

Stellungnahme zum Grünbuch “Ein Strommarkt für die Energiewende“

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Perspektiven der Biomasseverstromung aus Sicht des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“

Stellungnahme im Rahmen des BMWi-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekträger:



Programmbegleitung:



Gemeinsame Stellungnahme unter Koordination von

Martin Dotzauer⁵, Volker Lenz⁵, Daniela Thrän^{5, 10}

(martin.dotzauer@dbfz.de, volker.lenz@dbfz.de, daniela.thraen@ufz.de)

Autoren:

Karin Arnold³¹, Frank Baur¹⁵, Steffen Beckert²⁹, Albrecht Bemmann²⁶, Raimund Brotsack¹⁹, Martin Dotzauer⁵, Ludger Eltrop¹³, Burkhardt Faßbauer⁸, Dirk Filzek³, Matthias Gaderer²⁵, Roger Gläser²⁹, Rainer Gottschalk²⁰, Johan Grope¹², Ernst Haile²¹, Bernd Hirschl¹⁴, Carsten Hoyer-Klick⁶, Frank Huckschlag²², Karin Jobst⁸, Thilo Lehmann¹⁷, Volker Lenz⁵, Christian Leuchtweis², Karin Naumann⁵, Michael Nelles^{5, 27}, Yves Noel¹⁸, Julia Obermaier³⁰, Hans Oechsner²⁸, Witold-Roger Pogonietz¹⁶, Peter Ritter³, Frank Scholwin¹¹, Werner Siemers⁴, Matthias Sonnleitner²⁴, Daniela Thrän^{5, 10}, Michael Tietze⁹, Marcus Trommler⁵, Friedrich v. Ploetz²³, Uwe Welteke-Fabircius³, Bernhard Wern¹⁵, Christof Wetter⁷, Nicole Wilde²⁹, Wolfgang Wimmer¹, Martin Zeymer⁵, Tobias Zschunke¹¹

Einrichtungen:

- ¹ Biomassehof Achenal GmbH & Co.KG
- ² Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.
- ³ CUBE Engineering GmbH
- ⁴ CUTEC Institut GmbH
- ⁵ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
- ⁶ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
- ⁷ Fachhochschule Münster
- ⁸ Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS
- ⁹ Großmann Ingenieur Consult GmbH
- ¹⁰ Helmholtzzentrum für Umweltforschung (UFZ) GmbH
- ¹¹ Hochschule Zittau/Görlitz
- ¹² Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie
- ¹³ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
- ¹⁴ Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH, gemeinnützig
- ¹⁵ Institut für Zukunftsenergiesysteme
- ¹⁶ Karlsruhe Institut für Technologie, ITAS
- ¹⁷ Lehmann UMT GmbH
- ¹⁸ Lehr- und Forschungsgebiet Technologie der Energierohstoffe RWTH Aachen
- ¹⁹ MicroPyros GmbH
- ²⁰ Powerfarm Holding GmbH
- ²¹ PROLiGNIS Energie Consulting GmbH
- ²² SEEGER ENGINEERING AG
- ²³ Suncoal
- ²⁴ Technische Hochschule Ingolstadt Institut für neue Energie-Systeme
- ²⁵ Technische Universität München
- ²⁶ Technische Universität Dresden
- ²⁷ Universität Rostock
- ²⁸ Universität Hohenheim
- ²⁹ Universität Leipzig
- ³⁰ UTS Biogastechnik GmbH
- ³¹ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	5
2.	Stand der Stromerzeugung aus Biomasse	6
3.	Die Alternativen für den Strommarkt von Morgen und seine Auswirkungen auf flexible Stromerzeugungsanlagen	7
4.	Stellungnahme zu ausgewählten Kapiteln des Grünbuchs	8
	Stellungnahme Kapitel 3.2 „Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen“, Seite 18 f.	8
	Stellungnahme Kapitel 5.1 „Stromnetze ausbauen“, Seite 27, Absatz 4	8
	Stellungnahme Kapitel 5.3 „Systemdienstleistungen mit weniger Mindestenerzeugung bereitstellen“	9
	Stellungnahme Kapitel 7: Die europäische Kooperation intensivieren.	9
	Stellungnahme Kapitel 8.2. „Das Emissionshandelssystem reformieren“	10
5.	Ergänzungsvorschläge zum Grünbuch	10
5.1.	Vorschlag „Intelligente Integration des zunehmenden Eigenverbrauchs“	10
5.2.	Vorschlag „Möglichkeiten für raumbezogene Mischvermarktung schaffen“	11

1. Einleitung

Das Grünbuch zum Strommarktdesign des BMWi bildet die Grundlage eines mehrstufigen Prozesses zur Neuordnung des Strommarktdesigns. Die große Herausforderung des künftigen Strommarktes besteht demnach darin, auch in Zukunft umweltverträglich und kosteneffizient ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Im Rahmen der Strommarktneuordnung soll geklärt werden, ob die Weiterentwicklung des heutigen „Energy-Only“-Strommarktes, in Form des strukturierten Börsenstromhandels, ausreicht oder ob ein so genannter Kapazitätsmarkt notwendig ist, um langfristig die bilanzielle Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die zentrale Rolle des „Energy-Only“-Strommarktes lässt sich dabei auf die Aspekte „Vorhaltefunktion“ und „Einsatzfunktion“ fokussieren, die dafür Sorge tragen, dass auch langfristig bei steigenden Anteilen von Wind- und Sonnenenergie Erzeugung und Verbrauch jederzeit synchronisiert werden. Das Grünbuch zielt dabei in unterschiedlicher Weise auf diese beiden Funktionen ab. Marktinstrumente, die auf die kurzfristige Versorgungssicherheit abzielen, zum Beispiel in Form von Systemdienstleistungen wie Regelleistung, sind in Abgrenzung zum Strommengenmarkt nicht Gegenstand dieser Debatte.

Grob gliedert sich das Grünbuch in die Darstellung so genannter „Sowieso-Maßnahmen“, die vor allem die Einsatzfunktion adressieren und eine Anpassung bei der Bilanzkreisbewirtschaftung, dem Netzausbau und der Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte ansetzt. Die Fragen der Vorhaltefunktion werden in einer Grundsatzfrage formuliert, die sich zwischen den beiden Varianten „Strommarkt 2.0“ und der Option zusätzlicher Kapazitätsmärkte bewegt.

Zusätzliche Kapazitätsmärkte im engeren Sinne sind beispielsweise die aktuell diskutierten Entwürfe zu umfassenden, fokussierten oder dezentralen Kapazitätsmärkten¹, die neu zu schaffenden Marktsegmente notwendig machen würden. Kapazitätsmechanismen im weiteren Sinne sind Instrumente wie die Strategische Reserve, ein modifizierter Regelleistungsmarkt oder implizite Kapazitätzahlungen wie die KWK-Förderung oder die Flexibilitätsprämie.

Nach der Konsultation des Grünbuchs soll der gesetzgeberische Prozess als nächstes durch das Weißbuch zum Strommarktdesign fortgeführt werden, für das von Mai bis September 2015 ebenfalls eine Konsultationsphase angesetzt ist. Der Gesetzgebungsprozess folgt anschließend und wird in den verschiedenen Regelungsbereichen zu Anpassungen führen.

Die nachfolgende Stellungnahme beschreibt aus Sicht der Autoren den notwendigen Änderungsbedarf, der sich vor allem auf die Rolle der energetischen Biomassenutzung bezieht. Es wurde dabei großer Wert darauf gelegt, die Biomasseverstromung nicht isoliert zu betrachten, sondern vor allem vorrausschauend zu beurteilen, unter welchen Rahmenbedingungen Flexibilitätsoptionen im Allgemeinen ihren Systembeitrag bei steigenden Anteilen (fluktuierender) Erneuerbarer Energien optimal entfalten können. Dabei ist es von besonderer Bedeutung, dass das zukünftige Strommarktdesign auf die Notwendigkeit von Flexibilitätsoptionen, zu denen auch die Bioenergie als speicherbare und steuerbare erneuerbare Energie zählt, abgestimmt wird, um die Energiewende möglichst effizient umsetzen zu können.

¹ Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen, Energy Brainpool, 2013

2. Stand der Stromerzeugung aus Biomasse

Bioenergie trug in den letzten Jahren bereits einen beachtlichen Teil zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2013 ca. 25,3 %². Davon betrug der Anteil der Bioenergie, die im Rahmen des EEG vergütet wurde, 24,1 %. Bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch hatte Bioenergie im Jahr 2013 einen Anteil von 6,1 % bzw. 47,3 TWh_{el}. Damit liegt Strom aus Biomasse an zweiter Stelle der Erneuerbaren Energien hinter Windenergie an Land. Neben Strom wurden in den Bioenergieanlagen in Kraft-Wärme-Kopplung auch ca. 17,5 TWh_{th} erneuerbare Wärme bereitgestellt.

Die gegenwärtig installierten ca. 9.500 Bioenergieanlagen weisen über alle Sektoren eine enorme Spannweite bei der Anlagengröße auf. Die kleinsten Anlagen haben eine Anlagengröße von 3 kW_{el} und die größten, durch das EEG geförderten, eine Anlagengröße von 20 MW_{el}. Bioenergieanlagen stellen dezentral Strom und Wärme bereit³. Die Akteursvielfalt der Bioenergiebranche ist durch die Bandbreite der verschiedenen Anlagenkonzepte sehr groß.

Der Wechsel in die seit dem EEG 2012 eingeführte freiwillige Direktvermarktung haben zum Ende des Jahres 2014 bereits 82 % aller Bestandsanlagen vollzogen, womit 4,5 GW_{el} überwiegend nach dem Marktprämienmodell vermarktet werden

Da Bioenergie speicherbar und wetterunabhängig ist, kann sie flexibel bereitgestellt werden. Damit können Angebotslücken aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien ausgeglichen werden. Für eine flexible Bereitstellung von Strom haben sich mittlerweile über 2.500 Biogasanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 1,25 GW_{el} bei der Bundesnetzagentur für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie angemeldet (Stand 12/2014).

Der Ausbau der Biomasseverstromungskapazitäten erfolgte seit dem Jahr 2000 stetig und wurde bereits mit dem novellierten EEG 2012 verlangsamt. Ende 2014 waren ca. 5.800 MW_{el} Leistung installiert (inkl. Anlagenerweiterungen). Zusätzlich werden 124 MW elektrische Leistung von nicht originären EEG-Anlagen vergütet. Der Zubau an Neuanlagen ist in letzter Zeit deutlich rückläufig. Im Festbrennstoffsektor konzentrierte sich der mengenmäßige Anlagenzubau seit der EEG-Novellierung 2012 auf Holzvergaseranlagen im kleineren Leistungsbereich, während bedeutende Anteile des Leistungszuwachses weiterhin von wenigen Einzelanlagen im hohen Leistungsbereich getragen wurden².

Fraglich scheint, ob die im Grünbuch als Grundlage angenommenen Ausbauziele der Erneuerbaren im Allgemeinen und der Biomasse im Speziellen unter Fortschreibung der derzeitigen Rahmenbedingungen überhaupt erreichbar sind. Darüber hinaus sind seit Inkrafttreten des EEG 2012 Neuanlagen, die Pflanzenöl einsetzen, nicht mehr förderfähig.

Durch die auf 20 Jahre festgeschriebene Vergütung und die aktuell nicht preisdeckenden Fördersätze für Neuanlagen würden unter Fortschreibung der aktuellen Förderbedingungen ab dem Jahr 2021 zunehmend Bioenergieanlagen aus dem Vergütungsregime des EEG herausfallen. Bisher ist nicht ersichtlich, dass diese Anlagen ohne feste Einspeisevergütung weiterbetrieben werden können und das Potenzial an flexibler regenerativer Anlagenleistung erhalten bleibt

² Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), 2015

³ Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse) - Zwischenbericht, DBFZ, 2014

3. Die Alternativen für den Strommarkt von Morgen und seine Auswirkungen auf flexible Stromerzeugungsanlagen

Von zentraler Bedeutung im Prozess zu einem neuen Strommarktdesign ist die Frage, ob zusätzlich zur bereits etablierten Reservekraftwerksverordnung und den geplanten „sowieso-Maßnahmen“ zum Aufbau einer strategischen Reserve ein zusätzlicher Kapazitätsmarkt notwendig ist, um die bilanzielle Versorgungssicherheit abzusichern.

Die Motivation für einen Kapazitätsmarkt beruht auf zwei Hypothesen. Zum einen wird unterstellt, dass auch ein weiterentwickelter „Energy-Only-Markt“ 2.0 (EOM) keine ausreichende Refinanzierung für notwendige Spitzenlastkraftwerke ermöglicht. Zum anderen wird angenommen, dass der EOM in seiner jetzigen Form keine ausreichende Elastizität der Nachfrageseite gewährleistet. Ob zukünftig Kapazitätsmärkte zusätzlich zum EOM sinnvoll sind, lässt sich aus modelltheoretischen Überlegungen in Bezug auf das Energiesystem wie folgt beantworten:

Ein EOM 2.0 setzt im Wesentlichen darauf, dass Angebot und Nachfrage möglichst direkt zur Preisbildung führen und so eine optimale Faktorallokation gewährleisten wird. Kapazitätsmärkte würden hingegen zusätzliche Kraftwerksleistung an den Markt bringen, bzw. alte gesicherte aber unflexible Kraftwerkskapazitäten im Markt halten, was die Preisbildung und -signale verzerren kann. Potentiell auftretende Preisspitzen durch die zunehmende fEE-Einspeisung würde ein Kapazitätsmarkt künstlich kappen. Ausreichende Preisvolatilität ist zukünftig aber die Voraussetzung dafür die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen zielgerichtet am Markt anzureizen. Heute sind viele Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke, wegen der aktuell geringen Preisvolatilität nicht wirtschaftlich zu betreiben. Es wird daher immer wichtiger, für die technisch notwendigen Flexibilitätsoptionen ein Marktumfeld zu schaffen in dem sich diese bedarfsgerecht entwickeln können. Eine „künstliche“ Kappung von positiven Preisspitzen im Zuge eines Kapazitätsmarktes würde Flexibilitätsoptionen weniger in Wert setzen als es aus der Relation von Angebot und Nachfrage der Fall ist. Es ist weiterhin zu befürchten, dass neben den beschriebenen Fehlallokationen, der Kapazitätsmarkt weitere Kosten nach sich zieht den dessen volkswirtschaftlichen Nutzen übersteigen.

Ob im Zuge der gesetzlich geplanten Abschaltung nuklearer als auch die marktgetriebene Stilllegung fossiler Kapazitäten die finanziellen Anreize vom EOM ausreichen, um versorgungsrelevante Kapazitäten zu errichten ist eine betriebswirtschaftliche Entscheidung unter Unsicherheit. Die Versorgungssicherheit sollte aber nicht auf die Erzeugerseite reduziert werden. So anstelle von gesicherter Leistung auch durch Flexibilitätsoptionen auf der Netz- und Nachfrageseite ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage sichergestellt werden. Ein einseitig auf Erzeugungskapazitäten fokussierter Kapazitätsmarkt, scheint daher zu kurz gegriffen und kann wie oben dargestellt eher zur Verzögerung oder Verhinderung innovativer Ansätze und so zu einem gesamtgesellschaftlich suboptimalen Energieversorgungssystem führen.

Um die Versorgungssicherheit zu möglichst geringen Kosten zu realisieren, sollte es daher das Ziel sein, Knappheitspreise zuzulassen, die die notwendige Transformation im Erzeugungspark von der Grund- zur Spitzenlast, als auch nachfrageseitige Elastizität durch Maßnahmen wie das Demand Side Management unterstützen.

Darüber hinaus gibt es mit den beiden in der Energiewirtschaft entwickelten Konzepten „Smart Grids“ und „Smart Markets“ weitere Ansatzpunkte, um die Herausforderungen einer zuverlässigen Energieversorgung mit hohen Anteilen von EE im Stromsektor intelligent abzusichern.

Trotz einer klaren Präferenz für einen EOM ohne einen expliziten Kapazitätsmarkt, sollte neben einem kosteneffizienten Marktdesign auch die dynamische Effizienz und damit die Innovationstätigkeit sicher gestellt sein. Dazu sollte auch weiterhin eine über die Forschungsförderung hinaus gesonderte Förderung von Technologien möglich bleiben, die noch vor der Marktdurchdringung stehen, Entwicklungspotenzial aufweisen oder nicht im Marktpreis enthaltene positive externe Effekte ausüben. Gleichzeitig wird damit eine Diversifikation von Erzeugungs- und Flexibilisierungsoptionen ermöglicht, was durch reine Marktmechanismen nicht erreichbar ist. Eine technologiespezifische Förderung ist somit sinnvoll, um gezielt die Technologieentwicklung zu steuern und damit langfristig die Gesamtsystemkosten unter Einhaltung der Klima- und Umweltschutzziele zu minimieren.

Es ist daher davon auszugehen, dass der EOM durch flankierende Maßnahmen und die Abwesenheit preisverzerrender Kapazitätsmärkte seine Anreizfunktion für innovative und zukunftsfähige Lösungsansätze entfalten kann. Nur so können Technologien und Betriebsführungsstrategien etabliert werden, die ein Versorgungssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien möglich machen.

4. Stellungnahme zu ausgewählten Kapiteln des Grünbuchs

Stellungnahme Kapitel 3 „Beispiel für verstärkte Marktpreissignale: Direktvermarktung erneuerbarer Energien“, Seite 19, Absatz 5

Auszug Grünbuch: *„Biomasseanlagen haben mit der Flexibilitätsprämie einen Anreiz, ihre Anlagen flexibel auszuliegen und zukünftig vor allem bei hohen Strompreisen einzuspeisen.“*

Bisher können nur Biogasanlagen die Flexibilitätsprämie im Rahmen der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie beanspruchen. Der fehlende Anreiz für Anlagen zur Nutzung flüssiger und fester Brennstoffe, führt dazu, dass bestehende Flexibilisierungspotentiale in diesen Bereichen nicht erschlossen werden. Die Flexibilitätsprämie sollte auf die Stromerzeugung aus flüssiger und fester Biomasse ausgeweitet werden, dabei kann der bisherige Deckel der Flexibilitätsprämie im EEG 2014 von 1.350 MW_{el} zusätzlich installierter Leistung auf alle drei Sektoren angewendet werden. Diese gezielte Förderung kann die notwendigen technologischen Entwicklungen in flexible Erzeugungstechnologien beschleunigen und bestehende Potenziale heben sowie langfristig die durch das Fördersystem bedingte Mindesterzeugung aus Biomasseanlagen reduzieren.

Stellungnahme Kapitel 5.1 „Stromnetze ausbauen“, Seite 27, Absatz 4

Auszug Grünbuch *„Es soll deshalb zulässig sein, bei der Netzplanung auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene eine Spitzenkappung von maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugbaren Jahresenergie zu berücksichtigen.“*

Hierzu ist anzumerken, dass steuerbare Erzeugungsanlagen (z. B. flexible Biogas,- oder Biomethan⁴ BHKW), neben der Abregelung von Einspeisespitzen fluktuierender erneuerbarer Leistung, die Möglichkeit eines netzdienlichen Betriebs erhalten sollten. So kann bei der Umsetzung der

⁴ Biomethan ist hier im weiteren Sinne aufzufassen und beinhaltet Erdgassubstitute die aus erneuerbaren Primärquellen stammen, dabei sollten sowohl biogene, thermochemische als auch elektrokatalytische Prozesswege (z. B. Bio-SNG) berücksichtigt werden.

„Kapazitätsampel“⁵ schon bei der Netzplanung die Steuerbarkeit von flexiblen Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden. Damit ließe sich ein proaktives Einspeisemanagement (paEinsMan) realisieren. Beim paEinsMan wird prognostisch zwischen den Verteilnetzbetreibern und Direktvermarktern eine Einspeisebegrenzung unter Berücksichtigung der entstehenden Opportunitätskosten vereinbart, die in netzkritischen Zeiträumen von vornherein den Einsatz flexibler Anlagen ausschließt und so unproduktive Abregelungen vermeidet. Damit könnte weiterhin dazu beitragen werden, dass auch die Abregelung von PV- und Windkraftanlagen aufgrund von Netzengpässen verringert wird. Die Umsetzung solcher intelligenter Netzbewirtschaftungsmaßnahmen, scheitert heute noch an der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die es den Netzbetreibern nicht ermöglicht, auch dieses Instrument als möglicherweise preisgünstigere Alternative gegenüber dem physischen Netzausbau zu nutzen. Die regulatorischen Anpassungen der ARegV sollten daher stärker für intelligente Netzbewirtschaftungsansätze geöffnet werden, um Netzstabilität und Netzauslastung zu volkswirtschaftlich optimalen Kosten / Nutzen-Relationen anzureizen.

Stellungnahme Kapitel 5.3 „Systemdienstleistungen mit weniger Mindestenergieerzeugung bereitstellen“, Seite 30, Absatz 4 Pkt. 1 „Frequenzstabilität“ b)

Auszug Grünbuch: „Es ist zu klären, inwieweit die bisher aus den rotierenden Massen der Generatoren erbrachte Momentanreserve durch Energiespeicher oder Photovoltaik-Anlagen mit Umrichtern ersetzt werden kann.“

Hierzu ist anzumerken, dass die heute in Biomasseanlagen zur Stromerzeugung eingesetzten Drehstrom-Generatoren (biogene Festbrennstoff-Heizkraftwerke, Biogas-, Biomethan-, und Pflanzenölblokheizkraftwerke), überwiegend als Synchrongeneratoren ausgeführt sind, die mit Bezug auf mittlere und große KWK-Anlagen grundsätzlich ebenfalls Momentanreserve in Form rotierender Massen bereitstellen könnten. Die Menge erbringbarer Momentanreserve kann unter Berücksichtigung der installierten Synchrongeneratoren und dem Gleichzeitigkeitsfaktor der Anlagen, als Ergebnis unvermeidbarer aber vorübergehender Stillstandszeiten gegebenen Falls genauer bestimmt werden.

Stellungnahme Kapitel 7: Die europäische Kooperation intensivieren.

Um das sich in Deutschland entwickelnde dezentrale Energiesystemdesign friktionslos in ein europäisches Verbundsystem mit weiterhin stark zentralistischen Präferenzen eingliedern zu können, müssen weitere Anstrengungen unternommen werden. Die angestrebten Synergieeffekte eines gemeinsamen Verbundsystems sind nur bei einer konzertierten und harmonischen Neuausrichtung im Rahmen einer transnationalen Reform der Energiesysteme vollumfänglich erschließbar. Ohne den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in den europäischen Nachbarländern in vergleichbarem Umfang wie in Deutschland, kann durch den europäischen Strommarkt weiterhin auf konventionelle Kraftwerkskapazität im Ausland zugegriffen werden und Flexibilitätsoptionen werden weniger stark angereizt.

⁵ BNetzA, „Smart Grids“ und „Smart Markets“ Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, 2011

Stellungnahme Kapitel 8.2. „Das Emissionshandelssystem reformieren“

Es scheint fraglich, ob eine Reduktion um 900 Millionen Tonnen der, wie verschiedene Quellen schätzen 2,6 Milliarden überschüssigen Emissionszertifikate, einen ausreichenden Einfluss auf den Marktpreis hätte⁶. Die bereits lang anhaltende und fortwährende wirtschaftliche Stagnation in weiten Teilen Europas lässt eine dauerhaft verringerte Nachfrage nach Energie und damit Emissionszertifikaten erwarten. Die Handelspreise müssten sich nach Expertenmeinungen aber mindestens verdreifachen⁷, um einen effektiven Beitrag zum Klimaschutz zu erbringen. Gleichzeitig finden die Vorschläge zur dauerhaften Reduktion des zugeteilten Kontingents an Zertifikaten keinen Eingang in das ETS. So werden die Zertifikate des Energiesektors um das Äquivalent der Emissionseinsparungen infolge des Ausbaus regenerativer Energien nicht aus dem Markt genommen, noch werden die per Backloading temporär aus dem Markt entnommenen Zertifikate langfristig still gelegt, womit lediglich eine zeitliche Verschiebung des Problems erzielt wird.

5. Ergänzungsvorschläge zum Grünbuch

5.1. Vorschlag „Intelligente Integration des zunehmenden Eigenverbrauchs“

Der durch sinkende Einspeisevergütungen und fortwährende Kostendegression zunehmend attraktive Eigenverbrauch von erneuerbarem Strom sollte nicht künstlich eingeschränkt, sondern unter systemdienlichen Aspekten reguliert werden.

Der oben beschriebenen Zusammenhänge zwischen Preisvolatilität und Reaktionen der Marktakteure, kann durch die intelligente Strukturierung des Eigenverbrauchs schon auf der Stufe des Prosumenten⁸ realisiert werden. Wenn Prosumenten aus intrinsischen Motiven ihre Erzeugung und ihren Verbrauch ausbalancieren, resultieren für das übergeordnete System geringere Lastschwankungen. Der insgesamt notwendige Umfang für Flexibilitätsoptionen als auch der Bedarf für den Netzausbau könnten so reduziert werden. Anstelle der EEG-Eigenverbrauchsumlage ist eine Neuregelung der Netzentgeltberechnung zu prüfen, da die so genannte „Entsolidarisierung“ vor allem die Netzinfrastruktur adressiert.

Anschlussnehmer sollten daher, gleich ob sie Erzeuger, Verbraucher oder Prosumenten sind, stärker als bisher für dienstleistungsbezogene Aspekte des Netzanschlusses belastet werden. Denkbar wäre eine Ausweitung der leistungsbezogenen Entgelte für Entnahme und Einspeisung sowie eine Einführung solcher Preissysteme für bisher nicht leistungsgemessene Kunden.

Der perspektivisch zunehmende Einsatz von Smart Metern und Energiemanagementsystemen bei Prosumenten würde hierfür bereits die technischen Voraussetzungen schaffen. Der Energiewendebedingte Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur wird zum überwiegenden Teil kapitalgebundene Kosten bei den Netzbetreibern verursachen⁹ und legt daher diese Vorgehensweise ebenfalls nahe.

⁶ Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende, Agora Energiewende, 2015

⁷ Euro-CASE Policy Position Paper - Reform Options for the European Emissions Trading System (EU ETS), Euro-CASE, 2014

⁸ Der Begriff „Prosument“ bezeichnet einen Verbraucher (also Konsumenten), der gleichzeitig Produzent ist.

⁹ Stellungnahme zur Entwicklung der Netznutzungsentgelte und Analyse der Kostentreiber, BET Aachen, 2015

5.2. Vorschlag „Möglichkeiten für raumbezogene Mischvermarktung schaffen“

Die mit der Umstrukturierung des Stromsystems einhergehende Tendenz zur Dezentralisierung und sinkenden Durchschnittsgröße der Erzeugungsanlagen vergrößert den Bedarf, Anlagen sowohl technisch als auch vermarktungsseitig zu bündeln. Es sollten deshalb Möglichkeiten geschaffen werden, die es in Ergänzung zur einheitlichen Preiszone in Form des EOM erlaubt, räumlich definierte Mischvermarktungsmodelle umzusetzen.

Mischvermarktungsmodelle umfassen idealer Weise eine anteilige Regionalvermarktung von Erneuerbarem Strom und einem EOM-bezogenen Austausch zum Ausgleich von Produktionsüberschüssen oder Deckungslücken. Die Aggregation von Verbrauch und Erzeugung in einem räumlichen Kontext erfordert eine neue Marktrolle, damit der Aggregator im Kontext der Markttrollendefinition beschrieben und dessen Funktion in bestehende Marktstrukturen integriert werden kann.

Hauptaufgabe eines Aggregators ist die Vernetzung von einzelnen Erzeugungsanlagen und Entnahmestellen sowie deren koordinierte Bewirtschaftung. Die Bewirtschaftung von fragmentierten Flexibilitätspotentialen kann durch die beschriebene Bündelung einen Mehrwert für die teilnehmenden Akteure als auch für den Aggregator erzeugen. Basis dafür ist die Bündelung von Potentialen die über eine bestehende gemeinsame Infrastruktur vernetzt sind und so Synergieeffekte innerhalb des Bezugssystems und über dieser Ebene hinaus generieren können.

Im Unterschied zu einem virtuellen Kraftwerk, das nicht zwingend auf einen räumlichen Bezug der angeschlossenen Elemente angewiesen ist, sind die vom Aggregator vernetzten Anlagen räumlich einem definierten Netzgebiet zuzuordnen, um Arbeit sowie Leistung gebündelt anbieten zu können und darüber hinaus auch die beteiligte Netzinfrastruktur einzubeziehen.

Die Vorteile der räumlichen Aggregation begründen sich in der lokalen Zusammenfassung von Angebot und Nachfrage und dem dort erzielbaren Ausgleichsmöglichkeiten innerhalb der Aggregationsebene, sodass nur noch ein Restbedarf an Ausgleichsarbeit oder Systemdienstleistungen mit den vorgelagerten Netz- als auch Marktebenen ausgetauscht werden muss. Diese Mischvermarktung soll explizit nicht im Widerspruch zur wettbewerblich einheitlichen Preiszone stehen, sondern in Anlehnung zum zellulären Ansatz des VDE¹⁰ oder dem bne-Flexmarkt¹¹ diese vielmehr um die räumliche Ebene selbstbilanzierender Zellen ergänzen und damit inhärent systemstabilisierend wirken. Damit lassen sich vor allem die Herausforderungen der zunehmenden Lastdynamisierung in den Verteilnetzen optimal adressieren.

In Verknüpfung zu den oben genannten Vorschlägen zur integrativen Einbindung von Eigenbedarfskonzepten, stellt die lokale Aggregation ein Bindeglied zwischen Kleinst-Prosumenten und überregionalem Energiemarkt dar, so dass auf jeder Ebene ein Höchstmaß an Flexibilität und Ausgleich erreicht wird. Es werden dadurch Strukturen geschaffen, die durch die angepasste Bündelung von Einzelelementen handlungsfähige Aggregate machen, die nach dem Subsidiaritätsprinzip Verwaltungsaufwand und Systemverantwortung sinnvoll aufteilen und so den weiter wachsenden technischen und administrativen Ansprüchen der fortschreitenden Dezentralisierung besser gerecht werden.

¹⁰ VDE, Aktive Energienetz im Kontext der Energiewende, 2013

¹¹ Bne-Flexmarkt, Positionspapier „Der Flexmarkt“, 2014