

Fundamente schaffen

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe: Juni 2013 – www.roedl.de

> Inhalt

Praxisbeispiel

- > Stadtwerke Heidenheim übernehmen Solarpark in Thüringen 2

Förderung

- > Aktuelles aus den Fördertöpfen 3

Umweltrecht

- > Die Umsetzung der Industrieemissions – Richtlinie in nationales Recht – strenge Anforderungen für Anlagenbetreiber 5

Wärme

- > Die Nutzung von Wärmespeichern – förder- und vertragsrechtliche Aspekte 6
- > Brennpunkt Fernwärme – Fernwärmever-sorgung als Chance für Stadtwerke 7

Unternehmensbewertung

- > Der Wert von Energienetzen 8

Regulierungsmanagement

- > Geplante Änderungen der Netzentgelt-verordnungen 12

Verteilernetze

- > Hoher Investitionsbedarf für Stromnetz-betreiber im Kontext der Energiewende 14

Rödl & Partner Intern

- > Veranstaltungshinweis 16

Liebe Leserin, lieber Leser,

am 06. Juni 2013 um genau 14:19 Uhr war es soweit: Noch nie zuvor hat ein Land so viel Strom mit Photovoltaik-Anlagen erzeugt wie Deutschland. Die Abgabeleistung der Solaranlagen in Deutschland lag bei mehr als 23 Gigawatt. Was ein großer Meilenstein für die Energiewende ist, bedeutet aber auch eine außerordentliche Belastung für die Stromverteilernetze. Aus den alten Einbahnstraßen der Stromversorgung müssen in kürzester Zeit mehrspurige Autobahnen werden, die eine Ein- und Ausspeisung der Strommengen gewährleisten, ohne die Versorgungssicherheit der Stromkunden zu gefährden. Diese Mammutaufgabe versucht der Gesetzgeber dadurch zu bewältigen, dass immer neue Gesetze und Verordnungen erlassen werden, die ein besseres Marktdesign für Erneuerbare Energien und neue Steuerungsinstrumente für die Stromverteilernetze vorsehen. Dieser Spagat zwischen attraktiven Investitionen in Erneuerbare Energien und einem regulatorisch und wirtschaftlich optimalen Netzbetrieb stellt die große Herausforderung dieser Tage für Stadtwerke dar. Die Themen unserer neuen Ausgabe des Kursbuches geben Ihnen daher einen idealen Überblick, wie Sie die rasante Entwicklung der Energiewende durch Investitionen in Erneuerbare Energien erfolgreich nutzen können, aber auch im Bereich der Netzregulierung nicht den Überblick verlieren. Nutzen Sie die Chancen und stellen Sie sich den Herausforderungen.

Wir unterstützen Sie gerne!



Martin Wambach
Geschäftsführender Partner



Anton Berger
Partner

Praxisbeispiel

> Stadtwerke Heidenheim übernehmen Solarpark in Thüringen

Von Dr. Thomas Wolf und Kai Imolauer

Die Umsetzung eines Projekts im Bereich der Erneuerbaren Energien erfordert eine umfassende und fachkundige Vorbereitung und Begleitung. Am Beispiel der Stadtwerke Heidenheim soll aufgezeigt werden, welche Prozessschritte für einen erfolgreichen Projektabschluss erforderlich sind.

Die Hellenstein SolarWind GmbH, ein Unternehmen der Stadtwerke Heidenheim Aktiengesellschaft Unternehmensgruppe hat den Solarpark Greußen in Thüringen übernommen. Verkäufer ist Sunowe Photovoltaic, ein chinesischer Hersteller von Solarmodulen. Der Solarpark erzeugt als einer der größten Solarparks in Thüringen mit einer Leistung von ca. 5 MW eine Strommenge von über 4,6 Mio. kWh/Jahr. Diese Strommenge ist ausreichend, um mehr als 1.500 Haushalte mit Strom zu versorgen.

Dem Kauf ging ein strukturierter Transaktionsprozess voraus, der durch ein auf die Beratung im Bereich der Erneuerbaren Energien spezialisiertes Team von Rödl & Partner begleitet wurde.

Due Diligence Prüfung

Im ersten Schritt wurde zunächst eine Due Diligence Prüfung durchgeführt, die insbesondere eine rechtliche, steuerliche Prüfung der Zielgesellschaft zum Gegenstand hatte. Neben der rechtlichen und steuerlichen Prüfung wurden durch Rödl & Partner ebenfalls umfangreiche Wirtschaftlichkeitsberechnungen sowie eine technische Beurteilung des Solarparks erstellt.

Ausarbeitung des Transaktionsmodells

Auf Grundlage der Ergebnisse dieser Due Diligence Prüfung wurde im zweiten Schritt gemeinsam mit den Stadtwerken Heidenheim das Transaktionsmodell mit dem Ziel der rechtlich und steuerlich optimalen Struktur erarbeitet. Das Transaktionsmodell sah letztlich den Erwerb der Zielgesellschaft in der Rechtsform einer GmbH & Co. KG vor, bei der anschließend die persönlich haftende Gesellschafterin aus der Zielgesellschaft ausgetreten ist mit der Rechtsfolge der Anwachsung des Vermögens der Zielgesellschaft beim Käufer.

Rechtliche Umsetzung der Transaktion

Im dritten Schritt wurde das Transaktionsmodell durch die Erstellung eines umfangreichen Kaufvertrages (Share-Purchase-Agreement) umgesetzt. Der Kaufvertrag enthielt insbesondere Regelungen zur gesellschaftsrechtlichen Umsetzung des Transaktionsmodells, Garantien für Käufer und Verkäufer, die grund-

stücksrechtliche Abwicklung der Transaktion sowie die zukünftige steuerliche Behandlung der Zielgesellschaft.

Grundlage für den erfolgreichen Abschluss der Transaktion war die exakte Befolgung und Durchführung der vorab von Rödl & Partner mit den Stadtwerken Heidenheim abgestimmten Prozessschritte, die es ermöglicht haben, alle relevanten Fragen in rechtlicher, wirtschaftlicher oder auch technischer Hinsicht umfassend zu bewerten und vertraglich sowie technisch umzusetzen.

Notwendigkeit eines strukturierten Transaktionsprozesses

Das Praxisbeispiel zeigt, dass ein solches Projekt insbesondere dann zügig und erfolgreich umgesetzt werden kann, wenn von Beginn an auf Grundlage eines strukturierten Transaktionsprozesses eine fachlich fundierte rechtliche, steuerliche, wirtschaftliche und technische Begleitung des Projekts erfolgt. Vorab festgelegte Prozessschritte wie insbesondere die Durchführung einer Due Diligence Prüfung ermöglichen die Berücksichtigung aller relevanten Fragen für Käufer und Verkäufer im Transaktionsmodell, geben jedoch ebenfalls die notwendige Flexibilität, um auf kurzfristige Änderungen im Transaktionsmodell jederzeit reagieren zu können.

Rödl & Partner hat bereits eine Vielzahl solcher Projekte im Bereich Erneuerbare Energien vor allem für Stadtwerke und Kommunen umgesetzt. Nutzen Sie daher unsere Erfahrung für Ihr Projekt!

Kontakt für weitere Informationen:



Dr. Thomas Wolf

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 18

E-Mail: thomas.wolf@roedl.com

Förderung

> Aktuelles aus den Fördertöpfen

Von Maria Ueltzen

Als Beilage der aktuellen Ausgabe des „Kursbuch Stadtwerke“ finden Sie die neue Broschüre zum Thema „Fördermittel und Finanzierung“ von Rödl & Partner. Die Broschüre beinhaltet eine Übersicht mit Darstellung aller notwendigen Schritte zur erfolgreichen Fördermittelakquise von der ersten Projektskizze bis hin zum Verwendungsnachweis. Aktuelle Informationen zum Thema Fördermittel gibt es nachfolgend aus den Bereichen:

- > Förderung von Batteriespeichersystemen
- > Förderprogramm Klimaschutz Plus in Baden-Württemberg
- > Fördermöglichkeiten von Biomasseheizwerken

Förderung von Batteriespeichern in Verbindung mit PV-Anlagen

Zum 01. Mai 2013 ist das neue Förderprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zur Förderung von Batteriespeichern für Photovoltaikanlagen gestartet.

Die Förderung erfolgt über die KfW mittels zinsgünstiger Darlehen bis zu 100 Prozent der förderfähigen Nettoinvestitionskosten in Verbindung mit Tilgungszuschüssen in Höhe von 30 Prozent der förderfähigen Kosten. Batteriespeichersysteme können in Verbindung mit der Neuerrichtung einer PV-Anlage bzw. einer nach dem 31.12.2012 in Betrieb genommenen Anlage gefördert werden. Die Anlagengröße ist für eine Förderung auf 30 kWp begrenzt. Größere Anlagen sind von einer Förderung ausgeschlossen.

Eine weitere Fördervoraussetzung ist die Beschränkung der Leistungsabgabe der PV-Anlage am Netzanschlusspunkt auf 60 Prozent der installierten Leistung.

Die Berechnung der förderfähigen Kosten orientiert sich an der installierten Leistung der Photovoltaikanlage und ist für Neuanlagen begrenzt auf 2.000 Euro je kWp sowie für Nachrüstungen auf 2.200 Euro je kWp. Die Investitionskosten für den Speicher werden im Falle von Neuanlagen auf Basis der Gesamtkosten abzgl. eines pauschalen Ansatzes von 1.600 Euro je kWp für die PV-Anlage berechnet. Daraus resultiert der Effekt, dass je geringer der kWp-Preis für die PV-Anlage ist, desto niedriger fällt auch die Förderung für den Batteriespeicher aus.

Nachfolgend finden Sie hierzu eine Beispielrechnung zur Ermittlung der Förderhöhe für eine 10 kWp-Neuanlage. Die Berechnung erfolgte für die beiden Szenarien eines kWp-Preises für die Module von 1.600 Euro bzw. von 1.400 Euro. Die angesetzten 20.000 Euro für das Speichersystem stellen lediglich den Förderhöchstbetrag für das Szenario eines kWp-Preises von 1.600 Euro dar und spiegeln nicht die aktuell schwer vergleichbaren Marktpreise wider.

	Szenario 1	Szenario 2
Investition PV-Anlage	16.000 Euro	14.000 Euro
Investition Speicher	+ 20.000 Euro	+ 20.000 Euro
Investition gesamt	= 36.000 Euro	= 34.000 Euro
Abzgl. 1.600 Euro/kWp	- 16.000 Euro	- 16.000 Euro
Kosten des Speichers (gemäß KfW-Berechnung)	= 20.000 Euro / 10 kWp	= 18.000 Euro / 10 kWp
Förderfähige Kosten je kWp	= 2.000 Euro * 30 Prozent	= 1.800 Euro * 30 Prozent
Tilgungszuschuss in Höhe von 30 Prozent	= 600 Euro / kWp	= 540 Euro / kWp

Im Falle einer Nachrüstung von PV-Anlagen sind die tatsächlichen Investitionskosten des Speichers dividiert durch die installierte Leistung der PV-Anlagen Basis für die Berechnung des Tilgungszuschusses.

Für das Jahr 2013 stehen insgesamt Mittel in Höhe von 25 Millionen Euro zur Verfügung. Anträge können ausschließlich über Kreditinstitute vor Vorhabenbeginn gestellt werden.

Programm Klimaschutz Plus Baden-Württemberg

Seit dem 11. April 2013 ist eine Antragstellung wieder in allen Teilen des Förderprogramms KLIMASCHUTZ PLUS des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg möglich. Das Programm ist nach wie vor unterteilt in einen allgemeinen und einen kommunalen Programmteil sowie ein

Programm für Vereine. Anträge können in den Bereichen CO₂-Minderung (Antragsfrist 31.Juni.2013), Beratung (Antragsfrist 30. November.2013) sowie für Modellprojekte ausschließlich bei der L-Bank gestellt werden. Eine Förderung erfolgt mittels direkter Zuschüsse.

Im Bereich CO₂-Minderung werden Maßnahmen hinsichtlich

- > energetischer Sanierung (Erneuerung von Heizungsanlagen, Verbesserung baulicher Wärmeschutz, Sanierung von Beleuchtungs- und Lüftungsanlagen)
- > Einsatz regenerativer Energien (Holzpelletheizungen, Elektro-Wärmepumpen, Solarwärme-Anlagen)
- > rationeller Energieanwendung (Errichtung von Blockheizkraftwerken sofern nicht vergütungsfähig nach EEG)
- > Sanierung der Straßenbeleuchtung

gefördert. Der Fördergegenstand im Bereich Beratungsleistungen variiert je nach Antragsteller und beinhaltet u.a. Energieberatung, Gründung von Energieagenturen und Bilanzierung von CO₂-Emissionen. Weiterhin gefördert werden im Bereich „Modellprojekte“ Vorhaben unter Einsatz innovativer Techniken hinsichtlich Energieeinsparung, rationeller Energienutzung und Nutzung erneuerbarer Energien.

Förderung von Biomasseheizwerken

Fördermöglichkeiten für Biomasseheizwerke bestehen auf Landes- und Bundesebene und sind unter anderem abhängig von der Anlagengröße.

Jahres-Energiebedarf	X	Emissionsfaktor	X	7 Jahre	X	20 Euro	=	Förderbetrag
Jahres-Energiebedarf	X	Emissionsfaktor	X	7 Jahre	X	2 Euro	=	Effizienzbonus
Jahres-Energiebedarf	X	Emissionsfaktor	X	7 Jahre	X	3 Euro	=	Emissionsbonus

Somit erhöht sich die maximale Förderung auf 27 Euro pro Jahrestonne kalkulatorisch eingespartem CO₂. Die Förderobergrenze je Projekt beträgt 200.000 Euro.

Antragsberechtigt sind natürliche und juristische Personen sowie Personengesellschaften. Bewilligungsbehörde ist das Technologie- und Förderzentrum Straubing (TFZ).

Gerne unterstützen wir Sie bei der projektspezifischen Recherche nach aktuellen Fördermöglichkeiten, bei der Abstimmung mit den beteiligten Fachbehörden sowie der konkreten Antragstellung und Fördermittelabwicklung.

Im Marktanreizprogramm des Bundes wird bei der Förderung von Anlagen zur Verbrennung von fester Biomasse zur thermischen Nutzung zwischen Anlagen bis 100 kWth und Anlagen mit einer höheren Leistung unterschieden. Anlagen ≤ 100 kWth werden mittels Investitionszuschüssen über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) gefördert. Die Höhe der Förderung ist abhängig vom eingesetzten Brennstoff (Pellets bzw. Holzhackschnitzel) und kann um eine Bonus- sowie eine Investitionsförderung ergänzt werden.

Große Biomasseanlagen (> 100 kWth) werden hingegen über das KfW-Programm Erneuerbare Energien Premium mittels zinsgünstiger Darlehen in Verbindung mit Tilgungszuschüssen gefördert. D.h. Voraussetzung für einen Zuschuss ist die Aufnahme eines Förderdarlehens. Ohne Darlehen kann auch kein Tilgungszuschuss gewährt werden. Die Grundförderung beträgt 20 Euro je kW installierter Nennwärmeleistung, maximal jedoch 50.000 Euro je Anlage. Sie kann ergänzt werden bei Einhaltung niedriger Staubemissionen (20 Euro/kW) sowie bei Errichtung eines Pufferspeichers (10 Euro/kW). Die kumulierte Maximalförderung ist gedeckelt auf 100.000 Euro.

Als Landesförderung soll beispielhaft das Programm Bioklima in Bayern genannt werden.

Eine Förderung von automatisch beschickten Biomasseheizanlagen erfolgt mittels direkter Zuschüsse, die Grundförderung beträgt 20 Euro pro Jahrestonne kalkulatorisch eingespartes CO₂. Die Höhe der Zuschüsse wird für eine Laufzeit von sieben Jahren berechnet. Weiterhin besteht die Möglichkeit der Gewährung eines Effizienzbonus bei Einbau eines Economisers bzw. einer Abgaskondensation mit Nutzung der anfallenden Wärme sowie eines Emissionsbonus. Die Berechnung der Förderung folgt somit folgender Systematik:

Kontakt für weitere Informationen:



Maria Ueltzen

Europäische Diplom-Verwaltungsmanagerin (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 14

E-Mail: maria.uelzten@roedl.com

Umweltrecht

> Die Umsetzung der Industrieemissions-Richtlinie in nationales Recht – strenge Anforderungen für Anlagenbetreiber

Von **Andrea Hennecken**

Deutschlandweit sind derzeit ca. 9.000 Energie- und Industrieanlagen von der Umsetzung der Industrieemissions-Richtlinie in nationales Recht betroffen. Adressaten sind mithin auch eine Vielzahl von kommunalen Unternehmen, z. B. Müllheizkraftwerke, Windparks, Abfallbeseitigungsanlagen und sonstige Anlagen.

Die Betroffenen sind gehalten, sich schon heute über die Anwendung der neuen Vorschriften zu informieren und rechtzeitig die Umsetzung in Angriff zu nehmen. Nur durch eine frühzeitige Auseinandersetzung mit den neuen Regelwerken und abgestimmten Änderungen ist der uneingeschränkte und innovative Betrieb der Anlagen auch weiterhin gewährleistet.

Historie

Die Industrieemissions-Richtlinie (2010/75/EU), englisch Industrial Emission Directive (IED), stellt ein zentrales europäisches Regelwerk dar, das verschiedene europäische Richtlinien ablöst und in ein einheitliches Werk zusammenfasst.

In der IED werden insgesamt sieben Richtlinien zu einer zusammengefasst, die so genannte IVU-Richtlinie (2008/1/EG; früher 96/61/EG), drei Richtlinien zu Titanoxid (78/176/EWG, 82/883/EWG und 92/112/EWG), die Richtlinie über flüchtige organische Verbindungen (Lösemittel-RL (VOC-RL) 1999/13/EG), die Abfallverbrennungs-Richtlinie (2000/75/EG) und die Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (2001/80/EG).

Die am 06. Januar 2011 in Kraft getretene IED sollte ursprünglich bis zum 06. Januar 2013 in nationales Recht umgesetzt werden. Verspätet erfolgen nunmehr die Novellierungen durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen, das am 12. April 2013 im Bundesgesetzblatt Teil 1 Nr. 17, S. 734 ff. veröffentlicht wurde und überwiegend am 20. Tag nach der Verkündung in Kraft tritt, mithin am 02. Mai 2013. Das dazugehörige Verordnungspaket wurde im Bundesgesetzblatt Teil 1 Nr. 21, S. 973 ff. am 02. Mai 2013 veröffentlicht (www.bundesgesetzblatt.de).

Wesentliche Änderungen

Die Änderungen betreffen unter anderem das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), das Wasserhaushaltsgesetz (WHG), das Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) und das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Des Weiteren betrifft die Novellierung eine Vielzahl von Rechtsverordnungen. Vier Verordnungen zum BImSchG werden neu erlassen, und zwar

die Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV), die Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen (13. BImSchV), die Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen (17. BImSchV) und die neu eingeführte Bekanntgabeverordnung (41. BImSchV). Neun weitere Verordnungen werden Anpassungen erfahren, insbesondere die Verordnung über das Genehmigungsverfahren (9. BImSchV).

Wesentliche Inhalte

Ziele der Umsetzungen sind unter anderem eine höhere Verbindlichkeit der BVT-Merkblätter und BVT-Schlussfolgerungen, eine strengere Berichtspflicht der Anlagenbetreiber gegenüber den Genehmigungsbehörden, die Einführung von Umweltspektionen und die Erstellung von Ausgangszustandsberichten mit einer korrespondierenden Rückführungspflicht bei Betriebsstilllegungen.

Längere Übergangsvorschriften sind im BImSchG nicht vorgesehen. Für Neugenehmigungen gelten die Änderungen ab dem 07. Januar 2013. Für Bestandsanlagen hingegen gelten die neuen Anforderungen für IED-Anlagen ab dem 07. Januar 2014, wenn sich die Anlage vor dem 07. Januar 2013 in Betrieb befand, die Anlage bereits genehmigt war oder der vollständige Genehmigungsantrag gestellt wurde. Bestandsanlagen, die nach dem bisherigen Recht nicht der „alten IVU-Richtlinie“ unterfielen, nun aber erstmals im Anhang der IED-Richtlinie aufgeführt sind, müssen die neuen Anforderungen zum 07. Januar 2015 erfüllen.

Kontakt für weitere Informationen:



Andrea Hennecken

Rechtsanwältin, Fachanwältin für Verwaltungsrecht

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 62

E-Mail: andrea.hennecken@roedl.com

Wärme

> Die Nutzung von Wärmespeichern – förder- und vertragsrechtliche Aspekte

Von Joachim Held

Aufgrund der neuen technischen und stromwirtschaftlichen Entwicklungen besteht ein zunehmender Bedarf an Wärmespeichern. Häufig besteht ein Interesse an der Nutzung von Wärmespeicherkapazitäten durch mehrere Fernwärmeversorgungsunternehmen, Erzeugungsanlagenbetreiber oder Wärmeverbraucher. Dabei beschreitet man mit entsprechenden Wärmespeicher-Verträgen vertragsrechtliches Neuland. Zwar kann sich die Wärmewirtschaft hier an den inzwischen seit einiger Zeit praktizierten Erdgas-Speicherzugangsverträgen orientieren. Neben einer Entfrachtung von den erdasspezifischen Regelungen sind aber vor allem zahlreiche förderrechtliche Aspekte aus dem Kraftwärme-Kopplungsgesetz (KWKG), Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) und den öffentlich-rechtlichen Förderprogrammen bei der Gestaltung des Wärmespeicherzugangsvertrags zu beachten. Eine frühzeitige und sorgfältige Prüfung des Wärmespeicherkonzepts und Gestaltung des Wärmespeicherzugangsvertrags ist deshalb erforderlich.

Die aktuellen energiewirtschaftlichen und technischen Entwicklungen führen zu einem zunehmenden Bedarf an Wärmespeicherung: Schon aus wärmewirtschaftlichen Gründen sind Wärmespeicher zur Überbrückung von Lastspitzen häufig technisch und wirtschaftlich zweckmäßig. Neue Wärmeerzeugungstechnologien wie die Solarthermie sind aufgrund der täglichen und jahreszeitlichen Erzeugungsschwankungen auf Speicherung angewiesen. Vor allem aber die witterungsbedingten Schwankungen des Wärmeverbrauchs erfordern zur Erreichung einer wirtschaftlich vorteilhaften gleichmäßigen Auslastung der Erzeugungsanlage eine Pufferung durch Wärmespeicher.

Neuerdings führen auch die stromwirtschaftlichen Anforderungen aus der Dezentralisierung und Ökologisierung der Stromerzeugung zu einem erhöhten Wärmespeicherbedarf. Zum einen müssen große fossile KWK-Anlagen aus stromwirtschaftlichen Gründen zunehmend abgeschaltet werden. Eine Überbrückung der stromwirtschaftlich bedingten Lücke in der KWK-Wärmeerzeugung durch Wärmespeicher ist in Anbetracht des regelmäßig bestehenden Wärmeüberangebots im Umfeld von Großanlagen häufig die wirtschaftlichste und ökologischste Lösung. Umgekehrt übernehmen kleinere dezentrale Stromerzeugungsanlagen zunehmend Aufgaben des Strommarktes, sei es im Hinblick auf eine optimierte Stromvermarktung oder in Bezug auf die Bereitstellung von Regelenergie. Die hierfür erforderliche Flexibilität in der Stromerzeugung lässt sich nur herstellen, wenn die wärmeseitigen Verpflichtungen durch Wärmespeicher gelockert werden.

Dabei bedarf der Betrieb von Wärmespeichern häufig einer Kooperation zwischen mehreren Beteiligten. Grundsätzlich führen Skaleneffekte zu einem wirtschaftlicheren Speicherbetrieb. Diese Skaleneffekte können aber häufig erst durch Zusammenlegung des Speicherkapazitätsbedarfs der lokalen Wärmeakteure, z.B. von EEG- und KWKG-Anlagenbetreibern, Wärmenetzbetreibern und Wärme-Großkunden in einer gemeinsamen Wärmespeicheranlage verwirklicht werden.

Umgekehrt besteht bei Großspeichern regelmäßig ein wirtschaftliches Interesse, den Speicher durch möglichst viele Nutzer in möglichst großem Umfang zu nutzen. Insofern stellt sich regelmäßig die Frage, wie die Speichernutzung durch mehrere Speichernutzer zu organisieren und vertraglich zu regeln ist. Dabei beschreitet man mit dem Wärmespeichervertrag noch vertragsrechtliches Neuland.

Hauptleistungspflichten eines Wärmespeicherungsvertrags sind danach die Vorhaltung einer Speicherkapazität, die Einspeicherung von Wärme, die Vorhaltung der eingespeicherten Wärmemenge über einen bestimmten Zeitraum und die Ausspeicherung innerhalb dieses Zeitraums. Zur Abwicklung dieser Leistungen sind sog. „Systemdienstleistungen“, wie die Kommunikation, Messung, Bilanzierung und Steuerung des Speicherbetriebs erforderlich. Eine eindeutige rechtliche Einordnung ist schwierig. Je nach Ausgestaltung kann der Wärmespeichervertrag mehr oder weniger stark ausgeprägte miet-, pacht-, werk- und dienstvertragsrechtliche Elemente enthalten. Die für die „Speicherung“ von Waren geltenden gesetzlichen Regelungen des Verwahrungsverhältnisses (§§ 688 BGB ff.) werden dagegen den Anforderungen an die Wärmespeicherung in der Regel nicht gerecht, sodass eine umfassende vertragliche Regelung erforderlich ist. Insofern kann auf die Grundstruktur der bereits seit einiger Zeit praktizierten Erdgasspeicherzugangsverträge zurückgegriffen werden, die allerdings in wesentlichem Umfang von erdasspezifischen Regelungen entfrachtet und durch wärmewirtschaftliche Regelungen ergänzt werden müssen.

Aufgrund der Förderung von Wärmespeichern durch das Kraftwärme-Kopplungsgesetz (KWKG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und verschiedene Förderprogramme sind regelmäßig förderrechtliche Aspekte und deren wirtschaftliche Auswirkungen zu beachten. So ist die überwiegende Herkunft der Wärme aus KWK-Anlagen ein Tatbestandselement des § 5b Abs. 1 KWKG, sodass im Wärmespeichervertrag Umfang,

Steuerung, Nachweis und ggfs. Haftung für die KWK-Herkunft sichergestellt werden muss. Daneben setzt der KWKG-Förderanspruch eine Betreiberstellung voraus. Diese kann je nach vertraglicher Ausgestaltung des Speichernutzungskonzepts bei mehreren Speichernutzern, insbesondere bei einem Auseinanderfallen von Speichernutzern und Speicherbetreiber, fraglich sein. Aus Sicht des Speichernutzers und EEG-Anlagenbetreibers kann die Speichernutzung auch Voraussetzung für die EEG-Förderung einer EEG-Anlage sein. Die KWK-Anforderungen des KWK-Bonus nach EEG 2004 - 2009, KWK als Teil des Biomasse-Grundvergütungsstatbestands und die Flexibilitätsprämie nach EEG 2012 setzen jeweils eine Wärmenutzung voraus, die gerade durch die Speichernutzung sichergestellt werden soll. Insofern liegen bei einer derartigen Speichernutzung erhöhte Schadensrisiken für den Speichernutzer vor, denen durch entsprechende Sorgfaltspflichten, Vorrangregelungen oder Sanktion im Wärmespeichervertrag Rechnung getragen werden kann. Schließlich sehen öffentlich-rechtlich ausgestaltete Förderprogramme häufig widerrufsbewehrte Veräußerungs- und Mitbenutzungs-

verbote vor, sodass ein Speichernutzungskonzept hier frühzeitig mit den Fördermittelbehörden abgestimmt werden sollte. Insofern sollten Wärmespeicherkonzepte mit mehreren Speichernutzern frühzeitig auf die förderrechtlichen Auswirkungen untersucht werden, das Speicherkonzept ggfs. unter förderrechtlichen Aspekten optimiert werden, um dann die entsprechenden Interessen und förderrechtlichen Auswirkungen in einem Wärmespeicherzugangsvertrag zu regeln.

Kontakt für weitere Informationen:



Joachim Held

Rechtsanwalt

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

E-Mail: joachim.held@roedl.com

> Brennpunkt Fernwärme – Fernwärmeversorgung als Chance für Stadtwerke

Von Benjamin Richter und Philip Cossmann

Der Auf- und Ausbau von Fernwärmenetzen stellt eine vielfach unterschätzte Alternative zur Sicherung und zum Ausbau des Geschäftsmodells der kommunalen Stadtwerke dar.

Durch die Steigerung des Wettbewerbs in den Sparten Gas und Stromvertrieb geht einer Vielzahl von Stadtwerken eine lieb gewonnene und auch gegenüber dem Gesellschafter notwendige Einnahmequelle zusehends verloren.

Die sich bietenden Alternativen sind vielfältig, erfordern aber in der Regel einen hohen administrativen Aufwand. Der Auf- und Ausbau von Fernwärmeversorgungskonzepten stellt in diesem Zusammenhang – wie es sich auch in einer Vielzahl der aktuell für unsere Mandanten erarbeiteten strategischen Masterpläne immer wieder zeigt – eine vielversprechende, aber zugleich vielfach unterschätzte Alternative dar.

Stadtwerke mit existierenden Fernwärmeversorgungssparten möchten diese seit Jahrzehnten nicht missen. Gleichzeitig zeigen sich auch die Fernwärmekunden in aktuellen Untersuchungen überdurchschnittlich zufrieden, insbesondere in puncto Versorgungssicherheit und Preisstabilität. Auch die in der Fernwärme üblichen zehnjährigen Vertragslaufzeiten stoßen heute auf großes Verständnis.

Der Auf- und Ausbau von Fernwärmeversorgungsgebieten ermöglicht Versorgern aber insbesondere auch eine Reihe von strategisch positiven Handlungsoptionen im Kontext der Energiewende. So kann bei der Wärmeerzeugung nicht nur die sehr

effiziente Brennstoffnutzung durch Kraft-Wärme-Kopplung Anwendung finden, sondern ebenso eine beliebig steuerbare und grundlastfähige erneuerbare Energieform, wie zum Beispiel Biomethan, Biomasse oder Tiefengeothermie in die Wärmeversorgungskonzepte integriert werden. Die Wärmeerzeugung in KWK-Prozessen oder unter dem Einsatz von Erneuerbaren Energien steigert dabei zugleich die Attraktivität der Fernwärme bei sonst sehr kritischen Kundengruppen. Natürlich bietet weiterhin auch die Nutzung der Abwärme aus konventionellen Kraftwerken, Raffinerien, Industrie- und Reststoffverwertungsanlagen wichtige Wärmequellen.

Seit einiger Zeit befindet sich die Fernwärme jedoch auch im Fokus von Kartellämtern und Verbraucherschutzorganisationen. Die Kartellämter vermuten zu hohe Gewinne bei den Versorgungsunternehmen, die EU befürchtet, dass der Wettbewerb durch die Nichtausschreibung von Gestattungsverträgen eingeschränkt wird. Verbraucherschützer kritisieren zudem unangemessene Preisgleitklauseln, die dazu führen, dass die Gewinne der Versorger während der Vertragslaufzeit höher steigen, als dies nach den rechtlichen Rahmenbedingungen der Fall sein sollte. Der hohen Kundenbindung fügen die aktuellen Diskussionen derzeit keinen Schaden zu. Allerdings fühlen sich einige professionell vertretene Kundengruppen berufen, die sich ergebenden Kontroll- und Widerspruchsrechte zu nutzen.

Aus unserer Sicht kann ein Großteil der sich aktuell abzeichnenden Entwicklungen im Bereich der Regulierungsversuche des Fernwärmemarktes insbesondere durch eine rechtssichere Kalkulation des Preises und der Preisgleitformeln beantwortet werden. So sind die großen Bedenken hinsichtlich unangemessen hoher Preisanpassungen und damit einhergehender, überhöhter Gewinne bei Anwendung einer sachgerechten Preiskalkulation unbegründet. Auch die Angst, dass eine Kommune über einen Gestattungsvertrag Fernwärmedienstleistungen unangemessen verteuert, erscheinen in der Praxis als wenig realitätsnah und können durch ein entsprechend transparentes Vergabeverfahren entkräftet werden.

Rödl & Partner unterstützt die Wärmebranche im Bereich der rechtlichen und wirtschaftlichen Herausforderungen, die sich aus den regelmäßigen Änderungen der Rahmenbedingungen ergeben. Am 25. Juni 2013 berichten wir auf unserer nächsten

Veranstaltung in Köln über die Fernwärme im Fokus kartell- und europarechtlicher Regulierung. Im September wird zudem unser regelmäßiges Preisberechnungsseminar in München wichtige Hinweise zur rechtskonformen und zeitgemäßen Preiskalkulation vermitteln.

Kontakt für weitere Informationen:



Philip Cossmann

Dipl.-Wirtschaftsingenieur

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-221

E-Mail: philip.cossmann@roedl.com

Unternehmensbewertung

> Der Wert von Energienetzen

Von Anton Berger

Strom- und Gasnetze müssen zwangsläufig nach dem Ertragswertverfahren ermittelt werden. Dies erfordern nicht nur betriebswirtschaftliche Sichtweisen, sondern auch die Vorgaben der Gerichte und der Bundesnetzagentur sowie des Bundeskartellamtes.

Bewertungsanlässe und Historie

Der Wert von Energienetzen wird von unterschiedlichen Parametern und Restriktionen bestimmt. Zu beleuchten sind insoweit die verschiedenen Betrachtungsweisen von Veräußerer und Erwerber; ebenso bedürfen die unterschiedlichen, z.T. historisch bedingten Bewertungsansätze, deren Legitimation und Begründung einer detaillierten Abhandlung. Als Bewertungsverfahren im Bereich der Energienetze stehen grundsätzlich der Sachzeitwert, der kalkulatorische Restwert, der Ertragswert sowie die Discounted Cash-Flow-Methode (DCF-Methode) zur Diskussion.

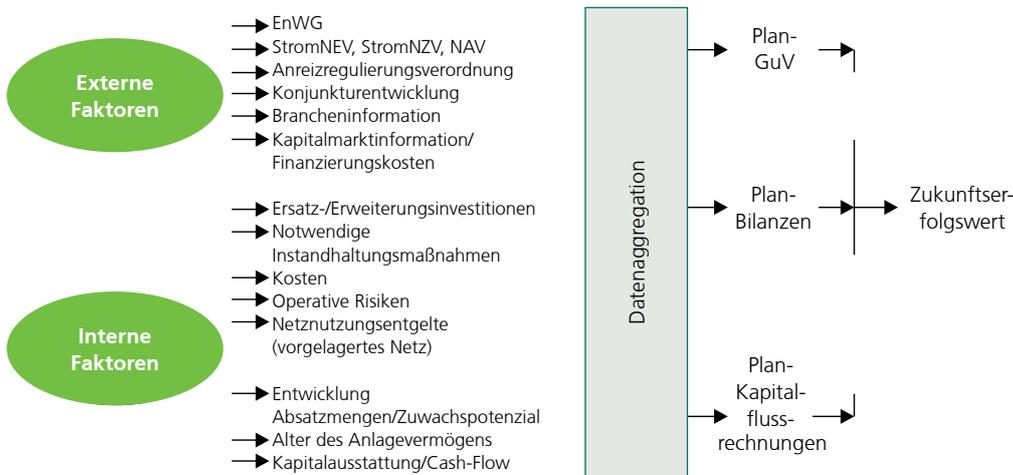
Das Auslaufen von Konzessionsverträgen ist aktuell der wesentliche Anlass für die Bewertung von Energienetzen. Nach § 46 Abs. 3 EnWG müssen Kommunen die Neuvergabe einer Konzession bekanntmachen. Sofern der Konzessionär und damit einhergehend der Eigentümer wechselt, ist eine Bewertung durchzuführen, um den angemessenen Wert für den Verkauf des Netzes zu ermitteln. Weitere Bewertungsanlässe können gesellschaftsrechtliche Veränderungen sein. Dies können die Veräußerung oder Teilveräußerung von Stadtwerken und Netzgesellschaften oder aber Kooperationen oder Fusionen von Energieversorgungsunternehmen sein. Auch bei Kommunal-

sierungsvorhaben von Städten und Gemeinden ist eine Unternehmensbewertung zu erstellen. Netze, die im Rahmen einer Konzessionsvertragsbeendigung in eine neu gegründete gemeindliche Gesellschaft eingebracht werden, sind Gegenstand einer Bewertung.

Historisch betrachtet kommt dem Sachzeitwert eine besondere Bedeutung bei der Bewertung von Betrieben der Energiewirtschaft zu. „Der Sachzeitwert ist der auf der Grundlage des Tagesneuwertes (Wiederbeschaffungswert) unter Berücksichtigung seines Alters und Zustands ermittelte Restwert eines Wirtschaftsguts i. S. des Bruttorekonstruktionswertes. Er spiegelt den Wert wider, den ein gebrauchtes Wirtschaftsgut unter Berücksichtigung des aktuellen Neuwertes eines gleichwertigen Guts seines Alters und Erhaltungszustands noch verkörpert, gibt also dessen Wiederbeschaffungswert an“. Neben dem Sachzeitwert stellt der Buchwert eine wichtige Bemessungsgröße bei der Bewertung von Energienetzen dar. Der Buchwert ist der in der Buchführung ausgewiesene Restbuchwert, basierend auf dem um Abschreibung verminderten Anschaffungs- und Herstellungswert. Im Regime der Anreizregulierung wird aber nicht dem bilanziellen Buchwert, sondern dem kalkulatorischen Restwert eine entsprechende zentrale Bedeutung beigemessen.

Bewertungsverfahren und Einflussfaktoren

Neben diesem substanzorientierten Einzelbewertungsverfahren nimmt mittlerweile auch bei der Wertbestimmung von Energienetzen das in der modernen Betriebswirtschaftslehre vorherrschende Ertragswertverfahren eine zentrale Rolle ein. Nach diesem Verfahren ermittelt sich der Unternehmenswert durch Diskontierung der dem Unternehmenseigner zukünftig zufließenden finanziellen Überschüsse, die sich aus den handelsrechtlichen Erfolgen (Erträgen) ableiten. Die Details und die Besonderheiten der Bewertung von Energienetzen werden im Folgenden näher analysiert:



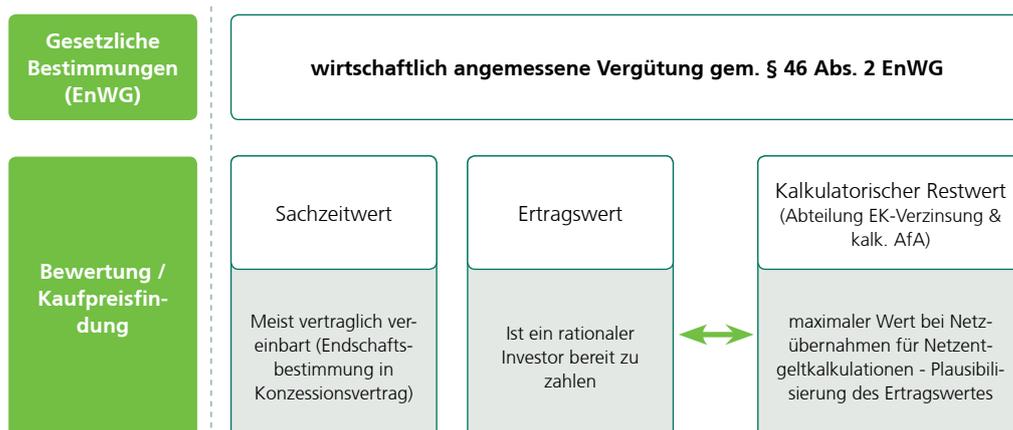
Einflussfaktoren zur Ermittlung des Ertragswertes bei Energienetzen (Quelle: Rödl & Partner)

So geht das Energiewirtschaftsgesetz im § 46 Abs. 2 EnWG bei Netzübertragungen nach Konzessionsvertragsbeendigung lediglich von einer „wirtschaftlich angemessenen Vergütung“ aus. In einer Vielzahl von Konzessionsverträgen ist der Sachzeitwert für die Ablösung der Verteilungsanlagen am Laufzeitende in der Endschaftsklausel fixiert. Dem ist der in der Betriebswirtschaftslehre dominierende Ertragswert gegenüberzustellen, nach welchem der Erwerber den Kaufpreis in Form der kapitalisierten zukünftigen Erträge ermitteln wird. Diese wiederum werden auf Basis des kalkulatorischen Restwertes ermittelt, der sich nach den Vorschriften der Netzentgeltverordnungen bestimmt.

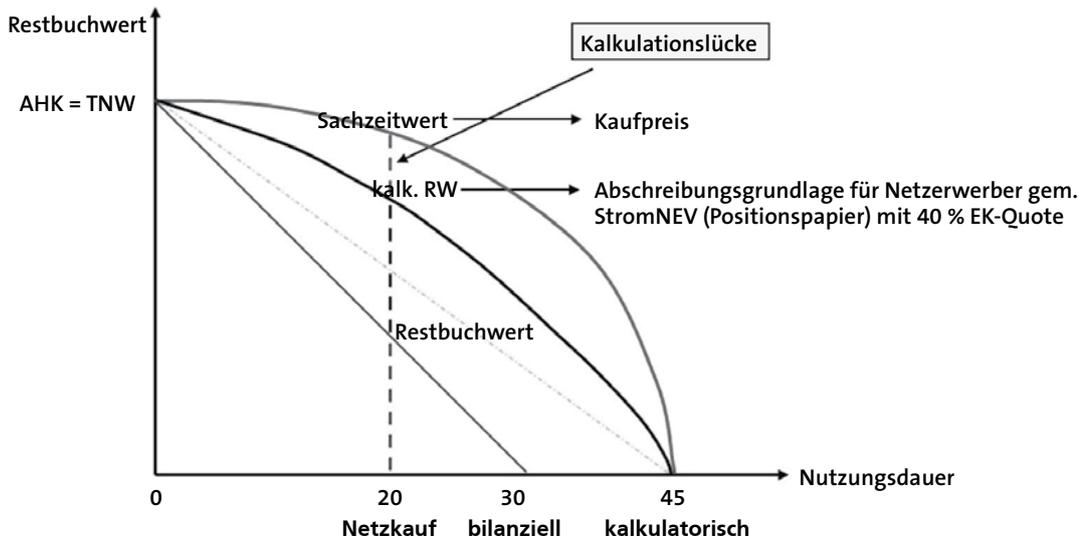
Regulierungsregime

Seit dem 1. Januar 2009 werden die Netzerlöse durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) determiniert. Weiterhin stellen jedoch die Netzentgeltverordnungen (StromNEV bzw. GasNEV) die entscheidenden Vorschriften zur Ermittlung der zukünftigen Erlöse und Ergebnismargen dar. Die Netzentgeltverordnung regelt in § 7, dass auf Grundlage der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung zu ermitteln ist. Diese stellt den Gewinnanspruch des Netzeigentümers dar.

Die §§ 6 und 7 StromNEV und GasNEV regeln auch, dass der kalkulatorische Restwert eines Anlagegutes nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums Null beträgt. Ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte ist unzulässig. Dies gilt auch bei Veränderungen der Eigentumsverhältnisse. Konkretisiert und bestätigt wurde dies im „Positionspapier der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu Einzelfragen der Kostenkalkulation gemäß Stromnetzentgeltverordnung vom 07. März 2006“. Durch die Übernahme eines Netzes zu einem überhöhten Kaufpreis (z. B. zum Sachzeitwert) kann daher eine Kalkulationslücke entstehen, die in der Netzentgeltkalkulation durch zukünftige Abschreibungen und Gewinne nicht



Wertansätze in der Energiewirtschaft im Kontext der gesetzlichen Bestimmungen (Quelle: Rödl & Partner)



Auswirkungen der Strom- und GasNEV auf die Kaufpreisbestimmung von Energienetzen (Quelle: Rödl & Partner)

mehr zu erwirtschaften ist. Diese Tatsache gilt gerade auch im Zeitalter der Anreizregulierung, da die Erlösobergrenzen die Umsatzpotenziale und damit auch die Gewinnchancen des Netzbetriebs deckeln. (vgl. Abb. 3)

Durch die Anreizregulierungsverordnung ist bei Netzübernahmen ein neuer Aspekt in das Blickfeld der beteiligten Akteure gelangt: Die Übertragung der Erlösobergrenze nach § 26 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) regelt die Übernahme von Energieversorgungsnetzen. Die Regelung wirkt in der Praxis aber erhebliche Umsetzungsprobleme auf. Im Rahmen einer Netzübernahme hat die Übertragung der Erlösobergrenze als weitere Verhandlungsgröße neben dem Kaufpreis eine wesentliche Bedeutung erlangt. Zwar gilt dieser Erlösanteil nur einige Jahre bis zum Beginn der nächsten bzw. übernächsten Regulierungsperiode. Allerdings müssen Energienetze, die ab dem Jahr 2012 übergehen, die Erlösobergrenze bis 2017 bei Gas und bis 2018 bei Strom einvernehmlich festlegen. Dies ist erforderlich, da das sog. „Basisjahr“ (2010 für Gas und 2011 für Strom), das die Basis für die Ermittlung der Netzkosten für die nächste Regulierungsperiode bildet, nicht als Grundlage der Ermittlung eigener Kosten für die nächste Regulierungsperiode herangezogen werden kann. Es wird deutlich, dass dem Erlösanteil die gleiche Beachtung geschenkt werden muss, wie der Kaufpreisermittlung. Denn er wirkt sich auf die Netzentgelte und damit auch auf den Kaufpreis aus. Die Kaufpreisermittlung darf folglich nicht mehr losgelöst von der zu übertragenden Erlösobergrenze gesehen werden.

Von Bedeutung sind auch die von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssätze. Diese definieren den Zinsanspruch des Netzbetreibers. Für Altanlagen wurden für die erste Regulierungsperiode 7,56 Prozent festgelegt. Für Neuanlagen gelten 9,29 Prozent. Nach einem Beschluss der BNetzA vom 31. Oktober 2011 gelten für die zweite Regulierungsperiode für

Neuanlagen 9,05 Prozent und für Altanlagen 7,14 Prozent. Die von der BNetzA verwendeten Eigenkapitalzinssätze, vor allem der Zinssatz für Neuanlagen sind grundsätzlich marktkonform.

Würdigung der Rechtsprechung

Hinsichtlich der rechtlichen Einschätzung zum Wertansatz kommt der BGH in seinem Urteil vom 16. November 1999 (auch als „Kaufering-Urteil“ bekannt) zum Ergebnis, dass der Sachzeitwert bei einer Netzübernahme unbillig sein kann. In dem Urteil argumentiert der BGH, dass der Sachzeitwert als möglicher Preis einer Netzübertragung trotz konzessionsvertraglicher Vereinbarung nicht anwendbar sein muss, sofern dieser für einen „nach Maßstäben wirtschaftlicher Vernunft handelnden“ anderen Versorger zu hoch ist. Bei der Wertermittlung ist auf die zukünftige wirtschaftliche Situation abzustellen, und in Fällen, wo der Ertragswert unter dem Sachzeitwert liegt, ist dieser zu berücksichtigen. Zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses galt als gesetzliche Grundlage der „Sachzeitwert“ als Mindestvergütung bei Netzübertragungen von Stromversorgungsanlagen. In der Neufassung des EnWG vom 7. Juli 2005 hat sich der Gesetzgeber in §46 Abs. 2 auf die Begrifflichkeit zur Zahlung einer „wirtschaftlich angemessenen Vergütung“ beschränkt. Diese allgemein gehaltene Bestimmung lässt offen, nach welchem Wert Versorgungsanlagen übertragen werden sollen. Gleiches gilt für das EnWG 2011. In den Gesetzesmaterialien hingegen wird jedoch auf die Anwendbarkeit des „Kaufering-Urteils“ Bezug genommen.

Die strittige Frage, ob eine Netzübertragung zum Sachzeitwert ökonomisch gerechtfertigt ist, lässt sich nur dann mit „ja“ beantworten, wenn dieser Wert auf die zukünftigen Preise und Entgelte abgewälzt werden kann. Der BGH verwendet hier den Begriff „nicht verdient“ letztendlich als Synonym für die Kapitalisierung zukünftiger Erträge. Er weist jedoch auch darauf hin,

dass Übertragungswerte zum Sachzeitwert nicht unbedingt unangemessen (prohibitiv) sein müssen, zumal in der Praxis eine Vielzahl von Stromnetzübertragungen auf Basis des Sachzeitwertes abgewickelt werden. Vielmehr ist anzunehmen, dass diese Unternehmen sich langfristig in der Lage sehen, Erträge zu erwirtschaften, die diese Investition i. H. des Sachzeitwertes als sinnvoll erscheinen lassen. Dieses Urteil muss eindeutig als Indiz für die Legitimation des Ertragswertverfahrens bei der Bewertung von Versorgungseinrichtungen und -betrieben angesehen werden. Es wurde auch nach Rückverweisung an das OLG München (Urteil v. 17. November 2005) bestätigt. Durch die hergestellte Verknüpfung der Investition des Netzkaufs mit der zukünftigen Ertragsersparung aus der unternehmerischen Tätigkeit – was aus ökonomischen Gesichtspunkten als selbstverständlich gilt – lässt sich der daraus resultierende Wert (Ertragswert) ableiten. Durch die Anreizregulierung sind die Netzerlöse in ihrer Höhe begrenzt. Es steht fest, dass die Erlöse aus den Netzbetrieben weiter sinken werden und nur bei gleichzeitiger Optimierung der Kostenstruktur die Netzrenditen gesichert werden können. Eine Refinanzierung des Sachzeitwertes über die Netzerlöse im Rahmen des Anreizregulierungsregimes scheint aus heutiger Sicht i.d.R. nicht mehr möglich. Folglich muss ein potenzieller Investor als Wertmaßstab für den Verkauf auf den Ertragswert abstellen.

Der BGH hat diese Rechtsprechung noch unter Geltung des EnWG 1998 (EnWG vor Inkrafttreten des EnWG 2005 und der Netzentgeltverordnungen) bestätigt. Nach Inkrafttreten des EnWG 2005 haben sich bereits mehrere Gerichte mit der Frage des angemessenen Kaufpreises beschäftigt. So folgt auch das LG Hannover mit seinem Urteil vom 24. Juni 2010 der „Kaufering“-Entscheidung des BGH aus dem Jahr 1998. Das LG Hannover geht davon aus, dass eine „wirtschaftlich angemessene Vergütung“ nach § 46 Abs. 2 EnWG die Ertragssituation und die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht ausblenden darf. Zwar gibt es abweichende Entscheidungen, wie die des OLG Koblenz (Hinweis- und Beweisbeschluss), das 2010 betont hat, dass bei Übereignung ein Entgelt zu zahlen ist, das vereinbarungsgemäß auch der Sachzeitwert sein kann. Das OLG merkt jedoch an, dass eine Ertragswertkontrolle gemäß „Kaufering-Entscheidung“ des BGH weiterhin Gültigkeit hat, aber an die geänderte Rechtslage anzupassen sei. Das OLG betont auch, dass im Rahmen der Ertragswertkontrolle als Maßstab nicht die Ertragsaussichten eines „durchschnittlichen“ Erwerbers dienen. Zu den „alle denkbaren Erwerber“, wie sie der BGH bezeichnet, zählen nur diejenigen, für die eine Übernahme des Netzes wirtschaftlich sinnvoll ist, d. h. die aus wirtschaftlicher Sicht einen größeren Nutzen generieren. Aus Sicht des OLG müssen daher in der Ertragswertkontrolle Synergieeffekte des übernehmenden Netzbetreibers berücksichtigt werden. Zudem sind die Auswirkungen der Netzentgeltregulierung sowie ggf. durch das Regulierungssystem zusätzlich mögliche Gewinne zu berücksichtigen. Auch das LG Frankfurt mit Urteil vom 28. Mai 2010 argumentiert ähnlich und geht zuerst von der Ermittlung des im Konzessionsvertrag vorgesehenen „Schätzwertes“ aus,

auf dessen Basis der Ertragswert als mögliches Korrektiv für den Netzkaufpreis zu ermitteln ist. Bereits im Jahr 2008 hat das OLG Frankfurt entschieden, dass es erforderlich ist, eine Modifikation des Sachzeitwertes durch den Ertragswert durchzuführen. Ähnlich argumentiert auch das OLG Karlsruhe mit Urteil vom 24. Oktober 2012.

Auch das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur haben mit ihrem Leitfaden vom 15. Dezember 2010 die strittigen Fragen zum Wert von Energieversorgungsnetzen beantwortet. So betont der Leitfaden, dass der bisherige Konzessionsnehmer das Netz nur gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung nach § 46 Abs. 2 EnWG zu überlassen hat. Die „angemessene Vergütung“ und deren Maßstäbe sind dem „Kaufering-Urteil“ zu entnehmen. Auch hier gilt der Grundsatz, der Sachzeitwert kann Anwendung finden, sofern er den Ertragswert nicht unerheblich übersteigt. Eine Verhinderung einer Netzübernahme ist zu vermeiden, sodass der Ertragswert eine begrenzende Wirkung entfaltet.

Fazit

In der Praxis ist die Ermittlung sowohl des Sachzeitwertes, des kalkulatorischen Restwertes als auch des Ertragswertes üblich. Wertbestimmend und von Bedeutung ist zudem, seit Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung, die zu übertragende Erlösobergrenze, die nach § 26 ARegV zu erfolgen hat. Die Kapitalisierung im Ertragswertverfahren erfolgt für Wirtschaftsprüfungsgesellschaften nach den Vorgaben des CAPM auf Basis der Vorgaben des Instituts der Wirtschaftsprüfer (IDW S 1). Zudem ist es als Korrektiv empfehlenswert, neben der reinen „kapitalmarktorientierten“ Wertermittlung auch einen „kalkulatorischen“ Ertragswert zu ermitteln, der sich auf Basis der kalkulatorischen Gewinnansprüche und den regulatorischen Eigenkapitalzinssätzen ableitet. Individuelle Kostenstrukturen, die entweder vom Erwerber oder vom abgebenden Unternehmen vorgegeben werden, sollen ausgeblendet werden. Ein an diesem Ansatz abgeleiteter Ertragswert muss nahe am kalkulatorischen Restwert liegen und stellt somit einen realistischen Wert dar, der über zukünftige Netzentgelte zu erwirtschaften ist.

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

Regulierungsmanagement

> Geplante Änderungen der Netzentgeltverordnungen (Stand April 2013)

Auswirkungen auf die Netzkosten im Rahmen der Kostenprüfungen für das Strom- und Gasverteilernetz

Von Jürgen Dobler und Christoph Hausner

Die geplanten Änderungen haben vor allem Auswirkungen auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und die kalkulatorischen Abschreibungen. Die geplanten Änderungen werden im Rahmen der Festlegungen der Erlösbergrenze für die zweite Regulierungsperiode berücksichtigt.

Aktueller Stand Kostenprüfung Gasverteilernetz/Stromverteilernetz

Die Kostenprüfungen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für die zweite Regulierungsperiode für das Gasverteilernetz sind soweit abgeschlossen. Gleichwohl liegt durch die Regulierungsbehörden noch keine Festlegung der Erlösbergrenzen vor, obwohl die zweite Regulierungsperiode bereits am 01. Januar 2013 begonnen hat; lediglich Anhörungsschreiben zur geplanten Festsetzung wurden größtenteils noch Ende des vergangenen Jahres an die Netzbetreiber versandt. Ein wesentlicher Grund hierfür dürften die geplanten Änderungen der Netzentgeltverordnung im Bereich der kalkulatorischen Abschreibung und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sein. Für das Stromverteilernetz werden aktuell die Erhebungsbögen zur Kostenbestimmung durch die Regulierungsbehörden ausgewertet.

Die Änderungen der Netzentgeltverordnungen (StromNEV und GasNEV) liegen als Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums bereits vor. Entgegen der allgemeinen Erwartung wurden diese bisher jedoch noch nicht im Gesetzgebungsverfahren verabschiedet, sodass hinsichtlich der Festlegung der Erlösbergrenzen für das Gasverteilernetz ein „Schwebezustand“ vorliegt. Da auch vonseiten der Regulierungsbehörden gemeinhin mit einer Ordnungsänderung gerechnet wird (beispielhaft ein Auszug aus dem Anhörungsschreiben: „Der Ordnungsgeber wird entweder noch zum Jahreswechsel 2012/2013 oder aber im Laufe der zweiten Regulierungsperiode zur Beseitigung der bestehenden Rechtsunsicherheit nach gegenwärtigem Stand – voraussichtlich in der ersten Hälfte des Jahres 2013 – eine Änderung der GasNEV beschließen, ...“), soll der nachfolgende Beitrag die geplanten Änderungen im Hinblick auf deren Wirkung auf die Netzkosten aufzeigen.

Geplante Änderung kalkulatorische Abschreibungen/Indexreihen (§ 6a StromNEV-E)

Die Bundesnetzagentur hat bisher von ihrer bundeseinheitlichen Festlegungskompetenz Gebrauch gemacht und allgemeingültige Preisindizes festgelegt, die von den Landesregulierungsbehörden bei der Tagesneuwertbestimmung im Rahmen der Er-

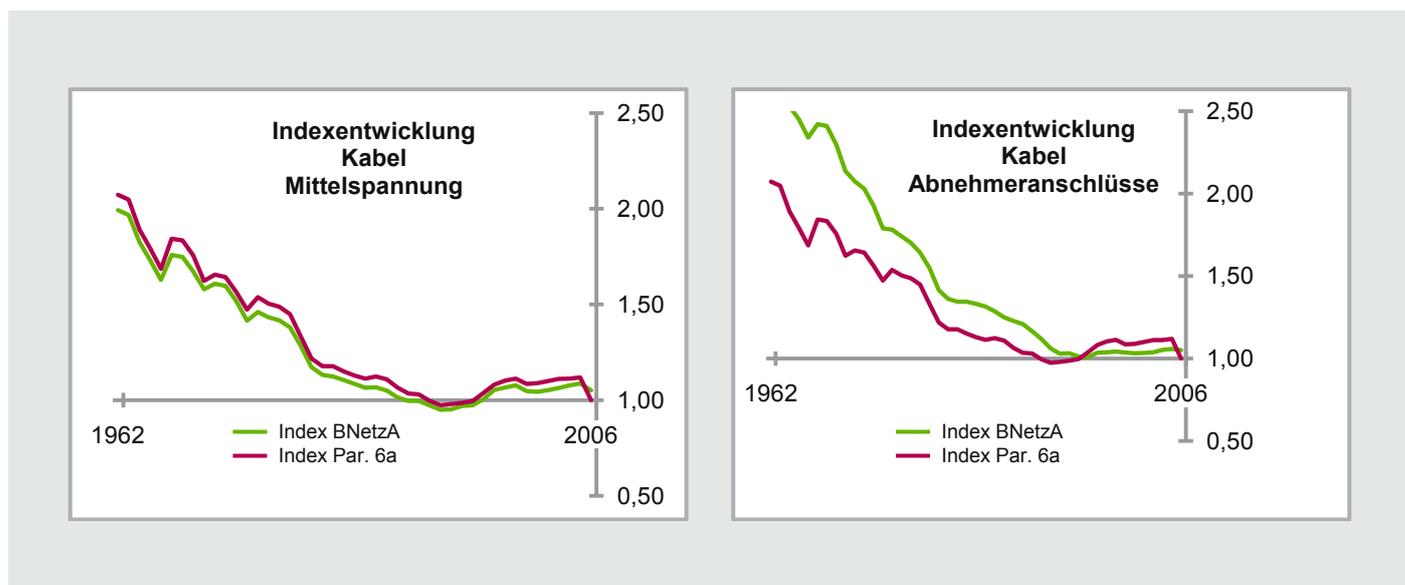
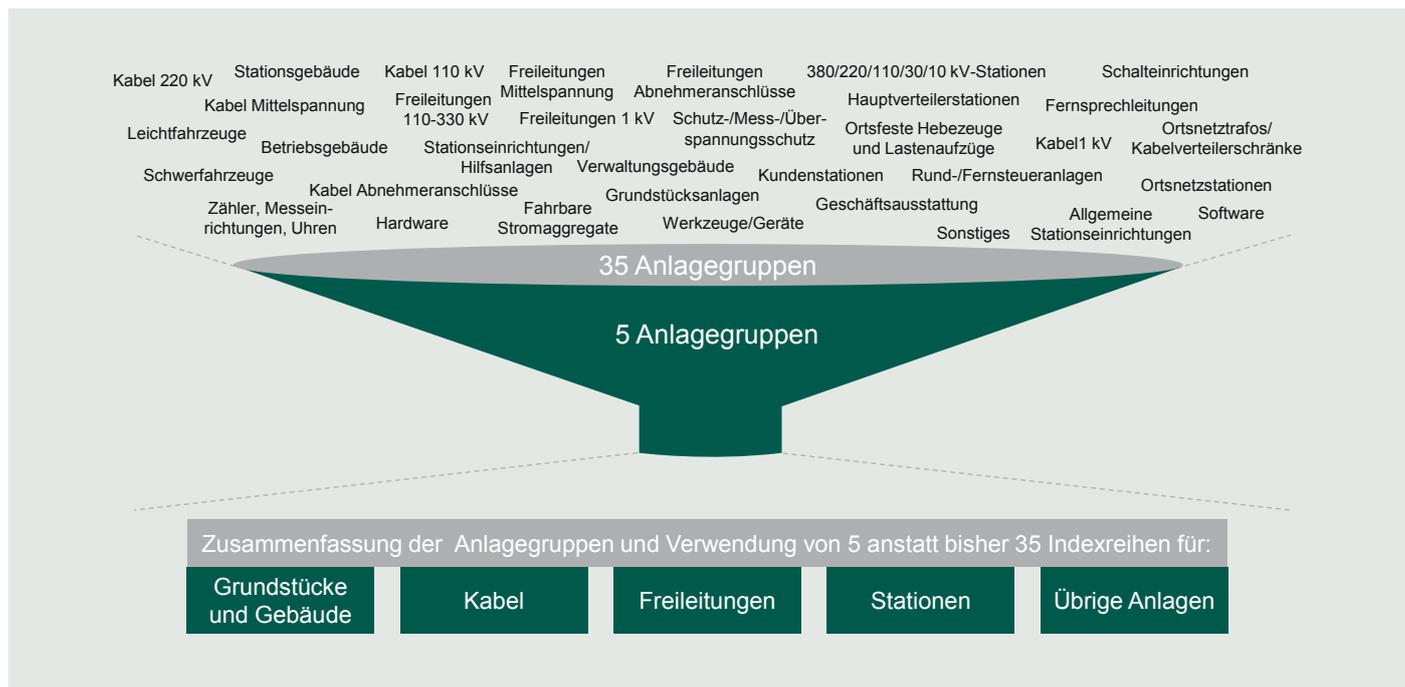
mittlung der kalkulatorischen Abschreibung und der Restwerte auf Tagesneuwertbasis zur Anwendung gebracht worden sind. Die Bestimmung von Tagesneuwerten ist für Anlagegüter - mit ihrem eigenfinanzierten Anteil von 40 Prozent – die bis zum 31. Dezember 2005 angeschafft worden sind von Relevanz („Nettosubstanzerhaltung“). Für Anschaffungen ab dem 01. Januar 2006 (sogenannte Altanlagen) ist in den Netzentgeltverordnungen ein Systemwechsel hin zur Realkapitalerhaltungsmethode vollzogen worden. Für das sogenannte Neuanlagevermögen findet keine Indizierung mehr statt (der entsprechende „Ausgleich“ erfolgt über einen höheren Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen).

Durch die Ergänzung des § 6a StromNEV-E/GasNEV-E soll vor allem Rechtssicherheit geschaffen werden, da Netzbetreiber gegen die Festlegung der Preisindizes Beschwerde eingelegt haben (eine höchstrichterliche Entscheidung liegt diesbezüglich noch nicht vor). Der Ordnungsgeber verfolgt daher eine bessere „Praxistauglichkeit“. Zudem soll es zu einer transparenteren Darstellung der Tagesneuwertermittlung kommen, indem nicht wie bisher 35 einzelne Indexreihen angewandt werden, sondern eine Zusammenfassung – wie die unten stehende Abbildung veranschaulichen soll – auf fünf Gruppen erfolgt (vgl. Abbildung 1, rechte Seite).

Durch die geplante Neufestsetzung der Indexreihen kommt es im Vergleich zur „alten“ BNetzA-Reihe zu keinen gravierenden Unterschieden bei der Ermittlung der kalkulatorischen Kosten. Die Ergebnisse sind daher vor allem davon beeinflusst, in welchen Anschaffungsjahren und in welchen Anlagegruppen die Investitionen getätigt worden sind. Eine pauschale Aussage lässt sich somit nicht treffen, wie die unten stehende Abbildung verdeutlichen soll. Dort wird der Verlauf der Indexfaktoren für Mittelspannungskabel und Abnehmeranschlüsse aufgezeigt (vgl. Abbildung 2, rechte Seite)).

Geplante Änderung Eigenkapitalzinssatz II (§ 7 Abs. 7 StromNEV-E)

Bei der Berechnung der Eigenkapitalverzinsung kommen verschiedene Zinssätze zur Anwendung, da (wie oben beschrieben)



zwischen Alt- und Neuanlagen zu unterscheiden ist. Zudem wird der eigenfinanzierte Anteil auf 40 Prozent des betriebsnotwendigen Vermögens begrenzt. Die Höhe des sogenannten Eigenkapital-Zinssatzes II, für das übersteigende Eigenkapital, ist höchst umstritten (Stichwort: „Risikozuschlag“).

Daher soll die Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes II gemäß § 7 Abs. 7 StromNEV-E unter Berücksichtigung von nunmehr drei Umlaufrenditen vorgenommen werden:

1. Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen der öffentlichen Hand,
2. Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und der

3. Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Hypothekendarlehen.

Hierbei wird der Durchschnittswert über das zehnjährige Mittel angesetzt. Für die Verzinsung der Altanlagen wird der Mittelwert um die Preissteigerungsrate der vergangenen zehn Jahre bereinigt. Das bedeutet, dass nunmehr auch für den 40 Prozent übersteigenden Anteil eine Unterscheidung zwischen Alt- und Neuanlagen vorgenommen wird.

Da der weitaus größte Anteil des Vermögens Altanlagen umfasst, ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung mit einer Reduzierung von 5 Prozent bis 10 Prozent zu rechnen, da die Inflationskomponenten für Altanlagen zu einer deutlichen Dämpfung des Zinssatzes führen. Die geplante

Änderung stellt unseres Erachtens einen Systembruch dar, da unterstellt wird, dass das gesamte Altanlagevermögen bereits unter Berücksichtigung der Preissteigerung ermittelt wurde. Allerdings ist diese lediglich für den eigenfinanzierten Anteil in Höhe von 40 Prozent enthalten.

Kontakt für weitere Informationen:



Jürgen Dobler

Dipl.-Betriebswirt (FH), Steuerberater

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

E-Mail: juergen.dobler@roedl.com

Verteilernetze

> Hoher Investitionsbedarf für Stromnetzbetreiber im Kontext der Energiewende

Von Christoph Beer

Eine aktuelle Studie der Deutschen Energieagentur zeigt auf, dass auf Verteilernetzebene bis zum Jahr 2030 ein umfassender Aus- und Umbauebedarf besteht, um weiterhin die vollständige Einspeisung regenerativen, meist dezentral erzeugten Stroms zu gewährleisten. Allerdings können bei der derzeitigen Ausgestaltung der Anreizregulierung die notwendigen Renditen zur Finanzierung der Maßnahmen von einem Teil der Netzbetreiber nicht erwirtschaftet werden, sodass auch das regulatorische Umfeld den künftigen Herausforderungen angepasst werden muss.

Auswirkungen des Erneuerbaren-Energien-Zubaus auf den Netzbetrieb

Die Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ist in Deutschland in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. Waren im Jahr 2000 noch ca. 11 GW Leistung an erneuerbaren Energien installiert, stieg diese bis zum Jahr 2010 auf ca. 56 GW an. Allein im Jahr 2011 wurde eine Kapazität von ca. 10 GW zugebaut, sodass die installierte Leistung erneuerbarer Energien zum Jahresende bei ca. 66 GW lag. Auch in Zukunft soll dieser Ausbau entsprechend den Zielen der Bundesregulierung weiter vorangetrieben werden.

Der zunehmende Ausbau regenerativer, in der Regel dezentraler Stromerzeugungsanlagen hat weitreichende Konsequenzen für das gesamte Energieversorgungsnetz in Deutschland. Notwendig wird einerseits der Aus- und Umbau des Höchstspannungsnetzes, um den im Norden erzeugten Windstrom zu den großen Verbrauchszentren im Süden zu transportieren. Andererseits ist aber auch ein Aus- und Umbau der deutschen Verteilernetze auf Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene von zentraler Bedeutung. Denn in diesen Netzen ist ein Großteil der erneuerbaren Energien Anlagenkapazitäten angeschlossen. Folglich werden mit einem steigenden Grad an Dezentralisierung, anders als bei einer ausschließlich zentralen Versorgungsstruktur,

zeitweise Lastflüsse von niedrigeren Netzebenen in Richtung höherer Netzebenen entstehen. Mitunter kann der weitere Zubau an erneuerbaren Energien Engpässe in den Stromverteilernetzen verursachen.

Um auch in Zukunft die vollständige Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen sowie Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird es notwendig sein, die Verteilernetze in den kommenden Jahren den künftigen Anforderungen anzupassen. Ein Ausbleiben der Ausbaumaßnahmen verhindert mittel- bis langfristig die vollständige Aufnahme der aus erneuerbaren Energien erzeugten Strommengen. Vor diesem Hintergrund hat die Deutsche Energieagentur den Anpassungsbedarf sowie den entsprechenden Investitionsbedarf in den Stromverteilernetzen mit Blick auf die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen in einer Studie untersucht.

Maßgeblich für den Aus- und Umbauebedarf der Verteilernetze ist der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien. Dieser wird auf Grundlage von zwei unterschiedlichen Szenarien prognostiziert: Während das Szenario Netzentwicklungsplan (NEP) B 2012 von einer Steigerung der Leistung erneuerbarer Energien auf 166 GW und einem Anteil von 62 Prozent der Erneuerbaren an der Bruttostromnachfrage bis zum Jahr 2030 ausgeht, wird im Bundesländerszenario eine Erhöhung der Kapazität auf 222

GW und einen Anteil von 82 Prozent an der Bruttostromnachfrage zugrundegelegt. Weiterhin wird in beiden Szenarien eine konstante Stromnachfrage auf derzeitigem Niveau unterstellt.

Hoher Investitionsbedarf auf Verteilnetzebene

Für beide Szenarien kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass die Verteilernetze in ihrer derzeitigen Struktur den geplanten Zubau erneuerbarer Energien mittel- bis langfristig nicht tragen können und in den kommenden Jahren in erheblichem Umfang aus- und umgebaut werden müssen. Am größten ist der Bedarf in der Hoch- und Mittelspannungsebene. Bezogen auf die bestehenden Stromnetze müssen in der Hochspannungsebene bis zum Jahr 2030 zwischen 12 Prozent und 19 Prozent neu gebaut und zwischen 22 Prozent und 26 Prozent umgerüstet d.h. durch Um- und Zubeseilung modernisiert werden. Die Mittelspannungsebene weist einen Neubaubedarf von 15 Prozent bis 24 Prozent auf. Am geringsten ist der Ausbaubedarf in der Niederspannungsebene. Hier ist gemessen an den bestehenden Netzen ein Ausbau der Leitungen um 5 Prozent erforderlich. Insgesamt müssen auf Verteilnetzebene 135.000 km bis 193.000 km Leitung neu gebaut und bestehende Freileitungen in der Hochspannungsebene auf einer Länge von 21.000 km bis 24.500 km umgerüstet werden. Darüber hinaus macht die steigende Kapazität erneuerbarer Energien eine zusätzliche Transformatorleistung von 69.000 MVA bis 93.000 MVA erforderlich. Den entsprechenden Investitionsbedarf bis zum Jahr 2030 für die beschriebenen Maßnahmen beziffert die Studie auf 27,5 Mrd. Euro bis 42,5 Mrd. Euro. Ein Großteil dieser Investitionen, so die Autoren der Studie, wird bereits bis zum Jahr 2020 anfallen.

Aus den Ergebnissen lässt sich der Investitionsbedarf für exemplarische Netzbetreiber ableiten. Dementsprechend muss ein mittelgroßer Netzbetreiber mit einer Netzlänge von ca. 835 km (420 km in der Niederspannung und 315 km in der Mittelspannung) mit einem Investitionsbedarf von ca. 7 bis 10 Mio. Euro

rechnen, während bei einem kleinen Netzbetreiber mit 221 km Niederspannungs- und 172 km Mittelspannungsnetz zusätzliche Investitionen in Höhe von ungefähr 3 bis 5 Mio. Euro in den nächsten Jahren anfallen werden.

Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich

In Ergänzung zu dem technischen Gutachten wurde auch untersucht, ob das derzeitige Regulierungsregime angemessene Rahmenbedingungen für den anstehenden Investitionsbedarf setzt. Neben den Investitionen für den Aus- und Umbau wurden die Investitionen für den Erhalt der bestehenden Netze berücksichtigt. Die Untersuchung kommt dabei zu dem Ergebnis, dass Netzbetreiber bei der aktuellen Ausgestaltung der Anreizregulierung nur bedingt oder sogar keine angemessene Rendite erwirtschaften können.

Fazit

Daher ist es eine essenzielle Aufgabe aller Verteilnetzbetreiber sich intensiv mit der Investitionsplanung der nächsten Jahre auseinanderzusetzen, die notwendigen und planbaren Investitionen optimal auf die Zeitschiene (Stichwort Fotojahr 2016) abzustimmen und die Finanzierungsalternativen zu prüfen.

Kontakt für weitere Informationen:



Christoph Beer

Dipl.-Betriebswirt (FH)

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

E-Mail: christoph.beer@roedl.com

Rödl & Partner Intern

> Veranstaltungshinweise

Thema	Aktuelle Herausforderungen und Chancen im Energievertrieb
Termin/Ort	16. Juli 2013 / Köln 23. Juli 2013 / Nürnberg
Referenten	Heike Viole, Kai Imolauer, Christian Boderke

Thema	Fernwärmepreissysteme auf dem Prüfstand
Termin/Ort	18. September 2013 / München
Referenten	Benjamin Richter, Joachim Held, u.a.

Thema	3. Branchentreffen Erneuerbare Energien
Termin/Ort	20. September 2013 / Nürnberg
Referenten	national und international

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 Castellern 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 Castellern 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 Castellern 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.com

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: **Stefanie Fugmann** – stefanie.fugmann@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.