

Marktdesign für eine ausreichende Versorgung mit Kraftwerksleistung und Integration der Erneuerbaren

Franz-Josef Wodopia

Nach Veröffentlichung der „Eckpunkte für die Reform des EEG“ durch BM Gabriel vom 17.1.2014 ist nun auch ein Arbeitsentwurf des BMWi für ein „Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts“ (Stand: 10.2.2014) bekannt geworden. Der Gesetzesentwurf sieht weiterhin „die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und finanzielle Förderung“ des aus erneuerbaren Energieträgern (EE) erzeugten Stroms durch die Netzbetreiber vor; am Einspeisevorrang wird also festgehalten. Gleichzeitig wird die „Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt vorangetrieben, indem die gleitende Marktprämie im Rahmen der Direktvermarktung grundsätzlich verpflichtend wird.“ Die Verbindung dieser beiden Aspekte erscheint paradox: Die Erzeuger von EE-Strom suchen sich künftig selbst einen Abnehmer für Strom, der vom Netzbetreiber ohnehin abgenommen werden muss. Kann so wirklich eine Marktintegration der EE erfolgen, und ist auf Grundlage dieses Gesetzes mit einer stets sicheren Versorgung mit Kraftwerksleistung zu rechnen? Welche weiteren Reformschritte wären angezeigt?

Die Einführung von Kapazitätsmärkten und -mechanismen wird nicht nur in der Branche diskutiert, um den absehbaren Mangel an gesicherter Kraftwerksleistung zu beheben. Häufig wird dabei Bezug auf die vorrangige Stromeinspeisung aus EE und den dadurch verursachten Absatz- und Preisrückgang genommen. Aus Sicht des Bundeskartellamts besteht aber keine Notwendigkeit für „neue Subventionstöpfe“ [1].

Ausreichende Versorgung mit Kraftwerksleistung

Aber wie können dann Steinkohlekraftwerke und Pumpspeicherwerke in Zukunft ihren Beitrag als „Partner der Energiewende“ leisten? Im Kern ist das Problem nicht neu und wird in der wissenschaftlichen Literatur schon seit einiger Zeit diskutiert. Es besteht darin, dass es seit der Liberalisierung der Strommärkte nur noch einen sog. „Energy-only“-Markt gibt, bei dem allein der Verkauf der elektrischen Arbeit (kWh) entlohnt wird, nicht aber die *vorgehaltene* elektrische Leistung (kW).

Vor der Liberalisierung war die Preisbildung administriert. So konnten einerseits die Kapitalkosten verdient werden, andererseits war die Versorgungssicherheit garantiert. Nach der Liberalisierung wurde es für konventionelle Kraftwerke je nach Brennstoff und Auslegung schwieriger, ihre Kapitalkosten zu verdienen („Missing-Money“-Problem). Eine Darstellung dieses Sachverhalts findet sich z. B. bei Clemens Kremer [2]. Dort gibt es auch Literaturhinweise auf die

häufig zitierten Autoren Crampton und Stoff sowie Erdmann.

Maßgeblich sind bei einem „Energy-only“-Markt zu jedem Zeitpunkt der Preisermittlung ausschließlich die variablen Kosten der Anbieter. Beginnend mit den niedrigsten variablen Kosten werden die einzelnen Stromangebote abgerufen. Daraus ergibt sich die sog. „Merit Order“. Das Grenzanbieter mit den höchsten variablen Kosten entscheidet bei gegebener Nachfrage darüber, welche Deckungsbeiträge die übrigen Anbieter erzielen, um ihre Kapitalkosten verdient zu können. Ob die Kosten z. B. eines Kohlekraftwerkes über dessen Laufzeit verdient werden könnten, hinge unter Marktbedingungen von den variablen Kosten der Grenzanbieter (i. d. R. Erdgaskraftwerke) ab.

Bei hoher Zwangseinspeisung von EE fallen die bisherigen „Grenzanbieter“ (zunächst Gas-, dann Steinkohlekraftwerke) heraus; der Marktpreis sinkt entsprechend und kann sogar negativ werden. Die hohe vorrangige Einspeisung von EE hat das „Missing-Money“-Problem deshalb verschärft und konventionelle Kraftwerke zurückgedrängt; die Zahl der Volllaststunden ist gesunken. Die Photovoltaik (PV)-Stromerzeugung hat zudem Tagesspitzen in Deutschland weitestgehend eliminiert und erschwert so zusätzlich, dass die Kapitalkosten von Kraftwerken einschließlich Speicherwerken verdient werden können. Eine geringere Auslastung bei niedrigeren Deckungsbeiträgen gefährdet den Fortbe-

stand konventioneller Kraftwerke – und damit ihren Beitrag zum öffentlichen Gut Versorgungssicherheit.

Lösung des „Missing-Money“-Problems liegt im Marktdesign

In der wissenschaftlichen Diskussion wurde deutlich darauf hingewiesen, dass es im Rahmen der Liberalisierung versäumt wurde, ausreichend Verantwortung für eine sichere Versorgung an Systemverantwortliche zu übertragen. Eine Lösung des derzeitigen „Missing-Money“-Problems ist also nicht nur innerhalb des EEG, sondern zunächst innerhalb des Marktdesigns zu suchen, das es seit Liberalisierung des Strommarktes gibt. In der aktuellen Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmärkten wird dieser Sachverhalt häufig unterbelichtet.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht gemäß § 1 (1) eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung“ der Allgemeinheit mit Strom und Gas vor, doch fehlt seit der Trennung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung eine Verpflichtung für die Marktteilnehmer, die *Vorhaltung von Kraftwerksleistung* zu gewährleisten. Die Übertragungsnetzbetreiber sichern Stromtransport und Netzsicherheit. Die im Rahmen der Stromnetzzugangsverordnung (Strom-NZV) auferlegten Pflichten für Bilanzkreisverantwortliche [3] stellen nur sicher, dass Entnahmen und Einspeisungen im Einklang miteinander sind.

Voraussetzung ist, dass genügend Regelenergie verfügbar ist. Bei größeren Abweichungen muss im Intraday-Handel fehlende Stromerzeugung beschafft werden. Das Vorhalten von Kraftwerksleistung wurde den Bilanzkreisverantwortlichen nicht als Verpflichtung auferlegt. Vielmehr wurde jüngst durch die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) eine Notfallreserve eingeführt. In § 1 (1) regelt diese Verordnung „das Verfahren der Beschaffung einer Netzreserve aus bestehenden Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie ... und in begründeten Ausnahmefällen aus neu zu errichtenden Anlagen zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf Grundlage von § 13b Absatz 1 Nummer 2 des Energiewirtschaftsgesetzes.“

Diese Notfallreserve kann eine marktkonforme Lösung aber nicht ersetzen. Diese müsste für eine mittel- und langfristig sichere Versorgung zusätzlich die folgenden Elemente enthalten:

- Verpflichtung der Bilanzkreisverantwortlichen, durch Kontrahierung von Kraftwerksleistung den Ausgleich von Leistungsdefiziten im eigenen Bilanzkreis auch auf lange Sicht zu jedem Zeitpunkt herbeiführen zu können.
- Um zu vermeiden, dass es durch Fehlverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen zu fehlender Leistung und anschließend zu einer Notbewirtschaftung kommt, wäre eine strikte Überwachung durch die Netzbetreiber erforderlich.
- Das Spektrum der Sanktionen müsste von Pönalen bis zu einem Entzug des Versorgungsauftrags des Bilanzkreisverantwortlichen reichen.

Es wäre dann Sache der Bilanzkreisverantwortlichen, sich einen Mix aus EE-Strom und konventionell erzeugtem Strom und gleichzeitig die für diesen Mix erforderliche gesicherte Leistung (einschließlich Speicherwerken und abschaltbarer Lasten) zu beschaffen. Es würde sich so ein Markt für Kraftwerksleistung herausbilden. Die Einführung eines solchen marktbasiereten Systems würde durch die vorhandene Notfallreserve flankiert werden. Vor Einführung von weiteren Subventionselementen sollte

dieses Konzept auf seine Praxistauglichkeit überprüft werden.

Offen bleibt, ob die Wettbewerbsintensität ausreichend wäre. Grundsätzlich sollte zunächst angenommen werden, dass auch kleinere Marktteilnehmer, insbesondere Produzenten von EE-Strom, ihren Einfluss „poolen“ können. Dieses Modell setzt die Marktintegration der EE voraus (s. u.). Ferner wäre sicherzustellen, dass Kondensationskraftwerke und Gasturbinen im Rahmen einer solchen Regelung KWK-Anlagen nicht verdrängen; denn die Energiewende ist mehr als nur eine Stromwende und sollte auch die großen Effizienzpotenziale im Wärmemarkt im Blick haben.

Marktfähigkeit der erneuerbaren Energien

Es wird von Vertretern der EE-Branche – zumindest derzeit zu Recht – bezweifelt, dass EE bei grenzkostenorientierter Preisbildung am „Energy-only“-Markt selbst unter Berücksichtigung höherer CO₂-Preise ihre Kapitalkosten am Markt zurückgewinnen könnten. Daraus darf aber nicht abgeleitet werden, dass EE gänzlich der Preisbildung am Markt entzogen werden sollten. Eine Marktintegration der EE ist alleine schon im Hinblick auf die optimale Kraftwerksallokation, d. h. im Hinblick auf die Merit Order, von Bedeutung. Die erneuerbaren Energieträger haben eine derart große Bedeutung erlangt, dass sie in eine wettbewerbliche Preisbildung einbezogen sein müssen.

Dieser Aspekt der Marktintegration ist bereits heute umsetzbar. Dies kann anhand der variablen Kosten einzelner Energieträger dargestellt werden, die der Studie „Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015“ des IER entnommen sind [4].

Bei einem angenommenen CO₂-Zertifikatspreis von 20 €/t liegen die variablen Kosten (Brennstoff- und Betriebskosten) neuer Braunkohlekraftwerke bei 35 €/MWh, die neuer Steinkohlewerke bei 46 €/MWh und die moderner Gaskraftwerke bei 73 €/MWh. Bei erneuerbaren Energieträgern bestehen die variablen Kosten praktisch nur aus den Betriebskosten. Diese betragen gemäß o. g.

Studie bei Wind 27-30 €/MWh (onshore/offshore) und bei Photovoltaik 36-42 €/MWh (freie Fläche/Dach). Bei dem genannten CO₂-Preis würden Windkraftwerke geringere variable Kosten ausweisen als fossile Kraftwerke und in der Merit Order auch ohne Zwangseinspeisung zuerst zum Zug kommen. Photovoltaikanlagen würden zwischen Braun- und Steinkohle anzusiedeln sein. Bei einem derzeitigen CO₂-Preis von gut 6 €/t CO₂ liegen die variablen Kosten neuer Braunkohlekraftwerke allerdings nur bei 22 €/MWh, die neuer Steinkohlekraftwerke bei 36 €/MWh.

Windkraftwerke könnten dann immer noch marktkonform eingesetzt werden, Photovoltaikanlagen dagegen nicht. Bei veränderter Preissituation dürften aber auch Photovoltaikanlagen mittelfristig in die Konkurrenz mit Gaskraftwerken eintreten. Zumindest bei Dachanlagen wäre auch vorstellbar, im Rahmen des Bestandsschutzes mit einer Einmalzahlung der abgezinsten Ansprüche den Einbau von Wärmespeichern oder Batterien zu fördern und diese Anlagen so aus der Vermarktung zu nehmen.

Ist eine Vollkostendeckung für Erneuerbare möglich?

Davon zu trennen ist die Frage, ob eine Vollkostendeckung möglich ist. Hierzu ist aus heutiger Sicht für einige erneuerbare Energieträger noch eine zweite Säule in Form von Marktprämien oder Investitionskostenzuschüssen erforderlich. Die Situation moderner Windkraftwerke ist dagegen nicht anders als die moderner Steinkohlekraftwerke. Letztere könnten allerdings gemäß obigem Vorschlag auch gesicherte Kraftwerksleistung anbieten. Dies ist Windkraftwerken nur bedingt möglich. Deshalb werden auch sie auf Sicht noch auf eine zweite Säule zur Deckung ihrer Kapitalkosten angewiesen sein.

Unter der Annahme, dass ein zu 100 % auf EE und Stromspeicher gestütztes System Bestand haben könnte, wäre zu klären, inwiefern hier ohne Einspeisevorrang nicht nur eine optimale Allokation der Kraftwerke, sondern auch eine Kapitalkostendeckung möglich wäre. Benchmark für den EE-Strom wäre dann – nach Vollendung des Binnenmarktes für Elektrizität – der europäische

Strompreis in den jeweiligen Handelssegmenten.

Die Flexibilität der EE in einem „Energy-only“-Markt könnte in einer solchen Situation erheblich gesteigert werden, wenn wettbewerbsrechtliche Vorbehalte gegenüber Aufschlägen („Markups“) auf Grenzkostenpreise ausgeräumt würden, die zu Beginn der Liberalisierung noch bedeutsam waren.

Seinerzeit wurde nämlich noch vermutet, dass marktbeherrschende Unternehmen ihre Marktmacht dadurch ausnutzen könnten, dass sie missbräuchlich kostenfrei zugewiesene CO₂-Zertifikate einpreisen oder Kapazitäten bewusst dem Markt vorenthalten würden, um höhere Strompreise durchzusetzen. Die Grenzkostenpreisbildung wurde so unter zeitspezifischen Marktbedingungen zum allgemeinen wettbewerbsrechtlichen Maßstab für den Strommarkt.

Die Beschlussabteilung des Bundeskartellamts ging seinerzeit davon aus, dass Betreiber von Gas- und Steinkohlekraftwerken selbst ohne Berücksichtigung von Opportunitätskosten der kostenfrei zugewiesenen CO₂-Zertifikate positive Margen erzielen konnten und durchaus erwarteten, „dass die zukünftig erzielbaren Preise eine Amortisation von Investitionen in Erzeugungskapazitäten erlauben“ [5].

Zu dieser Einschätzung könnte man heute nicht mehr gelangen. Die Verbesserung der Marktcompatibilität der EE kann an folgender Feststellung des Bundeskartellamts zu Aufschlägen, die zu Preisen jenseits der Grenzkosten eines Kraftwerks führen, ansetzen [6]:

„Über Einzelaspekte einer sachgerechten Grenzkostenbildung hinaus stellt sich grundsätzlich die Frage nach der kartellrechtlichen Beurteilung sog. Markups (Aufschlägen, die zu einem Day-Ahead-Angebotspreis jenseits der Grenzkosten einer Erzeugungseinheit führen). ... Die Beschlussabteilung geht im Ergebnis davon aus, dass es bei Zugrundelegung des geltenden Auktionsmechanismus und der gegebenen Marktverhältnisse den Normadressaten der §§ 19, 29 GWB, Art. 102 AEUV (nur marktbeherrschende Unternehmen)

grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn, das Unternehmen weist nach, dass ein entsprechender Markup erforderlich ist, um seine – bezogen auf das gesamte Kraftwerkportfolio – totalen Durchschnittskosten zu erwirtschaften.“

Höhe der vermiedenen Brennstoffkosten als Markup

Insofern ist das Prinzip der Grenzkostenpreisbildung nicht für alle Marktteilnehmer vorgegeben, und die Anbieter von EE-Strom könnten gemäß dieser Auffassung durchaus Aufschläge auf ihre Grenzkosten (hier Betriebskosten) zur Deckung der totalen Durchschnittskosten eines Kraftwerkportfolios realisieren. Aus ökonomischer Sicht käme als Markup ein Ansatz in Höhe der vermiedenen Brennstoffkosten in Frage. EE-Strom würde sich dann etwa an den Grenzkosten eines modernen Steinkohlekraftwerks orientieren, wobei mittelfristig ein Anstieg der Brennstoffkosten zu unterstellen wäre.

Es müsste sich dann erweisen, ob die Erlöse aus der Direktvermarktung weiterhin durch Investitionskostenzuschüsse zu ergänzen wären, die dann auf dem Wege der Ausschreibung ebenfalls marktkonform ermittelt werden könnten. Eine Vermarktung des EE-Stroms zu vermiedenen variablen Kosten fossil befeuerter Kraftwerke hätte gegenüber dem Einspeisevorrang zugleich den Vorteil, dass das Strompreinsniveau nicht mehr durch EE-Strom nach unten gedrückt und die Differenzkosten der EE zum Marktpreis dadurch nicht künstlich erhöht würden. Die EEG-Umlage könnte allein dadurch sinken.

Einem Verzicht auf den Einspeisevorrang dürfte seitens der Produzenten von EE-Strom insofern mit Skepsis begegnet werden, als sie befürchten könnten, trotz Verfügbarkeit von Wind und Sonne nicht mehr an der Kapazitätsgrenze produzieren zu können oder dass Direktvermarkter ausfallen könnten. Allerdings wird für das letztgenannte Problem im Rahmen der Eckpunkte für die Reform des EEG des BMWi vom 17.1.2014 und im oben zitierten Gesetzesentwurf schon eine Lösung in Form einer „Ausfallvermarktung“ vorgesehen.

Würden EE bei Verzicht auf den Einspeisevorrang nicht mehr an der Kapazitätsgrenze produzieren, müsste für Bestandsanlagen zum Ausgleich eine ausreichend bemessene Marktprämie vorgesehen werden. Diesen zusätzlichen Vergütungen würden Ersparnisse im Rahmen des vorgeschlagenen Modells gegenüberstehen: Ohne Zwangseinspeisung würde der Strompreis rein grenzkostenorientiert gebildet und höher liegen als heute. Die EEG-Umlage würde dadurch sinken. Für Neuanlagen hätte eine Ausschreibung der Kapazitäten von EE-Anlagen zu erfolgen. Hierbei hätten die Teilnehmer an der Ausschreibung die am Markt tatsächlich zu erzielenden Deckungsbeiträge zu berücksichtigen, so dass eine Vollkostendeckung oder ein Gewinn je nach individueller Wirtschaftlichkeit der Anlagenbetreiber ebenfalls möglich wäre.

Anmerkungen

[1] So Bundeskartellamtspräsident Andreas Mundt im Handelsblatt vom 4.2.2014.

[2] Kremer, C.: Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung. In: „et“, 63. Jg. (2013), Heft 1/2, S. 40-44.

[3] Entsprechend der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) umfassen Bilanzkreise all diejenigen Stromkunden bzw. Stromzähler, die von einem Energieversorgungsunternehmen beliefert werden. Ein Bilanzkreisverantwortlicher sorgt dafür, dass zu jeder Messperiode von einer Viertelstunde die Summe aller Entnahmen und Einspeisungen innerhalb seines Bilanzkreises ausgeglichen ist.

[4] Voß, A. et al., Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER): Arbeitsbericht Nr. 8/2010.

[5] Bundeskartellamt: Sektoruntersuchung Stromerzeugung – Stromgroßhandel, Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Januar 2011, Zusammenfassung, S. 19.

[6] Ebenda, S. 15-16.

*Prof. Dr. F.-J. Wodopia, geschäftsführendes
Vorstandsmitglied und HGE, Gesamtverband
Steinkohle e. V., Herne
Franz-Josef.Wodopia@gvst.de*