

Renews Spezial

Ausgabe 67 / August 2013

Hintergrundinformation
der Agentur für Erneuerbare Energien

Bioenergie im Strommarkt der Zukunft

www.unendlich-viel-energie.de



Autor:

Jörg Mühlenhoff
Stand: August 2013

Herausgegeben von:

Agentur für Erneuerbare Energien e. V.

Reinhardtstr. 18
10117 Berlin
Tel.: 030-200535-3
Fax: 030-200535-51
kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

Unterstützer:

Bundesverband Erneuerbare Energie
Bundesverband Solarwirtschaft
Bundesverband WindEnergie
Bundesverband Wärmepumpe
GtV - Bundesverband Geothermie
Bundesverband Bioenergie
Fachverband Biogas
Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie

Gefördert durch:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Inhalt

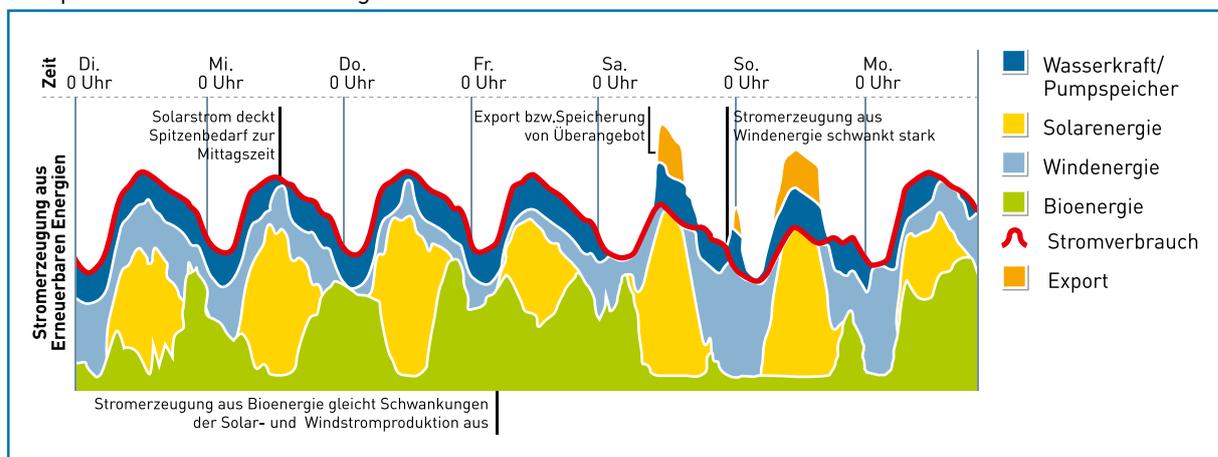
• Welche Rolle hat die Bioenergie in der Stromversorgung?	4
• Was Bioenergieanlagen im erneuerbaren Energiemix leisten können	5
Flexible Stromerzeugung von Bioenergieanlagen	5
Welcher Anlagenpark steht für eine flexible Stromerzeugung zur Verfügung?	6
Bioenergieträger flexibel einsetzen	7
Biogas hilft dem Strom auf dem Weg ins Gasnetz	8
• Einordnung von Bioenergieanlagen als wichtige Flexibilitätsoption	10
Die Residuallast als Referenzwert für die benötigten Ausgleichsmaßnahmen	10
Flexibilisierungsoptionen für den Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien	10
Steigender Anteil Erneuerbarer Energien, steigender Ausgleichsbedarf	11
Bioenergieanlagen bieten ein bedeutendes Ausgleichspotenzial	13
Warum sich Bioenergieanlagen als ideale Ausgleichskapazität anbieten	15
• Wie Bioenergieanlagen flexibel werden können	17
Flexibilisierung aus Sicht der Bioenergiebranche	17
Technische Voraussetzungen für einen flexiblen Betrieb von Bioenergieanlagen	18
– Fernsteuerung ermöglichen	18
– Wärmeabnehmer zuverlässig versorgen	18
– Teillastbetrieb vermeiden, Erzeugungskapazität modular erhöhen	19
– Gasspeicher vorhalten	20
Ökonomische Hindernisse bei der Flexibilisierung von Bioenergieanlagen	21
– Dilemma 1: Kein Platz für Bioenergieanlagen in der Merit Order	21
– Dilemma 2: Missing Money-Problem	23
– Dilemma 3: Variable Brennstoffkosten	24
– Dilemma 4: Hohe Volllaststunden und feste Einspeisevergütung bieten höhere Sicherheit	24
• Mit dem EEG auf dem Weg zur Flexibilisierung von Bioenergieanlagen?	26
Direktvermarktung nach Marktprämienmodell	26
Direktvermarktung mit Flexibilitätsprämie	30
Direktvermarktung nach dem Grünstromprivileg	33
Sonstige Direktvermarktung	33
• Optionen für eine Flexibilisierung außerhalb des EEG?	35
Regelenergiemarkt	35
Kapazitätsmärkte	39
– Umfassender zentralisierter Kapazitätsmarkt	40
– Selektive bzw. segmentierte oder fokussierte Kapazitätsmärkte	41
– Strategische Reserve	41
– Dezentralisierter Leistungsmarkt	42
Bewertung der Kapazitätsmarktmodelle aus Sicht von Bioenergieanlagen	43
Eigenvermarktung und Eigenverbrauch	45
• Zusammenfassung	47
• Ausblick und Empfehlungen	49
• Glossar	52
• Quellen und weitere Informationen	58

Welche Rolle hat die Bioenergie in der Stromversorgung?

Soll der seit den 1980er Jahren unter dem Schlagwort „Energiewende“ beschriebene Strukturwandel der deutschen Energieversorgung zu einem Erfolg werden, reicht es nicht, einfach konventionelle Großkraftwerke abzuschalten und neue Erneuerbare-Energien-Anlagen zu errichten. Bei steigenden Anteilen an der Stromversorgung müssen die Erneuerbaren Energien auch zunehmend Verantwortung für die Systemsicherheit übernehmen. Das heißt, sie müssen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage und dem reibungslosen Zusammenspiel der unterschiedlichen Anlagen im Netz beitragen. Bioenergie hat dabei den Vorteil, dass sie im Gegensatz zu Sonne und Wind keine volatile, wetterabhängige Quelle der Stromerzeugung ist. Bioenergieträger sind bereits „gespeicherte Sonnenenergie“ und können flexibel eingesetzt werden. Strom aus Bioenergieanlagen bietet sich damit als idealer „Teampartner“ für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage an.

Erneuerbare Stromversorgung benötigt die flexibel einsetzbare Bioenergie als Ausgleich

Beispielhafte Bedarfsdeckung mit erneuerbarem Strom während einer Woche



Quelle: www.kombikraftwerk.de

Mit der zunächst rein technischen Frage der Systemstabilität ergibt sich bei einem weiteren Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen aber auch die Notwendigkeit, die langfristigen Rahmenbedingungen für die Strommärkte zu klären. Diese werden auch 15 Jahre nach ihrer Liberalisierung in Deutschland hinsichtlich ihrer Funktionalität hinterfragt. Die zunehmende Einspeisung von günstigem Solar- und Windstrom drückt die Preise an der *Strombörse** auf Tiefststände. Die klassische Betriebsweise fossiler Kraftwerke wird zunehmend hinfällig. Vor diesem Hintergrund soll die vorliegende Publikation die Rolle von Bioenergieanlagen im Strommix der Zukunft erörtern:

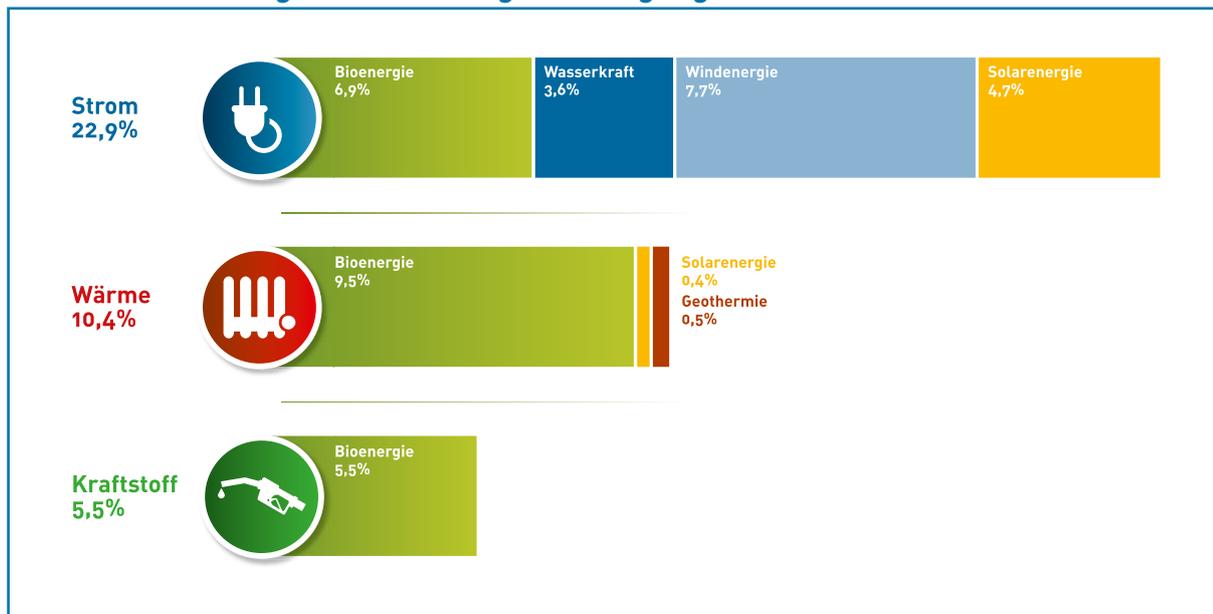
- Sind Bioenergieanlagen tatsächlich das Multitalent der Energiewende, das bereit stehen kann, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht? Wie groß ist Ihr Beitrag zum Ausgleich der wetterabhängigen, fluktuierenden Einspeisung?
- Sind Bioenergieanlagen ausreichend flexibel? Welche technischen Voraussetzungen müssen gegeben sein, damit Bioenergieanlagen das Zusammenspiel der unterschiedlichen Stromerzeuger ausbalancieren können?
- Können Bioenergieanlagen unter den aktuellen Bedingungen des Strommarktes flexibel und wirtschaftlich betrieben werden? Müssten zunächst Änderungen im Marktdesign, d.h. der Spielregeln auf den Strommärkten, umgesetzt werden – oder bleiben die festen Einspeisetarife des *Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)* unverzichtbar?

*Kursiv gesetzte Begriffe werden im Glossar ab S. 52 erläutert.

Was Bioenergieanlagen im erneuerbaren Energiemix leisten können

Der Umbau der Energieversorgung Deutschlands hin zu einer überwiegend auf erneuerbaren Quellen basierenden Strom-, Wärme- und Kraftstoffproduktion bedeutet einen grundlegenden und umfassenden Strukturwandel. Als bislang einziger erneuerbarer Energieträger, der sowohl Strom als auch Wärme und Kraftstoffe bereitstellt, kommt der Bioenergie dabei eine zentrale Rolle zu.

Anteil der Bioenergie an der Energieversorgung 2012



Quelle: BMU/AG EE-Stat, Februar 2013

Bioenergie war und ist die wichtigste erneuerbare Energiequelle. Bioenergie deckte im Jahr 2012 insgesamt 6,9 Prozent des Stromverbrauchs und war damit nach der Windenergie die wichtigste erneuerbare Quelle im Stromsektor. Mit den Beiträgen zur Wärme- (9,5 Prozent) und Kraftstoffversorgung (5,5 Prozent) übernahm Bioenergie insgesamt 8,2 Prozent des deutschen Energieverbrauchs. Auch wenn das Schlagwort der Energiewende nicht auf den Stromsektor begrenzt werden darf, soll in dieser Publikation die Rolle der Bioenergie im Strommix und auf den Strommärkten im Mittelpunkt stehen.

Flexible Stromerzeugung von Bioenergieanlagen

Bioenergieanlagen bieten theoretisch ein großes Potenzial, die Versorgungssicherheit und Stabilität bei steigender Dynamik im Stromnetz zu unterstützen, da Biomasse speicherbar und die Anlagen sehr flexibel regelbar sind. Die Bioenergie kann somit einen Beitrag dazu leisten, dass sich die unterschiedlichen Erneuerbaren Energien untereinander optimal ergänzen. Unter dem Begriff der Flexibilisierung bzw. der flexiblen Stromerzeugung von Bioenergieanlagen soll hier verstanden werden...

... aus ökonomischer Sicht:

eine bedarfsorientierte Stromerzeugung, ausgerichtet an Preissignalen des Strommarkts entsprechend der schwankenden Nachfrage und Verfügbarkeit anderer Erzeuger (Wind/Sonne); Betreiber und/oder Stromhändler versuchen, möglichst dann Strom zu erzeugen bzw. zu verkaufen, wenn hohe Erlöse zu erwarten sind (im Gegensatz zu den kostendeckenden Einspeisetarifen des EEG, die unabhängig vom jeweiligen Bedarf eine fixe Vergütung für jede erzeugte Kilowattstunde garantieren).

... aus technischer Sicht:

die Lieferung von Systemdienstleistungen, z.B. Sicherung der *Netzstabilität* durch Bereitstellung von *Blindleistung* zur Spannungshaltung im Stromnetz oder die Bereitstellung von *Regelenergie* zum Ausgleich von Differenzen zwischen prognostiziertem Stromverbrauch und prognostizierter Stromerzeugung.

Welcher Anlagenpark steht für eine flexible Stromerzeugung zur Verfügung?

Unter dem Begriff der Bioenergieanlage sind höchst unterschiedliche Technologien zusammengefasst. Die unterschiedlichen Bioenergieanlagen, die Strom erzeugen, sollen hier hinsichtlich ihrer Bedeutung im Strommix und für eine flexible Bereitstellung von Strom vorgestellt werden.

Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung in Deutschland 2012¹

Anlagentechnologie	installierte elektrische Leistung	Stromerzeugung	Bedeutung und Potenzial für flexible Stromerzeugung
Biogas-Blockheizkraftwerke (BHKW) (einschließlich mit Biomethan betriebene BHKW)	3.180 MW ²	20,5 Mrd. kWh	ca. 7.600 Anlagen, technisch sehr gut geeignet, bisher aber wenig für Flexibilisierung genutzt
Holz(heiz-)kraftwerke	ca. 1.500 MW	12,5 Mrd. kWh	ca. 360 Anlagen, geeignet für flexible Stromerzeugung, jedoch weniger reaktionsschnell als <i>Biogas-BHKW</i>
Klär- und Deponiegas-BHKW	ca. 360 MW	1,9 Mrd. kWh	ca. 700 Anlagen, vergleichbar mit <i>Biogas-BHKW</i>
Pflanzenöl-BHKW	ca. 100 MW	1,1 Mrd. kWh	ca. 560 Anlagen, Betrieb derzeit meist unwirtschaftlich, für flexible Stromerzeugung aber zu reaktivieren
Holzvergaser, Holzgaskraftwerke	ca. 23 MW	< 0,1 Mrd. kWh	noch in der Markteinführung

Biogasanlagen bzw. *Biogas-BHKW* bieten technisch sehr gute Voraussetzungen für eine flexible Stromerzeugung. Verbreitet sind kleine BHKW mit bis zu 500 kW Leistung. In allen Regionen Deutschlands sind landwirtschaftliche *Biogas-BHKW* zu finden. Die Anlagen liefern in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gleichzeitig Wärme, z.B. über Nahwärmenetze, für Einzelgebäude oder für gewerbliche Wärmeabnehmer. Bisher erprobt nur ein geringer Teil des Anlagenparks von *Biogas-BHKW* eine flexiblere Stromerzeugung im Rahmen der Direktvermarktung über Stromhändler. Die meisten *Biogas-BHKW* laufen mit hohen Volllaststunden, d.h. sie produzieren rund um die Uhr zu allen Jahreszeiten eine möglichst gleichbleibend hohe Strommenge.



Bildquelle: MT-Energie

¹ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien 2012. Vorläufige Angaben, 28. Februar 2013; Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern. Berlin, Januar 2013; Deutsches Biomasse-Forschungszentrum (DBFZ): EEG-Monitoring 2011. Leipzig, März 2012.

² Fachverband Biogas: Branchenzahlen 2011 und Branchenentwicklung 2012/2013, November 2012.



Bildquelle: wikimedia/Rainer Sielker

Bei *Holz(heiz-)kraftwerken* handelt es sich üblicherweise um deutlich größer dimensionierte Einzelanlagen, die auf Basis von Altholz oder Holzhackschnitzeln mittels konventioneller Dampfkessel und Turbinen oft in KWK betrieben werden. Zwar kommen diese Anlagen auch für eine flexible Stromerzeugung in Frage, sind jedoch weniger reaktionsschnell als *Biogas-BHKW*.³ Betreiber sind häufig regionale Energieversorger oder Unternehmen aus der Abfall-, Holz- und Forstwirtschaft.⁴ Wie bei *Biogas-BHKW* ist eine flexiblere Stromerzeugung im Sinne der oben

eingeführten Definition bisher kaum etabliert.

Klär- und Deponiegas-BHKW sind hinsichtlich der flexiblen Stromerzeugung mit den Eigenschaften von *Biogas-BHKW* zu vergleichen. Der Betrieb von *Pflanzenöl-BHKW* ist aufgrund der gestiegenen Pflanzenölpreise und der politischen Rahmenbedingungen derzeit nicht mehr attraktiv. Viele der dezentral installierten BHKW stehen still. Theoretisch ist eine Reaktivierung für die flexible Erzeugung möglich. *Holzvergaser* und Holzgaskraftwerke befinden sich noch in der Markteinführung. Bei diesen Anlagen hat sich aber gerade im Bereich kleiner Leistungen unter 200 kW in den vergangenen Jahren eine deutliche technische Verbesserung gezeigt. Die technische und ökonomische Weiterentwicklung bleibt abzuwarten, um die Bedeutung für eine flexible Stromerzeugung abschätzen zu können.

Die Ausbaupotenziale und die im beschriebenen Anlagenpark eingesetzte Biomasse können hier nicht thematisiert werden. Einen Überblick bieten die Ausgaben **Renews Spezial 65 „Anbau von Energiepflanzen“**, April 2013, und **Renews Spezial 64 „Reststoffe für Bioenergie nutzen“**, April 2013.

Bioenergieträger flexibel einsetzen

Soll Bioenergie zu einer flexiblen Stromerzeugung beitragen, muss dazu nicht zwangsläufig eine spezielle Bioenergieanlage bereitstehen. Die unterschiedlichen Bioenergieträger wie Holz oder Biogas könnten auch in bestehenden Kraftwerken mitgenutzt werden, die fossile Brennstoffe einsetzen. Für die Mitverbrennung müssen jedoch die technischen Voraussetzungen gegeben sein. Außerdem müssen die Kraftwerke tatsächlich flexibel einsetzbar sein. Um einen effizienten Einsatz der Biomasse sicherzustellen, sollten KWK-Anlagen genutzt werden.

Biogas lässt sich in Biogas-Aufbereitungsanlagen auf Erdgasqualität bringen, um es als Biomethan in die vorhandenen Erdgasnetze einzuspeisen. Anderenorts kann es dann entnommen und wiederum in BHKW oder in bestehenden Erdgas-Kraftwerken mitverbrannt werden. Feste Biomasse wie Holz und biogene Anteile des Abfalls werden bereits in Müllverbrennungsanlagen und Kohlekraftwerken beigefeuert, ohne dass diese jedoch bisher einen Beitrag zur flexiblen Stromerzeugung leisten oder stets als KWK-Anlagen laufen.

³ Krzikalla, Norbert u.a.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen, März 2013.

⁴ DBFZ: EEG-Monitoring 2011. Leipzig, März 2012.

Biogas hilft dem Strom auf dem Weg ins Gasnetz

In der Forschungslandschaft herrscht weitgehende Einigkeit darüber, dass die wetterabhängigen Quellen Wind- und Solarenergie den größten Beitrag zu einer ausschließlich auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung der Zukunft leisten werden.⁵ Damit verstärkt sich nicht nur die zuvor beschriebene Herausforderung, Angebot und Nachfrage im Stromnetz kurzfristig zu stabilisieren. Auch der Bedarf an Langzeitspeichern wird mit steigendem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien steigen. Werden in den deutschen Stromspeichern aktuell rund 10 Mrd. kWh jährlich aufgenommen⁶, so ist künftig mit einer Vervielfachung dieser Strommengen zu rechnen. Hierfür sind auch Speicher mit größeren Kapazitäten notwendig, denn einerseits wäre es energiewirtschaftlich nicht sinnvoll, große Überangebote von erneuerbarem Strom zu „verschenken“, andererseits müssen auch längere Phasen mit überregionaler Windstille oder schwacher Solarstromernte überbrückt werden. Einen Überblick zur Rolle von Stromspeichern für den Ausbau Erneuerbarer Energien bietet die Ausgabe **Renews Spezial 57 „Strom speichern“** vom Februar 2012.

Typische Stromspeicherkapazitäten⁷

	Wirkungsgrad	Stromspeicherkapazität
...eines Lithium-Ionen-Akkus (z.B. Elektrofahrzeug)	90-95 %	50 kWh
...eines Blei-Säure-Akkus	65-90 %	40.000 kWh
...des größten deutschen Pumpspeicherkraftwerks	65-85 %	8,5 Mio. kWh
...aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke	65-85 %	40 Mio. kWh
...der Batterien von 45 Mio. Elektrofahrzeugen	90-95 %	450 Mio. kWh
...aller österreichischen und schweizerischen Pumpspeicher	65-85 %	12 - 30 Mrd. kWh
...des vorhandenen deutschen Gasnetzes bei vollständiger Nutzung als Speicher für synthetisches Methan aus erneuerbarem Strom (Elektrolyse und Methanisierung von Wasserstoff)	30-35 %	138 Mrd. kWh (bei Verstromung von 240 Mrd. kWh Methan aus dem dt. Gasnetz in einem Gaskraftwerk mit 60 % Wirkungsgrad)

Biogas kann an der Biogasanlage für einen begrenzten Zeitraum in der Kuppel des Fermenters gespeichert werden. Neben den vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken, deren Gesamtspeicherkapazität innerhalb weniger Tage „voll-“ oder „leerläuft“, bietet allerdings das vorhandene Erdgasnetz den wichtigsten und mit Abstand größten potenziellen Langzeitspeicher. Ein möglicher Einspeisepunkt in das Gasnetz liegt angesichts von 475.000 km Länge fast immer in der Nähe. Soll das Gasnetz als Speicher und Verteilsystem für erneuerbaren Strom genutzt werden, muss dieser in der „Leitwährung“ Methan (= Erdgas, CH₄) eingespeichert werden. Auf dem Weg von der elektrischen Kilowattstunde zum Speichermedium Gas können Bioenergieanlagen bzw. vor allem Biogas in Zukunft eine zentrale Rolle spielen.

⁵ Leprich, Uwe u.a.: Kompassstudie Marktdesign. Bochum/Saarbrücken, Dezember 2012; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Fraunhofer IWES/Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart/Kassel/Teltow, März 2012; Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE): Energiekonzept 2050. Berlin, Juni 2010.

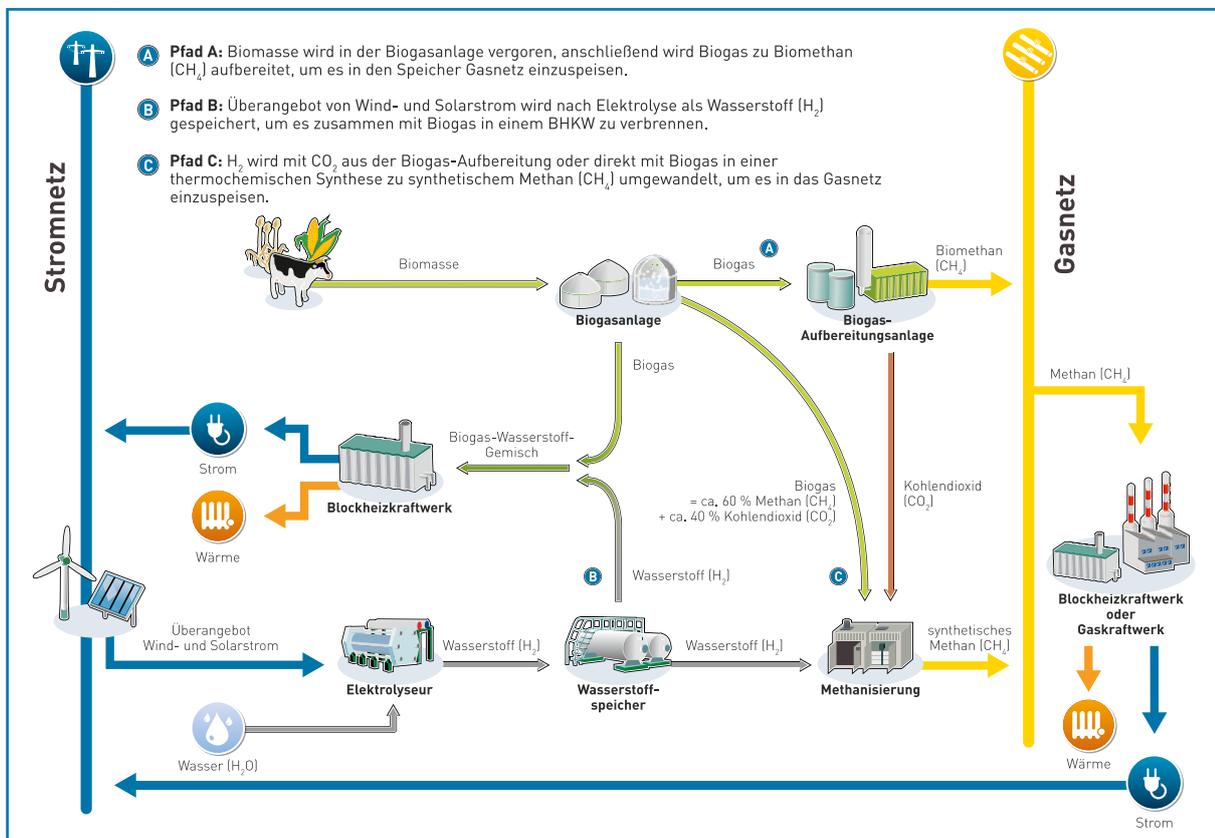
⁶ AEE: Strom speichern. **Renews Spezial 57**, Februar 2012.

⁷ Krzikalla, Norbert u.a.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen, März 2013; AEE: Strom speichern. **Renews Spezial 57**, Februar 2012; Sterner, Michael u.a.: Erneuerbares Methan. In: Solarzeitalter 1/2010, S. 51-58, März 2010.

Die folgende Grafik veranschaulicht drei mögliche Pfade für das Speichern bzw. Rückverstromen von erneuerbarem Strom mit Hilfe von *Biogasanlagen*. Im ersten Pfad (A) wird Biogas zu Biomethan (CH_4) aufbereitet. Biomethan wird im Gasnetz gespeichert. Die Stromerzeugung aus Biogas wird bei Überangebot von Sonne und Wind zurückgefahren, um zu einem späteren Zeitpunkt Nachfragerücken mit Biomethan überbrücken zu können.

Im zweiten Pfad (B) wird ein Überangebot von erneuerbarem Strom durch Elektrolyse zu Wasserstoff umgewandelt, der je nach Bedarf zu einem späteren Zeitpunkt in *Biogas-BHKW* mitverbrannt werden kann. Der dritte Pfad (C) beschreibt einen an die Elektrolyse anschließenden Schritt, nämlich die Methanisierung des Wasserstoffs. Dabei wird Biogas oder Kohlendioxid aus der Biogas-Aufbereitung hinzugeführt, um synthetisches Methan (CH_4) zu erzeugen. Dieses kann wiederum im Gasnetz gespeichert werden. Technisch möglich wäre zudem auch eine eingeschränkte Beimischung von Wasserstoff aus der Elektrolyse in das Gasnetz bis zu einem Anteil von 5 Prozent.

Mit Biogas erneuerbaren Strom im Gasnetz speichern



Während in Deutschland Ende 2012 insgesamt 107 Biogas-Aufbereitungsanlagen in Betrieb waren, sind bisher nur wenige Pilot- und Forschungsprojekte zur Nutzung von Wasserstoff in *Biogasanlagen* bzw. zur Methanisierung initiiert worden. Der Einsatz von Wasserstoff und synthetischem Methan (bzw. „erneuerbarem Methan“, „erneuerbarem Gas“, „Power-to-Gas“ oder „Windgas“) ist angesichts großer Wirkungsgradverluste und hoher Investitionskosten aktuell jedoch unwirtschaftlich. Nur bei stark steigenden fossilen Brennstoffkosten, technischen Fortschritten und einem großen Überangebot von günstigem erneuerbarem Strom könnte nach 2030 Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Speichertechnologien erreicht werden.⁸

⁸ Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag: Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. April 2012.

Einordnung von Bioenergieanlagen als wichtige Flexibilitätsoption

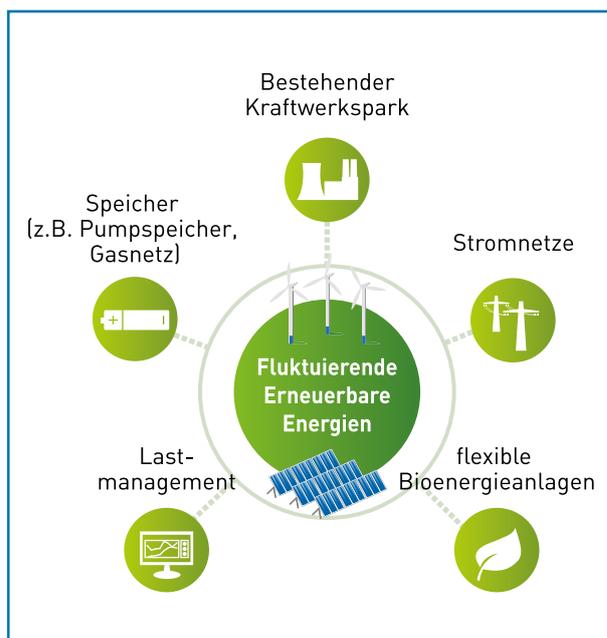
Der weitere Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen ändert die Rationalität des heutigen Stromversorgungssystems fundamental. Wind und Sonne als „erneuerbare Grundversorger“ werden die tragenden Säulen der Stromerzeugung. Sie sind dann Taktgeber im System. Die klassische *Grundlast*, bisher von rund um die Uhr laufenden Braunkohle- und Atomkraftwerken gedeckt, gibt es nicht mehr. Stattdessen kommt es auf eine flexible Ergänzung der wetterabhängigen Erneuerbaren Energien an. Fossile Großkraftwerke sind jedoch nur bedingt dafür geeignet, weil sie ihre Produktion nur eingeschränkt variieren können.

Die Residuallast als Referenzwert für die benötigten Ausgleichsmaßnahmen

Im Folgenden soll die Bedeutung von flexiblen Bioenergieanlagen in der Stromversorgung der Zukunft abgeschätzt werden. Um ihren Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solarstrom einordnen zu können, muss zunächst der Ausgleichsbedarf des Stromversorgungssystems benannt werden: Welche Maßnahmen müssen ergriffen werden, damit die Last, d.h. die Stromnachfrage im Netz, stets gedeckt wird, wenn Strom aus Wind- und Solaranlagen wetterabhängig, aber nicht unbedingt bedarfsgerecht anfällt? Je höher die installierte Leistung der Windenergieanlagen und der Photovoltaikanlagen, desto häufiger kann bei Starkwind oder in sonnigen Mittagsstunden ein Großteil des jeweiligen Strombedarfs gedeckt werden. Die verbleibende Nachfrage wird als *Residuallast* bezeichnet.

Mittelfristig ergibt sich zeitweise auch ein Überangebot von volatilem Wind- und Solarstrom, eine „negative *Residuallast*“. Die Ermittlung der maximalen *Residuallast* ist für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit von hoher Bedeutung. Diese Größe beschreibt, wie viel Strombedarf verbleibt, wenn im ungünstigsten Fall, zum Beispiel bei Windflaute und geringer Sonneneinstrahlung im Winter, eine minimale erneuerbare Stromerzeugung auf gleichzeitig maximale Stromnachfrage trifft.

Flexibilisierungsoptionen für den Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien



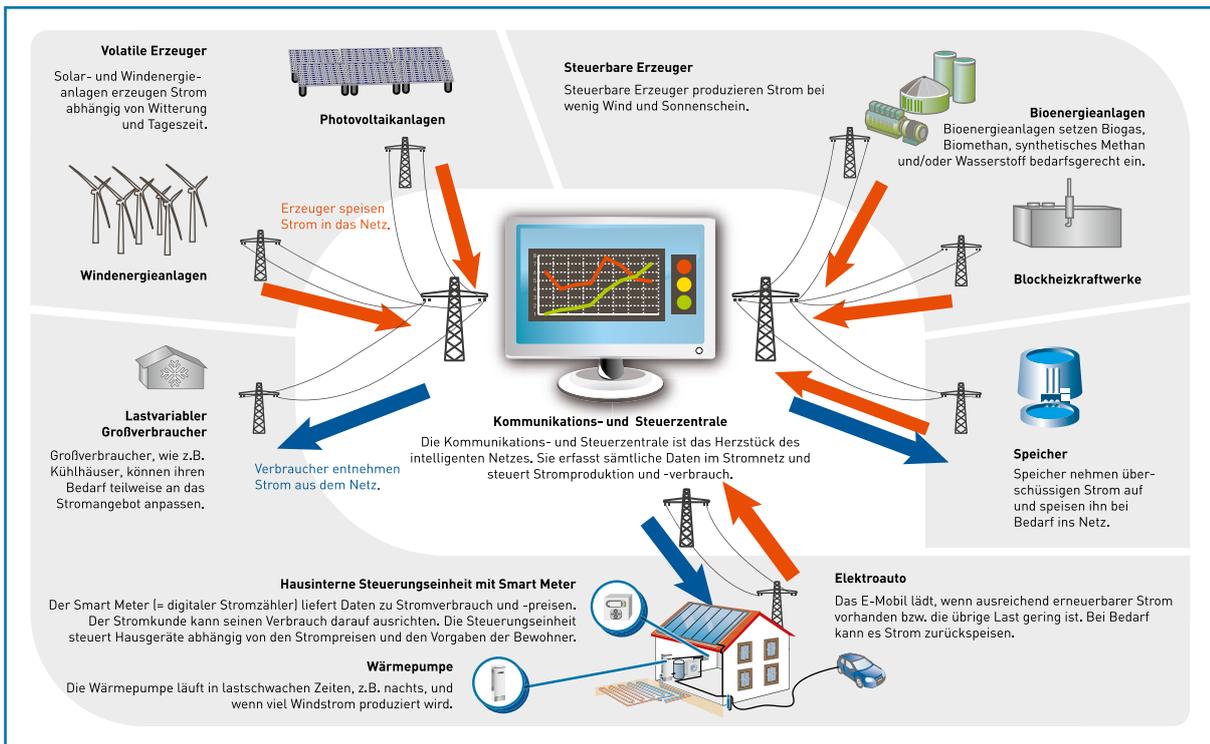
Quelle: Darstellung nach Leprich 2012

Die *Residuallast* muss – wenn nicht bzw. weniger auf fossile Kraftwerke zurückgegriffen werden kann bzw. soll – aus anderen Quellen gedeckt werden. Dafür kommen verschiedene Ausgleichsmaßnahmen in Frage, die die erneuerbare Stromerzeugung flankieren. Eine Rolle spielen Stromspeicher wie die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke. In Zukunft bietet neben Batterien von Elektrofahrzeugen auch die zuvor beschriebene Entnahme von synthetischem Methan aus dem Speicher Gasnetz eine attraktive Flexibilisierungsoption. Der überregionale oder europäische Stromaustausch hilft schon heute, Angebot und Nachfrage zusammenzuführen. Ein Ausbau der Stromnetze kann helfen, regionale Überangebote besser abzutransportieren oder die *Residuallast* effizienter abzudecken.

Die Herausforderung, die *Residuallast* zuverlässig zu decken, kann statt mit Speichern auch durch das Verlagern der Stromnachfrage gelöst werden. Man spricht dann von *Lastmanagement (Demand Side Management, DSM)*. Lastvariable Großverbraucher wie z.B. Kühlhäuser reduzieren zum Zeitpunkt einer großen *Residuallast* gezielt ihre Stromnachfrage und verlagern diese auf einen späteren Zeitpunkt, wenn die Erzeugung von Wind- und Solarstrom wieder ansteigt.

Werden kommunikationstechnische Signale gesendet, können auch Haushalte mit intelligenten Stromzählern („*Smart Meter*“) auf das jeweilige Stromangebot (und unterschiedlich hohe Strompreise) reagieren. Haushaltsgeräte, Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen beziehen dann vorrangig zu lastschwachen Zeiten Strom aus dem Netz.

Lastmanagement und andere Flexibilitätsoptionen im intelligenten Stromnetz



Steigender Anteil Erneuerbarer Energien, steigender Ausgleichsbedarf

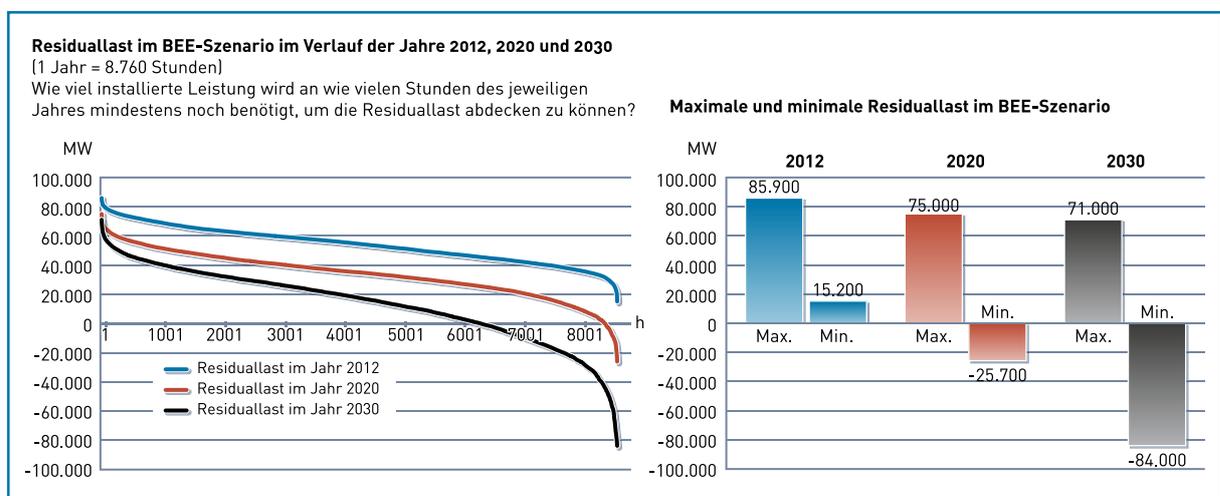
Beispielhaft soll nun der Umfang der *Residuallast* in einem zukünftigen Stromversorgungssystem beschrieben werden, das überwiegend auf Erneuerbaren Energien basiert. Das Ausbauszenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) zeigt, dass mit steigenden Kapazitäten von Erneuerbare-Energien-Anlagen der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung im Jahr 2030 auf bis zu 79 Prozent steigen könnte.

Installierte Leistung und Stromerzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 2030⁹

	2012	2020	2030
installierte Leistung aller Erneuerbare-Energien-Anlagen	73.000 MW	136.000 MW	223.000 MW
Stromerzeugung aller Erneuerbare-Energien-Anlagen	136 Mrd. kWh	260 Mrd. kWh	448 Mrd. kWh
Stromerzeugung der Bioenergieanlagen	41 Mrd. kWh	58 Mrd. kWh	83 Mrd. kWh
Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch	23 %	47 %	79 %

Die Höhe der *Residuallast* schwankt im Jahresverlauf stark. Die folgende Grafik zeigt, wie hoch die *Residuallast* an wie vielen Stunden im Jahr maximal ausfällt, wenn das oben beschriebene BEE-Ausbauszenario bis 2030 umgesetzt wird. Über den Verlauf von 8.760 Stunden wird demnach im Jahr 2030 zwar anteilig ein im Durchschnitt sehr hoher Versorgungsgrad mit erneuerbarem Strom erreicht (79 Prozent). Werden jedoch die heute üblichen Erzeugungs- und Lastprofile fortgeführt und werden die im Jahr 2030 installierten Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht flexibel betrieben, verbleibt eine bedeutende *Residuallast*. An 4.000 Stunden müssen mindestens 20.000 MW *Residuallast* gedeckt werden. An 1.000 Stunden des Jahres verbleiben sogar mindestens 40.000 MW *Residuallast*. Das entspricht der Leistung von rund 40 fossilen Großkraftwerken. Für diese *Residuallast* müssen flexibel regelbare fossile Kraftwerkskapazitäten oder andere Ausgleichsmaßnahmen eingesetzt werden.

Residuallast im BEE-Szenario im Jahr 2030



Die maximale *Residuallast* des Jahres 2030, d.h. der Strombedarf zu jener Stunde des Jahres, während der bei hoher Stromnachfrage die geringsten erneuerbaren Kapazitäten zur Verfügung stehen, wird in der Analyse des BEE-Ausbauszenarios mit 71.000 MW beziffert und liegt damit nur geringfügig unter der maximalen *Residuallast* des Jahres 2012. Deutlich zunehmen wird nach 2020 jedoch die negative *Residuallast*: Bis zu 84.000 MW Leistung würden in der Stunde der höchsten Sonnen- und Windenergieverfügbarkeit auf keine unmittelbare Nachfrage treffen. Der Strom müsste gespeichert bzw. verlagert werden, um ihn „aufzufangen“ – wenn Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht abgestellt werden sollen.

⁹Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE): Das BEE-Szenario Stromversorgung 2030. Dialogkonferenz BEE-Plattform Systemtransformation, 14. Dezember 2012; BMU: Erneuerbare Energien 2012, Februar 2013.

Insgesamt müssten 34,5 Mrd. kWh erneuerbarer Strom (7,7 Prozent der gesamten erneuerbaren Erzeugung im Jahr 2030) gespeichert oder verlagert werden. Damit wird die zentrale Bedeutung von Ausgleichsmaßnahmen deutlich.

Eine Herausforderung ist die Organisation eines kosteneffizienten Zusammenspiels der unterschiedlichen Flexibilisierungsoptionen. Während bestimmte Technologien schon bereit stehen, sind andere Optionen noch nicht im Markt eingeführt oder (noch) nicht wettbewerbsfähig, obwohl ihr Potenzial als Ausgleichsmaßnahme bedeutend ist. Die Preisbildung an den Strommärkten und die rechtlichen Rahmenbedingungen entscheiden, in welchem Umfang fossile Kraftwerke oder andere Möglichkeiten zum Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien genutzt werden. Während einige Ausgleichspotenziale noch nicht mobilisiert werden konnten (z.B. Elektrofahrzeuge), werden andere möglicherweise durch die veränderte Rationalität des Versorgungssystems unwirtschaftlich bzw. vorübergehend aus dem Markt gedrängt (z.B. Erdgaskraftwerke).

Bioenergieanlagen bieten ein bedeutendes Ausgleichspotenzial

Flexibilisierte Bioenergieanlagen könnten im Jahr 2020 über insgesamt rund 15.000 MW installierter Leistung und 2030 über 20.000 MW verfügen. Nicht alle Bioenergieanlagen würden – beispielsweise wegen der notwendigen Versorgung von Wärmeabnehmern – in einen völlig flexiblen Anlagenbetrieb wechseln. Darum wird das im Jahr 2030 verfügbare Ausgleichspotenzial auf +/- 16.000 MW geschätzt. Bioenergieanlagen könnten einen großen Anteil der verbleibenden *Residuallast* decken, indem sie kurzfristig mit hoher Leistung zum Ausgleich der fluktuierenden Wind- und Solarstromerzeugung eingesetzt würden bzw. bei Überangebot still stünden. Voraussetzung wäre, dass der Anlagenbestand sowie neu zu errichtende Anlagen konsequent auf eine bedarfsorientierte Stromerzeugung umgestellt würden. Die Bioenergieanlagen würden nicht mehr während 8.000 Stunden im Jahr durchgehend in Volllast Strom erzeugen, sondern dieselbe Strommenge während eines geringeren Zeitraums erzeugen. Dafür müsste dann eine größere installierte Leistung der BHKW bzw. Verbrennungskessel und Generatoren vorgehalten werden (2030: 20.000 MW).

Ausgleichs- und Verlagerungspotenzial von Flexibilisierungsoptionen im Vergleich¹⁰

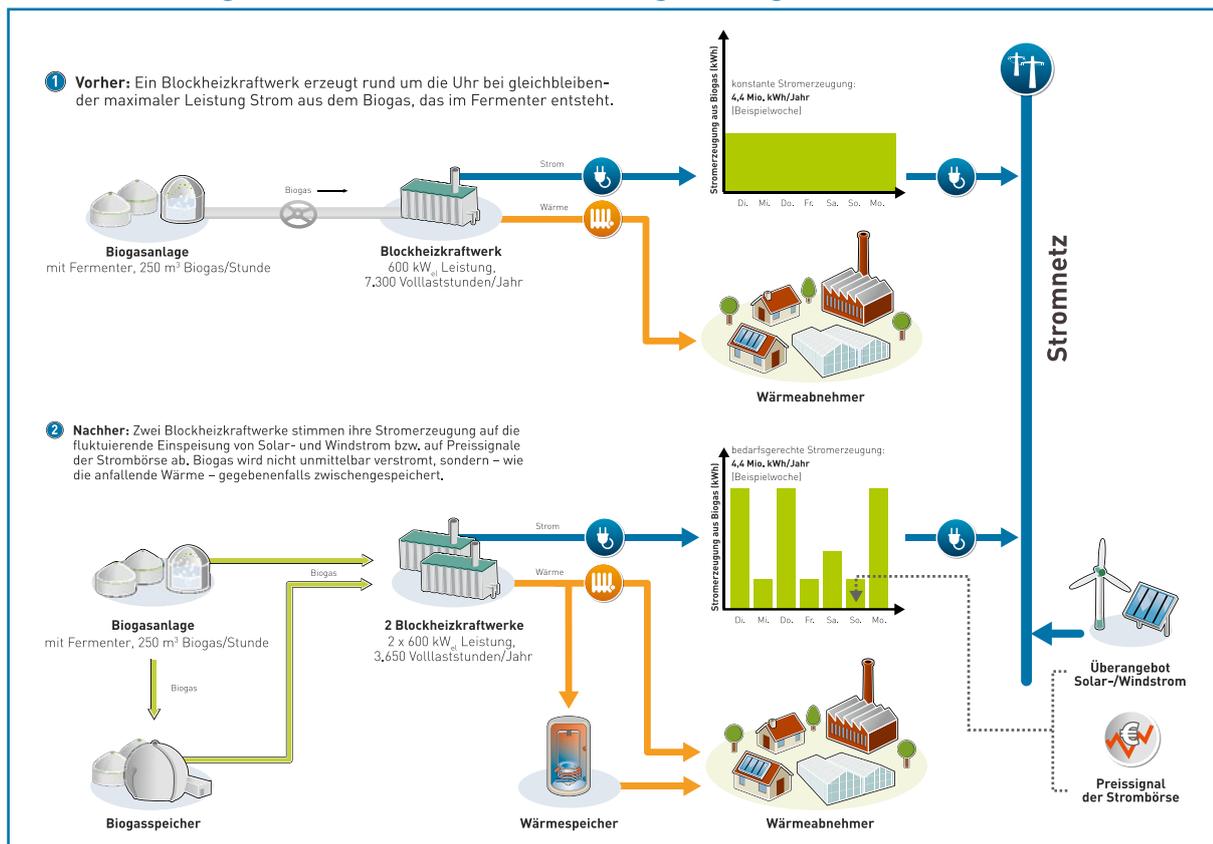
	geschätztes Potenzial	Dauer
Lastmanagement in der Industrie	-4.400 MW bis +2.000 MW	1 bis 4 Stunden
Lastmanagement in Haushalten	-2.300 MW bis +600 MW	einige Stunden
Lastmanagement mit elektrischen Wärmepumpen	-2.200 MW bis +450 MW	ca. 2 Stunden
Nutzung eines Strom-Überangebotes für Wärmeerzeugung	mehr als -10.000 MW	unbegrenzt
Einspeisemanagement (= Abregeln) von Wind- und PV-Anlagen	negativ unbegrenzt	unbegrenzt
bedarfsorientierte Stromerzeugung von Bioenergieanlagen	-16.000 MW bis +16.000 MW	4 bis 12 Stunden
(einschl. bedarfsorientierter Einsatz von Biomethan im Erdgasnetz)		Wochen/Monate
stromgeführter Einsatz von KWK-Anlagen	-25.000 MW bis +25.000 MW	4 bis 12 Stunden
Nutzung bestehender Kraftwerke Laständerungspotenzial 2012 (mit Stilllegungen abnehmend):	80.000 MW inst. Leistung, 32.000 MW	unbegrenzt
Neubau flexibler Kraftwerke/KWK-Anlagen	unbegrenzt	unbegrenzt
Nachrüstung bestehender Kraftwerke für Flexibilisierung	ca. +3.000 MW	einige Stunden
Nutzung von Netzersatzanlagen (= Notstromsysteme)	maximal ca. +8.000 MW	Stunden/Tage
Pumpspeicherkraftwerke	-10.000 MW bis +10.000 MW	Stunden/Tage
Druckluftspeicher	+320 MW (Kraftwerk Huntorf)	Stunden/Tage
Batterien (z.B. in Elektrofahrzeugen)	unbegrenzt	Stunden/Tage
synthetisches Methan (Speicherung von erneuerbarem Strom im Gasnetz)	unbegrenzt	Wochen/Monate

In der Tabelle zum Vergleich des Ausgleichs- bzw. Verlagerungspotenzials wird unterschieden zwischen positivem und negativem Potenzial. Ein positives Potenzial bezeichnet die Fähigkeit zur Bereitstellung zusätzlicher Erzeugungsleistung bzw. zur Abschaltung von Lasten und bedeutet eine Verringerung der *Residuallast*. Dies kann zum Beispiel dadurch erreicht werden, dass ein Pumpspeicherkraftwerk vom Pumpbetrieb auf Stromerzeugung umspringt. Es verbraucht dann nicht mehr Strom, um Wasser in ein höher gelegenes Reservoir zu pumpen, sondern lässt das Wasser aus dem Speicherbecken strömen, um Turbinen anzutreiben. Der Betreiber einer Biogasanlage stellt positives Ausgleichspotenzial bereit, wenn er bei entsprechendem Bedarf die Stromerzeugung aus Biogas hochfährt. Das setzt den vorherigen Stillstand oder gedrosselten Betrieb eines BHKW voraus.

¹⁰ Darstellung nach Krzikalla, Norbert u.a.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen, März 2013.

Ein negatives Verlagerungspotenzial beschreibt dagegen den Umfang der abschaltbaren Erzeugungsleistung bzw. der zuschaltbaren Lasten, beispielsweise eines Pumpspeicherkraftwerks, das Strom verbraucht, wenn es Wasser in ein höher gelegenes Reservoir pumpt. Es zieht dann ein Überangebot von Strom aus dem Netz. Der Betreiber einer Biogasanlage schaltet bei einem Überangebot von Strom für einen bestimmten Zeitraum ein BHKW ab und speichert das Biogas. In diesen Fällen wird die gerade nicht benötigte Stromerzeugung eingestellt bzw. ein Überangebot von Strom gezielt verbraucht und damit eine negative *Residuallast* abgebaut.

Flexibilisierung der Betriebsweise einer Biogasanlage



Stand: 6/2013, Quelle: eigene Darstellung nach Holzhammer/Fraunhofer IWES

Warum sich Bioenergieanlagen als ideale Ausgleichskapazität anbieten

Bioenergie kann und soll die fluktuierenden Erneuerbaren Energien flankieren, statt in *Grundlast* Strom zu produzieren. Geothermie-Kraftwerke und Wasserkraftanlagen können diese Aufgabe teilweise auch übernehmen, das Potenzial ist jedoch wegen der geringen installierten Leistung von geothermischen Kraftwerken sowie der Niederschlagsabhängigkeit der Laufwasserkraft sehr eingeschränkt. Sowohl für den längerfristigen Ausgleich als auch für das Ausbalancieren tageszeitlicher Schwankungen bieten Bioenergieanlagen ein signifikantes Potenzial.¹¹ Ein Vorteil ist die hohe Zuschaltgeschwindigkeit: BHKW, die Biogas, Klärgas, Deponiegas oder Holzgas einsetzen, können innerhalb von nur fünf Minuten von Stillstand auf maximale Leistung hochgefahren werden.

¹¹ DBFZ: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Leipzig, Juni 2011.

Als einzige erneuerbare Anlagentechnologie nutzen Bioenergieanlagen flexibel einsetzbare, leicht zu lagernde Brennstoffe. Sie lassen sich daher bedarfsgerecht mit Brennstoff „füttern“, d.h. sie können im Rahmen der installierten Kapazität genau die zu einem bestimmten Zeitpunkt benötigte Leistung bereitstellen. Nur bei seltenen technischen Störungen können Bioenergieanlagen unerwartete plötzliche Schwankungen der Stromerzeugung verursachen – damit unterscheiden sie sich aber nicht von konventionellen Kraftwerken. Bioenergieträger wie Holz oder Biogas lassen sich im Gegensatz zu Strom zudem weitgehend verlustfrei und kostengünstig lagern bzw. speichern.

Die Mobilisierung des Ausgleichspotenzials von Bioenergieanlagen trifft in Deutschland auf besonders gute Voraussetzungen. Die Bundesrepublik bildet bisher den global wichtigsten Markt für Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung. Weltweit sind ca. zwei Drittel aller Anlagen in Deutschland installiert. Die Bioenergie-Branche versammelt hierzulande rund 180 kleine und mittelständische Hersteller und Planer von *Biogasanlagen*, die insgesamt den Weltmarkt dominieren, sowie 35 Hersteller von BHKW und Verbrennungsmotoren, davon zwei Weltmarktführer.¹² Im Jahr 2012 wurden in Deutschland 1,5 Mrd. Euro in Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung investiert. Die in Deutschland ansässigen Hersteller von Bioenergieanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung erwirtschafteten ca. 1,8 Mrd. Euro Umsatz (ohne Kleinanlagen wie Holzheizungen). Insgesamt 129.000 Beschäftigte waren 2012 in der Bioenergie-Branche tätig.¹³

Der strombedarfsorientierte Einsatz von Bioenergieanlagen kann theoretisch mit überschaubarem Nachrüstungs- und Investitionsaufwand umgehend starten (siehe nachfolgender Abschnitt „Technische Voraussetzungen für einen flexiblen Betrieb von Bioenergieanlagen“, S.18). Ein großer dezentraler Anlagenpark ist bereits vorhanden. Im Gegensatz zu vielen anderen Flexibilisierungsoptionen ist die Anlagentechnologie erprobt und erfordert weder eine neue Markteinführungsstrategie noch grundlegende Forschungsanstrengungen. Auch lange Planungs- und Genehmigungsphasen wie bei risikoreichen Großinvestitionen in den Neubau konventioneller Kraftwerke sind nicht erforderlich.

Bioenergieanlagen können auch wichtige Systemdienstleistungen wie die *Blindleistung* zur Spannungshaltung sowie *Primär-, Sekundär- und Minutenreserve* als *Regelenergie* zur Frequenzhaltung bieten. Sie eignen sich daher zur Übernahme von Aufgaben zur Sicherung der *Netzstabilität*, für die bisher konventionelle Großkraftwerke verantwortlich sind und können dazu beitragen, die Transportkapazitäten der Stromnetze zu erhöhen.

¹² Krzikalla, Norbert/Marambio, Constanze: Beitrag der deutschen Industrie zur Umsetzung der Energiewende. Techniken zur Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Aachen, April 2013.

¹³ O'Sullivan, Marlene u.a.: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012. Stuttgart u.a., März 2013.

Wie Bioenergieanlagen flexibel werden können

Flexibilisierung aus Sicht der Bioenergiebranche

Aus Sicht von Planern und Projektierern von Bioenergieanlagen wie auch von Interessenverbänden der Branche wird die Flexibilisierung vielfach als große Chance bewertet, die Vorteile der Bioenergie als „Multitalent der Energiewende“ auszuspielen. Angesichts starker Umsatzrückgänge insbesondere beim Neubau von *Biogasanlagen* sehen sich Anlagenhersteller zunehmend gezwungen, neue Geschäfts- und Betreibermodelle zu entwickeln. Die Anfang 2012 in Kraft getretene Novellierung des EEG bietet zwar bereits erste Anreize für die bedarfsgerechte Stromerzeugung von Bioenergieanlagen, so dass sich Anlagenbetreiber mit einer entsprechenden Anpassung ihres Betriebskonzepts auseinandersetzen. Dadurch, dass politische Entscheider den Rechtsrahmen des EEG bzw. den Umfang der festen Einspeisevergütungen in Frage stellen, sind Betreiber von Bioenergieanlagen allerdings stark verunsichert. Vor diesem Hintergrund fällt es schwer, tragfähige neue Strategien für eine flexible Strom- und Wärmevermarktung zu entwickeln.¹⁴

Ein weiterer Anreiz zum flexiblen Anlagenbetrieb ergibt sich aus drohenden Verlusten im Falle lokaler Netzüberlastungen. In bestimmten Regionen mit hoher installierter Leistung von Bioenergie- und anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen ist wegen zu schwach ausgelegter Verteil- und Übertragungsnetze immer häufiger ein Eingreifen der Netzbetreiber zu beobachten: Windenergie- oder *Biogasanlagen* werden im Rahmen des so genannten Einspeisemanagements abgeregelt, d.h. vom Netz getrennt, um die *Netzstabilität* nicht zu gefährden. Dieses Abschalten von Erzeugungskapazitäten ist vor allem ein Ausdruck des unzureichenden Netzausbaus. Die verantwortlichen Netzbetreiber müssen darum für die Strommengen, die infolge der Abregelung nicht mehr ins Netz eingespeist werden konnten, eine Entschädigung an den Betreiber zahlen. Allerdings verlaufen diese Entschädigungsverfahren für die Betreiber von Bioenergieanlagen unter Umständen problematisch und langwierig. Auch wenn es zu einer finanziellen Entschädigung kommt, ist die Verschwendung der knappen Ressource Biomasse zu vermeiden. Reicht der Gasspeicher eines Biogas-Fermenters in solchen Situationen nicht aus, muss überschüssiges Biogas über eine Notfackel verbrannt werden, was ökologisch kontraproduktiv ist.¹⁵

Der Zubau neuer *Biogasanlagen* stößt vielerorts auf Kritik. Hintergrund sind häufig Konflikte um Anbauflächen für Energiepflanzen. Naturschützer verlangen oft einen Ausbaustopp für *Biogasanlagen*. Vor diesem Hintergrund bietet die Flexibilisierung der Anlagen auch eine Chance, die tragende Rolle von Biogas für den Umbau der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien zu untermauern und gleichzeitig eine effiziente Nutzung der wertvollen Ressource Biomasse zu garantieren. Eine Herausforderung ergibt sich dabei im Wechselspiel mit dem Optimierungsdruck auf *Biogasanlagen*. Diese sollen nicht nur flexibler Strom zu erzeugen, sondern gleichzeitig auch die entstehende Abwärme effizienter nutzen.

¹⁴ Fachverband Biogas/Bundesverband Bioenergie: Gemeinsame Stellungnahme zum Thesenpapier des Bundesumweltministeriums zum 2. EEG-Dialog: „Potenzial und Rolle von Biogas“. Berlin, Februar 2013; O’Sullivan, Marlene u.a.: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012. Stuttgart u.a., März 2013; Pecka, Michael: Direktvermarktung als Selbstverständnis. In: Energie&Management 8/2013, S. 9.

¹⁵ Kahnt-Ralle, Edith: Wenn das Stromnetz wieder voll ist. In: Biogas-Journal 1/2013, S. 62-63.

Auf den ersten Blick scheint die bedarfsgerechte Stromerzeugung von Bioenergieanlagen eine klassische „win-win-Situation“ zu bieten: Indem die Betreiber mit der Flexibilisierung ein neues Geschäftsfeld erschließen und ihre Leistungsfähigkeit demonstrieren, kann ein Beitrag für Ausgleich und Stabilisierung des Stromversorgungssystems erbracht werden. Auf dem Weg zur flexiblen Bioenergieanlage stehen allerdings noch technische und ökonomische Hürden.

Technische Voraussetzungen für einen flexiblen Betrieb von Bioenergieanlagen

Der theoretisch ideale Einsatz von Bioenergie- bzw. *Biogasanlagen* für die bedarfsgerechte Stromerzeugung stößt auf mehrere technische Hürden, die im Folgenden diskutiert werden.

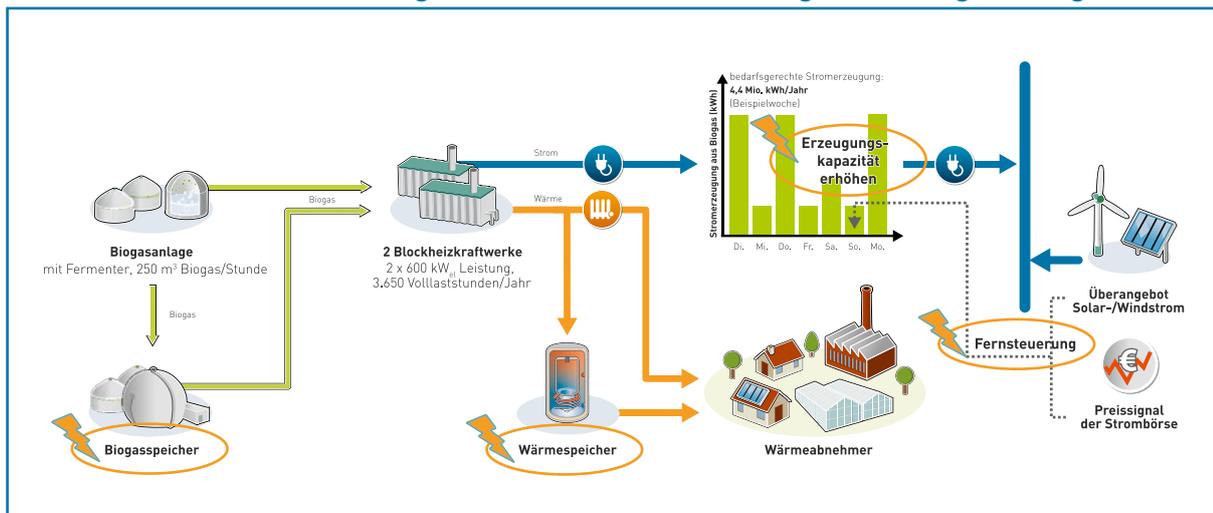
- Fernsteuerung ermöglichen

Bioenergieanlagen, die bedarfsgerecht Strom erzeugen wollen, müssen den Bedarf im Netz kennen. Dazu ist die Einrichtung entsprechender Informationskanäle notwendig, die Signale des Netzbetreibers bzw. des Stromhändlers übertragen. Die Kommunikation der Anlage mit deren Leitwarte muss so gestaltet sein, dass die Anlage aus der Ferne gesteuert werden kann. Der wechselseitige Austausch stellt sicher, dass am Markt nur dann Strom angeboten wird, wenn eine ausreichende Biogasproduktion und fehlerfrei funktionierende BHKW bereitstehen. Der Aufwand zur Nachrüstung ist überschaubar und stellt kein grundsätzliches Hindernis dar.

- Wärmeabnehmer zuverlässig versorgen

Die meisten Bioenergieanlagen erzeugen Strom in Kraft-Wärme-Kopplung und geben die dabei anfallende Abwärme beispielsweise als Heizwärme an Haushalte, öffentliche Gebäude oder Stallgebäude ab, oder auch als Prozesswärme für Gewerbebetriebe. Reduziert das BHKW die Stromerzeugung, sinkt auch die Wärmeerzeugung. Trotzdem muss der Anlagenbetreiber gewährleisten, dass die Wärmeabnehmer stets ausreichende Wärmemengen beziehen können, schließlich soll niemand frieren, wenn ein BHKW die Leistung drosselt. Bevor eine Anlage in die flexible Stromerzeugung einsteigt, muss daher überprüft werden, in welchem Umfang ein bestimmter Wärmebedarf zu befriedigen ist. Daraus ergibt sich dann möglicherweise eine Einschränkung der Flexibilität, bzw. Nachrüstungsbedarf für einen separaten Wärmespeicher oder die modulare Erhöhung der BHKW-Leistung. Möglicherweise reicht aber auch schon ein bestehendes Nahwärmenetz aus, um eine am Strombedarf ausgerichtete flexible Fahrweise abzuf puffern.

Technische Herausforderungen bei der Flexibilisierung einer Biogasanlage



Als problematisch kann sich in diesem Zusammenhang die komplexe Abschätzung des Wärmebedarfs einer Vielzahl unterschiedlicher Wärmeabnehmer gestalten. Separate Wärmespeicher mit großem Speichervolumen sind zudem noch nicht breit in den Markt eingeführt. Nachteile von Wärmespeichern sind unter Umständen ein großer Raumbedarf sowie Wärmeverluste bei längeren Speicherzeiten.¹⁶

- Teillastbetrieb vermeiden, Erzeugungskapazität modular erhöhen

Variiert ein mit Biomasse betriebenes BHKW bzw. Kraftwerk seine Leistung, um bedarfsgerecht Strom zu erzeugen, sollte ein Teillastbetrieb vermieden werden. Häufiges Hoch- und Herunterregeln, d.h. der Teillastbetrieb eines BHKW führt zu Wirkungsgradverlusten, erhöht den Wartungsbedarf und reduziert die Lebensdauer des Motors.¹⁷ Anlagen wie Holzheizkraftwerke, die mit fester Biomasse befeuert werden und über einen Dampfprozess verfügen, können nur im Bereich zwischen Mindestlast und Höchstlast geregelt werden. Sie sind im Regelverhalten langsamer als BHKW, die gasförmige Bioenergieträger einsetzen.

Um ohne Teillastbetrieb kurzfristig große Mengen Biogas verbrennen zu können bzw. für einen bestimmten Zeitraum effizient nur eine geringe Biogasmenge zu verbrennen, ist es sinnvoll, statt eines BHKW mit hoher elektrischer Leistung mehrere kleinere BHKW unterschiedlicher Leistungsstärken modular bereitzuhalten.¹⁸ Will ein Biogasanlagenbetreiber mit einem in der Leistung verdoppelten BHKW-Park zu bestimmten Zeiten eine entsprechend größere Strommenge in das lokale Netz einspeisen, so muss möglicherweise auch die Trafokapazität aufgestockt werden und die Aufnahmefähigkeit der betroffenen Netzebene angepasst werden.¹⁹

¹⁶ AEE: Wärme speichern. Renew's Spezial 18, November 2009.

¹⁷ Neumann, Hinrich: Direktvermarktung: Diese Technik ist nötig. In: Top Agrar Energiemagazin, 1/2013, S. 24-27.

¹⁸ Frey, Martin: Wichtiger Schritt Richtung Energiewende. In: Biogas-Journal 4/2012, S. 68-72.

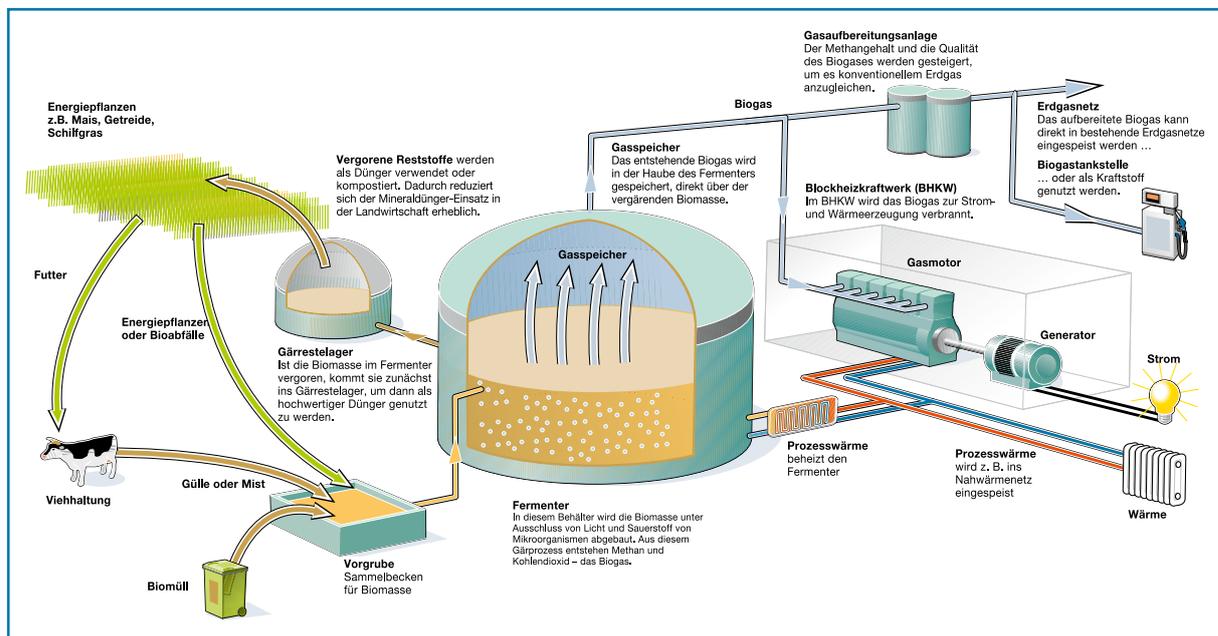
¹⁹ Casaretto, Rainer u.a.: Biogas macht PV im Sommer Platz! In: Biogas-Journal 1/2013, S. 64-69.

- Gasspeicher vorhalten

Wird die Zufuhr von Biomasse in *Biogasanlagen* unterbrochen, bricht nach wenigen Stunden auch die Gärbiologie ein, d.h. es entsteht im Fermenter mit einer zeitlichen Verzögerung weniger bzw. kein Biogas mehr durch bakterielle Zersetzung der „gefütterten“ Biomasse. Die Zufuhr von Biomasse kann zwar in bestimmten Bandbreiten variiert werden, sollte aber mehr oder weniger kontinuierlich erfolgen.

Soll Biogas nicht genauso kontinuierlich, sondern zeitlich und mengenmäßig variabel im BHKW verstromt werden, muss deshalb ein ausreichend großer Zwischenspeicher für das Biogas vorhanden sein. Das Biogas sammelt sich zunächst unter der dehnbaren Folie, die den Fermenter luftdicht abschließt. Je nach Größe des Fermenters kann dort die Biogasmenge von ca. zwei bis maximal zehn Stunden Vergärung aufgefangen werden.²⁰ Nach diesem Zeitraum wäre die Aufnahmefähigkeit erschöpft und die Entnahme von Biogas (zur Stromerzeugung im BHKW) müsste wieder beginnen. Damit sind die zeitlichen Grenzen einer bedarfsgerechten Stromerzeugung typischer *Biogasanlagen* umrissen. Soll beispielsweise einen ganzen Tag lang (24 Stunden) gezielt auf die Stromerzeugung verzichtet werden, muss ein zusätzlicher Gasspeicher für das kontinuierlich entstehende Biogas vorgehalten werden. Dafür kommen die Gärrestelager in Frage, Vergrößerungen des Speichervolumens der Fermenterbehälter oder separate Gasspeicher (z.B. Membranspeicher, Folienspeicher, Stahlbehälter). Diese müssen hinsichtlich des Gasstroms und des Gasdrucks in das Betriebskonzept eingepasst werden.²¹

So funktioniert eine Biogasanlage



²⁰ Jacobi, Fabian u.a.: Flexible Biogasproduktion. Ergänzung und Alternative zum Speicherzubaue in der Direktvermarktung. In: Biogas-Journal 4/2012, S. 88-93; Frey, Martin: Wichtiger Schritt Richtung Energiewende. In: Biogas-Journal 4/2012, S. 68-72.

²¹ Schug, Christoph: Die Vielfalt der Biogas-Gasspeicherung. Vortragsskript, 3. VDI-Konferenz Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, Berlin, 09. April 2013.

Wenn Biogas über mehrere Tage gespeichert und die technischen Herausforderungen des Gasspeichers vermieden werden sollen, bietet sich die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan an. Dieser Nutzungspfad ist zuvor im Abschnitt „Bioenergieanlagen bieten ein bedeutendes Ausgleichspotenzial“ (S. 13) vorgestellt und begrifflich als Speicher eingeordnet worden. Auf die technischen Herausforderungen der über 100 Biogas-Aufbereitungsanlagen in Deutschland wird in dieser Publikation nicht vertieft eingegangen.

Die notwendigen Zusatzinvestitionen in den flexibilisierten Anlagenbetrieb wie die Erhöhung der BHKW-Kapazitäten sowie die Ergänzung von Gas- und Wärmespeichern können je nach Größe der Anlage und Flexibilisierungsgrad Kosten verursachen, die im Bereich von ca. 2 bis 4 Cent pro erzeugte Kilowattstunde Strom liegen.²²

Ökonomische Hindernisse bei der Flexibilisierung von Bioenergieanlagen

Trotz der offenkundigen Vorteile als bedeutendes Ausgleichspotenzial sowie für die *Netzstabilität* ist der bedarfsgerechte Einsatz von Bioenergieanlagen bisher kein Selbstläufer. Das liegt auch an den ökonomischen Hindernissen, die sich aus den Betriebskonzepten der Bioenergieanlagen, sowie aus den Rahmenbedingungen des Strommarkts ergeben. Wollen Betreiber von Bioenergieanlagen auf eine flexible Stromerzeugung umstellen, ergeben sich mehrere Dilemmata.

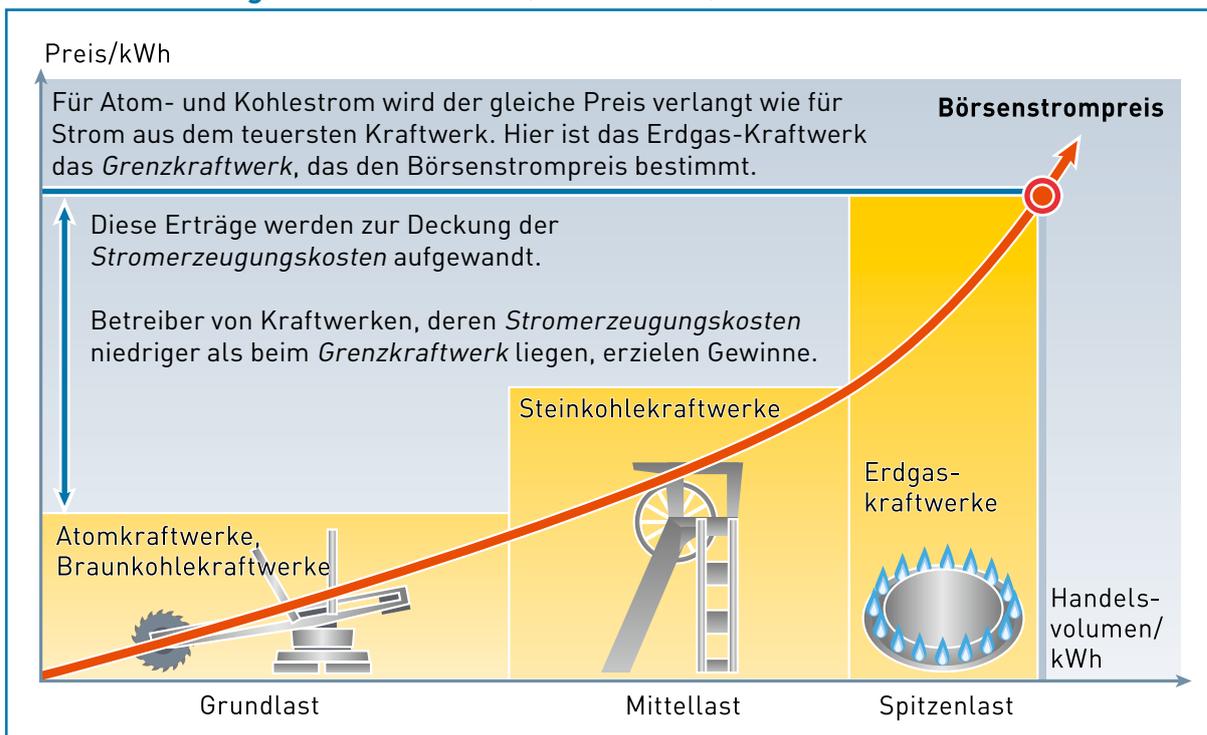
- Dilemma 1: Kein Platz für Bioenergieanlagen in der Merit Order

Am Stromerzeugungsmarkt erzielen Kraftwerksbetreiber ihre Erlöse ausschließlich aus dem Verkauf einer bestimmten Strommenge, d.h. mit den von ihnen erzeugten Kilowattstunden. Es handelt sich um einen *Energy-Only-Markt (EOM)*. Mit den Einnahmen aus dem Stromverkauf in Höhe der jeweiligen Börsennotierung müssen mindestens die variablen Brennstoffkosten und Kosten für CO₂-Emissionsrechte abgedeckt werden, außerdem Betriebs- und Wartungskosten sowie gegebenenfalls noch die Investitionskosten für den Bau der Anlage. Ob ein Kraftwerk am Großhandelsmarkt zum Zuge kommt und für die Stromerzeugung eingesetzt wird, hängt von seinen *Grenzkosten* ab, d.h. den variablen Kosten, die mit der Erzeugung einer zusätzlichen Strommenge für die Deckung des Bedarfs zu einem bestimmten Zeitpunkt verbunden sind. Die *Grenzkosten* aller Kraftwerke bestimmen die Einsatzreihenfolge (*Merit Order*), wobei diejenigen mit den geringsten *Grenzkosten* zuerst zum Zuge kommen. Das in der Stromerzeugung teuerste Kraftwerk, das gerade noch zum Einsatz kommen muss, um die Nachfrage zu befriedigen, wird als *Grenzkraftwerk* bezeichnet. Es bestimmt den für alle Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt einheitlichen Börsenstrompreis.

Je nachdem, welches Kraftwerk das *Grenzkraftwerk* bildet und auf welcher Höhe sich damit der Börsenstrompreis einstellt, erzielen die Betreiber der Anlagen, die im Vergleich zum *Grenzkraftwerk* günstiger Strom erzeugen, mehr oder weniger hohe Gewinne. Um ausreichend hohe *Deckungsbeiträge* zu erzielen und zudem einen wirtschaftlich attraktiven Betrieb zu garantieren, muss eine Anlage eine bestimmte Mindestmenge an Strom erzeugen und zu entsprechenden Preisen verkaufen.

²² Krzikalla, Norbert u.a.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen, März 2013; DBFZ: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Leipzig, Juni 2011.

Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit Order)



Quelle: AEE, Stand: 02/2011

Die *Stromerzeugungskosten* bei Bioenergieanlagen liegen meist deutlich über den *Stromerzeugungskosten* von fossilen Kraftwerken, die überwiegend abgeschrieben sind und im Gegensatz zu Erneuerbare-Energien-Anlagen keine Investitionskosten mehr erwirtschaften müssen, so dass Bioenergieanlagen in der *Merit Order* allenfalls selten bei sehr hohen Börsenstrompreisen abgerufen würden. Darum garantiert das EEG die Abnahme der erneuerbaren Strommenge zu einer fixen kostendeckenden Einspeisevergütung. Für die erfolgreiche Markteinführung von Erneuerbaren Energien in Deutschland hat sich die Abnahme- und Vergütungsgarantie des EEG als unerlässlich erwiesen.

Stromerzeugungskosten von fossilen bzw. Atomkraftwerken und Bioenergieanlagen 2010

	Bandbreiten der <i>Stromerzeugungskosten</i>
neu errichtete <i>Biogasanlagen</i> (Modellanlage 600 kW, mindestens 6.000 Volllaststunden/Jahr) ²³	ca. 12 ct/kWh bis ca. 20 ct/kWh
neu errichtete Holzheizkraftwerke (Modellanlage 1 MW, mindestens 4.500 Volllaststunden/Jahr)	ca. 5 ct/kWh bis ca. 20 ct/kWh
neu errichtete Braunkohlekraftwerke ²⁴	ca. 4 ct/kWh bis ca. 6 ct/kWh
neu errichtete Steinkohlekraftwerke	ca. 6 ct/kWh bis ca. 8 ct/kWh
neu errichtete Erdgaskraftwerke	ca. 6 ct/kWh bis ca. 10 ct/kWh
bestehende Atomkraftwerke	ab ca. 1 bis 2 ct/kWh

Quelle: DBFZ, DLR, Fraunhofer ISE

²³ Angaben zu Bioenergieanlagen: DBFZ: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Leipzig, Juni 2011.

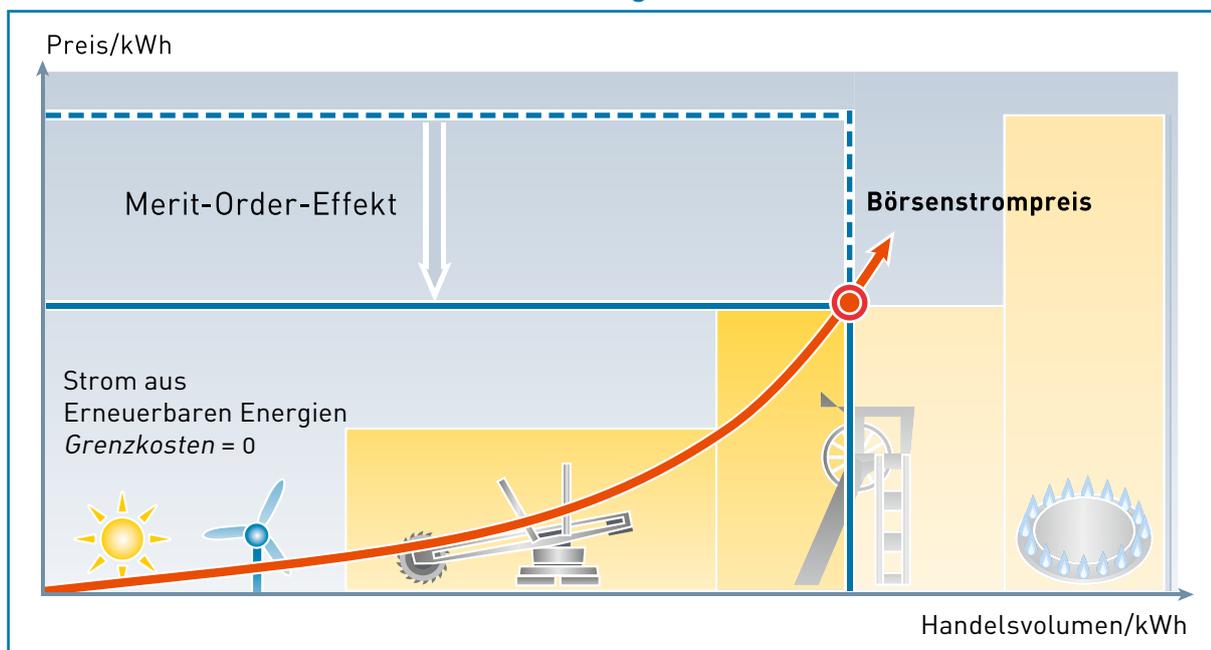
²⁴ Angaben zu fossilen und Atomkraftwerken: AEE: Kosten und Preise für Strom. Renews Spezial 51, September 2011.

Bioenergieanlagen würden in der Merit Order nur auf eine sehr geringe Volllaststundenzahl kommen, da der Börsenstrompreis nur während weniger Stunden eines Jahres auf dem Niveau läge, das für *Biogasanlagen* oder Holzheizkraftwerke kostendeckend wäre. Weil nur geringe *Deckungsbeiträge* erwirtschaftet würden, wäre weder ein statischer noch ein flexibler Anlagenbetrieb ausschließlich über die Erlöse an der *Strombörse* zu refinanzieren.

- Dilemma 2: Missing Money-Problem

Wird Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen eingespeist, erhöht dieser das Angebot am Strommarkt und senkt die Nachfrage nach teurem Mittel- oder *Spitzenlaststrom* aus Steinkohle- oder Erdgaskraftwerken. Aufgrund der vorrangigen Abnahme des Stroms aus Erneuerbaren Energien spielt die Höhe der Erzeugungskosten keine Rolle, bei Anlagen ohne Brennstoffkosten wie Wind- und PV-Anlagen liegen die *Grenzkosten* ohnehin nahe Null. Der Betrieb relativ teurer Erdgaskraftwerke und mancher Steinkohlekraftwerke wird immer öfter überflüssig, bzw. sie kommen am Markt nicht mehr zum Zuge, da der Börsenstrompreis durch Anlagen mit niedrigeren *Grenzkosten* bestimmt wird.

Merit Order-Effekt der Erneuerbaren Energien



Quelle: AEE, Stand: 02/2011

Insbesondere die Einspeisung von Solarstrom schleift mittags zur *Spitzenlast* die bisher üblichen hohen Börsenstrompreise ab. Diesen Effekt nennt man *Merit Order-Effekt*. Wind- und PV-Anlagen haben durch den *Merit-Order-Effekt* die durchschnittlichen Börsenstrompreise in den letzten Jahren bereits deutlich gesenkt.

Da im Jahr 2012 auch der Steinkohlepreis und die Kosten für CO₂-Emissionsrechte niedrig lagen, sanken sowohl die Preisnotierungen für langfristige Stromlieferungen an den Terminmärkten als auch die Notierungen für kurzfristige Stromlieferungen an den Spotmärkten deutlich auf durchschnittlich 4,9 bis 6,1 ct/kWh (Terminmarkt, Stromlieferung im Folgejahr, *Baseload* bzw. *Peakload*) bzw. 4,3 bis 4,9 ct/kWh (Spotmarkt, Stromlieferung am Folgetag, *Baseload* bzw. *Peakload*). Im Jahr 2013 wurden bereits Notierungen von 4 ct/kWh unterschritten.²⁵

²⁵ Europäische Strombörse EEX, <http://www.eex.com>.

Die Differenz zwischen den Marktpreisen der *Strombörse* und den *Grenzkosten* fossiler Kraftwerke ist damit gering. Die *Stromerzeugungskosten* eines Kraftwerks können möglicherweise während bestimmter Zeiten nicht mehr gedeckt werden, so dass Gewinne sinken oder der Betrieb unwirtschaftlich wird. Angesichts der niedrigen Erlöse aus dem Stromverkauf an der *Strombörse* fehlen auch Anreize für Investitionen in neue Anlagen. Notwendige Modernisierungen bzw. der für die *Netzstabilität* und den Ausgleich fluktuierender Erneuerbare Energien erforderliche Zubau flexibler Kapazitäten bleiben aus. Man spricht vor diesem Hintergrund auch vom „Missing Money-Problem“ liberalisierter Energiemärkte. Mögliche Zusatzerlöse durch die Teilnahme am *Regelenergiemarkt* reichen nicht aus, um die Verluste aus dem Spot- und Terminmarkt wettzumachen. Für die Errichtung bedarfsorientierter neuer Bioenergieanlagen bieten die Strommärkte darum bisher keine Investitionssicherheit.

- Dilemma 3: Variable Brennstoffkosten

Als einzige erneuerbare Anlagentechnologie haben Bioenergieanlagen variable Brennstoffkosten für die eingesetzte Biomasse, die nicht nur kurz- und mittelfristig schwanken können, sondern auch erhebliche Auswirkungen auf die jeweiligen *Stromerzeugungskosten* haben.²⁶ Steigen beispielsweise die Kosten für Maissilage, die in *Biogasanlagen* zum Einsatz kommt, kann ein längerfristig kalkuliertes Angebot eines Biogasanlagenbetreibers zur bedarfsgerechten Einspeisung von Strom unwirtschaftlich werden. Das Risiko schwankender Brennstoffkosten tragen selbstverständlich auch konventionelle Kraftwerke, doch sind Bioenergieanlagen weniger flexibel, da ihre Brennstoffbeschaffung üblicherweise regional eingegrenzt ist und sich nicht wie bei den fossilen Energieträgern an globalen Rohstoffmärkten eventuelle Preisvorteile erschließen lassen.

- Dilemma 4: Hohe Volllaststunden und feste Einspeisevergütung bieten höhere Sicherheit

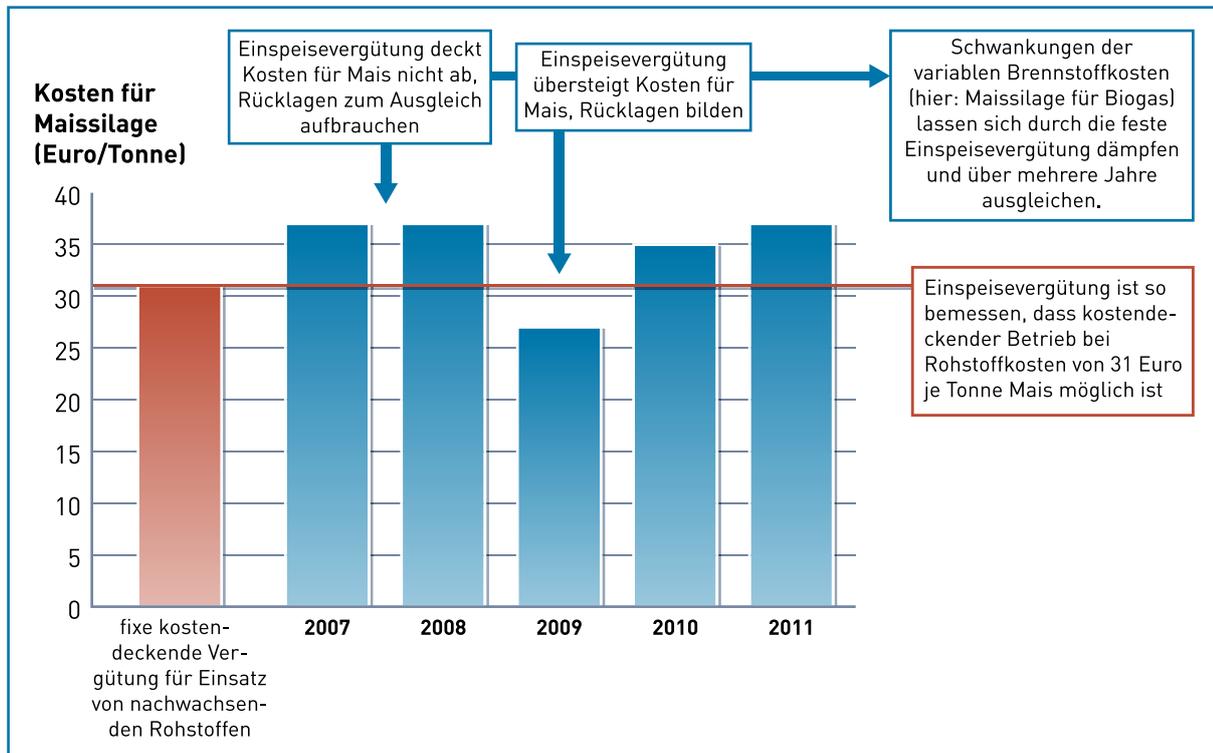
Aus der technischen Sicht des Stromversorgungssystems ist eine rein statische Betriebsweise von Bioenergieanlagen nicht wünschenswert. Betriebswirtschaftlich gilt das Gegenteil. Betreiber bestehender Anlagen sind durch die Vergütungsstruktur des *EEG* bisher dazu gezwungen, möglichst konstant große Strommengen zu erzeugen. Je höher die Volllaststundenzahl, desto höher fallen die Erlöse aus. Das *EEG* reizt (in den Fassungen von 2000 bis 2011) eine möglichst effiziente Stromerzeugung mit dem knappen Gut Biomasse an: Nur wenn Teillastbetrieb und Anlagenausfälle vermieden werden, höchste Wirkungsgrade erreicht werden und dadurch eine maximale Strommenge erzeugt wird, reicht die gesetzliche Einspeisevergütung je Kilowattstunde aus, um eine Amortisation der Investition in die Bioenergieanlage sicherzustellen.

Würde eine Bioenergieanlage nur während bestimmter Zeiten innerhalb eines Jahres bedarfsgerecht Strom erzeugen, fiel die Summe der Einspeisevergütung zu gering aus. Ein unflexibler Anlagenbetrieb auf Basis der Einspeisevergütung bietet damit die beste Investitionssicherheit. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der zuvor beschriebenen Herausforderung, dauerhaft ausreichende *Deckungsbeiträge* für die variablen Brennstoffkosten zu erzielen. Ein Rechenbeispiel: Die kostendeckende Einspeisevergütung des *EEG* sieht für eine vor 2012 in Betrieb genommene Biogasanlage einen Vergütungsanteil von durchschnittlich 7 Cent pro Kilowattstunde für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe vor. Damit sollen die Kosten für Maissilage abgedeckt werden, die zu 31 Euro je Tonne beschafft werden kann.

²⁶ DBFZ: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Leipzig, Juni 2011; Pellmeyer, Josef: Biogas als Ausgleichsenergie. Vortrag, DUH Bioenergie-Netzwerk, Berlin, 21. Januar 2011.

Muss der Anlagenbetreiber den „Brennstoff“ Maissilage aufgrund von lokalen Verknappungen und Preissteigerungen bei Agrarrohstoffen zu höheren Kosten einkaufen, reicht die fixe kostendeckende Einspeisevergütung nicht mehr aus. Sinken die Kosten für Maissilage unter 31 Euro je Tonne, können dagegen dank fixer Einspeisevergütung Rücklagen gebildet werden, die bei einem späteren Preisanstieg wieder abgebaut werden.

Variable Brennstoffkosten bei Biogasanlagen



Die beschriebenen Dilemmata zeigen, dass eine bedarfsorientierte Stromerzeugung von bestehenden oder neu zu errichtenden Bioenergieanlagen weder ausschließlich durch Erlöse an der *Strombörse*, noch auf alleiniger Basis der festen Einspeisevergütung des *EEG* sicher zu refinanzieren ist. Ein Umstieg auf einen flexiblen Anlagenbetrieb würde zunächst Zusatzinvestitionen erforderlich machen, die ein zusätzliches Risiko darstellen. Statt der Strategie der bedarfsgerechten Stromerzeugung erscheinen für viele Anlagenbetreiber möglicherweise andere Fragen betriebswirtschaftlich wichtiger, wie die Abwärmenutzung, die Effizienzsteigerung im Betriebsablauf oder die Beschaffung der Biomasse.

Mit dem EEG auf dem Weg zur Flexibilisierung von Bioenergieanlagen?

Grundlage für den Bau und Betrieb von Bioenergieanlagen war und ist das EEG. Der deutsche Strommarkt im Sinne der unterschiedlichen liberalisierten Handelssegmente gibt für die Refinanzierung von Bioenergieanlagen bzw. ihrer Flexibilisierung bisher keine ausreichende Sicherheit. Vielmehr ist der Wettbewerb auf dem Strommarkt eingeschränkt und weiterhin geprägt von Strukturen, die von den früheren Monopolanbietern bestimmt werden.²⁷ Die derzeitigen Preissignale im Strommarkt reichen nicht aus, um Investitionen in neue Anlagen, Ausgleichskapazitäten und *Netzstabilität* anzureizen. Fossile Energieträger werden zudem gegenüber der erneuerbaren Stromerzeugung strukturell begünstigt, da ihre externen Kosten wie Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden nicht angemessen eingepreist sind. Bei Internalisierung der externen Kosten wären Erneuerbare-Energien-Anlagen auf dem Strommarkt durchaus wettbewerbsfähig. „Aufgrund dieser Marktverzerrungen ist die gezielte Förderung der Erneuerbaren Energien durch das EEG notwendig und berechtigt.“

Im Folgenden soll untersucht werden, inwieweit die seit 2012 gültige Novelle des EEGs mit ihren neuen Rahmenbedingungen eine bedarfsgerechte Stromerzeugung von Bioenergieanlagen fördern kann. Zu klären ist die Frage, ob damit die Ausgleichspotenziale von Bioenergie erschlossen und die beschriebenen Dilemmata überwunden werden können.

Direktvermarktung nach Marktprämienmodell

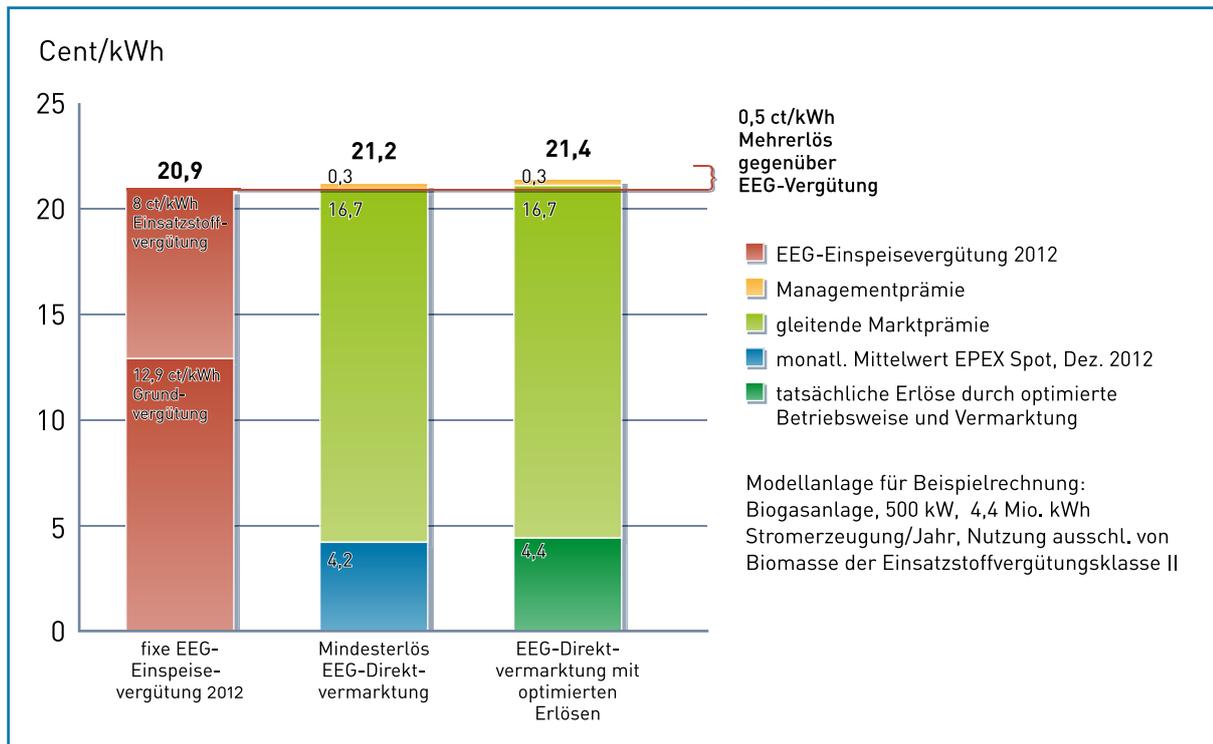
Die 2012 in Kraft getretene EEG-Novelle bietet Anlagenbetreibern die Möglichkeit, ihren Strom nicht mehr unter Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung an die Netzbetreiber zu liefern. Stattdessen können sie den Strom an Stromhändler verkaufen, die ihn an der *Strombörse* oder anderweitig vermarkten (= Direktvermarktung, §33 EEG, Abs. a-i). Da die Erlöse – wie beschrieben im Abschnitt „Ökonomische Hindernisse bei der Flexibilisierung von Bioenergieanlagen“ (S. 21) – trotzdem zu gering sind, sieht das EEG die Auszahlung einer gleitenden Marktprämie vor. Sie gleicht die Differenz aus zwischen dem Marktwert des erneuerbaren Stroms an der *Strombörse* und der festen Einspeisevergütung, die ein Anlagenbetreiber alternativ in Anspruch hätte nehmen können. Für die zusätzlichen Aufwendungen der Marktanbindung und Handelsabwicklung (z.B. Fernsteuerung, siehe S. 18) gewährt das EEG eine für die Dauer der Direktvermarktung fixe Managementprämie, die jährlich reduziert wird für die Anlagen, die neu in die Direktvermarktung einsteigen.

Die gleitende Marktprämie wird zunächst „aufgesattelt“ auf den für alle Anlagen maßgeblichen monatlichen Mittelwert der Spotmarktpreise (EPEX Spot) an der *Strombörse* EEX (Rechenbeispiel: 4,2 ct/kWh im Dezember 2012). Die Höhe der zusätzlich gezahlten Managementprämie sinkt bis 2015 jährlich. Sie betrug 0,3 ct/kWh im Jahr 2012 und liegt 2013 bei 0,275 ct/kWh).²⁸

²⁷ Öko-Institut/LBD Beratungsgesellschaft/Raue LLP: Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Berlin, Oktober 2012; Monopolkommission: Sondergutachten zur Wettbewerbssituation auf den Elektrizitätsmärkten. Bonn, September 2011; Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2011. Bonn, November 2011; Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2012. Bonn, November 2012.

²⁸ Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Daten und Fakten zu Biomasse. Die Novelle 2012. Berlin, Mai 2012; BMU: Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 (EEG 2012). Berlin, August 2011; Europäische Strombörse EEX, <http://www.eex.com>.

Erlöse für Strom aus Bioenergieanlagen: Einspeisevergütung und Direktvermarktung



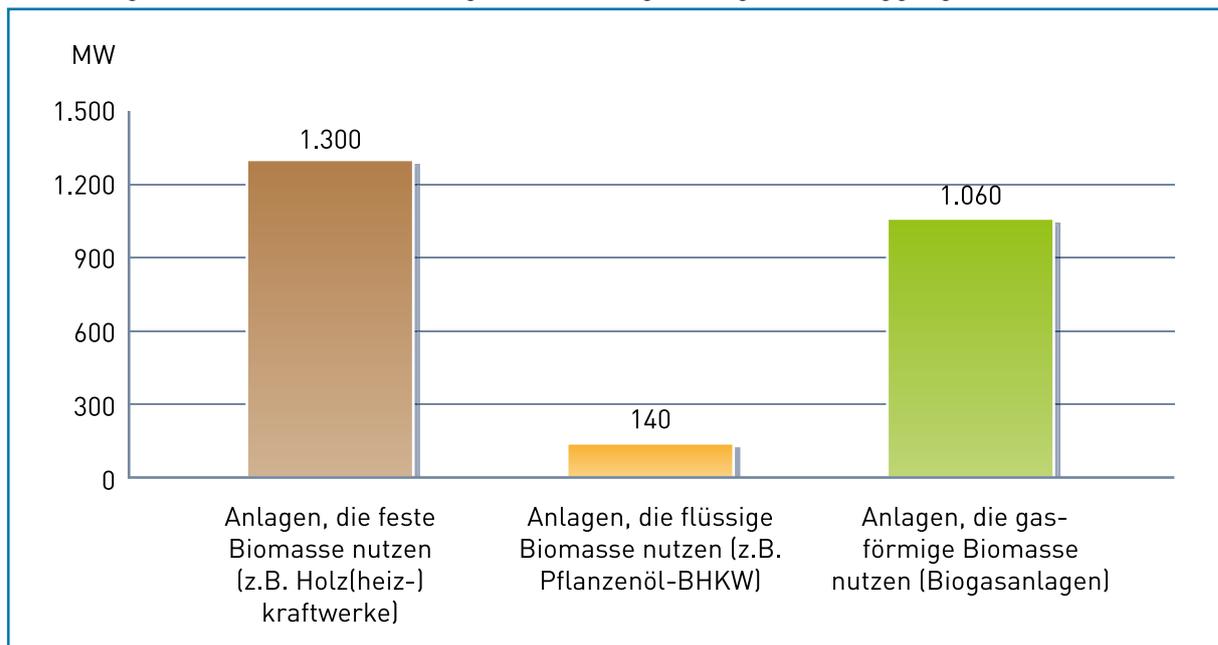
Im Rechenbeispiel erzielt die Biogasanlage in der EEG-Direktvermarktung durch die Managementprämie zunächst einen Mehrerlös von mindestens 0,3 ct/kWh gegenüber der fixen EEG-Einspeisevergütung, von dem allerdings der Stromhändler einen Teil einbehält.

Bei optimierter Betriebsweise der Bioenergieanlage und geschickter Stromvermarktung können sich zusätzliche Erlöse ergeben, indem statt des monatlichen Mittelwertes des Spotmarktpreises ein höherer Durchschnittserlös erzielt wird. Stellt die Bioenergieanlage beispielsweise während der Stunden mit den niedrigsten Spotmarktpreisen die Stromerzeugung ein und „steuert“ stattdessen die Stromerzeugung zu den Stunden mit den höchsten Spotmarktpreisen an, steigt ihr Durchschnittserlös (Rechenbeispiel: 4,4 ct/kWh). Da die Anlage weiterhin in unveränderter Höhe Anspruch hat auf die gleitende Marktprämie, ergibt sich ein Vorteil gegenüber dem Mindesterloß aus der EEG-Direktvermarktung von 0,2 ct/kWh bzw. 0,5 ct/kWh gegenüber der fixen Einspeisevergütung. Dieser mögliche Zusatzerlös soll den Wechsel in die Direktvermarktung und die bedarfsgerechte Erzeugung anreizen.

Im März 2013 vermarkteten Bioenergieanlagen mit insgesamt rund 2.200 MW Leistung ihren Strom direkt im Rahmen des Marktprämienmodells, davon waren jeweils knapp die Hälfte Holz(heiz-)kraftwerke und Biogasanlagen. Während bei Biogasanlagen rund ein Drittel der gesamten installierten Leistung die Direktvermarktung nutzt, sind es bei Holz(heiz-)kraftwerken rund zwei Drittel.

Nutzung der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell durch Bioenergieanlagen 2013

Aufteilung der installierten Leistung der Bioenergieanlagen nach Aggregatzustand



Quelle: Holzhammer/Fraunhofer IWES, Bundesnetzagentur, Stand: 6/2013

Für alle *Biogasanlagen* mit mehr als 750 kW installierter Leistung, die ab 2014 in Betrieb gehen, ist die Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell verpflichtend. Alle anderen Anlagen können jeden Monat frei zwischen den beiden Vergütungssystemen wechseln.

Vor- und Nachteile der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell für Bioenergie

Vorteile/Chancen	Nachteile/Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Der Anreiz zu Mehrerlösen durch eine optimierte Betriebsweise und Vermarktung stellt einen ersten Schritt dar, Bioenergieanlagen auf eine bedarfsgerechte Stromerzeugung auszurichten. 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Mehrerlöse reichen nicht aus, um Investitionen in Gas- oder Wärmespeicher zu refinanzieren oder zusätzliche BHKW-Kapazitäten für einen flexiblen Anlagenbetrieb anzureizen.²⁹

²⁹ Krzikalla, Norbert u.a.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen, März 2013; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart/Kassel/Teltow, März 2012.

Vorteile/Chancen	Nachteile/Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Anlagenbetreiber und -projektierer orientieren sich verstärkt an Preissignalen des Strommarktes. Sie „lernen“ Marktmechanismen und Handelsabläufe, müssen Fahrpläne für die Stromerzeugung gegenüber ihrem Vermarkter einhalten. Dabei bleibt das betriebswirtschaftliche Risiko für die Anlagenbetreiber überschaubar. Die Anlagenbetreiber können monatlich in das System der fixen Einspeisevergütung zurückwechseln. Geld gebenden Banken genügt üblicherweise nur eine Absicherung der Zahlungsfähigkeit der Stromhändler als Sicherheit bei der Kreditvergabe an Bioenergieprojekte, die in die Direktvermarktung einsteigen wollen.³⁰ 	<ul style="list-style-type: none"> • Einnahmen des Direktvermarkters können ausfallen. Es besteht kein Anspruch auf Vergütung. Fällt die Stromlieferung aus, kommen auf den Anlagenbetreiber evtl. Strafzahlungen an den Direktvermarkter zu. Ein Teil der durch optimierten Anlagenbetrieb und Vermarktung erzielten Zusatzerlöse verbleibt beim Stromhändler. Zwar sind auch Direktvermarkter aus der Erneuerbare-Energien-Branche bzw. der Landwirtschaft aktiv, doch könnte eine Konzentration der direkt vermarkteten Kapazitäten bei wenigen Akteuren zu einem erschwerten Marktzugang führen bzw. die möglichen Zusatzerlöse zu Ungunsten der Anlagenbetreiber abschöpfen. Anlagenbetreiber machen sich in gewissem Umfang von ihrem jeweiligen Stromhändler abhängig.³¹
<ul style="list-style-type: none"> • Die Mehrkosten aus der Managementprämie für Bioenergieanlagen, die an die Endkunden über die EEG-Umlage weitergegeben werden, sind 2012 mit schätzungsweise rund 30 Mio. Euro relativ gering. 	<ul style="list-style-type: none"> • Der hinsichtlich <i>Netzstabilität</i> und Ausgleich fluktuierender Einspeisung erreichte Vorteil ist bisher gering. Kosten für Netzstabilisierung und <i>Regelenergie</i> werden nur in geringem Umfang eingespart.³²
<ul style="list-style-type: none"> • Die Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell schafft für Betreiber und Projektierer einen Anreiz, das jeweilige Erlösmodell und die Betriebsabläufe hinsichtlich möglicher Effizienzsteigerungen zu überprüfen. Bioenergieanlagen werden auf die Übernahme von mehr Verantwortung im Sinne der Stabilität eines überwiegend erneuerbaren Versorgungssystems vorbereitet. Eine weitreichende Wärmenutzung wird als zusätzliche Erlösquelle weiterhin benötigt, womit ein Anreiz zur effizienten Nutzung der Biomasse in KWK gegeben ist. 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Direktvermarktung nach Marktprämienmodell bietet gegenwärtig teilweise Mitnahmeeffekte, da die Managementprämie als Zusatzerlös automatisch anfällt, auch ohne relevante Anstrengungen in Richtung einer bedarfsgerechten Stromerzeugung. Während die fixe Einspeisevergütung vorschreibt, mindestens einen bestimmten Anteil der anfallenden Wärme zu nutzen, entfällt diese Pflicht in der Direktvermarktung. Damit könnte auch der ökologisch sinnvolle Anreiz zu einer möglichst effizienten Nutzung der Biomasse in KWK abgeschwächt werden.³³

³⁰ Gaul, Thomas: Direktvermarktung entwickelt sich zögerlich. In: Biogas-Journal 5/2012, S. 40-42.

³¹ Leprich, Uwe: Vertriebe als Integrationsakteur. Optionen für eine marktnahe Integration erneuerbarer Energien. Vortrag, Berliner Energietage, 16. Mai 2013.

³² Gawel, Erik/Purkus, Alexandra: Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung, UFZ Diskussionspapiere. 12/2012. Leipzig, August 2012.

³³ Gaul, Thomas: Direktvermarktung entwickelt sich zögerlich. In: Biogas-Journal 5/2012, S. 40-42.

Die Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell wird seit 2012 in großem Umfang auch von anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen wie Wind- und PV-Anlagen in Anspruch genommen, die nur wetterabhängig Strom erzeugen können. Deren Möglichkeiten zur bedarfsgerechten Stromerzeugung beschränken sich auf ein negatives Ausgleichspotenzial, d.h. das Abschalten trotz Angebot von Wind und Sonneneinstrahlung. Das Marktprämienmodell hat auf fluktuierende Erneuerbare Energien mit *Grenzkosten* nahe Null völlig andere Auswirkungen als bei regelbaren Anlagen wie Bioenergieanlagen.³⁴ Das Marktprämienmodell kann vor diesem Hintergrund nicht pauschal beurteilt werden.

Einen großen Vorteil bietet die Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell dadurch, dass sie Bioenergieanlagen die Teilnahme am *Regelenergiemarkt* eröffnet. Diese vom *EEG* unabhängige Möglichkeit zur Mobilisierung des Ausgleichspotenzials der Bioenergieanlagen wird - nach den weiteren Optionen im Rahmen des *EEGs* - anschließend im Abschnitt *Regelenergiemarkt* (S. 35) dargestellt.

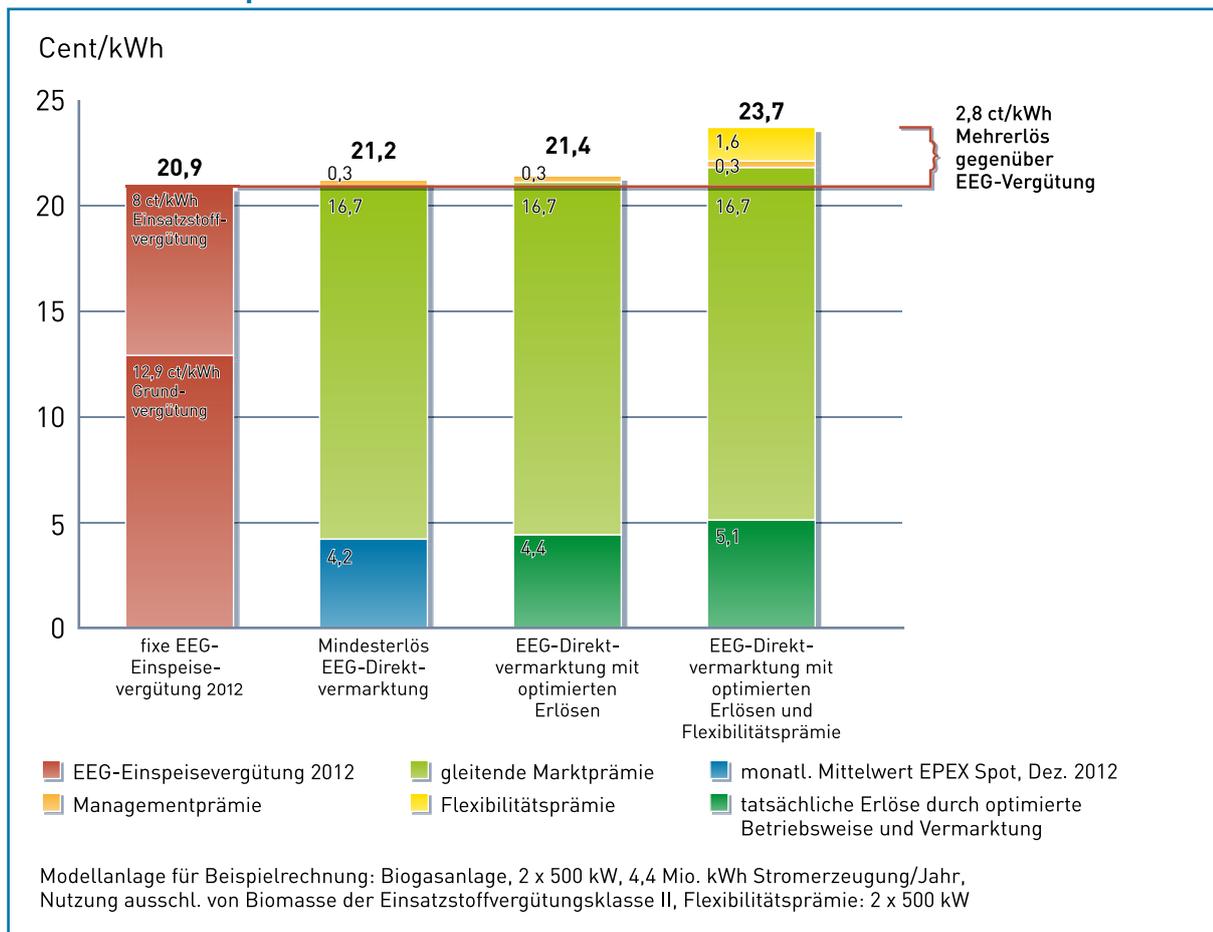
Direktvermarktung mit Flexibilitätsprämie

Die 2012 in Kraft getretene *EEG*-Novelle bietet ausschließlich Betreibern von *Biogasanlagen* zusätzlich zur Direktvermarktung mit Markt- und Managementprämie die Möglichkeit, eine Flexibilitätsprämie in Anspruch zu nehmen (§33 *EEG*, Abs. i). Damit soll ein weiterer Anreiz zur bedarfsgerechten Stromerzeugung geboten werden. Die *Biogasanlagen* müssen dazu im Rahmen der oben beschriebenen Direktvermarktung betrieben werden. Im Abschnitt „Technische Voraussetzungen für einen flexiblen Betrieb von Bioenergieanlagen“ (S. 18) wurde eine modulare Erhöhung der Erzeugungskapazität des BHKW als Bedingung für eine bedarfsgerechtere Stromproduktion beschrieben. Eine solche Aufstockung der installierten Leistung war bisher im Rahmen des *EEG* nicht refinanzierbar. Die Flexibilitätsprämie belohnt die Biogasanlagenbetreiber, die ihre BHKW-Leistung erhöhen, mit einem zeitlich gestreckten Investitionszuschuss. Während das *EEG* die Produktion von erneuerbarem Strom je Kilowattstunde vergütet, weicht die Flexibilitätsprämie von diesem Prinzip ab: Vergütet wird die Vorhaltung von Erzeugungskapazität für eine flexible Stromerzeugung. Für jedes installierte Kilowatt Leistung, das über die mindestens notwendige Leistung für einen Betrieb mit hoher Volllaststundenzahl (8.760 h/a) hinausgeht (vgl. Abschnitt „Dilemma 4: Hohe Volllaststunden und feste Einspeisevergütung bieten höhere Sicherheit“, S. 24), erhalten Biogasanlagenbetreiber jährlich 130 Euro. Die Flexibilitätsprämie wird nur während eines Zeitraums von zehn Jahren gezahlt. Sie wird anlagenspezifisch jährlich im Nachhinein berechnet, um die jeweilige Auslastung der Anlage im Verhältnis zum Volllastbetrieb zu berücksichtigen. Voraussetzung ist eine Bestätigung der technischen Fähigkeit zur bedarfsgerechten Stromerzeugung durch unabhängige Gutachter sowie die Anmeldung bei der Bundesnetzagentur.

Im Rechenbeispiel wird bei einer Biogasanlage mit 500 kW Leistung ein zweites BHKW mit 500 kW installiert sowie ein Gasspeicher nachgerüstet. Damit werden Zusatzinvestitionen von rund 550.000 Euro nötig. Die Biogasanlage könnte dann die Biogasproduktion während rund 10 Stunden speichern. Im Vergleich zur Direktvermarktung nach Marktprämienmodell wäre eine noch besser an Strombedarf und Börsenerlösen orientierte Fahrweise möglich. So kann sich der Betreiber darauf beschränken, nur während der durchschnittlich „teuersten“ Stunden von 8 Uhr bis 20 Uhr mit der vollen Leistung von 1.000 kW Strom zu erzeugen.

³⁴ Fraunhofer ISI/Fraunhofer IWES/BBH/IKEM: Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen. Karlsruhe/Kassel/Berlin, Juli 2012.

Erlöse für Strom aus Bioenergieanlagen: Einspeisevergütung, Direktvermarktung und Flexibilitätsprämie



Wird die Flexibilitätsprämie für die Investition in das zweite BHKW mit 500 kW auf die erzeugte Kilowattstunde umgelegt, ergibt sich ein zusätzlicher Erlös von 1,6 ct/kWh. Angenommen wurde außerdem ein gesteigerter Erlös aus der optimierten Vermarktung während der Zeitphase 8 Uhr bis 20 Uhr. Diese verspricht durchschnittlich einen höheren Marktwert des Stroms, so dass in der Direktvermarktung im Vergleich zum monatlichen Mittelwert des Spotmarktpreises 0,9 ct/kWh mehr Erlös werden können.³⁵

Insgesamt ergibt sich einschließlich der Managementprämie ein Mehrerlös gegenüber der fixen EEG-Vergütung von 2,8 ct/kWh. Diese Zusatzeinnahmen würden möglicherweise zusammen ausreichen, um die Zusatzkosten auszugleichen (Installation eines zusätzlichen BHKWs und Gasspeichers sowie zusätzlicher Wartungsaufwand: ca. 2,5 ct/kWh, außerdem: Zusatzkosten für Fernsteuerung der Anlage und Kosten für Händlertätigkeit).³⁶ Je nach Fahrweise und Anlagenkonzept können jedoch auch höhere Zusatzkosten für die Flexibilisierung entstehen, die durch die Direktvermarktungserlöse dann nicht zu refinanzieren wären.³⁷

³⁵ Holzhammer, Uwe: Neue Möglichkeiten für die Integration der Stromerzeugung mittels Biogas in regionalen Bioenergiekonzepten mittels der Einführung der Flexibilitätsprämie durch das EEG 2012. Tagungsbeitrag, 6. Rostocker Bioenergieforum, 14./15. Juni 2012.

³⁶ Vgl. ebd.

³⁷ Krzikalla, Norbert u.a.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen, März 2013.

Mit 200 Anlagen (80 MW) hat bis Juni 2013 nur ein kleiner Teil der *Biogas-BHKW*, die ihren Strom mit dem Marktprämienmodell direkt vermarkten, zusätzlich die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen.³⁸ Neben den bereits bei der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell beschriebenen Vor- und Nachteilen bzw. Chancen und Risiken sind im Zusammenhang mit der Flexibilitätsprämie die folgenden Argumente zu berücksichtigen:

Vor- und Nachteile der Direktvermarktung mit Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen

Vorteile/Chancen	Nachteile/Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Erstmals wird das Bereitstellen von zusätzlicher Erzeugungskapazität für eine bedarfsgerechtere Stromerzeugung vergütet. Investitionen in BHKW, Gas- und Wärmespeicher werden stärker angereizt. Betreiber von <i>Biogasanlagen</i> sind angehalten, ihren Anlagenbetrieb auf eine systemstabilisierende, bedarfsgerechte Stromerzeugung hin zu überprüfen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Mehrerlöse reichen bei vielen bestehenden <i>Biogasanlagen</i> nicht aus, um Investitionen in Gas- oder Wärmespeicher sicher zu refinanzieren oder zusätzliche BHKW-Kapazitäten für einen flexiblen Anlagenbetrieb anzureizen. Nur bei Neubau von relativ großen <i>Biogasanlagen</i> und wenn sowieso ein Austausch des BHKW fällig wird, lohnt sich eventuell eine Neuinvestition.³⁹
<ul style="list-style-type: none"> • Anlagenbetreiber sind stärker als bei der ausschließlichen Inanspruchnahme der Marktprämie dazu gezwungen, eine präzise Fahrweise des BHKW sicherzustellen. Damit kann noch besser auf das tatsächliche Marktgeschehen reagiert werden. Das betriebswirtschaftliche Risiko für die Anlagenbetreiber bleibt überschaubar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Der Einstieg in die Flexibilitätsprämie erfordert eine grundlegende Neuausrichtung des Betriebskonzepts. Zahlreiche Parameter (BHKW, Gas- und Wärmespeicher) müssen in einer komplexen Wirtschaftlichkeitsberechnung abgewogen werden. Rechtliche Grauzonen und Risiken verbleiben, wenn eine Anlage von der Flexibilitätsprämie zurück in die fixe Vergütung wechselt.⁴⁰ Sinnvoll ist nur eine langfristige Festlegung auf die Direktvermarktung.
<ul style="list-style-type: none"> • Bei hohen Kosten für die eingesetzte Biomasse lohnt es sich dank Flexibilitätsprämie, weniger Strom zu erzeugen, da weniger teure Biomasse zugekauft werden muss, gleichzeitig aber durch die bedarfsgerechtere Erzeugung noch ausreichend hohe Erlöse erzielt werden. In Regionen mit starker Konkurrenz um Anbauflächen und Biogassubstrate wie Mais könnten dann mögliche Konflikte durch die sinkende Nachfrage der Biogasanlagenbetreiber reduziert werden.⁴¹ 	<ul style="list-style-type: none"> • Ein gesteigerter Erlös aus der optimierten Vermarktung zu „Hochpreiszeiten“ an der <i>Strombörse</i> ist notwendig, um zusammen mit der Flexibilitätsprämie die Zusatzinvestitionen refinanzieren zu können. Mit steigender Einspeisung von Solarstrom nimmt die Preisdifferenz zwischen den „Hoch-“ und „Niedrigpreiszeiten“ jedoch weiter ab.⁴² Die optimierte Vermarktung generiert dann möglicherweise zu geringe Erlöse. Ob die Preisdifferenzen in Zukunft zunehmen, ist umstritten.⁴³

³⁸ Speckmann, Markus/Holzhammer, Uwe: Regelenergiebereitstellung durch Erneuerbare Energien. Fachgespräch Bioenergie in der Direktvermarktung und erneuerbare Regelenergie, Berlin, 06. Juni 2013.

³⁹ Casaretto, Rainer u.a.: Biogas macht PV im Sommer Platz! In: *Biogas-Journal* 1/2013, S. 64-69; Krzikalla, Norbert u.a.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen, März 2013; Drescher, Bodo, u.a.: Stromvermarktung außerhalb des EEG 2012. Chancen und Risiken für Biogasanlagen. DLG-Merkblatt 368, November 2011.

⁴⁰ Bensmann, Martin: Direktvermarktung – Erfahrungen aus der Praxis. In: *Biogas-Journal* 5/2012, S. 45-51; Maslaton, Martin: Aktuelles zur Direktvermarktung - Die Flexibilitätsprämie im Sinne des EEG, <http://www.maslaton.de/news/Aktuelles-zur-Direktvermarktung--Die-Flexibilitaetspraemie-im-Sinne-des-EEG--n112>, 28. November 2012.

⁴¹ Holzhammer, Uwe: Neue Möglichkeiten für die Integration der Stromerzeugung mittels Biogas in regionalen Bioenergiekonzepten mittels der Einführung der Flexibilitätsprämie durch das EEG 2012. Tagungsbeitrag, 6. Rostocker Bioenergieforum, 14./15. Juni 2012.

⁴² Institut für Zukunftssysteme (IZES): Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelspreis. Saarbrücken, Januar 2012.

⁴³ Umweltbundesamt (UBA)/Nicolosi, Marco: Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Dessau-Roßlau, Juli 2012.

Biogasanlagen, die auf die Flexibilitätsprämie zurückgreifen, um auf einen bedarfsgerechteren Anlagenbetrieb umzustellen, können unabhängig davon auch am *Regelenergiemarkt* teilnehmen. Diese Option außerhalb des Rechtsrahmens des *EEGs* wird im nachfolgenden Abschnitt „*Regelenergiemarkt*“ (S. 35) untersucht.

Direktvermarktung nach dem Grünstromprivileg

Endverbraucher können seit der Liberalisierung der Strommärkte in Deutschland ihren Stromanbieter frei wählen. Einige Stromanbieter verkaufen Ökostrom- oder „Grünstrom“-Tarife, deren Stromlieferung bilanziell nur oder überwiegend Strom aus Erneuerbaren Energien umfasst. Stromanbieter, die erneuerbare Strommengen einkaufen und an Endkunden abgeben, können sich von einem Teil der *EEG*-Umlage befreien lassen. Sie genießen dann das so genannte Grünstromprivileg (*EEG* § 39). Diesen Kostenvorteil kann der Stromanbieter anteilig sowohl an die Anlagenbetreiber weitergeben, von denen er den erneuerbaren Strom bezieht – als auch an die Endkunden, die er möglicherweise mit einem kostengünstigeren Tarif von anderen Anbietern abwerben kann. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen können ihren Strom im Rahmen des Grünstromprivilegs nur dann vermarkten, wenn sie auf die fixe Einspeisevergütung verzichten. Ebenso ist keine Kombination mit der Markt- oder Flexibilitätsprämie möglich. Der Erlös aus dem Stromverkauf ergibt sich für den Anlagenbetreiber aus der direkten Liefer- und Vertragsbeziehung mit dem privilegierten Grünstromanbieter.

Im Prinzip besteht hier ein Anreiz, bedarfsgerecht zu erzeugen, da der Grünstromanbieter den schwankenden Verbrauch seines Kundenstammes möglichst günstig mit eigenen (Bioenergie-) Anlagen abdecken will. Ob diese in der Praxis tatsächlich diese Funktion übernehmen, ist jedoch fraglich, da eine Direktvermarktung über das Grünstromprivileg kaum attraktiv ist: Die Erlöse, die ein privilegierter Grünstromanbieter einem Bioenergieanlagenbetreiber anbieten könnte, sind zu gering im Vergleich zu den fixen *EEG*-Vergütungen oder der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell. Lediglich alte Anlagen, die nach 20 Jahren ihren Anspruch auf eine *EEG*-Vergütung verlieren bzw. Anlagen mit einer sehr niedrigen Einspeisevergütung wie Klärgas- und Deponiegas-BHKW wählen – neben z.B. Windenergieanlagen – diese Alternative der Stromvermarktung.⁴⁴

Sonstige Direktvermarktung

Das *EEG* bietet Anlagenbetreibern die Möglichkeit, ihren Strom statt über fixe Einspeisevergütungen, das Marktprämienmodell oder das Grünstromprivileg auch direkt an einen Stromhändler zu verkaufen, der im Gegenzug von der Zahlung von Netzentgelten befreit wird (*EEG* § 33b Nr. 3). Der erneuerbare Strom wird durch einen Herkunftsnachweis des Umweltbundesamtes als „Grünstrom“ ausgewiesen und kann als solcher weitervermarktet werden. Die Kostenvorteile aus den eingesparten Netzentgelten und der Grünstromvermarktung sind jedoch zu niedrig, um Anlagenbetreiber zu einem Wechsel in dieses Vermarktungsmodell zu bewegen.⁴⁵ Spezielle Anreize für eine Flexibilisierung des Anlagenbetriebs fehlen bzw. sind mit den Effekten des Grünstromprivilegs zu vergleichen.

⁴⁴ Gawel, Erik/Purkus, Alexandra: Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung, UFZ Diskussionspapiere. 12/2012. Leipzig, August 2012.

⁴⁵ Graßmann, Nils u.a.: Biogasstrom außerhalb des EEG vermarkten. In: Biogas-Journal 5/2012, S. 52-54.

Vorbildliche Praxisbeispiele für bedarfsgerechte Biogasnutzung in der Eifel

In der dünn besiedelten Eifel geht der Ausbau der Erneuerbaren Energien besonders schnell und stark voran. Während das Nieder- und Mittelspannungsnetz in der Region Bitburg-Prüm nur für eine Stromerzeugung von 500 MW Leistung ausgelegt ist, waren Ende 2011 jedoch bereits Erneuerbare-Energien-Anlagen mit 1.419 MW installiert. Die Stromerzeugung liegt in der Spitze bis zu viermal höher als die maximale Stromnachfrage in der Region. Um das Netz zu entlasten, hat der Netzbetreiber RWE daher im Rahmen des Projekts „Smart Country Rheinland-Pfalz“ gemeinsam mit dem Energiehof Hoffmann in Üttfeld-Spielmannsholz die bedarfsgerechte Einspeisung von Biogas-Strom vorangetrieben. Die Tagesproduktion von Biogas fließt vom Fermenter zunächst in Niederdruck-Gasspeicher oberhalb des Gärrestelagers. Das Speichervolumen von 2.000 m³ reicht für die Biogasproduktion von ca. 8 bis 10 Stunden. Das *Biogas-BHKW* reagiert auf ein Signal der Photovoltaik-Anlage des Energiehofs: Sobald die Solarstromproduktion endet, springt zum Ausgleich die Biogas-Stromerzeugung an. Alternativ könnte auch ein Preissignal der *Strombörse* oder ein Signal des Netzbetreibers als Auslöser dienen. So lassen sich nicht nur Mehreinnahmen für die Stromerzeugung generieren, sondern auch Netzausbaukosten reduzieren.

<http://www.rwe.com/web/cms/de/683570/smart-country>

Die Biogasanlage Niederweiler im Deutsch-Luxemburgischen Naturpark zeigt idealtypisch, wie Biogas bedarfsgerecht gespeichert und zu Strom und Wärme umgewandelt werden kann. Ein Mikrogasnetz leitet das Biogas zu einem Satelliten-BHKW in einem Hotelkomplex. Es wird dort wärmegeführt betrieben, d.h. der Strom ist nur das „Nebenprodukt“ der klimafreundlichen Wärmeversorgung des Hotels. Zwei weitere BHKW am Standort der Biogasanlage dienen der Stromerzeugung. Die dabei entstehende Abwärme fließt in das Nahwärmenetz der nahe gelegenen Ortschaft. Benötigt das Hotel vor allem im Sommer weniger Biogas zum Heizen, werden die BHKW an der Biogasanlage hochgefahren, um mit den zusätzlichen BHKW-Kapazitäten bedarfsgerecht Strom zu erzeugen. Hierzu nutzen die Betreiber die Direktvermarktung nach Marktprämienmodell. Eine zusätzliche Hackschnitzelheizung ist an das Nahwärmenetz der Ortschaft angeschlossen und gleicht im Winter den Spitzenbedarf an Wärme aus. Hotel und Anwohner können sich auf eine stabile Wärmeversorgung zu ebenso stabilen Kosten verlassen.⁴⁶

<http://hotel-eifel-bitburg.dorint.com/de/alles-bio>

⁴⁶ Frey, Martin: Bioenergie verwöhnt Hotelgäste. In: *Biogas-Journal* 1/2013, S. 112-115.

Optionen für eine Flexibilisierung außerhalb des EEG?

Für eine abschließende Bewertung der im EEG 2012 eingeführten Möglichkeiten der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell bzw. mit Flexibilitätsbonus ist es noch zu früh. Zwar erhalten Bioenergieanlagen in der Direktvermarktung nun Preissignale der *Strombörse*, doch ergibt sich dadurch noch kein ausreichender betriebswirtschaftlicher Vorteil, der eine Mobilisierung der Ausgleichspotenziale des Anlagenparks zu einem Selbstläufer machen würde. Noch verbleiben zumindest die meisten bereits in Betrieb befindlichen Bioenergieanlagen „im sicheren Hafen“ der fixen EEG-Vergütung. Allerdings konnte mit dem Flexibilitätsbonus erstmals ein direkter Anreiz zur Umorientierung der bisher inflexibel betriebenen *Biogasanlagen* gegeben werden. Damit lassen sich die beschriebenen Dilemmata teilweise überwinden. Das folgende Kapitel untersucht mehrere Modelle der Stromvermarktung, die nicht im Rahmen des EEG geregelt werden. Dabei soll geklärt werden, ob diese Modelle neben dem EEG als zusätzlicher oder alternativer Rahmen für die Flexibilisierung des Anlagenbetriebs dienen und ob sie das Ausgleichspotenzial für ein erneuerbares Versorgungssystem der Zukunft mobilisieren können.

Regelenergiemarkt

Während die unterschiedlichen Ansätze zur Flexibilisierung im Rahmen des EEG auf das Preissignal der *Strombörse* abzielten, um höhere Erlöse zu generieren, handelt es sich bei der Bereitstellung von *Regelenergie* um eine technische Systemdienstleistung. *Regelenergie* wird auch als Reserveleistung bezeichnet und ist für das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage unverzichtbar. Nur wenn zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom ins Netz eingespeist wie verbraucht wird, kann die *Netzstabilität* gehalten werden. Differenzen zwischen dem prognostizierten Stromverbrauch und der prognostizierten bzw. bestellten Stromerzeugung aller erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Anlagen und Kraftwerke müssen daher umgehend durch *Regelenergie* ausgeglichen werden. Hier kommt das positive und negative Ausgleichspotenzial der Bioenergieanlagen ins Spiel (siehe Abschnitt „Bioenergieanlagen bieten ein bedeutendes Ausgleichspotenzial“, S. 13).

Die Flexibilität von Bioenergieanlagen kann zunächst zur Deckung der beschriebenen *Residuallast* zum Einsatz kommen. Bioenergieanlagen sind dann Teil des täglichen Fahrplans der Stromvertriebe zur Deckung des prognostizierten Strombedarfs. Ergänzend besteht der *Regelenergiemarkt*, an dem Bioenergieanlagen nach Anforderung durch die Netzbetreiber kurzfristig als positives Ausgleichspotenzial „einspringen“, um Ungenauigkeiten und Fehler der Prognose auszugleichen, beispielsweise bei einem technischen Ausfall eines Kraftwerks oder bei einer nicht im Fahrplan einberechneten Windflaute, die regional zu einem plötzlichen Verlust der einkalkulierten Erzeugungskapazität von Windenergieanlagen führt. Entscheidend ist dabei nicht allein die Strommenge, die eine Bioenergieanlage kurzfristig einspeisen oder reduzieren kann, sondern vor allem, dass eine bestimmte Erzeugungskapazität (Leistung in MW) als Sicherheitsreserve bereitgehalten wird. Drei Arten von *Regelenergie* (*Primärreserve*, *Sekundärreserve*, *Minutenreserve*) werden danach unterschieden, wie schnell sie wie viel Strom als positives Ausgleichspotenzial (bzw. als positive *Regelenergie*) zur Verfügung stellen können.

Der *Regelenergiemarkt* fragt die drei Arten von *Regelenergie* auch als negative *Regelenergie* nach. Diese ist nötig, wenn überschüssiger Strom vorhanden ist. Das kommt vor, wenn die Stromnachfrage unerwartet gering ausfällt oder die Sonneneinstrahlung oder das Windaufkommen höher ausfällt als prognostiziert. Negative *Regelenergie* kann aus Anlagen mit großer elektrischer Leistung bestehen, die als zusätzliche Verbraucher zugeschaltet werden, um den Überschussstrom aufzufangen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder andere Stromspeicher). Bioenergieanlagen können durch Reduktion ihrer Stromerzeugung negative *Regelenergie* anbieten.

Charakteristika der Primär-, Sekundär- und Minutenreserve

	Primärreserve	Sekundärreserve	Minutenreserve
Abruf der <i>Regelenergie</i> durch...	europäisches Verbundnetz	nationaler Übertragungsnetz-betreiber	nationaler Übertragungsnetz-betreiber
Aktivierung innerhalb.../ Bereitstellung während...	30 Sekunden/ 15 Minuten	5 Minuten/ 15 Minuten	15 Minuten/ 60 Minuten
eingesetzter Kraftwerkstyp	flexible Gas-, GuD-, Pumpspeicher und Blockheizkraftwerke	flexible Gas-, GuD-, Pumpspeicher und Blockheizkraftwerke	Steinkohle-, Gas-, Blockheiz- und Pumpspeicher-kraftwerke
Abruf erfolgt...	automatisch	automatisch	telefonisch
Vergütung für...	Leistung (MW)	Leistung (MW) und erzeugten Strom (kWh)	Leistung (MW) und erzeugten Strom (kWh)
Mindestangebotsgröße ⁴⁷	1 MW	5 MW	5 MW
Ausschreibungen erfolgen...	wöchentlich; für eine Woche	wöchentlich; für eine Woche	täglich; für den Folgetag
ausgeschriebene Leistung 2011 für positive (+) und negative (-) <i>Regelenergie</i> ⁴⁸	612 MW	2.073 MW – 2.231 MW (+) 2.044 MW – 2.228 MW (-)	1.812 MW – 2.118 MW (+) 2.469 MW – 2.642 MW (-)

Quelle: Bundesnetzagentur, eigene Darstellung

Die vier bundesweiten Übertragungsnetzbetreiber schreiben für unterschiedliche Zeiträume die drei Regelenergiearten aus. Anbieter können Gebote abgeben und je nach Bedarf und Preis in einer Auktion den Zuschlag erhalten. Vergütet wird dann – wie bei der Flexibilitätsprämie im *EEG* – die Bereitstellung einer bestimmten Erzeugungskapazität. Wird diese tatsächlich zur kurzfristigen Stromerzeugung herangezogen, wird auch die erzeugte Strommenge durch eine auf die Kilowattstunde bezogene Vergütung entgolten. Die Übertragungsnetzbetreiber begleichen die Regelenergiekosten, indem sie diese bei den Endkunden über die Netzentgelte wieder eintreiben.

Wenn schrittweise konventionelle Großkraftwerke durch erneuerbare Erzeugungskapazitäten ersetzt werden, müssen diese folglich auch deren Systemdienstleistungen übernehmen. Dass Bioenergieanlagen am *Regelenergiemarkt* eine stärkere Rolle übernehmen, ist vor diesem Hintergrund notwendig und erwünscht.⁴⁹ Voraussetzung für die Teilnahme am *Regelenergiemarkt* ist eine technische Qualifizierung und Überprüfung der Anlagen. Mit den 2011 geänderten Rahmenbedingungen hat die Bundesnetzagentur den *Regelenergiemarkt* für neue, kleinere Anbieter, weitere flexible Lastpotenziale und neue Technologien geöffnet – nicht zuletzt, um den Wettbewerb zu fördern. *Sekundär-* oder *Minutenreserve* darf bisher trotzdem nur in einem Block von mindestens 5 MW Leistung angeboten werden. Da einzelne Bioenergieanlagen meist nur über maximal 1 MW Leistung verfügen, bündeln Direktvermarkter mehrere kleine *Biogas-BHKW* oder andere Anlagen in einem *virtuellen Kraftwerk* („Pooling“). Durch größere Zusammenschlüsse können Kosten und Risiken (z.B. Abweichungen vom Fahrplan, Ausfälle von Anlagen) minimiert werden.⁵⁰

⁴⁷ Bundesnetzagentur: Beschluss Az.: BK6-10-099, Bonn, 18. Oktober 2011; <https://www.regelleistung.net>.

⁴⁸ Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2012. Bonn, November 2012.

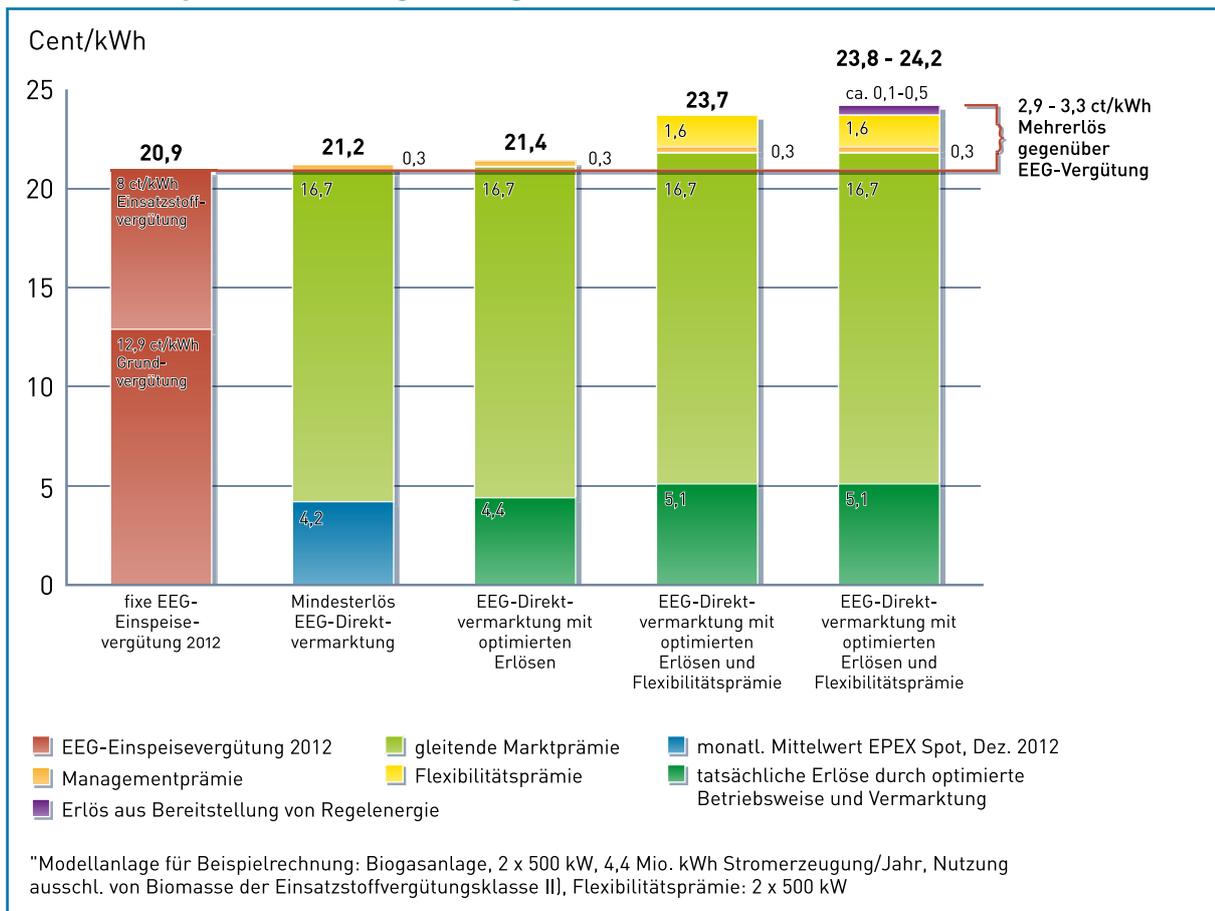
⁴⁹ Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag: Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. April 2012.

⁵⁰ Sämisch, Hendrik: Bündelung von Biogasanlagen zur Regelenergiebereitstellung. Vortrag, 3. VDI-Konferenz Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, Berlin, 09. April 2013.

Biogas-BHKW in der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell stellen ihre Kapazitäten auf diesem Wege bereits als *Minutenreserve* und vereinzelt als *Sekundärreserve* zur Verfügung. Mit der Teilnahme an diesen Regelenenergiemärkten gelingt es Bioenergieanlagen, Zusatzerlöse zu erzielen.⁵¹ Aus technischen Gründen ist nur die Bereitstellung von *Primärreserveleistung* durch Bioenergieanlagen bisher nicht praktikabel. BHKW können die notwendige Reaktionszeit zur Aktivierung von 30 Sekunden üblicherweise nicht einhalten, doch wäre eine Öffnung des Primärregelenenergiemarktes für Bioenergieanlagen grundsätzlich möglich. Alle Bioenergieanlagen könnten im Jahr 2013 schätzungsweise rund 1.000 MW negative und rund 500 MW positive Regelenenergieleistung zur Verfügung stellen.⁵² Das Fraunhofer IWES schätzt, dass 2013 Bioenergieanlagen mit ca. 250 bis 500 MW vor allem am negativen Minutenreservemarkt und weniger am Sekundärreservemarkt (ca. 50 bis 100 MW) teilnehmen.⁵³

Die Zusatzinvestitionen für die Teilnahme am *Regelenenergiemarkt* sind durch die Erlöse aus der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell und aus der Flexibilitätsprämie mit abzudecken. Allerdings müssen Betreiber von Bioenergieanlagen bei Teilnahme am *Regelenenergiemarkt* absolut zuverlässig auf die Anforderungen der Vermarkter bzw. der Übertragungsnetzbetreiber reagieren können. Wird eine angebotene Regelenenergieleistung bzw. Strommenge entgegen des Gebots nicht vollumfänglich geliefert, entstehen umso höhere Zusatzkosten.

Erlöse für Strom aus Bioenergieanlagen: Einspeisevergütung, Direktvermarktung, Flexibilitätsprämie und Regelenenergie



⁵¹ Bensmann, Martin: Direktvermarktung – Erfahrungen aus der Praxis. In: Biogas-Journal 5/2012, S. 45-51; Kahnt-Ralle, Edith/Gaul, Thomas: Flexibel sein. In: Joule 2/2013, S. 60-66.
⁵² Fachverband Biogas/Bundesverband Bioenergie: Gemeinsame Stellungnahme zum Thesenpapier des Bundesumweltministeriums zum 2. EEG-Dialog: „Potenzial und Rolle von Biogas“. Berlin, Februar 2013.
⁵³ Speckmann, Markus/Holzhammer, Uwe: Regelenenergiebereitstellung durch Erneuerbare Energien. Fachgespräch Bioenergie in der Direktvermarktung und erneuerbare Regelenenergie, Berlin, 06. Juni 2013.

Die zusätzlichen Erlöse aus der Teilnahme am *Regelenergiemarkt* können nur in groben Bandbreiten je Kilowattstunde dargestellt werden. Die Einnahmen schwanken in ihrer Höhe und je nach Zeitraum stark. *Biogasanlagen* können für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität während nur weniger Stunden je bereitgestelltem Megawatt Leistung Einnahmen von 27.000 Euro (*Minutenreserve*) und 105.000 Euro (*Sekundärreserve*) erzielen.⁵⁴ Wird die Leistung tatsächlich abgerufen, kommen gegebenenfalls noch überdurchschnittlich hohe Arbeitspreise je Kilowattstunde hinzu. Umgelegt auf die Erzeugung einer Kilowattstunde können am *Regelenergiemarkt* zusätzliche Erlöse von ca. 0,1 ct/kWh bis 0,5 ct/kWh erzielt werden.⁵⁵ Insgesamt kann sich einschließlich der Managementprämie, der Mehrerlöse aus optimierter Vermarktung sowie der Flexibilitätsprämie ein durchschnittlicher Mehrerlös gegenüber der fixen *EEG*-Vergütung von mehr als 3 ct/kWh ergeben.

Vor- und Nachteile der Teilnahme am Regelenergiemarkt für Bioenergieanlagen

Vorteile/Chancen	Nachteile/Risiken
<ul style="list-style-type: none"> Bioenergieanlagen können aktiv Systemdienstleistungen konventioneller Kraftwerke übernehmen bzw. teilweise ersetzen. Bioenergieanlagen übernehmen Verantwortung für die <i>Netzstabilität</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> Bisher beschränkt sich die Teilnahme am <i>Regelenergiemarkt</i> überwiegend auf die Bereitstellung negativer <i>Minutenreserve</i>, d.h. <i>Biogas-BHKW</i> fahren ihre Leistung für kurze Zeit herunter, um statt der geringeren Börsenstrompreise dann Einnahmen aus <i>Regelenergie</i> erzielen zu können. Die rechtliche und betriebswirtschaftliche Komplexität steigt.
<ul style="list-style-type: none"> Durch die Bereitstellung von <i>Sekundär-</i> und <i>Minutenreserve</i> können Anlagenbetreiber attraktive Zusatzerlöse erzielen. Die notwendigen Zusatzinvestitionen in ein zusätzliches BHKW, Gas- und Wärmespeicher sowie die Gewährleistung der Fernsteuerung können zusammen mit Erlösen aus optimierter Vermarktung im Marktprämienmodell sowie Erlösen aus der Flexibilitätsprämie gegenfinanziert werden. 	<ul style="list-style-type: none"> Schwankende Erlöse am <i>Regelenergiemarkt</i> alleine können die gewünschte Flexibilisierung des Anlagenbetriebs noch nicht anreizen, sondern generieren nur zusammen mit optimierter Direktvermarktung im Marktprämienmodell mit Managementprämie sowie Flexibilitätsprämie die notwendigen Erlöse zur Refinanzierung der Zusatzinvestitionen. Bieten Bioenergieanlagen (negative) <i>Regelenergie</i>, so steht diese Betriebsweise möglicherweise einer Fahrweise entgegen, die regelmäßig gezielt während den Stunden mit den höchsten Börsenstrompreisen Strom produzieren bzw. im Winter ausreichende Wärmemengen liefern muss.⁵⁶

Während der *Regelenergiemarkt* von den Übertragungsnetzbetreibern überregional für die Übertragungsnetze organisiert wird, fehlen bisher entsprechende Signale auf der immer wichtiger werdenden Verteilnetzebene. Dort sind Bioenergieanlagen und andere Erneuerbare-Energien-Anlagen überwiegend angeschlossen.

⁵⁴ Sämisch, Hendrik: Bündelung von Biogasanlagen zur Regelenergiebereitstellung. Vortrag, 3. VDI-Konferenz Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, Berlin, 09. April 2013.

⁵⁵ Drescher, Bodo, u.a.: Stromvermarktung außerhalb des EEG 2012. Chancen und Risiken für Biogasanlagen. DLG-Merkblatt 368, November 2011; Fenner, Sebastian: Perspektiven im EEG 2012: Gemeinsam, direkt und nachhaltig vermarkten! Vortrag, Genossenschaft Deutscher Grün-Energie Erzeuger eG, Würzburg, 07. März 2012; Müller, Torsten: Wirtschaftliche Aspekte der Marktprämie aus Erzeuger- / Beratersicht. Vortrag, Treurat und Partner, Lüneburg, 25. September 2012.

⁵⁶ Sämisch, Hendrik: Bündelung von Biogasanlagen zur Regelenergiebereitstellung. Vortrag, 3. VDI-Konferenz Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, Berlin, 09. April 2013; Ritter, Peter: Wirtschaftlichkeit und wirtschaftlich optimierte Auslegung von flexibilisierten Biogasanlagen. Vortrag, ebd.

Kapazitätsmärkte

Im Gegensatz zum *Regelenergiemarkt* sind Kapazitätsmärkte in Reinform bisher nur theoretische Modelle für eine zukünftige Umgestaltung des Strommarktes in Deutschland. Die in der wissenschaftlichen Diskussion kursierenden Vorschläge für die Einführung von Kapazitätsmärkten wollen eine Antwort geben auf das *Missing Money-Problem* (vgl. Abschnitt „Dilemma 1: Merit Order und Missing Money-Problem“, S. 21): Wie kann aus Sicht der langfristigen Versorgungssicherheit gewährleistet werden, dass es für bestehende bzw. neu zu errichtende Anlagen einen Anreiz zu Betrieb bzw. Neubau gibt, wenn die Erlöse aus dem Stromverkauf auf einem zu niedrigen Niveau verbleiben?

Angesichts eines Überangebotes von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungskapazitäten sehen manche Akteure ein Marktversagen des *Energy-Only-Marktes* hinsichtlich der jederzeitigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Da der Anreiz für Weiterbetrieb, Modernisierung und Neubau von Kraftwerken fehle, komme der notwendige Umbau des Kraftwerksparks ins Stocken. Es könnte, so die Befürchtung einiger Befürworter von Kapazitätsmärkten, sogar zeitweilig die *Netzstabilität* gefährdet und die Stromversorgung eingeschränkt werden. Über das Ausmaß, den Zeithorizont und die Wahrscheinlichkeit des Eintretens dieser Gefahren herrscht jedoch Uneinigkeit.⁵⁷ Um mögliche Anreize für die Mobilisierung des Ausgleichspotenzials der Bioenergieanlagen abschätzen zu können, sollen zunächst die unterschiedlichen Modelle und Motive für Kapazitätsmärkte unterschieden werden.

Gemeinsam haben alle Vorschläge für Kapazitätsmärkte die folgenden Prinzipien:

1. Ein unabhängiger Koordinator wie z.B. eine Regulierungsbehörde schreibt eine bestimmte Kapazität zur Sicherung der Stromnachfrage während eines bestimmten Zeitraums aus. Es kann sowohl ein positives als auch ein negatives Ausgleichspotenzial nachgefragt werden. Alternativ kann auf eine zentrale Ausschreibung verzichtet werden und die Bestimmung der benötigten Kapazitäten den Vertrieben der Stromhändler überlassen werden.
2. Für diese Kapazitäten wird eine Auktion organisiert. Alternativ beschaffen die Vertriebe der Stromhändler selbst Kapazitäten ohne Auktion.
3. Die Anlagen, die den Zuschlag erhalten, sind verpflichtet, mit ihrer Kapazität betriebsbereit zur Verfügung zu stehen. Dafür erhalten die Betreiber ein zeitlich befristetes Kapazitätsentgelt.
4. Die Kapazitätsentgelte werden auf die Stromverbraucher umgelegt bzw. über die Vertriebe der Stromhändler an die Endkunden weitergegeben. Die Anlagenbetreiber können (in den meisten *Kapazitätsmarkt*-Modellen) am *Energy-Only-Markt* durch den Verkauf von Strom zusätzliche Erlöse erzielen.

⁵⁷ Matthes, Felix: Strommarktdesign der Zukunft. Die Topologie der aktuellen Debatten. Vortrag, Berliner Energietage, 16. Mai 2013; Agora Energiewende (Hg.): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin, März 2013; Umweltbundesamt (UBA)/Nicolosi, Marco: Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Dessau-Roßlau, Juli 2012.

erreicht, wird das zu diesem Zeitpunkt geltende Kapazitätsentgelt der Einheitspreis. Die Teilnehmer der Auktion, die Kapazitäten höchstens bis zu diesem Preis angeboten haben, erhalten den Zuschlag.

Um zu verhindern, dass Kapazitäten zurückgehalten werden, um den Börsenstrompreis in die Höhe zu treiben, legt der Koordinator der Auktion zusätzlich einen Ausübungspreis fest, der über den *Grenzkosten* des teuersten Kraftwerks liegt. Steigen die Börsenstrompreise über diesen Ausübungspreis, müssen die Teilnehmer des *Kapazitätsmarkts* eine Verfügbarkeitsoption an den Koordinator zahlen. Die Höhe dieser abschreckenden Zahlungsandrohung ergibt sich aus der Differenz zwischen Börsenstrompreis und Ausübungspreis sowie dem Anteil des Marktteilnehmers an den gesamten Kapazitäten.⁵⁸ Gezielte Anreize zur Flexibilisierung sind nicht vorgesehen.

- Selektive bzw. segmentierte oder fokussierte Kapazitätsmärkte

In Abgrenzung zum umfassenden *Kapazitätsmarkt* schlagen andere Modelle eine Differenzierung der Ausschreibung vor. So sollen entweder nur neu zu errichtende Anlagen für die Teilnahme in Frage kommen oder eine getrennte Auktion von bestehenden Altanlagen stattfinden. Ein Einheitspreis ist nicht vorgesehen, um bestehende Altanlagen nicht zu übervorteilen. Aus Sicht der Vertreter selektiver *Kapazitätsmärkte* kommen die Anbieter von Kapazitäten von Altanlagen beim umfassenden *Kapazitätsmarkt* unnötigerweise in den Genuss von Mitnahmeeffekten, da ihre Kraftwerke größtenteils bereits abgeschrieben sein dürften und relativ niedrige *Stromerzeugungskosten* aufweisen.

In den Ausschreibungen können auch qualitative Kriterien wie die regionale Standortwahl, die Klimabilanz (z.B. Teilnahme ausschließlich für Anlagen mit weniger als 600 Gramm CO₂-Emissionen je Kilowattstunde) oder das Ausmaß der Flexibilität der Kapazitäten berücksichtigt werden. Auch regelbare Lasten von Großverbrauchern (*Lastmanagement*) sollen gezielt einbezogen werden. Bestehende Kraftwerke sollen im Gegensatz zu neu zu errichtenden Anlagen gar nicht oder nur für wenige Jahre Kapazitätsentgelte in Anspruch nehmen können, wenn sie zur Deckung der *Residuallast* regional benötigt werden. Um künstliche Verknappungen der Kapazitäten durch Kraftwerksbetreiber zwecks Steigerung des Börsenstrompreises zu verhindern, werden ähnliche Mechanismen wie beim umfassenden zentralisierten *Kapazitätsmarkt* vorgeschlagen. Die Mehrkosten der *Kapazitätsmärkte* werden ebenfalls per Umlage oder Netzentgelte an die Endkunden weitergegeben.⁵⁹

- Strategische Reserve

Während die umfassenden bzw. selektiven *Kapazitätsmärkte* grundsätzlich Kapazitätsentgelte für alle Stromerzeuger bereitstellen wollen, die die gesamte Stromnachfrage abdecken, zielt das Modell einer strategischen Reserve lediglich auf seltene Zeitpunkte ab, zu denen die Stromnachfrage nicht durch das Angebot am Strommarkt gedeckt werden kann. Es handelt sich um eine Reservekapazität, die im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen *Kapazitätsmärkten* nur wenige Kraftwerke umfassen kann. Nach einer gegebenenfalls mehrfach durchzuführenden Auktion schließt der Koordinator mit den Anbietern der Anlagen, die den Zuschlag erhalten haben, einen mehrjährigen Vertrag zur Bereitstellung einer bestimmten Reservekapazität. Das Prinzip ähnelt einer Ausweitung des *Regelenergiemarkts*, mit dem wesentlichen Unterschied, dass der Anbieter mit seinem Kraftwerk nicht am *Energy-Only-Markt* teilnehmen darf, um die Marktpreise dort nicht zu beeinflussen.⁶⁰

⁵⁸ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Köln, März 2012; Elberg, Christina, u.a.: Der umfassende Kapazitätsmarkt. In: Agora Energiewende: a.a.O., S. 37-50.

⁵⁹ Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Aachen, September 2011; LBD Beratungsgesellschaft/Öko-Institut/WWF Deutschland: 20 Fragen zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen. Berlin, Juni 2012.

⁶⁰ Maurer, Christoph: Die strategische Reserve. Versorgungssicherheit effizient gestalten: Zur Diskussion um Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Kurzfassung eines Gutachtens für den BDEW. In: Agora Energiewende: a.a.O., S. 27-36.

Das Modell zielt vor allem auf Altanlagen, die aus Wirtschaftlichkeitsgründen vor der Stilllegung stehen, jedoch aus Gründen der Versorgungssicherheit weiter bereitgehalten werden sollten. Die strategische Reserve ist vor allem als vorübergehende Lösung gedacht, die punktuell bei Angebotslücken am Strommarkt Leistung sichert. Spezielle Anreize zum Umbau bzw. Aufbau eines flexibler agierenden konventionellen und erneuerbaren Anlagenparks sind nicht vorgesehen, sondern sollen weiter aus dem bestehenden Strommarkt bzw. den dafür bestehenden Instrumenten kommen. Die Strategische Reserve wird von jenen Akteuren favorisiert, die (noch) nicht von einem Versagen des *Energy-Only-Markts* überzeugt sind, sondern die Ansicht vertreten, dieser Markt sei in der Lage, bei Knappheiten rechtzeitig entsprechende Preis- und damit Investitionssignale zu senden.

- Dezentralisierter Leistungsmarkt

Unter Leistungsmärkten sind *Kapazitätsmärkte* zu verstehen, die auf eine zentrale Auktion durch einen Koordinator verzichten. Diese Modelle befürchten bei umfassenden wie auch bei selektiven *Kapazitätsmärkten* durch die langen Ausschreibungszeiträume sowie durch mögliche Mitnahmeeffekte eine Bevorzugung etablierter großer Kraftwerkskapazitäten. Währenddessen würden effizientere dezentrale Lösungen für die Bereitstellung gesicherter Leistung vernachlässigt.

Befürworter von dezentralisierten Leistungsmärkten halten eine langfristige, zentrale Modellierung der zukünftigen Stromnachfrage für zu ungenau und ineffizient als Grundlage einer Auktion, die große Summen an Kapazitätsentgelten für einen langen Zeitraum verteilen würde. Stattdessen sollen die Vertriebe der Stromhändler, die unmittelbar mit den Endverbrauchern in Kontakt stehen, kurzfristig die Stromnachfrage mit Kapazitäten decken. In Zeiten hoher Stromnachfrage würde die Beschaffung zusätzlicher gesicherter Leistung (d.h. Kapazität, z.B. in Form von Leistungszertifikaten für je ein Megawatt) notwendig, was als zusätzliches Preissignal an den Endverbraucher weitergegeben würde. Die Bereithaltung von Kapazitäten könnte damit direkt und verursachergemäß entgolten werden – statt mit Einheitspreisen über (mehrjährige) pauschale Kapazitätsentgelte. Nicht nur die Anlagenbetreiber, auch die Stromverbraucher erhielten mit den Kosten für die Bereithaltung von Kapazitäten neben dem Börsenstrompreis einen weiteren Anreiz, ihr Nachfrageverhalten zu flexibilisieren. Kann ein Stromverbraucher, beispielsweise ein großer Industriebetrieb, seine Nachfrage in gewissem Umfang flexibel reduzieren, ist er nicht mehr auf den Erwerb der entsprechenden Menge von Leistungszertifikaten angewiesen und spart diese Kosten.⁶¹

Möglich wären Leistungsmärkte, die auf eine gesetzliche Verpflichtung zum Erwerb von Leistungszertifikaten verzichten bzw. diesen auf bestimmte Kundenbereiche beschränken. Sowohl selektive Leistungsmärkte, die die bereitzustellende Kapazität qualitativ differenzieren, als auch umfassende Leistungsmärkte sind möglich, in denen ein einheitliches Zertifikat für alle technischen Optionen gehandelt wird.

⁶¹ Enervis Energy Advisors/BET: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Berlin/Aachen, März 2013; Ecke, Julius u.a.: Kapazitätssicherung durch Privatisierung der Versorgungssicherheit. Ein Leistungsmarkt mit dezentraler Nachfrage. Kapazitätssicherung durch Produktdifferenzierung. Kurzfassung eines Gutachtens für den VKU. In: Agora Energiewende: a.a.O., S. 65-76; Leprich, Uwe: Vertriebe als Integrationsakteure. Optionen für eine marktnahe Integration erneuerbarer Energien. Vortrag, Berliner Energietage, 16. Mai 2013.

Modelle für Kapazitätsmärkte im Vergleich

	Bestimmung des Kapazitätsbedarfs	Auktion	Teilnehmer	Vergütung	Flexibilisierung von Bioenergieanlagen
Umfassender zentralisierter Kapazitätsmarkt	zentrale und langfristige Ausschreibung durch Koordinator	zentrale Auktion mit Einheitspreis für alle Kapazitäten	keine Differenzierung teilnehmender Kapazitäten	langfristiges Kapazitätsentgelt zum Einheitspreis, reguliert durch Ausübungspreis, <i>Energy-Only-Markt</i> (EOM)	kein Anreiz für Bioenergieanlagen bzw. deren Flexibilisierung zu erwarten
Selektive bzw. segmentierte oder fokussierte Kapazitätsmärkte	zentrale, kurz- und langfristige Ausschreibung durch Koordinator	Auktion für zeitlich und qualitativ differenzierte Kapazitäten	ggfs. qualitative Differenzierung u.a. nach Alter, Region und Klimabilanz	mittel- und langfristige Kapazitätsentgelte, reguliert durch Ausübungspreis, EOM	nur bei Differenzierung nach Alter, Region und Klimabilanz evtl. Teilnahme und Flexibilisierung zu erwarten
Strategische Reserve	zentrale und langfristige Ausschreibung durch Koordinator	zentrale Auktion mit Einheitspreis für alle Kapazitäten	keine Differenzierung teilnehmender Kapazitäten, Ausrichtung auf Anlagen, die ansonsten stillgelegt würden	langfristiges Kapazitätsentgelt zum Einheitspreis, dauerhafter Ausschluss vom EOM, Kapazität kommt nur bei punktueller Angebotslücke zum Einsatz	Bioenergieanlagen werden nicht angesprochen
Dezentralisierter Leistungsmarkt	dezentral und kurzfristig durch Stromvertriebe für Nachfrage ihrer Endkunden oder durch Koordinator	keine Auktion, Handel von Leistungszertifikaten	keine oder qualitative Differenzierung, verpflichtend oder freiwillig	kurzfristig zu handelnde Leistungszertifikate mit schwankenden Preisen, EOM	Anreiz für Teilnahme von Bioenergieanlagen und Flexibilisierung durch dezentrale Orientierung auf kurzfristige Nachfrage

Bewertung der Kapazitätsmarktmodelle aus Sicht von Bioenergieanlagen

Die Errichtung und der Betrieb von Bioenergieanlagen werden in umfassenden *Kapazitätsmärkten* voraussichtlich nicht angereizt. Gründe sind die Vorteile von alten konventionellen Kraftwerken, die einen Großteil der ausgeschriebenen Kapazitäten zu geringen Kosten bei der Auktion anbieten könnten. Die strategische Reserve zielt tendenziell ebenfalls auf die Bereitstellung großer Kapazitätsblöcke durch alte konventionelle Kraftwerke ab, die anderenfalls stillgelegt würden. Auch bei selektiven bzw. segmentierten *Kapazitätsmärkten*, die ausschließlich Neuinvestitionen in Kapazitäten ausschreiben, könnten Bioenergieanlagen wegen der höheren Investitionskosten gegenüber Erdgaskraftwerken das Nachsehen haben. Werden *Kapazitätsmärkte* so weit differenziert, dass Kriterien wie die Klimabilanz oder der Standort Grundlage einer Ausschreibung werden, könnten bestehende bzw. neu zu errichtende Bioenergieanlagen wegen ihrer geringen CO₂-Emissionen und ihrer dezentralen Verfügbarkeit auch gegenüber Erdgaskraftwerken im Vorteil liegen. Damit könnten die Modelle selektiver bzw. segmentierter oder fokussierter *Kapazitätsmärkte* eine Möglichkeit bieten, die Flexibilisierung von Bioenergieanlagen in Bestand und Neubau voranzutreiben.

Fraglich ist jedoch, ob Ausschreibungsmodelle alleine geeignet sind, neuen Bioenergieanlagen eine ausreichende Investitionssicherheit zu bieten. Wollen Bioenergieanlagen in Auktionen mitbieten, reicht es für die Betreiber nicht aus, in ihrem Gebot ausschließlich die Investitionskosten der Anlage je Kilowatt Leistung zu beziffern – in der Hoffnung, dafür den Zuschlag zu erhalten und dann durch die Erlöse des Kapazitätsentgelts die Investitionskosten im Laufe mehrerer Jahre wieder einzuspielen. Die *Stromerzeugungskosten* sind bei Bioenergieanlagen schließlich zu einem hohen Anteil von den schwankenden Rohstoffkosten für die Biomasse abhängig. Während die fixe *EEG*-Einspeisevergütung als feste Erlösquelle diesen Nachteil bisher langfristig ausgleichen kann (vgl. Grafik „Variable Brennstoffkosten bei *Biogasanlagen*“, S. 25), würden die deutlich niedrigeren Börsenstrompreise keine ausreichenden Erlöse zur Deckung der Rohstoffkosten generieren können. Dieses Problem würde dadurch verschärft, dass die Einführung von *Kapazitätsmärkten* die Börsenstrompreise tendenziell sinken lässt.⁶² Bioenergieanlagen als Auktionsteilnehmer müssten – wenn ein halbwegs kostendeckender Anlagenbetrieb möglich sein soll – ihre Rohstoffkosten für mehrere Jahre in die Zukunft abschätzen und anteilig im Gebot einpreisen.

Ob vor diesem Hintergrund mit Ausschreibung und Auktion tatsächlich stets das kosteneffizienteste Anlagenkonzept den Zuschlag erhalten kann, ist nicht garantiert. Werden von den Auktionsteilnehmern die Rohstoffkosten zu niedrig und/oder die Erlöse am Strommarkt zu hoch angesetzt, wird nach Errichtung der Anlage mit Kapazitätsentgelt die Stromerzeugung möglicherweise dennoch unwirtschaftlich. Ausschreibungsmodelle können auch Missbrauch ermöglichen, indem von den Teilnehmern zu niedrige Gebote abgegeben werden, um Mitbewerber aus dem Rennen zu werfen, die Anlagen dann jedoch gar nicht errichtet werden. Dieses Fehlverhalten müsste verhindert werden mit der Androhung von Strafzahlungen bei Nicht-Bereitstellung der angeforderten Kapazität. Diese höheren Risiken hätten Risikoaufschläge und damit teurere Kredite zur Folge, würden die Investitionskosten also steigern. Mangels Liquidität und hoher Transaktionskosten wären kleine und mittelständische Betreiber aus Land- und Forstwirtschaft tendenziell benachteiligt oder de facto von der Teilnahme an der Ausschreibung ausgeschlossen.

Am weitesten könnten dagegen voraussichtlich die Modelle dezentraler Leistungsmärkte der Einbindung von Bioenergieanlagen entgegenkommen. Modelle für Leistungsmärkte sind auf die schnelle Reaktion auf die dynamische Verbrauchernachfrage ausgerichtet. Bioenergieanlagen könnten hier an ihre ersten Erfahrungen am *Regelenergiemarkt*, aus der Direktvermarktung mit Marktprämienmodell bzw. der Flexibilitätsprämie anschließen. Darüber hinaus bieten sich die in allen Regionen modular verfügbaren Bioenergieanlagen optimal an für die dann von einer Vielzahl von Vertrieben bzw. Stromverbrauchern gesuchten kleinteiligen positiven und negativen Ausgleichsmöglichkeiten. Dezentrale Leistungsmärkte können vor diesem Hintergrund als vielversprechende Modelle für die Flexibilisierung von Bioenergieanlagen bewertet werden. Allerdings würde bei Leistungsmärkten ein langfristiges, stabiles Kapazitätsentgelt als Investitionssicherheit fehlen. Erlöse an Leistungsmärkten könnten aber möglicherweise ein weiteres finanzielles Standbein neben anderen Einnahmen aus Stromverkauf und *Regelenergiebereitstellung* bieten.

⁶² Winkler, Jenny u.a.: Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen. Diskussionspapier Fraunhofer ISI/Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Karlsruhe, März 2013.

Eigenvermarktung und Eigenverbrauch

Außerhalb des Rechtsrahmens des *EEG* und unabhängig von der Preisbildung an der *Strombörse* können Bioenergieanlagen ihren Strom (und ihre Wärme) direkt vermarkten. Eigenvermarktung bedeutet, dass Strom an einen Abnehmer im räumlichen Zusammenhang zur Anlage geliefert wird, beispielsweise in einem Bioenergiedorf oder an ein benachbartes Wohn- oder Industriegebiet. Der Betreiber der Bioenergieanlage wird dann zu einem Energieversorgungsunternehmen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und muss keine Stromsteuer (2,05 ct/kWh) zahlen, wenn die räumliche Nähe gegeben ist und die Anlage über maximal 2 MW Leistung verfügt. Die Bioenergieanlage hat keinen Anspruch auf *EEG*-Einspeisevergütung. Als Stromhändler bzw. Energieversorgungsunternehmen muss der Betreiber der Bioenergieanlage nunmehr auf jede verkaufte Kilowattstunde selbst die *EEG*-Umlage und die *KWK*-Umlage erheben und abführen – wie jeder andere Stromanbieter für Endkunden auch. Liefert die Bioenergieanlage den Strom über das bereits bestehende öffentliche Stromnetz, müssen auch Netzentgelte an die Netzbetreiber bzw. die Konzessionsabgabe an die Kommune abgeführt werden.

Je nachdem, wie hoch die *Stromerzeugungskosten* liegen (ca. 5 ct/kWh bzw. 12 ct/kWh bis 20 ct/kWh, vgl. Abschnitt „Ökonomische Hindernisse bei der Flexibilisierung von Bioenergieanlagen“, S. 21), können Betreiber von Bioenergieanlagen jedoch keine attraktiven Endverbraucher-Strompreise mehr anbieten. Werden *EEG*-Umlage, Netzentgelte und Konzessionsabgabe auf die reinen *Stromerzeugungskosten* aufgeschlagen, läge der Preis, zu dem die Kilowattstunde Strom abgegeben werden könnte, möglicherweise deutlich über dem durchschnittlichen Strompreisniveau für Endverbraucher. Die durchschnittlichen Haushalts- bzw. Industriestrompreise von 26,8 ct/kWh bzw. 16,6 ct/kWh können (noch) schwer „unterboten“ werden.⁶³

Windparks bieten ihren Nachbarn als Eigenvermarkter nach diesem Modell allerdings bereits vereinzelt kostengünstige Endverbraucher-Strompreise an.⁶⁴ Bioenergieanlagen besitzen häufig schon Erfahrungen in der Vermarktung ihrer Wärme an Anlieger in räumlicher Nähe. Auf dieser Grundlage könnten sich bei steigenden Strompreisen auf Seiten der Endverbraucher und sinkenden *Stromerzeugungskosten* auf Seiten der Bioenergie auch Chancen für die Eigenvermarktung von Strom ergeben.

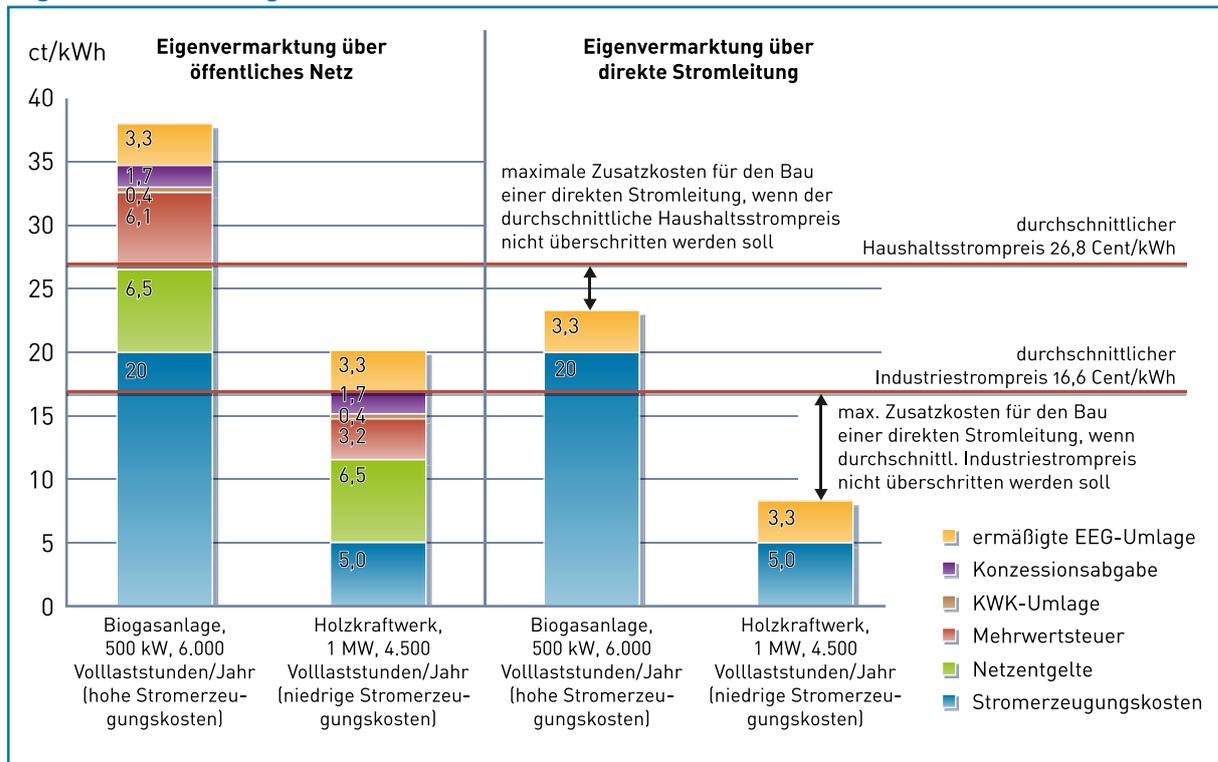
Wird der Strom der Bioenergieanlage ausschließlich über eine direkte Stromleitung und nicht über das öffentliche Stromnetz an den Kunden geliefert, entfallen Netzentgelt, Konzessionsabgabe und *KWK*-Umlage. Allerdings müssten im Gegenzug die Investitions- und Betriebskosten für die neu zu errichtende Stromleitung auf den Preis umgelegt werden, zu dem die Kilowattstunde Strom abgegeben wird. Je nach potenzieller Kundenzahl (z.B. Bioenergiedorf, Genossenschaft) und je nach Kostenstruktur einer Bioenergieanlage könnte sich auch eine Eigenvermarktung mit direkter Stromleitung lohnen.⁶⁵

⁶³ Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL): Vermarktung von Biogasstrom. Marktintegration von Regelenergie aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Jena, November 2011.

⁶⁴ <http://www.windpark-lichtenau-assetn.de>

⁶⁵ Graßmann, Nils u.a.: Biogasstrom außerhalb des EEG vermarkten. In: Biogas-Journal 5/2012, S. 52-54.

Kostenvergleich der Stromerzeugung von Bioenergieanlagen bei Eigenvermarktung 2013



Aus der Perspektive der Flexibilisierung der Bioenergieanlagen wäre mit Modellen zur Eigenvermarktung ein unmittelbarer Anreiz gegeben, bedarfsgerecht für die eigenen Kunden Strom zu erzeugen. Je kleiner die Strommenge, die dieser Kundenkreis abnimmt, desto schwieriger wird jedoch eine wirtschaftlich attraktive bedarfsgerechte Erzeugung. Möglicherweise ergibt sich in Zukunft durch den Zusammenschluss von Bioenergieanlagen mit anderen Kapazitäten in *virtuellen Kraftwerken* eine Perspektive für einen flexibilisierten Anlagenbetrieb. Eine Eigenvermarktung über eine direkte Stromleitung zwingt zwar zum flexibilisierten Anlagenbetrieb, ist angesichts der zu erwartenden hohen Zusatzkosten aber kein verallgemeinerbares Modell. Die eigenvermarkteten Strommengen stünden außerdem nicht mehr zur Verfügung als Ausgleichspotenzial für die *Netzstabilität* des Gesamtsystems - wo sie eigentlich ebenso dringlich benötigt würden.

Neben der Eigenvermarktung ist auch ein Eigenverbrauch des Stroms von Bioenergieanlagen möglich. Während bei der Eigenvermarktung der Strom – unabhängig von *EEG* und Strommarkt – an Dritte verkauft wird, sind beim Eigenverbrauch der Betreiber der Bioenergieanlage und der Stromverbraucher identisch. Umlagen und Netzentgelte entfallen dabei. Zwar könnte auf diesem Wege der Strombedarf des Betreibers theoretisch günstiger gedeckt werden als beim Strombezug zum durchschnittlichen Endverbraucher-Strompreinsniveau. Die jährliche Stromerzeugung einer Biogasanlage dürfte den Stromverbrauch des Betreibers jedoch deutlich übersteigen. Einspeisetarife oder Direktvermarktung mit Marktprämienmodell stellen daher die wirtschaftlich attraktivere und zuverlässigere Einnahmequelle dar. Das eigentliche Ziel der Flexibilisierung, nämlich die Mobilisierung des Ausgleichspotenzials für die Systemstabilität, würde mit einem verstärkten Eigenverbrauch verfehlt.

Zusammenfassung

Auf dem Weg zu einer überwiegend erneuerbaren Energieversorgung stellt sich die Herausforderung, die verbleibende *Residuallast* optimal abzudecken. Immer weniger mit fossilen Brennstoffen befeuerte Kraftwerke verbleiben am Netz. Immer seltener werden diese Kraftwerke im Jahresverlauf ihre volle Erzeugungskapazität nutzen. Gleichzeitig muss eine große Bandbreite an Ausgleichsmaßnahmen (z.B. *Lastmanagement*, Speicher, Stromnetze) ausgebaut und flexibel bereitgehalten werden. Bioenergieanlagen können technologisch die Brücke für den erneuerbaren Strom in den größten verfügbaren Speicher, das Gasnetz, bauen. Bioenergieanlagen sind unter den Flexibilisierungsoptionen eine vergleichbar günstige und schnell verfügbare Lösung mit einem Ausgleichspotenzial von +/-16.000 MW. Voraussetzung ist mittelfristig eine Abkehr der Bioenergieanlagen vom bisher dominierenden Betriebsmodell, das auf eine möglichst gleich hohe Stromerzeugung auf Volllast setzt.

Weder für die Mobilisierung von Ausgleichsmaßnahmen noch für den massenhaften Umstieg der Bioenergieanlagen hin zu einer flexibilisierten, bedarfsgerechten Stromerzeugung, geben die gegenwärtigen Rahmenbedingungen des *EEGs* und des Strommarktes als *Energy-Only-Markt* ausreichende Anreize. Die Flexibilisierung von Bioenergieanlagen ist betriebswirtschaftlich und rechtlich anspruchsvoll. Ob eine bedarfsgerechte Stromerzeugung tatsächlich lohnt, ist insbesondere bei bereits bestehenden Anlagen nicht pauschal zu beurteilen, sondern nur unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Chancen und Risiken. Bioenergieanlagen, die neu geplant werden, können jedoch gezielt für einen flexibilisierten Anlagenbetrieb ausgelegt werden, der sich betriebswirtschaftlich lohnt. Mit der Flexibilitätsprämie in der *EEG*-Direktvermarktung haben – bisher allerdings nur wenige – Bioenergieanlagen ihr Ausgleichspotenzial erfolgreich mobilisieren können. Auch am *Regelenergiemarkt* konnte eine wachsende Zahl von Bioenergieanlagen bereits aktiv Systemdienstleistungen für die Stabilisierung des Stromnetzes bereitstellen. Sie ersetzen wegfallende Regelenergiekapazitäten, erhöhen das Regelenergieangebot und können damit zu sinkenden Regelenergiekosten beitragen. Angesichts der noch sehr neuen Möglichkeit zur Teilnahme an komplexen Mechanismen des Strommarktes ist die Zurückhaltung der land- und forstwirtschaftlichen Anlagenbetreiber allerdings nicht überraschend. Mit dem Auslaufen der 20jährigen *EEG*-Vergütung für einen Großteil der Bioenergieanlagen nach 2020 müssen deren Betreiber ein neues Vermarktungsmodell finden und könnten verstärkt auf Flexibilisierung setzen.

Die Rahmenbedingungen des Strommarktes stehen mit der Debatte um die Einführung von *Kapazitätsmärkten* möglicherweise vor einem grundsätzlichen Umbruch. Sollen Bioenergieanlagen als Flexibilisierungsoption in Zukunft gezielt mobilisiert werden, scheinen neben selektiven *Kapazitätsmärkten* vor allem dezentralisierte Leistungsmärkte am besten auf die Potenziale von Bioenergieanlagen zugeschnitten zu sein. Ein fundiertes Urteil ist ohne weitere Präzisierung der Modelle hinsichtlich der spezifischen Funktion von Bioenergieanlagen momentan nicht möglich. Im Gegensatz zu den zahlreichen neuen theoretischen Kapazitätsmarktmodellen gibt es zu Effekten von Ausschreibungsmodellen bereits negative Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern.⁶⁶ Ausschreibungsmodelle würden Bau und Betrieb von Bioenergieanlagen erschweren und verteuern.

Grundsätzlich kann im Rahmen des *EEGs* mit der Flexibilitätsprämie bei optimaler Auslegung der Anlage eine bedarfsgerechte Stromerzeugung von Bioenergieanlagen erreicht werden. Die Mehrerlöse aus der Direktvermarktung zu Börsenstrompreisen, aus der Managementprämie, der Marktprämie und Flexibilitätsprämie sowie aus der Bereitstellung von *Regelenergie* belaufen sich nur in günstigen Fällen addiert auf mehr als 3 ct/kWh. Die notwendigen Zusatzinvestitionen in BHKW-Kapazitäten,

⁶⁶ Ecofys/Fraunhofer ISI/TU Wien/Ernst & Young: Financing Renewable Energy in the European Energy Market. Brüssel, Januar 2011; Diekmann, Jochen u.a.: Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. In: DIW-Wochenbericht 45/2012, November 2012.

Gas- und Wärmespeicher von rund 2 bis 4 ct/kWh können daher nicht immer abgedeckt werden. Die flexibilisierte Stromerzeugung von Bioenergieanlagen ist damit nicht ohne Mindesteinnahmen in Höhe der fixen EEG-Einspeisevergütung umzusetzen.

Die Erwartung, dass Bioenergieanlagen und andere Erneuerbare Energien im Laufe der Jahre „wettbewerbsfähig“ werden und sich gleitend in den bestehenden Strommarkt „integrieren“, muss als Fehlannahme gewertet werden. Der *Energy-Only-Markt* ist zumindest momentan nicht geeignet, die Refinanzierung von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zu garantieren. Zwar besteht für die fluktuierende Wind- und Solarstromerzeugung mittelfristig großer Bedarf an Ausgleichsoptionen, doch können deren brach liegenden Potenziale über das Marktgeschehen an der *Strombörse* bisher ebenso wenig mobilisiert werden.

Eine Direktvermarktung an der *Strombörse* würde weder Bioenergieanlagen noch fluktuierenden Erneuerbare-Energien-Anlagen einen kostendeckenden Anlagenbetrieb ermöglichen. Zu dem Zeitpunkt, an dem große Mengen von Wind- und Solarstrom eingespeist werden, liegt der Strompreis durchschnittlich stets niedriger als im Monatsdurchschnitt, der für die Berechnung der Marktprämie entscheidend ist. Mit steigendem Zubau von Windenergie- und PV-Anlagen wird dieser preissenkende *Merit Order-Effekt* immer häufiger auftreten. Die Erlöse der wetterabhängig produzierenden Anlagen gehen damit tendenziell weiter zurück. Ob während der übrigen Zeiten ein ausreichend hohes Strompreisniveau herrscht, das den Betrieb von flexiblen Bioenergieanlagen wirtschaftlich macht, ist unsicher. Die Preisdifferenz zwischen Spitzen- und Schwachlastzeiten als Anreiz für einen flexibilisierten Anlagenbetrieb nimmt bisher jedenfalls ab. Ob sich dies zukünftig ändert, ist noch unklar und umstritten.

„Integration Erneuerbarer Energien in den bestehenden Strommarkt, das ist so, als fordere man, Herzkatheteruntersuchungen mit Operationsbesteck der 1960er Jahre durchzuführen.“

(Dr. Volker Buddensiek, Chefredakteur SWW, Editorial, April 2013)

Je nach zeitlicher Perspektive kann das beschriebene Ausgleichspotenzial von Bioenergieanlagen auch gegenläufige Effekte mit sich bringen: Würden alle Bioenergieanlagen im heutigen, überwiegend von fossilen Großkraftwerken dominierten Stromversorgungssystem zu Zeiten niedriger Strombörsenpreise flexibel ihre Erzeugung drosseln, so käme dieses Erzeugungsverhalten vor allem den unflexiblen Atomkraftwerken, Braun- und Steinkohlekraftwerken entgegen. Diese Kapazitäten könnten ihre Stromerzeugung auf unverändert hohem Niveau fortsetzen, weil die flexiblen Bioenergieanlagen ihnen den „Vortritt“ lassen würden. Damit würde kein Beitrag zum Umbau der Erzeugungsstrukturen geleistet. In einem überwiegend von fluktuierenden Erneuerbaren Energien geprägten Stromversorgungssystem der 2030er Jahre wäre dasselbe Erzeugungsverhalten dagegen unverzichtbar für die Systemstabilität.

Die Eigenvermarktung von Strom im räumlichen Zusammenhang beispielsweise für Bioenergieidörfer und Genossenschaften könnte mittelfristig eine – im wahrsten Sinne des Wortes – naheliegende Alternative zur Direktvermarktung über die *Strombörse* bilden. Bioenergieanlagen können ihr Ausgleichspotenzial dann in *virtuellen Kraftwerken* wie beispielsweise regionalen Verbänden erneuerbarer Erzeugungskapazitäten ausspielen. Das hätte aber Nachteile für das Gesamtsystem, da diese Kapazitäten nicht als Ausgleichspotenzial zur Systemstabilisierung auf dieser Ebene zur Verfügung stünden.

Ausblick und Empfehlungen

Zwar hat das Vergütungsmodell des EEG aus Gründen der Kosteneffizienz bisher einen inflexiblen Betrieb von Bioenergieanlagen gefördert, doch kann und muss es auf absehbare Zeit als Basis für eine zukünftige Flexibilisierung dienen. Einerseits werden Bioenergieanlagen fast ausschließlich im Rahmen des EEG betrieben, andererseits kann der derzeit dysfunktionale Strommarkt alleine keine ausreichenden Anreize setzen. Die zumindest für einen überschaubaren Anlagenbestand erfolgreiche Flexibilitätsprämie für *Biogasanlagen* zeigt, in welche Richtung eine Weiterentwicklung des EEGs gehen könnte.

Mit der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell konnten Bioenergieanlagen erste positive Erfahrungen im Umgang mit Marktmechanismen sammeln. Zu prüfen wäre, ob Bioenergieanlagen neben dem kurzfristigen Spotmarkt auch den langfristigen Terminmarkt für eine Direktvermarktung sinnvoll nutzen können.

Sollen mehr Bioenergieanlagen auf einen bedarfsgerechten Betrieb umgerüstet werden, könnte beispielsweise ein Frühstarterbonus jene Anlagen belohnen, die bis zu einem bestimmten Zeitpunkt entsprechende Zusatzinvestitionen in BHKW-Kapazitäten, Gas- oder Wärmespeicher durchführen. Denkbar sind auch zeitvariable EEG-Tarife, bei denen im Tagesverlauf mehrere unterschiedliche Vergütungen geboten werden.⁶⁷ Erlöse in Höhe der fixen Einspeisevergütung des EEG sind dabei langfristig notwendig und unverzichtbar. Das erfolgreiche Modell des EEG könnte auch Grundlage für ein Biogas-Einspeisegesetz sein, das die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan als Nutzungspfad vorantreibt.

Auch die ersten positiven Erfahrungen am *Regelenergiemarkt* könnten ausgeweitet werden, wenn der Zugang zum *Regelenergiemarkt* im Sinne dezentraler Kleinanlagen weiter vereinfacht wird. Alternativ oder ergänzend zu *Kapazitätsmärkten*, die in großem Stil bundesweit eine gesicherte Kraftwerksleistung vorhalten sollen, könnte ein kosteneffizienter Ausgleich von Nachfrage und Angebot kurzfristig durch dezentrale Bioenergieanlagen erfolgen. Bei der wetterabhängigen Wind- und Solarstromproduktion können Abweichungen von der prognostizierten Stromerzeugung wenige Stunden vor der Erzeugung präziser und zuverlässiger ermittelt und ausgeglichen werden als mehrere Tage im Voraus. Eine Stärkung des Intraday-Handels, d.h. des Stromhandels am unmittelbaren Tag der Stromerzeugung, könnte eine gezielte Nachfrage nach dem Ausgleichspotenzial von Bioenergieanlagen schaffen.

Die zahlreichen diskutierten Modelle für *Kapazitätsmärkte* bergen viele bisher unklare Effekte, deren Vor- und Nachteile für die Flexibilisierung von Bioenergieanlagen noch geklärt werden müssen: Wie hoch wird der Kapazitätsbedarf angesetzt? Wie hoch wird der Beitrag der Windenergieanlagen zur Sicherung der Leistung angesetzt und die sich daraus ergebende *Residuallast*? In welchem Umfang würde die Ausgleichskapazität von Bioenergieanlagen selbst im *Kapazitätsmarkt* berücksichtigt?

Hilfreich erscheinen aus Sicht der Bioenergieanlagen bisher allenfalls selektive, differenzierte *Kapazitätsmärkte* und dezentralisierte Leistungsmärkte. Dabei sollten teure, aber wenig effektive Ausschreibungsmodelle vermieden werden. Wird langfristig festgelegt, welche Kapazitäten in den Genuss von Kapazitätsentgelten kommen, würde ein relativ unflexibles Verfahren gewählt, bei dem Bioenergieanlagen eventuell außen vor blieben.

⁶⁷ Fraunhofer IWES: Ausbau und Integration von Biogasanlagen in Energieversorgungsstrukturen. Simulation zur optimalen Nutzung von Biogas und Bewertung der unterschiedlichen Nutzungspfade. Kassel, Oktober 2011.

Bioenergieanlagen müssen angesichts der hohen Zusatzinvestitionen in ihre Flexibilisierung möglichst viele potenzielle Erlöse über optimierte Direktvermarktung, über *EEG*-Prämien, über den *Regelenergiemarkt*, über den Wärmeverkauf und über andere Einnahmequellen generieren können. Soll die technische Flexibilisierung gelingen, ist auch eine betriebswirtschaftliche Flexibilisierung nötig. Eine Abkehr von der fixen *EEG*-Vergütung sollte nicht mit einer Abkehr vom unverzichtbaren Rahmen des *EEGs* gleichgesetzt werden.

Bei den Betreibern gilt es, Informationsdefizite zu beheben. Die Plattform Erneuerbare Energien beim Bundesumweltministerium, ein Beratungsgremium von Politik und Energiewirtschaft, weist in ihrer Bewertung der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen darauf hin, dass die Bioenergieanlagen mit der bedarfsgerechten Stromerzeugung Neuland betreten. Bei Errichtung zusätzlicher BHKW-Kapazitäten sollten Unklarheiten beseitigt werden, sowohl hinsichtlich der Einordnung der Anlage im *EEG*, als auch bei den Genehmigungsverfahren.⁶⁸ Wenn diese Grauzonen beseitigt werden, kann auch die Bereitschaft der Anlagenbetreiber steigen, sich auf komplexe Vermarktungsstrategien einzulassen.

Angesichts geringer Erfahrungen ist zusätzliche Forschungsarbeit zur kosteneffizienten Flexibilisierung von Bioenergieanlagen notwendig. Wissenschaftler nennen in diesem Zusammenhang unter anderem Anstrengungen für Effizienzsteigerungen, beispielsweise durch eine zeitlich angepasste „Fütterung“ der Biogasanlage und eine Flexibilisierung, die über den Tagesverlauf hinaus geht und saisonale Nachfrage- und Produktionsschwankungen berücksichtigt.

Auch wenn sich zeigen sollte, dass andere Flexibilisierungsoptionen Bioenergieanlagen den Rang ablaufen oder flexible Bioenergieanlagen gar andere Optionen konterkarieren, sollte ihr großes Ausgleichspotenzial nicht brach liegen gelassen werden.

Die Vielfalt des Energieträgers Biomasse kann die flexible Stromerzeugung jedoch auch selbst in Frage stellen. Steigt die Nachfrage nach Biomasse im Wärmebereich oder wird durch politische Vorgaben und Fördersysteme die Biomasse vor allem als Erdölersatz in den Verkehrssektor gelenkt, fällt das Ausgleichspotenzial auf dem Strommarkt geringer aus.

⁶⁸ Plattform Erneuerbare Energien: Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder. Berlin, Oktober 2012.

Bioenergie sichert das Stromnetz der Zukunft: Das regenerative Kombikraftwerk

In diesem Forschungsprojekt wird untersucht, welchen Beitrag Erneuerbare Energien zur Versorgungsqualität im Stromnetz leisten können. Bereits heute verfügen Solar-, Biogas- und Windenergieanlagen über technische Eigenschaften, die zur *Netzstabilität* beitragen und bei Engpässen das Stromnetz entlasten können. Die Wirksamkeit sogenannter Systemdienstleistungen bei einer regenerativen Vollversorgung testet das „Kombikraftwerk 2“ unter realen Wetterbedingungen. Mit dem Fokus auf die System- und Netzintegration knüpft das „Kombikraftwerk 2“ an sein Vorgängerprojekt an, das bereits 2007 eine bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nachgewiesen hatte. Die in das Projekt eingebundenen *Biogasanlagen* zeigen ihre Leistungsfähigkeit für die Bereitstellung von *Regelenergie*, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Netzpassmanagement.

Eine Animation im Internetangebot des Projektes veranschaulicht die Funktionen von Bioenergieanlagen im Stromnetz der Zukunft.

<http://www.kombikraftwerk.de>

Glossar

Baseload

siehe **Grundlast**

Biogasanlagen, Biogas-BHKW

Biogasanlagen sind Anlagen, die Energiepflanzen, tierische Exkremente und andere Reststoffe zu Biogas vergären, das vor Ort in der Regel in Blockheizkraftwerken (BHKW) zu Strom und Wärme umgewandelt wird. An einigen Anlagen wird Biogas auch zu Biomethan aufbereitet, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, um es als Biokraftstoff für Fahrzeuge mit Gasmotor zu verwenden oder anderenorts zur Strom- und Wärmeerzeugung in BHKW zu entnehmen.

Blindleistung

Die Bereitstellung von *Blindleistung* ist eine Systemdienstleistung zur Erhaltung der *Netzstabilität*. Die *Blindleistung* ist neben der Wirkleistung ein Teil der elektrischen Scheinleistung (Gesamtleistung). Nur die Wirkleistung umfasst die Leistung, die über das Stromnetz an einen Endverbraucher abgegeben wird. Die *Blindleistung* wird zum Aufbau von elektromagnetischen Feldern benötigt, kann aber nicht als Energie genutzt werden, d.h. sie verrichtet keine Arbeit. Die Bereitstellung von *Blindleistung* ist jedoch wichtig für eine stabile Spannung im Netz: Beim Transport von Strom über große Distanzen kommt es zu einem Spannungsabfall. Je länger ein Netz, desto größer sind die Spannungsverluste. Um regional die Spannung stabil zu halten, muss *Blindleistung* eingespeist werden. Bioenergieanlagen können technisch auch *Blindleistung* bereitstellen.

Deckungsbeitrag

Der Begriff beschreibt die Differenz zwischen den Kosten für die Bereitstellung einer Energieeinheit und den daraus erzielten Erlösen. Im Zusammenhang mit dem Strommarkt beziehen sich *Deckungsbeiträge* auf die Differenz zwischen den kurzfristigen *Grenzkosten* zur Erzeugung einer bestimmten Strommenge und dem Erlös aus der verkauften Strommenge. Wenn die kurzfristigen *Grenzkosten* unter dem Marktpreis liegen, bleibt für den Erzeuger ein *Deckungsbeitrag*, mit dem er die Investition einer Erzeugungsanlage refinanziert, die Fixkosten deckt und Gewinne erwirtschaftet. Sind die kurzfristigen *Grenzkosten* höher als der aktuelle Marktpreis, wird der Betreiber die Anlage in der Regel still stehen lassen. Die *Grenzkosten* der Stromerzeugung der Kraftwerke bestimmen deren Einsatzreihenfolge für den Strommarkt, die so genannte *Merit Order*.

Demand Side Management (DSM)

siehe **Lastmanagement**

Energy-Only-Markt

Das bestehende Marktsystem zum Handel von Strom ist ein *Energy-Only-Markt*. Das heißt, dass auf dem Strommarkt nur die erzeugte Kilowattstunde zählt - sie wird gehandelt und vergütet. Durch die *Merit Order*-Logik sind für den Handel allein die kurzfristigen Erzeugungskosten einer Anlage entscheidend. Weitere Leistungen, wie zum Beispiel die Bereithaltung von Erzeugungskapazitäten, werden in diesem Markt nicht berücksichtigt oder honoriert. Erneuerbare-Energien-Anlagen, die mit hohen Investitionskosten und sehr geringen Betriebskosten verbunden sind, wie Wind- und Solaranlagen werden im *Energy-Only-Markt* nie wirtschaftlich bestehen können. Der Grund dafür ist, dass die Marktpreise für die erzeugte Kilowattstunde immer dann sehr niedrig sind, wenn diese Anlagen einspeisen. Diese Prägung der Marktpreise durch die zunehmende Erzeugungsleistung auf Basis von Wind und Sonne ist bereits heute deutlich zu beobachten. Wind- und Solaranlagen werden also im *Energy-Only-Markt* nie die erforderlichen Deckungsbeiträge zur Refinanzierung der Investition erwirtschaften können. Aber auch für konventionelle Kraftwerke, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden, erweist sich das bestehende Marktdesign als zunehmend schwierig. Sie haben mit sinkenden Volllaststunden bei gleichzeitig sinkenden Börsenstrompreisen zu kämpfen. Zudem sollen Kraftwerksneubauten mit Strom aus abgeschriebenen Altkraftwerken konkurrieren.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (*EEG*) gefördert. Jeder Anlagenbesitzer erhält - je nach Technologieart und Jahr der Inbetriebnahme - für den Zeitraum von 20 Jahren eine feste Vergütung für jede produzierte Kilowattstunde (kWh) Strom. Die Vergütungen für Strom aus Wind-, Solar- und Bioenergie sowie Wasserkraft und Geothermie unterscheiden sich in ihrer Höhe. Auch innerhalb der Technologiearten gibt es Unterschiede. So ist die *EEG*-Vergütung von Photovoltaik-Anlagen abhängig von der Größe der Anlage, die der Windenergie ist abhängig vom Standort der Anlage. Die Vergütung des regenerativen Stroms ist auch abhängig davon, in welchem Jahr die Anlage installiert wurde, da die Vergütungssätze für Neuanlagen degressiv gestaltet sind. Die Differenz zwischen der Gesamtsumme der bundesweiten *EEG*-Vergütungen und dem Erlös für den erneuerbaren Strom an der *Strombörse* wird als *EEG*-Umlage auf den Strompreis umgelegt.

Grenzkosten, Grenzkraftwerk

Die *Grenzkosten* sind die variablen Kosten, die mit der Erzeugung einer zusätzlichen Strommenge für die Deckung des Bedarfs zu einem bestimmten Zeitpunkt verbunden sind. Unter idealtypischen Bedingungen richtet sich der an der *Strombörse* ermittelte Marktpreis nach den *Grenzkosten* des letzten (teuersten) Kraftwerks, das zur Deckung der Nachfrage gerade noch benötigt wird. Dieses Kraftwerk wird als *Grenzkraftwerk* bezeichnet. Es bestimmt die Einsatzreihenfolge (*Merit Order*) und gleichzeitig den für alle Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt einheitlichen Börsenstrompreis.

Grundlast (Baseload)

Die *Grundlast* ist von der Mittel- und *Spitzenlast* zu unterscheiden. Sie bezeichnet in der Stromversorgung die Leistung, die konstant rund um die Uhr nachgefragt wird. Im Gegensatz dazu beschreiben die Begriffe Mittel- und *Spitzenlast* den höheren Strombedarf am Tag. Die *Grundlast* wird von Kraftwerken gedeckt, die aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen möglichst kontinuierlich arbeiten. Zu den Grundlastkraftwerken gehören vor allem Atomkraftwerke und Braunkohlekraftwerke. Typische Mittellastkraftwerke sind Steinkohlekraftwerke. Im Stromhandel bezeichnet der Handel von *Baseload*-Blöcken eine über 24 Stunden konstante Stromlieferung zur Abdeckung der *Grundlast*. Mit zunehmendem Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nimmt der Bedarf an klassischen Grundlastkraftwerken, die durchgehend Strom produzieren, stark ab. Es geht künftig nicht mehr darum, eine fixe *Grundlast* abzudecken, sondern Sonne und Wind flexibel und zuverlässig zu ergänzen, um den Strombedarf zu decken. Da Sonne, Wind, Biomasse und Wasserkraft sich ergänzen können, sind auch die Erneuerbaren Energien in der Kombination „grundlastfähig“, bzw. können bedarfsgerecht Strom bereitstellen.

Holz(heiz-)kraftwerke

*Holz*kraftwerke sind Anlagen, die Holz zur Stromerzeugung nutzen. Wird neben Strom gleichzeitig Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt, spricht man von *Holzheizkraftwerken*. Es handelt sich dabei um Anlagen mit mehreren Megawatt (MW) installierter elektrischer Leistung, die üblicherweise im Rahmen des *Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)* Strom in das Stromnetz einspeisen. Holzvergaseranlagen erzeugen häufig in gewerblichen Anwendungen Strom und Wärme und befinden sich noch in der Markteinführung.

Holzvergaser

Holzgas entsteht beim Erhitzen von Holz unter Luftabschluss. Bei der Holzvergasungstechnik wird Holz zunächst verschwelt. Das Schwelgas kann dann in einem BHKW bzw. in Gasmotoren verbrannt werden. Holzgas kann auch – ähnlich wie Bio- und Erdgas – als Kraftstoff im Verkehrsbereich dienen. Die Holzvergasung gilt als wichtige Zukunftstechnologie, weil sie gegenüber anderen Techniken einen fast doppelt so hohen elektrischen Wirkungsgrad hat. Seit 2009 ist ein deutlicher Zubau von kleineren Holzgas-BHKW zu verfolgen. Ende 2011 waren nach Erhebungen des DBFZ rund 100 Anlagen über 10 kW Leistung bundesweit in Betrieb, überwiegend im Leistungsbereich bis 500 kW. Erste größere Holzgaskraftwerke mit mehr als 1 MW Leistung sind in Planung bzw. Betrieb. Dank des Anreizes über das *EEG* befinden sich Anlagenhersteller und -konzepte mittlerweile in der Markteinführung, jedoch noch vor einem breiten Durchbruch.

Kapazitätsmarkt

Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien werden zunehmend Strommengen eingespeist, deren Erzeugung nahezu keine *Grenzkosten* hat. Gerade Windenergie- und Solaranlagen haben relativ hohe Investitionskosten, aber kaum Betriebskosten, da sie keine Brennstoffe benötigen. Sie stehen in der Einsatzreihenfolge des Kraftwerksparks (*Merit Order*) deswegen ganz vorne. Je mehr Strom mit sehr niedrigen *Grenzkosten* eingespeist wird, desto geringer fällt der Strompreis an der Börse aus, da Kraftwerke mit hohen *Grenzkosten*, wie zum Beispiel Gaskraftwerke, nur noch selten zum Zuge kommen. Gerade in der Mittagszeit, wenn die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen hoch ist, wird dieser *Merit Order*-Effekt deutlich. Früher waren die Strompreise zu diesem Zeitpunkt am höchsten, Spitzenlastkraftwerke wie Gas- oder Pumpspeicherkraftwerke konnten hier hohe *Deckungsbeiträge* erzielen. Das ist heute schon nicht mehr der Fall. Der insgesamt gesunkene Börsenstrompreis und vor allem die schrumpfende Differenz zwischen *Base-* und *Peakload*-Preis hat zur Konsequenz, dass die Rentabilität von Neuinvestitionen in fossile Kraftwerke und Energiespeicher sinkt, sogar der Betrieb mancher bestehender Kraftwerke mit hohen *Grenzkosten* lohnt nicht mehr. Da zum Ausgleich von sonnen- und windarmen Zeiten jedoch fossile Kraftwerke und Stromspeicher erforderlich sind, diskutieren Experten die Schaffung eines *Kapazitätsmarktes* bzw. von Kapazitätsprämien. Hierdurch soll nicht nur die erzeugte Kilowattstunde einen Preis bekommen, sondern auch die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten.

Klär- und Deponiegas-BHKW

Das in Kläranlagen bei der Abwasserreinigung entstehende Klär- oder Faulgas wird in BHKW in Kraft-Wärme-Kopplung zu Strom und Wärme umgewandelt. Ebenso können die an Mülldeponien entstehenden Gase gesammelt und in BHKW zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt werden. Auch eine Aufbereitung zu Biomethan ist möglich.

Lastmanagement/Demand Side Management (DSM)

Im bisherigen Stromversorgungssystem bestimmt in der Regel die Stromnachfrage den Betrieb von Kraftwerken. Das Stromangebot passt sich durch die Betriebsweise der Kraftwerke den Nachfrageschwankungen an. Im Zuge eines immer stärker auf Erneuerbare Energien ausgerichteten Stromversorgungssystems wird es künftig wichtig, die Last teilweise auch dem Angebot, d.h. vor allem der Verfügbarkeit von Wind- und Solarstrom anzupassen. Dadurch lässt sich der Bedarf an fossilen Kraftwerken und Speicherkapazitäten reduzieren. Ein solches *Lastmanagement* setzt allerdings eine entsprechende Infrastruktur voraus: Die Verbraucher müssen stets über die vorhandenen Stromkapazitäten informiert sein und Anreize zur Anpassung ihrer Stromnachfrage durch entsprechende Tarife und Preissignale bekommen. Zudem müssen sich Geräte wie zum Beispiel Spülmaschinen, Trockner und Waschmaschinen entsprechend steuern bzw. programmieren lassen. Die Lastmanagementpotenziale werden von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst. Das technische Lastmanagementpotential liegt sehr hoch und beträgt mehrere Gigawatt Leistung. Das praktisch und wirtschaftlich realisierbare Potenzial gilt jedoch als deutlich geringer.

Merit Order, Merit Order-Effekt

Als *Merit Order* wird die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken bezeichnet, die sich an der *Strombörse* ergibt. Die Abfolge richtet sich nach den Kosten, zu denen das jeweilige Kraftwerk Strom erzeugen und vermarkten kann, d.h. zuerst kommen die Kraftwerke mit den niedrigsten *Grenzkosten* zum Einsatz und am Schluss die teuersten. Aufgrund der Abnahmepflicht für Strom aus Erneuerbaren Energien im Rahmen des *EEG* und der nahe Null liegenden *Grenzkosten* kommen diese Strommengen vorrangig zum Zuge. Dies wirkt sich an der *Strombörse* wie eine Absenkung der Stromnachfrage aus und senkt den Börsenstrompreis, da zunehmend die Stromerzeugung aus teureren konventionellen Kraftwerken verdrängt wird. Abgesehen von der Vorrangregelung wirkt sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen auch dadurch preissenkend aus, dass die Erzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit sehr niedrigen *Grenzkosten* verbunden ist, da keine Brennstoffe benötigt werden. Dieser Preis senkende Effekt der Erneuerbaren Energien auf den Strompreis wird *Merit Order-Effekt* genannt. Er reduziert die Einnahmen der Stromerzeuger und senkt die Kosten für Stromlieferanten und auch die Verbraucher, soweit die Lieferanten die Einsparungen weiterreichen.

Minutenreserve (auch: Minutenregelreserve, Minutenregelenergie, Minutenreserveleistung oder Tertiärregelung)

Die *Minutenreserve* zählt neben der Primär- und der *Sekundärreserve* zu den drei Arten von *Regelenergie*, die zur Stabilisierung der Netzfrequenz dienen. Die Art der *Regelenergie* wird nach der Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit zur Strombereitstellung bzw. -verbrauch unterschieden. Bei der *Minutenreserve* handelt es sich um eine vorgehaltene Leistung, die innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung steht. Kraftwerke der *Minutenreserve* sind zum Beispiel Steinkohle-, Gas- und Pumpspeicherkraftwerke. Auch *Biogas-BHKW* und andere Bioenergieanlagen können technisch *Minutenreserve* bereitstellen. *Minutenreserveleistung* wird telefonisch vom Betreiber des Übertragungsnetzes angefordert.

Must-run-Kapazität

Für den Betrieb des Stromnetzes sind verschiedene Systemdienstleistungen zur Sicherung der *Netzstabilität* erforderlich. Diese Leistungen werden bisher noch überwiegend durch konventionelle Kraftwerke erbracht, die deshalb immer mit einer Mindestkapazität am Netz sein müssen, d.h. als „rotierende Masse“ dauerhaft Strom erzeugen. Die für die verschiedenen Systemdienstleistungen erforderliche Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke wird als *Must-run-Kapazität* bezeichnet. Um diesen notwendigen Sockel an installierter Leistung konventioneller Kraftwerke zu verringern, müssen verstärkt Erneuerbare Energien für die Erbringung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Technisch sind diese dazu in der Lage, allerdings müssen die rechtlichen Bedingungen auf den Märkten für *Regelenergie* noch weiter angepasst werden.

Netzstabilität

Soll die Stromversorgung stabil und ohne Unterbrechungen gewährleistet werden, muss die *Netzstabilität* gesichert sein. Das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage muss zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein. Nur wenn zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom ins Netz eingespeist wird, wie verbraucht wird, kann die *Netzstabilität* gehalten werden. Die Netzspannung muss in Deutschland in einem Toleranzbereich um 230 Volt (V) bzw. 400 V (Niederspannungsnetz) gehalten werden. Die Netzfrequenz muss stabil im Bereich von 50 Hertz (Hz) gehalten werden. Übermäßige Spannungsschwankungen müssen die Bereitstellung von *Blindleistung* vermieden werden. Übermäßige Frequenzschwankungen müssen durch die kurzfristige Bereitstellung von *Regelenergie* (*Primär-, Sekundär- oder Minutenreserve*) vermieden werden. Differenzen zwischen dem prognostizierten Stromverbrauch und der prognostizierten bzw. bestellten Stromerzeugung aller erneuerbaren und konventionellen Anlagen und Kraftwerke lassen sich dadurch ausgleichen. Grundsätzlich muss eine Mindestkapazität von Kraftwerken Strom erzeugen (*Must-run-Kapazität*), um die Frequenz stabil zu halten. Geraten Netzspannung bzw. Netzfrequenz außerhalb der Toleranzbereiche, können Geräte, die an das Stromnetz angeschlossen sind, Schaden nehmen. Ohne ausreichende Systemdienstleistungen zur Sicherung der *Netzstabilität* bricht die Stromübertragung zusammen. Bioenergieanlagen können technisch die notwendigen Systemdienstleistungen erbringen.

Peakload siehe **Spitzenlast****Pflanzenöl-BHKW**

In *Pflanzenöl-BHKW* werden Pflanzenöle wie z.B. Rapsöl verbrannt und in Kraft-Wärme-Kopplung zu Strom und Wärme umgewandelt.

Primärreserve (auch: Primärregelung, Primärregelenergie, Primärregelleistung oder Sekundenreserve)

Die *Primärreserve* zählt neben *Sekundär-* und *Minutenreserve* zu den drei Arten von *Regelenergie*, die zur Stabilität der Netzfrequenz dient. Bei der *Regelenergieleistung* wird nach der Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit zur Strombereitstellung bzw. -verbrauch unterschieden. Die *Primärreserve* ist vorgehaltene Leistung, die innerhalb von 30 Sekunden und mindestens 15 Minuten lang verfügbar sein muss, um zum Beispiel bei ungeplanten Kraftwerksausfällen einzuspringen und Stromausfall zu verhindern. Die Bereitstellung von *Primärreserveleistung* wird über das Verbundnetz der zentraleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity) gesichert und automatisch aus regelfähigen Kraftwerken innerhalb des Verbundnetzes abgerufen. Bei allen *Regelenergiearten* gibt es positive und negative *Reserveleistung*, positiv bedeutet die Erhöhung der Einspeisung, negativ die Absenkung der eingespeisten Energie. Bioenergieanlagen können technisch auch *Primärregelenergie* bereitstellen.

Regelenergie (auch: Reserveenergie)

Regelenergie ist Energie, die für den kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch von Strom bereitgehalten wird, damit zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom ins Netz eingespeist, wie verbraucht wird. Nur so kann die Netzfrequenz stabil gehalten und ein Stromausfall verhindert werden. *Regelenergie* wird an den Regelenergiemärkten der *Strombörse* gehandelt. Dabei unterscheidet der Markt positive und negative *Regelenergie*, je nachdem, ob es einen Mangel bzw. Überschuss an Leistung gibt im Vergleich zur prognostizierten Stromversorgung. Bei Bedarf an positiver *Regelenergie* wird kurzfristig zusätzliche Kraftwerksleistung zur Verfügung gestellt. Als Regelkraftwerke werden Dampfturbinen-, Speicherwasser-, Pumpspeicher- und Gasturbinenkraftwerke eingesetzt, die entweder im Teillastbetrieb operieren oder im Bedarfsfall gestartet werden. Negative *Regelenergie* ist nötig, wenn überschüssiger Strom vorhanden ist. Das kommt vor, wenn die Stromnachfrage unerwartet gering ausfällt oder die Sonneneinstrahlung oder das Windaufkommen höher ausfällt als prognostiziert. Negative *Regelenergie* kann aus Anlagen mit großer elektrischer Leistung bestehen, die als zusätzliche Verbraucher zugeschaltet werden, um den Überschussstrom aufzufangen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder andere Stromspeicher). Prinzipiell ist auch eine Bereitstellung negativer Regelenergieleistung zum Beispiel durch das Abschalten von Windparks möglich. Die verschiedenen Arten der *Regelenergie* (*Primär-, Sekundär-, und Minutenreserve*) werden hinsichtlich der Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit zur Strombereitstellung bzw. zum Stromverbrauch unterschieden.

Residuallast

Die *Residuallast* umfasst die Verbraucherlast, d.h. die Nachfrage nach installierter Leistung zur Stromerzeugung abzüglich der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie unter der Annahme, dass weder eine Flexibilisierung der Erneuerbare-Energien-Anlagen selbst noch andere Ausgleichsoptionen in Anspruch genommen werden. Die *Residuallast* kann auch negativ ausfallen, wenn ein Überangebot von Erneuerbaren Energien im Netz herrscht, dem eine zu geringe Nachfrage im Netz gegenübersteht.

Regelenergiemarkt

Ein Teilmarkt des Strommarktes, an dem *Regelenergie* gehandelt wird. Mit der Zunahme an fluktuierenden Stromeinspeisern im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien ist in Zukunft ein erhöhter Regelleistungsbedarf zu erwarten. Damit gewinnt der Markt für *Regelenergie* an Bedeutung. Mit den Ende 2011 geänderten Rahmenbedingungen will die Bundesnetzagentur den *Regelenergiemarkt* für neue Anbieter, weitere flexible Lastpotenziale und neue Technologien erschließen, unter anderem um den Wettbewerb auf dem Strommarkt zu fördern.

Sekundärreserve (auch: Sekundärregelenergie, Sekundärreserveleistung oder Sekundärleistung)

Die *Sekundärreserve* zählt neben *Minuten-* und *Primärreserve* zu den drei Arten von *Regelenergie*, die zur Stabilität der Netzfrequenz dient. Damit ist die Bereitstellung von Stromerzeugungsleistung gemeint, die innerhalb von 5 Minuten vollständig aktivierbar bzw. deaktivierbar ist. Im Unterschied zur *Primärreserve* wird die *Sekundärreserve* nicht durch das europäische Verbundnetz, sondern vom jeweiligen nationalen Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt. Dabei müssen sich die nationalen Übertragungsnetzbetreiber allerdings austauschen, um ein ineffizientes „Gegeneinanderregeln“ zu vermeiden. Ebenso wie bei der *Primärreserve* wird *Sekundärreserveleistung* vom Übertragungsnetzbetreiber automatisch aus regelfähigen Kraftwerken abgerufen und es gibt positive und negative *Sekundärreserve*.

Smart Meter/Intelligente Stromzähler

Nach dem Energiewirtschaftsgesetz ist seit Januar 2010 in Deutschland bei Neubauten und Grundsanierungen der Einbau von digitalen Stromzählern Pflicht. Diese erfassen im Vergleich zu den herkömmlichen Stromzählern nicht nur die Verbrauchsmenge, sondern den genauen Zeitpunkt des Verbrauchs, also den Lastverlauf und bieten dem Kunden damit zusätzliche Informationen. Je nach Modell übermittelt der Stromzähler die Daten direkt an den Stromversorger, kann Verbrauchs- und Kostenprognosen abgeben und visualisieren. Diese verschiedenen Prozesse werden als „Smart Metering“ bezeichnet. Ziel ist es, durch die Anzeige des tatsächlichen, momentanen Energieverbrauchs Effizienzpotenziale zu erschließen und *Lastmanagement* anzureizen. Künftig sind *Smart Meter* ein Bestandteil intelligenter Netze, in denen viele Akteure des Energiesystems von der Erzeugung über den Transport, die Speicherung und die Verteilung bis hin zum Verbrauch kommunikativ

vernetzt sind und intelligent gesteuert werden. Anreize zur Steuerung des Stromverbrauchs sollen dann helfen, Verbrauchsspitzen zu vermeiden, den Verbrauch generell bei knappem Stromangebot zu reduzieren und in Zeiten hoher Stromeinspeisung aus Wind- und Solarenergie zu verlagern. Voraussetzung dafür sind variable Tarife, die von der jeweiligen Nachfrage und Netzauslastung abhängen. Verbunden mit Prognosen über das Stromangebot in den nächsten Stunden signalisieren *intelligente Stromzähler* den Verbrauchern, wann es gerade günstig oder ungünstig ist, Geräte einzuschalten. Die Kunden können durch lastabhängige Tarife Kosten sparen und im Stromversorgungssystem werden die vorhandene Kraftwerksinfrastruktur besser ausgenutzt bzw. *Regelenergie* oder Investitionen in Spitzenlastkraftwerke vermieden. Diese Funktionen sind allerdings noch kein Standard, sondern beschränken sich bisher auf Pilotprojekte zu Smart Metering und intelligenten Stromnetzen („Smart Grids“). Zum Beispiel werden im Rahmen des seit 2008 laufenden Programms „E-Energy“ *intelligente Stromzähler* in etwa 7.000 Haushalten und Unternehmen in sechs Modellregionen von Cuxhaven bis zum Schwarzwald dem Alltagstest unterzogen und wissenschaftlich begleitet.

Spitzenlast (Peakload)

Auf dem Strommarkt werden *Grundlast (Baseload)* und *Spitzenlast (Peakload)* unterschieden. Der Handel spiegelt hier das Verbrauchsverhalten. Der Handel von *Baseload*-Blöcken bedeutet eine über 24 Stunden konstante Stromlieferung zur Abdeckung der *Grundlast*, *Peakload* betrifft die Stromlieferung über 12 Stunden zwischen 8 und 20 Uhr. Darüber hinaus gibt es noch Einzelstundenkontrakte, um den tatsächlichen Lastverlauf genauer abzubilden. Energietechnisch bedeutet *Spitzenlast* eine besonders hohe Energienachfrage, die nur an wenigen Tagen im Jahr oder an wenigen Stunden am Tag auftritt. Bei der Stromversorgung werden diese Spitzen in der Lastkurve durch Spitzenlastkraftwerke (Erdgas- oder Pumpspeicherkraftwerke) abgedeckt. Sie sind schnell regelbar und zeichnen sich durch höhere *Stromgestehungskosten* aus als Grundlastkraftwerke. Bioenergieanlagen können ebenfalls als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden.

Stromerzeugungskosten, Stromgestehungskosten

Gestehungskosten im Allgemeinen sind die Kosten für die Herstellung eines Gutes. Diese umfassen die Materialkosten sowie die Fertigungskosten. Die Kosten für Transport und Vertrieb werden nicht hinzugerechnet. *Stromerzeugungskosten* oder *Stromgestehungskosten* sind die Kosten, die für die Umwandlung einer Energiequelle in elektrischen Strom aufgewendet werden müssen. Sie entstehen im Wesentlichen aus den Materialkosten wie dem Brennstoff und den Fertigungskosten, die beispielsweise die Investitionskosten für ein Kraftwerk und dessen Betrieb umfassen. Sie werden in der Regel in Euro je Megawattstunde oder Cent je Kilowattstunde angegeben. Die Einspeisevergütung des EEGs orientiert sich ebenfalls an den *Stromgestehungskosten*, d.h. an den Kosten, die dem Anlagenbetreiber beispielsweise einer Photovoltaik- oder Windenergieanlage entstehen.

Strombörse

Zentraler Marktplatz, an dem zeitlich abgegrenzte Strommengen gehandelt werden. Der Handel funktioniert ähnlich wie an Wertpapierbörsen nach dem Auktionsverfahren, mit dem Unterschied, dass der Handel an die technischen Gegebenheiten des Stroms und des Marktes angepasst ist. Dabei spielt die zeitliche Verfügbarkeit des Stroms eine entscheidende Rolle. Um zu jedem Zeitpunkt die Deckung der jeweiligen Stromnachfrage zu gewährleisten, gibt es verschiedene Handelsverfahren. Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland nimmt der Stromhandel an der Börse eine wachsende Bedeutung ein. Seit 2002 hat die deutsche *Strombörse* European Energy Exchange (EEX) ihren Sitz in Leipzig. Der Marktpreis, der am Ende für die gesamte an der Börse verkaufte Strommenge gilt, richtet sich nach dem teuersten Gebot, das gerade noch zum Zuge kommt, um die Nachfrage zu befriedigen, den *Grenzkosten* des *Grenzkraftwerks*. Der an der *Strombörse* ermittelte Preis ist auch ein wichtiger Orientierungspunkt für außerbörslich abgewickelte Stromgeschäfte, den OTC- („Over the Counter“) Handel.

Virtuelles Kraftwerk

Ein Verbund aus verschiedenen dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die zusammengeschaltet werden. Gesteuert wird ein solches Netzwerk aus kleineren Erzeugern zentral. Durch die enge Vernetzung der Einzelanlagen bekommen die vielen dezentralen Anlagen den Charakter eines Großkraftwerks. Bausteine eines virtuellen Kraftwerks können z.B. Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, *Biogasanlagen*, Blockheizkraftwerke oder Wasserkraftanlagen, aber auch Energiespeicher sein, die zusammen gekoppelt betrieben werden. Die technischen und ökonomischen Vorteile und Schwachstellen der einzelnen Technologien lassen sich durch die Zusammenschaltung insgesamt ausgleichen. Das Zusammenspiel sowohl von fluktuierenden als auch regelbaren Einspeisern gewährleistet eine sichere und flexible Stromerzeugung. Ein *virtuelles Kraftwerk* kann z.B. Lastspitzen glätten oder *Regelenergie* bereitstellen. Die Bezeichnung „virtuell“ rührt daher, dass der Erzeugungsverbund nach außen hin wie ein einzelnes großes Kraftwerk erscheint, aber eigentlich kein einzelnes Kraftwerk existiert, sondern mehrere, über verschiedene Standorte verteilte Anlagen.

Quellen und weitere Informationen

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Anbau von Energiepflanzen. Umweltauswirkungen, Nutzungskonkurrenzen und Potenziale. *Renews Spezial* 65, April 2013.

AEE: Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern. Berlin, Januar 2013.

AEE: Strom speichern. *Renews Spezial* 57, Februar 2012.

AEE: Kosten und Preise für Strom. *Renews Spezial* 51, September 2011.

AEE: Erneuerbare Energien 2020. Potenzialatlas Deutschland. Berlin, Dezember 2009.

AEE: Wärme speichern. *Renews Spezial* 18, November 2009.

Agora Energiewende (Hg.): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin, März 2013.

Asselner Windkraft GmbH & Co.KG, <http://www.windpark-lichtenau-asseln.de>.

Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE): Das BEE-Szenario Stromversorgung 2030. Dialogkonferenz BEE-Plattform Systemtransformation, 14. Dezember 2012.

Bensmann, Martin: Direktvermarktung – Erfahrungen aus der Praxis. In: *Biogas-Journal* 5/2012, S. 45-51.

Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Daten und Fakten zu Biomasse. Die Novelle 2012. Berlin, Mai 2012.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien 2012. Vorläufige Angaben, 28. Februar 2013.

BMU: Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 (EEG 2012). Berlin, August 2011.

Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2012. Bonn, November 2012.

Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2011. Bonn, November 2011.

Bundesnetzagentur: Beschluss Az.: BK6-10-099, Bonn, 18. Oktober 2011.

Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Aachen, September 2011.

Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag: Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Berlin, April 2012.

Casaretto, Rainer u.a.: Biogas macht PV im Sommer Platz! In: Biogas-Journal 1/2013, S. 64-69.

Deutsches Biomasse-Forschungszentrum (DBFZ): EEG-Monitoring 2011. Leipzig, März 2012.

DBFZ: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Leipzig, Juni 2011.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Fraunhofer IWES/Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart/Kassel/Teltow, März 2012.

Diekmann, Jochen u.a.: Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. In: DIW-Wochenbericht 45/2012, November 2012.

Drescher, Bodo, u.a.: Stromvermarktung außerhalb des EEG 2012. Chancen und Risiken für Biogasanlagen. DLG-Merkblatt 368, November 2011.

Ecke, Julius u.a.: Kapazitätssicherung durch Privatisierung der Versorgungssicherheit. Ein Leistungsmarkt mit dezentraler Nachfrage. Kapazitätssicherung durch Produktdifferenzierung. Kurzfassung eines Gutachtens für den VKU. In: Agora Energiewende (Hg.): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin, März 2013, S. 65-76.

Ecofys/Fraunhofer ISI/TU Wien/Ernst & Young: Financing Renewable Energy in the European Energy Market. Brüssel, Januar 2011.

Elberg, Christina, u.a.: Der umfassende Kapazitätsmarkt. In: Agora Energiewende (Hg.): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin, März 2013, S. 37-50.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Köln, März 2012.

Enervis Energy Advisors/BET: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Berlin/Aachen, März 2013.

Europäische Strombörse EEX, <http://www.eex.com>.

Fachverband Biogas: Branchenzahlen 2011 und Branchenentwicklung 2012/2013, November 2012.

Fachverband Biogas/Bundesverband Bioenergie: Gemeinsame Stellungnahme zum Thesenpapier des Bundesumweltministeriums zum 2. EEG-Dialog: „Potenzial und Rolle von Biogas“. Berlin, Februar 2013.

Fenner, Sebastian: Perspektiven im EEG 2012: Gemeinsam, direkt und nachhaltig vermarkten! Vortrag, Genossenschaft Deutscher Grün-Energie Erzeuger eG, Würzburg, 07. März 2012.

Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE): Energiekonzept 2050. Berlin, Juni 2010.

Fraunhofer ISI/Fraunhofer IWES/BeckerBüttnerHeld (BBH)/Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM): Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen. Karlsruhe/Kassel/Berlin, Juli 2012.

Fraunhofer IWES: Ausbau und Integration von Biogasanlagen in Energieversorgungsstrukturen. Simulation zur optimalen Nutzung von Biogas und Bewertung der unterschiedlichen Nutzungspfade. Kassel, Oktober 2011.

Frey, Martin: Bioenergie verwöhnt Hotelgäste. In: Biogas-Journal 1/2013, S. 112-115.

Frey, Martin: Wichtiger Schritt Richtung Energiewende. In: Biogas-Journal 4/2012, S. 68-72.

Gaul, Thomas: Direktvermarktung entwickelt sich zögerlich. In: Biogas-Journal 5/2012, S. 40-42.

Gawel, Erik/Purkus, Alexandra: Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung, UFZ-Diskussionspapiere. 12/2012. Leipzig, August 2012.

Graßmann, Nils u.a.: Biogasstrom außerhalb des EEG vermarkten. In: Biogas-Journal 5/2012, S. 52-54.

Holzhammer, Uwe: Energiewirtschaftliches Potential der bedarfsorientierten Stromproduktion – Einblicke und Ausblicke. Vortrag, 3. VDI-Konferenz Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, Berlin, 09. April 2013.

Holzhammer, Uwe: Intelligente Betriebskonzepte für die bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas und Biomethan auf Grundlage der neuen EEG-Instrumente Markt- und Flexibilitätsprämie. Vortrag 2. VDI-Konferenz „Bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas und Biomethan“, Mannheim, 18./19. September 2012.

Holzhammer, Uwe: Neue Möglichkeiten für die Integration der Stromerzeugung mittels Biogas in regionalen Bioenergiekonzepten mittels der Einführung der Flexibilitätsprämie durch das EEG 2012. Tagungsbeitrag, 6. Rostocker Bioenergieforum, 14./15. Juni 2012.

Holzhammer, Uwe: Die neuen Instrumente im Detail: Marktprämie und Flexibilitätsprämie - neue Wege ohne fixe EEG Vergütung. Vortrag Fraunhofer IWES, EEG-Workshop, Bad Hersfeld, 17./18. November 2011.

Institut für Zukunftssysteme (IZES): Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelspreis. Saarbrücken, Januar 2012.

Jacobi, Fabian u.a.: Flexible Biogasproduktion. Ergänzung und Alternative zum Speicherzubaue in der Direktvermarktung. In: Biogas-Journal 4/2012, S. 88-93.

Kahnt-Ralle, Edith: Wenn das Stromnetz wieder voll ist. In: Biogas-Journal 1/2013, S. 62-63.

Kahnt-Ralle, Edith/Gaul, Thomas: Flexibel sein. In: Joule 2/2013, S. 60-66.

Krzikalla, Norbert u.a.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen, März 2013.

Krzikalla, Norbert/Marambio, Constanze: Beitrag der deutschen Industrie zur Umsetzung der Energiewende. Techniken zur Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Aachen, April 2013.

LBD Beratungsgesellschaft: Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom. Berlin, Dezember 2011.

LBD Beratungsgesellschaft/Öko-Institut/WWF Deutschland: 20 Fragen zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen. Berlin, Juni 2012.

Leprich, Uwe u.a.: Kompassstudie Marktdesign. Bochum/Saarbrücken, Dezember 2012.

Leprich, Uwe: Vertriebe als Integrationsakteure. Optionen für eine marktnahe Integration erneuerbarer Energien. Vortrag, Berliner Energietage, 16. Mai 2013.

Maslaton, Martin: Aktuelles zur Direktvermarktung - Die Flexibilitätsprämie im Sinne des EEG, <http://www.maslaton.de/news/Aktuelles-zur-Direktvermarktung--Die-Flexibilitaetspraemie-im-Sinne-des-EEG--n112>, 28. November 2012.

Matthes, Felix: Strommarktdesign der Zukunft. Die Topologie der aktuellen Debatten. Vortrag, Berliner Energietage, 16. Mai 2013.

Maurer, Christoph: Die strategische Reserve. Versorgungssicherheit effizient gestalten: Zur Diskussion um Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Kurzfassung eines Gutachtens für den BDEW. In: Agora Energiewende (Hg.): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin, März 2013, S. 27-36.

Monopolkommission: Sondergutachten zur Wettbewerbssituation auf den Elektrizitätsmärkten. Bonn, September 2011.

Müller, Torsten: Wirtschaftliche Aspekte der Marktprämie aus Erzeuger- / Beratersicht. Vortrag, Treurat und Partner, Lüneburg, 25. September 2012.

Neumann, Hinrich: Direktvermarktung: Diese Technik ist nötig. In: Top Agrar Energiemagazin, 1/2013, S. 24-27.

Öko-Institut/LBD Beratungsgesellschaft/Raue LLP: Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Berlin, Oktober 2012.

O'Sullivan, Marlene u.a.: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012. Stuttgart u.a., März 2013.

Pecka, Michael: Direktvermarktung als Selbstverständnis. In: Energie & Management 8/2013, S. 9.

Pellmeyer, Josef: Biogas als Ausgleichsenergie. Vortrag, DUH Bioenergie-Netzwerk, Berlin, 21. Januar 2011.

Plattform Erneuerbare Energien: Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder. Berlin, Oktober 2012.

Ritter, Peter: Wirtschaftlichkeit und wirtschaftlich optimierte Auslegung von flexibilisierten Biogasanlagen. Vortrag, 3. VDI-Konferenz Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, Berlin, 09. April 2013.

Regelleistung.net, Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber, <http://www.regelleistung.net>.

Sämisch, Hendrik: Bündelung von Biogasanlagen zur Regellenergiebereitstellung. Vortrag, 3. VDI-Konferenz Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, Berlin, 09. April 2013

Schug, Christoph: Die Vielfalt der Biogas-Gasspeicherung. Vortragsskript, 3. VDI-Konferenz Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, Berlin, 09. April 2013.

Speckmann, Markus/Holzhammer, Uwe: Regellenergiebereitstellung durch Erneuerbare Energien. Fachgespräch Bioenergie in der Direktvermarktung und erneuerbare Regellenergie, Berlin, 06. Juni 2013.

Sterner, Michael u.a.: Erneuerbares Methan. In: Solarzeitalter 1/2010, S. 51-58, März 2010.

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL): Vermarktung von Biogasstrom. Marktintegration von Regellenergie aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Jena, November 2011.

Umweltbundesamt (UBA)/Nicolosi, Marco: Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Dessau-Roßlau, Juli 2012.

Winkler, Jenny u.a.: Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen. Diskussionspapier Fraunhofer ISI/Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Karlsruhe, März 2013.

In der Reihe RENEWS Spezial sind bisher erschienen:

Titel der Ausgabe	Nr.	Datum
Holzenergie - Bedeutung, Potenziale, Herausforderungen	66	April 13
Anbau von Energiepflanzen - Umweltauswirkungen, Nutzungskonkurrenzen und Potenziale	65	April 13
Reststoffe für Bioenergie nutzen - Potenziale, Mobilisierung und Umweltbilanz	64	April 13
Erneuerbare Wärme - Klimafreundlich, wirtschaftlich, technisch ausgereift	63	Jan 13
Planungsrecht & Erneuerbare Energien	62	Dez 12
Bundesländervergleich Erneuerbare Energien 2012	61	Dez 12
Akzeptanz & Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien	60	Nov 12
Intelligente Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt	59	Nov 12
„Smart Grids“ für die Stromversorgung der Zukunft	58	Juni 12
Strom speichern	57	Feb 12
Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der deutschen Bevölkerung	56	März 12
Nachhaltigkeit von Bioenergie und fossilen Energieträgern im Vergleich	55	Jan 12
Biokraftstoffe Rahmenbedingungen, Klima- und Umweltbilanz, Marktentwicklungen	54	Jan 12
Zertifizierung von Bioenergie - Wie Nachhaltigkeit in der Praxis funktioniert	53	Dez 11
Kosten und Preise für Strom	52	Sept 11
Konflikte und Risiken der Energieversorgung - Erneuerbare Energien als Beitrag zu Ressourcenversorgung und Energiesicherheit	51	Feb 11
Erneuerbare im Netz - Die notwendige Anpassung der Versorgungsinfrastruktur	50	Feb 11
Klima- und Umweltschutz durch Erneuerbare Energien	49	Feb 11
Erneuerbare Energien - Ein Gewinn für den Wirtschaftsstandort Deutschland	48	Jan 11
Erneuerbare Wärme - Klimafreundlich, wirtschaftlich, technisch ausgereift	47	Jan 11
Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien	46	Dez 10
Solarparks - Chancen für die Biodiversität	45	Dez 10
Bundesländervergleich Erneuerbare Energien 2010	44	Nov 10
Holzenergie - Bedeutung, Potenziale, Herausforderungen	43	Okt 10
Erneuerbare Energien - Mehr Unabhängigkeit vom Erdöl	42	Sep 10
20 Jahre Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland - eine Erfolgsgeschichte	41	Sept 10
Kosten und Potenziale von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken	40	Aug 10
Biokraftstoffe	38	Aug 10
Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien	37	Juli 10
Daten und Fakten Biokraftstoffe 2009	36	Juli 10
Grundlastkraftwerke und Erneuerbare Energien - ein Systemkonflikt?	35	Juni 10
Anbau von Energiepflanzen	34	Juni 10
Erneuerbare Energien und Elektromobilität	33	Juni 10
Wirtschaftsfaktor Erneuerbare Energien in Deutschland	32	Juni 10
Akzeptanz der Erneuerbaren Energien in der deutschen Bevölkerung	31	Mai 10
Erneuerbare Elektromobilität	30	April 10
Strom speichern	29	April 10
Kosten und Nutzen des Ausbaus Erneuerbarer Energien	28	März 10
10 Jahre Erneuerbare-Energien-Gesetz - 20 Jahre Stromeinspeisungsgesetz	27	März 10
Kosten und Preise für Strom - Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich	26	Feb 10

Siehe auch: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/service/mediathek/renewsspezial.html>

**Agentur für Erneuerbare
Energien e.V.**

Reinhardtstr. 18

10117 Berlin

Tel.: 030-200535-3

Fax: 030-200535-51

kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

www.unendlich-viel-energie.de

