et ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN

ZEITSCHRIFT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT · RECHT · TECHNIK UND UMWELT 3 · 2014

BRANCHENGESPRÄCH

ENERGIEWENDE IM WÄRME-MARKT

TRANSFORMATION

NEUSTART IM STROM-SEKTOR, MARKT- ODER PLANWIRTSCHAFT?

INTERNATIONAL

ENERGIEARMUT IN GROSS-BRITANNIEN

ENERGIEWENDE: SCHWACHSTELLEN UND REFORMANSÄTZE

Effiziente Förderung der Stromerzeugung aus Offshore-Wind

Christian Panzer, Hans Auer und Georg Lettner

Die effiziente Förderung der Stromerzeugung aus Offshore-Wind steht mit einem Bündel von Einflussfaktoren in einem dynamischen Zusammenhang. Im Wesentlichen sind dies Förderinstrumente, topographische Gegebenheiten, Netzanschlussregulierungen und überregionale Marktintegrationskonzepte. Die vorliegende Analyse verdeutlicht anhand dreier internationaler Fallstudien, die die Unterschiede der länderspezifischen Ansätze der Förderung von Offshore-Windenergieanlagen aufzeigen, wie sich etwaige Verbesserungen hinsichtlich der Effizienz von Förderinstrumenten implementieren lassen.

Ein wesentliches Kriterium für den wirtschaftlichen Betrieb von Offshore-Windkraftanlagen ist das Ausgestaltungsdesign der Förderinstrumente. Dabei ist bzw. war in der Vergangenheit die Förderhöhe und -dauer für den erzielten Ausbau relevant. Aspekte wie das Engpassmanagement oder die Restwerte der Anlage über die Förderdauer hinaus werden erst zukünftig an Bedeutung gewinnen, wenn Offshore-Windkraftanlagen einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung liefern.

Ein Ausschreibeverfahren für Offshore-Windparks stellt aus Sicht der Anlagenbetreiber- und Fördermittelgeber das effektivste Fördermittel dar Roman Milert | Fotolia.com

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen von Offshore-Windkraftanlagen

Der im Netzbereich vielerorts implementierte vorrangige Netzanschluss für erneuerbare Energien hat den anfänglichen Netzzugang für Offshore-Windkraftanlagen erleichtert. Seine zukünftige Abschaffung ist im Hinblick auf das Erfordernis eines diskriminierungsfreien Wettbewerbs jedoch wahrscheinlich. Zwar werden diverse Vermarktungsstrategien von Offshore-Windenergie bereits jetzt diskutiert, doch die Nutzung von Synergien zwischen der Offshore-Windintegration und der Kopplung nationaler Strommärkte wird erst mit fortlaufender Entwicklung dieser Technologie ein Schwerpunkt in der Planung werden. Letztlich spielt die Einbindung von Offshore-Windanlagen in gemeinschaftliche EU-Projekte bereits heute eine Rolle, ihr signifikanter Beitrag zur Weiterentwicklung des europäischen Strommarktes liegt aber in ferner Zukunft.

Methode und Annahmen

Die Wirtschaftlichkeit dreier ausgewählter Offshore-Windparks in Deutschland, Dänemark und Großbritannien wird vor dem Hintergrund der nationalen Rahmenbedingungen erläutert und verglichen. In Zusammenarbeit mit Projektentwicklern wurde eine Wirtschaftlichkeitsanalyse mittels der Barwertmethode durchgeführt, welche den Return on Investment (ROI) der einzelnen Offshore-Windparks ermittelt. Weitere Sensitivitäten der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, aber auch der Finanzierungsbedingungen unterstreichen die Robustheit der durchgeführten Analysen. Letztlich sind diverse topographische Einflüsse als auch unterschiedliche Netzanschlussmethoden ausgewählt worden, um die verschiedenen nationalen Ausgestaltungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Offshore-Windkraftanlagen besser aufzuzeigen.

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der ausgewählten Offshore-Windparks sind Interviews mit den jeweiligen Projektentwicklern. Weitere Annahmen hinsichtlich der Finanzierungsbedingungen wurden durch Rücksprache mit den Vertretern der Projektinvestoren bzw. -betreibern validiert. Zusätzlich wurden Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche den Einfluss der Finanzierungsbedingungen auf die gesamte Wirtschaftlichkeit verdeutlichen. Die Berücksichtigung des einkommenden Zahlungsflusses bezieht sich auf die verschiedenen nationalen Vergütungsarten für Stromproduktion von Offshore-Windparks. Die jeweils geltenden Einspeisetarife, Marktprämien und Zertifikatpreise sind der Plattform RES-Legal [1] sowie [2] und [3] entnommen.

Letztlich stellt der unterlegte Großhandelsstrompreis, welcher die Einnahmen nach Ablauf der Förderdauern darstellt, eine wesentliche Rolle dar. Als Referenz der angenommenen Preisentwicklung dient eine Studie basierend auf dem ELMOD-Modell vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der TU-Dresden [4].

Charakteristika und Rahmenbedingungen der Windparks

Borkum-Riffgrund 1 (Deutschland): Dieser in Bau befindliche 277 MW Offshore-Windpark in der Nordsee wurde von DONG Energy entwickelt und zur Hälfte finanziert. Aufgrund der gegebenen Distanz zur Küste (54 km) und einer erhöhten Wassertiefe (26 m) ergibt sich eine Laufzeitverlängerung des gewährten Einspeisetarifs von 19 Monaten. Damit bezieht die Anlage 13 Jahre und 7 Monate den festen Einspeisetarif und wechselt danach in die Direktvermarktung. Die technischen Gegebenheiten erzwingen andererseits auch erhöhte spezifische Investitionskosten von ca. 4 332 €/kW. Den Angaben des Projektentwicklers zufolge wird die Anlage je zur Hälfte aus Eigen- und Fremdkapital finanziert. Dabei wurde eine Verzinsung des Eigenkapitals von 10 % und des Fremdkapitals von 6,5 % angenommen.

Anholt (Dänemark): Dieser dänische Offshore-Windpark (400 MW Kapazität) wird ebenfalls von DONG Energy auf einer Fläche von 88 km² errichtet. Das dänische Fördermodell für Offshore-Windparks sieht ein Ausschreibungsverfahren vor, in dem zu vordefinierten Leistungen der Bestbieter den Zuschlag erhält. Dieser Projektentwickler bekommt einen festen Einspeisetarif für den erzeugten Strom über eine gewisse gesamte Strommenge hinweg (Anholt: 20 TWh). Eine ähnliche Struktur findet sich in der Finanzierung des Windparks, den DONG Energy zur Hälfte selbst hält und der Rest zu 30 % auf PensionDanmark und zu 20 % auf PKA aufgeteilt ist. Unter Berücksichtigung des angegebenen Kapazitätsfaktors von 45 % bedeutet dies eine Einspeisetarifdauer von ca. 12,5 Jahren. Aus Gründen der Vergleichbarkeit sind dieselben Verzinsungen und Eigenkapitalanteile wie im deutschen Fallbeispiel hinterlegt. Auf den ersten Blick zeigen sich niedrigere spezifische Investitionskosten für Anholt (3 354 €/kW).

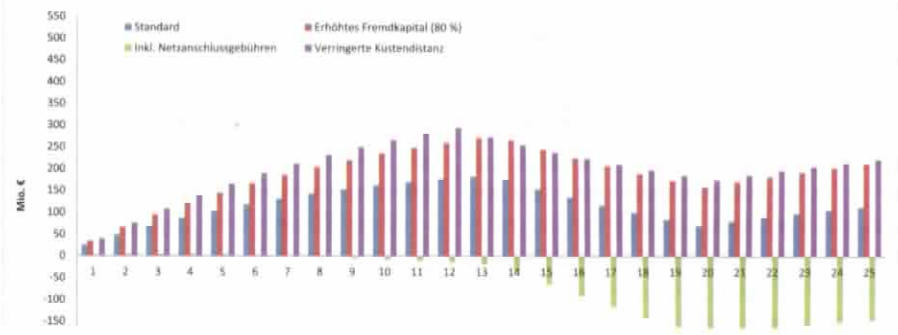

Abb. 1 **Saldo der kumulierten Barwerte aus Kosten und Einnahmen des Offshore-Windparks Borkum Riffgrund 1 in Deutschland unter den diversen untersuchten Rahmenbedingungen innerhalb der Lebensdauer von 25 Jahren**

Rampion (Großbritannien): Dies ist der größte der untersuchten Offshore-Windparks mit einer Gesamtkapazität von 665 MW (geplanter Betriebsbeginn 2018). Die Projektfläche von 167 km² wurde betreffend Windgeschwindigkeit, Wassertiefen, Küstenentfernung, Schifffahrtsrouten, Umweltauswirkungen und anderer potenzieller Nutzungskonflikte zuvor von staatlicher Seite analysiert. Weitere Genehmigungsverfahren sind noch in Begutachtung (Stand April 2013). Die vorliegende Fallstudie wird anhand des momentan existierenden Zertifikatsmodels bewertet. Der angenommene Zertifikatpreis repräsentiert den Mittelwert des Jahres 2013, wobei dieser eine annähernd konstante Entwicklung in den letzten zehn Jahren gezeigt hat (und daher auch als konstant über den zukünftigen Berechnungszeitraum angenommen wird). Im Weiteren berücksichtigen die erhöhten Betriebskosten die Anlagenbetriebskosten (2,5 %) und die Netznutzungsentgelte, welche jährlich an den Offshore-Übertragungsnetzbetreiber (Offshore Transmission Owner – OFTO) abzuführen sind (90 €/kW).

Wirtschaftlichkeitsanalyse

Borkum-Riffgrund 1 (Deutschland): Prinzipiell übersteigen unter den gegebenen Standardannahmen die Einnahmen in den ersten Jahren die jährlichen Gesamtkosten des Offshore-Windparks Borkum Riffgrund 1 in Deutschland. Dieser kann somit profitabel betrieben werden [5]. Einerseits zeigt Abb. 1 den überdurchschnittlichen Anstieg der Einnahmen während der Einspeisetarifdauer bis zum Jahr 14. Andererseits ist in den folgenden Jahren, wo der Windpark noch abgeschrieben, aber kein Einspeisetarif mehr bezahlt wird, mit einem stärkeren Anstieg der Kosten als der Einnahmen zu rechnen. Über den gesamten Betrachtungszeitraum von 25 Jahren wirft der Betrieb des Offshore-Windparks einen Return on Investment (ROI) von 7 % ab; dies zusätzlich zur fixen Eigenkapitalverzinsung von 10 % p. a. Wesentlich ist, dass Abb. 1 das herkömmliche Einspeisetarifmodel unterlegt, in der Realität alle Offshore-Windparkbetreiber aber das Stauchungsmodell verwenden (ROI von 12,5 %).

Im Vergleich zu den Standardannahmen eines je zur Hälfte eigen- und fremdfinanzierten Offshore-Windparks ergibt die erhöhte Fremdkapitalquote von 80 % einen wesentlich höheren ROI von fast 13 % und einen liquideren Cashflow über die gesamte Lebensdauer. Abb. 1 zeigt außerdem die Auswirkungen möglicher zusätzlicher Netzanschlusskosten seitens der Windparkbetreiber, welche in Deutschland von den Übertragungsnetzbetreibern getragen werden. Hierbei ist ein nahezu kostendeckender Betrieb des Offshore-Windparks während der Einspeisetarifdauer gewährt, aber ab Eintritt in den freien Strommarkt reduzieren sich die Einnahmen zu stark, um die laufenden Kosten bedienen zu können. Im Detail liegen die Einnahmen zu diesem Zeitpunkt nur mehr rd. 70 % über den kurzfristigen Grenzkosten. Somit wird fast kein Deckungsbeitrag zur Anlagenfinanzierung erwirtschaftet. Der Return on Investment (ROI) dreht sich auf minus 8 %. Die letzte Sensitivität des Windparks Borkum-Riffgrund 1 widmet sich den großen Küstenentfernung und Wassertiefen deutscher Offshore-Windparks. Dabei wurden diese Parameter so angenommen, dass sich keine

Laufzeitverlängerung des Einspeisetarifs ergibt und sich dadurch die Investitionskosten verringern. Somit ergibt sich ein gesamter ROI von 15,4 %. Die Tatsache, dass Deutschland sehr weite Küstenentfernungen und große Meerestiefen zu bewältigen hat, erhöht die Investitionskosten stark und hat somit wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Offshore-Windkraftanlagen.

Schließlich zeigt Abb. 2 die signifikanten Auswirkungen unterschiedlicher ökonomischer Angaben. Laut einem aktiven Marktakteur ist von niedrigeren spezifischen Investitionskosten auszugehen. Dadurch ergeben sich weitaus geringere jährliche Kosten, obwohl die Eigenkapitalverzinsung um 4 % angehoben wird. Außerdem kann mittels des Stauchungsmodels eine beschleunigte Tilgung des Fremdkapitals erfolgen, welches die Kosten zusätzlich senkt. Einnahmeseitig spiegelt das Stauchungsmodel durch den verstärkten Zahlungsfluss zu Projektbeginn eine starke Verbesserung der Liquidität des Offshore-Windparkbetreibers wider. Dadurch erhöht sich der gesamte ROI auf über 30 %.

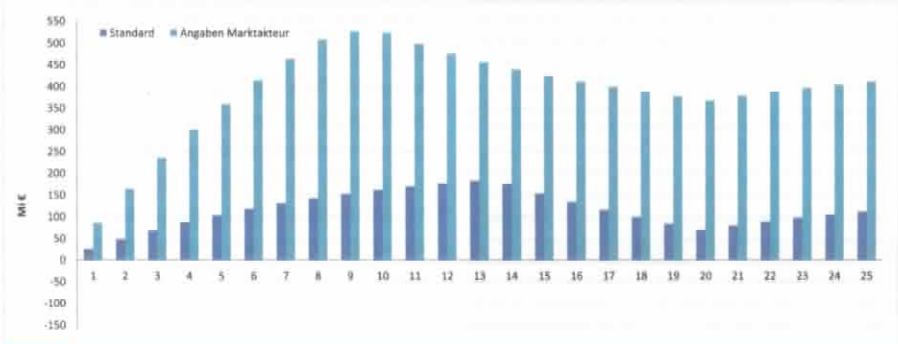

Abb. 2 Saldo der kumulierten Barwerte aus Kosten und Einnahmen des Offshore-Windparks Borkum Riffgrund 1 in Deutschland unter Standardannahmen und alternativen Kostenangaben eines aktiven Marktakteurs

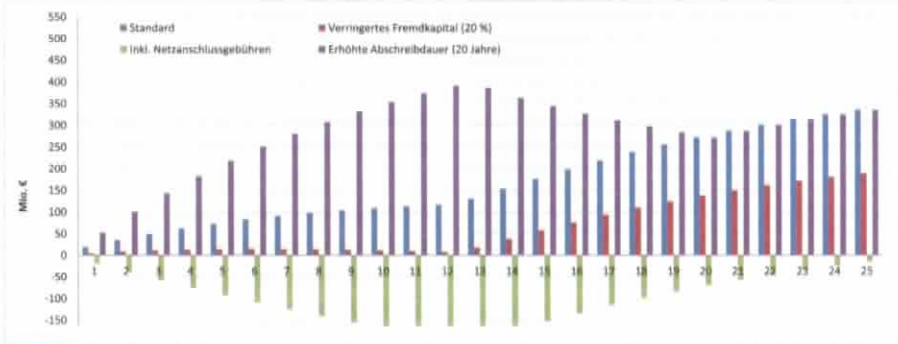

Abb. 3 Saldo der kumulierten Barwerte aus Kosten und Einnahmen des Offshore-Windparks Anholt in Dänemark unter den diversen untersuchten Rahmenbedingungen innerhalb der Lebensdauer von 25 Jahren

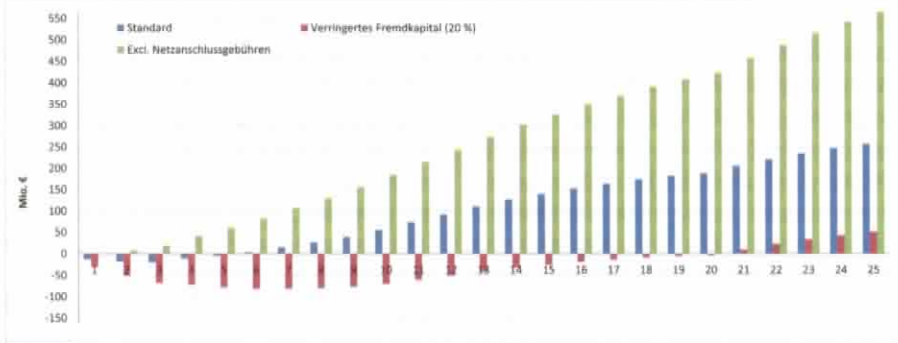

Abb. 4 Saldo der kumulierten Barwerte aus Kosten und Einnahmen des Offshore-Windparks Rampion in Großbritannien unter den diversen untersuchten Rahmenbedingungen innerhalb der Lebensdauer von 25 Jahren

Anholt (Dänemark): Abb. 3 zeigt den Saldo der kumulierten Barwerte des dänischen Offshore-Windparks Anholt. Speziell in den Jahren 1 bis 13 wächst der monetäre Überschuss langsam an, da die gesamten Investitionskosten des Windparks in relativ kurzer Zeit abgeschrieben werden. In dieser Zeitspanne wird ein durchschnittlicher ROI von unter 7 % erwirtschaftet. Danach, wenn nur mehr Betriebs- und Erhaltungskosten anfallen und kein Einspeisetarif ausbezahlt wird, übersteigen die Einnahmen die Ausgaben signifikant. Im Durchschnitt der gesamten technischen Lebensdauer ergibt sich somit ein ROI von 18,8 % zusätzlich zur fixen Eigenkapitalverzinsung von 10 % p. a.

Da im Windpark Anholt mit großen Eigenkapitalanteilen investiert wird, zeigt die Analyse mit nur 20 % Fremdkapital, dass obwohl der Betrieb des Windparks immer noch einen ROI von 10,8 % erwirtschaftet, sich in den anfänglichen Jahren Liquiditätsengpässe ergeben, da die Kosten von Kapital und Betrieb die Einnahmen durch die kurze Abschreibdauer überschreiten. Weiter zeigt Abb. 3, dass erhöhte Investitionskosten erzwungen durch fiktive Netzanschlusskosten nicht innerhalb der Einspeisetarifdauer abgeschrieben werden können. Die Folge ist ein jährlich anwachsendes Defizit auf minus 11,5 % im Jahr 12, welches sich nur langsam bis zum Ende des Beobachtungszeitraums von 25 Jahren erholt und letztendlich einen ROI von minus 0,7 % ergibt. Schließlich zeigt die Variante mit verlängerter Abschreibedauer – aber gleichem Einspeisetarif – einen konstanten monetären Überschuss des Betriebs bei ansonsten gleichen Rahmenbedingungen. Infolge der geringeren jährlichen Kapitalkosten kann zu Beginn der Investition durch den Einspeisetarif ein signifikanter positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden, womit die Kapitalkosten in den Jahren 13 bis 20 einfach bedient werden können. Auf den gesamten ROI hat diese Option jedoch keinen Einfluss und beträgt nach dem Beobachtungszeitraum nach wie vor 18,8 %.

Rampion (Großbritannien): Der Vergleich mit diesem Offshore-Windpark in Großbritannien ergibt, dass nur das Fördersystem allein keine große Veränderung der Wirtschaftlichkeit mit sich bringt. Abb. 4 zeigt, dass abgesehen von den ersten Jahren ein konstanter jährlicher Gewinn erzielt werden kann. Al-

lerdings stellen die Netznutzungsgebühren einen erheblichen Anteil der Kosten dar, die die Attraktivität der Investition stark beeinflussen. Nichtsdestoweniger erzielt der Betrieb des Offshore-Windparks Rampion einen ROI von 6,6 %. Im Unterschied zur Standardannahme ergibt sich bei verringerter Fremdkapitalquote von 20 % kein positiver Deckungsbeitrag innerhalb der Abschreibdauer. Erst in den Jahren 21 bis 25 können die Einnahmen die Kosten übersteigen und dabei am Ende noch einen positiven ROI von 1,3 % erwirtschaften. Im vorliegenden Fall ergibt sich allerdings in den Jahren 1 bis 20 ein Liquiditätsproblem, welches einen rentablen Betrieb unmöglich machen würde. Letztlich zeigt Abb. 4 die Konsequenzen, wenn der Netzanschluss vom Projektentwickler selbst ausgeführt und finanziert wird (und nicht durch Netznutzungsentgelte). Der ROI beträgt in diesem Fall 15,7 %. Dies bedeutet, dass eine selbstständige Netzzugangsherstellung profitabler ist, als eine Netznutzungsgebühr über die gesamte technische Lebensdauer hinweg.

Ausschreibung ist das effektivste Fördermittel

Ein Vergleich der Wirtschaftlichkeit der drei ausgewählten Offshore-Windparks in Deutschland, Dänemark und Großbritannien lässt sich nur sehr differenziert darstellen. Einerseits stellen die großen Unterschiede in der technischen Realisierbarkeit, im Sinne von Wassertiefen und Küstenentfernungen, einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dar. Andererseits verzerren viele versteckte, nicht quantitativ erfassbare Förderungen (z. B. Vergütungen bevor Inbetriebnahme der Anlagen in Deutschland) die Ergebnisse der Analysen. Im Falle einer Harmonisierung von Rahmenbedingungen würden alle untersuchten Offshore-Windparks einen ähnlichen Return on Investment (ROI) von 15,4 % bis 18,8 % erreichen; zusätzlich zur fixen Eigenkapitalverzinsung von 10 % p.a. In der Realität ergibt sich ein niedrigerer ROI in Deutschland aufgrund der erhöhten spezifischen Investitionskosten, welche nicht gänzlich durch die Verlängerung des Einspeisetarifs abgefangen werden können. In Großbritannien reduzieren die erhöhten Netznutzungsbeiträge den ROI nachhaltig. Eine Verlängerung der Abschreibdauer hingegen verbessert den Cashflow signifikant, verändert den ROI am Ende der Lebensdauer des Offshore-Windparks jedoch nicht.

Die stark unterschiedlichen ökonomischen Angaben von Projektentwicklern und anderen Marktakteuren hinterfragen einmal mehr die Effizienz des fixen Einspeisetarifs. Es ist anzunehmen, dass die großzügige Vergütung des Stauchungsmodells in Deutschland die Projektentwickler zu höheren Preisangaben verleitet, als dies in einem wettbewerbsfähigen Ausschreibeverfahren der Fall sein könnte. Zusammengefasst lässt sich somit sagen, dass ein Ausschreibeverfahren für Offshore-Windparks das effektivste Fördermittel aus Anlagenbetreiber- und Fördermittelgeberseite darstellt. Dabei können sowohl Kosten in der Planung durch bereits ausgewählte Standorte eingespart als auch die installierte Kapazität und monetäre Fördermenge am besten gesteuert werden. Zusätzlich ermöglicht es einen koordinierten Ausbau von Offshore-Windanlagen und Netzanbindungen und reduziert gleichzeitig das Risiko der Investoren, da technische als auch ökonomische Parameter selbst angeboten werden können. Ein Einspeisetarifmodel erlaubt die ‚Anpassung' der Preisangaben an zuvor bekannte Vergütungsniveaus, wohingegen ein wettbewerbsfähiges Ausschreibeverfahren die Preisangaben der Bieter an die Herstellungskosten orientieren wird, da die Vergütungsniveaus bei Angebotslegung nicht bekannt sind.

Anmerkungen

[1] Eclareon: RES-Legal Internet Platform – http://www.res-legal.eu/ – Stand 06/2013.

[2] Ragwitz, M.; Winkler, J.; Klessmann, C.; Gephart, M.; Resch, G.: Recent developments of feed-in systems in the EU. BMU; Berlin 2012.

[3] Aufgrund des Fördersystemwechsels in Großbritannien 2014 und der Inbetriebnahme des Offshore-Windparks Rampion 2018 fällt dieser Windpark nicht mehr unter das aktuell publizierte ROC System (Quotenmodel mit Zertifikatshandel). Zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieses Beitrags ist keinerlei Informationen über die genaue Ausgestaltung des zukünftigen „Contract for Difference" Systems verfügbar; somit werden die Berechnungen anhand des ROC Systems durchgeführt.

[4] Leuthold, F.; Rumiantseva, I.; Weigt, H.; Jeske, T.; von Hirschhausen, C.: Nodal Pricing in the German Electricity Sector – A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore-Wind Capacities. WP-EM-08a; Dresden 2005.

[5] Dabei ist keine Vergütung nach §17e EnWG berücksichtigt, welche eine Zahlung vor Inbetriebnahme vorsieht, wenn kein Netzanschluss gewährt ist (die insb. zu Beginn den Barwert der Einkommen kräftig anhebt).

C. Panzer, H. Auer, G. Lettner, Technische Universität Wien, Energy Economics Group (EEG), panzer@eeg.tuwien.ac.at

EINBANDDECKEN-BESTELLUNG

Sicher wünschen Sie eine Original-Einbanddecke der Zeitschrift

et ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN **für den Jahrgang 2013**

Dafür einfach den Coupon ausfüllen, in einen frankierten Umschlag stecken und absenden oder faxen an:

Buchbinderei Löber • Sibyllastr. 12 • 45136 Essen • Fax 0201/26 03 97

E-Mail: etv-einbanddecken@loeber-essen.de

Bitte liefern Sie __ Ex. Einbanddecken für den Jahrgang **2013** zum Preis von 26,- € zzgl. Versandkosten.

Name (Firma) _____ Straße _____

Ort _____ Unterschrift _____