

Photovoltaik stellt die Systemfrage

Die Marktintegration von Solarstrom wird bisher falsch angepackt



Im Land sprießen Photovoltaikanlagen wie Pilze aus dem Boden. Bis auf wenige Meter sind sie schon an das politische Herz der Republik herangekommen. Doch im Bundestag wird immer noch über Laufzeiten diskutiert anstatt über eine vernünftige Solarenergie-Strategie.

Die Verbraucherpreise für Strom steigen und steigen. Seit Einführung der neuen Wälzung für EEG-Strom lässt sich auf mancher Rechnung auch nachlesen, warum: Ursache ist insbesondere die Photovoltaik. Die Realität an der Strombörse hingegen sieht anders aus. Wie heute schon Wind, wird dort in naher Zukunft auch die Sonne massiv die Preise drücken und so einen gegenläufigen Einfluss auf die Verbraucherpreise ausüben. In der Konsequenz könnte am Ende die Abkehr vom liberalisierten Strommarkt stehen.

In den frühen Morgenstunden des 4. Oktober 2009 geschah etwas bis dato nie Vorgekommenes. Eine steife Brise blies an diesem Sonntag über den Norden des Landes. Windkraftwerke drückten 17.000 Megawatt in die Stromnetze, und auch die konventionellen Wärmekraftwerke produzierten unverändert Strom. Die meisten Menschen aber schliefen noch, Fabriken standen still, der Stromverbrauch in Deutschland befand sich auf einem Tiefpunkt. Infolgedessen fielen die Großhandelspreise für Strom auf dem Spotmarkt an der Leipziger Energiebörse EEX zeitweilig auf minus 500 Euro pro Megawattstunde, also minus 50 Cent je Kilowattstunde. Der sonst übliche Geldstrom vom Stromverbraucher zum Stromproduzenten hatte sich umgekehrt.

Zusammengenommen 8,8 Millionen Euro bekamen allein in diesen 60 Minuten all jene, die an der Börse als Käufer auftraten. Wer derart profitiert hat, wird nicht öffentlich gemacht, das gebieten die Regeln der EEX. Aus der Gerüchteküche allerdings hört man, dass die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken ordentlich zugelangt und ihre Staueisen

aufgefüllt haben. Ein großes Energieversorgungsunternehmen (EVU) soll mit diesem Strom gar riesige Ventilatoren in einem Kraftwerkskühlturm betrieben haben – Wind hätte in diesem Fall wieder Wind erzeugt und gleichsam nebenbei einen wahren Geldregen. Zahlen mussten die vier großen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die den Windstrom – wie allen über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Strom – seit Beginn dieses Jahres an der Börse anbieten. »Bestmögliche Vermarktung« heißt das in der Amtssprache. Doch an sich kann es den Betreibern der Hochspannungstrassen egal sein, wie viel sie für den EEG-Strom erzielen oder bezahlen – letztendlich zahlt immer der Stromverbraucher.

Im Jahr 2009 gab es negative Strompreise, wenn auch nicht in dieser extremen Form, an immerhin 71 Stunden. Mehr als 50 Millionen Euro wurden so verschenkt. Das verrät viel über die derzeitige Umwälzung an den Strommärkten, in deren Folge Wind- und Solarkraftwerke immer häufiger die konventionellen Kraftwerke vom Markt verdrängen. Für Photovoltaikanlagen gilt dies insbesondere in der Mittagszeit, wenn die

Nachfrage hoch ist. Auch bei ihnen wird es wohl nicht mehr lange dauern, bis sie dazu beitragen, dass Minuszeichen vor den Strompreisen auftauchen. Denn keine andere Stromerzeugungstechnologie stellt gegenwärtig schneller immer neue Leistung bereit.

»Bereits 10.000 Megawatt installierte Photovoltaikleistung senken die Spitzenlastpreise um zwei bis vier Euro pro Megawattstunde«, ruft Frank Peter vom Prognos-Institut den Teilnehmern der 4. PHOTON »Solar Electric Utility Conference« Ende April in Stuttgart zu. Nur eine Handvoll Fachleute aus der Energiewirtschaft und Politik nutzte das Angebot zum Austausch mit der Solarwirtschaft. Dabei hat das, was Peter erläutert, es in sich und sollte manchen Energiepolitiker ins Grübeln bringen: »Schon 20 Gigawatt Solarleistung beeinflussen die Stromerzeugung in der Mittellast, auch wenn Wind außer Acht gelassen wird«, fährt der Mann des Schweizer Beratungsunternehmens fort. Mit anderen Worten: Wer ein Steinkohlekraftwerk betreibt, muss sich künftig Gedanken machen, wie sonnig es wird.

Diese Ergebnisse erzielte Prognos mithilfe eines Strommarktmodells, nachdem Peter es mit Photovoltaik-Einspeiseprofilen gefüttert hatte. Der Effekt dahinter ist der sogenannte Merit-Order-Effekt (siehe Kasten auf Seite 26). Dabei geht es um die Verdrängung teurer Kraftwerke durch Technologien mit niedrigen oder nicht vorhandenen variablen Kosten für Rohstoffe und CO₂-Emissionsrechte – wie eben Windkraft und Photovoltaik. Die genaue Höhe des Effekts anhand von tatsächlichen oder prognostizierten Einspeisemengen zu bestimmen, zumal für einzelne Erzeugungsarten, ist hingegen schwierig; der stündlich neu ermittelte Spotmarktpreis an den Strombörsen wird von sehr vielen Faktoren beeinflusst. Für die Windenergie kommt eine Studie aus dem Jahr 2006 zu dem Ergebnis, dass die durchschnittlichen Spotmarktpreise um etwa 0,2 Cent pro Kilowattstunde sinken, wenn 1.000 Megawatt Windleistung zugebaut werden. Alle erneuerbaren Energien zusammen haben den durchschnittlichen täglichen Preis am Spotmarkt im Jahr 2008 in der Größenordnung von 0,6 bis 0,8 Cent je Kilowattstunde verbilligt, rechnet beispielsweise das Bundesumweltministerium (BMU).

PHOTON hat unlängst die Spotmarktpreise an der Leipziger Strombörse EEX

hinsichtlich des Photovoltaik-Einflusses ausgewertet (siehe Abbildung auf Seite 25). Im Monatsvergleich der Jahre 2008, 2009 und 2010 (bis zum 19. Juli) lässt sich im Frühling und Sommer im Tagesverlauf eine deutliche Abschwächung der Mittagsspitze beobachten. Ein Zusammenhang mit der eingespeisten Sonnenenergie liegt nahe. Eine Abschätzung der tatsächlich eingespeisten Solarstrommenge anhand von Solarstrahlungsdaten, die PHOTON erhoben hat, ergab zudem, dass die Photovoltaik im Juni 2010 bereits gut 20 Prozent zur deutschen Stromversorgung beigetragen hat (an sonnigen Tagen um 12 Uhr bei angenommenen 14 Gigawatt installierter Anlagenleistung). Somit ist mit Photovoltaik am Strommarkt eher schon heute als morgen zu rechnen. Und die von Peter genannte Marke von 20 Gigawatt könnte optimistischen Prognosen zufolge bereits Ende des Jahres erreicht werden.

Liberalisierter Strommarkt ist gescheitert

Die Verwerfungen an der Strombörse haben jedoch noch einen anderen, sehr viel trivialeren Grund: Mit den erneuerbaren Energien kommt immer mehr Strom ins System. Mehr Angebot bei gleichbleibender Nachfrage aber führt in einer Marktwirtschaft zu sinkenden Preisen. Das sollte eigentlich die Verbraucher freuen, schließlich können ihre Stromversorger sich dadurch günstiger eindecken. Also ein funktionierender Markt, wie er im Buche steht? Nur scheinbar. Denn wer investiert noch in einen Markt, in dem die Produkte, die er hervorbringt, perspektivisch immer weniger wert sind?

Glaubt man Frank Peter, wird dies eine der Hauptherausforderungen für die von der Politik angestrebte Marktintegration der sauberen Energieformen Sonne, Wind und Co. darstellen: »Der grenzkostenbasierte Großmarkt kann nicht mehr sicherstellen, dass die Kraftwerke refinanziert werden, die wir brauchen, wenn am 20. November um 20 Uhr Flaute herrscht.« Je mehr Wind- und Photovoltaikkraftwerke angeschlossen werden, desto schwieriger wird es, neue, flexible Kraftwerke zu bauen, die benötigt werden, um noch mehr Wind- und Photovoltaikkraftwerke zu installie-

Wer ein Steinkohlekraftwerk betreibt, muss sich künftig Gedanken machen, wie sonnig es wird. Denn das Reinholen der Kohle wird in sonnigen Zeiten schwer.

ren. Betroffen davon sind in erster Linie Mittel- und Spitzenlastkraftwerke auf Basis von Steinkohle oder Gas mit einer gesamten installierten Leistung von über 25 Gigawatt.

Verschärft würde die Situation noch durch die geplante Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke. Denn Atomstrom hat an der Börse wegen seiner niedrigen Grenzkosten im Prinzip denselben Effekt wie die Erneuerbaren. Die Vereinigung »8KU«, ein Zusammenschluss acht großer kommunaler Energieversorger, hat deshalb bereits eindringlich vor einer Laufzeitverlängerung gewarnt und angekündigte Investitionen in Milliardenhöhe infrage gestellt. Auch hier geht es vielfach um flexible, vergleichsweise klimafreundliche Kraftwerke.

Vor diesem Hintergrund wird das erst vor wenigen Jahren im Zuge der Deregulierung der Energiemärkte eingeführte Marktmodell, bei dem sich die Strompreise im Kräftespiel zwischen Angebot und Nachfrage bilden, schon wieder infrage gestellt. Umweltökonom Sven Bode von der Arrhenius Consult GmbH, einer wissenschaftlichen klima- und energiepolitischen Beratungsfirma aus Hamburg, hält den liberalisierten Strommarkt aus diesem Grund gar für gescheitert und ruft zu mehr Planwirtschaft auf: »Wir brauchen eine Photovoltaik-Back-up-Struktur. Und damit in die jemand investiert, brauchen wir zusätzliche Anreize, sprich Kapazitätsprämien.« Soll heißen: Ein Kraftwerksbetreiber bekommt künftig nicht unbedingt nur Geld für seine Kilowattstunden, sondern auch dafür, dass er eine bestimmte Kraftwerksleistung bereithält – ob die nun Strom produziert oder nicht.



Dtl. Energiearchiv

Die Berater von Prognos und Arrhenius stehen mit ihrer Meinung nicht allein. Prominente Wirtschaftswissenschaftler wie Axel Ockenfels von der Universität Köln zweifeln öffentlich an einem möglichen Erfolg der Liberalisierung. »Solange Stromlücken auftreten können, ist der Markt nicht in der Lage, das optimale Zuverlässigkeitsniveau von sich aus bereitzustellen«, schrieb er schon vor zwei Jahren in einem Gastbeitrag in der »Frankfurter Allgemeinen Zeitung«. Als eine »elegante« Lösung nennt auch er Kapazitätsmärkte, auf denen Kapazitäten ausgeschrieben und gehandelt werden.

Diese Erkenntnis hat sich ausgerechnet in Großbritannien, einem ansonsten strikt liberalen Land, offenbar schon auf höherer Ebene durchgesetzt. Das »Office of the Gas and Electricity Markets« (OFGEM), die britische Gas- und Stromregulierungsbehörde, veröffentlichte im Februar dieses Jahres ein Papier mit Maßnahmenvorschlägen, die in die Richtung einer deutlich interventionistischeren Energiepolitik führen. Alle Fakten deuteten darauf hin, heißt es in dem Papier, dass »aktueller Reformbedarf besteht, um eine belastbare und sichere Versorgung zu gewährleisten«. In dem fünfstufigen Paket sind unter anderem Ausschreibungen von Kapazitäten für alle Energieerzeugungsformen angedacht. Von diesen gehe ein klareres Signal für langfristige Investitionen aus. Die letzte Stufe kommt dabei fast schon einer »Energieplanwirtschaft« nahe, die hierzulande insbesondere Abgeordnete der CDU und FDP in Bundestagsreden als drohendes Unheil am Horizont ausmachen. Falls alles nicht hilft, heißt es vonseiten des OFGEM, könnte in Zukunft ein zentraler Energieeinkäufer sinnvoll sein, der alle nötigen Investitionen in Versorgung und Infrastruktur tätigt. Das ist ziemlich genau das Modell, das es bis 1989 in der DDR schon einmal gab.

In Deutschland sei die Diskussion noch längst nicht so weit gediehen, betont Peter von Prognos. Zu seinen Kunden zählen mehrere große Energiekonzerne sowie das deutsche Umwelt- und das Wirtschaftsministerium, er hat sein Ohr also an den entsprechenden Quellen. Doch zumindest auf Arbeitsebe-



Sven Bode vom Arrhenius-Institut fordert Kapazitätsprämien für Kraftwerke, die benötigt werden, wenn Sonne und Wind nicht vorhanden sind



Frank Peter von der Prognos AG warnt davor, den Ausbau der Photovoltaik zu unterschätzen, denn die Auswirkungen auf die Börsenpreise bringen das liberalisierte System ins Wanken



Peter Ahmels von der Deutschen Umwelthilfe will schleunigst mehr Speicher sehen, ansonsten werde die System- und Marktintegration der erneuerbaren Energien äußerst schwierig

ne macht man sich in den Ministerien seiner Aussage nach erste Gedanken zu dem Thema. Vertreter des Wirtschaftsministeriums kennen die Ergebnisse einer Arrhenius-Studie, die Ende April in Berlin vorgestellt wurde und das Problem beleuchtet (PHOTON 5-2010). Insbesondere das BMU scheint Kapazitätsmärkten gegenüber grundsätzlich nicht abgeneigt zu sein. Auf PHOTON-Anfrage heißt es von dort: »Kapazitätsmärkte existieren in Deutschland bereits auf dem Regelleistungsmarkt. Die Einführung von weiteren Kapazitätselementen stellt eine interessante Option für die Ausgestaltung der Transformation des Energiesystems dar.«

Netzagentur schränkt negative Preise ein

Szenenwechsel, zurück zum 4. Oktober 2009. Eine Auswertung der Bonner Bundesnetzagentur zu diesem Tag zeigt, dass Braunkohle- und Atomkraftwerke trotz des Windüberschusses weitergelaufen sind, andere Kraftwerke teils sogar hochgefahren wurden. Wie das sein könne, wollte die Behörde von Stromhändlern auf einem Workshop wissen. Was sie antworteten, ist nicht bekannt, die Workshop-Ergebnisse werden unter Verschluss gehalten. Die offizielle Erklärung der Bundesnetzagentur für den Preis-Crash jedoch lautet, dass die Marktteilnehmer sich erst noch an die neuen Umstände gewöhnen mussten. Damit ist in erster Linie die noch von der vorherigen Regierung aus CDU und SPD erlassene sogenannte Ausgleichsmechanismusverordnung gemeint. Ihr ist es zu verdanken, dass seit dem 1. Januar 2010 der EEG-Strom an die Börse flutet. Die Stromversorger müssen den Strom seit-

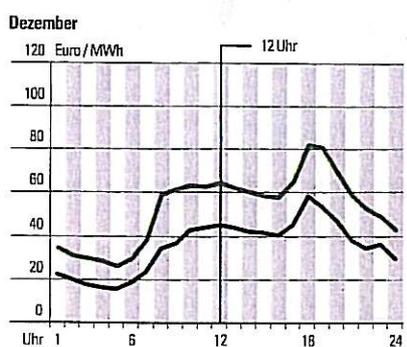
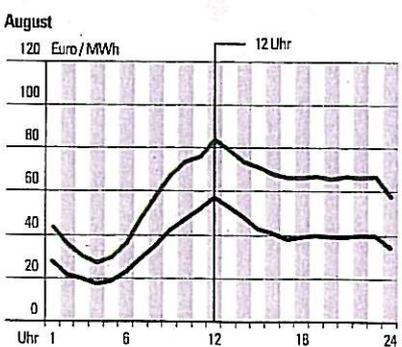
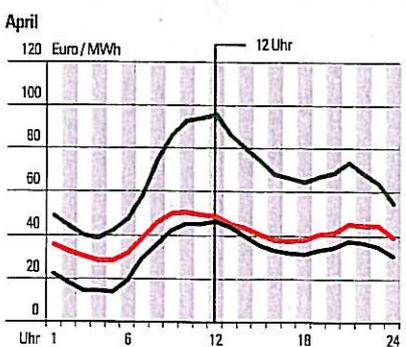
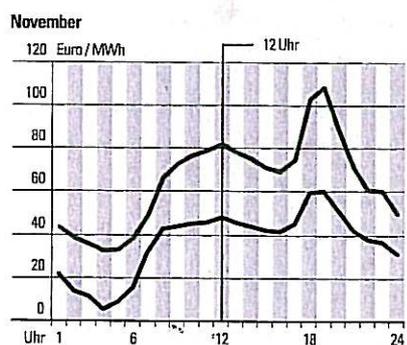
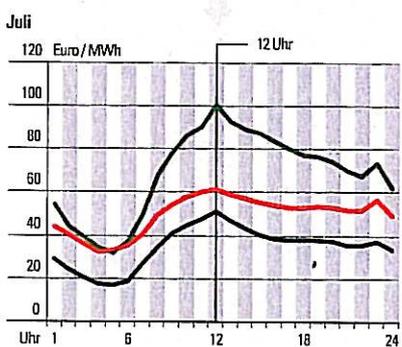
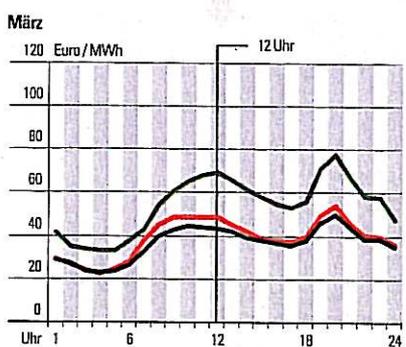
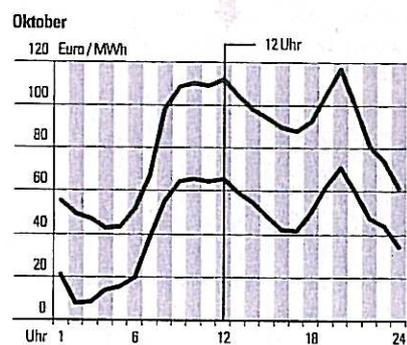
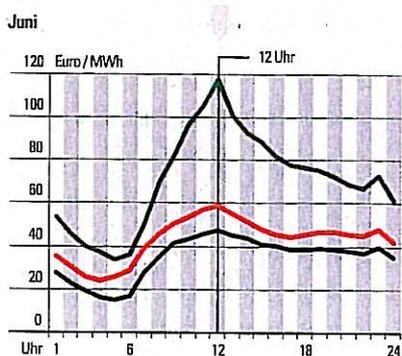
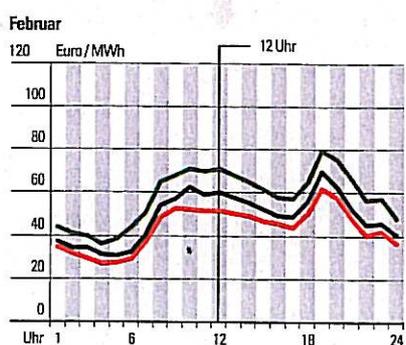
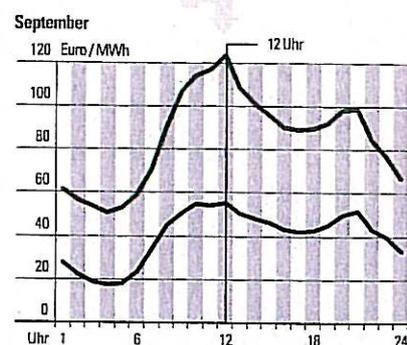
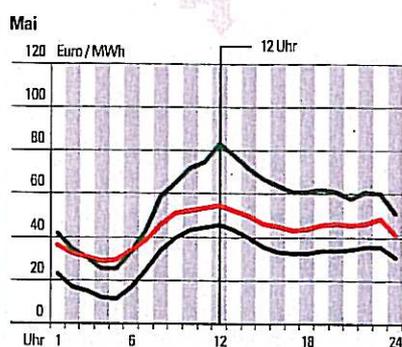
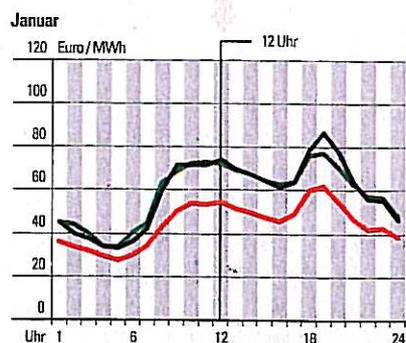
her nicht länger von den Übertragungsnetzbetreibern abnehmen. Stattdessen erfolgt nur noch ein bilanzieller Ausgleich für EEG-Strom (siehe Kasten auf Seite 29). Das soll ein erster Schritt sein, die erneuerbaren Energien an den Markt heranzuführen.

Doch kaum ist der neue Mechanismus angelaufen, hat die Netzagentur im Februar 2010 ergänzend eine »Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung« erlassen. Diese setzt dem freien Spiel der Marktkräfte schon wieder Grenzen. Wenn eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien bei gleichzeitig geringer Nachfrage zu erwarten ist, sollen die ÜNB ihre Preise für den an der Börse angebotenen Strom nach unten hin begrenzen. »Mit der Regelung wollen wir nur die Preise verhindern, die mit Marktmechanismen nicht mehr erklärbar sind«, rechtfertigt Rainer Warnecke, ein Sprecher der Bundesnetzagentur, die Maßnahme. Das Wort Marktversagen will er nicht in den Mund nehmen, doch es klingt ziemlich ähnlich. Dass am 4. Oktober auch strategisches Verhalten der Betreiber eine Rolle gespielt haben könnte, denkt Warnecke nicht. Die negativen Preise würden als eher vorübergehende Erscheinung angesehen, die Limitierung sei daher nicht auf Dauer angelegt.

Mit der Einschränkung zieht die Bundesnetzagentur den Ärger der jüngeren Teilnehmer am Strommarkt auf sich. »Das bringt wieder zusätzliche Intransparenz in den Markt, und das Preissignal wird abgeschwächt«, kritisiert Annette Solzin vom Bundesverband Neuer Energieanbieter e. V. (BNE). Kein Wunder: Für Händler und neue Stromanbieter wie die Lekker Energie GmbH (ehemals Nuon), die ihren Strom hauptsächlich an

Spotmarktpreise für Strom an der Leipziger EEX (Intraday)

2008 2009 2010 (bis 19. Juli)



Während des sogenannten Intraday-Handels am Spotmarkt der EEX können Händler kurzfristig Strom ein- oder verkaufen. Aus Angebot und Nachfrage ergibt sich für jede Stunde ein Preis beziehungsweise der »Wert« des Stroms. In der Abbildung sind die durchschnittlichen stündlichen Spotmarktpreise eines jeden Monats vom 1. Januar 2008 bis zum 19. Juli 2010 für die einzelnen Jahre dargestellt. Auffällig sind insbesondere die generell hohen Preise im Jahr 2008 und das Abflachen der Mittagsspitzen in den Jahren 2009 und 2010.

Blackbox Strombörse

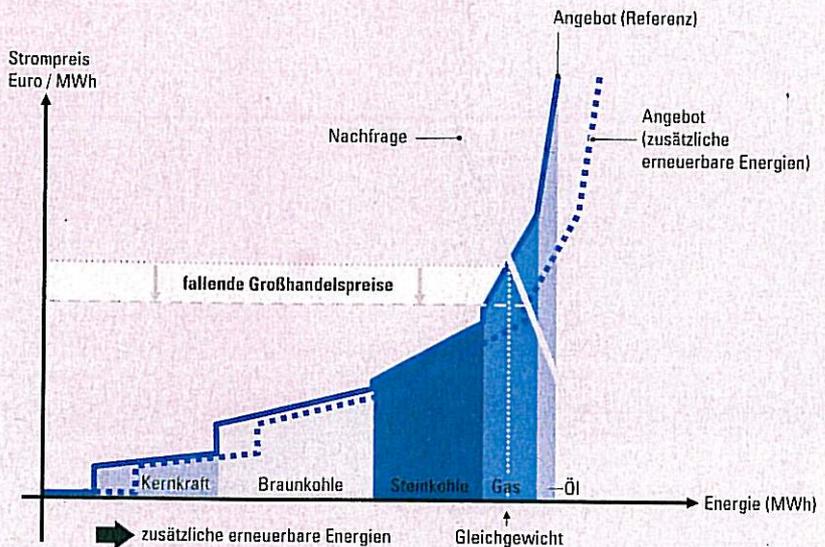
Vor der Liberalisierung war die Welt des Strommarktes relativ einfach. Die Erlöse der Kraftwerksbetreiber orientierten sich im Wesentlichen an den Stromgestehungskosten plus einen Gewinnaufschlag. Danach richtete sich dann der (regulierte) Strompreis. Die Prinzipien an einer Strombörse wie der Leipziger European Energy Exchange (EEX) sind jedoch gänzlich andere. Dort bieten die Handelsteilnehmer ihren Strom in der Theorie zu Grenzkosten an, den Kosten zur Erzeugung einer weiteren Einheit. Das sind bei den konventionellen Erzeugern vor allem die variablen Kosten für Rohstoffe und Emissionsrechte. Wind- oder Solarstrom haben keine variablen Kosten.

Die Börse sammelt alle Kauf- und Verkaufsgebote für den nächsten Tag und ordnet sie vom niedrigsten zum höchsten Preis an. So entsteht die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die sogenannte Merit-Order. Alle Kraftwerke bis zur Deckung der prognostizierten Nachfrage erhalten den Zuschlag. Das letzte und damit teuerste noch gebrauchte Kraftwerk bestimmt den Preis, der für alle dann geschlossenen Lieferverträge gilt. An diesem Preis orientieren sich mittlerweile auch die außerbörstlichen Geschäfte, die immer noch einen Großteil des gesamten Handelsvolumens ausmachen. Gebote können zwischen minus und plus 3.000 Euro je Megawattstunde abgegeben werden, wer seinen Strom also auf jeden Fall loswerden will, wird nach unten offene Gebote abgeben. Negative Gebote sind an der EEX aber erst seit September 2008 zulässig. Sie wurden auf Anregung der großen Stromversorger eingeführt, die auch Anteile an der Börse halten. Der Gedanke dahinter ist, dass es unter Umständen günstiger sein kann, einem Kunden Geld für die Abnahme von mehr Strom zu zahlen, als ein Kraftwerk drosseln zu müssen.

der Börse beziehen, sind niedrige Preise von Vorteil. »Unsere Beschaffung läuft erst einmal grundsätzlich längerfristig über den Terminmarkt. Ansonsten ist es natürlich toll als Lieferant, wenn ich zu solchen Tiefpreis-Zeiten nachkaufen kann«, sagt Andreas Jahn, Leiter »Regulierung und Energiepolitik« bei Lekker Energie. »Sich darauf zu verlassen ist allerdings hochriskant.« Insgesamt sei die neue Regelung sehr gut. Sie bringe deutlich mehr Transparenz in den Markt. Einziger Wermutstropfen neben der Limitierung sei, dass die ÜNB ihre Prognosen zur Einspeisung erneuerbarer Energien erst nach Börsenschluss veröffentlichen. »Das lässt andere Händler etwas im Nebel stochern«, sagt Jahn.

Beim Netzbetreiber Amprion GmbH in Dortmund, der die ehemaligen RWE-Leitungen hält, sieht man das anders.

Merit-Order-Effekt durch erneuerbare Energien



Prinzip des Merit-Order-Effekts: Die Einspeisung von Photovoltaikstrom verschiebt die Kurve nach rechts

Das neue Verfahren für den Handel mit EEG-Strom verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), allen für den nächsten Tag prognostizierten EEG-Strom an der Spotmarkt-Auktion um 12 Uhr mittags anzubieten. Überschüssige Mengen oder neue Prognosen können einen Verkauf am sogenannten Intraday-Handel ab 15 Uhr nötig machen. Ist dann immer noch nicht der gesamte EEG-Strom verkauft, kann der Netzbetreiber damit seine sogenannte EEG-Ausgleichsenergie auffüllen. Wenn der Markt jedoch gesättigt ist, sind auch Abregelungen von Anlagen zulässig, wobei konventionelle Anlagen vorrangig zu drosseln sind.

Um zu gewährleisten, dass die Netzbetreiber den Strom tatsächlich zum höchstmöglichen Preis vermarkten, hat die Bundesnetzagentur ein Bonussystem eingeführt.

Die Zahlungen werden zusätzlich auf die EEG-Umlage aufgeschlagen, sollen sie aber insgesamt gesehen senken. Die Börse erhält nun über die Ausgleichsmechanismusverordnung einen deutlichen Zuwachs an Handelsvolumen. 2009 wurden im Rahmen des EEG immerhin mehr als 75 Terawattstunden Strom erzeugt. Auf einer neu geschaffenen Transparenzplattform werden täglich die Prognosen und die tatsächliche Produktion von Windstrom sowie – mit einiger Verspätung – neuerdings auch Solarstrom veröffentlicht. Nach Auskunft des ÜNB 50 Hertz Transmission GmbH werden die Daten ex-post anhand von Messwerten und Schätzungen ermittelt. Sie können auf der Seite der EEX-Transparenzplattform (www.transparency.eex.com) aufgerufen werden. ab

»Wenn ich der Börse vorher sage, wie viel ich verkaufe, dann ist das Prinzip Börse hinfällig«, sagt Bernhard Ernst, Leiter des »Frontoffice« in der Beschaffungs- und Handelsabteilung bei Amprion. Andererseits: Alle Daten, die nötig sind, um sich die Solareinspeisung von Amprion zu errechnen, sind verfügbar. Man muss sie nur zusammentragen und auswerten. Bernhard Ernst ist so etwas wie die Schnittstelle zwischen Markt und Steckdose. Er weiß, wie viel Energie am nächsten Tag ins Amprion-Netz eingespeist wird. Er koordiniert die Geschäfte der Händler. Von einigen Computerarbeitsplätzen aus gibt seine Abteilung die Order, EEG-Strom zu verkaufen. Unfreiwillig sind Amprion und die drei anderen deutschen ÜNB damit zum größten Stromhändler der Republik geworden. Was sie auf den Markt bringen, lässt die

Strompreise mächtig steigen und fallen. Das wiederum hat Einfluss auf die EEG-Umlage (siehe Kasten auf Seite 29). Diese wird seit Januar umso größer, desto weniger die Netzbetreiber mit Sonnen- oder Windstrom an der Börse Erlösen. Laut Zahlen des BMU steigt die Umlage allein aufgrund der Wirtschaftskrise – sie hat die Strompreise sacken lassen – im Jahr 2010 im Vergleich zum Vorjahr in einer Größenordnung von 1,5 Milliarden Euro. Der EEG-Strom sei anstatt mit knapp sieben Cent pro Kilowattstunde nur noch mit durchschnittlich 5,3 Cent angesetzt worden. Wenn für die Photovoltaik der gleiche Merit-Order-Effekt gilt wie für Windstrom, also ein Zubau von 1.000 Megawatt die Kilowattstunde an der Börse um 0,2 Cent verbilligt, so würden acht Gigawatt neu installierte Anlagenleistung in diesem Jahr rech-

nerisch ebenfalls den Strompreis um 1,6 Cent je Kilowattstunde sinken lassen.

Die Frage ist damit, ob langfristig die Verbilligung in der Summe die Erhöhung der EEG-Umlage überwiegt. Letztendlich ist dem Stromkunden allerdings auch dann nicht geholfen, wenn er zwar günstigeren Strom bekommt, aber auch öfter mit Stromausfällen zu kämpfen hat, weil keiner mehr in neue Kraftwerke investiert.

Strom wird weggeschmissen

Es ist also zumindest zeitweise zu viel Strom im System. Und die Verfechter der Photovoltaik wie auch der anderen erneuerbaren Energien müssen darauf achten, dass das nicht am Ende ihnen angelastet wird – und sie so zum Verlierer der eigenen Marktintegration werden. Das befürchten zumindest Kritiker des neuen Wälzungsmechanismus wie Lorenz Jarass, Professor für Wirtschaftswissenschaften an der Hochschule Rhein-Main in Wiesbaden: »Jetzt kann es dazu kommen, dass EEG-Strom immer häufiger vernichtet wird.« Nichts anderes bedeute es schließlich, wenn Strom zu negativen Preisen angeboten würde. Der Knackpunkt an der Geschichte sei jedoch nicht der Börsenhandel an sich, sondern dass mit der neuen Verordnung der Verbrauchsvorrang für Strom aus erneuerbarer Energie abgeschafft wurde. Es gibt nur noch den Einspeisevorrang. Betreiber von konventionellen Kraftwerken, die zugleich auch Netzbetreiber sind, freuen sich zudem über den Wegfall der physikalischen Wälzung, denn nun müssen sie keinen festen EEG-Anteil mehr abnehmen und ihre Anlagen danach regeln, um das Stromversorgungssystem stabil zu halten. Dafür werden jetzt im Extremfall Erneuerbare-Energien-Anlagen gestoppt und die Betreiber dafür entschädigt. Das, so Jarass, könne sich zu einem großen Akzeptanzproblem für die Branche entwickeln: »Das ist doch das Ende des EEG.« Sein Fazit: »Der Verbrauchsvorrang muss wieder eingeführt werden.«

Ganz anders sehen dies die neuen Energieanbieter. Annette Solzin vom BNE hält den neuen Wälzungsmechanismus für »einen überfälligen ersten Schritt in die richtige Richtung«. »Mit dem EEG wurde ein immer größerer Teil des Stroms vom Wettbewerb ausgenommen«, so Solzin. »Dieser Markt wird nun geöffnet.« Aus Sicht der Verbandsmitglieder wie Lekker Energie oder die Eprimo GmbH ist diese

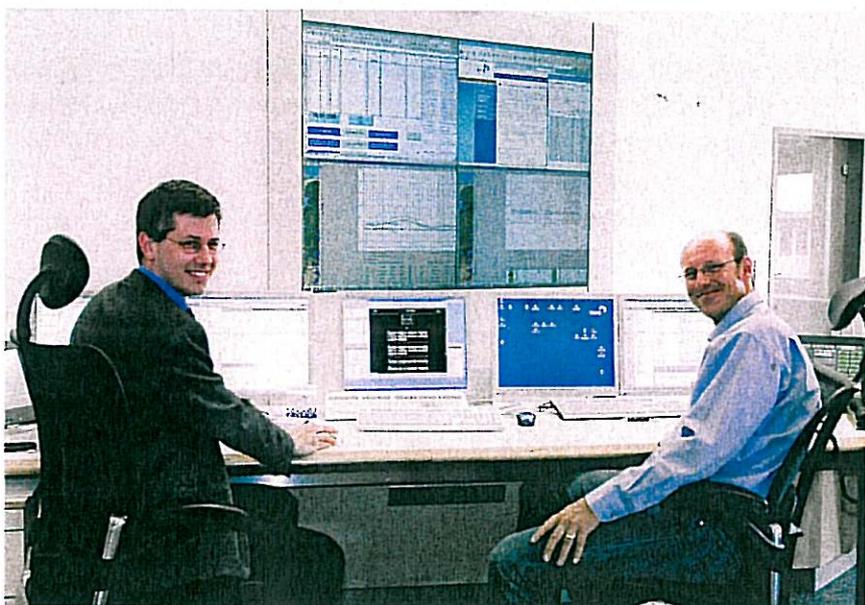
Position gut verständlich; sie sind darauf angewiesen, dass immer genug Strom auf dem Markt ist. Solzin weist auf einen weiteren Aspekt hin, der sowohl den neuen Energieanbietern als auch den Stromkunden zugutekommt: In der Vergangenheit hatte jeder Lieferant unterschiedliche Kosten für EEG-Strom, da sie sich nach dem individuellen Kraftwerkspark richteten. Zudem haben die Netzbetreiber steigende Netzentgelte häufig mit den Mehrkosten für die erneuerbaren Energien begründet. Diese Kosten waren in der Regel aber weder nachvollziehbar noch vergleichbar. Nun müssen sie explizit als EEG-Umlage ausgewiesen werden. Berechnungen des Datenbank-Dienstleisters Ene't GmbH zeigen, dass die Ausgliederung der Umlage zu einer deutlichen Senkung der Netzentgelte im Bereich von 12,5 bis 36,6 Prozent geführt hat. In Preisen ausgedrückt sind das etwa 0,1 bis 0,5 Cent pro Kilowattstunde – angesichts der in Deutschland übertragenen Strommengen keine Kleinigkeit, im Endeffekt aber nicht viel mehr als ein erfreulicher Nebeneffekt angesichts einer EEG-Umlage, die schon bald das Zehnfache ausmachen wird.

Irweg Direktvermarktung

Die Befürworter einer weiteren Marktintegration der erneuerbaren Energien haben als nächsten Schritt die Direktvermarktung in die Diskussion gebracht – also den Werksverkauf von Grünstrom an jedermann. Die Tür dazu wurde Anlagenbetreibern schon mit dem novellier-

ten EEG von 2009 geöffnet. Seitdem steht es ihnen frei, monatlich zu entscheiden, ob sie ihren Strom an Dritte direkt verkaufen oder den sicheren Hafen der EEG-Vergütung wählen. Doch heute rechnet sich die Direktvermarktung kaum: »Selbst mit einem erzielbaren Marktpreis in Höhe der jeweiligen EEG-Vergütung ist die Direktvermarktung nicht ökonomisch zu betreiben, da Zusatzkosten wie Bilanzausgleichskosten und Marktbindungskosten entstehen«, berichtet Matthias Stark. Er ist Ressortleiter für Stromhandel bei der Theolia Naturenergien GmbH. Das Unternehmen vermarktet seit vier Jahren Windstrom aus einem Portfolio von knapp 600 Megawatt Anlagenleistung, allerdings nur virtuell.

Stark wie auch der BNE schlagen nun ein Prämienmodell vor, das Erzeugern von erneuerbarer Energie einen Anreiz bieten soll, sich »marktorientiert und dadurch netzentlastend« zu verhalten, wie es in einem Positionspapier heißt. Das Modell soll Anlagenbetreiber dazu veranlassen, sich monatsweise aus dem EEG-System auszuklinken, um ihren Strom am freien Markt anzubieten. Damit sie im Falle niedriger Erlöse nicht schlechter gestellt werden als mit der EEG-Vergütung, gleicht eine Prämie die Differenz zum geringeren Marktpreis aus. Erwirtschaften sie in Zeiten hoher Nachfrage Gewinne, die über der Vergütung liegen, können diese behalten werden. Die Prämie würde dabei aus der Umlage finanziert werden, diese aber nicht weiter belasten, da die Zusatzerlö-



Bernhard Ernst (links) koordiniert die Energiegeschäfte im »Frontoffice« von Amprion. Einige Mausclicks seiner Mitarbeiter bringen den Ökostrom »bestmöglich« an die Börse und sorgen dort für viel Wind.



Die Übertragungsnetze müssen eine immer größere Menge an Strom aus erneuerbaren Energien aufnehmen. Deren Betreiber leiten ihn seit Jahresbeginn nicht nur weiter, sondern handeln damit an der Strombörse – und sind dadurch mit die größten Händler überhaupt.

J. H. Drechsler

se rein am Markt erwirtschaftet würden. Für den Stromverbraucher führt das Modell zu höheren Kosten: Schließlich bezahlen sie am Ende die Zusatzgewinne. Dennoch findet das Modell in der Politik durchaus Zuspruch. Von Joachim Pfeiffer, dem wirtschaftspolitischen Sprecher der CDU/CSU-Bundestagsfraktion, wurde es bereits mehrmals vorgetragen. Andere Politiker wie Sigmar Gabriel (SPD) lehnen diese Rosinenpickerei aus grundsätzlichen Überlegungen ab. Den günstigsten Strom aus erneuerbaren Energien erhält man nämlich dann, wenn diese Art von Zusatzgewinnen unterbunden wird. EEG ganz oder gar nicht, heißt das Angebot für Anlagenbetreiber.

Ein weiterer Haken bei der Direktvermarktung ist: Nur regelbare erneuerbare Energien wie Biogas-, Geothermie- oder Wasserkraftwerke können derzeit flexibel auf Angebot und Nachfrage reagieren. Zudem müssen die Anlagenbetreiber eine eigene Handelsabteilung einrichten und bezahlen. »Den Schritt zur Direktvermarktung werden viele kleine Betreiber nicht gehen können«, vermutet

auch Solzin. Dass die optionale Direktvermarktung mit zusätzlicher Marktprämie das geeignete Modell für die Zukunft der Photovoltaik ist, darf daher bezweifelt werden. Zwar ist ein sogenanntes Anlagen-Pooling, der Zusammenschluss mehrerer Betreiber, denkbar, aber letztlich greift auch hier der angesprochene Effekt, dass sich Photovoltaik an der Börse mittelfristig selbst verbilligt. Die gängige Auffassung von der Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik, bei der das Ziel ist, die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren unter die Verbraucherstrompreise zu senken, ist daher zu kurz gegriffen. »Die »Grid Parity« ist eine Luftnummer«, sagt auch Arrhenius-Mann Bode, »je mehr Solaranlagen es gibt, desto mehr sinkt der Strompreis. Das senkt den Erlös, und damit können dann die Erzeugungskosten nicht mehr gedeckt werden.«

Marktintegration mit Speichern

Vor dem Versuch, die Erneuerbaren in das bestehende System zu integrieren, müsste demnach eigentlich die Fra-

ge stehen, was für Veränderungen am System selbst vorgenommen werden müssen. Für bereitgestellte Leistung zu bezahlen anstatt für die Kilowattstunde Strom kann dabei ein Modell sein. Doch für Peter Ahmels, bei der Umweltorganisation Deutsche Umwelthilfe e. V. (DUH) zuständig für erneuerbare Energien, ist das nur eine Möglichkeit für schon oder bald wettbewerbsfähige Technologien. Seiner Meinung nach ist für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien insbesondere notwendig, möglichst zügig Speicher in den Markt zu implementieren. »Wir brauchen in Deutschland 20 Terawattstunden Stromspeicher, um Schwankungen der Wind- und Sonnenenergie auszugleichen. Bisher haben wir weniger als ein halbes Prozent davon«, führt Ahmels die Dringlichkeit vor Augen. 20 Terawattstunden, diese Zahl fußt auf einer Studie des damaligen Instituts für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e. V. aus Kassel (heute Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES) und der Siemens AG (PHOTON 6-2009). So viel Speicher wäre

bei einem optimalen Mix aus 35 Prozent Solaranteil und 65 Prozent Windanteil an der Stromversorgung nötig. Damit ließe sich Deutschlands Versorgung theoretisch für zwei Wochen sicherstellen.

Die Frage ist nur, wer zahlt das? Kurz- bis mittelfristig könnte der Markt, beispielsweise über die negativen Preise, selbst Anreize geben, in Speicher zu investieren. Unternehmen wie Norger KS reagieren auf den unbeständigeren Strommarkt mit neuen Geschäftsmodellen. Ein Unterseekabel mit einer Kapazität von 1.400 Megawatt soll ab dem Jahr 2015 Strompreisdifferenzen zwischen Norwegen und Deutschland ausnutzen und gleichzeitig als Speicher dienen. Ein Konsortium unter anderem aus RWE, General Electric, Züblin, und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e. V. will mit Unterstützung des Wirtschaftsministeriums von 2013 an einen sogenannten adiabaten Druckluftspeicher bauen, ähnlich dem, den der Konzern Eon im niedersächsischen Huntorf bereits seit drei Jahrzehnten betreibt. Diese Speicher nutzen einen Stromüberschuss dafür, Luft zu komprimieren und in unterirdische Hohlräume (Kavernen) zu pressen. Sind die Preise hoch, wird die Druckluft wieder verstromt. Die Schweizer Stromwirtschaft baut beziehungsweise plant in den Alpen acht neue Pumpspeicherwerke mit einer Gesamtleistung von 4.600 Megawatt. In Österreich hat die Vorarlberger Illwerke AG mit dem Kopswerk II im Jahr 2008 für über 400 Millionen Euro ein neues Pumpspeicherkraftwerk fertiggestellt. Und auch in Deutschland sollen

die Pumpspeicher ausgebaut werden. Die Schluchseewerke AG, größtenteils in der Hand von RWE und EnBW, will in Atdorf im Schwarzwald ab dem Jahr 2014 eine Anlage mit rund 1.400 Megawatt Turbinenleistung in den Berg meißeln. Die Bauzeit wird auf knapp fünf Jahre veranschlagt. Doch geht der Ausbau angesichts der langen Bau- und Genehmigungszeiten für Speicher für die Integration der erneuerbaren Energien schnell genug vonstatten?

Und was sagt die Politik dazu, wenn am Ende günstiger, über das EEG geförderter Strom zu einem erheblichen Teil zunächst in die Nachbarländer fließt, um danach teuer wieder importiert zu werden.

Brisanz der Situation wird unterschätzt

Marktbeobachter Sven Bode sagt, dass gerade auch wegen des Ausbaus der Erneuerbaren auf politische Anreize für das gesamte System längerfristig nicht verzichtet werden kann: »Die Preise sind nur mittelbar vom Marktregime abhängig. Durch immer mehr Solarstrom sinkt die Restlast. Das funktioniert auf Ebene der Elektronen und ist daher auch völlig unabhängig vom Ölpreis oder dem Preis von CO₂-Emissionsrechten.« Diesen Umstand müsse laut Bode auch das Fördersystem für erneuerbare Energien berücksichtigen. So sollten die Back-up-Kosten für Zeiten, in denen die Sonne nicht scheint oder der Wind nicht weht, in die Rechnung einfließen: »Am Ende bezahlen die Stromverbraucher für das gesamte System und nicht nur für die einzelne Kilowattstunde aus der Anlage auf dem Dach.«

Überraschenderweise scheinen sich weder die Verbände der konventionellen Energiewirtschaft noch die der Erneuerbaren bisher ernsthaft mit diesem Thema auseinandergesetzt zu haben. »Bei einem Prozent Solarstrom, Sie sind aber optimistisch!«, ist die spontane Antwort beim Bundesver-

Unternehmen wie Norger KS reagieren auf den volatileren Strommarkt mit Unterseekabeln. Zwei Leitungen mit einer Kapazität von 1.400 Megawatt sollen ab dem Jahr 2015 Strompreisdifferenzen zwischen Norwegen und Deutschland ausnutzen, indem sie die norwegischen Speicherkraftwerke ans deutsche Netz anbinden.

EEG-Umlage 2010

Die Größenordnungen, um die es sich bei der Kostenwälzung von Strom aus erneuerbaren Energien mittlerweile handelt, sind beträchtlich: Für das Jahr 2010 betragen die Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber nach Schätzung der Energiewirtschaft etwa 12,3 Milliarden Euro. Die erwarteten Vermarktungserlöse bei einem durchschnittlichen Börsenpreis von 5,37 Cent pro Kilowattstunde geben die Netzbetreiber mit knapp 4,5 Milliarden Euro an. Zusammen mit weiteren Ausgabepositionen ergibt sich eine Differenz von 8,2 Milliarden Euro. Umgerechnet auf den Stromverbrauch macht das für 2010 eine EEG-Umlage von 2,047 Cent pro Kilowattstunde. Dabei ist zu beachten, dass die tatsächlichen Kosten der Erneuerbaren niedriger sind. Denn die Vermarktung des EEG-Stroms an der Strombörse hat dort den Preis für jedweden Strom gedrückt, egal, aus welchem Kraftwerk er stammt (Merit-Order-Effekt). Anders ausgedrückt: Ohne die Erneuerbaren wäre den Stromkunden für den konventionellen Strom ein höherer Preis in Rechnung gestellt worden. Hinzu kommen Einsparungen durch geringere CO₂-Emissionen. Bei Folgekosten von 70 Euro pro Tonne CO₂, von denen das Umweltbundesamt ausgeht, ergibt sich für jede Kilowattstunde Ökostrom eigentlich eine Gutschrift von etwa 0,7 Cent, die allerdings auf der Stromrechnung nicht ausgewiesen wird.

Die anteiligen Kosten des EEG-Stroms am Strompreis können nun von den Stromversorgern auf der Stromrechnung explizit ausgewiesen werden. Bei einem angenommenen Jahresverbrauch eines durchschnittlichen Haushalts von 4.000 Kilowattstunden sind das 82 Euro. Dabei ist davon auszugehen, dass zumindest die Werte für Photovoltaik noch zu niedrig angesetzt wurden. In diesem Jahr rechnen die Netzbetreiber mit 8.296 Gigawattstunden Solarstromeinspeisung. PHOTON geht von über 11.000 Gigawattstunden aus, was einem Solarstromanteil am Stromverbrauch von über zwei Prozent entspricht. *ab, ak*

band der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). Der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE) arbeite gerade an einem Gesamtkonzept, und beim Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW) habe man »diese Grundfrage der System- und Marktintegration auf dem Radar«. Im BMU werden »Überlegungen zur Marktintegration der erneuerbaren Energien derzeit im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichtes überprüft«, heißt es auf Anfrage. Dieser werde durch das Kabinett voraussichtlich im nächsten Frühjahr verabschiedet. Währenddessen werden mit dem gigawattstarken Zubau der Photovoltaik Tatsachen geschaffen. *Andreas Beneking*

