

# Anreizregulierung für aktive Stromnetzbetreiber

Uwe Leprich und Dierk Bauknecht

*Eine stärkere Dezentralisierung des Stromsystems benötigt neben den unmittelbar davon profitierenden Anlagenbetreibern einen starken Akteur, dessen Geschäftstätigkeit mit dieser Zielsetzung eng verbunden ist. Dieser Akteur könnte der Aktive Stromnetzbetreiber sein, vorausgesetzt er wird in seinen Aktivitäten durch eine intelligente Anreizregulierung unterstützt. Der Schlüssel dafür liegt in der systematischen und umfassenden Neutralisierung aller Negativanreize gegenüber dezentralen Optionen, die einem groben System der Anreizregulierung inhärent sind. Zur schnelleren „Aktivierung“ der Netzbetreiber sollten zudem positive Anreize gesetzt werden.*

Für viele Energieexperten steht fest, dass in Zukunft mehr Strom in dezentralen Anlagen erzeugt werden muss als heute. Steigende Anteile der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung sind erklärte politische Ziele, sowohl national als auch europäisch. Mit dem EEG steht in Deutschland zumindest für die Erneuerbaren ein effektives Förderinstrument bereit, und technische Konzepte zur besseren Integration dezentraler Erzeugung wie z. B. das „virtuelle Kraftwerk“ oder „dezentrale Energiemanagementsysteme“ werden inzwischen vielfach erforscht und erprobt. Doch wird das ausreichen? Wird neben den Betreibern dezentraler Anlagen nicht auch ein Akteur benötigt, der die notwendigen Systemstrukturen bereitstellt und optimiert?

## Vom passiven zum aktiven Verteilnetzbetreiber

Sieben kommunale Unternehmen [1] haben sich zusammengeschlossen, um im Projekt „DENSAN“ (Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber) [2] zu erforschen, wie sie als Betreiber der Stromverteilnetze eine aktivere Rolle bei der Dezentralisierung übernehmen können und welche Rahmenbedingungen sie dafür benötigen. Verteilnetzbetreiber (VNB) in Deutschland sehen bislang ihre Aufgabe meist darin, zentral erzeugten Strom zuverlässig zu den Endverbrauchern zu leiten; sie sind trotz der vielfältigen Aufgaben und der Verantwortung, die damit verbunden ist (Netz- und Anlagenplanung, Netzbetrieb, Wartung und Instandhaltung) in gewisser Weise „passiv“, d. h. sie zeigen in der Regel wenig Interesse an der pro-aktiven Einbeziehung der in ihrem Netzgebiet vorhandenen dezentralen Optionen auf der Angebots- und Nachfrageseite (neben dezentralen Anlagen beinhalten diese „Optionen“ auch das Lastmanagement sowie Effizienzpotenziale beim Kunden).

Demgegenüber steht das Leitbild eines „aktiven“ Netzbetreibers, wie es seit einiger Zeit vor allem in Großbritannien unter dem Stichwort „active distribution system operator“ diskutiert wird. Das Selbstver-

ständnis eines solchen VNB ist das eines Systemmanagers in einem stärker dezentralisiertem Stromsystem. Daraus ergeben sich für ihn u. a. folgende Aufgabenstellungen:

- Er optimiert sein Netz unter Berücksichtigung von sämtlichen dezentralen Angebots- und Nachfrageoptionen und erhöht dadurch die dezentrale Effizienz des Systems. Unter dezentraler Effizienz ist dabei die Verminderung der zentral vorzuhaltenden Leistung zur Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe zu verstehen.
- Er sorgt für den standortoptimierten Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen an das Netz und ermöglicht ihren optimalen Einsatz.
- Er vernetzt die Anlagen über moderne Steuerungs- und Regelungstechniken und erschließt dadurch ihren vollen wirtschaftlichen Wert im Zusammenspiel mit Effizienz- und Kontrolltechniken beim Verbraucher.

Wie können VNB den Aufbau dezentraler Strukturen in Zukunft aktiv fördern und gleichzeitig ihrer strategischen Rolle als neutraler Mittler zwischen den wettbewerblichen Teilmärkten gerecht werden? Wie können die Betreiber der Verteilnetze vom passiven Durchleiter zum Aktiven Netzbetreiber werden?

Die Antwort auf diese Fragen muss in Zukunft vor allem von der Netzregulierung kommen. Sie muss die betriebswirtschaftlichen Weichen so stellen, dass die VNB die dezentrale Erzeugung in ihrem Netz nicht länger als lästig empfinden, sie von einem zunehmenden Anteil profitieren können und daher im eigenen Interesse mit den Betreibern der Anlagen kooperieren. In Deutschland befindet sich der Aufbau der Regulierung noch am Anfang und bietet daher eine große Chance, VNB zusätzliche Handlungsmöglichkeiten für Innovationen zu eröffnen, die für ein stärker dezentralisiertes Stromsystem benötigt werden. Dieser Beitrag identifiziert in einem künftigen Regulierungsschema die Stell-

schrauben für Aktive Netzbetreiber und macht Vorschläge für ihre Ausgestaltung.

## Erwünschte Anreize im künftigen Festlegungsverfahren für Netzentgelte

Mit jedem Verfahren der Festlegung von Netznutzungsentgelten sind weitreichende Anreize verbunden. Unseres Erachtens sollte das künftige Verfahren zumindest folgende Anreize für die VNB enthalten, die neben dem Umgang mit dezentralen Optionen generell auf das Selbstverständnis eines VNB im liberalisierten Strommarkt zielen:

1. Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten;
2. Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungsqualität;
3. Anreize zur Steigerung der Servicequalität gegenüber allen Netznutzern (Endkunden, Anlagenbetreiber, Drittversorger);
4. Neutralisierung des Mengenanreizes;
5. Anreize zur Optimierung der künftigen Netzinvestitionen unter volkswirtschaftlichen Aspekten („Systemoptimierung“).

Die konkrete Ausgestaltung der Anreize wird stets aus einer Mischung aus Belohnungen für überdurchschnittliche Leistungen und Sanktionen für unterdurchschnittliche Leistungen oder Nichtbefolgung bestehen müssen.

Ausgangspunkt für die Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung zur Unterstützung aktiver VNB ist die Neutralisierung von negativen Anreizen gegenüber der systematischen Einbeziehung dezentraler Optionen in ihrem Netzgebiet. Konkret geht es darum, ihre finanzielle Situation zumindest nicht zu verschlechtern, unabhängig davon

- wie viele dezentrale Anlagen in ihr Netz einspeisen,
- wie viel zusätzliche Eigenerzeugung bei den Kunden errichtet wird und
- wie effizient die Verbraucher künftig mit Strom umgehen.

Darüber hinaus sollen sie sich im Sinne des § 14 Abs. 2 EnWG in all jenen Fällen für die dezentralen Optionen entscheiden, in denen sie bei einer Vollkostenbetrachtung kostengünstiger sind als der Netzausbau/die Netzverstärkung. Schließlich ist über zusätzliche positive Anreize für die VNB nachzudenken, volkswirtschaftlich sinnvolle und politisch erwünschte dezentrale Optionen gezielt zu integrieren.

### Bestandteile der Ermittlung der Netznutzungsentgelte

Auf der Grundlage der Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz und in der Stromnetzentgeltverordnung (Strom-NEV) werden Netznutzungsentgelte künftig wie folgt festgelegt:

1. Ermittlung einer Kostenbasis, bestehend aus Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX);
2. Individuelle Modifizierung der Kostenbasis auf der Grundlage eines Effizienzvergleichs;
3. Ermittlung der Startwerte auf der Grundlage der Kostenbasis unter Einbeziehung durchlaufender Kostenpositionen;
4. Automatische Anpassung der Startwerte innerhalb eines definierten Regulierungszyklus („Entwicklungspfad“);
5. Nach Ablauf des Regulierungszyklus (der zwischen zwei und fünf Jahre umfassen kann): erneuter Start mit Schritt 1.

Die Abb. fasst das Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte noch einmal auf einen Blick zusammen. Im Folgenden werden für die Schritte 1 bis 4 Regelungen aufgezeigt, die im Sinne der obigen Vorgaben bei der Netzentgeltregulierung berücksichtigt werden sollten.

### Schritt 1: Ansatzpunkte bei der Ermittlung der Kostenbasis

Die Kostenbasis für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte besteht aus der Summe der prognostizierten Betriebs- und Kapitalkosten für das erste Jahr des Regulierungszyklus.

Bei der Prognose der Betriebskosten ist darauf zu achten, dass die absehbaren Kosten, die durch die Integration dezentraler Optionen künftig anfallen, als Kostenart explizit berücksichtigt werden. Dazu gehören Aufwendungen in der Betriebsführung, für Serviceleistungen und Transaktionskosten.

Für die Kosten derjenigen dezentralen Optionen, deren Erschließung zu Beginn des Regulierungszyklus nicht absehbar ist, sind zwei Regelungen vorstellbar:

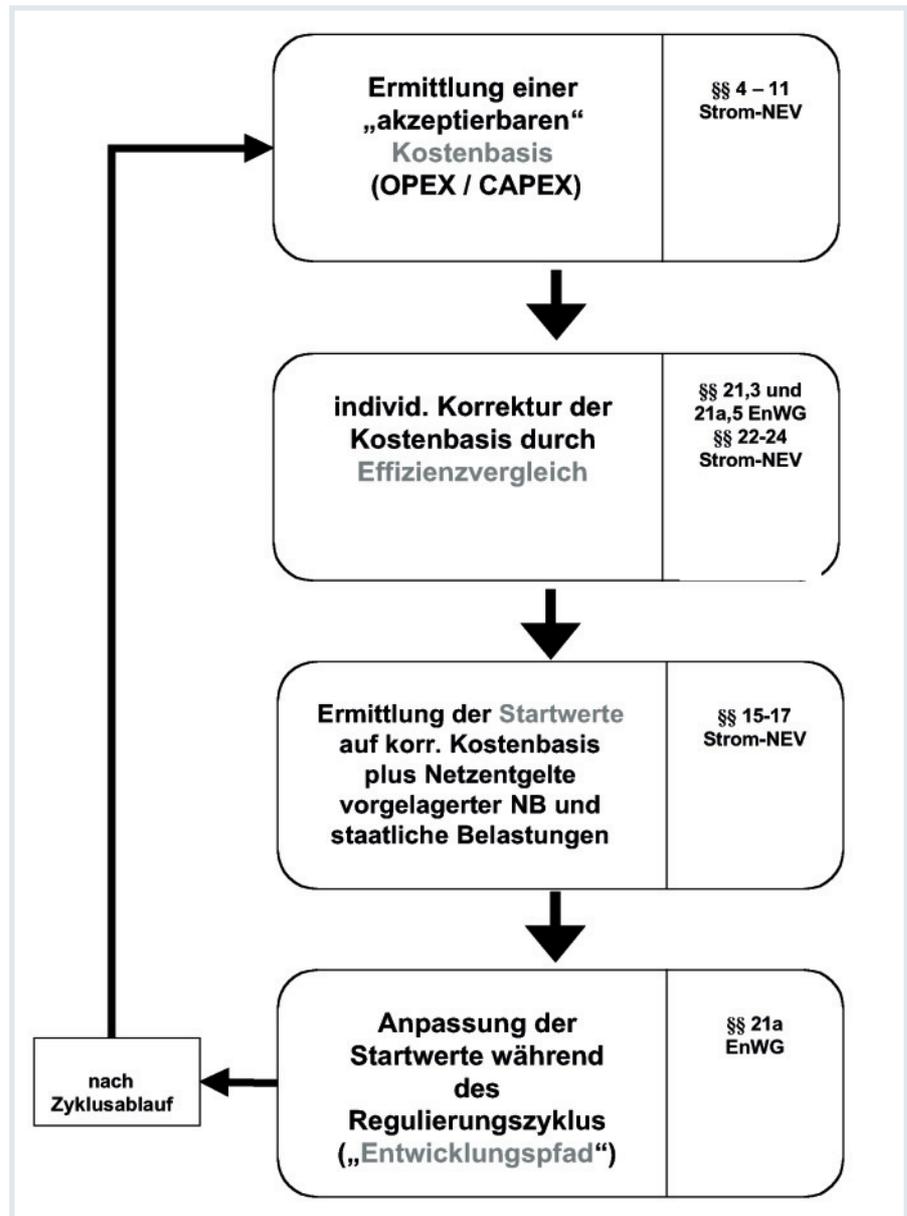


Abb. Künftige Festlegung der Netznutzungsentgelte

1. Jährliche nachholende Anpassung dieser Kosten innerhalb des Regulierungszyklus durch einen Ausgleichsfaktor z. B. in der Anpassungsformel (Z-Faktor);
2. Vortrag der kumulierten aufgezinnten Kosten des aktuellen Regulierungszyklus auf den nächsten Zyklus und unmittelbare Einstellung in die neue Betriebskostenprognose.

Um den VNB bei dieser neuen Regelung Verlässlichkeit zu signalisieren, plädieren wir zumindest bei den ersten Regulierungszyklen für Regelung 1.

Vergütungen, die VNB an dezentrale Anlagenbetreiber für eine dauerhafte Minderung der

Netzlast zahlen, sind ebenfalls als separate Kostenart auszuweisen und damit als Bestandteil der Betriebskosten anzuerkennen, ebenso wie die damit verbundenen Kosten der VNB wie beispielsweise laufende Aufwendungen für Steuerungs- und Regelungstechnik. Schließlich wird ein aktiver VNB höhere Forschungs- und Entwicklungsausgaben zu verzeichnen haben.

Die Vergütung für den Ausgleich der Netzverluste ist bereits eine Kostenart der laufenden Betriebskosten. Hier wäre zu überlegen, Anreize zu schaffen, die die Deckung dieser Strommengen durch dezentrale Anlagen der VNB selbst oder Dritter fördert. Dazu bedarf es ggf. einer Modifizierung der

entsprechenden Vorschrift in §10 der Stromnetzzugangs-Verordnung (Strom-NZV).

Die Kapitalkosten bestehen vor allem aus den kalkulatorischen Abschreibungen auf das Betriebsvermögen und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Entscheidend für die Chancen dezentraler Optionen ist, nach welchen Kriterien Investitionskosten für die Netze in das Betriebsvermögen eingestellt werden können. Würde lediglich geprüft, ob die Netzinvestition tatsächlich durchgeführt wurde, die Kosten tatsächlich entstanden sind und die Preise marktgerecht waren, entfällt für den VNB der Anreiz, über Alternativen ernsthaft nachzudenken. Ein solcher Anreiz entstände erst, wenn der VNB dazu verpflichtet würde, die Alternativen, z. B. dezentrale Erzeugungsanlagen statt Erhöhung der Netzanschlusskapazität, ebenfalls durchzukalkulieren und in dem Falle, dass die Alternativen zu geringeren Gesamtkosten führen, nur Kosten bis zu dieser Höhe anerkannt würden. Diese Art der Abwägung wäre dann Teil eines umfassenderen Portfolio- und Risikomanagements des VNB und ist in § 14 Abs. 2 EnWG ausdrücklich vorgesehen. Diese Vorschrift bedarf aber noch der Detaillierung in einer Rechtsverordnung.

## Schritt 2: Ansatzpunkte beim Effizienzvergleich

Der künftige Effizienzvergleich zwischen VNB, wie er in den §§ 21 Abs. 3 und 21a Abs. 5 EnWG vorgesehen und in den §§ 22-24 Strom-NEV geregelt ist, soll ineffiziente VNB ermitteln und ihre Netznutzungsentgelte nach unten korrigieren. Ineffizienz wird vermutet, wenn die Entgelte, Erlöse oder Kosten einzelner VNB für das Netz insgesamt oder für einzelne Netz- oder Umspannebenen die durchschnittlichen Entgelte, Erlöse oder Kosten vergleichbarer VNB überschreiten (§21 Abs. 4 EnWG).

Für unser Anliegen, negative Anreize für die VNB gegenüber der systematischen Integration dezentraler Optionen zu neutralisieren, sind folgende grundsätzliche Aspekte zu beachten:

- Ein aussagekräftiger Effizienzvergleich beruht auf der Identifizierung und Berücksichtigung von Strukturmerkmalen, die sich signifikant in den Kosten niederschlagen. Die Summe der dezentralen Anschlussleistung ist als Strukturmerkmal vorzusehen und in die gewählten Verfahren des Effizienzvergleichs zu integrieren.

- Ein Effizienzvergleich ohne Qualitätsvergleich ist unzureichend, da niedrige

Kosten/Erlöse/Entgelte noch nichts darüber aussagen, ob Versorgungsqualität und Service den Anforderungen genügen. Es wäre wichtig, neben den international üblichen Qualitätskennziffern auch solche mit einzubeziehen, die etwas über die dezentrale Effizienz des VNB aussagen. Mögliche Kennziffern wären hier:

- Anteil der dezentralen Optionen an der Deckung der Netzhöchstlast (Einspeiser);
- Anteil der Netzreservekapazitäten im Verhältnis zu den Netzhöchstlasten (Einspeiser und Eigenerzeuger);
- Entwicklung der Vollbenutzungsstunden der Netzentnahmen (Eigenerzeuger und Nachfrageseite).

Über ein Bonus-/Malusssystem wäre dann ein vorgegebener Zielerreichungsgrad in die Anreizregulierung zu integrieren.

## Schritt 3: Prognoseanreize bei der Ermittlung der Startwerte

Die durch den Effizienzvergleich korrigierte Kostenbasis bildet den Ausgangspunkt für die Ermittlung der individuellen Startwerte. Hinzu kommen neben den staatlichen Aufschlägen (KWK-Gesetz, Konzessionsabgabe, Stromsteuer) vor allem die Netzentgelte der vorgelagerten Netzbetreiber, die nach der Kostenwälzung der Strom-NEV an die Endkunden durchgereicht werden. Diese Gesamtkosten werden dann nach den Vorgaben des § 17 Strom-NEV auf die prognostizierten Mengen (Arbeit und Leistung) verteilt und bilden die Startwerte für die Arbeits- und Leistungspreise der jeweiligen Netz- oder Umspannebene.

Da die Startwerte für die Arbeitspreise auf der Grundlage von Mengenprognosen ermittelt werden, besteht für die VNB stets der Anreiz, die Prognose mindestens zu erreichen, wenn nicht zu übertreffen. Dieser Anreiz legt es den VNB nahe, in der Prognose nicht berücksichtigte Eigenerzeugung oder Effizienzaktivitäten der Endkunden zu unterbinden, wenn sie dazu die Möglichkeit haben. Um diesen unerwünschten Mengenanreiz zu neutralisieren, bedarf es einer periodenübergreifenden Mengensaldierung, bei der der jeweilige preisbewertete Mengensaldo entweder jährlich oder im nächsten Regulierungszyklus im Rahmen der Startwertfestlegung berücksichtigt wird. Die Problematik der Mengenprognose wird auch in § 21a Abs. 3 EnWG erkannt, indem dort auf „Mengeneffekte“ Bezug genommen wird, die bei der Festlegung von Entgeltobergrenzen für Netzentgelte zu berücksichtigen seien. Dies gilt unseres Erachtens im Falle der Festlegung von Erlösüber-

grenzen in gleicher Weise (s. unten). Das Problem der Prognoseabweichung besteht grundsätzlich auch bei den Leistungspreisen, erscheint dort aber nicht als so problematisch, da die VNB hier zwar den Anreiz haben, die von der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bezogene höchste Leistung zu überschätzen, gleichzeitig aber belohnt werden, wenn es ihnen gelingt, die höchste zeitgleiche Leistungsanspruchnahme im Netzgebiet zu senken. Insofern wirkt der Anreiz hier in die volkswirtschaftlich richtige Richtung.

## Schritt 4: Ansatzpunkte bei der Festlegung des Entwicklungspfades

Die Startwertanpassung innerhalb des Regulierungszyklus wird künftig aller Voraussicht nach über eine Anpassungsformel erfolgen, die eine Obergrenze für die Gesamterlöse der VNB festlegt (Revenue Cap).

Die allgemeine Formel zu diesem Verfahren lautet:

$$\text{Erlös}(t) = \text{Erlös}(t-1) * (1 + \text{VPI} - X) + Z$$

mit  
VPI - Verbraucherpreisindex  
X - Produktivitätskennzahl  
Z - Korrekturterm

wobei der Erlös der Gesamterlös des VNB über alle Einzelentgelte ist.

In der einfachen Form ohne Z-Korrekturterm entfaltet das Revenue-Cap-Verfahren zwei dominierende Anreize: Kostenminimierung und Bestreben zur Erreichung der Mengenprognose. Der Gewinn des VNB als Differenz von Erlös und Kosten ist dann besonders hoch, wenn dem gedeckelten Erlös geringe Kosten gegenüber stehen. Da die Erlösobergrenze sich als Produkt von prognostizierten Kosten und prognostizierter Menge errechnet, führt ein Unterschreiten der Mengenprognose zu einem für den VNB suboptimalen Ergebnis, es sei denn, er ist in der Lage, die Entgelte entsprechend anzuheben (was in einer konkreten Situation häufig schwierig sein kann). Zur Unterstützung der Aktivitäten aktiver Netzbetreiber müsste die Revenue-Cap-Regulierung aus unserer Sicht zumindest um folgende Aspekte angereichert werden:

- Die bereits im vorherigen Abschnitt erläuterte periodenübergreifende Mengensaldierung wäre grundsätzlich als Bestandteil des Z-Faktors vorzusehen.

■ Die Kosten für diejenigen dezentralen Optionen, deren Erschließung zu Beginn des Regulierungszyklus nicht absehbar war, könnten ebenfalls jährlich in den Z-Faktor aufgenommen werden.

■ Bonus-/Malusbeträge im Hinblick auf die Erfüllung von Qualitätskriterien könnten auch unmittelbar in den Z-Korrekturterm einfließen.

### Positive Anreize

Der Level Playing Field-Gedanke hat zum Ziel, die negativen Anreize der VNB gegenüber dezentralen Optionen in ihrem Netzgebiet zu neutralisieren. Dies geschieht vor allem durch eine verlässliche Erstattung aller damit verbundenen Kosten und einer Neutralisierung der auftretenden Mengeneffekte. Hinzu kommen als Negativanreiz Kostenuntersagungen bei Netzinvestitionen, die im Vergleich zu dezentralen Optionen zu teuer waren.

Diese Ansätze werden aus mehreren Gründen nicht ausreichen, die VNB im gewünschten Sinne zu „aktivieren“:

■ Das Know-how im Umgang mit dezentralen Optionen ist bei vielen VNB nicht vorhanden, da es dafür bislang keine Notwendigkeit gab. Der Aufbau von Know-how ist mit Zeitaufwand und Kosten verbunden, die nur dann getragen werden, wenn die politischen Signale in eine verbindliche, längerfristige Perspektive weisen.

■ Dezentrale Optionen als zumindest temporäre Alternative zu Netzinvestitionen haben eine sehr viel kürzere Nutzungsdauer als letztere, ihre Verfügbarkeit hängt von ihrem jeweiligen technischen Zustand und von Drittakteuren ab und ihre Systemintegration ist deutlich komplexer. Dezentrale Optionen sind für die VNB also mit höheren Risiken verbunden als reine Netzinvestitionen. Ohne eine zusätzliche Risikoprämie werden sie nicht bereit sein, mit ihnen zu planen.

■ Viele der heutigen Netzingenieure sind geprägt von der bisherigen Struktur, wonach zentrale Kraftwerke Strom erzeugen und die VNB diesen Strom so sicher wie irgend möglich zum Endkunden leiten. Alle dezentralen Aktivitäten bei den Endkunden oder bei Anlagenbetreibern sind in einem solchen System Störfaktoren, die man nur widerwillig in Kauf nimmt. Ohne zusätzliche positive Impulse wird der notwendige kulturelle Wandel bei den VNB nicht in Gang kommen.

Vor diesem Hintergrund spricht vieles dafür, geeignete positive Anreize in die Netzent-

geltregulierung zu integrieren, um den Wandel zum aktiven VNB zu motivieren.

### Anmerkungen

[1] Stadtwerke Aachen AG (STAWAG), Stadtwerke Flensburg GmbH, Stadtwerke Jena-Pößneck GmbH, Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Stadtwerke Leipzig GmbH, MVV Energie AG Mannheim, Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH.

[2] Leprich, Uwe/Bauknecht, Dierk/Evers, Elfried/Gaßner, Hartmut/Schrader, Knut: Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber (DENSAN), Endbericht, Oktober 2005;

als Download unter [http://www.bet-aachen.de/frame\\_gp.htm](http://www.bet-aachen.de/frame_gp.htm) erhältlich.

Dipl.-Pol., MSc. D. Bauknecht, Bereich Energie und Klimaschutz, Öko-Institut e. V., Standort Freiburg; Prof. Dr. U. Leprich, Diplom-Volkswirt, Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes, Fachbereich Wirtschaftsingenieurwesen, Saarbrücken  
[d.bauknecht@oeko.de](mailto:d.bauknecht@oeko.de)  
[uleprich@htw-saarland.de](mailto:uleprich@htw-saarland.de)

## BUCHTIPP AKTUELL



Ulrich Büdenbender/Karl-Heinz Lause/Peter Rosin (Hrsg.):

### 6. Düsseldorfer Energierechtstag REGULIERUNG – ERSTE ERFAHRUNGEN

Der vorliegende Band vereint in sich die auf dem 6. Düsseldorfer Energierechtstag gehaltenen Vorträge zum Thema Regulierungsmanagement. Hochkarätige Vertreter der Bundesnetzagentur, der Wissenschaft sowie der Wirtschaft nehmen Stellung zur Thematik der Netzregulierung in der Energiewirtschaft. Der Fokus der in diesem Band vereinten Beiträge liegt auf den Schwerpunkten Ausgestaltung der Anreizregulierung und Regulierungsmanagement. Dabei wird neben der Vermittlung von Grundlagen besonders auf die praktischen und rechtlichen Konsequenzen des Regulierungsmanagements abgehoben. Neben den praktischen Auswirkungen der Regulierung und des damit verbundenen Unbundlings insbesondere für Stadtwerke steht die zentrale Frage im Mittelpunkt, welcher

Einfluss nach dem neuen EnWG für die Muttergesellschaft eines Netzbetreibers noch zulässig ist. Der vorliegende Band präsentiert hierzu verschiedene Lösungsansätze.

#### Bestelleranschrift:

\_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

Bitte liefern Sie \_\_\_\_\_ Exemplare

#### Regulierung – Erste Erfahrungen

je 24,- € (+ Porto), ISBN 3-925 349-46-4, an obige Anschrift.

#### Faxen oder per Post an:

etv Energiewirtschaft und Technik  
 Verlagsgesellschaft mbH, Postfach 18 53 54  
 D-45203 Essen, Fax 0 20 54/95 32-60