

Amelung, Torsten; Tzschoppe, Jürgen

Article — Digitized Version

Beschaffung und Vertrieb in Zeiten der Energiewende

Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb

Suggested Citation: Amelung, Torsten; Tzschoppe, Jürgen (2012) : Beschaffung und Vertrieb in Zeiten der Energiewende, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, ISSN 1611-2997, Energate GmbH, Essen, Iss. 4, pp. 27-30

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/235693>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Beschaffung und Vertrieb in Zeiten der Energiewende

Erneuerbare verdrängen konventionelle Erzeugung

Nicht nur in Deutschland, sondern weltweit befindet sich die Energiewirtschaft im Umbruch. Der wachsende Anteil der erneuerbaren Energien bringt gewaltige Herausforderungen mit sich, auch für die Beschaffung und den Vertrieb. Produktion und Speicherkapazitäten müssen mit der Stromnachfrage in Einklang gebracht werden. Auch neue Marktmechanismen wie das Marktprämienmodell sowie eine Weiterentwicklung der Regenergiemärkte sollten in die Überlegungen einbezogen werden.

VON DR. TORSTEN AMELUNG

In Deutschland wird die Energiewende vor allem mit der Förderung erneuerbarer Energien und dem beschleunigten Ausstieg aus der Atomkraft gleichgesetzt. Tatsächlich haben wir es dabei mit einer Entwicklung zu tun, die weit über Deutschland und sogar Europa hinausgeht. Während vor wenigen Jahren Deutschland noch weltweit führend beim Ausbau von Wind- und Solarkraft war, hat sich dies in den vergangenen fünf Jahren verändert. Die USA mit mehr als 45.000 MW und China mit mehr als 95.000 MW installierter Windkapazität haben Europa zumindest in diesem Bereich den Rang abgelaufen. Auch im Bereich der Solarkraft ist eine ähnliche Entwicklung absehbar. Die Hersteller von Solar- und Windkraftanlagen sind längst in Regionen außerhalb Europas heimisch und verschärfen den Konkurrenzdruck auf dem hart umkämpften Markt für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien.

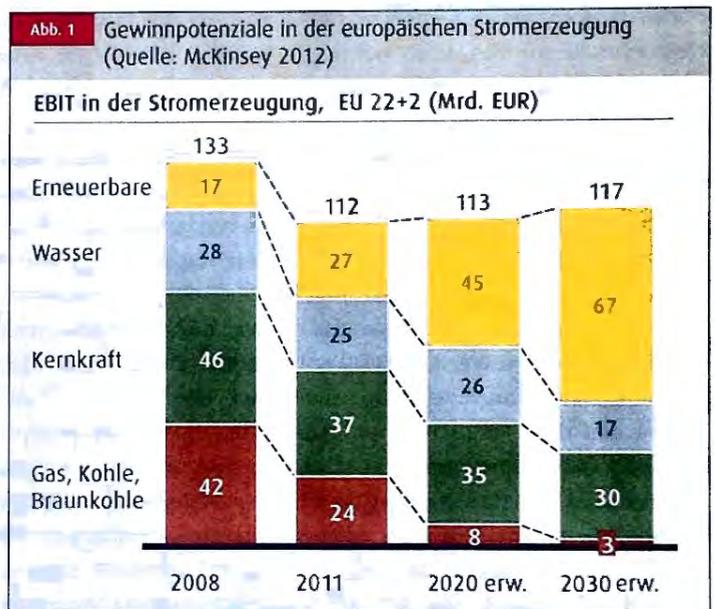
Der Ausbau der Kapazitäten von erneuerbaren Energien führt zwangsläufig dazu, dass die konventionelle Stromerzeugung verdrängt wird. In Schwellenländern fällt dies nicht so sehr ins Gewicht, da die Wachstumsraten bei der Stromnachfrage größer sind. Dort dämp-

fen die Erneuerbaren eher das Wachstum der konventionellen Stromerzeugung. Im krisengeschüttelten Europa allerdings führt der Boom bei den Erneuerbaren zunehmend zu einer Verdrängung der konventionellen Stromerzeugung. Dies wirkt sich bereits heute maßgeblich auf die Ergebnisse der Energieerzeugung aus. Zwar wird das Betriebsergebnis (EBIT) aus der Stromerzeugung in Europa laut einer Analyse von McKinsey bis 2020 nahezu konstant bleiben

(siehe Abb. 1). Allerdings werden die Wertanteile der neuen Erneuerbaren (ohne Wasserkraft) maßgeblich ansteigen, während die Anteile aus Gas- und Kohlekraftwerken stark zurückgehen werden.

Selbst der EBIT-Anteil der Wasserkraftwerke könnte abnehmen, weil durch das Wachstum der Erneuerbaren die Grenzkosten der Stromerzeugung tendenziell abnehmen. Bei dieser Berechnung wurde allerdings angenommen, dass es in Europa nicht zu einer flächendeckenden Einführung von Kapazitätsmärkten kommt.

Diese Entwicklung ist sicherlich bis heute stark durch die Förderung der erneuerbaren Energien getrieben. Aber auch hier zeichnen sich Trends ab, welche die Geschäftsfelder und die Struktur der Energiewirtschaft



verändern werden. Die Preise für Stromerzeugungsanlagen aus neuen erneuerbaren Energieträgern sind in den vergangenen fünf Jahren stark gefallen. Der Bloomberg-Wind-Turbine-Index der Bloomberg New Energy Finance sank im zweiten Halbjahr 2011 um vier Prozent auf rund 910 Euro/kW Kapazität. 2009 kostete ein kW Windkapazität noch 1.210 Euro/kW.

Noch stärkere Preisanpassungen sind im Bereich der Solarkraft zu verzeichnen. Der Silicon-Solar-Module-Index von PVinsights notierte im Juli 2012 bei 700 US-Dollar per kW Kapazität. Dieser Wert

schwankt jedoch noch stark zwischen verschiedenen Regionen. Der vergleichbare Wert lag vor fünf Jahren bei über 5.000 US-Dollar per kW. Wenn man nun die Investitionskosten für neue Kapazitäten vergleicht, ergeben sich starke Unterschiede für die einzelnen Kraftwerkstypen und Erzeugungsarten (vgl. Abb. 2). Die niedrigen Investitionskosten und die Förderung von Erneuerbaren schaffen in den meisten Ländern eine gewisse Sicherheit für Investoren, welche die wetterbedingte eingeschränkte Verfügbarkeit ausgleichen. Darüber hinaus ist die Amortisationsdauer von Windkraft- und Solarkraftanlagen wesentlich kürzer als die von konventionellen Anlagen. Erschwerend kommt für Kohle- und Gaskraftwerke hinzu, dass die Nachfrage nach solchen Kraftwerken in Asien in den letzten fünf Jahren die Anlagenpreise hat anziehen lassen.

Auswirkungen auf das Wachstumspotenzial

Die beschriebenen Entwicklungen rufen grundlegende Änderungen in der Wertschöpfungskette der Erzeugung, den Netzen und dem Vertrieb hervor. Das zukünftige Wachstum von erneuerbaren Energien wird im Zusammenhang dieser Wertschöpfungskette gesehen werden müssen und der sie dadurch bestimmenden technologischen Möglichkeiten.

Insgesamt wird das Wachstum des EBIT im Energiesektor in Europa zunehmen, auch wenn die konventionelle Stromerzeugung Einschnitte verzeichnen wird (siehe Abb. 3). So werden die Ergebnisse im Netzbereich und – wie oben dargestellt – bei den Erneuerbaren selbst steigen. Es wird ein Bereich von neuem Downstream-Geschäft entstehen, der die technischen Möglichkeiten des Demand Management und der Speicherung von Energie auf der Kundenseite nutzt. Ausschlaggebend wird dabei sein, in welchem Umfang der Preis von Batteriespeichern weiter sinkt und sich Smart Metering in Verbindung mit Smartphones auch bei Massenkun-

den durchsetzen kann. Ein weiteres erwartetes Wachstumsfeld ist das internationale Geschäft, das eine starke Bandbreite aufweist. Insbesondere in Schwellenländern wird durch die Entwicklung von dezentralen erneuerbaren Energien und Demand Management wahrscheinlich auf Wachstum im Bereich der konventionellen Erzeugung und der Netze verzichtet werden können.

Eine wichtige Frage stellt sich dabei: In welchem Umfang können die angestammten Unternehmen im Energiesektor von diesen Wachstumspotenzialen profitieren? Es ist unstrittig, dass insbesondere die großen privaten Energieunternehmen und die großen Regionalversorger über Stärken in den Bereichen Engineering, Projektmanagement und Regulierungsmanagement verfügen sowie über Größenvorteile und über eine große Kundenbasis, deren Wert vermutlich steigen wird. Denn diese Kunden eröffnen den Unternehmen Geschäftsmöglichkeiten im Downstream-Bereich und in der dezentralen Erzeugung von Strom.

Allerdings zeigen die angestammten Unternehmen auch erhebliche Schwächen. Dazu gehören lange Entscheidungswege, geringe organisatorische Flexibilität sowie Defizite bei der kontinuierlichen Produktinnovation und der Erschließung neuer Kundengruppen.

Die neuen erneuerbaren Technologien werden dezentral und modular entwickelt. Die zugrunde liegenden Prozesse und deren Ablaufgeschwindigkeit lassen bislang erahnen, dass die Schwächen der angestammten Energieunternehmen ihre Stärken überwiegen.

Bislang haben in vielen europäischen Ländern die angestammten Energieerzeuger nur einen bescheidenen Anteil am Geschäft mit den neuen Erneuerbaren. Auch

wenn es bei der dezentralen Erzeugung aus erneuerbaren Energien wahrscheinlich zu einer Konsolidierung kommen wird, so wird es doch einen ganz erheblichen Anteil an neuen Marktteilnehmern geben, die für die angestammte Energiewirtschaft sowohl Kunde als auch Lieferant sein werden.

Netzausbau und Integration von Erneuerbaren in den Markt

Die Energiepolitik und die Förderung regenerativer Energien in Deutschland war Auslöser einer technologischen Entwicklung, deren Auswirkungen weit über Deutschland und Europa hinausgeht. Nun gilt es auf diese tiefgreifenden Veränderungen zu reagieren. Diese betrifft eine Reihe von Maßnahmen, die hier nur kurz angesprochen werden sollen.

Abb. 2 Investitionskosten in Stromerzeugungskapazität (in Euro/kW)

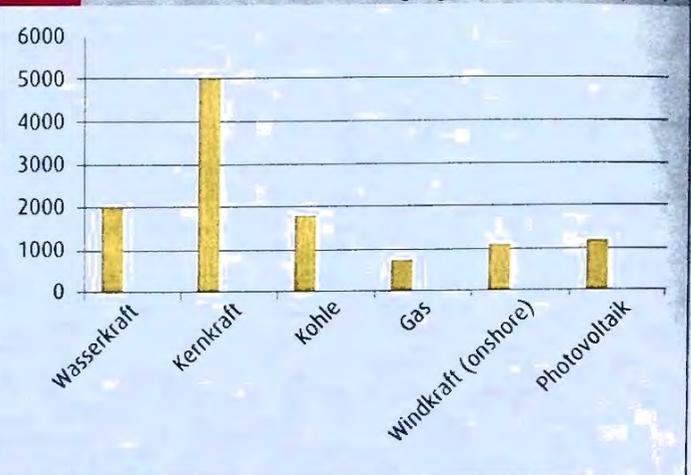
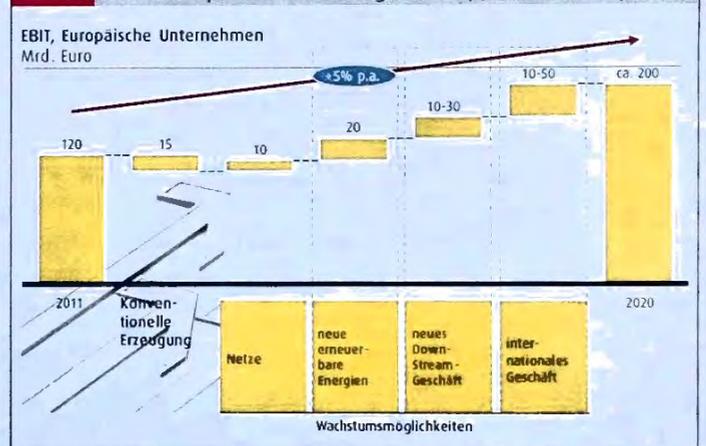


Abb. 3 Wachstumspotenziale im Energiesektor (Quelle: McKinsey 2012)



Der Netzausbau gilt nach wie vor als ein Kernproblem, da die Investitionen in Erneuerbare und in Netze mit sehr unterschiedlichen Geschwindigkeiten getätigt werden.

Die Bundesregierung bemüht sich um eine bessere Koordination von lokalen, regionalen und nationalen Interessen. Abhilfe kann aber auch eine Reduzierung der Engpässe zwischen den Mitgliedstaaten der EU schaffen. So werden Interkonnektoren und neue Seekabel insbesondere zwischen Nord- und Westeuropa neue Absatzmärkte und Speichermöglichkeiten für erneuerbaren Energien schaffen.

Dies ist auch notwendig, weil die Förderung von erneuerbaren Energien bislang ohne wesentliche Einschränkungen in Europa fortgesetzt wird. So wurde erst gerade in Deutschland ein neues Mengenziel für Solarkraft von 52.000 MW bis zum Jahre 2025 gesetzt. Bei Beibehaltung des bisherigen Förderregimes und weiterhin sinkenden Kosten wird diese Kapazität wahrscheinlich wesentlich früher erreicht. Ähnliches Wachstum ist im Onshore-Windbereich zu erwarten, wenn die Kapazitätskosten weiterhin sinken. Bislang gilt es jedoch als wenig wahrscheinlich, dass es zu einer Harmonisierung der Förderungsinstrumente kommt. Dies wäre jedoch für alle EU-Mitgliedsländer von Vorteil, weil dadurch eine bessere geographische Verteilung von Anlagen erreicht würde. Diese Verteilung wiederum könnte das Wetterrisiko und die damit verbundenen Schwankungen der Verfügbarkeit massgeblich reduzieren.

Der stetige Zuwachs der neuen erneuerbaren Energien verdrängt zur Zeit ausschließlich konventionelle Anlagen, die bei der Einspeisung des Stroms bislang nachrangig behandelt werden. Mit zunehmender Kapazität von Erneuerbaren wird diese Möglichkeit schwinden. Dies liegt zum einen daran, dass diese Kraftwerke immer weniger ein-

gesetzt werden. Zum anderen wird dies einen Abbau konventioneller Kraftwerkskapazität hervorrufen, weil diese Anlagen keine Deckungsbeiträge mehr erwirtschaften. Erneuerbare Anlagen müssen dann in ein ähnliches Energiemanagement einbezogen werden wie heute die konventionellen Kraftwerke. Das heißt, erneuerbare Energien müssen zunehmend regulierbar und in Zeiten schwacher Nachfrage heruntergefahren werden. Darüber hinaus müssen auch Erneuerbare einen Beitrag zu Systemdienstleistung und Reservestrom leisten. Ansätze wie das Marktprämienmodell in Deutschland oder das Contract-for-Differences-Modell in Großbritannien sollen dazu beitragen, dass mit der Marktintegration der Erneuerbaren in die Großhandels- und die Reservemärkte begonnen wird. Während das britische Modell in Großbritannien als Fortschritt gefeiert wird, wurde in Deutschland bereits einen Monat nach dessen Einführung heftige Kritik geübt. Dabei wird jedoch außer Acht gelassen, dass die Steuerbarkeit von neuen Erneuerbaren insbesondere in Deutschland erhebliche Investitionen in Systeme und Anlagen erfordert, die erst noch getätigt und finanziert werden müssen. Genauso wie durch Smart Metering Verhaltensänderungen von Verbrauchern erwartet werden, muss durch Marktintegration eine Verhaltensänderung im Einsatz erneuerbarer Energieanlagen erfolgen. Dies erfordert, wie auch bei Smart Metering, Technologien und Systeme, die erst im Aufbau begriffen sind.

Neben der Marktintegration steht die Frage der Kapazitätsmärkte im Mittelpunkt der politischen Diskussion. Vordergründig entpuppen sich einige der diskutierten Konzepte als eine Forderung nach Subventionen für bestimmte konventionelle Kraftwerke in bestimmten Regionen. Derzeit ist das Problem nicht akut, da aufgrund der Überkapazitäten von konventionellen Kraftwerken in Deutschland und Europa eine Kapazitätslücke in Zeiten von fehlender Sonneneinstrahlung und schwachem Wind eher unwahrscheinlich ist. Bei Schließungen von konventionellen Kraftwerken könnte jedoch eine solche Marktlücke entstehen. Wahrscheinlich ist daher, dass die bestehenden Regelmärkte weiterentwickelt werden. Diese Märkte sind in ihrem Ansatz Kapazitätsmärkte, die durch die Einführung von neuen Reserveprodukten weiterentwickelt werden können. Dabei können auch regionale Engpässe berücksichtigt werden.

Auswirkungen auf Beschaffung und Vertrieb

Aus den oben beschriebenen Prognosen und Einschätzungen lassen sich eine Reihe von Rückschlüssen für

die Ausgestaltung der Beschaffung und des Vertriebs in Energieversorgungsunternehmen ableiten. Eine mögliche Folge ist, dass die Grenzen zwischen Kunden und Lieferanten verschwimmen. In einer zunehmend von dezentraler Erzeugung und Demand Management dominierten Welt, werden Kunden gleichzeitig zur Beschaffung wie auch den Absatz von Energie herangezogen. Der Wert der Kunden und damit der Wert des Endkundengeschäfts wird dadurch voraussichtlich steigen, weil diese Kundenbeziehungen Ansatzpunkte für Demand Management und dezentrale Erzeugung bieten. Ein Trend wird dabei sein, dass die Anlagen zwar nicht dem Energieversorgungsunternehmen gehören: gleichwohl wird das Energieversorgungsunternehmen als Partner beim Energiemanagement gefragt sein – sowohl im Demand Management als auch bei den Erneuerbaren. Diese Kunden und Partner sind sowohl im Bereich des Großkundengeschäfts als auch im Massenkundengeschäft angesiedelt – auch weil die Transaktionskosten für Demand Management für Haushaltskunden sinken werden.

Aufgrund der zuvor beschriebenen Schwäche angestammter Energieversorger bei der Entwicklung neuer erneuerbarer und dezentralisierter Energien werden die Marktanteile von Erzeugern zunehmen, die auf diese Technologien spezialisiert sind – und diese gehören nicht zu den bisherigen natürlichen Kunden der Energieversorgungsunternehmen.

Die zunehmende Integration der Erneuerbaren in die bestehenden Energiemärkte verlangt jedoch nach Lösungen, auf welche die Kernkompetenzen dieser neuen Marktteilnehmer bislang nicht ausgerichtet sind.

Was bedeutet dies für die herkömmlichen drei Säulen der Beschaffung: die Eigenerzeugung, die strukturelle Beschaffung sowie die Beschaffung von Standardprodukten? Die Eigenerzeu-

gung aus konventionellen Anlagen wird durch das Wachstum der Erneuerbaren als Versorgungsalternative zunehmend weniger interessant. Noch ist nicht hinreichend geklärt, wie viele konventionelle Kraftwerke unter Annahme eines bestimmten Marktdesigns in Zukunft benötigt werden. Es steht jedoch außer Frage, dass es zu einer Marktanpassung kommen wird. Vor diesem Hintergrund hat auch Statkraft beschlossen, mit Wirkung vom 1. Juli 2012 das Gaskraftwerk in Emden in Kaltreserve zu stellen. Dagegen wird die Erzeugung aus regenerativen Energiequellen für Energieunternehmen zunehmend interessanter.

Auch im Bereich der strukturierten Beschaffung wird Strom aus neuen erneuerbaren Energieträgern zunehmend eine Rolle spielen. Mittel- und langfristige Power-Purchase-Agreements (PPAs) bzw. virtuelle Kraftwerke auf der Basis von Kohle- und Gaskraft werden immer seltener abgeschlossen, zumal die Kraftwerke immer weniger ausgelastet sind und deren Zeitwert aufgrund des Überangebots auf mittlere Sicht abgenommen hat.

Marktprämie sorgt für Kostenwettbewerb

Im Bereich der erneuerbaren Energien werden zunehmend Energiemanagement-Dienstleistungen erbracht, um diese Erzeugung in den Markt zu bringen. Dies hat bereits vor Jahren in

Großbritannien und Skandinavien begonnen. Mit dem Marktprämienmodell wurde dies auch in Deutschland ermöglicht. So bat Statkraft bereits erhebliche Investitionen in Systeme getätigt, um erneuerbare Energien auch in Deutschland ähnlich wie konventionelle Kraftwerke fahren zu können. Angesichts des wachsenden Anteils Erneuerbarer gibt es keine Alternative zu einer Integration in den bestehenden Markt. Die derzeitige Marktprämie ist an den Kosten ausgerichtet, welche die Netzbetreiber für das Management von Wind- und Solarkapazitäten berechnen. Diese Kosten sollen in Zukunft sinken, da bereits mehrere Tausend Megawatt an Windkapazität nicht mehr über die Netzbetreiber, sondern direkt über den Markt nominiert werden. Folglich müssten auch die Netzentgelte sinken. Darüber hinaus sieht das Marktprämienmodell eine erhebliche Reduktion der Marktprämie bis 2015 vor. Diese löst bereits jetzt einen erheblichen Kostenwettbewerb unter den Unternehmen aus, die erneuerbaren Strom direkt von den Erzeugern kaufen und vermarkten und dabei das Prognose- und das Regelmarktrisiko tragen. Bei der Marktprognose wird dem Wetterrisiko eine zunehmende Bedeutung zukommen.

Ein weiterer Bestandteil der strukturierten Beschaffung wird der Bereich Demand Management sein. Dies betrifft sowohl das Massenkunden- als auch das Industriekundensegment. Im Bereich der Standardprodukte gibt es bislang fast ausschließlich Energy-only-Produkte. Mit der Ausweitung der Regelenergiemärkte ist es wahrscheinlich, dass zunehmend auch standardisierte Kapazitätsprodukte gehandelt werden.

Fazit

Die Energiewende wird in Deutschland, aber auch in anderen Ländern, erhebliche Auswirkungen auf die Be-

schaffung und den Vertrieb von Strom haben. Die Kundenstrukturen werden sich ändern, während die Grenzen zwischen Stromlieferanten und Stromabnehmern verschwimmen werden. Eine wesentliche Aufgabe, der sich Beschaffung und Vertrieb zukünftig stellen müssen, ist die Marktintegration der erneuerbaren Energien. Angesichts des Wachstums dieser Technologien müssen die Produktion aus erneuerbarem Strom und die Bereitstellung von Speichern mit der bestehenden Stromnachfrage ausbalanciert werden. Dies ist zum Teil durch die bestehenden Märkte möglich. Angesichts der Wetterabhängigkeit der neuen Erneuerbaren ist jedoch auch eine Erweiterung der bestehenden Regelenergiemärkte notwendig, um die erforderlichen Kapazitäten an konventioneller Erzeugung und Speichern vorzuzulassen. ■

zur Person

Dr. Torsten Amelung

- 1979-1984 Studium der Volks- und Betriebswirtschaft, Universität Köln
- 1989 Promotion
- 1995-1998 Abteilungsleiter Strategie, RAG AG
- 1999-2002 Geschäftsführer der TXU Deutschland GmbH
- 2001-2003 Vorstand Stadtwerke Kiel
- seit 2003 Geschäftsführer Statkraft Markets GmbH, Düsseldorf