

Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)

w w w . b i o e n e r g i e . d e



Direktvermarktung, Marktprämie und Flexibilitätsprämie

Daniel Hölder
Vorstandsmitglied im BBE

10. Fachgespräch der Clearingstelle EEG: „Biomasse im EEG 2012“
Berlin, den 15. November 2011

Inhalt

- Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien
- Direktvermarktung im EEG 2012
- Bewertung der neuen Regelungen aus Sicht der Branche
- Fazit

Direktvermarktung ist der Schlüssel für den erfolgreichen Ausbau der EE

- Die **Energiewende** ist beschlossen
 - Ausstieg aus der Atomenergie ist breiter gesellschaftlicher Konsens
 - erneuerbaren Energien sollen beschleunigt ausgebaut werden
- **Markt- und Systemintegration** ist Voraussetzung für den weiteren Ausbau
 - Beitrag der EE zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität
 - Paradigmenwechsel: „**Qualität statt Menge**“
 - **Bioenergie eignet sich besonders** für die bedarfsgerechte Stromerzeugung
 - neue Herausforderungen, aber auch Chancen
 - dabei geht es nicht nur um technische Fragen und Lösungen, sondern auch um die Organisation bzw. Steuerung
 - Integration in die Steuer-/Organisationsmechanismen des Marktes (Bilanzkreise & Fahrpläne)
- **Der BBE begrüßt den Schwerpunkt Direktvermarktung im neuen EEG**
- Die „Marktintegration“ der EE wird aber auch den Markt verändern
 - Vermarktung des EEG-Stroms am Spotmarkt verändert das Preisgefüge (Merit-Order-Effekt)
 - neue Akteure und Geschäftsmodelle verändern den Markt
 - Direktvermarktung schafft die Kompetenz in der EE-Branche, bei der Gestaltung mitzuwirken („über den Trafo hinaus denken“)

(Technische und betriebliche) Fähigkeit zur bedarfsgerechten Erzeugung

- Grundsätzlich haben Bioenergieanlagen die gleichen **technischen Fähigkeiten** wie vergleichbare konventionelle Anlagen
 - feste Biomasse wie Kohle, Biogas wie Erdgas, Pflanzenöle wie Heizöl
 - Laufwasser-, Windkraft- und PV-Anlagen können dagegen nur abgeregelt werden
- Aber: Bioenergieanlagen werden heute auf **Volllastbetrieb** mit möglichst hoher Auslastung (= Grundlastbetrieb) ausgelegt
 - kostenorientierte EEG-Vergütungen sind auf Basis hoher Auslastungen berechnet
 - Technische Ausrüstungen für Lastgangfähigkeit bedingen **zusätzliche Investitionen** (Gas- bzw. Brennstoffspeicher, zusätzliche/größere Motoren/Turbinen, Wärmespeicher, Fernsteuerung)
- Auch **konventionelle KWK-Anlagen**, insbes. BHKW-Anlagen werden bisher nicht für den stromgeführten Betrieb ausgelegt
 - Lastgangbetrieb wärmegeführt
 - meist nur sehr kleine Wärmespeicher
- Stromgeführte Fahrweise von KWK-Anlagen ist problemlos möglich
 - ist auch im Bereich kleiner Anlagen gängige Praxis in Dänemark
 - Stromgeführter Betrieb bedeutet nicht, dass Wärme nicht genutzt wird

Bedarfsgerechte Stromerzeugung

Wie wird die bedarfsgerechte Stromversorgung organisiert?

- **Bilanzkreisverantwortliche planen Bedarf und Erzeugung** als Fahrpläne für ihren Bilanzkreis:
 - für jede Viertelstunde
 - ausgeglichene Bilanz: Einspeisung + Zukauf = Ausspeisung + Verkauf
 - grundsätzlich am Vortag, Nachsteuerung bis ca. 45 Min. vor Lieferung
 - dazu bedienen sich eigener Kraftwerke und des Strommarktes (Börse & OTC)
 - Handelsgut: Strom (Arbeit), Einheit: MWh
- **Netzbetreiber gewährleisten Netzstabilität** durch Systemdienstleistungen
 - Ziel: physikalische Stabilität des Stromnetzes
 - Ausgleich gleichen Produktion & Erzeugung durch Regelenergie
 - Regelleistung wird über Regelenergiemärkte bereitgestellt (Ausschreibung durch die ÜNB, streng reguliert durch BNetzA, Umlage der Bereitstellungsentgelte auf die Netzentgelte)
 - Handelsgut: Kapazität (Leistung), Einheit: MW
 - bei Abruf wird zusätzlich die Arbeit vergütet
 - nachträglicher Ausgleich von Fahrplanabweichungen durch Ausgleichsenergie (Umlage der Abrufkosten auf die Bilanzkreise in Abhängigkeit der Abweichungen)

Schwerpunkt Direktvermarktung: Eigener Abschnitt im EEG 2012

- Direktvermarktung (§§ 33a, 33b)
 - Verkauf von Strom aus EEG-Anlagen an Dritte und Durchleitung durch ein Netz
 - nach dem Marktprämienmodell (§ 33g),
 - nach dem Grünstromprivileg (§ 39, „zur Verringerung der EEG-Umlage“)
 - oder als sonstige Direktvermarktung (ohne Förderung)
- Für **Biogasanlagen > 750 kW**, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommenen werden, ist Direktvermarktung verpflichtend (§§ 27 - 27c)
- Während der Direktvermarktung besteht für Bioenergieanlagen **keine Wärmenutzungspflicht** (außer für Biomethan-BHKW, § 33c Abs. 3)
 - Ausweg für Holz-HKW mit Entnahme-Kondensations-Dampfturbinen, die die Vorgabe von 60 % KWK-Strom nicht einhalten können
- ➔ Sind die **Konditionen für die Direktvermarktung** ebenso wie die Festpreisvergütungen **über 20 Jahre festgeschrieben?**
- Regelenergie darf nur während der Direktvermarktung angeboten werden (§ 16 Abs. 3)

Vorschriften zur Ummeldung schaffen unnötige Risiken

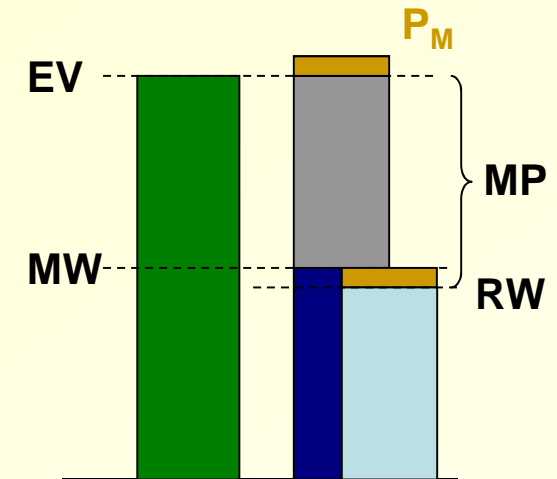
- Monatlicher Wechsel zwischen Festpreisvergütung und DV sowie zwischen Marktprämie und Grünstromprivileg und anteilige DV (§ 33d)
 - mit **Mitteilung vor Beginn des vorhergehenden Monats**
 - der Anteile der Festpreisvergütung und der Direktvermarktungsformen und
 - **des** (Unter-) **Bilanzkreises**
 - Einführung eines massengeschäftstauglichen Verfahrens bis 1.1.2013
- Bei Fehlern entfällt der Anspruch auf Festpreisvergütung, Marktprämie oder Grünstromprivileg für bis zu vier Monate (33d Abs. 5, 33f Abs. 3, 33g Abs. 3, 39 Abs. 2)
- Was geschieht bei Kündigung des Bilanzkreises, in den eine Anlage gemeldet ist (z.B. durch Konkurs des Bilanzkreisverantwortlichen)?
 - Fällt die Anlage dann in den EEG-Bilanzkreis zurück? (Wie Stromkunden bei Konkurs des Versorgers in die Grundversorgung zurückfallen?)
 - Was passt dann im Falle des Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie oder bei Nichteinhaltung der Wärmenutzungspflicht oder im Falle von Biogasanlagen > 750 kW mit IBN ab 2014?
- Wie kann nach Einführung massengeschäftstauglicher Verfahren ein **Anlagenbetreiber selbst eine Ummeldung vornehmen?**

Zahlreiche Auflagen: Einfacher wird es nicht

- Mehrere Anlagen mit gemeinsamer Messeinrichtung können nur insgesamt direkt vermarktet werden (§ 33c Abs. 1)
 - Wie kann sich ein Betreiber dagegen absichern, dass ein anderer Betreiber, der über die selbe Messeinrichtung abgerechnet wird, ins EEG zurück wechselt?
- Voraussetzungen für die Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell und dem Grünstromprivileg (§ 33c Abs. 2)
 - Vergütungsanspruch darf nicht gem. § 17 verringert sein (außer aufgrund fehlender Wärmenutzung)
 - Anlage muss mit technischer Einrichtung zur ferngesteuerten Lastreduzierung ausgestattet sein (**Nachrüstpflicht für Bestandsanlagen!**)
 - Messung und Bilanzierung der Einspeisung in viertelstündlicher Auflösung (**Was passiert, wenn die Messeinrichtung versagt?**)
 - Bilanzierung des direkt vermarkteten Stroms in getrennten, exklusiven (Unter-) Bilanzkreisen für Marktprämie und Grünstromprivileg
 - keine Vergütung von vermiedenen Netznutzungsentgelten an den Anlagenbetreiber (sondern an das EEG-Konto bei den ÜNB)
- Bei Verstößen gegen Pflichten entfällt verschuldensunabhängig der Anspruch auf Festpreisvergütung, Marktprämie oder Grünstromprivileg für bis zu vier Monate (§§ 16 Abs. 3, 33c Abs. 4, 33g Abs. 3, 39 Abs. 2)

Marktprämienmodell steht im Mittelpunkt

- **Marktprämie** (§§ 33g, 33h und Anlage 4): die Differenz zwischen Marktwert des direkt vermarkteten Stroms und der EEG-Vergütung der Anlage zzgl. Managementprämie wird über das EEG vergütet
- Marktprämie = EEG Vergütungssatz - Marktwert + Managementprämie



- Marktwert

- planbare EE (Wasserkraft, Bioenergie, Gase, Geothermie): Monatsdurchschnitt EPEX Spot
- fluktuierende EE (separate Berechnung für Wind onshore, offshore und PV): $\frac{\sum_{\text{Monatsstunden}} (\text{deutschlandweite stündliche Einspeisung} \times \text{EPEX Spot})}{\text{deutschlandweite monatliche Einspeisung}}$
- Managementprämie: Ausgleich für Handelsanbindung und Fahrplanerfüllung

(€/MWh)	2012	2013	2014	ab 2015
planbare EE	3,00	2,75	2,50	2,25
fluktuierende EE	12,0	10,0	8,5	7,0

- Für nach dem Marktprämienmodell direkt vermarkteten Strom dürfen keine Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Quellen ausgestellt werden.

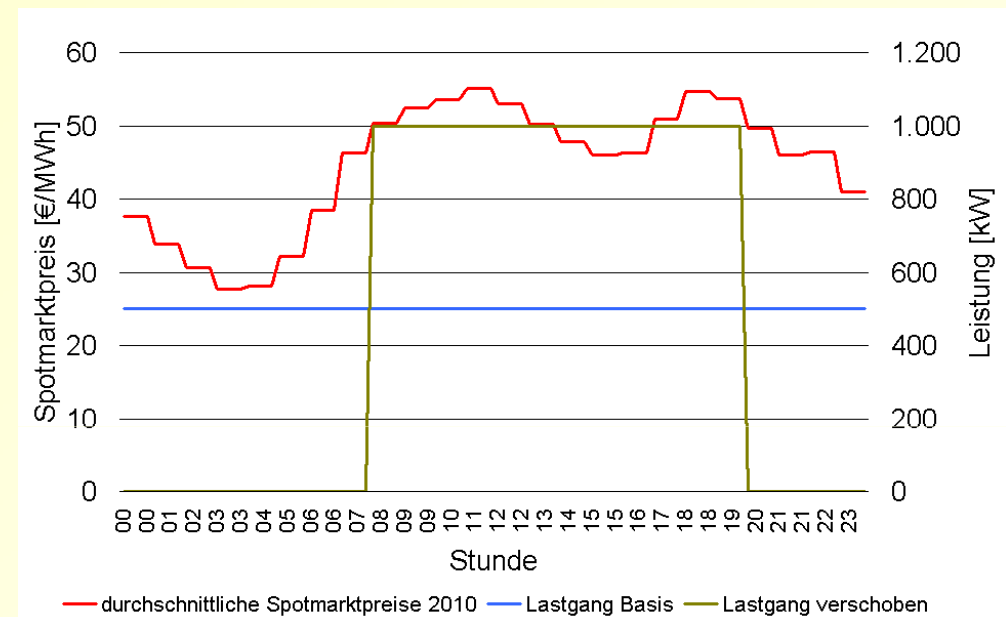
Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen: bedarfsgerechte Erzeugung

- **Flexibilitätsprämie** (§ 33i und Anlage 5): Vergütung für die Installation zusätzlicher Kapazität zur bedarfsgerechten Stromerzeugung
 - Nur für Strom aus Biogas/Biomethan (kann aber über eine Verordnung auch auf andere Bioenergieträger ausgedehnt werden)
 - Nur in Kombination mit vollständiger DV nach dem Marktprämienmodell oder im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung
 - **Zeitweiliger Ausstieg aus der Marktprämie** führt zu einem **Entfallen des Anspruchs** auf die Flexibilitätsprämie **für die gesamte Zukunft!**
- $P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{Inst}} - f_{\text{korr}} \times P_{\text{Bem}}$
Zusätzliche Kapazität = installierte Kapazität - Korrekturfaktor x EEG-Bemessungsleistung
- Flexibilitätsprämie = zusätzliche Kapazität x 130 €/kW pro Jahr für bis zu 10 Jahre
- Korrekturfaktor (berücksichtigt die „Überdimensionierung“ bei normaler Auslegung)
 - 1,1 für Biogasanlagen mit Vorortstromerzeugung (i.e. 7.964 VBh/a)
 - 1,6 für Biomethan-KWK-Anlagen (das entspricht nur **5.475 VBh/a!**)
- Technische Eignung zur bedarfsgerechten Stromerzeugung muss durch einen Umweltgutachter bescheinigt werden
 - Zitat aus Begründung: durch einen insgesamt **dreitägigen Demonstrationsbetrieb** unter Ausschöpfung des maximalen für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie durch die Anlage vorgesehenen Verlagerungspotenzials
 - Muss nur der Gasspeicher oder auch der Wärmespeicher nachgewiesen werden?

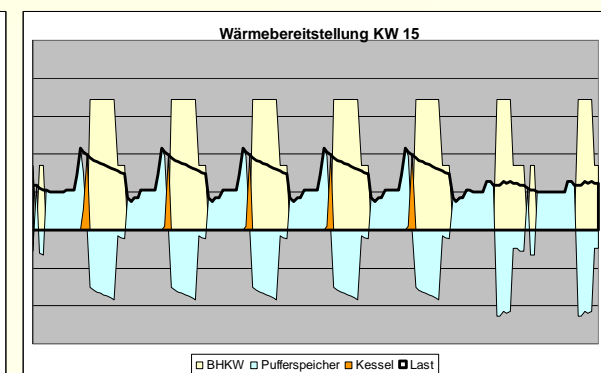
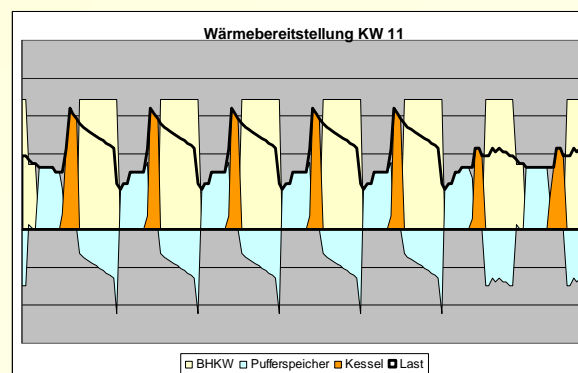
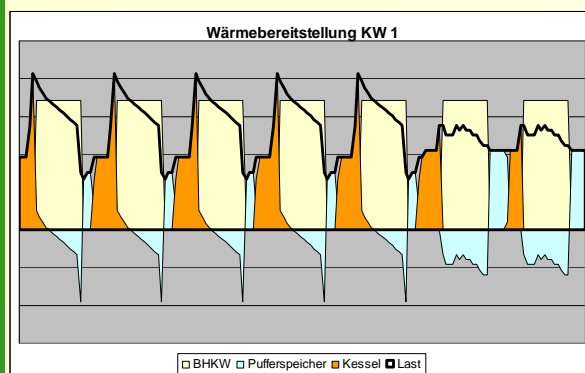
Flexibilitätsprämie: Erläsoptimierung bei Biogasanlagen

Rechenbeispiel

- Stromproduktion:
4.000 MWh/a (= 500 kW x 8.000 VBh/a)
- $P_{\text{Bem}} = 457 \text{ kW}$ (= 4.000 MWh/a / 8760 h/a)
- $P_{\text{Zusatz}} = 1.000 \text{ kW} - 1,1 \times 457 \text{ kW} = 497 \text{ kW}$
- Flexibilitätsprämie:
497 kW x 130 €/kW = 64.610 €
(1,62 ct/kWh)
- Mehrerlöse am Spotmarkt (Basis 2010):
0,65 ct/kWh = 26.000 €
- Summe MP + FP + Lastverschiebung:
2,57 ct/kWh = 102.800 €



Optimierung eines Biomethan-BHKW ist erheblich aufwändiger!



Grünstromprivileg: Weiterentwicklung kommt Abschaffung gleich

- **Grünstromprivileg** (§ 39): Die **EEG-Umlage verringert sich** für Stromversorger um **2 ct/kWh**, wenn sie bezogen auf den gesamten an Letztverbraucher gelieferten Strom mindestens
 - 50 % Strom aus EEG-Anlagen (wie bisher) und
 - **20 % Strom aus fluktuierenden EEG-Anlagen** (Wind oder PV) liefern.
- Anteile müssen im jeweiligen Kalenderjahr (wie bisher) sowie mindestens in 8 von 12 Monaten des Jahres eingehalten werden
- Bei der Berechnung der Anteile darf bezogen auf jedes ¼ h-Intervall nur Strom bis zur Höhe des aggregierten Bedarfs der Letztverbraucher berücksichtigt werden
- Der Strom aus EEG-Anlagen darf gegenüber Letztverbrauchern nur dann als erneuerbar gekennzeichnet werden, wenn Eigenschaft und Strom bezogen auf jedes ¼ h-Intervall nicht getrennt werden

Neuregelung der Direktvermarktung hinterlässt zahlreiche Fragen

- **Marktprämie:** auf Windparks zugeschnitten
 - Fluktuierende EE werden ungleich höher gefördert
 - Ist die Marktprämie ebenso über 20 Jahre garantiert wie die Festpreisvergütung?
 - Eigenversorgung und Contracting sind nicht möglich (z.B. Biomethan-BHKW in einem Krankenhaus)
- **Flexibilitätsprämie:** gutes Instrument, aber zu restriktiv
 - Beschränkung auf Biogasanlagen: auch feste Biomasse (Altholz) und Pflanzenöl können bedarfsgerecht Strom erzeugen!
 - Bemessung ist zu niedrig, Korrekturfaktor ist für Biomethan zu hoch
 - Risiko: Anspruch entfällt bei zwischenzeitlichem Wechsel aus der Marktprämie in die Festpreisvergütung endgültig
- **Grünstromprivileg:** Weiterentwicklung kommt Abschaffung gleich
 - Summe der Auflagen macht Nutzung für Bioenergieanlagen unmöglich
- **Allgemeine Regelungen:** kompliziert und neue, sinnlose Risiken
 - komplexe, unübersichtliche Regelungen mit zahlreichen Verweisen
 - Risiko: bei (formalen) Fehlern wird **verschuldensunabhängig** die Vergütung für **vier Monate auf den Marktwert** abgesenkt (Welcher Betreiber kann das wirtschaftlich überleben?)

Was bedeuten die neuen Regelungen für Betreiber?

- **Chancen auf Mehrerlöse** gegenüber der Festpreisvergütung und damit verbundene **Herausforderungen**
 - Einhaltung der geplanten Fahrweise
 - geplante Lastverschiebung in Zeiten höherer Marktpreise
 - effiziente Prozesse und kostengünstige Handelsanbindung
 - Bereitstellung von negativer (Absenkung der Leistung) und ggf. positiver (Anhebung der Leistung) Minuten- und/oder Sekundärregelreserve
- Mehrerlöse hängen jedoch von **Märkten** ab, die sich **im Wandel** befinden
 - durch zunehmende PV-Einspeisung zur Mittagszeit sinkt der Preisspread am Spotmarkt
 - Preise am Regelenergiemarkt sind bereits heute volatil und werden durch Teilnahme von Bioenergieanlagen weiter beeinflusst
- **Neue Risiken** (Kontrahentenrisiko des Vermarktungspartners, zeitweiliger Entfall der Vergütungsansprüche) müssen mit den Banken geklärt werden
- **Flexibilität** und **umfassende Herangehensweise** sind Voraussetzungen für den Erfolg

Fazit: Einstieg in neue Rolle bleibt auf Biogas begrenzt!

- Absicht, der Bioenergie den **Einstieg in die neue Rolle** im Bereich der **bedarfsgerechten Stromerzeugung** zu ermöglichen, wird begrüßt
 - Die dabei entstehenden Mehrkosten sind nicht der Bioenergie zuzurechnen, da sie nicht das Problem verursacht, sondern löst!
 - Bioenergiebranche begreift die neuen **Herausforderungen als Chance** und nimmt sie an
 - bereits heute werden erhebliche Strommengen direkt vermarktet
 - mehrere Anbieter bewerben sich derzeit als Partner bei Anlagenbetreibern
 - Umsetzung der Direktvermarktung ist jedoch nicht befriedigend
 - **Marktprämie** ist auf Wind zugeschnitten und lässt kein Contracting zu
 - **Flexibilitätsprämie** ist zu restriktiv (zu niedrig bemessen, nur für Biogas)
 - **Allgemeine Regelungen** sind zu kompliziert und schaffen unnötige Risiken
- **Einstieg in die neue Rolle der Bioenergie im Strommarkt erfolgt zu zögerlich und bleibt auf Biogas begrenzt**

Kontakt

Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)

Daniel Hölder

Mitglied des Vorstands

c/o Clean Energy Sourcing GmbH

Tel.: +49 (0) 341 308606-15

E-Mail: daniel.hoelder@clens.eu

Internet: www.clens.eu

Geschäftsstelle:

Godesberger Allee 142-148, 53175 Bonn

Tel.: +49 (0) 228 81002-22

Fax: +49 (0) 228 81002-58

E-Mail: hoelder@bioenergie.de

Internet: www.bioenergie.de