierter Strombezug) aus dem BHKW führt. Durch die Wärmelieferung an die Kälteanlage zum Selbstkostenpreis der Wärme und einem Kältepreis von beispielhaften 9 ct/kWh ist ein zusätzlicher Ertrag aus der Kälteanlage möglich.

Besonders im Hinblick auf die Verknüpfung von Optimierungspotenzialen der wärmegekoppelten Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken wie zum Beispiel Einsatz von Biomethan (Vergütung nach EEG), Stromeigenerzeugung (Einsparung der EEG-Umlage) oder Regelenergiemodellen bieten sich nun Betreibern von BHKWs weitere Kostensenkungsmöglichkeiten die geprüft werden sollten.

Auch Fernwärmenetzbetreibern bieten sich Optimierungsansätze. Netze, die mit Abwärme aus der Industrie oder aus Müllverbrennungsanlagen gespeist werden, können höhere Wärmemengen abnehmen. Der Wärmeabsatz kann ohne eine Erhöhung der Netz- und Erzeugungskapazitäten ausgebaut werden. Kurzum es kann eine Reduktion der Wärmegebungskosten erreicht und so das Ergebnis aus der (Fern-)Wärmeversorgung verbessert werden.

## Fazit

Die neuen und bestehenden Förderbedingungen steigern die Attraktivität der Technologie der Sorptionskälteanlagen. Dies wird zu einem verstärkten Ausbau von dezentralen KKWK-Anlagen führen, was einerseits die weitere dezentrale Stromerzeugung forciert, aber auch Optimierungen bei Bestandsanlagen, bzw. attraktive Contractingmodelle ermöglicht. Besonders BHKW- und Fernwärmenetzbetreiber, die im Sommer Überkapazitäten verfügbar haben, sollten sich die Förderbedingungen, die technischen Voraussetzungen und mögliche Kältesenken in deren Versorgungsgebiet genauer ansehen. Gerne unterstützen wir Sie bei der Kältepreisberechnung und Vertragsgestaltung, der Beschaffung entsprechender Anlagen oder der Fördermittelbeantragung.

Ebenso stehen wir Ihnen für rechtliche und wirtschaftliche Fragen zu Contractingmodellen, Optimierung von Nah- und Fernwärmenetzen sowie einzelnen Objekten gerne zur Verfügung.

## Kontakt für weitere Informationen:



### Benjamin Hufnagel

Wirtschaftsingenieur (B.Eng.)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 70

E-Mail: benjamin.hufnagel@roedl.com

## > Preisanpassungsklauseln zur Weitergabe von Kostensteigerungen aus dem CO<sub>2</sub>-Handel

Von Joachim Held

Die zunehmende und nur eingeschränkt prognostizierbare Kostenbelastung der Wärmeerzeugung aus dem CO<sub>2</sub>-Handel stellt Wärmeversorgungsunternehmen vor die schwierige Aufgabe – ihre Fernwärmevertragsbedingungen rechtssicher zu ergänzen. Art und Ausgestaltung der hierzu erforderlichen Preisanpassungsinstrumente richtet sich nach den individuellen Anforderungen des FVU und muss mit den anderen Preisanpassungsrechten koordiniert werden.

Bereits seit der ersten Handelsperiode des CO<sub>2</sub>-Handelsregimes versuchen Energieversorger, die CO<sub>2</sub>-Handelskosten in ihren Preisanpassungsklauseln zu berücksichtigen. Wurde die Kostenbelastung aus dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) aufgrund der kostenlosen Zuteilung bisher vor allem unter dem Aspekt der Einpreisung von Opportunitätskosten diskutiert, werden mit der weitgehenden Beendigung der kostenlosen Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten durch das TEHG in der Fassung vom 21. Juni 2011 (TEHG 2011) in der Energiewirt-

schaft ab dem 01. Januar 2013 in erheblichem Umfang Kosten aus der Beschaffung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten entstehen. Neben der Stromwirtschaft ist dabei in der Handelsperiode 2013 erstmals auch die Wärmeerzeugung der CO<sub>2</sub>-Handelspflicht unterworfen. Dabei führt die langfristige Laufzeit von Fernwärmelieferverträgen (vgl. § 32 Abs. 1 AVBFernwärmeV) und die aus vertrieblichen Gründen erwünschte langfristige Vertragsfortführung von Strom- und Wärmelieferverträgen zu dem Risiko, dass Kostensteigerungen aus dem CO<sub>2</sub>-Handel nicht mehr

durch die vereinbarten Preise gedeckt werden. Insofern stehen Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgungsunternehmen vor der Herausforderung, diese dem Grunde nach vorhersehbaren Kostenveränderungen in ihrer Preiskalkulation und Vertragsgestaltung zu berücksichtigen.

Grundsätzlich stehen insbesondere folgende Instrumente zur Minderung von Kostenrisiken des Emissionshandels bei langfristigen Lieferverpflichtungen zur Verfügung:

- › Einpreisung der Kostenrisiken
- › Einseitige Leistungsbestimmungsrechte, insbesondere Gesetzesklauseln
- › CO<sub>2</sub>-Kostenelemente in Preisgleitklauseln
- › Preisänderungskündigung

## Einpreisung der CO<sub>2</sub>-Kosten

Die Prognose-Risiken der CO<sub>2</sub>-Kosten erfordern bei der Einpreisung erhebliche Risikozuschläge. Dies führt bei tatsächlich geringeren Kosten zu einer Gewinnerhöhung, die kartellrechtlich angreifbar sein kann. Vor allem aber dürfte die Wettbewerbsfähigkeit erheblich gemindert werden. Insofern könnten diese kartellrechtlichen und vertrieblichen Nachteile durch eine Rückzahlungsklausel (z.B. als sog. „Klima-Bonus“) gemindert werden.

## Einseitige Leistungsbestimmungsrechte

Ein einseitiges Leistungsbestimmungsrecht räumt einer Vertragspartei das Recht ein, nach Vertragsschluss eine an sich vertraglich festgelegte Vertragsleistung einseitig abzuändern. Dabei unterliegen Leistungsbestimmungsklauseln zum einen den Wirksamkeits-Anforderungen des AGB-Rechts (§§ 307, 308 Nr. 4 BGB, § 4 Abs. 2 AVBFernwärmeV, § 5 Abs. 2 StromGKV), zum anderen unterliegt die Ausübung einer sog. „Billigkeitskontrolle“ nach § 315 BGB.

Für Fernwärme- und Stromlieferverhältnisse bestehen regelmäßig bereits allgemeine gesetzliche (z.B. § 4 Abs. 2 AVBFernwärmeV oder § 5 Abs. 2 StromGKV) oder entsprechende vertragliche Preisbestimmungsrechte. Nach den AGB-rechtlichen Vorgaben des § 308 Nr. 4 BGB müssen Leistungsbestimmungsrechte Voraussetzungen und Umfang der Änderung möglichst konkret erkennen lassen. Aufgrund der unbestimmten gesetzlichen Regelung in den Allgemeinen Versorgungsbedingungen und Grundversorgungsverordnungen hat die Rechtsprechung die weitgehend unbestimmte Fassung in Preisbestimmungsklauseln, die mit dem Gesetzeswortlaut identisch sind, bisher gelten lassen. Insofern sind zukünftige CO<sub>2</sub>-Kosten grundsätzlich durch allgemeine gesetzliche oder vertragliche Preisanpassungsrechte erfasst. Allerdings wird zurzeit die Vereinbarkeit der gesetzlichen Regelungen mit den europarechtlichen Vorgaben in mehreren Vorlageverfahren durch den EuGH überprüft. Vorsorglich ist insofern eine europarechtlich unbedenkliche, mit den §§ 307 ff. BGB vereinbare Regelung in Erwägung zu ziehen.

Diesem Zweck dienen die in der Praxis bereits seit langem verbreiteten allgemeine Steuer- und Abgabenklauseln. Schon im Zusammenhang mit der Einführung der Belastungen aus dem EEG und KWKG hat der BGH entschieden, dass der Begriff der Steuer- und Abgaben nicht jede hoheitliche Belastung aus Gesetzen oder sonstigen staatlichen Maßnahmen, sondern nur Steuern oder andere öffentliche Belastungen im engeren Sinne umfasst. Wie bei den die Kostenbelastungen aus dem EEG und KWKG handelt es sich aber bei den CO<sub>2</sub>-Kosten mangels Einbeziehung der CO<sub>2</sub>-Erlöse in den Staatshaushalt nicht um Steuern oder sonstige öffentliche Abgaben. Auch die vom BGH bei den EEG- und KWKG-Kosten vorgenommenen ergänzende Auslegung von Steuer- und Abgabenklauseln ist bei den CO<sub>2</sub>-Kosten aufgrund der langfristigen Vorlaufzeiten, der kostenlosen Zuteilung und der in der Gesetzesbegründung nicht angelegten Weiterbelastungsautomatik wohl kaum vertretbar.

Die Energieversorger haben auf die EEG-Umlage-Rechtsprechung mit sogenannten „Gesetzesklauseln“ reagiert. Hierbei wurde auch schon frühzeitig durch eine konkrete Benennung des TEHG versucht, die für die rechtswirksame Einbeziehung der Emissionshandelskosten erforderliche Konkretisierung und Transparenz herzustellen.

Insofern ist aber schon zweifelhaft, ob die Weitergabe von CO<sub>2</sub>-Kosten in langfristigen Verträgen nicht dem Gesetzeszweck des TEHG widerspricht, da die vom Gesetz intendierte Steuerungswirkung durch den Markt bei einem Recht zur Weitergabe in langfristigen Verträgen ohne Lösungsmöglichkeit zumindest erheblich abgeschwächt würde. Darüber hinaus ist die Höhe der zukünftigen Belastung für Energieabnehmer kaum vorherzusehen. Selbst den branchenkundigen Energieversorgern fällt eine Kostenprognose schwer. Außerdem unterliegt die Kostenlast weitgehenden Einflussmöglichkeiten und strategischen Entscheidungen des Energieversorgers, die für den Energieabnehmer nicht vorhersehbar sind. Für die Kostenfolgen von Fehlprognosen und Entscheidungen entstehen zu müssen, würde den Risikosphären-Wertungen des BGB widersprechen. Insofern sind Widerspruchs-, Kündigungs-, Nachweis- und Kontrollrechte bei TEHG-Preisbestimmungsrechten zum angemessenen Ausgleich der beiderseitigen Interessen (§ 308 Nr. 4 BGB) zu empfehlen.

## CO<sub>2</sub>-Kostenelemente und CO<sub>2</sub>-Preisgleitklauseln

Anders als ein Leistungsbestimmungsrecht legt eine Preisgleitklausel mit einer mathematischen Preisgleitformel einen objektiven Anpassungsmaßstab fest. Deshalb unterliegt nur die Wirksamkeit der Klausel (das „ob“), nicht aber die Angemessenheit der Ausübung (das „wie“) einer rechtlichen Kontrolle. Insofern unterliegen Preisgleitklauseln vor allem einer AGB-rechtlichen Kontrolle nach § 307 BGB. Die Komplexität des CO<sub>2</sub>-Handelsregimes stellt die Kaufleute bei der kostenorientierten Kalkulation von Energiepreisen und der hieraus abgeleiteten Entwicklung von Preisgleitformeln jedoch vor besondere Herausforderungen.

Zunächst ist es eine Herausforderung, einen angemessenen Anknüpfungspunkt für ein CO<sub>2</sub>-Gleitelement zu finden. In der Praxis sind hier Börsenpreise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate und entsprechende Finanzprodukte (z.B. Futures) verbreitet. Dies setzt aber voraus, dass die Börsen-Preisentwicklung der Preisentwicklung der tatsächlichen Beschaffungskosten entspricht (sog. „Spannungsklausel“). Damit findet mit dem gewählten CO<sub>2</sub>-Gleitelement eine Festlegung in Bezug auf die Beschaffungsstrategie, insbesondere in Bezug auf die Herkunft der Zertifikate, statt. Weiterhin ist fraglich, welche Zeitpunkte für die Veränderung des Gleitelements maßgeblich sind. Denn ein Unternehmen kann seine Zertifikatausstattung zu einem einheitlichen Zeitpunkt, z.B. zum Zeitpunkt der Verauktionierung durch die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHST) beschaffen. Es kann aber bis zum Zeitpunkt der Abgabepflicht mit den Zertifikaten auch Handel betreiben, sodass unter Umständen bis dahin Teilmengen veräußert, Zusatzmengen später beschafft oder Überschussmengen mit oder ohne Gewinn veräußert werden. Insofern erfolgt bei der Verwendung klassischer Gleitelemente, die durch einen Quotient aus Basispreis bei Vertragsbeginn und Preis zum Zeitpunkt der Preisanpassung die tatsächliche Kostenentwicklung abbilden sollen, auch eine Festlegung in Bezug auf den Beschaffungszeitpunkt der CO<sub>2</sub>-Handelsstrategie. Schließlich ist zu berücksichtigen, dass nicht die Zuteilungsmenge, sondern die Abgabemenge maßgeblich für die CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten ist. Insbesondere soweit Zertifikate kostenlos zugeteilt werden, sind Veräußerungserlöse bei Produktionsrückgängen oder CO<sub>2</sub>-Efizienzgewinnen kostenmindernd zu berücksichtigen. Schließlich erfordert die sukzessive Verringerung der kostenlosen Zuteilung für die Wärmeerzeugung eine entsprechend laufende Anpassung des Anteils der kostenlos zugeteilten CO<sub>2</sub>-Zertifikate gegenüber den ersteigerten CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und der sich hieraus ergebenden Veränderung des Anteils der CO<sub>2</sub>-Kosten an den Gesamtkosten. In der Praxis wird diesen Besonderheiten durch eigene CO<sub>2</sub>-Entgelte mit gesonderter Preisgleitklausel Rechnung getragen. Gleichzeitig dient eine derartige Trennung der Risikominderung, da einer Gesamtnichtigkeit einer einheitlichen Preisanpassungsregelung vorgebeugt wird.

Derartige Preisgleitformeln können jedoch komplex sein, sodass bei der rechtlichen Gestaltung besonders darauf zu achten ist, dass sie die von der verschärften BGH-Rechtsprechung gefor-

derte Nachvollziehbarkeit und Verständlichkeit für den Letztverbraucher noch erfüllen können.

Insofern ist zu erwägen, anstelle eines Spannungselements eine reine Kostenelementklausel zu verwenden. Dabei werden jeweils die tatsächlichen Kosten zum Zeitpunkt der Abgabepflicht als maßgeblicher Zähler (Dividend) herangezogen. Reine CO<sub>2</sub>-Kostenelementklauseln sind zwar mathematisch einfach, leiden jedoch an einer fehlenden Nachvollziehbarkeit in Bezug auf die Prüfbarkeit der tatsächliche Entstehung dieser Kosten für den Energieabnehmer. Diesem Mangel kann nur durch gesteigerte Nachweispflichten begegnet werden. Dabei ist die Problematik des Schutzes der Preiskalkulation als Betriebsgeheimnis bei einem eigenen CO<sub>2</sub>-Preis aufgrund der weitgehend externen Kostenfaktoren von geringerer Bedeutung. Insofern dürfte der Nachweis der CO<sub>2</sub>-Kosten durch Wirtschaftsprüferatteste oder vertragliche Auskunft- und Informationsansprüche hier anders als für sonstige Erzeugungskosten für die Energieversorgungsunternehmen hinnehmbar sein.

### Sonderkündigungsrechte

Die aktuellen Urteile des BGH zur Erdgas- und Fernwärmepreisanpassung sind weitere Beispiele dafür, dass eine sichere Prognose über die Rechtswirksamkeit etablierter und erst recht neuartiger Preisanpassungsinstrumente nur noch eingeschränkt möglich ist. Insofern steigt die Bedeutung von Kündigungsrechten als ultima ratio für den Fall des Versagens der vertraglichen Preisanpassungsinstrumente. Ohne entsprechende Lösungsrechte besteht sonst das Risiko, dass der Energieversorger zu einer langfristigen, defizitären Belieferung verpflichtet bleibt. Dabei müssen sich derartige Klauseln aber an den gesetzlichen Grundsätzen der außerordentlichen Kündigung (§ 314 Abs. 3 BGB) und des Wegfalls der Geschäftsgrundlage (§ 313 BGB) orientieren und den Interessen der Wärmeabnehmer durch angemessene Kündigungsfristen Rechnung tragen.

Preisrisiken aus der CO<sub>2</sub>-Kostenentwicklung sind ein aktuelles Thema aus unserer Beratungspraxis zu Strom- und Fernwärmelieferverträgen. In Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Bedeutung und der individuellen Risikosituation entwickeln wir für unsere Mandanten in interdisziplinären Beratungsteams individuelle Lösungen.

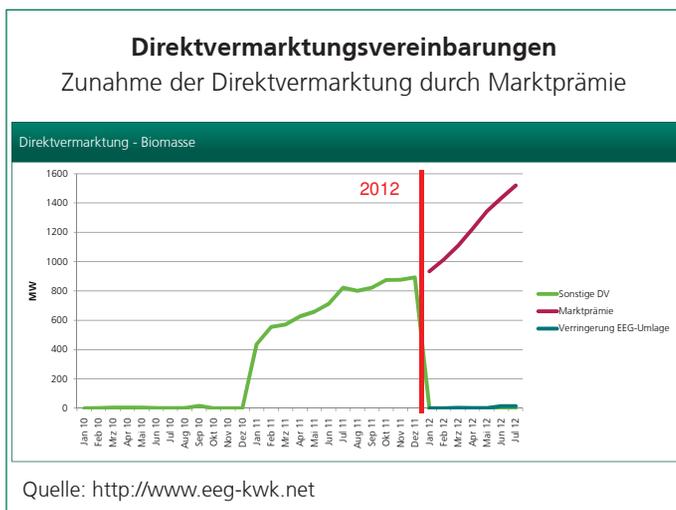


## Direktvermarktungsverträge

> Es ist nicht alles Gold, was glänzt

Von Joachim Held

Die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen wird in der Energiewirtschaft bereits seit dem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur (BNA) zur Direktvermarktung nach dem EEG 2004 diskutiert. Mit dem EEG 2009 wurde die Direktvermarktung erstmals gesetzlich geregelt und hat mit dem ungeminderten Grünstromprivileg 2011 einen ersten Boom erfahren. Aber erst die Förderung der Direktvermarktung durch die Marktprämie des EEG 2012 hat zu einem regelrechten „Gold Rush“ geführt.



Dabei ist der Rechtsrahmen mit jeder EEG-Novelle komplexer geworden. Die wirtschaftliche, vor allem aber auch die rechtliche Komplexität kann deshalb nur noch durch spezialisierte Direktvermarktungsdienstleister gehandhabt werden. Dabei hat mit den zur Belebung des Wettbewerbs bewusst üppig ausgestalteten Förderbedingungen ein Wettlauf um die Besetzung der neuen Marktnische stattgefunden. Die absehbare Verringerung der Förderung, die bereits mit dem Entwurf zur Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung – MaPrV) angestoßen wurde, wird hier voraussichtlich zu einer kurzfristigen Marktbereinigung führen. Dabei besteht immer noch Goldgräber-Stimmung: Marktakteure unterschiedlichster Herkunft, mit großen Qualifikationsunterschieden, mit nur eingeschränkt vergleichbaren Leistungen und Geschäftsmodellen schießen wie Pilze aus dem Boden.



Quelle: <http://www.eeg-kwk.net>

Dabei ist nicht alles Gold was glänzt: Direktvermarktungsangebote und Direktvermarktungsverträge sind häufig wenig transparent, enthalten erhebliche Lücken und verteilen die Risiken in der Regel zulasten der von der wirtschaftlichen und rechtlichen Komplexität der Direktvermarktung überforderten EEG-Anlagenbetreiber.

So ist es im Markt weit verbreitet, die EEG-Anlagenbetreiber lediglich an einem Anteil der Managementprämie zu beteiligen. Dies geht zum einen am Sinn und Zweck der Managementprämie, die Kosten und Risiken der Direktvermarktung zu decken, vorbei. Vor allem bleiben aber die tatsächlichen Mehrerlöse aus der Direktvermarktung intransparent. Insofern wird sich das politische Ziel, mit der Marktprämie eine gegenüber der bisherigen ÜNB-Vermarktung effizientere EEG-Stromvermarktung durch freie Händler sicherzustellen, mangels ausreichendem Marktdruck für die Händler mit den gängigen Geschäftsmodellen nicht erreichen lassen.

Daneben werden die Leistungspflichten der Direktvermarktung, die Abgrenzung der hieraus resultierenden Risikosphären und eine sachgerechte Haftungszuweisung häufig überhaupt nicht oder einseitig zugunsten der Direktvermarkter geregelt. Dies beginnt oft schon beim Leistungsumfang, bei dem sich Direktvermarktungsdienstleister gerne über die Marktprämienvermarktung hinaus Ausschließlichkeitsrechte für alle denkbaren Vermarktungsmöglichkeiten einräumen lassen, obwohl sie in der Regel technisch, wirtschaftlich und personell gar nicht in der Lage sind spezielle Vermarktungsformen wie Grünstromprivileg oder Regelenergievermarktung selber sicherzustellen. Dagegen werden für den EEG-Anlagenbetreiber vorteilhafte Vermarktungsformen wie Eigenstrom- und Lokalstrommodelle häufig übersehen.

Haftungsrisiken aus Wechselmanagement-, Bilanzierungs- oder Prognosefehlern werden entweder überhaupt nicht oder nur zulasten des Anlagenbetreibers geregelt. Dabei werden die erheblichen Ausfallrisiken aus den hohen Umsatzvolumina inzwischen nicht nur von unterausgestatteten Start-up-Unternehmen standardmäßig durch Bürgschaften abgesichert. Die Ausgestaltung und der Umfang dieser Bürgschaften steht aber häufig in keinem angemessenen Verhältnis zur Höhe der tatsächlichen Ausfall- und Schadensrisiken.

Darüber hinaus fehlen regelmäßig Sanktionen für Vertragsverstöße des Direktvermarktungsdienstleisters. Vertragsstrafen, pauschalierte Schadensersatzregelungen, Nachbesserungsrechte bei der Verschlechterung der Liquiditätslage des Direktvermarktungsdienstleisters und Sonderkündigungsrechte sucht man meistens vergebens in gängigen Standardverträgen.

Vor diesem Hintergrund sollten EEG-Anlagenbetreiber nicht passiv Standardangebote von mehr oder weniger transparenten Direktvermarktungsdienstleistern abwarten und diese unverhandelt annehmen. Es gilt vielmehr, ein auf die eigene Erzeugungs- und möglicherweise Verbrauchs- oder Stromabsatzsituation abgestimmtes Anforderungsprofil zu erstellen. Dann können EEG-Anlagenbetreiber mit einem entsprechenden Term-Sheet Direktvermarktungsdienstleister im Markt auswählen oder zur Abgabe passender Angebote auffordern. Schließlich können die eigenen Interessen in den Vertragsverhandlungen durchgesetzt oder gemeinsam mit den Direktvermarktungsdienstleistern die optimalen Vermarktungskonzepte entwickelt werden.

Rödl & Partner entwickelt alternative Vermarktungsstrategien für Stadtwerke, industriellen Erzeugungsanlagenbetreiber und Direktvermarktungsdienstleister, bewertet Direktvermarktungsangebote in rechtlicher und wirtschaftlicher Hinsicht und vertritt Anlagenbetreiber bei der Verhandlung von Direktvermarktungsvereinbarungen.

#### Kontakt für weitere Informationen:



**Joachim Held**

Rechtsanwalt Mag. rer. publ.

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

E-Mail: joachim.held@roedl.com

## Recht

### > Gerichtliche Kontrolle auch von genehmigten Netzentgelten

Von Dr. Thomas Wolf

Wer geglaubt hat, das Kapitel „überhöhte Netzentgelte“ sei durch die Einführung genehmigter Netzentgelte (§ 23a EnWG) bzw. durch die Festlegung von Erlösbergrenzen (§ 21a EnWG i.V.m. § 4 ARegV) endgültig abgeschlossen, wurde durch die Entscheidung des BGH vom 15.05.2012 (EnZR 105/10) nunmehr eines Besseren belehrt. Darin stellt der BGH nämlich fest, dass die nach dem EnWG2005 genehmigten Netznutzungsentgelte der Billigkeitskontrolle nach § 315 Abs. 3 BGB unterliegen, wobei der Maßstab billigen Ermessens durch die §§ 21 ff. EnWG und die Vorschriften der StromNEV konkretisiert wird. Damit setzt der BGH seine bisherige Rechtsprechung zur Billigkeitsprüfung der Netznutzungsentgelte konsequent fort.

In seinen Entscheidungen Stromnetznutzungsentgelt I bis IV hatte der BGH festgestellt, dass dem Netzbetreiber zumindest bis zum 29.05.2005, mithin dem Zeitpunkt, ab dem die Bestimmung der Netznutzungsentgelte auf Grundlage der StromNEV zu erfolgen hatte, ein einseitiges Leistungsbestimmungsrecht gemäß § 315 BGB zusteht. Dieses Leistungsbestimmungsrecht hat der Netzbetreiber nach billigem Ermessen auszuüben, wobei dieses der gerichtlichen Überprüfbarkeit unterliegt (§ 315 Abs. 3 BGB).

Für den Zeitraum, ab dem Netznutzungsentgelte der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde unterlagen, war in der bisherigen Rechtsprechung und Literatur überwiegend die Auffassung vertreten worden, dass der Gesetzgeber mit dem Genehmigungsverfahren für die Netznutzungsentgelte ein Überprüfungsmonopol zugunsten der Regulierungsbehörden im Interesse der Rechtssicherheit schaffen wollte. Dieser Auffassung ist der BGH indes nicht gefolgt, sondern hat nunmehr

ausdrücklich die Möglichkeit einer Billigkeitskontrolle auch für Netznutzungsentgelte, die durch die Regulierungsbehörde genehmigt wurden, bejaht. Nichts anderes wird wohl für die Festsetzung der Erlösbergrenze nach den Vorschriften der ARegV gelten können, obwohl diese Frage nicht Gegenstand des Verfahrens vor dem BGH war.

Der BGH begründet seine Auffassung zum einen damit, dass sich die rein öffentlich-rechtliche Wirkung der Genehmigung auf das Verhältnis der Behörde zum Netzbetreiber beschränkt. Die Entgeltgenehmigung wirkt – so der BGH – nicht unmittelbar auf das Rechtsverhältnis zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer ein, sondern bedarf noch der privat-rechtlichen Umsetzung. Nach Auffassung des BGH verbleibt damit ein eigenständiger Anwendungsbereich für eine richterliche Inhaltskontrolle der Netznutzungsentgelte neben dem öffentlich-rechtlichen Energiewirtschaftsrecht.

Die Auswirkungen dieser Entscheidung des BGH auf die Praxis der Netznutzung werden erheblich sein. Nach der Rechtsprechung des BGH hat nämlich der Netzbetreiber die Billigkeit der von ihm verlangten Entgelte darzulegen und gegebenenfalls zu beweisen. Allerdings kann sich der Netzbetreiber – so der BGH – zur Darlegung der Billigkeit der von ihm verlangten Netzentgelte auf die Entgeltgenehmigung bzw. die Festlegung der Erlösbergrenzen stützen, da diese aufgrund der Prüftiefe durch die Regulierungsbehörden ein gewichtiges Indiz für die Billigkeit und Angemessenheit darstellen.

Damit obliegt es somit zunächst dem Netznutzer, darzulegen, warum die genehmigten Netznutzungsentgelte überhöht sein sollen, um hierdurch die Indizwirkung der Entgeltgenehmigung zu erschüttern.

Insgesamt ist zu erwarten, dass zukünftig wieder eine Vielzahl von Netznutzern ihre Netznutzungsentgelte nur unter dem Vorbehalt der gerichtlichen Billigkeitsprüfung nach § 315 BGB zahlen werden, um sich alle Möglichkeiten für den Fall von ob-

siegenden Verfahren (dritter Netznutzer) gegen Netzbetreiber offenzuhalten. Ob eine derartige sowohl für Netzbetreiber als auch Netznutzer unsichere Rechtslage in solchen Zeiten Ziel führend ist, in denen die Energiewende von allen Akteuren der Energiewirtschaft höchste Anstrengungen erfordert, sollte sicherlich kritisch hinterfragt werden.

#### Kontakt für weitere Informationen:



**Dr. Thomas Wolf**

Rechtsanwalt LL.M. oec.

Tel.: +49 (9 11) 91 93–35 18

E-Mail: [thomas.wolf@roedl.com](mailto:thomas.wolf@roedl.com)

## > Neues zur Kooperationsvereinbarung V (KOV V)

Von **Andrea Trost**

Kaum sind die ersten Wirrungen durch die KOV IV beseitigt, schon wirft die KOV V ihre Schatten voraus. Am 29. Juni 2012 haben die Verbände der Energiewirtschaft die endgültige Fassung der neuen Kooperationsvereinbarung Gas (KoV V) verabschiedet. Sie soll zum 1. November 2012 in Kraft treten. Neuerungen betreffen insbesondere die Bereiche Musterverträge und die Netzkontenabrechnung.

### Standardverträge – Lieferantenrahmenvertrag

Betroffen von der Novellierung sind auch die als Anlage zur Kooperationsvereinbarung erlassenen Standardverträge. Insbesondere sei hier der Lieferantenrahmenvertrag genannt.

Mit Erlass der KOV IV im letzten Jahr wurden erstmals standardisierte Vertragswerke erlassen, die zwingend zwischen den Vertragspartnern der Kooperationsvereinbarung zu verwenden waren. Individuelle Vertragsgestaltung war mit deren Erlass grundsätzlich nur noch eingeschränkt durch die Vereinbarung ergänzender Bedingungen möglich. Gerade diese ergänzenden Bedingungen haben für viel Diskussionsstoff zwischen den Marktpartnern geführt. In der Praxis hat sich hierzu gezeigt, dass diese zum Teil gar nicht akzeptiert wurden, zum Teil eine Zustimmung nur unter Vorbehalt einer gerichtlichen oder behördlichen Überprüfung erfolgt ist.

Durch die neue KOV V werden diese Diskussionen zwischen Netzbetreibern und Lieferanten etwas entschärft, da nunmehr ergänzende Bedingungen nur noch in sehr eingeschränktem Maße zulässig sind und die zu konkretisierenden Regelungen vom Regelwerk konkret benannt werden.

Eine Anpassung des Lieferantenrahmenvertrages an die geänderten aktuellen Bedingungen hat bis 1. Oktober 2012 zu erfolgen. Ein vollständiger Neuabschluss des zuletzt an den Musterlieferantenrahmenvertrag nach der KOV IV angepassten Vertrages hat indes nicht zu erfolgen, da der Umfang der Änderungen eine Anpassung der Verträge im Wege des vorgesehenen Vertragsänderungsmechanismus ermöglicht.

### Netzkontenabrechnung

Eine wesentliche Novellierung durch die KOV V erfährt die Netzkontenabrechnung. Die Netzkonten sind ein Überbleibsel der Festlegung der Bundesnetzagentur zum Grundmodell für Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas) sowie der Vorgaben der Kooperationsvereinbarung in der Fassung vom 29. Juli 2008. Das Netzkonto dient in erster Linie der Erfassung der Differenzmengen eines Netzes. Bis zum 1. April 2010 fand zunächst keine Netzkontenabrechnung statt, da davon ausgegangen wurde, dass die Mengen in diesem Netzkonto keine relevante Größenordnung einnehmen würden. Die Entwicklung des Gasmarktes hat jedoch eines Besseren belehrt. Insbesondere im Winter 2009/2010 ist ein erheblicher Bedarf an Regelenergie aufgetreten. Als Reaktion darauf hat

die Bundesnetzagentur mit der Mitteilung Nr. 4 zur Umsetzung des Beschlusses GABi Gas vom 28. Mai 2008 (Az. BK7-08-002 vom 24. März 2010) unter anderem ein Monitoring- und Abrechnungssystem für Netzkonten implementiert, um zukünftige Fehlentwicklungen im Regelenergiemarkt rechtzeitig zu erkennen bzw. zu vermeiden. Die Abrechnung der Netzkonten erfolgt seither in Form von Abschlagszahlungen auf zukünftige Mehr-/Mindermengen.

Auf Anregung der Bundesnetzagentur ist nunmehr eine monatliche Abrechnung der Netzkonten vorgesehen. Hierdurch sollen Anreize gesetzt werden, um eine Reduktion der Schiefstände der Netzkonten u. a. durch eine Verbesserung der Datenqualität und eine verlässlichere Datenübermittlung zu erreichen. Zudem soll der Regelenergiebedarf durch die verbesserte Prognose der Netzbetreiber vermindert werden.

Hervorzuheben sind insbesondere folgende Eckpunkte bei der Netzkontenabrechnung:

- › Abrechnungssystem: Der monatliche Netzkontosaldo 0 wird mit der gesamten SLP-Allokation des Netzes für den Abrechnungsmonat ins Verhältnis gesetzt. Gleich bleibt, dass die Abrechnung nur in eine Richtung erfolgt, nämlich dann, wenn die Einspeisung die Ausspeisung überschreitet (positiver Netzkontosaldo). Eine Abrechnung findet daher nur statt, wenn das Netzkonto (Netzkonto 0) einen Schwellenwert von zehn Prozent bezogen auf die SLP-Mengen im Netzgebiet überschreitet (Unterspeisung des Netzkontos). Bei Überschreitung des Schwellenwertes erfolgt keine Abrechnung, sodass das Netzkonto anschließend ausgeglichen ist. Wie bisher stellt die Netzkontenabrechnung eine Abschlagszahlung auf die Mehr-/Mindermengenabrechnung dar.
- › Beim analytischen Lastprofilverfahren wird der Zweitagesversatz nicht mehr bei der Netzkontenabrechnung herausgerechnet. Als Alternative steht die Anwendung eines Optimierungsfaktors zur Verfügung.
- › Meldesystem: Der Marktgebietsverantwortliche ist verpflichtet, eine Meldung an die Bundesnetzagentur zu senden, so-

fern das Verhältnis des monatlichen Netzkontosaldos 0 zur SLP-Allokation des Netzes für den betrachteten Monat einen Schwellenwert von plus fünf Prozent überschreitet bzw. einen Wert von minus fünf Prozent unterschreitet.

- › Veröffentlichung: Netzbetreiber mit einer monatlichen Abweichung in ihrem Netzkonto von plus/minus 50 Prozent werden auf der Internetseite des Marktgebietsverantwortlichen im öffentlich zugänglichen Bereich veröffentlicht. Die monatliche Abweichung berechnet sich nach dem gleichen Verfahren wie bei der monatlichen Netzkontenabrechnung.
- › Der Marktgebietsverantwortliche veröffentlicht jeweils am Anfang eines Folgemonats die sich für den abgelaufenen Monat für sein Marktgebiet ergebenden Netzkontosalden aller Netzbetreiber in aggregierter Form. Diese ergibt sich als Summe der Netzkontosalden 0 aller Netzbetreiber zum Monatsende, getrennt nach Unter- und Überspeisungen.
- › Die kumulierte Netzkontenbetrachtung und -abrechnung ist weggefallen.

Die neue Netzkontenabrechnung wird künftig voraussichtlich zu einer Vielzahl von Abrechnungen führen. Insbesondere für die große Anzahl an Netzbetreibern, die das synthetische SLP-Verfahren benutzen, empfiehlt es sich, sich mit der Fehleranalyse und Optimierung der Standardlastprofile zu befassen, sofern auf deren Netzkonto erhebliche Schiefstände zu verzeichnen sind.

#### Kontakt für weitere Informationen:



#### Andrea Trost

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (9 11) 91 93–36 39

E-Mail: [andrea.trost@roedl.com](mailto:andrea.trost@roedl.com)

## > Ökosteuer-Privilegien für Energieversorger werden verlängert

### Von Christian Marthol

Mit Spannung wurde die jüngste Änderung des Energie- und Stromsteuergesetzes erwartet. Denn bis zum Schluss war offen, ob das bisher gesetzlich verankerte Steuerprivileg – der sogenannte Spitzenausgleich – verlängert würde.

Die wirtschaftliche Bedeutung für den Standort Deutschland ist enorm. Die bundesweit etwa 25.000 Unternehmen des produzierenden Gewerbes, zu denen auch Stadtwerke und Energieversorger zählen, werden durch die Regelung alljährlich um rund 2,3 Mrd. Euro entlastet. Nach dem jetzt vorgelegten Ka-

binettsentwurf werden die Unternehmen weiterhin – zunächst bis 2022 – weitgehend von der sogenannten Ökosteuer befreit. Anders als bisher wird das Steuerprivileg nun aber an die Umsetzung konkreter Maßnahmen zur Energieeffizienz und -einsparung geknüpft.

Im Jahre 1999 wurde das Stromsteuergesetz eingeführt, gleichzeitig wurde das Mineralölsteuergesetz novelliert und später durch das Energiesteuergesetz abgelöst. Um eine übermäßige Belastung energieintensiver Unternehmen bzw. Energieversorger zu vermeiden, wurde mit dem Spitzenausgleich ein Instrument ins Gesetz aufgenommen, um diese Unternehmen im Hinblick auf den internationalen Wettbewerb zu entlasten. Der Spitzenausgleich stellt europarechtlich eine Beihilfe dar und wurde in seiner jetzigen Form von der Europäischen Kommission nur bis Ende des Jahres 2012 gebilligt. Die von den produzierenden Unternehmen nun gesetzlich abverlangte Einführung bzw. Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen ist die Voraussetzung für die weitere – europarechtskonforme – Privilegierung ab 2013.

Wollen Stadtwerke und Energieversorger nun weiterhin die steuerlichen Begünstigungen in Anspruch nehmen, so müssen sie spätestens Anfang kommenden Jahres beginnen, ein Energie- oder Umweltmanagementsystem einzuführen. Dies erfordert eine systematische Erfassung und strukturierte Ermittlung der energetischen Einsparpotenziale. Spätestens im Jahre 2015 muss das System dann vollständig implementiert sein. Für kleine und mittlere Unternehmen bestehen Erleichterungen, indem sie alternative Systeme zur Verbesserung der Energieeffizienz betreiben können.

Parallel zu dem Gesetzesentwurf wurde am 01. August 2012 zwischen der Regierung und der deutschen Wirtschaft eine Vereinbarung geschlossen, die die Unternehmen des produzierenden Gewerbes insgesamt zur Steigerung der Energieeffizienz verpflichtet und für die Zukunft jährliche Zielwerte für die erreichende Reduzierung der Energieintensität festlegt. Je nach Erreichensquote entfällt der Spitzenausgleich oder wird nur zu einem geringeren Teil gewährt.

## Kontakt für weitere Informationen:



**Christian Marthol**

Rechtsanwalt

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

E-Mail: christian.martholroedl.com

## > Unsere Publikation

Kooperationsstudie Energie – Gemeinsam stärker?

### **Bundesweite Kooperationsstudie für kleine und mittlere Versorgungsunternehmen und Stadtwerke**

„Gemeinsam stärker?“ lautet die zentrale Frage der ersten bundesweiten Kooperationsstudie von Rödl & Partner für kleine und mittlere Versorgungsunternehmen und Stadtwerke.

Im März 2012 hat Rödl & Partner bundesweit Geschäftsführer von 707 Versorgungsunternehmen und Stadtwerken angeschrieben. Insgesamt füllten Vertreter von 115 Unternehmen unseren Fragebogen aus, was einer Rücklaufquote von 16,3 Prozent entspricht.

Mit der Studie möchte Rödl & Partner untersuchen inwieweit Kooperationen bei kleinen und mittleren Versorgungsunternehmen und Stadtwerke im Hinblick auf die Veränderung des Marktumfelds im Energiesektor notwendig sind. Wir haben die Teilnehmer der Studie nach den aktuellen Rahmenbedingungen gefragt und danach, ob notwendige zukünftige Anpassungen besser alleine oder mit einem Partner umgesetzt werden können. Welche Gründe sprechen dafür, welche dagegen? In welchem Umfang und wie kann eine mögliche Kooperation umgesetzt werden? Was sind dabei die größten Hürden? Welche Faktoren sind ausschlaggebend für eine erfolgreiche Kooperation?

Die Ergebnisse der Kooperationsstudie werden im Herbst 2012 von Rödl & Partner veröffentlicht und in der nächsten Ausgabe des Kursbuch Stadtwerke ausführlich vorgestellt. Darüber hinaus ist zum Thema „Kooperation“ auch eine Veranstaltung geplant.

**Bestellung:** E-Mail an Frau Karolina Wagner | karolina.wagner@roedl.com

## > Veranstaltungshinweise

Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter: [www.roedl.de/seminare](http://www.roedl.de/seminare)

<b>Thema</b>	<b>Werkstattgespräch: 25% KWK-Anteil im Jahr 2020?!</b>
<b>Termin/Ort</b>	22.10.2012/Nürnberg
<b>Referenten</b>	Joachim Held, Peter Schreier, Kai Imolauer, Benjamin Hufnagel
<b>Veranstalter</b>	Rödl & Partner

<b>Thema</b>	<b>Innovationen im Energievertrieb</b>
<b>Termin/Ort</b>	24.10.2012/Köln
<b>Referenten</b>	Dr.-Ing. Matthias Koch MBA, Christoph Spier, u.a.
<b>Veranstalter</b>	Rödl & Partner

<b>Thema</b>	<b>Werkstattgespräch: Wasserabgabe 2030</b>
<b>Termin/Ort</b>	31.10.2012/Nürnberg 27.11.2012/Köln
<b>Referenten</b>	Andrea Bayer, Alexander Faulhaber, u.a.
<b>Veranstalter</b>	Rödl & Partner

<b>Thema</b>	<b>Windkraft im Wald</b>
<b>Termin/Ort</b>	13.11.2012/Köln
<b>Referenten</b>	Henning Fischer, Ralf Ott, u.a.
<b>Veranstalter</b>	Rödl & Partner

<b>Thema</b>	<b>Jahresabschluss von Stadtwerken</b>
<b>Termin/Ort</b>	13.11.2012/Nürnberg 21.11.2012/Köln
<b>Referenten</b>	Uwe Deuerlein, u.a.
<b>Veranstalter</b>	Rödl & Partner

<b>Thema</b>	<b>Windtag Bayern</b>
<b>Termin/Ort</b>	22.11.2012/Nürnberg
<b>Referenten</b>	Anton Berger, u.a.
<b>Veranstalter</b>	Rödl & Partner

<b>Thema</b>	<b>10. Nürnberger Vergaberechtstag</b>
<b>Termin/Ort</b>	06.12.2012/Nürnberg
<b>Referenten</b>	Holger Schröder, u.a.
<b>Veranstalter</b>	Rödl & Partner

### Kontakt für weitere Informationen:

#### Peggy Kretschmer

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

E-Mail: [peggy.kretschmer@roedl.com](mailto:peggy.kretschmer@roedl.com)

### Impressum Kursbuch Stadtwerke

Herausgeber: Rödl & Partner GbR  
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg  
Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 04 | [energie@roedl.de](mailto:energie@roedl.de)

Verantwortlich für den Inhalt: Martin Wambach | Anton Berger  
Layout/Satz: Karolina Wagner

Bildernachweis: [www.fotolia.com](http://www.fotolia.com), © IckeT | © xy / Fotolia.com

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.

„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.