

Dr.-Ing. Thomas Neuber,



geb. 1965, hat an der Technischen Universität Clausthal-Zellerfeld Bergbau studiert und an der Technischen Universität Berlin promoviert. Während seiner Managementtätigkeiten im Ruhrkohle- und Preussag-Konzern sammelte er Erfahrungen im deutschen Bergbau sowie im internationalen Öl- und Gasgeschäft. Beim Energieversorger EWE AG war er u.a. als Mitglied des Holdingvorstandes für verschiedene Geschäftsfelder (u.a. auch M&A) verantwortlich. Seit 2014 ist Dr. Thomas Neuber Berater bei der osb international Consulting AG und seit 2015 Senior Advisor für den Bereich Energie bei der Aquin & Compagnie AG, München. Seine Beratungsschwerpunkte liegen vor allem im M&A- und PMI-Bereich, branchenübergreifend bei osb und fokussiert auf die Energiebranche bei Aquin.

4. Vom Versorger zum Dienstleister: Wie deutsche Energieunternehmen den Wandel gestalten

Liberalisierung, Energiewende, Digitalisierung: Politik und technischer Fortschritt haben das Beteiligungsgeschäft der Energieversorger in der jüngeren Vergangenheit elementar verändert. In naher Zukunft stehen eher kleinteilige Transaktionen an.

Goldene Zeiten vor der Liberalisierung der Energiewirtschaft

Vor dem Beginn der Liberalisierung 1998 war die deutsche Energiewirtschaft überschaubar. Integrierte Versorgungsunternehmen mit monopolistischem Versorgungsauftrag lieferten die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas. Die Preise dafür waren staatlich reguliert und an den Kosten orientiert.

Private und industrielle Verbraucher mit Strom und Erdgas zu versorgen wurde lange als ein verbundenes Einnahmemodell betrachtet. Die Branche galt wegen der Leitungsbindung als natürliches Monopol, das auch in der Marktwirtschaft als sinnvoll erschien. Schließlich stellten die Akteure sicher, alle Verbraucher mit Strom und Gas zu versorgen. Heute gilt das natürliche Monopol nur noch für die überregionalen Übertragungs- und die regionalen Verteilnetze.

Vor der Liberalisierung hatten die Energieversorgungsunternehmen (EVU), Stadtwerke und Regionalversorger nach Paragraph 1 des Energiewirtschaftsgesetzes das Recht und die Pflicht, die Kunden in ihren Versorgungsgebieten zu beliefern. Konzessions- und Demarkationsverträge sicherten die Abgrenzung dieser Versorgungsgebiete ab und räumten den EVU das Recht ein, Strom- und Erdgasleitungen zu bauen. Die Laufzeit der Verträge war auf 20 Jahre begrenzt. Innerhalb dieser Monopolstrukturen entstand ein tiefverwurzeltes Versorgungsdenken gegenüber den Kunden, die zu dieser Zeit noch „Abnehmer“ genannt wurden.

Bis heute ist für die deutsche Stromversorgungsbranche ihre Kleinteiligkeit kennzeichnend. Im Gegensatz zu vielen anderen Ländern gliedert sich der Markt schon seit der Gründung der ersten Stadtwerke in eine Vielzahl vorwiegend privatwirtschaftlich organisierter Unternehmen sehr unterschiedlicher Größe.

Das Eigentum an den EVU, vor allem an den Stadtwerken und Regionalversorgern, liegt zu einem erheblichen Teil in öffentlicher, vor allem kommunaler Hand, die zur Finanzierung ihrer Haushalte möglichst konstante und hohe Ausschüttungen braucht.

Vor der Liberalisierung war das Beteiligungsgeschäft der EVU vom Wunsch getrieben, den eigenen Absatz zu sichern. Die großen Stromkonzerne, aber auch stromproduzierende Stadtwerke beteiligten sich an kleineren Stadtwerken und Regionalversorgern, um den von ihnen produzierten Strom bzw. das eingekaufte Erdgas als Vorlieferant durch langfristige Lieferverträge sicher verkaufen zu können. Auf diese Weise sicherten die Verantwortlichen ihr eigenes unternehmerisches Risiko ab. Schließlich hatten sie Milliarden in Kraftwerke investiert, langfristige Erdgasimportverträge abgeschlossen und große Erdgasspeicher gebaut. Die Erzeuger konnten damit überdies zumindest indirekt von der Vertriebsmarge des Endkundengeschäfts profitieren. So entstanden in großer Zahl hauptsächlich Minderheitsbeteiligungen der Energieversorger untereinander. Die Verträge waren so festgezurr, dass sie nur schwer aufgelöst oder veräußert werden konnten. Externes Wachstum durch Fusionen war nur begrenzt möglich. Dennoch gingen einige kleinere Energieversorger in größeren auf.

Zwei Aspekte prägten die M&A-Verfahren der damaligen Zeit. Experten bewerteten zum einen das Anlagevermögen in den Kraftwerken und Netzen der EVU und prüften zum anderen die Margen im Vertriebsgeschäft. Aufgrund der geringen Unternehmensrisiken war die Bewertung recht einfach, da die Margen mehr oder weniger fix waren. An die Stelle der ansonsten üblichen Cashflow-Modelle trat das Bewertungsmodell einer „ewigen Rente“. Während ein Risiko allenfalls der Zustand des Anlagevermögens war, lagen

die Chancen in Synergieeffekten durch den Unternehmenskauf selbst. Beteiligungen zum Zweck der gemeinsamen Entwicklung neuer Projekte oder Vorhaben waren eher selten.

Die zahlreichen Minderheitsbeteiligungen dieser Zeit brachten im operativen Tagesgeschäft nicht viele Veränderungen. Meist entstanden nur lose Kooperationen, weshalb die Annäherung nach den Transaktionen vergleichsweise einfach und unspektakulär waren. Ein großer Einfluss des neuen Minderheitsaktionärs war vertraglich nicht vorgesehen. Mehr oder weniger machten die Parteien so weiter wie zuvor.

Die aus der Monopolzeit stammenden Energieversorgungsunternehmen waren es schlicht nicht gewohnt, mit anderen zusammenzuarbeiten. Ein Monopol, so die Denkweise, galt es zu verteidigen und nicht etwa durch Kooperationen aufzuweichen. Wenn es in der Branche überhaupt zu einem Merger kam, fand der so gut wie nie auf Augenhöhe statt, sondern folgte dem Machtprinzip „Groß schluckt Klein“.

Das Energiewirtschaftsgesetz löst 1998 einen Liberalisierungsboom aus

Weltweit war der Trend zur Liberalisierung der Energiewirtschaft spürbar, als 1998 das Energiewirtschaftsgesetz EnWG und 2005 seine Neufassung verabschiedet wurden. Der Gesetzgeber beabsichtigte damit, eine drohende Monopolisierung der Stromerzeugung zu verhindern und effizienten Wettbewerb zu ermöglichen. Gerade die Preisbildung sollte transparenter werden und marktwirtschaftliche Denk- und Handlungsweisen das Versorgungsdenken von früher zum Vorteil der Kunden ablösen. Jeder Verbraucher sollte durch die Aufhebung der geschlossenen Versorgungsgebiete seinen Anbieter frei wählen können. Mehr Wettbewerb sollte sich günstig auf die Preise auswirken.

In der Folge entstand die Strombörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig, die für mehr Transparenz in der Bildung von Großhandelspreisen sorgte. Als dann Dritte tatsächlich

Zugang zu den Strom- und Gasnetzen erhielten, unterlag der Endkundenvertrieb plötzlich dem Druck des freien Wettbewerbs.

Heute unterteilt sich die Wertschöpfungskette grob gesehen in die vier Stufen Energieerzeugung, Energiehandel, Energievertrieb und Netze, wobei Letzteres als verbleibendes natürliches Monopol durch die Bundesnetzagentur (BNA) reguliert wird, um Kostentransparenz herzustellen. Neue und auch internationale Wettbewerber haben den deutschen Markt betreten. Seither ist die Transformation der „Energieversorger“ zu „Energiedienstleistern“ im Kundeninteresse in vollem Gange, mit allen dafür nötigen Umstrukturierungen. Eine Vielzahl neuer Produkte, z.B. sogenannte Fixpreise für Strom und Gas, und Multi-utility-Produkte, z.B. Strom plus Gas plus Telekom, Wärmelieferung für Privathaushalte usw., eroberten den Markt. Die Dienstleister begannen, mit günstigen Preisen um Neukunden um die Endverbraucher zu buhlen. Doch die Preise fielen nicht, wie von den Regulierungsbehörden prognostiziert, sondern kletterten in neue Höhen. Die Kunden müssen für die Kosten aufkommen, die der Ausbau erneuerbarer Energien produziert.

In der Phase der Liberalisierung boomte das **Beteiligungsgeschäft** und es veränderte sich stark. Mächtige Akteure fusionierten, im Jahr 2000 VEBA und VIAG zur E.ON sowie RWE und VEW weiterhin unter dem Namen RWE. Aus kartellrechtlichen Gründen mussten viele Beteiligungen dieser Konzerne verkauft werden, was eine Welle von Transaktionen und Beteiligungsverschiebungen auslöste. Wesentliche Konzernteile wurden aufgrund der Regulierungsrisiken verkauft, z.B. 2010 der E.ON Gastransport, heute Open Grid Europe GmbH. Gleichzeitig entstanden Gemeinschaftsunternehmen von Stadtwerken wie z.B. die Trianel GmbH, um die Nachfrage zu bündeln und eine gemeinsame Beschaffung zu ermöglichen. Aufgrund der ungünstigen Prognosen für die Branche und der schlechten Haushaltslage mussten einige kommunale Energieversorger aber auch verkauft werden.

Mit der Liberalisierung kamen die Verfahren auf den Prüfstand, nach denen die Unternehmen bewertet worden waren. Die Wert-

ermittlung musste auf die Prognosen einer nun plötzlich sehr unsicheren Markt- und Regulierungsentwicklung aufsetzen. Internationale Anbieter, die neu auf dem deutschen Energiemarkt waren, rechneten bei den Zukäufen vermiedene Markteintrittskosten gegen und trieben die Preise nach oben. Daneben galt es, operative Risiken wie die Planungsungenauigkeit zwischen Energiebeschaffung und tatsächlichem Kundenverbrauch zu bewerten und einzupreisen. Auch die Abschätzung des Markenwertes, des Wertes des Kundstamms bei schwer prognostizierbaren Wechselraten und des Know-how musste beim Unternehmenskauf bedacht werden.

Mit der Zeit entstanden im Energievertrieb viele neue Anbieter, die nahezu ohne eigenes Anlagevermögen agierten. Sie verzeichneten große Wachstumsraten bei hohen Umsätzen und vergleichsweise niedrigen Gewinnen. Ihre seriöse Bewertung wurde immer komplizierter. Der Hype um die Branche ähnelte in seinem Wesen dem Run auf die IT-Firmen vor der Dotcom-Blase Ende der 90er-Jahre. Wie man im Nachhinein an den Insolvenzen von TelDaFax 2011 und der FlexStrom AG 2013 sieht, waren die Bewertungen teilweise erheblich zu hoch.

Energiewende und Digitalisierung lösen einen neuen M&A-Boom aus

Die Förderung erneuerbarer Energien hatte bereits in den 80er-Jahren begonnen. Im neuen Jahrtausend führte sie zu einem deutlichen Anstieg fluktuierender Stromerzeugung, vor allem bei Photovoltaik und Windenergie. Konventionelle Energieerzeugung mit Stein- und Braunkohle, einst wichtiger Erlös- und Gewinnbringer der Energieversorger, geriet zunehmend unter Druck. Die Stromgroßhandelspreise und die Auslastung der Kraftwerke sanken auf ein bedrohlich niedriges Niveau.

Der 2011, zum zweiten Mal übrigens, beschlossene Atomausstieg und die Rückbaukosten brachten und bringen große Unruhe in die Energiewirtschaft. Lang ist die Liste der Kraftwerke, die in den nächsten Jahren vorläufig oder für immer stillgelegt werden.

Bei der BNA wurden im Sommer 2015 bereits 70 Anlagen zur Stilllegung gemeldet.

Diese Entwicklung lässt sich nicht aufhalten, der Trend in der Energieerzeugung geht klar weg von der zentralen hin zur dezentralen Erzeugung in viel kleineren Einheiten als früher. Immer mehr Endkunden werden durch Solar- oder KWK-Anlagen selbst zu Stromproduzenten und speisen den erzeugten Strom in die Netze ein, wenn sie ihn nicht selbst verbrauchen.

Die meisten Energieversorger mit eigenen **konventionellen Stromerzeugungseinheiten** stehen massiv unter Kostendruck, da sich die Strompreise an der Leipziger EEX nicht wie erhofft erholt haben. Bevor die Unternehmen ihre Anlagen stilllegen und damit Erzeugungskapazitäten abbauen, werden sie zwangsläufig neue Allianzen eingehen, um die letzten verbliebenen Synergien zu sichern. Im Jahr 2014 etwa haben E.ON, RWE und Vattenfall Teile ihres Erzeugungsportfolios in Deutschland veräußert, um finanzielle Möglichkeiten für die Neuausrichtung ihrer Geschäftsfelder zu schaffen. Es bleibt abzuwarten, ob diese Tendenz anhält und zu einem spürbaren Anstieg der Transaktionen führen wird.

Die Zukunft: Branchenkonsolidierung und hohe Nachfrage im Bereich erneuerbarer Energien

2014 haben die erneuerbaren Energien mit 25,8% der Bruttostromerzeugung erstmals Platz eins im Energiemix übernommen, gefolgt von Braunkohle, 24,9%, Steinkohle, 18,9%, und Kernenergie, 15,5%. Vor dem Hintergrund des Atomausstiegs, des Klimawandels und der angestrebten stärkeren Unabhängigkeit von Energierohstoffimporten soll dieser Anteil noch deutlich ausgebaut werden. Auch weiterhin werden die Investitionen im Wesentlichen aufgrund der derzeitigen Förderung durch das Erneuerbare Energien Gesetz und die dort verankerte Umlage auf die Verbraucher subventioniert.

Nur die Offshore-Windparks haben noch eine mit den konventionellen Großkraftwerken vergleichbare Leistungsgröße. In der

Folge engagieren sich hier überwiegend Großinvestoren wie Energiekonzerne, Stadtwerksverbände oder institutionelle Anleger. Onshore-Windparks, Biogasanlagen und Photovoltaikanlagen sind erheblich kleiner, dezentraler gelegen und günstiger, was sie für Privatanleger, Bürgerbeteiligungen, industrielle Anleger und Fonds attraktiv macht.

Die enorm steile Wachstumskurve der erneuerbaren Energien in Deutschland illustriert aber auch ihren Konsolidierungsbedarf. Der internationale Wettbewerb in der Herstellung von Solarpanelen hat die zunächst sehr erfolgreichen deutschen Produzenten schon wieder vom Markt verdrängt, wie die Insolvenzen und Beinahepleiten von Q-Cells, Solarworld, Solon, Sunways und Solibro zeigen. Die Beschränkung der Ausbauziele für Photovoltaik in Deutschland kann erheblichen Konsolidierungsbedarf bei Anlagenkomponentenherstellern, -installateuren und -betreibern sowie Projektentwicklern hervorrufen. Ähnliches wird die Windenergiebranche erfahren. Die einfach zu entwickelnden Flächen für die Errichtung von Windparks sind längst vergeben, die Entwicklung neuer Flächen kostet Geld und wertvolle Zeit. Zusätzlich kommt Bewegung in die Branche, weil die meisten klassischen Energieversorger immer weiter in dieses Geschäftsfeld vordringen, um ihr Erzeugungsportfolio umzubauen. Die Preise für genehmigte oder in Betrieb genommene Projekte sind folglich deutlich gestiegen.

Der Strom geht auf die Reise: Finanzinvestoren steigen ein

Der zügige Ausstieg aus der Kernenergie und die ehrgeizigen Ausbauziele für erneuerbare Energien erfordern bereits heute einen umfassenden Ausbau der deutschen **Fernleitungsnetze**. Nur so kann die Sicherheit der Energieversorgung weiterhin gewährleistet und die Energiewende umgesetzt werden. In den kommenden Jahren stehen hier noch Investitionen in Milliardenhöhe für den Aus- und Neubau von Übertragungsnetzen an. Da es nur noch vier Betreiber dieser Fernleitungsnetze gibt, sind die Chancen für weitere M&A-Transaktionen eher gering.

Bei den **regionalen Stromnetzen** ist die Lage ähnlich. Der Strom aus Photovoltaikanlagen, kleineren Windparks und aus der Verstromung von Biogas muss zum größten Teil zunächst von den regionalen Stromnetzen aufgenommen werden. Für die immer noch ehrgeizigen Ausbauziele für erneuerbare Energien stehen auch hier noch erhebliche Investitionen zur Ertüchtigung der Netze an. Aufgrund der stabilen, wenn auch nicht üppigen Verzinsungsmöglichkeiten in Bau und Betrieb haben sich viele, vor allem kommunale Eigentümer der Strom- und Gasnetze entschieden, ihr Eigentum zu behalten und weiter zu betreiben. Auch für institutionelle Anleger ist das Netzgeschäft, nicht zuletzt aus Mangel an anderen Anlagemöglichkeiten, interessant geworden.

Vernetzt in die Zukunft: Datenkompetenz wird entscheidend

Für die deutschen Energieunternehmen ist die Aufspaltung der Wertschöpfungskette und die Marktöffnung im Energievertrieb bis heute eine große Herausforderung. Die um sich greifende **Digitalisierung** macht den Markt nicht gerade überschaubarer. Derzeit werden Geschäftsprozesse digitalisiert und automatisiert, ganze Geschäftsmodelle im Energievertrieb und bei der Vernetzung von kleinen dezentralen Stromerzeugungsanlagen werden digital. Virtuelle Kraftwerke entstehen durch die Vernetzung der Informations- und Steuerungssysteme vieler kleiner dezentraler Stromerzeugungseinheiten.

Inzwischen können Energiekunden den Anbieterwechsel mit wenigen Klicks am Rechner zu Hause vollziehen. Aus Sicht der Energieversorger haben sich zu den bekannten Wettbewerbern noch Giganten wie Google oder Amazon gesellt. Vor diesem Hintergrund bereiten sich vor allem die Vertriebseinheiten der deutschen Energiewirtschaft, die immer noch aus mehr als tausend Anbietern besteht, auf neue Geschäftsmodelle, schneller werdende Produktzyklen und noch härteren Wettbewerb vor. Das Ziel ist, näher an den Kunden und seine Bedürfnisse heranzukommen und Produkte anzubieten, die deutlich tiefer ins Gebäude reichen.

War früher „am Hausanschluss Schluss“, so entstehen heute „Smart-home-Angebote“ rund um Licht, Wärme, Gebäudesicherheit, Information und Unterhaltung, gesteuert per App auf dem Smartphone. Die Ideen dazu kommen häufig aus dem regionalen Handwerk und vor allem von Start-up-Unternehmen. Um deren Entwicklungsgeschwindigkeit und Kreativität auch in einer Konzernstruktur erfahrbar zu machen, haben große Energieunternehmen eigens rechtlich selbstständige Einheiten gegründet, die das Start-up-Gefühl vermitteln sollen.

Hier stehen in den nächsten Jahren eine Vielzahl von kleineren M&A-Transaktionen an, mit denen die Energieversorger versuchen werden, sich neue Vertriebsprodukte und -ideen ins Haus zu holen. Bei den Transaktionen wird es dann schwerpunktmäßig um Fragen der Bewertung von assetlosen Start-up-Unternehmen gehen. Die Integration dynamischer Start-ups in die eher konservativen Energieversorgungsunternehmen wird eine ganz besondere Herausforderung.

Fazit

In den nächsten fünf Jahren werden die gesunkene Ertragskraft und der Umbau des Energieversorgers zum Energiedienstleister die M&A-Aktivitäten der deutschen Energieunternehmen prägen.

- Die sinkende Ertragslage wird zu erhöhtem Kooperations- und Fusionsdruck führen.
- Zur Schaffung finanzieller Spielräume für den Umbau werden Beteiligungen mit geringem operativen Einfluss, z.B. Minderheitsbeteiligungen, verkauft werden.
- Der Umbau des Erzeugungsportfolios hin zu mehr Erneuerbare-Energie-Projekten findet in einem deutlichen Nachfragemarkt und zu hohen Preisen statt.
- Die Erweiterung der Vertriebsaktivitäten zum Energiedienstleister wird zu vielen kleinteiligen Transaktionen mit Start-up-Unternehmen und Handwerksbetrieben führen.