

Ergebnisbericht des AP 5.3

Empfehlungen zur Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen

Dokumententyp	Ergebnisbericht
Arbeitspaket	AP 5.3 Empfehlungen zur Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen
Autor	in.power (Katrín Oldenbourg, Josef Werum, Christoph Morschett) CUBE Engineering (Dirk Filzek, Peter Ritter)
Beitragende	Konsortialpartner (Fraunhofer IWES, RKWH)
Version	3
Letzte Änderung	21.01.2013
Seitenzahl	28
Dateiname	2013-01-21 Ergebnisbericht AP 5-3.dox

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



I. Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	3
2	Empfehlungen	6
2.1	Vermarktung von Erneuerbaren Energien.....	6
2.1.1	Vermarktung am Regelenergiemarkt	6
2.1.2	Vermarktung an der Strombörse EPEX Spot	8
2.1.3	Vermarktung mittels bilateraler Lieferverträge.....	13
2.1.4	Sondermodelle zur Direktbelieferung von Endkunden.....	15
2.1.5	Dynamische Tarife	18
2.1.6	Vermarktung in Pools	20
2.2	Weitere Marktbereiche	21
2.2.1	EEG-Umlagenbefreiung für privilegierte Letztverbraucher.....	22
2.2.2	Biogasanlagen	24
3	Fazit.....	28

II. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Beispielhafte Erlösbetrachtung für das Jahr 2013	10
Abbildung 2:	Funktionsweise der Herkunftsnachweise	12
Abbildung 3:	Strompreiszusammensetzung und Erzeugungsanteile bei Nutzung des Grünstromprivilegs	14
Abbildung 4:	typischer HH-Preis im Landkreis Harz im Jahr 2012	15
Abbildung 5:	Prozessablauf des regionalen Haushaltskundenstromtarifs	18
Abbildung 7:	Entwicklung der Kostenkomponenten der EEG-Umlage	22

III. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Empfehlungen, betroffenen Gesetze und Verordnungen sowie unterstützenden Partner.....	4
Tabelle 2:	Managementprämien je Erzeugungstechnologie und Jahr.....	10



1 Zusammenfassung

Die im Rahmen des Forschungsprojekts durchgeführte Analyse der bestehenden Marktbedingungen für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zeigt, dass zu der Energiewende eine tiefgreifende Markttransformation notwendig ist. Die bestehenden Rahmenbedingungen ermöglichen derzeit nur begrenzt neue Geschäftsmodelle, welche neue notwendige flexible Energieanlagen (Erzeuger, Speicher, Verbraucher) in den Markt bringen und flexibles Verhalten anreizen.

Inhalt des RegModHarz-Arbeitspaketes 5.3 war es, die rechtlichen Rahmenbedingungen, der im Arbeitspaket 2.7.1 entwickelten Geschäftsideen, zu untersuchen und entsprechende Empfehlungen zur Weiterentwicklung zu erarbeiten. Wie im Ergebnisbericht 2.7.1 „Geschäftsmodelle für RegModHarz“ beschrieben, lag der Fokus der Geschäftsmodellentwicklung auf drei Themengebieten: der Vermarktung über den Spot- und Regelenergiemarkt, die Belieferung mittels bilateraler Lieferverträge und einer direkten Vermarktung an die Endkunden in der Region. Im Zuge der Geschäftsmodellentwicklung fand auch bereits eine Analyse der bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen statt. Demzufolge kann innerhalb dieses Dokuments auf eine detaillierte Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen verzichtet werden und auf den Ergebnisbericht „Markt- und Zugangsbedingungen am Strommarkt“ verwiesen werden. Anpassungen der rechtlichen Rahmenbedingungen, welche sich nach Fertigstellung des Ergebnisberichts „Markt- und Zugangsbedingungen am Strommarkt“ durch Gesetzesnovellierungen und Verordnungen ergeben haben, sind in den jeweiligen folgenden Kapiteln dargestellt.

Die Inhalte des vorliegenden Papiers wurden mit Hilfe von schriftlichen Stellungnahmen, Workshops und Telefonkonferenzen durch die Partner erarbeitet. Im Laufe der Projektzeit zeichnete sich ab, dass auf Grund der Größe des Konsortiums und der Vielfältigkeit der Marktrollen die Entwicklung von Empfehlungen, welche von allen Partnern mitgetragen werden, leider nicht möglich war. Die Partner, welche die einzelnen Empfehlungen mittragen, sind am Ende der Empfehlung in alphabetischer Reihendfolge in Klammern aufgeführt.

Die folgenden Empfehlungen beinhalten in der Regel keine detailliert beschriebenen Maßnahmen, sondern beschreiben eine Präferenz, welche Punkte es im Rahmen einer Regulierung dringend zu berücksichtigen gilt. Die Entwicklung einer konkreten Maßnahme, beispielsweise eines neuen Anreizmodells oder Formulierung von Gesetzen, war nicht Inhalt dieses Arbeitspaketes. Stattdessen wurden Marktbereiche und Anreizmodelle benannt die, für die Umsetzung des zuvor beschriebenen Vermarktungsmodells, unter Berücksichtigung ausgewählter Punkte weiterentwickelt werden müssen. Neben Maßnahmen zur Überwindung



der konkreten Hindernisse sind ebenfalls Marktbereich übergreifende Empfehlungen beschrieben. Diese kristallisierten sich im Laufe des Projekts heraus und sind am Ende des 2. Kapitels aufgeführt.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die Empfehlungen und die davon betroffenen Gesetze und Verordnungen sowie welche Partner die jeweiligen Empfehlungen unterstützen.

Tabelle 1: Empfehlungen, betroffenen Gesetze und Verordnungen sowie unterstützenden Partner

Empfehlung	Betroffene Gesetze und Verordnungen	Unterstützt von den Partnern
<p>Regelenergiemarkt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Festlegung eines Verfahrens zur Teilnahme Windkraft- und Fotovoltaikanlagen am Regelleistungsmarkt. 	BNetzA –Festlegung oder alternative Gesetzgebungsverfahren	CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKWH
<p>Strombörse – Anreizmodell zur Vermarktung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Existenz einer gesicherten Vergütung zusätzlich zum Marktpreis, wie z. B mittels der zum 01. Januar 2012 eingeführten Marktprämie. 	§ 33g EEG i.V.m. Marktprämienverordnung (MaPrV) oder ggf. Ergänzung des Teil 3a Direktvermarktung im EEG und Erlass einer neuer Verordnung	CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKWH
<p>Strombörse – Grünstromprodukt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einführung von physikalischen Grünstromprodukten für EEG-Strom 	Bundesnetzagentur (BNetzA) - Festlegung, EPEX Spot	CUBE Engineering, in.power
<p>Vermarktung mittels bilateraler Verträge:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einführung einer differenzierten Umlagenbefreiung, entsprechend der Energieträgeranteile, insbesondere an fluktuierenden Erzeugern 	§ 39 EEG	CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKWH
<p>Sondermodelle zur Direktbelieferung von Endkunden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Konkretisierung der Voraussetzungen zur Befreiung von Strompreisbestandteilen 	§ 9 StromStG, § 37 Abs. 3 EEG, § 110 EnWG	CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power
<p>Dynamische Tarife:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die heute geltenden Standardlastprofile müssen weiterentwickelt werden. • Abrechnungs- und Prognosevorschriften von Industriekunden dürfen nicht 	§ 40 EnWG, § 12 StromNZV	CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKWH



Empfehlung	Betroffene Gesetze und Verordnungen	Unterstützt von den Partnern
<p>auch für die Versorgung von Haushaltskunden gelten.</p> <ul style="list-style-type: none"> • § 40 Abs. 3 EnWG muss konkretisiert werden 		
<p>Vermarktung in Pools:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die wettbewerbsfördernde Händlerstruktur (KMU) sollte erhalten bleiben und weiter ausgebaut werden. 	Teil 3a Direktvermarktung im EEG	CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power
<p>Besondere Ausgleichsregelung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die EEG-Umlagenbefreiung für privilegierte Letztverbraucher sollte rückgängig gemacht werden. 	§§ 40-44 EEG	CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKWH
<p>Vermarktung von Biogasanlagen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Feuerungsleistung bei privilegierten Biogasanlagen im Außenbereich • Erhöhung der Kapazitätskomponente verbunden mit Effizienzanforderungen für Anlagen mit einer hohen Wärmenutzung • Klarstellung des Anlagenbegriffs im EEG • Einführung einer regelmäßigen Prüfung, ob die Direktvermarktung auf Biogasanlagen angewendet wird. • Auszahlung für Biomethananlagen sollte sich an der jährlichen Gasproduktions- bzw. Einspeisemenge orientieren. 	§ 33i EEG und Anlage 5, MaPrV und § 35 Abs. 1 6d BauGB	CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, (teilweise RKWH)



2 Empfehlungen

Im Folgenden sind die Empfehlungen für die Vermarktung über den Spot- und Regelenergiemarkt, über bilaterale Lieferverträge und der direkten Vermarktung an Endkunden in der Region dargestellt. Die Empfehlungen im Bereich von dynamischen Tarifen und einer Vermarktung in Erzeugungspools gelten dabei gleichermaßen für alle Vermarktungsarten von erneuerbaren Energien.

2.1 Vermarktung von Erneuerbaren Energien

2.1.1 Vermarktung am Regelenergiemarkt

Damit ein Stromsystem mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien effizient betrieben werden kann, müssen erneuerbare-Energien-Anlagen Systemdienstleistungen, wie die Regelleistung, bereitstellen.

Durch die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) verabschiedeten Beschlüsse im Jahr 2011 zu den drei Regelenergiemärkten (Minutenreserve - BK6-10-099, Primärregelung - , Sekundärregelung -) ergaben sich bereits erste Änderungen im Rechtsrahmen u.a. in den Bereichen der Poolung von Anlagen, der Mindestangebotsgröße und der Besicherung der Anlagen. Auf eine ausführliche Darstellung der heutigen Rahmenbedingungen im Regelenergiemarkt kann hier verzichtet werden, da diese bereits ausführlich im Rahmen des Ergebnisberichts des Arbeitspaketes 2.7.1 „Markt- und Zugangsvoraussetzungen zum Strommarkt“ in den Kapiteln 4.2 – 4.5 beschrieben wurden.

Von den drei Regelleistungsarten bietet sich vor allem die negative Minutenreserve für fluktuierende Erzeuger an, da es hier bereits größtenteils tägliche und nicht wöchentliche Ausschreibung gibt, wodurch bei der Angebotserstellung Prognosen berücksichtigt werden können. Das größere Hindernis ist jedoch, dass es noch kein explizit für fluktuierende Erzeuger definiertes Verfahren gibt, wie diese am Regelleistungsmarkt teilnehmen können. Dies betrifft vor allem den Nachweis der Regelleistungsbereitstellung und die Angebotserstellung.

Aus diesen Gründen sollte dringend ein Verfahren festgelegt werden, wie Windkraft- und Fotovoltaikanlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen können. Auch sie müssen Systemdienstleistungen bereitstellen, wenn ein Stromversorgungssystem mit hohen EE-Anteilen angestrebt wird. Es wird empfohlen, den Nachweis relativ zur möglichen Ist-Einspeisung durchzuführen. Die mögliche Ist-Einspeisung entspricht der Leistung des Windparks, wenn dieser nicht abgeregelt worden wäre. Die bereitgestellte negative Regelleistung entspricht dann der Differenz aus der möglichen Ist-Einspeisung und der realen



Einspeisung. Des Weiteren muss festgelegt werden, wie die Angebotsabgabe von Windkraft- und PV-Anlagen ausgestaltet sein kann. Diese könnte beispielsweise auf probabilistischen Prognosen basieren, mit denen die Wahrscheinlichkeit für das Überschreiten einer Leistung bestimmt werden kann.

Weiterhin werden im Folgenden verschiedene Maßnahmen empfohlen, die mehr Akteuren den Marktzutritt erlauben und dadurch den Wettbewerb erhöhen. Bei der Primärregelleistung sollte die symmetrische Gebotsabgabe aufgehoben werden, so dass getrennte Gebote für positive und negative Primärregelleistung abgegeben werden können. Dies ermöglicht mehr Akteuren den Marktzutritt. Weiterhin sollten die Vorlaufzeiten bei allen Regelleistungsarten auf einen Tag und die Produktlänge der Regelenergie auf Zeitscheiben von einer Stunde gekürzt werden. Zugleich sollte ein Arbeitspreismarkt mit kurzen Vorlaufzeiten (circa 45 Minuten) eingerichtet werden. Die Transparenz an den Regelenergiemärkten ist deutlich zu erhöhen. Neuen Marktteilnehmern muss zur Prüfung der Geschäftsmodelle und zur Angebotsabgabe der unkomplizierte und automatisierbare Zugang zu allen benötigten Daten ermöglicht werden. Dazu zählt die Bereitstellung von niedrigsten, mittleren und höchsten Leistungs- und Arbeitspreisen auf aktuellem Stand, auch als Historie als csv-download.

Die im Jahr 2011 verabschiedeten Änderungen durch den Beschlüsse der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Bereich der Minuten-, Sekundär- und Primärregelleistung reichen noch nicht aus und müssen, im Rahmen einer BNetzA-Festlegung oder einem alternativen Gesetzgebungsverfahren, um die untenstehenden Punkte ergänzt werden.



Es muss dringend ein Verfahren festgelegt werden, wie Windkraft- und Fotovoltaikanlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen können.

Empfehlung im Einzelnen:

- Der Nachweis der Regelleistungsbereitstellung sollte relativ zur möglichen Ist-Einspeisung durchgeführt werden.
- Die Ausgestaltung der Angebotsabgabe von Windkraft- und PV-Anlagen muss festgelegt werden.
- Bei der Primärregelleistung sollte die symmetrische Gebotsabgabe aufgehoben werden
- Die Vorlaufzeiten bei allen Regelleistungsarten sollte auf einen Tag und die Produktlänge der Regelenergie auf Zeitscheiben von einer Stunde gekürzt werden
- Es sollte ein Arbeitspreismarkt mit kurzen Vorlaufzeiten (circa 45 Minuten) eingerichtet werden.
- Die Transparenz an den Regelenergiemärkten ist deutlich zu erhöhen, wobei die Bereitstellung von niedrigsten, mittleren und höchsten Leistungs- und Arbeitspreisen auf aktuellem Stand, auch als Historie als csv-download zur Verfügung gestellt werden muss.

Betroffene Gesetze und Verordnungen:

- BNetzA-Festlegung
- Alternatives Gesetzgebungsverfahren

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKWH]

2.1.2 Vermarktung an der Strombörse EPEX Spot

Vermarktung mit Hilfe der Marktprämie

Ein wesentlicher Bestandteil für eine erfolgreiche Markteinführung der erneuerbaren Energien ist die Teilnahme am Handel und den damit verbundenen Prozessen der liberalisierten Organisationsstruktur der Energiewirtschaft. Die erzielbaren Erlöse aus der Vermarktung (z. B. im Börsenhandel) sind nicht ausreichend, um eine gesicherte Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu gewährleisten. Unter heutigen Marktbedingungen lässt sich der Handel von Strom aus EEG-Anlagen an der Börse EPEX Spot in der Regel nur mit Hilfe zusätzlicher Erlöse und Risikobegrenzungen umsetzen. Damit die Betreiber von erneuerbaren Energien Anlagen neben dem System der EEG-Vergütung an einer Direktvermarktung teilnehmen können, muss demnach eine gesicherte Vergütung zusätzlich zum Börsenpreis erfolgen, wie z. B. mittels der zum 01. Januar 2012 eingeführten Marktprämie.



Die folgende Abbildung stellt die Zusammensetzung und Funktionsweise der Marktprämie dar. Das Modell sieht vor, dass die beim Handel auftretenden Risiken von der Marktprämie abgedeckt werden sowie dem Anlagenbetreiber Erlöse in mindestens der Höhe der EEG-Vergütung gewährleistet werden.¹ Um den Anlagenbetreibern einen Anreiz zur Direktvermarktung zugeben, müssen diese einen Mehrerlös im Vergleich zur EEG-Festvergütung erhalten.

Neben der Vergütung EEG+X für den Anlagenbetreiber muss der Direktvermarkter folgende Fix-Kosten abdecken:

- Börsenzulassung und Handelsanbindung
- Transaktionen für Istwert-Erfassung und Abrechnung
- IT-Infrastruktur
- Personal und Dienstleistung
- Prognosekosten
- Ausgleichsenergiekosten

Ebenfalls abzudeckende allgemeingültige Risiken sind die Abweichung zwischen Prognose und Ist-Werten und das daraus resultierende Ausgleichsenergieerisiko sowie das Preisrisiko an der Börse. Neben diesen Kosten und Risiken ergibt sich durch die Nutzung der Marktprämie noch das sogenannte Strukturrisiko. Es beschreibt den Umstand, dass die Höhe der Marktprämie anhand des deutschlandweiten Durchschnitts je Erzeugungstyp bestimmt wird. Weicht der regionale Erzeugungstyp einer Anlage wesentlich vom Bundesdurchschnitt ab, ist nicht gewährleistet, dass durch die Zahlungen der Marktprämie (Referenzmarktwert) die Mindesthöhe der EEG-Festvergütung erreicht werden.

Im Zuge der am 02.11.2012 verabschiedeten Marktprämienverordnung wurde neben der Absenkung der Managementprämie auch ein Fernsteuerbarkeitsbonus eingeführt. Die Höhe der Managementprämie mit und ohne den Fernsteuerbarkeitsbonus ist in der folgenden Tabelle aufgeführt. Die in den Klammern stehenden Werte sind inklusive des Fernsteuerbarkeitsbonus

¹ Siehe auch Ergebnisbericht des AP 2.7.1 „Markt- und Zugangsvoraussetzung am Stromhandel“ Kapitel 3.5.4



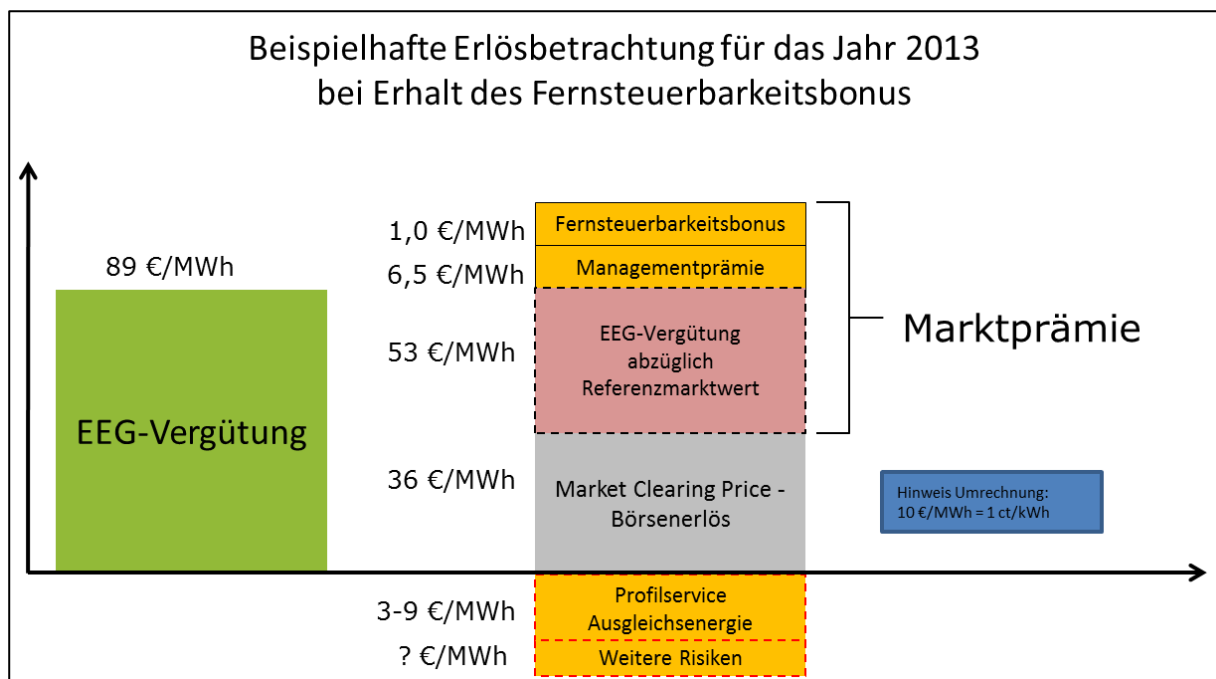


Abbildung 1: Beispielhafte Erlösbetrachtung für das Jahr 2013

Tabelle 2: Managementprämien je Erzeugungstechnologie und Jahr

Managementprämie je	2012	2013	2014	2015
	[ct/kWh]			
Steuerbare Erzeuger ¹	0,3	0,275	0,25	0,225
Wind onshore	1,2	0,65 (0,75)	0,45 (0,6)	0,3 (0,5)
Wind offshore	-	0,65 (0,75)	0,45 (0,6)	0,3 (0,5)
Solar	1,2	0,65 (0,75)	0,45 (0,6)	0,3 (0,5)

¹⁾ Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie

Um weiterhin die Direktvermarktung von erneuerbaren Energien zu gewährleisten, muss zwingend ein Anreizmodell, wie das oder ähnlich der Marktprämie, gegeben sein. Andernfalls wären die bereits erlangten Erfahrungen und die aufgebaute Infrastruktur zur Direktvermarktung nicht mehr wirtschaftlich nutzbar. Zudem stellt das oder ein alternatives Anreizmodells einen dringend benötigten Rahmen zur Lösung noch anstehender Herausforderungen dar. Neben händler- und anlagenseitigen Herausforderungen gilt es die gesamten Marktstrukturen und Rollen langfristig auf die erneuerbaren Energien um- und einzustellen.

Es muss eine gesicherte Vergütung zusätzlich zum Marktpreis erfolgen, wie z. B. mittels der zum 01. Januar 2012 eingeführten Marktprämie.

Empfehlung im Einzelnen:

- Eine gesicherte Vergütung zusätzlich zum Börsenpreis.
- Wirtschaftliche Umsetzbarkeit der vorgeschriebenen Prozesse der liberalisierten Organisationsstruktur
- Risikobegrenzungen zur Gewährleistung des Wettbewerbs innerhalb der Direktvermarkter

Betroffene Gesetze und Verordnungen:

- § 33g EEG i.V.m. Marktprämienverordnung (MaPrV)
- Ggf. Ergänzung des Teil 3a Direktvermarktung im EEG
- Erlass einer neuer Verordnung

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKGW]

Einführung von Grünstromprodukten an der Börse

Vertriebe sollten befähigt werden, Grünstrom direkt an der Börse einzukaufen, nicht nur direkt von den Anlagen. Zu berücksichtigen ist, dass unter heutigen Rahmenbedingungen die Grünstrom-Qualität verloren geht, sobald EEG-Strom an der Börse gehandelt wird. Es sollten eindeutige Grünstrom-Kennzeichnungen auch für EEG-Strom eingeführt werden, die die elektrische Energie differenziert mit Zeitstempel (z.B. in der Genauigkeit von 15-Minutenwerten) und Anlagentyp an der Strombörse EPEX Spot handelbar machen. Das neu eingeführte Modell der Herkunftsnachweise reicht dabei nicht aus. Wie in der folgenden Abbildung dargestellt, ist zwar gewährleistet, dass in bilanzieller Hinsicht die entsprechende Strommenge in erneuerbaren Energien Anlagen erzeugt wurde; eine Aussage über den Zeitpunkt und die Qualität des Grünstroms kann jedoch nicht bescheinigt werden.²

Zitat aus „FAQs: Häufig gestellte Fragen zum Herkunftsnachweisregister (HKNR)“; Seite: 1: „Strom, der **nicht über die EEG-Umlage finanziert** wird, aber auch aus erneuerbaren Energiequellen stammt, wird extra ausgewiesen. Für diesen Strom muss der Versorger Herkunftsnachweise in entsprechender Menge beim Umweltbundesamt vorweisen und entwertet haben.

Wichtig: Herkunftsnachweise geben nur **Auskunft über die Menge und die Herkunft** des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen, sie enthalten **keine Bewertung der ökologischen Qualität** der Energieerzeugung.“

² <http://www.umweltbundesamt.de/energie/hknr/downloads.htm> Stand 08.01.2013

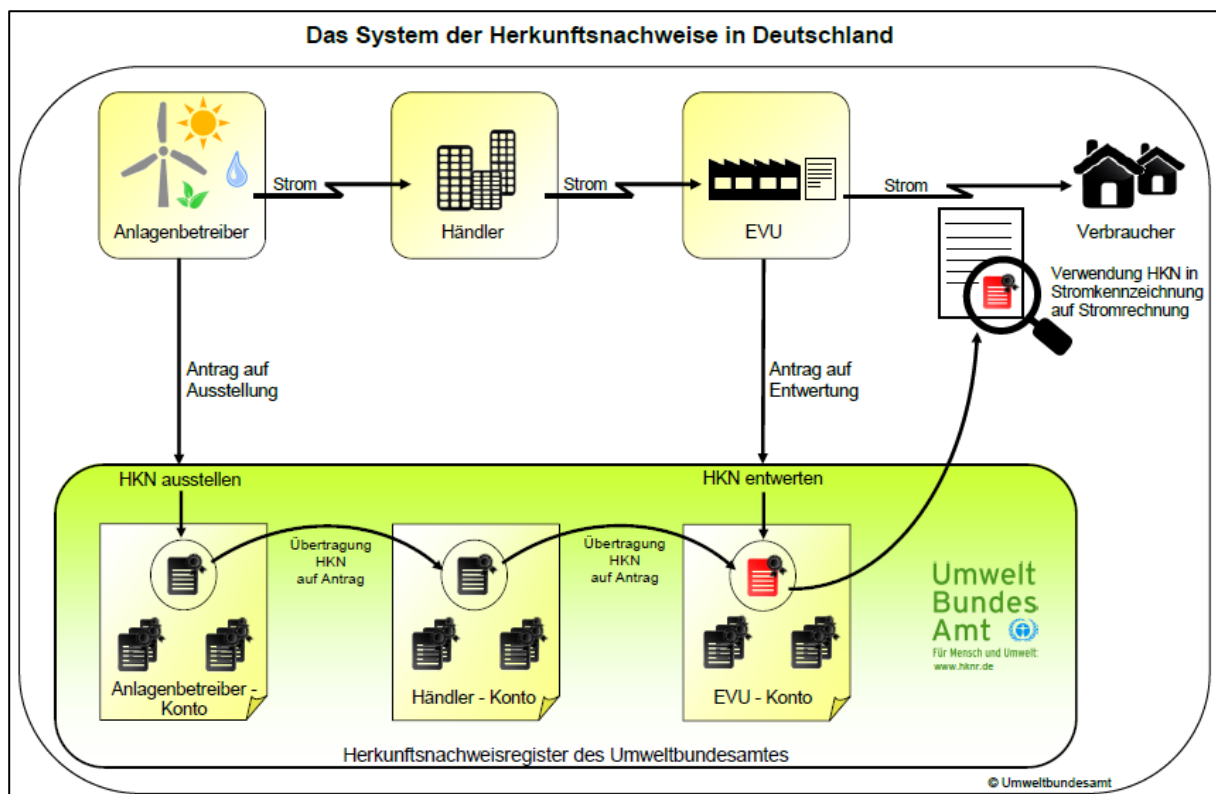


Abbildung 2: Funktionsweise der Herkunftsnachweise

Bei der Nutzung der „optionalen Kopplung“ ist der Energieversorger zwar verpflichtet den Strom und die entsprechenden Herkunftsnachweise beim selben Erzeuger einzukaufen. Die große Herausforderung der zeitgleichen Eindeckung der Verbraucherlast mit erneuerbaren Energien Anlagen aber ist nicht mit inbegriffen.

Zitat aus „FAQs: Häufig gestellte Fragen zum Herkunftsnachweisregister (HKNR)“; Seite: 1: *Verbraucherinnen und Verbrauchern, die sicher sein möchten, dass der Elektrizitätsversorger tatsächlich Strom aus erneuerbaren Energien eingekauft und geliefert hat, empfiehlt das Umweltbundesamt einen Stromtarif mit der „optionalen Kopplung“. Dies bedeutet, dass der Stromanbieter **den Strom und die entsprechenden Herkunftsnachweise zusammen beim selben Stromproduzenten einkauft und an den Endverbraucher liefert.***

Zudem besteht auch hier kein direkter Anreiz qualitativ hochwertigen Strom aus erneuerbaren Energie Anlagen (z.B. Photovoltaik und Wind) einzukaufen. Die Möglichkeit sich an der Börse mit qualitativ hochwertigem und tatsächlich zu dieser Zeit produziertem Grünstrom einzudecken, ist somit nicht gegeben.

Es sollten physikalische (zeitgleiche) Grünstromprodukte für EEG-Strom eingeführt werden, die die jeweilige Erzeugungsmenge mit Zeitstempel und Anlagentyp handelbar machen.

Empfehlung im Einzelnen:

- Beibehaltung der Grünstromqualität beim Handel an der EPEX Spot
- Zeitgleicher Handel entsprechend der erzeugten Strommenge und Technologie im jeweiligen Handelszeitraum

Betroffene Gesetze und Verordnungen:

- BNetzA - Festlegung

[Empfohlen von: in.power, CUBE Engineering]

2.1.3 Vermarktung mittels bilateraler Lieferverträge

Neben der Börsenvermarktung ist die unmittelbare Belieferung von Vertrieben, insbesondere klein- und mittelständischer Versorger, auf Basis bilateraler Stromlieferverträge ein wesentlicher Bestandteil der Energiewirtschaft. In diesem Marktsegment müssen erneuerbare Energien teilnehmen können. Auf Seiten der Versorger besteht eine hohe Nachfrage nach Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Portfolio. Dabei ist der Erhalt der Grünstromeigenschaft wesentlich, die allerdings bei der Vermarktung mit der derzeitigen Marktprämie verloren geht.³ Der direkte Vertrieb unter Beibehaltung der Grünstromeigenschaft und einem Anreiz zur zeitgleichen Eindeckung der Verbrauchslast wird derzeit nur durch das sog. Grünstromprivileg und die damit verbundene Reduzierung der EEG-Umlage gefördert. Aufgrund der, wie in der folgenden Abbildung dargestellten, vorgeschriebenen Menge an erneuerbaren Energien, insbesondere der fluktuierenden Anteile, wird die zeitgleiche Eindeckung und entsprechende Qualität des Stroms angereizt.

³ Die Problematik der Herkunftsnachweise wurde bereits im vorangegangenen Kapitel erläutert



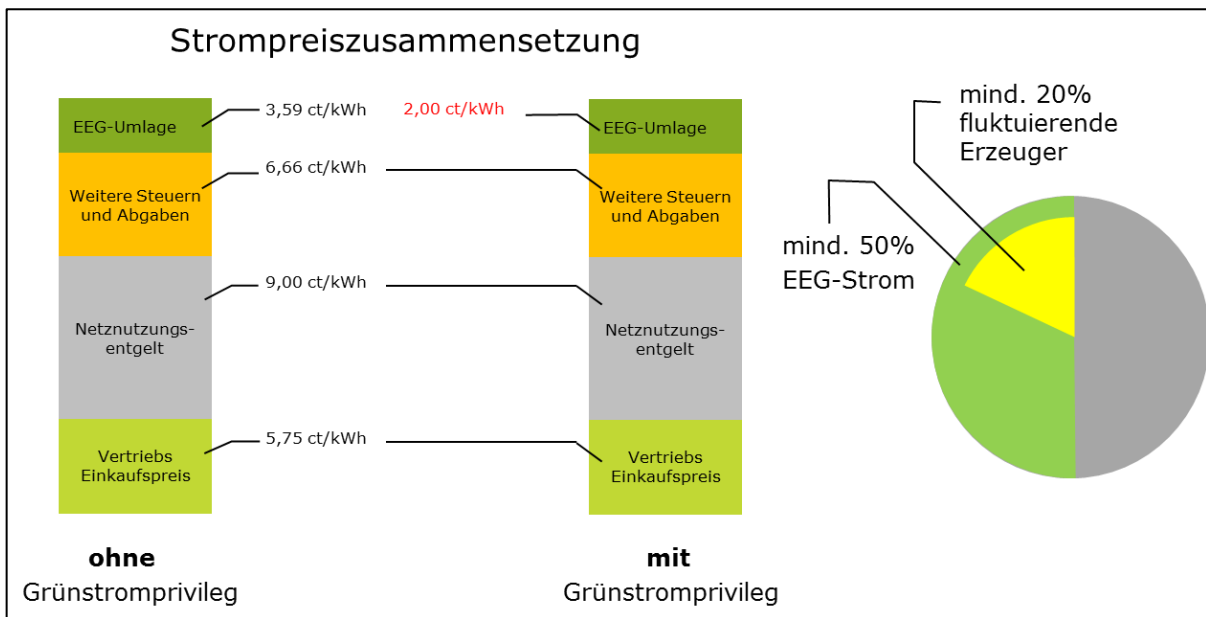


Abbildung 3: Strompreiszusammensetzung und Erzeugungsanteile bei Nutzung des Grünstromprivilegs

Mit dem Anstieg der EEG-Umlage im Jahr 2012 auf ca. 3,5 ct/kWh drohte in Teilbereichen eine Überförderung des Grünstromprivilegs. Dies wurde durch die Neuregelung zum 01. Januar 2012 verhindert. Allerdings führt das Grünstromprivileg mit der aktuellen pauschalen Begrenzung der Umlagenbefreiung auf 2 ct/kWh jetzt nur noch ein Nischendasein, da nur eine begrenzte Zahl an EE-Anlagen mit herabgestellter Vergütungsstufe auf dem Markt zur Verfügung stehen, die für dieses Marktsegment bei der geringen Befreiung genutzt werden müssen. Es sollte eine differenzierende Umlagenbefreiung entsprechend der Energieträgeranteile an der Last, insbesondere der Anteile an fluktuierenden Erzeugern, eingeführt werden, wobei die Herausforderung der viertelstundenscharfen Eindeckung mit erneuerbaren Energien berücksichtigt werden muss. An der Bewerkstellung der Herausforderung insbesondere der viertelstundenscharfen Eindeckung sind somit auch die konventionellen Akteure der Energiewirtschaft (z. B. Energieversorger, Stadtwerke) organisatorisch und finanziell beteiligt. Als paralleler Vermarktungsweg zum Spotmarkthandel kann damit eine Entwicklung von Stromprodukten aus erneuerbaren Energien und eine Integration in die Energiewirtschaft angestoßen werden. Die freiwillige Zahlungsbereitschaft von Endkunden kann dazu genutzt werden, die EEG-Umlage zu reduzieren.

Es sollte eine differenzierte Umlagenbefreiung eingeführt werden, die sich an den Energieträgeranteilen an der Last, insbesondere den Anteilen an fluktuierenden Erzeugern im Portfolio, orientiert.

Empfehlung im Einzelnen:

- Wiederbelebung des sogenannten Grünstromprivilegs
- Abschaffung der pauschalen EEG-Umlagenbefreiung von 2 ct/kWh
- Differenzierte EEG-Umlagenbefreiung entsprechend der Technologieanteile am gesamten Verbrauchsportfolio.

Betroffene Gesetze und Verordnungen:

- § 39 EEG

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKWH]

2.1.4 Sondermodelle zur Direktbelieferung von Endkunden

Das EEG ermöglicht den direkten Verbrauch der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dieser Strom kann unter bestimmten Voraussetzungen von Strompreisbestandteilen (z. B. Stromsteuer, EEG-Umlage und Netzentgelten) befreit werden. Je nach Bestandteil kann sich, wie in der folgenden Abbildung dargestellt, um 2 - 5 ct/kWh handeln.

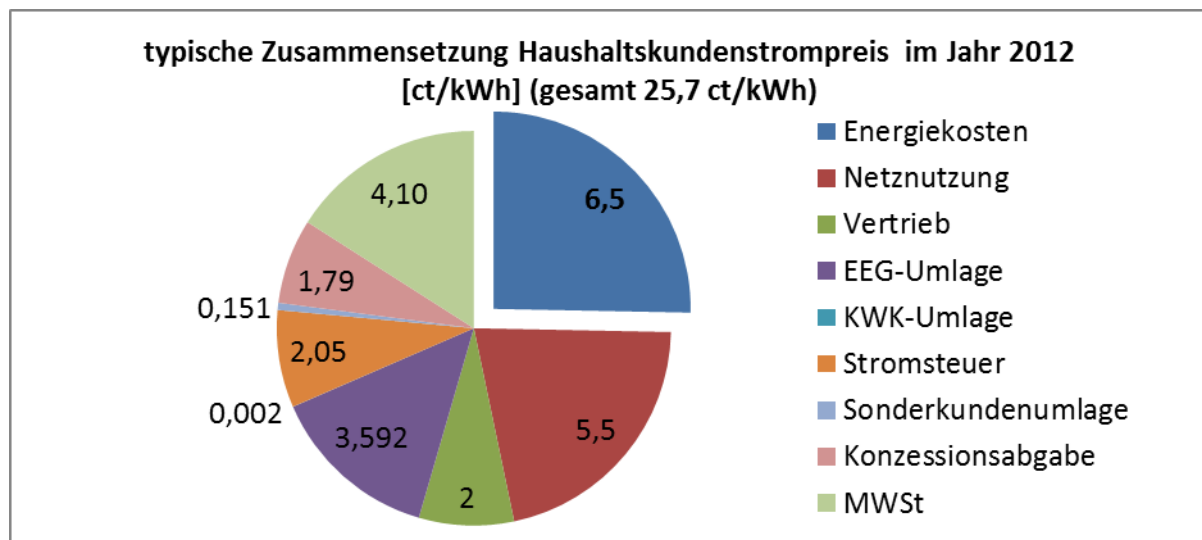


Abbildung 4: typischer HH-Preis im Landkreis Harz im Jahr 2012

Durch die Befreiung der oder des Bestandteils kann die Versorgung mit Grünstrom aus der unmittelbaren Region zu einem möglichen Geschäftsmodell werden, wenngleich es auch hier darauf zu achten gilt, dass das damit verbundene Stromversorgungsverhalten nicht zwingend deckungsgleich mit dem bundesweit benötigten Versorgungsprofil ist. Das damit verbundene

Risiko gilt es zu bewerten und dessen energiewirtschaftliche Auswirkungen weiter zu untersuchen.

Welche Voraussetzung an die jeweilige Befreiung geknüpft sind, ist im Folgenden beschreiben.⁴ In vielen Punkten sind die Bedingungen jedoch nicht klar definiert und müssen im Einzelnen vom zuständigen Hauptzollamt bewilligt werden.

Befreiung der Stromsteuer

Eine Befreiung von der Stromsteuer (§ 9 StromStG) liegt vor, sofern der Anlagenbetreiber den Strom aus Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt (dies gilt z.B. für die einzelne Windenergieanlage, nicht für den Windpark) und dieser im „räumlichen Zusammenhang“ zur Anlage entnommen wird - entweder zum Selbstverbrauch oder durch Letztverbraucher. Die Entfernung für den räumlichen Zusammenhang ist nicht klar definiert. Bisher sind beispielsweise Entfernungen bis 4,5km gerichtlich⁵ anerkannt worden, jedoch auch weitere Entfernungen sind durchaus möglich, bedürfen jedoch immer einer individuellen Prüfung durch das zuständige Hauptzollamt. Die Erfüllung der maximalen Anlagenleistung sowie der ausschließlichen Lieferung aus einem mit erneuerbaren Energien gespeisten Netz ist im Rahmen eines technisch-rechtlichen Gutachtens zu belegen.

Weiterhin besteht eine Befreiung von der Stromsteuer für Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Dies ist allerdings mit hohen Investitionen und ggf. Betriebskosten verbunden. Auch hierfür ist eine Einzelfallprüfung durch das Hauptzollamt notwendig.

Befreiung von der EEG-Umlage

Gemäß Eigenstromerzeugerprivileg (§ 37 Abs. 3 EEG2012) besteht eine Befreiung von der EEG-Umlage, sofern der Anlagenbetreiber den Strom im „räumlichen Zusammenhang“ zu der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, also die juristischen Personen des Anlagenbetreibers und des Stromabnehmers identisch sind. Eine Eigenerzeugung liegt in der Regel dann vor, wenn der Verbraucher auch Betreiber der Anlage ist. Hier gilt es im Einzelfall zu prüfen, ob beispielsweise eine anteilige Beteiligung an der Anlage seitens der Verbraucher ausreicht um das Kriterium der Eigenerzeugung zu erfüllen.

Befreiung von den Netzentgelten

Netzentgelte müssen gemäß § 110 EnWG nicht entrichtet werden, wenn ein geschlossenes Verteilernetz betrieben wird und innerhalb eines geographisch begrenzten Gebietes damit in

⁴ Siehe auch RegModHarz Abschlussbericht Seite 133 ff

⁵ Urteil des BFH vom 20.04.2004 – VII R 44/03



erster Linie an den Netzeigentümer oder -betreiber oder an mit diesen verbundene Unternehmen Energie verteilt wird. Ein Beispiel wäre ein Industrieunternehmen, das einen eigenen Windpark mit direktem Kabel, das nicht über öffentlichen Grund geführt wird, anschließt.

Zusammenfassend sind je nach Einzelfall für die Inanspruchnahme der Befreiungen ausschlaggebend:

- die unternehmerischen Beteiligungsverhältnisse an der Erzeugungsanlage
- der Verbrauch im räumlichen Zusammenhang
- die Nennleistung der Anlage sowie
- der Anteil an erneuerbaren Energien in dem zur Belieferung genutzten Netz.

Da die beschriebenen Merkmale im Gesetz nur unzureichend konkretisiert sind, ist die Erfüllung der Voraussetzungen in jedem einzelnen Fall juristisch zu prüfen. Eine konkrete Definition der Voraussetzungen zur Befreiung von Strompreisbestandteilen ist daher wünschenswert:

Eine Konkretisierung der Voraussetzungen zur Befreiung von Strompreisbestandteilen muss erfolgen.

Empfehlung im Einzelnen:

- Die Voraussetzungen sollten für die verschiedenen erneuerbaren Energieträger spezifisch geregelt werden.
- Die Definition des „direkten“ Stromverbrauchs muss klarstellen, welche Merkmale an den Verbrauch im räumlichen Zusammenhang und an die Durchleitung und Entnahme aus einem Stromnetz geknüpft sind.
- Die auf die jeweiligen Hauptzollämter verteilte Entscheidungsgewalt muss einheitlichen Regeln unterliegen oder gebündelt werden.
- Es muss klargestellt werden, ob die Befreiung von Strompreisbestandteilen nur für den selbst erzeugten Strom oder für den gesamten verbrauchten Strom und welche Zeitgleichheit (Tag/Monat/Jahr) gilt.

Betroffene Gesetze und Verordnungen:

- § 9 StromStG
- § 37 Abs. 3 EEG
- § 110 EnWG

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power]

2.1.5 Dynamische Tarife

Im Rahmen des Projektes wurde, wie in der folgenden Abbildung dargestellt, ein Stromtarif zur direkten Belieferung der Haushaltskunden mit überwiegend regional erzeugtem EE-Strom durch die Vertriebe vor Ort konzipiert. Die Bürger der Region bekommen die Möglichkeit, den vor Ort produzierten Strom mittels eines dynamischen Tarifs zu beziehen und werden damit am erzeugungskonformen Verbrauch des Wind- und PV-Stroms beteiligt. Die bei den Haushaltskunden angereizte Lastverlagerung kann zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Wind und PV beitragen. Dazu muss die Tarifierung allerdings auch eine ausreichende Preisspreizung nach oben und unten anbieten. Dieses Modell kann ebenfalls für eine überregionale Versorgung mit dynamischem Tarif angewandt werden.

Prozessablauf des regionalen Haushaltskundenstromtarif

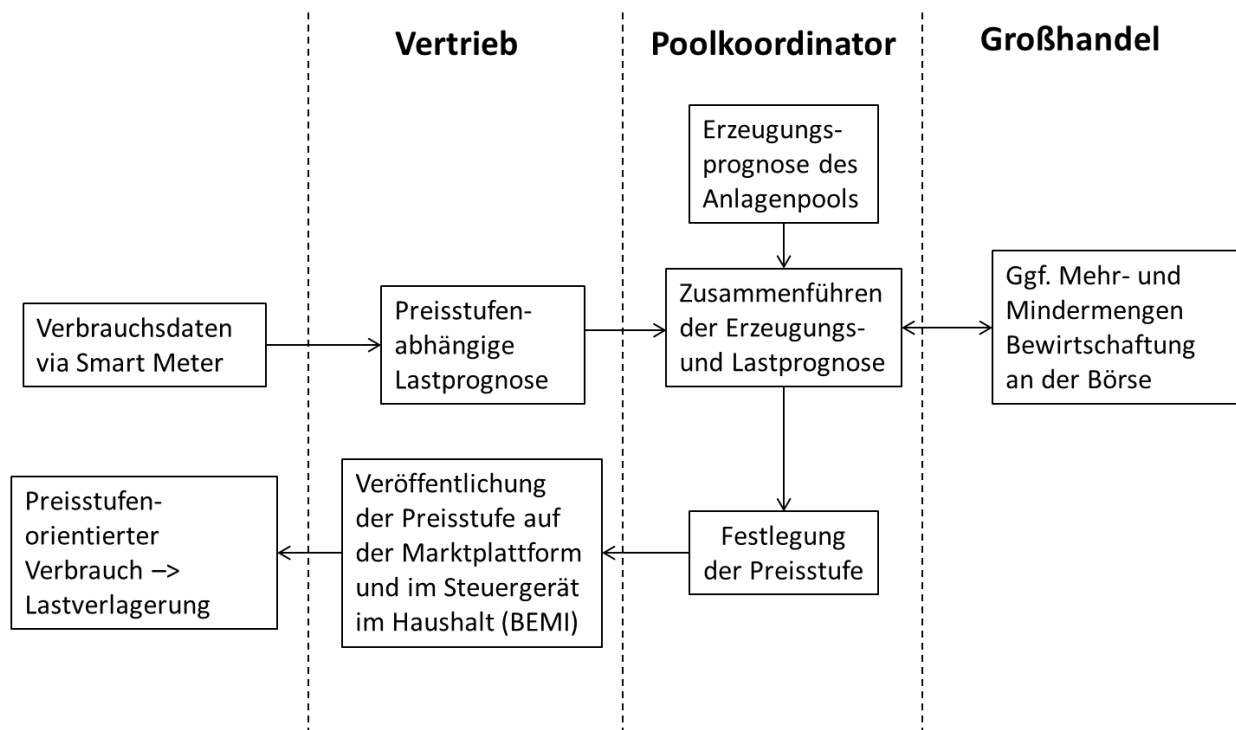


Abbildung 5: Prozessablauf des regionalen Haushaltskundenstromtarifs

Bei Berücksichtigung aller Kosten auf der Erzeugungsseite wäre der Strompreis derzeit für den Endkunden zu hoch, um am Markt bestehen zu können. Zudem ist die Preisspreizung im Endkundenpreis, welche sich aus den unterschiedlich hohen Einkaufspreisen für Strom ergibt, derzeit zu gering, um dem Endkunden einen ausreichend großen finanziellen Anreiz zum Lastmanagement im Haushalt zu bieten. Ebenfalls erfüllen die Abrechnungssysteme der Vertriebe noch nicht die notwendigen Voraussetzungen für einen preisdynamischen Endkundentarif. Haushaltskunden werden mit Hilfe von Standardlastprofilen in gesonderten

Bilanzkreisen geführt. Um eine Bilanzierung entsprechend des tatsächlichen Verbrauchsprofils zu ermöglichen, müsste bei jedem Haushaltskunden eine viertelstundenscharfe Messung durchgeführt werden. Nach geltender Rechtslage würde dies jedoch mit der Verpflichtung für den Vertrieb einhergehen, den jeweiligen Kunden täglich zu prognostizieren und einen entsprechenden Fahrplan an den Netzbetreiber zu senden. Des Weiteren ist nach heutigen Rahmenbedingungen die Abrechnung der Netznutzungsentgelte bei einer Leistungsmessung um einen Leistungspreis zu ergänzen, wodurch der Endkundenpreis in Zeiten hoher Last extrem steigen würde.

Soll ein dynamischer Haushaltskundentarif entsprechend der Einspeiseprognose mit ausreichendem finanziellem Anreiz umgesetzt werden, muss innerhalb der Strompreisbestandteile die Möglichkeit zur Flexibilisierung gestärkt werden. Im Rahmen einer solchen Preisdynamik muss berücksichtigt werden, dass regionale Anreize nicht deckungsgleich mit bundesweit benötigten Flexibilisierungen sein müssen. Ein gegenseitiges Aufheben flexibler Strompreisbestandteile muss entsprechend vermieden werden, um das sich aus der Lastverschiebung ergebende Potenzial zur Senkung der Kosten des Gesamtsystems zu erschließen. Damit ein Vertrieb die Lastverlagerung des Haushaltskunden in der Energiebeschaffung für sich nutzen kann, müssen die heute geltenden Standardlastprofile weiterentwickelt und ggf. durch ein Verfahren ähnlich der Zählerstandsgangmessung ersetzt werden. Zudem dürfen die heute an eine Leistungsmessung gekoppelten Abrechnungs- und Prognosevorschriften für Industrieunternehmen nicht gleichermaßen für die Versorgung von Haushaltskunden mittels preisdynamischem Tarif gelten.

Insgesamt gesehen dürften durch ausreichend differenzierte und gespreizte dynamische Tarife bislang nicht erschlossene Lastverschiebepotenziale zur verstärkten Balancierung der fluktuierenden erneuerbaren Energien mit der ebenfalls fluktuierenden Nachfrageseite gehoben werden können. Die Vorgaben in § 40 Abs.3 EnWG, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anzubieten, sollte insoweit konkretisiert werden, dass alle Stromhändler einen dynamischen, entsprechend der regenerativen Einspeisesituation ausreichend differenzierten und gespreizten Tarif anzubieten haben.

Empfehlung: Die heute geltenden Standardlastprofile müssen weiterentwickelt werden sowie die Abrechnungs- und Prognosevorschriften für Haushaltskunden angepasst werden. Des Weiteren müssen die Vorgaben für das verpflichtende anbieten eines lastvariablen Tarifs der EVU konkretisiert werden.

Empfehlung im Einzelnen:

- Weiterentwicklung der Standardlastprofile, um die Lastverschiebung für die Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Portfoliomanagement und ihrer Beschaffung nutzbar zu machen
- Abrechnungs- und Prognosevorschriften von Industriekunden dürfen nicht gleichermaßen für die Versorgung von Haushaltskunden gelten.
- Der § 40 Abs. 3 EnWG ist dahingehend zu konkretisieren, dass alle Stromhändler mindestens einen zur Anreizung der Lastverschiebungspotentiale entsprechend der regenerativen Einspeisesituation ausreichend differenzierten und gespreizten dynamischen Tarif mit automatisierter Systemführung auf Basis kundenseitig bestellter Nutzungsparameter anzubieten haben

Betroffene Gesetze und Verordnungen:

- § 40 EnWG
- § 12 StromNZV

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKWH]

2.1.6 Vermarktung in Pools

Die Vermarktung verteilter Anlagen wird erleichtert, wenn die Anlagen gebündelt werden und einzeln angesteuert werden können. Hierzu sind eine Steuerung und ggf. Kommunikationsschnittstellen notwendig, die häufig nicht durch den Anlagenhersteller vorgesehen oder nicht für den Betreiber und Dritte zugänglich sind. Das Ausgleichsenergieerisiko, das sich aus fehlender Anlagenüberwachung und -steuerung ergibt, kann von großen Händlern aufgrund von Skaleneffekten mit einem geringeren Kostenaufwand je umgesetzter Energieeinheit leichter abgedeckt werden als von kleinen- und mittelständischen Händlern (KMU). Besonders für Letztere ergibt sich mit der Überwachung und Steuerung eine entscheidende Verbesserung in der Vermarktung und damit eine Reduktion des Risikos. Ein geringeres Risiko für kleine Händler ergibt sich damit bereits, wenn die Anlagen eine technische Ausstattung zur Steuerung und Kommunikation mitbringen. Dabei kann, durch die in einer Datenbank gesammelten und mit Hilfe von Software nutzbar und



zugänglich gemachten Informationen, die Prognose auch untertägig verbessert werden. Neben der Berücksichtigung des Anlagenzustandes ermöglichen die im besten Falle zur Verfügung stehenden, Daten der tatsächlichen Ist-Erzeugung eine solche optimierte Prognose. Die hierfür notwendigen Kommunikationsprozesse und Infrastruktur gilt es für jede Anlage gesondert aufzubauen.

Deshalb ist zu erwarten, dass besonders kleinere Händler die Überwachung und Steuerung der EE-Anlagen vorantreiben. Auch aus diesem Grund sollte darauf geachtet werden, dass eine Wettbewerb fördernde Händlerstruktur erhalten bleibt und weiter ausgebaut wird. Die ökonomischen Rahmenbedingungen für die Umsetzung dieser Informations- und Kommunikationstechnik müssen deshalb gewährleistet sein. Die Kommunikationsschnittstelle sollte des Weiteren bestehende Kommunikationsstandards (z. B. der IEC) anbieten, damit Sonderlösungen nicht zu einer Wettbewerbsverzerrung führen.

Zukünftig könnten die Erzeugungsanlagen, durch eine mit dem Virtuellen Kraftwerk verbundene Steuerungseinheit, hinsichtlich der auftretenden Börsenpreise bzw. eines verbesserten Ausgleichs des Bilanzkreises auf Anweisung des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) entsprechend angesteuert werden.

Die wettbewerbsfördernde Händlerstruktur (KMU) sollte erhalten bleiben und weiter ausgebaut werden.

Empfehlung im Einzelnen:

- Gewährleistung der ökonomischen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Informations- und Kommunikationstechnik für KMU

Betroffene Gesetze und Verordnungen:

- Teil 3a Direktvermarktung im EEG

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power]

2.2 Weitere Marktbereiche

2.2.1 EEG-Umlagenbefreiung für privilegierte Letztverbraucher

Im Jahr 2013 beträgt die EEG-Umlage 5,3 ct/kWh was zu großen Diskussionen in der Bevölkerung geführt hat. Um die Akzeptanz für die Energiewende jedoch beizubehalten, gilt es neben der EEG-Festvergütung insbesondere die Umlagen steigernden Faktoren regelmäßig zu evaluieren. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Kostenkomponenten der EEG-Umlage, wobei die besondere Ausgleichsregelung den zweitgrößten Anteil darstellt. Da das Erstellungsdatum des Kurzgutachtens im Januar 2012 lag, wurde für 2013 eine Ober- und Untergrenze der Kosten angenommen. Es zeigt sich, dass wir heute in Summe sogar oberhalb der Obergrenze von 4,73 ct/kWh liegen. Im Rahmen der EEG Novelle wurde die besondere Ausgleichsregelung erweitert, somit sind Letztverbraucher ab einem Verbrauch von 1 Mio. kWh/a, gestaffelt in drei Schritten (1-10; 10-100; >100 Mio. kWh/a) anteilig von der EEG-Umlage befreit.

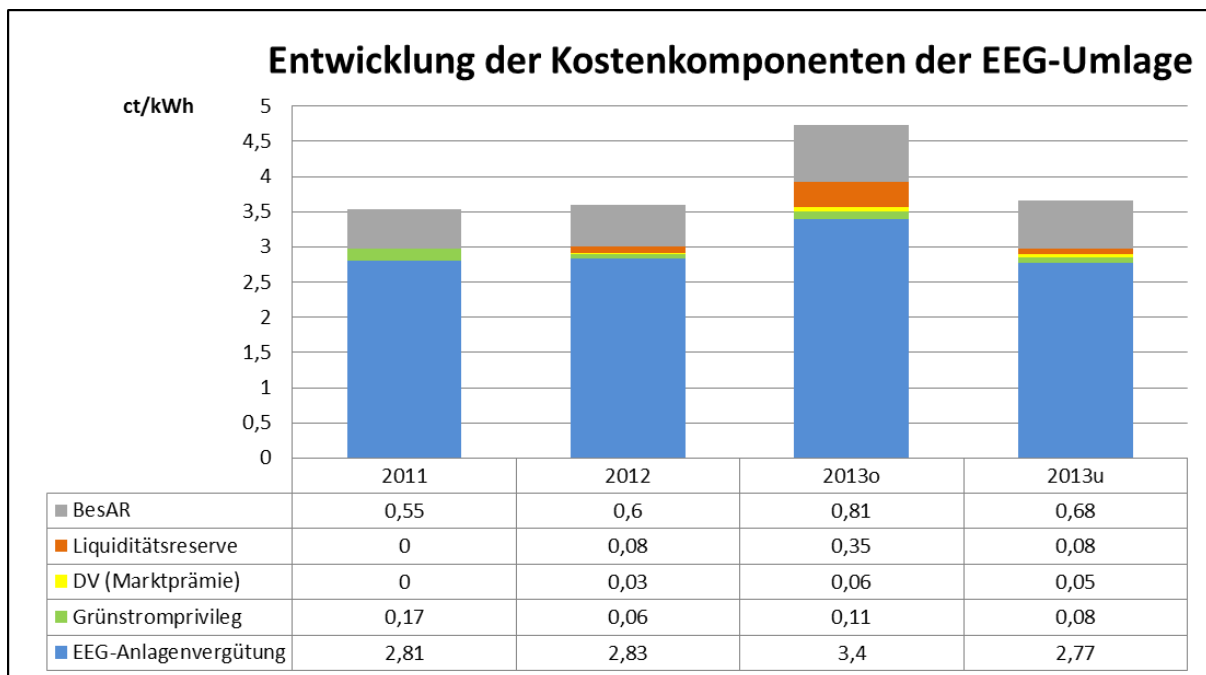


Abbildung 6: Entwicklung der Kostenkomponenten der EEG-Umlage

*Oberste Annahme der ÜNB / ** unterste Annahme der ÜNB

Quelle: IZES gGmbH Institut für ZukunftsEnergieSysteme; Kurzgutachten Eruiierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage (18.01.2012)

BesAR = Besondere Ausgleichsregelung (privilegierte Unternehmen)

Die im Rahmen des EEG 2012 pauschal eingeführte Absenkung der Untergrenze von 10 auf 1 Mio. kWh/a sollte rückgängig gemacht und ggf. – sofern mit geringem Aufwand umsetzbar – durch eine branchenspezifische Umlagebefreiung ersetzt werden, die sich am tatsächlichen

Bedarf der jeweiligen Branche im Rahmen des internationalen Wettbewerbs orientiert. Die folgende Abbildung verdeutlicht die Anteile der EEG-Umlage. Es zeigt sich das die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) einen großen Anteil an der Höhe der EEG-Umlage hat. Der Wegfall der erweiterten EEG-Umlagenbefreiung hätte demzufolge eine direkte Absenkung der EEG-Umlage zur Folge.

Die EEG-Umlagebefreiung für privilegierte Letztverbraucher sollte zudem nur dann greifen, wenn wirtschaftlich zumutbare Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt werden. Neben baulichen/technologischen Maßnahmen ist dabei auch das Potenzial zur Lastverlagerung bzw. die Teilnahme am Regelenergiemarkt zu berücksichtigen. Der daraus resultierende positive Systembeitrag würde folglich durch die Befreiung der EEG-Umlage belohnt werden.

Die EEG-Umlagenbefreiung für privilegierte Letztverbraucher sollte rückgängig gemacht werden.

Empfehlung im Einzelnen:

- Die Erweiterung der privilegierte Letztverbraucher von 10 auf 1 Mio. kWh/a sollte rückgängig gemacht werden.
- Sie sollte zudem nur dann greifen, wenn von den Begünstigten zumutbare Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt werden.

Betroffene Gesetze und Verordnungen:

- §§ 40-44 EEG

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power]



2.2.2 Biogasanlagen

Im Folgenden sind Empfehlungen, insbesondere hinsichtlich der Rahmenbedingungen zur Vermarktung von Biogasanlagen, aufgeführt. Eine ausführliche Beschreibung und Begründung wird in den folgenden Absätzen durchgeführt.

Empfehlungen für verbesserte Rahmenbedingungen zur Vermarktung von Biogasanlagen

Empfehlungen im Einzelnen:

- Erhöhung der Feuerungsleistung bei privilegierten Biogasanlagen im Außenbereich
- Erhöhung der Kapazitätskomponente verbunden mit Effizienzanforderungen für Anlagen mit einer hohen Wärmenutzung
- Für die bedarfsorientierte Stromproduktion muss eine Klarstellung des Anlagenbegriffs im EEG erfolgen
- Einführung einer regelmäßigen Prüfung, ob trotz der erfolgten Degression der Managementprämie Stromhändler die Direktvermarktung auf Biogasanlagen anwenden.
- Zur Flexibilisierung des Stromsystems sollte sich die Auszahlung für Biomethananlagen nicht an der installierten elektrischen Leistung am Ausspeisepunkt, sondern an der jährlichen Gasproduktions- bzw. Einspeisemenge orientieren.

Betroffene Gesetze und Verordnungen:

- § 33i EEG und Anlage 5
- MaPrV
- § 35 Abs. 1 6d BauGB

Durch die BauGB-Novelle wurde bereits die zugelassene installierte Anlagenfeuerungswärmeleistung von privilegierten Biogasanlagen im Außenbereich auf 2.000 kW Feuerungswärmeleistung erhöht (§ 35 (1) 6.d. BauGB). Dies entspricht in etwa 800 kW_{el}. Mit dieser Erhöhung ist allerdings nicht eine Erhöhung der produzierten Strommenge verbunden, diese bleibt aufgrund der festgelegten maximal zulässigen Biogasmengen im Jahr von 2,3 Mio m³ Biogas/a am privilegierten Standort bei einer Bemessungsleistung von ca. 500 kW_{el}/a konstant.

Die verbleibende Zusatzleistung von ca. 300 kW_{el} definiert die maximale Flexibilisierung der Anlage. Das EEG 2012 will deutlich höhere installierte Leistungen im Vergleich zur Bemessungsleistung anreizen. Im Ergebnis kann die im EEG 2012 erwünschte Flexibilisierung in den meisten privilegiert genehmigten Anlagen nicht vollständig umgesetzt werden. Durch



den Wegfall dieses Limits könnten BHKW in frei gewählter Größe installiert werden, ohne dass die jährlich produzierte Biogasmenge wächst. Die politisch erwünschte Limitierung der Biogasproduktion an einem privilegierten Standort kann über die Bemessungsleistung, über die Begrenzung der Fermentervolumina oder sonstige Regelungen des Baurechts zielgerichtet erfolgen.

Empfehlung: Erhöhung der Feuerungsleistung bei privilegierten Biogasanlagen im Außenbereich

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKWH]

Bei der derzeitigen Regelung der Flexibilitätsprämie für Anlagen, die Biogas zur Stromproduktion nützen, ist die Nutzung der gleichzeitig produzierten Wärme nicht vorgeschrieben. Dementsprechend werden über die Flexibilitätsprämie eine Erweiterung des Gasspeichers sowie die Erweiterung der Erzeugungskapazität angereizt. Im Regelfall wird es nicht wirtschaftlich sein, in große Wärmespeicher zu investieren, um bei bedarfsorientierter Betriebsweise eine gleichzeitige Versorgung von Wärmesenken sicher zu stellen. Es gilt zu beobachten, in wie weit sich die Regelung für die Förderung der Wärmespeicher im Rahmen des KWK-G (Novelle 2012) auswirken. Es ist zu erwarten, dass die technischen Anforderungen für die Betreiber so hoch sind, dass es eine weitere Unterstützung für die Wärmenutzung geben sollte. Dies wäre mit einer Erhöhung der Kapazitätskomponente verbunden mit Effizienzanforderungen für Anlagen mit einer hohen Wärmenutzung erreichbar. Betreiber von Biogasanlagen, die diesen Weg gehen, erhöhen die Treibhausgasminderung pro eingesetzter Tonne Biomasse, was umweltpolitisch sehr zu begrüßen ist.

Empfehlung: Erhöhung der Kapazitätskomponente verbunden mit Effizienzanforderungen für Anlagen mit einer hohen Wärmenutzung

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power, RKWH]

Das EEG 2012 und dessen neue Regelungen zur Direktvermarktung greifen z.T. auf alte und neue Regelungen zum Anlagenbegriff zurück. Der Anlagenbegriff ist für die Ermittlung der Vergütungshöhe von entscheidender Bedeutung. Die aktuellen Diskussionen zeigen, dass es hier erhebliche Unklarheiten gibt, in welcher Höhe der Strom aus bestimmten Anlagenkonzepten (z.B. bei einer Bestandsanlage, die mit neuen BHKW flexibel Strom erzeugen möchte) vergütet wird. Aus Sicht der Forschungsnehmer sollte insbesondere für die bedarfsorientierte Stromproduktion, die regelmäßig mit rechtlichen Unklarheiten beim Anlagenbegriff konfrontiert ist, eine Klarstellung erfolgen.

Empfehlung: Für die bedarfsorientierte Stromproduktion muss eine Klarstellung des Anlagenbegriffs im EEG erfolgen



[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power]

Für steuerbare Anlagen wird die Managementprämie von 3 €/MWh im Jahr 2012 auf 2,25 €/MWh im Jahr 2015 abgeschmolzen. Es gilt zu beobachten, ob es kleinen bis mittleren Stromhandelsunternehmen gelingen wird, die Kosten in dieser Zeit in diesem Maße zu reduzieren, oder ob die Reduzierung für diese Unternehmen geringer ausfallen muss. Eine derartige Degression unterstellt, dass ein Unternehmen innerhalb weniger Jahre ein sehr großes Portfolio aufbauen kann, was möglicherweise für neue, v.a. mittelständische Akteure auf diesem Markt wesentlich schwieriger ist als für etablierte Stromhändler. Darüber hinaus ist wiederum die für die Poolbildung zur Verfügung stehende Anzahl von Anlagenbetreiber/innen, die den produzierten EE-Strom direkt vermarkten, stark von den erzielbaren Erlösen abhängig.

Empfehlung: Einführung einer regelmäßigen Prüfung, ob trotz der erfolgten Degression der Managementprämie Stromhändler die Direktvermarktung auf Biogasanlagen anwenden.

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power]

Im § 27 c (3) (EEG 2012) ist festgelegt, dass der Gasaufbereitungsbonus nicht ausgezahlt wird, sobald das abnehmende BHKW eine *installierte* Leistung von 750 kWel übersteigt. Zur Flexibilisierung des Stromsystems sollte sich die Auszahlung nicht an der installierten elektrischen Leistung am Ausspeisepunkt, sondern an der jährlichen Gasproduktions- bzw. Einspeisemenge orientieren.

Ansonsten ergibt sich der nicht begründbare Effekt, dass Betreiber großer BHKW für die starke Flexibilisierung durch Zusatzleistung eine Degression der Vergütung hinnehmen müssen oder ausschließlich auf Biomethan aus sehr großen Aufbereitungsanlagen beziehen.

Empfehlung: Zur Flexibilisierung des Stromsystems sollte sich die Auszahlung für Biomethananlagen nicht an der installierten elektrischen Leistung am Ausspeisepunkt, sondern an der jährlichen Gasproduktions- bzw. Einspeisemenge orientieren.

[Empfohlen von: CUBE Engineering, Fraunhofer IWES, in.power]

3 Fazit

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Regenerative Modellregion Harz“ konnten eine Reihe wegweisender Vorschläge zur Verbesserung des Rechtsrahmens gemacht werden. Darüber hinaus muss dringend eine generelle Markttransformation erfolgen. Dabei müssen sich die, bisher auf die konventionelle Energieerzeugung abgestimmten, Marktmechanismen an den



dezentralen und fluktuierenden Erzeugern ausrichten. Wesentliche Kriterien für zukünftige Marktmechanismen sind dabei ein diskriminierungsfreier Marktzugang von neuen Marktteilnehmern sowie langfristig eine gesicherte Refinanzierbarkeit von dezentraler und fluktuierender regenerativer Erzeugung. Des Weiteren muss neben der Internalisierung von externen Effekten der Börsenpreis die tatsächliche Marktsituation widerspiegeln.

Um die Energiewende möglichst effizient und volkswirtschaftlich kostengünstig zu gestalten, gilt es, die Potenziale zur Balancierung von Einspeisung und Verbrauch zu nutzen. Dazu müssen Regenerativen durch angebotsorientierte Lastverschiebung, Netzmonitoring, Mitnutzung von Wärme-, Verkehrs- und Gasnetzen sowie Ausbau der Netze möglichst in der Reihenfolge der volkswirtschaftlich geringsten Kosten ausgeschöpft werden. Es sollte zusätzlich berücksichtigt werden, inwieweit Kombinationslösungen unter den vorgenannten Effizienzpotentialen auch zur gebietsweisen Vermeidung von Netzengpässen z.B. durch die Einrichtung von regionalen, virtuellen Kraftwerken (Kombikraftwerke) weitere Synergien und Kostenoptimierungen herbeiführen können. Mit Hilfe dezentral regelbarer Erzeuger sowie der Steuerung von Lasten kann ggf. auch ein großer Beitrag zur Netzstabilität geleistet werden.

Zur Erreichung der Ziele gilt es die Rahmenbedingungen, insbesondere in den in diesem Dokument beschriebenen Themengebieten, anzupassen und stetig zu Evaluieren.

