

Reinhard Madlener, Peter Zweifel

Investitionen in neue Energietechnologien: Hemmnisfaktor Finanzierung

Probleme der Finanzierung sind für die Marktdiffusion innovativer Energietechnologien ebenso wichtig wie ihre technischen Eigenschaften oder der erwartete Nutzen aus der Technologieanwendung. Welche Rolle spielt dabei die Eigentümerstruktur des Innovators? Welchen Einfluss hat die Finanzierungsform des Investitionsvorhabens – und damit das finanzielle Risiko – auf die Attraktivität einer Energieinvestition?

Die Energiemärkte sind in den vergangenen Jahren stark in Bewegung geraten und haben neue Dynamik entwickelt. Einerseits schafft die Marktliberalisierung die Voraussetzungen für Marktzutritt und Wettbewerb, andererseits versucht die öffentliche Hand vielerorts, mit Steuern und Abgaben (allen voran auf Strom und fossile Energieträger), Subventionen sowie Verlust- und Exportgarantien, innovative Energietechnologien zu forcieren. Ein dritter wichtiger Faktor im Marktgeschehen ist die Tatsache, dass in den vergangenen 20 Jahren eine ganze Reihe von marktfähigen Energietechnologien dramatisch weiterentwickelt (z.B. Solarzellen, Wärmepumpen, moderne Holzheizungen) oder an die Marktreife herangeführt werden konnten (z.B. bestimmte Typen von Brennstoffzellen). Diese Neuerungen werden zu massiven Strukturveränderungen der Energiemärkte führen oder tun dies in bestimmten Anwendungsgebieten bzw. Marktnischen bereits heute (Stichworte wie „dezentrale Energieversorgung“, „virtuelle Kraftwerke“).

Staatliche Förderungen und öffentlich-rechtliche Energieversorger aus Investorensicht

Im Falle Deutschlands sind in diesem Zusammenhang zwei Besonderheiten hervorzuheben:

- (1) die seit Jahren praktizierte substantielle Förderung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern nach dem Prinzip der Kostendeckung und
- (2) die Rolle öffentlich-rechtlicher – und damit in bestimmten Aspekten bevorzugter – Energieversor-

gungsunternehmen (EVU) im Strommarkt. Diese beiden Punkte sollen nachfolgend genauer erläutert werden.

(1) In Deutschland fördert das Energieeinspeisungsgesetz (EEG) die Einspeisung von Ökostrom in das öffentliche Stromnetz mit auf 20 Jahre hinaus gesicherten Abnahmeverpflichtungen und garantierten Einspeisetarifen. Wichtig dabei ist, dass Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien ein spezielles Risikoprofil aufweisen: sie sind zumeist relativ kapitalintensiv und versprechen einen vergleichsweise langsamen Kapitalrückfluss. Außerdem verfügen viele Finanzgeber (z.B. Banken, Investmentgesellschaften, private Investoren) über zu wenig standardisierte bzw. detaillierte Informationen, um die Projekte mit genügender Genauigkeit bewerten zu können. Die Bereitstellung dieser Informationen kann unter Umständen die mit einer Finanzierung über den Kapitalmarkt verbundenen Transaktionskosten prohibitiv hoch werden lassen. Dies bedeutet, dass Investitionen in erneuerbare Energietechnologien vielfach nur über (teures) Risikokapital und kaum über (günstigeres) Anleihkapital finanziert werden können. Ein weiterer Nachteil der erneuerbaren Energietechnologien aus der Finanzierungsperspektive ist die in vielen Fällen gegebene relative Kleinheit der Projekte sowie die von den Finanzgebern häufig eingeforderte höhere Eigenkapitalunterlegung im Vergleich zu konventionellen Projekten.

(2) Öffentlich-rechtliche Energieversorgungsunternehmen genießen gegenüber ihren privatwirtschaftlichen Konkurrenten gewisse Vorteile. Zum einen reduzieren Staatsgarantien für Anleihen die Notwendigkeit der (teureren) Finanzierung durch Aktienemissionen. Zum anderen muss kein Risikoaufschlag für die Kapitalgeber einkalkuliert werden, da die Kredite durch den Staat gedeckt sind. Diese Faktoren haben zur Folge, dass die in öffentlichem Besitz stehenden Energiever-

Dr. Reinhard Madlener, 41, ist Oberassistent am Centre for Energy Policy and Economics (CEPE) an der ETH Zürich und Lehrbeauftragter an der Universität Zürich. Prof. Dr. Peter Zweifel, 60, ist ordentlicher Professor für Volkswirtschaftslehre am Sozialökonomischen Institut an der Universität Zürich.

sorgungsunternehmen vom Zwang befreit sind, eine branchenübliche Rendite zu erzielen. Dadurch kommt es zu einer Diskrepanz zwischen den in Rechnung gestellten und den effektiven gesamtwirtschaftlichen Kosten der Kapitalnutzung – mit der Konsequenz, dass die Energieversorgungsunternehmen zu viel Kapital binden.

Konsequenzen falscher Kapitalbewertung öffentlicher Stromversorger

Jenkins¹ untersuchte die wohlfahrtsökonomischen Konsequenzen falscher Kapitalbewertung von Energieversorgungsunternehmen in Kanada. Er kam zu dem Schluss, dass bei entsprechend hohem Staatsanteil an der Stromversorgung die volkswirtschaftlichen Verluste, welche aus einer – im Vergleich mit der branchenüblichen Eigenkapitalrendite – zu geringen geforderten Eigenkapitalrendite resultieren, jährlich bis zu 1% des BIP betragen können. Diese Verluste sind im Sinne von Opportunitätskosten des eingesetzten Kapitals zu verstehen. Neben staatlichen Garantien für Anleihen und das Fehlen eines Risikoaufschlages für die Kapitalgeber waren die kanadischen Energieversorgungsunternehmen zum Untersuchungszeitpunkt von der Einkommensteuer befreit, wodurch sie gleich in dreifacher Hinsicht gegenüber privatwirtschaftlichen Energieversorgungsunternehmen begünstigt waren. Jenkins weist nach, dass es wegen der zu gering ausgewiesenen Durchschnittskosten zu einem Mehrverbrauch an Elektrizität im Inland kommt und der Strom direkt – oder indirekt in Form von Produkten (Strom als Inputfaktor der Produktion) – zu billig im Export ans Ausland abgegeben wird.

Die Ergebnisse von Jenkins blieben nicht unwidersprochen. Kritiker² seiner Studie haben unter anderem damit argumentiert, dass

- (1) als Basis für Preisvergleiche wegen der damals vorhandenen Überkapazitäten nicht die Durchschnittskosten, sondern die (niedrigeren) kurzfristigen Grenzkosten herangezogen hätten werden müssen,
- (2) die Resultate sehr sensitiv auf die gewählte soziale Diskontierungsrate (Opportunitätskosten für den Einsatz öffentlicher Gelder) reagieren, und

¹ Vgl. G.P. Jenkins: Public utility finance and economic waste, in: The Canadian Journal of Economics, Vol. 18 (1985), Nr. 3, S. 484-498.

² Vgl. J.-T. Bernard, R.D. Cairns: On public utility pricing and foregone economic benefits, in: The Canadian Journal of Economics, Vol. 20 (1987), Nr. 1, S. 152-163; sowie P.S. Spiro: Public utility finance and the cost of capital: comments on Jenkins, in: The Canadian Journal of Economics, Vol. 20 (1987), Nr. 1, S. 164-171.

- (3) die entstandenen Überkapazitäten vor allem auf Fehler in den Nachfrageprognosen (und weniger auf zu günstiges Kapital) zurückzuführen gewesen seien.

Einfluss der Eigentümerstruktur auf die Rentabilität von Energieprojekten

Wiser³ zeigt anhand von Barwert-Modellrechnungen für Windkraftprojekte in den USA auf, dass die Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energieträgern stark von der Finanzierungsform bzw. der Eigentümerstruktur abhängig sind. Er weist nach, dass Windstrom von öffentlich-rechtlichen Eigentümern um bis zu 40% günstiger erzeugt werden konnte. Für öffentlich-rechtliche Energieversorgungsunternehmen ist es deshalb attraktiver, selbst derartige Anlagen zu errichten statt langfristige Lieferverträge mit unabhängigen privaten Erzeugern (so genannte *independent power producers – IPP*) abzuschließen. Für die Steuerzahler entsteht damit aber im Vergleich zu privaten Investitionen ein erhöhtes Risiko.

Eine weitere Möglichkeit der Finanzierung von Energieinvestitionen ist jene über vermögende Privatpersonen (*business angels*) oder typischerweise hauptberuflich tätige Risikokapital-Anleger (*venture capitalists*). Diese Varianten kommen jedoch nur dann in Frage, wenn die Renditeerwartungen ausreichend hoch sind. Während Risikokapitalgeber primär an der Wertsteigerung des eingesetzten Kapitals interessiert sind, suchen die vermögenden Privatinvestoren meist Unternehmen, die verlässliche Einkommensquellen darstellen.

Technologie-Finanzierung über Fremdmittel und konfliktäre Interessen

Für kleine und mittlere Unternehmen ist es oft schwierig, ausreichende externe Finanzmittel für ihre Investitionen in neue Technologien zu bekommen. Umgekehrt kann eine übermäßige Inanspruchnahme externer Finanzmittel das Wachstum eines Unternehmens beeinträchtigen, da die für Kredite zu leistenden Rückzahlungen für die Selbstfinanzierung fehlen. Im Falle der Fremdfinanzierung besteht erhebliches Konfliktpotential zwischen Unternehmen und Kreditgebern. Die Optionspreis-Theorie zeigt, dass die Aktionäre eine Call-Option haben, da ihr Anteil nicht unter Null fallen kann, während sie unbeschränkt am Gewinn partizipieren. Sind sie genügend diversifiziert, liegen risikoreiche, hoch rentable Projekte in ihrem Interesse.

³ Vgl. R.H. Wiser: Renewable energy finance and project ownership, in: Energy Policy, Vol. 25 (1997), Nr. 1, S. 15-27.

Externe Kapitalgeber (namentlich die Banken) können dagegen von der Wertsteigerung des Unternehmens nicht unmittelbar profitieren, sind jedoch grundsätzlich den gleichen Verlustrisiken ausgesetzt wie die Eigentümer des Unternehmens. Bei jungen Unternehmen, die sich auf den Einsatz innovativer Energietechnologien in neuen Energiemärkten spezialisieren (z.B. Betreiber von Windparks oder großen Biomasseanlagen), ist dieser Konflikt besonders ausgeprägt. Sie streben meist eine Verschiebung des Cash Flows zugunsten langfristigen Wachstums an, während die Banken auf eine schnelle Rückzahlung der Kredite drängen, um ihr (im Vergleich zu konventionellen Projekten etablierter Unternehmen größeres) Risiko zu minimieren. Insgesamt hängt die Wachstumskapazität eines kreditfinanzierten Unternehmens also vom Risiko des innovativen Projektes (subjektive Einschätzung der Bank), der Fähigkeit des Unternehmens, kurzfristig einen adäquaten Cash Flow zu erzeugen, sowie vom Verschuldungsgrad des Unternehmens ab.

Scandizzo⁴ unterscheidet drei wichtige Gründe, warum die Finanzierung über externe Quellen erschwert sein kann:

- (1) Der diskontierte Wert des erwarteten Cash Flows eines Unternehmens wird dadurch reduziert, dass gewisse Aktiva zur Sicherung der Kredite gehalten werden müssen (*collateral hypothesis*);
- (2) eine restriktive Kreditpolitik der Banken wirkt auf kreditabhängige Investoren besonders wachstumshemmend (*bank lending hypothesis*) und
- (3) unvollkommene Finanzmärkte führen dazu, dass interne Kapitalgeber, welche die erwarteten Gewinne aus Investitionen abschätzen können, eine wichtigere Rolle spielen als externe, welche eher das zukünftige Unternehmenswachstums beurteilen können (*internal finance hypothesis*).

Bankinstitute und sonstige externe Kreditgeber haben – abhängig von ihrem Grad der Risikoaversion und der vorhandenen Finanzierungskapazität – einen Grenzwert bezüglich des Risikos einer Innovation. Wird der Grenzwert überschritten, so kommt es zur Rationierung von Krediten, so dass entweder die Kreditnehmer einen geringeren als den gewünschten Kredit bekommen, oder aber jenen Kreditwerbern der Kredit verweigert wird, welche die geringste Kreditwürdigkeit genießen. Zu letzteren zählen insbesondere

kleine Start-up-Unternehmen, die in besonders innovative und entsprechend risikoreiche Hightech-Bereiche investieren möchten, aber noch keinen entsprechenden Leistungsausweis besitzen. Diese Aspekte der Finanzierung finden in Diskussionen über die adäquate Förderung innovativer Energietechnologien vielfach zuwenig Beachtung.

Hedging-Politik von Unternehmungen

Im Gegensatz zu Start-ups haben etablierte Unternehmen die Möglichkeit, internes Hedging zu betreiben, d.h. durch ein Portfolio von Innovationen das damit verbundene finanzielle Risiko zu vermindern. Haushalter⁵ untersuchte die Hedging-Politik von hundert Öl- und Gasproduzenten in den USA in den Jahren 1992-1994. Er unterscheidet dabei drei Motive für das Hedging:

- (1) die Verminderung der Finanzierungskosten (Hedging macht einen Bankrott des Unternehmens unwahrscheinlicher),
- (2) die Reduktion der Steuerlast (volatile Erträge bringen das Unternehmen in hohe Steuerprogressionsstufen), und
- (3) die Reduktion des persönlichen Risikos des Managements (risikoaverse Manager wollen Einkommensschwankungen infolge volatiler Gewinnbeteiligungen und Bonuszahlungen vermeiden).

Zwischen dem Anteil der Produktion, der gegen Preisrisiken geschützt (auf gut Neudeutsch „gehedgt“) wird, und der Art der Finanzierung, dem Steuersatz, der Vergütung der Manager und der Eigentümerstruktur müsste ein Zusammenhang bestehen.

Tatsächlich lassen sich aus den ökonometrischen Untersuchungen drei zentrale Schlussfolgerungen ziehen:

Erstens, Unternehmen mit hohem Fremdkapitalanteil und solche, die sich in finanziellen Engpässen befinden, betreiben mehr Hedging (Bestätigung der Hypothese, dass Hedging zu einer Verminderung der Finanzierungskosten führt).

Zweitens, das Basisrisiko⁶ hat einen signifikanten Einfluss auf das Risikomanagement (je geringer das

⁴ Vgl. P.L. Scandizzo: Financing technology: an assessment of theory and practice, CEIS Tor Vergata Research Paper Series, Vol. 15, Working Paper Nr. 43, Centre for International Studies on Economic Growth (CEIS), Rome, Italy, January 2004.

⁵ Vgl. G.D. Haushalter: Financing policy, basis risk, and corporate hedging: evidence from oil and gas producers, in: The Journal of Finance, Vol. 55 (2000), Nr. 1, S. 107-152.

⁶ Der Begriff Basisrisiko bezeichnet das Risiko, dass die abzuschließende Preisentwicklung des so genannten „Underlyings“ (im genannten Fall also des produzierten Mineralöls bzw. Erdgases) am Produktionsort nicht mit jener der zugehörigen (börsengehandelten) Derivate übereinstimmt.

Basisrisiko bzw. je geeignetere Derivate vorhanden sind, desto eher wird Hedging betrieben).

Drittens, der Produktionsmix spielt ebenfalls eine Rolle (je stärker der Diversifikationseffekt der Geschäftstätigkeiten, desto weniger wird finanzielles Hedging betrieben).

Dieser letzte Punkt spielt zu Gunsten der erneuerbaren Energien, deren Preise nicht bzw. nur wenig mit denjenigen der fossilen Energiepreise korrelieren. Durch Investition in derartige Projekte lässt sich somit ein „natürliches“ Hedging erzielen. Awerbuch und Berger⁷ sowie Zweifel und Krey⁸ beispielsweise haben gezeigt, dass sich durch die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energietechnologien am gesamten Energieportfolio eines Energieversorgungsunternehmens, Landes oder einer Staatengemeinschaft (z.B. der EU) das Risiko reduzieren lässt, ohne die durchschnittliche Rendite aus Energieinvestitionen zu schmälern. Umgekehrt darf die Rendite des erneuerbaren Energieprojektes für sich alleine betrachtet geringer ausfallen als die für ein konventionelles Energieprojekt, solange es genügend zur Risikodiversifikation beiträgt.

CAPM und Realloptionen-Theorie – noch wenig verbreitet in der Energiewirtschaft

Wie stark ein bestimmtes Investitionsprojekt zur Risikodiversifikation beiträgt, lässt sich mit Hilfe des Capital Asset Pricing Models (CAPM) bestimmen. Das CAPM zählt in der Kapitalmarkt-Literatur zum Standard-Repertoire.⁹ Im Gegensatz dazu scheint es in der Energiewirtschaft nach wie vor wenig bekannt zu sein bzw. wird seine Relevanz für die Bewertung von Investitionsprojekten bislang kaum wahrgenommen. Durch die Anwendung hätte das Energieversorgungsunternehmen die Gewähr, dass es mit seinen Projekten für die Investoren auf dem Kapitalmarkt genügend attraktiv ist, um sich finanzieren zu können. Denn sein erwarteter Gewinn muss die Investoren für das eingegangene Risiko entschädigen (risikoadäquate Verzinsung des eingesetzten Kapitals), wobei als Vergleichs-

basis jeweils die erzielbare Rendite am Gesamtmarkt herangezogen wird.

Solche portfolio-orientierten Analysemethoden bieten eine wichtige Ergänzung zu traditionellen Strategieplanungs-Ansätzen nach dem Prinzip der Kostenminimierung (*least-cost planning*), die sich relativ schwer tun, mit finanziellen Risiken umzugehen. Gerade bei Investitionen in neue Energietechnologien bildet jedoch das CAPM (das für Wertpapiere entwickelt wurde, die leicht auch wieder verkauft werden können) die Realität nicht genügend genau ab. Hat ein Energieversorgungsunternehmen eine solche Investition einmal getätigt, kann es sie nicht wieder rückgängig machen. Diese Tatsache bedeutet ein zusätzliches Risiko, das von der Realoptionen-Theorie erfasst wird.¹⁰ Es geht dabei im Wesentlichen um den „Wert des Wartens“ (*value of waiting*) im Zusammenhang mit irreversiblen Anlagen-Investitionen unter Unsicherheit, der dadurch entsteht, dass man durch ein Hinausschieben der Investition bessere Informationen gewinnen und so gewisse Unsicherheiten reduzieren kann. So können sich die Anschaffungs- oder Betriebskosten der betreffenden Anlage ungünstig entwickeln; andererseits könnten die Absatzpreise plötzlich sinken. Umgekehrt können durch das Warten aber auch wertvolle Wettbewerbsvorteile (z.B. First-mover advantages) verloren gehen. Im Gegensatz zur traditionellen Investitionsrechnung muss eine Investition nicht nur einen positiven Netto-Barwert abwerfen, sondern zusätzlich diesen Wert des Wartens abdecken, der gewissermaßen die „Opportunitätskosten des Nicht-Wartens-Wollens“ darstellt.

Energie-Contracting – ein nützliches Bindeglied

Contracting-Unternehmen (im angelsächsischen Raum auch als „ESCOs“ – *energy service companies* bezeichnet) planen und finanzieren Energieprojekte und wickeln diese ab. Dabei tragen diese spezialisierten Unternehmen das technische und das Erfüllungsrisiko und ermöglichen es so, den auftraggebenden Unternehmen, sich auf ihre Kernkompetenzen zu konzentrieren. In den meisten Fällen handelt es sich dabei um leistungs- bzw. erfolgsabhängiges Contracting, d.h. die Entschädigung des Contractors hängt von den tatsächlich erzielten Vorteilen (z.B. Kosteneinsparungen im Falle von Energieeffizienz-Maßnahmen) ab. Analysen bisheriger Erfahrungen mit Contracting im Energiebereich zeigen, dass anfangs einfache Projekte angeboten werden sollten, um die Kunden erst einmal

⁷ Vgl. S. Awerbuch, M. Berger: Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making, IEA/EET Working Paper EET/2003/03, February; S. Awerbuch: Portfolio-based electricity generation planning: implications for renewables and energy security, REEEP and UNEP, May 2003.

⁸ Vgl. P. Zweifel, B. Krey: Efficient electricity portfolios for Switzerland and the USA, Sol Working Paper Nr. 0602, Universität Zürich, Februar 2006.

⁹ Vgl. J. Lintner: The valuation of risky assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets, in: Review of Economics and Statistics, Vol. 47 (1965), Nr. 1, S. 13-37; W.F. Sharpe: Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk, in: Journal of Finance, Vol. 19 (1964), Nr. 3, S. 425-442.

¹⁰ Vgl. A.K. Dixit, R.S. Pindyck: Investment under Uncertainty, Princeton University Press, Princeton 1994.

an die Arbeit des Contracting-Unternehmens zu gewöhnen und sie für die Möglichkeiten und Potentiale des Contractings entsprechend zu sensibilisieren.¹¹

Fazit

Viele Menschen, die sich um die Umwelt sorgen, können nur schwer begreifen, warum sich neue Energietechnologien, die so vielversprechend erscheinen, nicht rascher durchsetzen. Gerade auch die Praktiker der Energiewirtschaft mit Ingenieurausbildung gehen oft davon aus, dass sich eine Investition mit hoher Energieeffizienz ohne weiteres rechnet. Sie übersehen dabei, dass in einer Zeit volatiler Beschaffungs- und Absatzpreise nicht bzw. nur teilweise reversible Projekte (wie sie kapitalintensive Investitionen in Energietechnologien meist darstellen) gemäß der Realoptionen-Theorie der Wirtschaftswissenschaften eine besonders hohe Rendite erwirtschaften müssen, um für Investoren attraktiv zu sein.

Vor diesem Hintergrund erscheint die deutsche Politik, mit garantierten Einspeisevergütungen neue Energieträger und -technologien zu fördern, zielführend zu sein. Nur falls diese Vergütungen unverhofft nach unten angepasst werden, sind die Investoren doch wieder einem gewissen (politischen) Risiko ausgesetzt mit der Folge, dass die verlangte Rendite wieder gegen den ursprünglichen Wert hin ansteigt.

Immerhin könnte dieser Trend zumindest abgebremst werden, wenn die Entscheidungsträger in der Energiewirtschaft vermehrt in ganzen Portefeuilles denken würden. Dann würde sich nämlich herausstellen, dass sie ihren Investoren – über die Gesamtheit ihrer Projekte gesehen – durchaus eine genügende Rendite anbieten können, falls sie die Projekte zu Gunsten erneuerbarer Energien so auswählen, dass ein möglichst großer Risikodiversifikations-Effekt resultiert. Dies bedingt, dass die Preise dieser Energieträger mit denjenigen der konventionellen Alternativen möglichst wenig (oder sogar negativ) korrelieren. Und dafür stehen die Chancen in vielen Fällen gar nicht schlecht. Es kann sich also durchaus lohnen, der zweckmäßigen Finanzierung von Energieprojekten in Zukunft vermehrt Beachtung zu schenken, um so manchen Innovationen im Energiebereich mit günstigen Umweltwirkungen den Weg zu ebnen.

¹¹ Vgl. M.-K. Lee, H. Park, J. Noh, J.P. Painuly: Promoting energy efficiency financing and ESCOs in developing countries: experiences from Korean ESCO business, in: Journal of Cleaner Production, Vol. 11 (2003), Nr. 6, S. 651-657; E. Vine: An international survey of the energy service company (ESCO) industry, in: Energy Policy, Vol. 33 (2005), Nr. 5, S. 691-704