

Die Energiewende ist eine Kapitalwende

Investoren öffnet die Energiewende neue Anlagemöglichkeiten, mittlerweile auch jenseits von Solar- und Windparks. Energieversorgungsunternehmen öffnet die Energiewende Zugang zu neuen Finanzierungspartnern. Nun liegt es an Investoren und Versorgern, sich gegenüber Kooperationen zu öffnen.

Interview mit den Energieversorgern Mainova und Rhein-Energie, dem Finanzinvestor MEAG, dem Berater ARAT und Deloitte

Was zählt eigentlich alles zu Energieinfrastruktur? Erzeugung, Netze und Speicher?

Prof. Peter Birkner: Mit Blick auf die Energiewende und die künftige, von volatilen regenerativen Stromquellen geprägte Energielandschaft müssen wir das gesamte Strom-, Gas- und Wärmesystem berücksichtigen. Der Grund ist, dass das Thema Energiespeicherung nur in dieser Gesamtbetrachtung effizient gelöst werden kann. Da sich Strom nicht direkt speichern lässt, muss in andere Medien ausgewichen werden.

Heute wird normalerweise zur großtechnischen Energiespeicherung Wasser den Berg hochgepumpt und damit Strom in mechanische Energie umgewandelt. Diese hat aber nur eine sehr geringe Energiedichte, so dass man zum Beispiel den Bodensee um 1.000 Meter anheben müsste, um die für die Umsetzung der Energiewende erforderlichen Wochenspeicher zu realisieren und ausreichende Energiemengen zu speichern. Eine deutlich einfachere Variante ist „Power to Heat“, also mit Strom Fernwärme herzustellen, was in Schweden heute schon praktiziert

wird. Eine noch größere Energiedichte ist mit „Power to Gas“, also der Herstellung von Wasserstoff oder Methan mittels Strom, möglich. Dieser Prozess ist vor allem auch reversibel, da aus Gas mit konventionellen Kraftwerken wieder Strom und Wärme erzeugt werden kann. Diese drei Verfahren – Pumpspeichieranlagen, Power to Heat und Power to Gas – ergänzt um Batterien sind bei Energieinfrastruktur immer parallel zu betrachten.

Wo stehen bei dieser Betrachtung die Netze?

Birkner: Es gibt Wärme-, Gas- und Stromnetze sowie dazwischen die Koppelstellen: den Elektrolyseur, den Elektroheizer oder das klassische Gaskraftwerk, idealerweise in Form einer Kraft-Wärme-Kopplung. Netze sind damit elementarer Systembestandteil.

Zählen Batterien zur Energieinfrastruktur?

Birkner: Batterien sind im weiteren Sinne reversible chemische Speicher. Sie eignen sich als Langzeitspeicher nur bedingt. Ein Wolkenfeld, das über einen Solarpark zieht, lässt sich gut mit einer leistungsstarken

Batterie überbrücken, eine Woche Windflaute aber nicht mehr. Dafür ist die Energiedichte einer Batterie zu gering. Die für Erneuerbare Energien benötigten Speichervolumina ergeben sich nur thermisch oder chemisch. Nachteilig an Power to Heat ist, dass sich Wärme nicht wieder in Strom zurückverwandeln lässt und nur für das Fernwärmenetz nutzbar ist. Wasserstoff aus einer Power-to-Gas-Anlage kann mit Erdgas gemischt werden und ist damit reversibel, zum Beispiel in einer klassischen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, wieder zur Strom- und Wärmeabgewinnung einsetzbar. Am Ende wird es zu einem Speichermix kommen, wobei die einzelnen Techniken verschiedene Speichertiefen, Haltbarkeiten und Umwandlungsfähigkeiten haben.

Wie erlebt man denn als Stadtwerk die Energiewende? Welche Implikationen haben zum Beispiel Atomausstieg, zunehmende Spannungseinbrüche und Netzeingriffe?

Stephan Boyens: Der Atomausstieg betrifft Versorger wie die Rhein-Energie nicht direkt. Die zunehmenden Netzeingriffe sind eine

Netzwerker: Beim Thema Energieinfrastruktur kreist die Gedankenwelt institutioneller Investoren um NAVs, Cashflows oder IRRs, die Gedankenwelt von Energieversorgungsunternehmen ist dagegen in Stromgestehungskosten, Spitzenlasten oder Lieferverträgen verhaftet. Der Brückenschlag ist nicht einfach, zum Gelingen der Energiewende aber wichtig. Die dafür nötige Basis ist einmal ein gegenseitiges Verständnis für die verschiedenen Ausgangspositionen und Ziele, Brunnenfroschperspektiven müssen überwunden werden. Andererseits braucht es aber auch einen passenderen regulatorischen Rahmen.

Darüber diskutierten branchenübergreifend Prof. Peter Birkner und Stephan Boyens, Vorstände bei den Energieversorgungsunternehmen Mainova beziehungsweise Rhein-Energie, Holger Kerzel von der MEAG und die Berater David Krüger von Deloitte und Reinhard Liebing von der Alceda Real Asset Trust (ARAT). Naheliegende Kooperationen der Netzwerker liegen in – Netzen.

pe

ARAT

Die Alceda Real Asset Trust (ARAT), vertreten durch Geschäftsführer StB Reinhard Liebing, berät institutionelle Investoren bei Real-Asset-Investitionen. Dazu gehören insbesondere die Identifikation und Bewertung attraktiver Investments sowie maßgeschneiderte Strukturierungslösungen unter Beachtung steuer- und aufsichtsrechtlicher Aspekte.

Deloitte

Die Prüfungs- und Beratungsgesellschaft Deloitte belebte jüngst die Energiewendediskussion mittels einer Umfrage unter mehr als 100 deutschen Energieunternehmen, Stadtwerken, Versicherungen, institutionellen Fonds, Banken sowie Vertretern aus der Wind- und Solarindustrie. Deloitte verfügt nach eigenen Angaben über ein weltweites Netzwerk von über 4.000 Energie- und Cleantech-Experten in mehr als 150 Ländern. Für Deloitte nahm David Krüger, Partner und Leiter Cleantech, an der Diskussion teil.

Mainova

Im vergangenen Jahr erzielte der Frankfurter Energiedienstleister Mainova einen Umsatz von rund zwei Milliarden Euro und investierte 55 Millionen Euro in Wind- und Solarenergie. Vor der Gesprächsrunde präsentierte Vorstand Prof. Peter Birkner noch innovative, in das Gebäude integrierte Solarzellen. Eine weitere Innovation der Mainova ist eine Algenzuchtanlage zur Entwicklung von Biomasse.

Rhein-Energie

Auch die Rhein-Energie verfügt über ein beachtliches Regenerativ-Portfolio. Die 2012er Erlöse des Kölner Energieversorgers von 2,4 Milliarden Euro stammen teilweise bereits aus Photovoltaik-(Dach-) Anlagen, Windparks und Biogasanlagen. Über die dabei gemachten Erfahrungen berichtete Stephan Boyens, Bereich Strategisches Beteiligungsmanagement.

MEAG

Mit einem Renewables-Programm von 2,5 Milliarden Euro ist die MEAG in diesem Segment zusammen mit der Allianz der größte deutsche Finanzinvestor. Hinzu kommen die ebenfalls zu Energieinfrastruktur zählenden innovativen Investments „Amprion“ und „Open Grid“. Auf die Suche nach Anlagealternativen zu Anleihen begibt sich für die MEAG Holger Kerzel. pe

große Veränderung – primär aber für die Übertragungsnetzbetreiber. Für uns als regionales Versorgungsunternehmen liegt in dieser Entwicklung eher eine Chance in der zunehmenden Nachfrage nach Regelenergie. Jemand wie wir, der über ein flexibles Gaskraftwerk verfügt, kann den Bedarf nach Sekunden- oder Minutenreserven befriedigen.

Birkner: Die Renewables selbst kosten nichts, erfordern aber eine andere und deutlich umfangreichere Infrastruktur. Brennstoffkosten werden also durch Kapitalkosten ersetzt. Die konventionellen Kraftwerke bestehen nach wie vor als Reservekraftwerke und binden Kapital, werden aber wegen den Erneuerbaren deutlich weniger ausgelastet. Zudem leiden die Betreiber unter niedrigeren Strompreisen. Gleichzeitig braucht es neues Geld für Windkraft- und Solaranlagen. Die Energiewende ist also eine Kapitalwende.

Unter der Entwertung der konventionellen Energie leidet auch die Mainova. Durch unsere Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen haben wir aber eine gewisse Stabilisierung, da die Einnahmequelle „Wärme“ erst einmal konstant ist. Stadtwerke, die keine Kraftwerke besitzen und den Strom nur von der Börse kaufen und dann weiterverkaufen, sind von der Entwicklung „nur“ dadurch betroffen, dass wegen des gesunkenen Strompreises die Marge sinkt. Versorger müssen nun neue Wertschöpfungen erschließen. Dazu gehört als wesentliches Element auch die Regelenergie. Aber diese kann den allgemeinen Preisverfall im Strom auch nicht kompensieren.

Halten sich denn eingesparte Brennstoff- und Kapitalkosten die Waage?

Birkner: Nach Analysen von McKinsey aber auch meinen eigenen Schätzungen übersteigen in Deutschland im Jahr 2020 die Kapitalkosten die Brennstoffkosten-Einsparungen um rund 20 Milliarden Euro pro Jahr. Zum Vergleich: Das deutsche Bruttoinlandsprodukt liegt bei etwa 2.700 Milliarden Euro. Außerdem sollte man der Energiewende auf der Habenseite noch die Entwicklung von Zukunftstechnologien und eine steigende energiepolitische Unabhängigkeit anrechnen. Auf der anderen Seite stehen die höheren Strompreise für Unternehmen und Bürger.

Günstiger wird die Energiewende indem man möglichst viel von der vorhandenen Infrastruktur energiewendekonform umwidmet. In diese Richtung wurde und wird noch zu wenig nachgedacht. Zu einseitig wurde der Ausbau der Erneuerbaren forciert. Der Umsetzungsprozess muss besser mit den anderen Medien, Netzen und Speichern sowie den europäischen Nachbarn harmonisiert werden. Dabei darf sich die Politik nicht vor den Karren der verschiedenen Lobbygruppen spannen lassen, die ihre Partikularinteressen verfolgen. Es kommt auf das Gesamtbild an. Unkoordiniert verläuft aktuell auch, dass jedes Bundesland entweder energieautark oder Energieexporteur sein will.

Herr Birkner, Sie sagen, dass ab einem Anteil von 35 Prozent Renewables am Gesamtenergiemix die zu installierende Leistung über der Summe aus derzeit maximalem Konsum, Speicher und Export liegt. Das heißt was?

Birkner: In der Vergangenheit entsprach die in Deutschland verfügbare konventionelle Kraftwerkskapazität in etwa dem Spitzenverbrauch. Heute bauen wir parallel dazu einen regenerativen Erzeugungspark auf. Extrapoliert man die vorliegenden Erzeugungszahlen, so stellt man fest, dass dann, wenn die installierte regenerative Erzeugungsleistung ebenfalls der Spitzenleistung entspricht, über das Jahr gesehen ein Anteil von rund 35 Prozent an grünem Strom im System ist. Erzeugen nun alle diese Kraftwerke gleichzeitig Strom, so kann dieser nur noch zu Spitzenlastzeiten vollständig eingesetzt werden.

Bei Erneuerbaren Energien besteht ein gewisser Synchronismus in der Erzeugung. Alle Solarzellen produzieren mittags am meisten Strom und nachts nichts, Wind weht meist in großen Teilen Deutschlands oder eben nicht. Bis zu einem Anteil von 35 Prozent müssen regenerative Energiequellen daher „nur“ durch konventionelle Kraftwerke ergänzt werden, wenn sie nicht einspeisen. Dies bedeutet überschlägig eine Verdoppelung des in Kraftwerken gebundenen Kapitals bei gleichzeitiger Reduktion der Brennstoffkosten um 35 Prozent. Wenn man nun statt 35 Prozent 70 Prozent regenerativ erzeugen will, kommt man auf die Idee, die installierte regenerative Kapazität zu verdoppeln.

Ungünstigerweise schlägt nun die Synchronität zu. Die Erzeugungseinheiten laufen größtenteils zur gleichen Zeit, und wenn sie laufen, dann entsteht Übererzeugung. Es bedarf eines Speichers, der weitere Investitionen verursacht, wobei beim reversiblen Umwandlungsprozess – Power to Gas – die Hälfte der Energie auf der Strecke bleibt. Bei einer Vervierfachung des gebundenen Kapitals erhöht sich der erneuerbare Strom damit von 35 Prozent also nur auf rund 52 Prozent und nicht auf die erhofften 70 Prozent.

Der Ausweg aus dieser Misere: eine Lastverschiebung. Dass man also immer wenn der Wind bläst, mehr als die bisherigen 100 Prozent der Energie verbraucht, und wenn der Wind nicht bläst, unter die 100 Prozent geht. Techniken wie Power to Heat oder geeignete Produktionssteuerungen der chemischen Industrie bieten hier Potenziale, und auch die Privatkunden könnten einen gewissen Beitrag leisten, wenn einmal Smart-Meter und flexible Tarife eingeführt sind.

Stadtwerke sind aber in einer günstigeren Position als die vier großen Atomkraftbetreiber.

David Krüger: Eon, RWE, EnBW und Vattenfall leiden stark darunter, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien eher dezentral und kleinteilig erfolgt und ihre Energieerzeugungskompetenz stark bei Großkraftwerken liegt, die jetzt an Bedeutung verlieren. Aus dieser Positionierung heraus ergibt sich auch die Bedeutung von Offshore-Wind für die großen Vier. Erschwerend kommt für diese

hinzu, dass sie zum Großteil die Last des Atomkraftausstiegs tragen müssen.

Birkner: Eindeutig sind Stadtwerke strategisch besser positioniert. Nur in der Stadt hat man Wärme, Gas und Strom parallel zur Verfügung. Wie erwähnt wird für die Speicherung entscheidend sein, zwischen diesen drei Medien hin- und herwechseln zu können.

Wenn man aber noch einen Schritt weitergeht und an gebäudeintegrierte Solartechnik, kleine Batterien und die neu entwickelten wasserstoffproduzierenden Solarzellen denkt: Falls dieser Medienwechsel in zehn, 15 Jahren noch dezentraler stattfindet, nämlich im Gebäude selbst, entsteht quasi unterhalb der Stadtwerke ein neuer Erzeugungsverband. Es könnte sich etwas Ähnliches ereignen wie in den vergangenen Jahren, als die Stadtwerke mit ihrer deutlich dezentraleren Aufstellung im Vorteil gegenüber den großen Energiekonzernen waren. In jedem Fall hat diese Technologie das Potenzial, die Rolle der Stadtwerke deutlich zu verändern.

Boyens: Diese Entwicklung ist heute schon zu erkennen. Wenn Produzent und Konsument eins sind, wird bereits vom „Prosumer“ gesprochen. Dies bedroht unser Geschäftsmodell als Stadtwerk. Wir könnten aber wieder ins Spiel kommen, wenn zum Beispiel der Prosumer verreist und das Stadtwerk den in seinem Mehrfamilienhaus produzierten Strom im Stadtviertel vermarkten soll. Das wäre allerdings ein sehr kleinteiliges Geschäft. Eine intelligente Anwendung dieser gebäudeintegrierten Solartechnik kann an

der Ost- und Westseite erfolgen. Denn in einem Haushalt fällt meist der große Stromverbrauch morgens und abends an. Ein Nachteil von Freiflächen-Solarparks ist, dass diese mittags ihren Leistungshöhepunkt haben.

Herr Krüger, was waren die wichtigsten Ergebnisse der Deloitte-Studie zur Energiewende?

Krüger: Bemerkenswert ist der Optimismus bezüglich der Energiewende. Befragte aus allen Investorengruppen – institutionelle Investoren, Banken, Versorger – erwarten entgegen vieler Presseberichte, dass die Energiewende ein Erfolg wird und ein Anteil von 35 Prozent Erneuerbarer Energien am Energiemix im Jahr 2020 machbar ist.

Ein ganz wichtiges Ergebnis war aber auch die große Bedeutung der regulatorischen Sicherheit. Die Befragung wurde durchgeführt, als die Politik eine Strompreismbremse diskutierte. Dass der deutsche Standort im Zusammenhang mit der retrospektiven Solarförderung und Eingriffen in Spanien und Tschechien diskutiert wurde, hat bei Investoren viel Vertrauen zerstört.

Holger Kerzel: Wir reden als Investor bei Infrastruktur über Zeiträume von 20 Jahren und länger. Entscheidend für das Gelingen der Energiewende ist der politische Konsens über stabile Rahmenbedingungen, der über mindestens fünf Legislaturperioden und damit eventuell verbundenen Regierungswechseln trägt. Mit einem solchen nachhaltigen Konsens lassen sich Finanzinvestoren aktivieren. Im Wettbewerb um internationale



Kapitalgeber ist dies entscheidend. Großbritannien sucht zum Beispiel sehr stark den Dialog mit Investoren. Das negative Extrembeispiel ist Spanien, wo es ständig zu Änderungen zum Nachteil der Investoren kommt.

Wer um internationale Gelder wirbt, muss stabile Rahmenbedingungen schaffen. Die Politik sollte sich bewusst sein, sich aktiv dafür entscheiden und entsprechend handeln, dass sie diese Investoren braucht und auch im Land haben möchte.

Krüger: Bis jetzt fehlt ein strategischer Masterplan für die Energiewende. Benötigt wird ein Konzept, dass die Entwicklung eines ausgewogenen Energieerzeugungsmixes unterstützt, Marktverzerrungen minimiert und Fehlallokationen von Kapital vermeidet. Die Gestalter der Energiewende brauchen einen verlässlichen Rahmen für Investitionsentscheidungen, die über zehn bis 20 Jahre fallen werden. Die Uhr tickt, und das Ganze wird derzeit eher schlechter als besser.

Birkner: Finanzinvestoren sind für die Energiewende unabdingbar. Der Transformationsprozess benötigt sehr viel Geld. Eine Rechnung: Wenn die Mainova ihren gesamten investiven Spielraum nur dazu verwenden würde, um in Windparks zu investieren, dann könnten wir aus eigener Kraft in Hessen gerade einmal zwei bis drei Prozent der Windparks bauen, die auf dem hessischen Energiegipfel definiert worden sind. Die Energiewende ist eine Kapitalwende, kluge Finanzierungsmodelle sind eine Grundvoraussetzung für den Umsetzungserfolg.

In Brüssel gibt es einen Energiekommissar, in Berlin aber einen Umweltminister, einen Wirtschaftsminister und einen Verkehrsminister. Wäre es für die Energiewende auch förderlich, einen Energieminister zu haben?

Boyens: Ich halte nichts davon, für jedes Problem ein eigenes Ministerium zu bilden. Sonst hätten wir in Deutschland demnächst 20 Ministerien. Die Politik ist gefordert, sich zwischen den betroffenen Ressorts abzustimmen und vernünftige Lösungen zu finden.

Zur Energiewende gehört bei der Rhein-Energie auch das Programm „Energie und Klima 2020“. Dieses beinhaltet große Photovoltaik-Dachanlagen und Biogasanlagen. Finanzinvestoren meiden dagegen eher Biogasanlagen, weil diese kleinteilig und komplex sind sowie zur Teller-Tank-Diskussion führen.

Boyens: Wir haben in zwei Biogasanlagen investiert. Eine steht noch im Stadtgebiet. Dies ist ein großer wirtschaftlicher Vorteil, da wir die in der Stromproduktion anfallende Wärme direkt in ein Fernwärmenetz einspeisen können. Auch bei unserem zweiten Standort in Euskirchen können wir thermische Energie zur Trocknung von beispielsweise Holzhackschnitzeln nutzen.

Birkner: Die Mainova verwendet für ihre beiden Biomasseanlagen zum einen Altholz zur Strom- und Wärmegewinnung, zum anderen Schlachtabfälle zur Herstellung von Bioerdgas. Letztes tun wir bewusst, da wir den Konflikt zwischen der Energie- und Lebensmittelherstellung vermeiden wollen. Lei-

der gibt es für Biogas aus Mais eine höhere Förderung als für Biogas aus Schlachtabfällen, obwohl ich nicht weiß, was man Sinnvolleres aus Schlachtabfällen machen könnte als Gas. Uns fällt es schwer, die Wirtschaftlichkeit unserer Biogasanlage darzustellen. Diesen Dirigismus in der Gesetzgebung müsste man zumindest in seiner Auswirkung an der einen oder anderen Stelle hinterfragen.

Die Mainova investiert auch in Wind- und Solarparks. Wie wichtig ist diese Mischung?

Birkner: Erneuerbare Energien sind volatil und nicht steuerbar. Stochastische Einflüsse lassen sich nur durch Mischung stabilisieren, beziehungsweise Volatilität lässt sich durch Diversifizierung bei Erzeugung und Verbrauch besser beherrschen.

Diese Argumentation klingt jedem Finanzinvestor und natürlich auch der MEAG vertraut. Die MEAG hat ein ehrgeiziges Programm: Bis zu 2,5 Milliarden Euro sollen für Munich Re und Ergo in Renewables investiert werden. Jüngst wurde ein schwedischer Windpark gekauft. Bis zu 1,5 Milliarden Euro sind für klassische Infrastruktur dotiert. Hierzu zählen der Kauf des Erdgas-Transportnetz-Betreibers Open Grid und Amprion. Ist Diversifizierung oder Opportunität der große Leitstern?

Kerzel: Bei den Erneuerbaren Energien haben wir bislang nur in Wind- und Solarparks investiert. Grundsätzlich ist Diversifizierung über alle denkbaren Risiken ein wichtiges Thema. Für unser Portfolio suchen



Prof. Peter Birkner; Mainova



Stephan Boyens; Rhein-Energie

wir verschiedene Regulierungsregime, Staaten und Segmente. Angedacht ist aber auch unregulierte Infrastruktur, wie Häfen, Flughäfen oder Autobahnen.

Die Investitionen selbst hängen letztlich vom Angebot ab, also der Opportunität. Wenn kein Flughafen zum Verkauf steht, können wir auch nicht investieren. Das Investment muss dann zunächst eine sinnvolle Größenordnung haben und auch zu unserem konservativen Risiko-Rendite-Profil als Anleger für Versicherungen passen. Bau Risiken oder ausgeklügelte Finanzoptimierungen wollen wir nicht.

Das weltweit niedrige Zinsniveau forciert die Suche nach Anlagealternativen. Infrastruktur sowie Erneuerbare Energien sind wegen der tendenziell stabilen, langfristigen Cashflows für Versicherungsunternehmen gut geeignet, um ihre Zahlungsverbindlichkeiten im Kerngeschäft zu bedecken. Grundsätzlich sind neben Eigenkapital- auch Fremdkapitalinvestments interessant.

Herr Boyens, Finanzinvestoren halten die 35 Prozent für machbar. Sie auch?

Boyens: Natürlich sind diese 35 Prozent machbar – aber zu welchem Preis? Mit Geld lassen sich zwar nicht die Gesetze der Physik außer Kraft setzen, dafür aber volkswirtschaftlich relativ unsinnige Dinge umsetzen. Als Teil eines europäischen Verbundnetzes, müssten wir uns besser mit den europäischen Nachbarn abstimmen. Unter guten europäischen Partnern ist die jetzige Situation bei den Übertragungsnetzen inakzeptabel.

Die Energiewende soll dezentral gelingen.

Boyens: Richtig. Trotzdem stießen wir unsere europäischen Nachbarn mit dem überhasteten und relativ konzeptionslosen Ausstieg aus der Kernkraft vor den Kopf.

Müsste mehr „Europa“ gedacht werden? Also wie nordeuropäischer Windstrom und südeuropäischer Solarstrom mit Pumpspeicherkraftwerken in Österreich vernetzt werden?

Boyens: Ein Vorschlag der Wirtschaftsweisen sieht statt der technologiespezifischen Förderung ein Quotenmodell vor, in dem Versorger selbst schauen, wo sie eine bestimmte Quote an regenerativem Strom herbekommen. Dann würden Photovoltaikparks primär in Südeuropa und nicht in Brandenburg installiert.

Birkner: Es ist richtig, dass Griechenland sonniger ist als Deutschland. In einer Gesamtkostenbetrachtung sind aber auch die gegenläufigen Effekte einzubeziehen. So reduzieren die höheren griechischen Temperaturen den Wirkungsgrad der Solarzellen und man müsste massiv in die Energietransportkapazitäten in Richtung Nordeuropa investieren. Das Thema Entfernung spielt eine große Rolle. Nicht vergessen sollten wir auch die Aspekte der Systemstabilität und der Leitungsverluste, die hier mit hineinspielen. Elektrische Energie hat übrigens im Vergleich zu Gas eine geringe Energiedichte. Dies erhöht den Energietransportaufwand.



1 INVESTMENT-PROZESS. 48 ANLAGELÖSUNGEN. DIE PIMCO GLOBAL INVESTORS SERIES.

Die Märkte von heute stellen Anleger vor ganz neue Fragen. Deshalb haben wir bei PIMCO eine Fondsreihe entwickelt, die für nahezu jede Anlagestrategie eine Antwort bietet: die PIMCO Global Investors Series. Ob Anleihen, Asset-Allokation oder Aktien – alle Entscheidungen unserer Portfoliomanager basieren auf unserem bewährten Investment-Prozess. Durch die konsequente Ausrichtung auf die nächsten drei bis fünf Jahre sind wir in der Lage, Chancen und Risiken frühzeitig zu erkennen und so den Herausforderungen einer sich verändernden Welt zu begegnen. Nutzen Sie unser Wissen, entdecken Sie unsere Global Investors Series: PIMCO.de/gis

P I M C O

Your Global Investment Authority

Laut der Deloitte-Studie sind für 68 Prozent Kooperationen von Bedeutung. Verstehen sich denn Versorger und Finanzinvestoren?

Reinhard Liebing: Im Falle von institutionellen Investoren und Versorgern treffen unterschiedliche Mentalitäten aufeinander. Erstere sind an stabilen Cashflows interessiert. Es fehlt aber am technischen Know-

„Die Energiewende ist eine Kapitalwende und kluge Finanzierungsmodelle sind eine Grundvoraussetzung für den Erfolg ihrer Umsetzung.“

Prof. Peter Birkner, Mainova

how, weshalb man gerne mit einem Lead-Investor zusammenarbeiten möchte. In unseren Gesprächen stellen wir fest, dass sich institutionelle Investoren auf verschiedenen Ebenen eine Zusammenarbeit vorstellen können. Dies kann auf Projektebene sein, im Rahmen eines Joint Ventures oder in einer hybriden Struktur erfolgen, bei der möglicherweise ein Versorger in die Rolle eines Asset Managers schlüpft. Mit solchen komplexen Strukturierungs- und Moderationsaufgaben setzen wir uns als Berater derzeit auseinander. Einige Investoren stehen unter einem großen Anlagedruck und wollen in Infrastruktur investieren. Sie haben jedoch Vorbehalte, sich diese Anlageklasse über

klassische Investmentberater oder Asset Manager zu erschließen, da diesen ein „Energie-Track-Record“ fehlt. Energieversorger kennen die Materie wiederum seit Jahrzehnten und benötigen für ihre umfangreichen Aufgaben zudem neue Finanzierungspartner. Insofern liegen Kooperationen für institutionelle Investoren nahe.

Und für Energieversorger?

Liebing: Ich stimme Herrn Birkner zu, dass Energieversorger den Finanzierungsbedarf nicht allein stemmen können. Unter Rating-Gesichtspunkten werden daher Kooperationen für Energieversorger besonders attraktiv. Energieprojekte sind in der Regel zu einem hohen Grad fremdfinanziert. Daran schätzen Energieversorger derzeit aber gar nicht, dass hoch fremdfinanzierte Projektgesellschaften bei der Konsolidierung im Konzernabschluss die Fremdkapitalseite stark ausweiten. Um dies zu vermeiden, bieten sich Co-Investmentstrukturen an. Dafür gilt es zunächst eine Interessengleichheit zwischen den Beteiligten zu schaffen,

was für mittelgroße Investoren nicht einfach ist. Ein anderer Katalysator für Kooperationen ist, dass bestimmte Turn-key-Projekte unter Rentabilitäts Gesichtspunkten nicht mehr besonders attraktiv sind. Wir sehen bereits bei mittelgroßen Versorgungswerken die Bereitschaft, mit Projektentwicklungen stärker ins Risiko zu gehen. Der GDV hat zudem auch bereits eine Fünf-Prozent-Quote für Projektfinanzierungen vorgeschlagen.

Boyens: Aus Preisgründen gehen wir auch in der Wertschöpfungskette weiter nach vorne. Aus eigener Erfahrung kann ich sagen, dass es zur Beurteilung von Projektentwicklungsrisiken qualifiziertes Personal braucht. Wir stiegen beispielsweise bei einem Windpark-Bieterverfahren nach der technischen Due Diligence sofort aus. Die Finanzinvestoren sind weiter im Bieterkreis. Denen fehlt offensichtlich das technische Know-how.

Kerzel: An solchen Risiken sind wir nicht interessiert – obwohl wir von der Versicherungsseite aufgrund der großen Erfahrung unserer Gruppe Munich Re die nötigen Experten zur Beurteilung und Einschätzung dieser Risiken hätten. Diese Risiken sind uns als konservativer und nachhaltiger Investor einfach zu unbestimmt und daher zu groß.

Was muss zwischen Versorgern und Finanzinvestoren moderiert werden?

Liebing: Der Bedarf beginnt bereits bei der aufsichtsrechtlichen Betrachtung gemeinsamer Investitionen über Eigenkapital- oder Fremdkapitalinstrumente und endet häufig

David Krüger; Deloitte



Holger Kerzel; MEAG



beim maßgeschneiderten laufenden Reporting. In zahlreichen Fällen sucht man trotz einer wirtschaftlichen Eigenkapitalbeteiligung aus aufsichtsrechtlichen Gründen, wie der Anlageverordnung oder Solvency II, nach effizienten Fremdkapitalstrukturen. Hierfür gilt es, ein gegenseitiges Verständnis zu entwickeln, um darauf aufbauend auch langfristig tragfähige Lösungen zu kreieren. Die Aufgaben- und Rollenverteilung sowie die strategischen Leitplanken müssen aber frühzeitig für eine Zusammenarbeit festgelegt werden.

Erkennbar ist in jedem Fall, dass die tradierten Rollen verschwimmen. Am Ende könnte der institutionelle Investor zum Energieproduzenten „mutieren“ und der Energieversorger zum Asset Manager. Bei einer solchen Aufgabenverteilung könnte beispielsweise ein Stadtwerk im Rahmen einer strategischen Allokation festlegen, dass neben der Produktion auch in Netze oder in Koppelstellen investiert wird, um nachhaltige Cashflows von circa sechs Prozent zu erzielen.

Birkner: Eine solche Entwicklung kann ich mir gut vorstellen. Dies würde auch für die Stadtwerke einen Paradigmenwechsel bedeuten. Diese müssen sich noch stärker von ihrer territorialen Bezogenheit lösen und sich damit arrangieren, nur mit einem Minderheitsanteil an den Assets beteiligt zu sein, aber dennoch die eigene Expertise bezüglich Erzeugung oder (Direkt-)Vermarktung einzusetzen. Andererseits erschließen sie sich so neue Finanzierungs-, aber auch Erlösquellen. Praktisch wird dann ein Stadtwerk zum

Asset Manager und zum Service Provider. Da künftig eine deutlich kleinteiligere Energieinfrastruktur zu erwarten ist, könnte die Kompetenz eines Stadtwerks auch in der Bündelung von Assets für Finanzinvestoren liegen.

Herr Krüger, wo werden am ehesten Kooperationen zwischen Finanz- und strategischen Investoren stattfinden?

Krüger: Die Gründe für Energieinfrastruktur-Kooperationen unterscheiden sich nicht von Kooperationen in anderen Industriesektoren, namentlich das technische Know-how des Partners, die angemessene Verteilung des Risikos und der Finanzierungslast. Stand heute liegen diese Gegebenheiten bei Netzen am stärksten vor. Das liegt einerseits an den jetzigen Opportunitäten im Markt und den Bedürfnissen der Investoren. Institutionelle Investoren, die Kooperationen auch auf der Agenda haben, suchen in der Regel auch größere Assets, und da kommt eine Amprion sehr gelegen. Bei Netzen stimmt auch das Risiko-Rendite-Verhältnis. Die Präferenz, größere Summen Eigenkapital zu investieren, spricht auch für eine Zusammenarbeit bei Offshore-Windparks, wobei in Deutschland noch das technische Risiko hemmt. Hier stünde das Thema Asset-Management-Kompetenz des Energieversorgers noch stärker im Vordergrund. Interessant könnten auch Offshore-Netze werden.

Eine Überlegung ist aber auch, einen Kooperationsplan zu definieren, zum Beispiel bei Onshore-Windparks, über den ein Finanz-

investor sich mit einem Energieversorger bei kleineren Investments zusammenschließt, Lerneffekte entstehen, und man sich dann auch gemeinsam an größere Projekte innerhalb eines Portfolios wagt. Das Thema Energiespeicher wird für institutionelle Investoren weiterhin schwierig sein.

Wie finden denn die beiden Investorengruppen zusammen?

Birkner: Am Anfang muss die Erkenntnis stehen, dass man einander braucht. Am Ende müssen Inhalte und Nasenfaktor stimmen. Die Partnerschaft muss ja ein paar Legislaturperioden halten. Windkraftanlagen sind normalerweise auf mindestens 20 Jahre und Netze auf mindestens 40 Jahre ausgelegt. Dies schreckt mich nicht. Als Ingenieur bin ich es gewohnt, in Dekaden zu denken.

Wie haben sich denn die Amprion-Beteiligten gefunden?

Kerzel: Wir haben damals Neuland betreten. Es waren Berater nötig, die uns darlegten, was es heißt, sich an einem Netz zu beteiligen. Das war für uns ein Lernprozess. Gleichzeitig wurde ein Investorenkonsortium mit ähnlichen Zielen gesucht – insgesamt ein komplexer und manchmal auch mühsamer Prozess, aber der bisherige Verlauf gibt uns recht. Wir sind zufrieden, und der Aufwand hat sich gelohnt.

Wie kam man denn mit RWE auf einen Nenner? Die Gedankenwelt eines Finanzinvestors



kreist ja mehr um NAVs, IRRs, Cashflows oder Durationen. Das sind aber nicht unbedingt die Kategorien, in denen eine RWE denkt.

Kerzel: RWE war als Verkäufer in einer anderen Situation und hat die Käuferperspektive angenommen. Mit einem Viertel ist RWE weiterhin investiert – das war und ist uns wichtig, so haben wir im Energietransportgeschäft einen erfahrenen Partner an Bord. Die Zusammenarbeit verläuft reibungslos.

„Erkennbar ist in jedem Fall, dass die tradierten Rollen verschwimmen. Am Ende könnte der institutionelle Investor zum Energieproduzenten mutieren und der Energieversorger zum Asset Manager.“ **Reinhard Liebing, ARAT**

Liebing: Bei Amprion sind mit Versicherungen, Versorgungswerken und einer kirchlichen Zusatzversorgungskasse verschiedene Investorengruppen dabei, und diese haben sich auch nicht alle auf dem gleichen Weg beteiligt. Hinter der Gesamtstruktur liegen verschiedene EK- und FK-Unterstrukturen. Über maßgeschneiderte Verbriefungslösungen lassen sich individuelle Anforderungen an Anlageverordnung, Solvency II oder Kosten lösen.

Kerzel: Solvency II fordert im Standardmodell von Versicherungen für Infrastruktur eine Unterlegung mit Eigenkapital von 49 Prozent. Das ist das gleiche Niveau wie für

deutlich riskantere Venture-Capital-Investitionen. Die Regulierung ist hier zu undifferenziert und zu streng mit Blick auf solide Infrastrukturengagements. Bei Fremdkapitalinvestitionen ist die Anlageverordnung fast prohibitiv. In eine Fondsanlage dürfen nur 30 Prozent beigemischt werden. In der Regel legen Projektgesellschaften Darlehen ohne Rating auf, und hier unterliegen Versicherungen insbesondere in der Direktanlage stren-

geren Anforderungen. Ohne Rating können auch an sich sichere Darlehen nicht in den Deckungsstock beziehungsweise das Sicherungsvermögen übernommen werden – ein entscheidender Nachteil. Es gibt noch viel zu tun, um die Versicherungswirtschaft für Investitionen in Infrastruktur zu gewinnen.

Sehen Sie auch bei der Unbundling-Richtlinie Optimierungsbedarf?

Kerzel: Auch hier besteht Handlungsbedarf. Diese Entflechtungsrichtlinie der EU besagt, dass man sich zwischen Energieerzeugung und Energieverteilung entschei-

den muss. Wenn wir einen Windpark mehrheitlich besitzen, sind, wir bei der Beteiligung an einem Verteilernetz stark eingeschränkt. Nur Minderheitsanteile sind möglich. Und das, obwohl für uns als Finanzinvestor weder in der Energieerzeugung noch in der Energieverteilung unser Kerngeschäft liegt.

Die Unbundling-Regel gilt doch nur für Energieversorger. Oder wird die MEAG qua Investment zum Versorger erklärt?

Kerzel: Die Entflechtungsregeln gelten für jeden. Infrastrukturfonds sagen uns, dass sie sich erst noch entscheiden müssen, ob sie Netzbetreiber oder Energieerzeuger sein wollen. So bekommt Deutschland den Investitionsbedarf für die Energiewende schwer gestemmt.

Liebing: Die offenen Regulierungsthemen blockieren die deutsche Wirtschaft und deren Finanzierung enorm. Verschärft wird die Situation zusätzlich durch fehlende steuerrechtliche Rahmenbedingungen, wie das AIFMD-Steueranpassungsgesetz, auf das die Wirtschaft noch wartet. Vor diesem Hintergrund werden beispielsweise attraktive Investments in maßgeschneiderte Infrastruktur-Kreditportfolien, an deren Strukturierung wir derzeit arbeiten, wohl aufs nächste Jahr geschoben, in der Hoffnung, dann klarere Rahmenbedingungen zu haben.

Hoffentlich fällt RWE künftig nicht unter Solvency II. Herzlichen Dank an alle Beteiligten!

Das Gespräch moderierte Patrick Eisele.

