



Direktvermarktung von geförderter erneuerbarer Stromerzeugung

STUDIE IM AUFTRAG DES BUNDESAMT FÜR ENERGIE (BFE)

November 2013

Direktvermarktung von geförderter erneuerbarer Stromerzeugung

Executive Summary	1
1 Hintergrund	7
1.1 <i>Kontext und Aufgabenstellung</i>	7
1.2 <i>Aufbau der Studie</i>	8
2 Motivation für zunehmende Direktvermarktung	11
2.1 <i>Zukünftige Entwicklung von EE in der Schweiz</i>	11
2.2 <i>Vorteile von Direktvermarktung gegenüber Einspeisevergütung</i>	11
3 Rechtliche Rahmenbedingungen und Funktionsweise der Förderregime	17
3.1 <i>EE-Förderung im aktuellen Entwurf des EnG</i>	17
3.2 <i>Grundsätzliche Funktionsweise der vorgesehenen Förderregimes</i>	19
4 Teilnahmeberechtigungen und -verpflichtungen	23
4.1 <i>Recht auf Vergütung zu Referenz-Marktpreis</i>	23
4.2 <i>Ausstiegs- und Rückkehrmöglichkeiten aus gefördertem Direktvermarktungsmodell</i>	30
5 Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells	33
5.1 <i>Höhe des Vergütungssatzes</i>	34
5.2 <i>Bestimmung des Referenz-Marktpreises</i>	36
5.3 <i>Limitierung der Förderung</i>	46
5.4 <i>Ausgleich von Direktvermarktungskosten</i>	49
6 Abwicklung von Direktvermarktungsmodell und Vergütung zu Referenz-Marktpreis	57
6.1 <i>Aktuelles System zur Abwicklung KEV-Anlagen</i>	57
6.2 <i>Varianten zur Vergütung DVM-Anlagen</i>	58
Literaturverzeichnis	65

Direktvermarktung von geförderter erneuerbarer Stromerzeugung

Abbildung 1. Förderregime gemäß Entwurf EnG	17
Abbildung 2. Einspeisevergütung im Direktvermarktungssystem	20
Abbildung 3. Anteile der EE-Kapazitäten in der Direktvermarktung – Deutschland, 07/2013	27
Abbildung 4. Rationales Erzeugungsverhalten bei täglicher vs. stündlicher RMP-Durchschnittsbildung (exemplarisch)	39
Abbildung 5. Swissix Preise und Handelsvolumen 1/2012 bis 09/2013	44
Abbildung 6. Swissix Preise und Handelsvolumen 1/2012 bis 09/2013	45
Abbildung 7. Verlauf der Preisindizes im Day-ahead-Markt: Schweiz, Deutschland/Österreich, Frankreich, Italien	46
Abbildung 8. Kosten für Ausgleichsenergie	51
Abbildung 9. Komponenten der Managementprämie (MMP) in Deutschland	54
Abbildung 10. Entwicklung der Managementprämie in Deutschland	54
Abbildung 11. Abwicklung KEV-Anlagen, heutiges System	58
Abbildung 12. Abwicklungsprozesse der BG-EE im KEV-System	59
Abbildung 13. Abwicklung Anlagen mit Einspeisevergütung, zentrale Abwicklung	61
Abbildung 14. Abwicklung Anlagen mit Einspeisevergütung, Vergütung durch alle BG	62
Tabelle 1. Überblick über Varianten der Abwicklung von Anlagen mit Einspeisevergütung	63

Executive Summary

Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt in der Schweiz aktuell über die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Während Einspeisevergütungssysteme mit festen Vergütungssätzen eine hohe Sicherheit für den Anlagenbetreiber und entsprechende Anreizwirkungen für den Zubau von Anlagen auszeichnen, ergeben sich in einem solchen System nur äußerst geringe Anreize und Signale für eine effiziente Systemintegration.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 ist für die Schweiz eine deutliche Ausweitung von dezentraler Produktion aus erneuerbaren Energien (EE) geplant. Aufgrund der neuen Produktionstechnologien (insb. Wind- und Solarenergie) ist mit einer zunehmenden fluktuierenden Einspeisung zu rechnen, welche mehr Flexibilität im Netz erfordert (Speicher, intelligente Verbrauchs- und Produktionssteuerung etc.). Um dem Problem wachsender Ineffizienzen zu begegnen, ist eine Abkehr von einer starren Einspeisevergütung hin zu einer variablen Vergütung für steuerbare EE-Produktion vorgesehen. Im Fokus steht im aktuellen Gesetzentwurf ein „Direktvermarktungsmodell mit variabler Einspeiseprämie“, wie es in ähnlichen Formen bereits in verschiedenen Ländern praktiziert wird (z.B. Deutschland) bzw. werden soll (z. B. UK). Dabei soll der Wertigkeit des EE-Stroms zum Einspeisezeitpunkt in Abhängigkeit zur Nachfrage Rechnung getragen werden.

Frontier Economics und Polynomics wurden vom Bundesamt für Energie (BFE) beauftragt, die verschiedenen Ausgestaltungsmöglichkeiten eines derartigen Direktvermarktungsmodells zu analysieren und eine entsprechende Gestaltungs- und Umsetzungsempfehlung für die Schweiz zu erarbeiten. Die Aufgabenstellung ist auf die im Entwurf des Energiegesetzes vom 4. September 2013 vorgesehene Lösung zum Direktvermarktungssystem eingegrenzt. Die Analyse alternativer Fördersysteme wie z.B. Quotenmodelle oder eines Systemwechsels in Richtung ökologischer Steuerreform ist nicht Gegenstand der Studie.

Wir kommen in der Untersuchung zu folgenden Schlussfolgerungen:

Direktvermarktung gegenüber Einspeisevergütung grundsätzlich vorteilhaft

Das EE-Fördersystem der Direktvermarktung weist gegenüber einem System mit fester Einspeisevergütung eine Reihe von Vorteilen bezüglich der Markt- und Systemintegration von EE-Anlagen auf. In der Direktvermarktung erhalten die Produzenten von EE-Strom, die am Förderregime teilnehmen, einen Anreiz, sich am Markt zu orientieren, da die Strommarktpreise einen Einfluss auf ihre Erträge haben.

In Folge dessen würden die EE-Anlagenbetreiber den kurzfristigen Einsatz der EE-Erzeugungsanlagen an die Strommarktpreise anpassen. Signifikant negative Strompreise (wie in Deutschland z.T. zu beobachten) mit entsprechenden

Kosten für den Ausgleich der überschüssigen EE-Erzeugung würden dann selbst bei hoher Wasser-, Sonnen- und Windverfügbarkeit nicht auftreten. Die Anlagen würden nur dann Strom erzeugen, wenn der erzielbare Strompreis mindestens die variablen Kosten der Erzeugung (abzüglich der gezahlten Einspeiseprämie) deckt. Dies wäre effizienter als im heutigen KEV-System mit festen Einspeisevergütungssätzen.

Auch die Investitionsentscheidungen werden positiv beeinflusst: So werden Anlagen, sofern möglich, eher an Standorten errichtet, die ein Einspeiseprofil ermöglichen, das einen höheren volkswirtschaftlichen Nutzen hat, d.h. z.B. geringere Zeitgleichheit mit anderen Einspeisungen. Zudem werden Investitionen in die Steuerbarkeit der Anlagen im Direktvermarktungsmodell über Mehrerträge im Strommarkt honoriert. Des Weiteren würden EE-Anlagenbetreiber Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten in Zeiträumen mit eher niedrigen Strommarktpreisen und damit geringem Strombedarf durchführen.

Im Direktvermarktungssystem wird den EE-Erzeugern die Verantwortung für die Prognose der eigenen Stromerzeugung übertragen. Die EE-Erzeuger erhalten somit Anreize, ihre Einspeiseprofile möglichst genau zu prognostizieren und kurzfristig absehbare Abweichungen von der prognostizierten Einspeisung über Kurzfristmärkte (z.B. Intraday) selbst auszugleichen. Hierdurch können Reservevorhaltungskosten im System und damit die Kostenbelastung von Verbrauchern reduziert werden.

Das Ausmaß der Marktintegration der Anlagen hängt im Einzelfall von der konkreten Ausgestaltung der einzelnen Elemente des Förderregimes ab. Abzuwägen sind hier die genannten Vorteile mit möglichen zusätzlichen Risiken für EE-Investoren, die die Anlagenbetreiber im System der Direktvermarktung im Vergleich zur KEV übernehmen müssen. Bei der Ausgestaltung eines Direktvermarktungsmodells sind zudem die den Akteuren entstehenden Transaktionskosten zu berücksichtigen. Das für die Schweiz vorgeschlagene Modell berücksichtigt diese Aspekte.

Ausgestaltung der Direktvermarktung kann aus Vergütungssystem weiterentwickelt werden

Im vorgesehenen DV-Modell mit variabler Prämie sind die Produzenten von EE selbst für den Absatz ihres Stroms verantwortlich. Neben den damit erzielten marktlichen Verkaufserlösen erhalten die Produzenten für den ökologischen Mehrwert der Elektrizität eine gleitende Einspeiseprämie aus dem Netzzuschlagsfonds. Diese Einspeiseprämie bemisst sich als Differenz zwischen einem fixen Vergütungssatz und einem sog. Referenz-Marktpreis (RMP).

Für die wesentlichen Parameter der gleitenden Einspeiseprämie empfehlen wir folgende Ausgestaltung:

- **Vergütungssätze** – Die Ermittlung der Einspeiseprämie kann der bisherigen KEV-Logik aus der Energieverordnung nach Stand vom 1. Oktober 2012 entsprechen. Demnach werden die Vergütungssätze auf Basis von Gesteungskosten von nach Erzeugungstechnologie und Leistungsklassen differenzierten Referenzanlagen ermittelt. Zukünftig wäre auch eine Ermittlung der Vergütungssätze auf Basis von Auktionen denkbar.
- **Preisindex zur Ermittlung des Referenz-Marktpreises** – Der verwendete Preisindex soll sicherstellen, dass der durchschnittlich erzielbare Markterlös der Anlagenbetreiber auf dem freien Markt zuverlässig und realistisch abgebildet wird. Dies ist der Anteil der Erlöse der EE-Anlagenbetreiber, der im Erwartungswert durch die Verkaufserlöse in der Direktvermarktung abgedeckt wird und damit nicht durch die Einspeiseprämie vergütet werden muss. Wir empfehlen den Swissix als Preisindex zur Berechnung der Referenz-Marktpreise im Direktvermarktungssystem.
- **Zeitliche Mittelung zur Ermittlung des Referenz-Marktpreises** – Der Referenz-Marktpreis wird aus den beobachteten Strommarktpreisen gebildet. Hierfür ist eine Mittelung der Marktpreise über einen längeren Zeitraum (Tag, Woche, Monat, Quartal oder Jahr) erforderlich. Wir empfehlen eine vierteljährliche Durchschnittsbildung der Marktpreise für Erzeugungstechnologien ohne Saison-Speicher und eine jährliche Durchschnittsbildung für Erzeugungstechnologien mit Saison-Speicher. Die vierteljährliche Durchschnittsbildung entspricht dem Abrechnungsraster für EE-Vergütungen heute. Für Erzeugungstechnologien mit Saison-Speicher würden Mittelungszeiträume unter einem Jahr den Anreiz unterminieren, die Einspeisungen über das Jahr marktpreisorientiert zu optimieren. Erzeugungstechnologien mit Saison-Speicher könnten zur Verstetigung der Zahlungen quartalsweise Abschlagszahlungen erhalten, die nach Ablauf des Jahres auf Basis des dann zu ermittelnden jährlichen Referenz-Marktpreises final abzurechnen wären.
- **Referenz-Mengen und -Anlagen** – Es ist nicht zu erwarten, dass die EE-Anlagen gleichmäßig über den Mittelungszeitraum einspeisen. Die Strompreise an der Swissix variieren jedoch stündlich. Damit der Referenz-Marktpreis die bei sinnvoller Vermarktung erzielbaren Markterlöse adäquat abbildet, müssen deshalb die am Strommarkt beobachtbaren Preise mit entsprechenden repräsentativen EE-Erzeugungsmengen in den jeweiligen Stunden gewichtet werden. Der RMP sollte hierbei auf Basis von tatsächlichen (gemessenen) Einspeisemengen von Referenz-Anlagen gebildet werden. Die Portfolios sollten dabei wegen der technologiespezifischen EE-

Ausbauziele nach Erzeugungstechnologien differenziert werden, jedoch Anlagen unabhängig von Standort, Größe etc. umfassen.

Die Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells kann demnach aus dem heutigen Vergütungsmodell heraus entwickelt werden. Dies gilt insbesondere für die Vergütungsätze. Zur Bestimmung des Referenz-Marktpreises und damit der Einspeiseprämie wären geeignete Indikatoren verfügbar.

Ausgleich von Direktvermarktungskosten mit Augenmaß implementieren

Den Produzenten von erneuerbarem Strom sind die durch die eigenverantwortliche Vermarktung entstehenden Zusatzkosten abzugelten („DVM-Kostenausgleich“), da ansonsten keine Kostendeckung für die EE-Anlagenbetreiber möglich ist. Hierbei handelt es sich v.a. um

- **Ausgleichsenergiekosten** – Durch die Vermarktungsverantwortung wird EE-Betreibern auch die Bilanzverantwortung übergeben. Da die Produktion – insbesondere im Fall intermittierender Erzeugungstechnologien – nicht jederzeit präzise zu antizipieren ist, entstehen hierdurch Kosten für Ausgleichsenergiezahlungen (und ggf. kurzfristige Handelsgeschäfte z.B. am Intraday-Markt).
- **Vermarktungskosten i.e.S.** – Zudem impliziert die Vermarktung von EE-Mengen administrative Kosten, z.B. zur Erstellung bzw. dem Einkauf von Erzeugungsprognosen oder zum Aufbau und Beschäftigung einer Handelsabteilung.

Im derzeitigen KEV-System fallen diese Kosten bei der für die EE-Vermarktung zuständigen Energie Pool Schweiz AG an und werden bei dieser abgegolten.

Der wesentliche Teil eines DVM-Kostenausgleichs dient der Kompensation von Ausgleichsenergiekosten. Die Höhe der notwendigen Kompensation sollte für intermittierende Erzeugungstechnologien deutlich höher ausfallen als für steuerbare Technologien, da hier die Erzeugungsprognosen mit deutlich höheren Unsicherheiten behaftet sind.

Vermarktungskosten i.e.S. machen nur einen geringen Anteil aus. Diese sind stark abhängig von der Größe des Vermarktungsportfolios, weniger von der Erzeugungstechnologie des vermarkteten Stroms. Langfristig ist nicht von substantiellen Kosten für die Vermarktung pro vermarkteter Stromeinheit auszugehen.

Um eine sanfte Einführung eines DV-Modells zu ermöglichen, könnten in einer Einführungsphase, in welcher Märkte für Vermarktungsdienstleistungen noch entstehen müssen, zudem bewusst höhere Kompensationszahlungen gewährt werden. Hier wäre zum Schutz der Stromkunden allerdings mit Augenmaß vorzugehen. Der DVM-Kostenausgleich sollte deshalb auch aufgrund der vielfältigen Unsicherheiten über die tatsächliche Höhe der anfallenden Kosten einer regelmäßigen Prüfung unterliegen.

Ausnahmeregelungen z.T. begründbar, aber zu beschränken

Artikel 19 des Entwurfs EnG sieht vor, dass am Einspeisevergütungssystem die Betreiber von Neuanlagen (Inbetriebnahme ab 1.1.2013) teilnehmen können, die Elektrizität aus Wasserkraft, Sonnenenergie, Windenergie, Geothermie oder Biomasse erzeugen.

- **Direktvermarktung (DV)** – Hauptförderinstrument soll gemäß Entwurf des Energiegesetzes die Direktvermarktung mit gleitender Prämie sein, bei dem die oben beschriebenen Anreize zur stärkeren System- und Marktintegration bestehen.
- **Vergütung zum Referenz-Marktpreis (RMP)** – Für den Fall, dass für Anlagenbetreiber der Aufwand für die Teilnahme am Direktvermarktungssystem „unverhältnismäßig groß wäre“, kann der Bundesrat eine Vergütung zum RMP vorsehen. Zuzüglich zum RMP erhalten diese Anlagenbetreiber die Einspeiseprämie analog zur DV. Bei diesem System bestehen die oben beschriebenen Anreize zur System- und Marktintegration nicht, da es im Grundsatz wie das KEV-System wirkt.

Die Vergütung zum Referenz-Marktpreis (RMP) stellt eine Ausnahmeregelung zur Direktvermarktung dar. Konkret verweist der Gesetzesentwurf dabei auf kleinere Anlagen und auf Anlagen, „die nicht gut steuerbar“ sind oder „nicht gut steuerbar gemacht werden“ können (Art. 24 Entwurf EnG).

Regelungen für einen Anspruch auf Vergütung nach dem Referenz-Marktpreis sollten derart ausgestaltet sein, dass eine Teilnahme möglichst vieler Anlagen am Direktvermarktungssystem sichergestellt ist. Dies impliziert unseres Erachtens:

- „De minimis“-Regeln ließen sich ggf. für kleine Anlagen zumindest bei Systemeinführung begründen; Ausnahmeregelungen für kleine Anlagen sollten allerdings mit zunehmender Entwicklung eines Marktes für DV-Systemdienstleistungen über die Zeit reduziert und ggf. später aufgehoben werden.
- Fehlende Steuerbarkeit von Anlagen ist per se alleine kein Kriterium für eine Freistellung von der Direktvermarktungspflicht. Hierdurch würde der Anreiz vermindert, in steuerbare Anlagen bzw. eine Anlagenauslegung mit Einrichtungen zur Steuerung zu investieren.
- Für Anlagen, die freiwillig in die Direktvermarktung wechseln, wäre ein jährliches Rückkehrrecht in das System des Referenz-Marktpreises akzeptabel.

Abwicklung von Direktvermarktungsmodell direkt über den Netzzuschlagsfonds

Im derzeitigen KEV-System übernimmt die Bilanzgruppe Erneuerbare Energie (BG-EE) bzw. deren Betreiberin sowohl die Vergütung der EE-Produzenten wie auch die Vermarktung der EE. Verwaltet werden die Gelder von einem Fonds.

Im DV-System vermarkten die Erzeuger die produzierte Energie selbst und werden dafür zukünftig auch Dienstleistungen in Anspruch nehmen. Die Auszahlung der Einspeiseprämie könnte direkt durch den Netzzuschlagsfonds abgewickelt werden. Ein Kontakt der EE-Erzeuger im DV-System zur BG-EE besteht dann nicht. Die Abwicklung der Einspeiseprämie mit dem Netzzuschlagsfonds können die EE-Anlagenbetreiber auch Dienstleistern übertragen, so dass der Verwaltungsaufwand reduziert wird.

Eine Verpflichtung anderer Marktakteure zur Abwicklung der Einspeiseprämie, wie z.B. der Bilanzgruppen, wäre mit zusätzlichem Verwaltungsaufwand verbunden und könnte den entstehenden Wettbewerb zwischen Dienstleistern beeinflussen.

Anlagen, die im neuen Fördersystem auf Basis des RMP vergütet werden, können auch zukünftig über die BG-EE abgewickelt werden.

1 Hintergrund

1.1 Kontext und Aufgabenstellung

Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt in der Schweiz aktuell über die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Während Einspeisevergütungssysteme mit festen Vergütungssätzen eine hohe Sicherheit für den Anlagenbetreiber und entsprechende Anreizwirkungen für den Zubau von Anlagen auszeichnet, ergeben sich in einem solchen System nur äußerst geringe Anreize und Signale für eine effiziente Systemintegration.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 ist für die Schweiz eine deutliche Ausweitung von dezentraler Produktion aus erneuerbaren Energien (EE) geplant. Aufgrund der zu erwartenden EE-Produktionstechnologien (insb. Solar- und Windenergie) ist mit einer zunehmenden fluktuierenden Einspeisung zu rechnen, welche mehr Flexibilität im System erfordert (Speicher, intelligente Verbrauchs- und Produktionssteuerung etc.). Um in diesem Zusammenhang Ineffizienzen zu vermeiden bzw. zu vermindern, ist eine Abkehr von einer starren EE-Einspeisevergütung hin zu einer variablen Vergütung für steuerbare Produktion vorgesehen, wobei für EE z.B. der Wertigkeit des Stroms zum Einspeisezeitpunkt in Abhängigkeit zur Nachfrage Rechnung getragen werden soll. Im Fokus steht dabei aktuell ein „Direktvermarktungsmodell mit variabler Einspeiseprämie“, wie es in ähnlichen Formen bereits in verschiedenen Ländern praktiziert wird (z.B. Deutschland) bzw. werden soll (z. B. UK).

Frontier Economics und Polynomics wurden vom Bundesamt für Energie (BFE) beauftragt, im Rahmen einer Studie die verschiedenen Ausgestaltungsmöglichkeiten eines derartigen Direktvermarktungsmodells zu analysieren und eine entsprechende Gestaltungs- und Umsetzungsempfehlung für die Schweiz zu erarbeiten. Die Aufgabenstellung ist auf die im Entwurf des Energiegesetzes vom 4. September 2013 vorgesehene Lösung zum Direktvermarktungssystem eingegrenzt. Die Analyse alternativer Fördersysteme wie z.B. Quotenmodelle ist nicht Gegenstand der Studie.¹

Konkret sollten folgende Fragen beantwortet werden:

- Wie soll die variable Prämie ermittelt werden, d.h. wie sind Referenz-Marktpreis (RMP) und der Vergütungssatz zu parametrieren?

¹ Siehe zur Diskussion alternativer EE-Fördersysteme z.B. Butler/Neuhoff (2008), Frontier Economics (2012), Haucap/Kühling (2012) oder Kopp et al. (2013).

- Welche zeitliche Mittelung ist für welche Technologien zur Ermittlung des Referenz-Marktpreises am besten geeignet?;
- Welche Referenzeinspeisungen sollen berücksichtigt werden?;
- Welcher Preisindex eignet sich als Grundlage zur Bestimmung eines Referenz-Marktpreises?;
- Wie ist eine Beschränkung der Fördermenge als Alternative zur Beschränkung der Förderdauer zu beurteilen?; und
- Wie kann ermittelt werden, in welcher Höhe die Vermarktungskosten und -risiken kompensiert werden sollen?
- Wie kann die Abwicklung des DV-Systems organisiert werden?
 - Welche Akteure/Institutionen übernehmen welche Aufgaben im DV-System und bei der Vergütung zum Referenz-Marktpreis?
- In welchen Fällen soll eine Vergütung zum Referenz-Marktpreis möglich sein und wie sind die Übergangsregelungen aus dem KEV-System zu gestalten?
 - Welche Anlagen sollen ein Recht auf eine Vergütung zum Referenz-Marktpreis (RMP) erhalten? Welche Services sollen darin enthalten sein?;
 - Welche Wechsellmöglichkeiten sollen zwischen dem DV-System und dem System mit Vergütung zum RMP gelten?; und
 - Wie kann der Übergang der Bestandsanlagen ins DV-System gestaltet werden?

In der Analyse sollen Erfahrungen mit Direktvermarktungsmodellen insbesondere in Deutschland berücksichtigt werden.

1.2 Aufbau der Studie

Die Studie ist wie folgt gegliedert:

- In **Abschnitt 2** erläutern wir die Motivation für eine zunehmende Direktvermarktung von Strom aus EE-Anlagen.
- In **Abschnitt 3** beschreiben wir den aktuellen Diskussionsstand des zukünftigen Rechtsrahmens sowie die grundsätzliche Funktionsweise der einzelnen derzeit vorgesehenen EE-Förderregime.

Hintergrund

- In **Abschnitt 4** diskutieren wir innerhalb der im geplanten Rechtsrahmen vorgesehenen Freiheitsgrade, welche EE-Förderregime für welche EE-Anlagentypen volkswirtschaftlich sinnvoll sind und welche Wechsellmöglichkeiten zwischen verschiedenen Systemen vorgesehen werden sollten.
- In **Abschnitt 5** analysieren wir das Kernmodell der zukünftigen EE-Förderung der Schweiz, das Direktvermarktungsmodell mit gleitender Einspeiseprämie. Wir diskutieren wesentliche zu bestimmende Stellgrößen des Modells. Diese sind im Einzelnen die Höhe des Vergütungssatzes, die Bestimmung des Referenz-Marktpreises, die Frage der Limitierung der Förderung sowie der Ausgleich von durch Direktvermarktung bei EE-Betreibern anfallenden Kosten.
- Im abschließenden **Abschnitt 6** behandeln wir Fragen der operativen Abwicklung der Vermarktung und Vergütung im DV-Modell mit gleitender Prämie sowie im Modell der Vergütung zum Referenz-Marktpreis.

2 Motivation für zunehmende Direktvermarktung

Die Motivation für die Einführung einer zunehmenden Direktvermarktung gründet sich vor allem auf

- die erwartete zukünftige Entwicklung von EE in der Schweiz (**Abschnitt 2.1**); sowie
- die Vorteile, die eine Direktvermarktung gegenüber Förderregimen mit fester Einspeisevergütung tendenziell aufweist (**Abschnitt 2.2**).

Im Folgenden gehen wir auf diese Aspekte näher ein.

2.1 Zukünftige Entwicklung von EE in der Schweiz

In der Schweiz ist aufgrund der Energiestrategie in den nächsten Jahren mit einem größeren Zubau von Anlagen aus erneuerbaren Energien zu rechnen.

Gemäß bundesrätlicher Botschaft zum ersten Maßnahmenpaket der Energiestrategie liegt das „nachhaltig nutzbare Potenzial der erneuerbaren Energien [...] bei geschätzten 24,2 TWh bis 2050. Auf die Photovoltaik fallen dabei 11,1 TWh, auf Wind 4,3 TWh, Biomasse 1,2 TWh, Geothermie 4,4 TWh sowie ARA (Abwasserreinigungsanlagen), KVA (Kehrichtverbrennungsanlagen) und Biogas zusammen 3,2 TWh.

Das Zubaupotenzial bei der Groß- und Kleinwasserkraft liegt bei rund 3,2 TWh (Nettopotenzial, d. h. inkl. Auswirkungen des Gewässerschutzgesetzes GSchG) bzw. mit dem Beitrag der Pumpspeicherkraftwerke bei 8,6 TWh.“ (Schweizerischer Bundesrat 2013, S. 7591).

Um die Zubauziele zu erreichen, sind im Energiegesetz verschiedene Fördermaßnahmen vorgesehen. Da in den Energieszenarien der Anteil an geförderter Stromerzeugung gegenüber heute stark zunehmen wird, ist im Hinblick auf die zukünftige Effizienz des gesamten Stromversorgungssystems aus Erzeugung, Handel, Transport und Dispatching ein Fördersystem erforderlich, welches entsprechende Anreize setzt.

2.2 Vorteile von Direktvermarktung gegenüber Einspeisevergütung

Der Entwurf des Energiegesetzes wurde in der Absicht verfasst, das Einspeisevergütungssystem zukünftig so zu gestalten, dass die Marktintegration der geförderten Anlagen verbessert wird. Eine grundsätzliche Abkehr vom

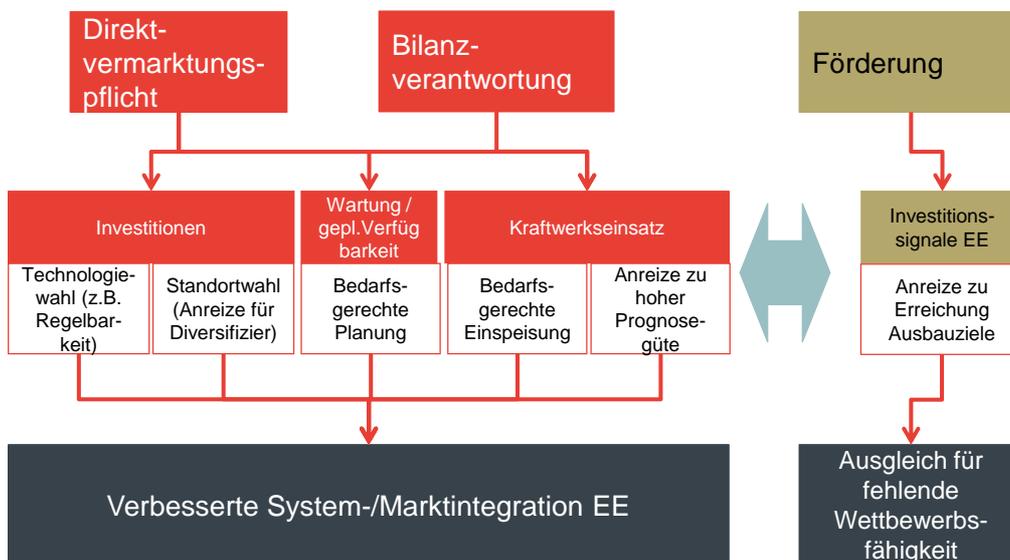
Einspeisevergütungssystem ist nicht vorgesehen und wurde in der vorliegenden Studie nicht untersucht.

Das bisherige System der KEV garantiert dem Produzenten einen festen Vergütungssatz² unabhängig davon, zu welchem Zeitpunkt er produziert, so dass er den alleinigen Anreiz hat, seine Produktionsmenge zu maximieren, ohne diese an den jeweiligen Bedarf anzupassen. Das System garantierter Einspeisevergütung für EE führt damit dazu, dass die betreffenden EE-Erzeugungsmengen am Markt vorbei an die Kunden „weitergereicht“ werden. Dies hat zur Folge, dass die EE-Anlagenbetreiber nicht zur Optimierung des Stromsystems beitragen und nicht auf Marktsignale reagieren. Letztendlich führt dies zu Ineffizienzen und höheren Kosten in der Stromversorgung.

Mit dem Übergang zur Direktvermarktung sollen die Produzenten von EE, die am Förderregime teilnehmen, einen Anreiz erhalten, sich am Markt zu orientieren. Im Direktvermarktungssystem haben die Marktpreise einen Einfluss auf die Erträge der Produzenten, so dass diese tendenziell bedarfsgerechter einspeisen. Das Ausmaß der Marktintegration der Anlagen hängt dabei von der konkreten Ausgestaltung der einzelnen Elemente des Förderregimes ab.

In Direktvermarktungsmodellen sind die Förderung der Erneuerbaren Energien, also der Ausgleich für die fehlende Wettbewerbsfähigkeit und damit die Kompensation des grünen „Mehrerts“ des Stroms (**Abbildung 1**, rechter Teil), von der Vermarktung des erzeugten Stroms grundsätzlich getrennt. Die Förderung der Anlagen erfolgt im vorgeschlagenen Reformmodell der Direktvermarktung über die Auszahlung einer (variablen) Einspeiseprämie. Gleichzeitig werden durch die eigenverantwortliche Vermarktung (Direktvermarktung) des Stroms sowie die Übertragung der Bilanzverantwortlichkeit auf die EE-Anlagenbetreiber heute fehlende Effizianzanreize zur verbesserten Systemintegration geschaffen (**Abbildung 1**, linker Teil). Dies senkt insgesamt die volkswirtschaftlichen Kosten des EE-Ausbaus und der Systemintegration. Die Anreize zu Investitionen in EE-Anlagen, d.h. Umfang und Art der Technologien, ergeben sich dann durch das Zusammenspiel von Förderung (variabler Einspeiseprämie) einerseits und der Erlöserwartungen aus der Direktvermarktung andererseits (in **Abbildung 1**, durch Doppelpfeil illustriert).

² Der Vergütungssatz ergibt sich aus den Vollkosten der Produktionsanlage und wird in der Schweiz technologiespezifisch ermittelt.

Abbildung 1. Effizianzanreize im Direktvermarktungsmodell

Quelle: Frontier Economics / Polynomics

Im Einzelnen weisen Direktvermarktung und Bilanzverantwortung in Bezug auf die Systemintegration von EE gegenüber einem Fördersystem mit fester Einspeisevergütung folgende Vorteile auf (**Abbildung 1**):

- **Investitionsentscheidung – Technologiewahl** – Investoren haben in Direktvermarktungssystemen einen Marktanzreiz, sich für steuerbare Technologien oder Technologien mit einem bedarfsgerechteren Einspeiseprofil zu entscheiden. Dies ist in Systemen mit fester Einspeisevergütung nicht der Fall.
- **Investitionsentscheidung – Standortwahl** – Infolgedessen haben Investoren auch Anreize, sich für einen Anlagenstandort zu entscheiden, an dem sich dank des Wind-, Sonnen- oder Wasserdargebots eine höhere Korrelation von Strombedarf und der eigenen Erzeugung einstellt. Ein Anlagenbetreiber könnte beispielsweise einen Windanlagenstandort wählen, der zeitlich versetzt zu den übrigen Windanlagen einspeist, um somit eine höhere „Wertigkeit“ seiner eigenen Erzeugung zu erzielen. Dies wird im gegenwärtigen System mit garantierten Einspeisetarifen nicht honoriert.
- **Wartung/geplante Verfügbarkeit** – Im Direktvermarktungssystem haben die Anlagenbetreiber zudem einen Anreiz, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten am Bedarf des Strommarktes auszurichten (z.B. Wartungs-/Instandhaltungsarbeiten im lastschwachen Sommer). Dies

Motivation für zunehmende Direktvermarktung

bedeutet, dass sich die Verfügbarkeit, soweit planbar, in höherem Maße an den Bedürfnissen des Marktes ausrichten würde.

- **Kraftwerkseinsatzentscheidung** – Im Rahmen einer Direktvermarktung berücksichtigen die EE-Erzeuger die Marktpreise bei der Kraftwerkseinsatzentscheidung, so dass tendenziell dann eingespeist wird, wenn die Marktpreise höher sind als die variablen Kosten.³ Bei einem festen Vergütungssatz ist dies nicht der Fall, weshalb das Einspeiseverhalten nicht am Bedarf ausgerichtet wird. Der Produzent speist hier immer dann ein, wenn der feste Vergütungssatz mindestens seine variablen Kosten deckt. Dies hat z.B. in Deutschland zu einer Situation geführt, in der EE-Strom in Stunden zusätzlich erzeugt wurde, zu denen die Preise an den Großhandelsmärkten stark negativ waren, d.h. in denen das Stromangebot (bei einem Preis von Null) bereits höher war als die Nachfrage im System.
- **Bilanzverantwortung/Erzeugungsprognose** – Weiterhin wird im zukünftigen Direktvermarktungssystem die Verantwortung für die Prognose der eigenen Stromerzeugung den EE-Erzeugern zugeordnet. In der Folge tragen nicht mehr die heute den EE-Strom vermarktende „Bilanzgruppe Erneuerbare Energien“ (BG-EE) und damit indirekt die Stromverbraucher die Risiken einer Abweichung der prognostizierten von der tatsächlichen Erzeugung, sondern die EE-Erzeuger selbst. Diese erhalten somit Anreize, ihre Einspeiseprofile möglichst genau zu prognostizieren und absehbare Bilanzabweichungen möglichst kurzfristig über Handelsgeschäfte auszugleichen (z.B. über Intraday-Handel). Hierdurch kann die Vorhaltung von Regelreserve im System und damit letztlich auch die Kostenbelastung von Verbrauchern vermindert werden.

Die Direktvermarktung weist gegenüber einem System mit garantierten (festen) Einspeisetarifen auch aus ordnungspolitischen Gründen Vorteile auf: Bei stark ansteigenden EE-Anteilen wirft eine zentrale Vermarktung von EE-Erzeugungsmengen wettbewerbsrelevante Fragestellungen auf. Hierzu zählen z.B. potenzielle Marktstrukturprobleme, wenn ein zunehmender Teil der Strommengen über einen einzigen bzw. wenige Anbieter vermarktet wird.

³ Allerdings sind bei arbeitsbasierten Einspeiseprämien auch Einspeisungen bei Marktpreisen unterhalb der variablen Erzeugungskosten möglich. In diesem Fall werden die Anlagen erst dann marktpreisinduziert abgeregelt, wenn die Marktpreise niedriger sind als die variablen Erzeugungskosten zuzüglich der (erwarteten) Einspeiseprämie (siehe hierzu auch **Abschnitt 5.3**). Dieser Effekt ist allerdings auf die Höhe der Einspeiseprämie beschränkt, d.h. mögliche negative Strommarktpreise wären maximal bis zur Höhe der Einspeiseprämie zu erwarten.

Gegen eine Abkehr vom Einspeisetarifsystem mit festen Vergütungssätzen werden verschiedene Einwände vorgebracht, welche jedoch – insbesondere im Schweizer Kontext – größtenteils zu relativieren sind:

- **Fehlende Steuerbarkeit verschiedener EE-Technologien** – Der Nutzen einer Direktvermarktung der EE-Erzeugungsmengen durch die Anlagenbetreiber wird durch die eingeschränkte Steuerbarkeit verschiedener EE-Technologien (insbesondere PV und Wind) limitiert.

Hiergegen ist einzuwenden, dass auch diese Technologien grundsätzlich regelbar sind und zumindest bei sehr niedrigen Strompreisen, deren Bedeutung in Zukunft voraussichtlich zunehmen wird, mit verminderter Leistung einspeisen können. Zudem bestehen Anreize zur Speicherung von Strom in der Direktvermarktung. Schließlich bleiben die Vorteile der Direktvermarktung bezüglich Investitionsentscheidungen und Standortwahl, geplanter Verfügbarkeiten sowie Bilanzverantwortlichkeit bestehen.

- **Erhöhte Risiken für Anlagenbetreiber und damit höhere Kapitalkosten für Investoren** – Durch die Direktvermarktung werden die Einnahmeströme für die Anlagenbetreiber über die Zeit volatil, wodurch die Kapitalkosten der EE-Anlagenbetreiber ansteigen könnten.

Die Volatilität der Stromerlöse wird jedoch durch die Ausgestaltung des Prämiensystems als variable Prämie stark abgefedert (bei niedrigeren durchschnittlichen Strompreisen wird eine höhere Prämie gezahlt, bei höheren durchschnittlichen Strompreisen wird die Prämie entsprechend vermindert). Insofern sind die Risiken aus einer höheren Erlösvolatilität begrenzt. Zudem ist die Übernahme von Marktrisiken durch Investoren ein wesentliches Element einer Marktwirtschaft: Hierdurch wird eine Abwägung von Risiken einer Investition einerseits mit den Erlöschancen andererseits ermöglicht. Im Ergebnis werden Entscheidungen unter Berücksichtigung von Marktrisiken getroffen.

- **Prognosegenauigkeit** – Es könnte argumentiert werden, dass im aktuellen KEV-Regime, in dem die BG-EE eine Prognose für die EE-Erzeuger entwickelt, aufgrund der Größe des Portfolios bereits die bestmögliche Prognosegenauigkeit erreicht würde. Eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit durch die Übertragung der Bilanzverantwortung auf die EE-Erzeuger wäre dann kaum zu erwarten.

Dem ist entgegen zu halten, dass im derzeitigen System keine Anreize für die dezentralen Erzeuger bestehen, ihre Kenntnis von Technologie und lokalen Bedingungen einzubringen, um die Prognose zu unterstützen. Zum Zweiten bestehen heute keine Anreize zur aktiven Verbesserung der Prognosegenauigkeit. Im System der Direktvermarktung haben die Akteure dagegen (EE-Erzeuger oder Dienstleister) einen Anreiz, die Tools bzw.

Motivation für zunehmende Direktvermarktung

Modelle zur Erzeugungsprognose kontinuierlich weiter zu entwickeln, um Ausgleichsenergiekosten einzusparen. Weiterhin haben EE-Erzeuger in der Direktvermarktung einen Anreiz, ihre Prognose bis kurz vor den Erzeugungszeitpunkt zu aktualisieren, um etwaige Bilanzungleichgewichte über Handelsgeschäfte (z.B. über Intraday-Handel) auszugleichen. Auch hierdurch werden Ausgleichsenergiezahlungen vermindert. Im Ergebnis wird die von Swissgrid zu kontrahierende Regelreserve vermindert. Schließlich ist auch mit der vorgeschlagenen Reform nicht ausgeschlossen, dass Portfolien wieder gebündelt werden, um bestimmte Größeneffekte auszureizen (Erfahrungsgemäß ist dafür nicht die Bündelung der kompletten Erzeugung erforderlich).

- **Transaktionskosten** – Durch die Direktvermarktung entstehen bei den EE-Betreibern bzw. deren Dienstleistern Transaktionskosten, da die Vermarktung nicht wie bisher verpflichtend durch wenige oder einen einzelnen Vermarkter vorgenommen wird, sondern potentiell dezentral durch eine Vielzahl von Akteuren.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass auch im System der Direktvermarktung eine freiwillige Poolung von Vermarktungsaktivitäten möglich und auch in der Praxis zu erwarten ist. Das Beispiel Deutschland zeigt, dass sich Intermediäre im Markt herausbilden und die Vermarktung von EE-Strom bündeln. Hierdurch können Transaktionskosten signifikant gesenkt werden. Zudem besteht die Möglichkeit, für kleine Anlagen bzw. Marktakteure, die von Transaktionskosten besonders betroffen sind, Ausnahmeregelungen zu schaffen (z.B. über das Recht auf Vergütung zum Referenz-Marktpreis, siehe **Abschnitt 4.1**)

Die Relevanz dieser Einwände und potenzieller Nachteile eines Direktvermarktungssystems ist abhängig von der konkreten Ausgestaltung. Bei geeigneter Ausgestaltung des Vergütungssystems mit variabler Prämie ist mit Blick auf den zukünftigen EE-Ausbau in der Schweiz insgesamt zu erwarten, dass der Nutzen einer Direktvermarktung von EE-Erzeugung mögliche Zusatzkosten in der Regel übertrifft. Für die Ausgestaltung werden im Rahmen dieses Gutachtens Vorschläge und Empfehlungen in den **Abschnitten 4 und 5** erarbeitet.

- *Das EE-Fördersystem der Direktvermarktung weist gegenüber einem System mit fester Einspeisevergütung eine Reihe von Vorteilen sowohl zum Investitionszeitpunkt als auch beim Betrieb der Anlagen bezüglich der Markt- und Systemintegration auf.*
- *Ausmaß und Relevanz von zusätzlichen Risiken für EE-Investoren sowie von Transaktionskosten hängen von der konkreten Ausgestaltung der Direktvermarktung ab.*

Motivation für zunehmende Direktvermarktung

3 Rechtliche Rahmenbedingungen und Funktionsweise der Förderregime

In diesem Abschnitt

- stellen wir zunächst die aktuellen Gesetzesvorschläge und Zukunftsaussichten für die Einführung einer Direktvermarktung in der Schweiz dar (**Abschnitt 3.1**); und
- skizzieren anschließend im Detail die Funktionsweise der vorgesehenen Schweizer Förderregimes (**Abschnitt 3.2**).

3.1 EE-Förderung im aktuellen Entwurf des EnG

Im Entwurf des Energiegesetzes vom 4. September 2013 sind drei Förderinstrumente vorgesehen (vgl. **Abbildung 1**). Die Anwendbarkeit des einen oder anderen Instruments ist abhängig von unterschiedlichen Faktoren, die jeweils im Zusammenhang mit dem jeweiligen Förderregime genannt werden.

Abbildung 1. Förderregime gemäß Entwurf EnG

EE Anlagen mit Förderung		
Anlagen mit Investitionsbeitrag	Anlagen mit Einspeisevergütungssystem	
Wahlrecht für Photovoltaik (PV) von 10 kW bis < 30 kW		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einmalvergütung: PV bis 10 kW ▪ Wasserkraft von 300 kW bis zu 10 MW (nur Erweiterungen) ▪ Biomasse (Kehrichtverbrennung, Klärgas) 	Direktvermarktung DV	Vergütung zum RMP
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ LGM vorhanden ▪ Alle definierten EE-Anlagen, die nicht unter Investitionsbeitrag oder RMP fallen 	Durch Bundesrat festzulegen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Abregelbar ▪ < Definierte Grösse
Wahlrecht für KEV-Altanlagen		

Quelle: Frontier Economics / Polynomics

Artikel 19 des Entwurfs EnG sieht vor, dass am Einspeisevergütungssystem die Betreiber von Neuanlagen (Inbetriebnahme ab 1.1.2013) teilnehmen können, die Elektrizität aus Wasserkraft, Sonnenenergie, Windenergie, Geothermie oder Biomasse erzeugen.

- **Direktvermarktung (DV)** – Hauptförderinstrument soll gemäß Entwurf des Energiegesetzes die Direktvermarktung mit gleitender Prämie sein.⁴ Artikel 21 Entwurf EnG regelt die grundsätzliche Ausgestaltung als Einspeiseprämie, die sich als Differenz aus dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis ergibt. Der Vergütungssatz soll dabei gemäß Art. 22 Abs. 3 Entwurf EnG während der gesamten Vergütungsdauer gleich bleiben (Ausnahmen dazu in Absatz 4) und orientiert sich an den „bei Inbetriebnahme einer Anlage maßgeblichen Gestehungskosten von Referenzanlagen“ (Art. 22 Abs. 1 EnG). Für bestimmte Anlagentypen kann der Vergütungssatz durch Auktionen bestimmt werden (Artikel 22 Abs. 1 und Art. 25 ff. Entwurf EnG). Die Anlagenbetreiber sind im DV-System für den Verkauf der produzierten Elektrizität selbst verantwortlich (Art. 21 Entwurf EnG). Die mit dem Einspeisevergütungssystem verbundenen Abwicklungskosten werden den Anlagenbetreibern ebenfalls erstattet werden (Art. 37, Abs. 2, lit. a).
- **Vergütung zum Referenz-Marktpreis (RMP)** – Für den Fall, dass für Anlagenbetreiber der Aufwand für die Teilnahme am Direktvermarktungssystem „unverhältnismäßig groß wäre“, kann der Bundesrat eine Vergütung zum RMP vorsehen. Zuzüglich zum RMP erhalten diese Anlagenbetreiber die Einspeiseprämie (Differenz Vergütungssatz und Referenz-Marktpreis) analog zur DV. Konkret verweist der Gesetzesentwurf dabei auf kleinere Anlagen und auf Anlagen, „die nicht gut steuerbar“ sind oder „nicht gut steuerbar gemacht werden“ können (Art. 24 Entwurf EnG). Für die Vergütung zum RMP können Befristungen auf Verordnungsebene vorgesehen werden (Art. 24 Abs. 4 Entwurf EnG). Ebenfalls soll diesen Anlagen die Möglichkeit offen stehen, in das DV-System zu wechseln. Ziel ist, dass zukünftig möglichst viele Anlagen am DV-System teilnehmen.
- **Einmalvergütung und Investitionsbeiträge** – Photovoltaik-Anlagen (Leistung < 30 kW, Neuanlagen und Erweiterungen), Wasserkraftanlagen (Leistung von 300 kW bis zu 10 MW, nur Erweiterungen) und Biomasseanlagen (Kehrichtverbrennungs- und Klärgasanlagen, Neuanlagen und Erweiterungen) sollen gemäß Art. 28 Abs. 1 Entwurf EnG

⁴ Als zwingende technische Voraussetzung muss der Produzent eine Lastgangmessung haben. Derzeit müssen in der Schweiz gemäss Art. 8, Abs. 5 Stromversorgungsverordnung (StromVV) Anlagenbetreiber mit einer Anschlussleistung über 30 kVA mit einer Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung ausgestattet sein. Werden zukünftig auch Produzenten im Rahmen eines allfälligen Smart-Meter-Rollouts in der Schweiz mit intelligenten Zählern ausgestattet, werden allenfalls auch kleinere Anlagen dieses technische Kriterium für die Direktvermarktung erfüllen.

Investitionsbeiträge in Anspruch nehmen können. Für PV-Anlagen betragen diese maximal 30% der Investitionskosten und werden als Einmalvergütung ausgezahlt (Art. 29 Entwurf EnG). Für die Auszahlung an Wasserkraft- und Biomasseanlagen kann eine zeitliche Staffelung durch den Bundesrat vorgesehen werden. Für Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung zwischen 10 und 30 kW soll die Wahlmöglichkeit für die Produzenten bestehen, am Einspeisevergütungssystem teilzunehmen oder eine Einmalvergütung in Anspruch zu nehmen (Art. 19 Abs. 4 Entwurf EnG).

Neben diesen expliziten Fördermechanismen gilt eine generelle Abnahme- und Vergütungspflicht des Energieversorgers für Elektrizität aus erneuerbaren Energien und fossil befeuerte Wärme-Kraft-Kopplungen mit höchstens 3 MW Leistung oder bis zu einer Jahresproduktionsmenge von 5000 MWh. Die Höhe der Vergütung für die abgenommene erneuerbare Energie wird regelmäßig im Voraus vom Netzbetreiber bekannt gegeben und orientiert sich daher am Terminmarkt, wobei eine technologiespezifische Preisdifferenzierung zu berücksichtigen ist. Die Vergütung für die WKK-Anlagen richtet sich nach den Preisen am Spotmarkt (Art. 17 Entwurf EnG).

3.2 Grundsätzliche Funktionsweise der vorgesehenen Förderregimes

Auf die vorangehend genannten drei zentralen Förderregime im aktuellen Entwurf des Energiegesetzes gehen wir in den nachfolgenden Abschnitten jeweils im Detail ein.

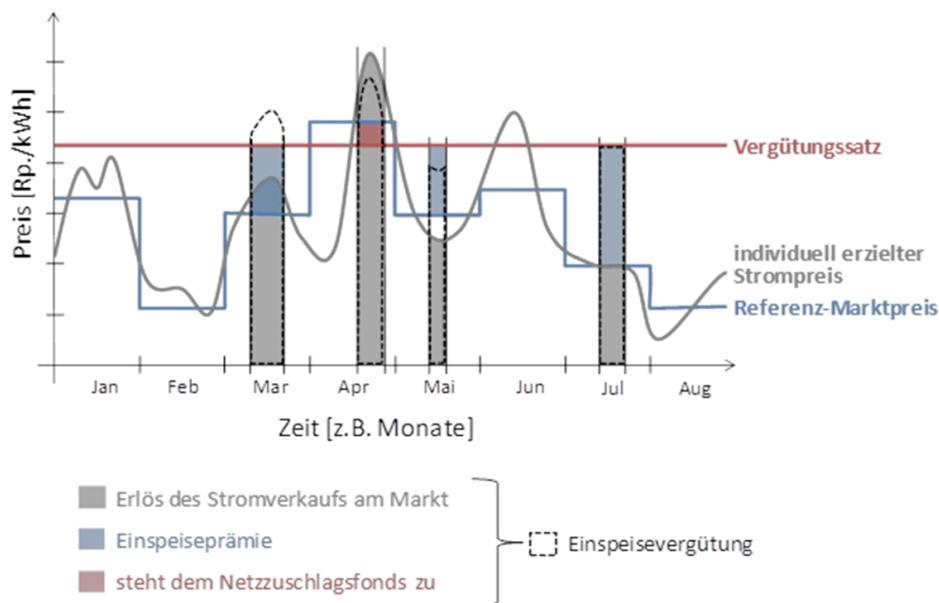
3.2.1 Direktvermarktung mit gleitender Prämie

Im vorgesehenen DV-Modell mit gleitender Prämie sind die Produzenten von EE selbst für den Absatz ihres Stroms verantwortlich. Sie können sich einen Käufer nach Wahl suchen, welcher ihnen den Strom zu den attraktivsten Bedingungen abnimmt. Neben diesen marktlichen Verkaufserlösen (graue Linie in **Abbildung 2**) erhalten die Produzenten für den ökologischen Mehrwert der Elektrizität eine gleitende Einspeiseprämie aus dem Netzzuschlagsfonds. Diese Einspeiseprämie bemisst sich als Differenz zwischen einem fixen Vergütungssatz (rote Linie) und einem sog. Referenz-Marktpreis (blaue Linie). Im Normalfall eines Referenz-Marktpreises unterhalb des Vergütungssatzes ist die Einspeiseprämie positiv, d.h. die EE-Produzenten erhalten eine zusätzliche Zahlung (März, Mai und Juli). Sollte der Referenz-Marktpreis für einzelne Zeiträume und Erzeugungstechnologien jedoch oberhalb des Vergütungssatzes liegen, wird die Einspeiseprämie negativ, d.h. die EE-Produzenten müssen eine Rückzahlung an den Netzzuschlagsfonds leisten (rote Fläche im April).

Da die Produzenten im DV-System, im Gegensatz zum heutigen KEV-System selbst für die Vermarktung verantwortlich sind, entstehen ihnen dafür Kosten.

Hierbei handelt es sich v.a. um Kosten für die Bilanzierung (Ausgleichsenergie) und administrative Kosten der Vermarktung und Vergütung. Um die Produzenten dafür zu entschädigen, ist ein Kostenausgleich vorgesehen („DVM-Kostenausgleich“), der den Anlagenbetreibern ausgezahlt werden soll. Im derzeitigen KEV-System fallen diese Kosten bei der für die EE-Abwicklung und -Vermarktung zuständigen Bilanzgruppe Erneuerbare Energien (BG-EE) an und werden dieser abgegolten.

Abbildung 2. Einspeisevergütung im Direktvermarktungssystem



Quelle: BFE (2013)

3.2.2 Vergütung zum Referenz-Marktpreis

Bei der Vergütung zum Referenz-Marktpreis entspricht die Vergütung gemäß Art. 24 Abs. 3 EnG Entwurf der Summe aus Einspeiseprämie und Referenz-Marktpreis, so dass sich ein fester Vergütungssatz analog der KEV ergibt (rote Linie in **Abbildung 2**). Durch die Entschädigung der Einspeisung zum Referenz-Marktpreis entspricht der individuell erzielte (Grau-)Strompreis genau dem Referenz-Marktpreis, d.h. der blauen und nicht der grauen Linie in

Abbildung 3). Bei der Vergütung zu Referenz-Marktpreisen besteht, wie schon bei der KEV, kein Anreiz zur Marktintegration der Anlagen. D.h. obwohl es sich formell um ein ähnliches Modell der Vermarktung mit Einspeiseprämie handelt (wie es vorangehend dargestellt wurde), entsprechen die ökonomischen Anreize

Rechtliche Rahmenbedingungen und Funktionsweise der Förderregime

und kommerziellen Effekte für den Anlagenbetreiber denen des aktuellen KEV-Regimes.

3.2.3 Investitionsbeitrag

Investitionsbeiträge werden unabhängig von der tatsächlichen Einspeisemenge und dem Einspeisezeitpunkt ausgezahlt. Für Anlagen mit Einmalvergütung bzw. Investitionsbeitrag gilt die Abnahme- und Vergütungspflicht des jeweiligen Netzbetreibers, so dass die Anlagenbetreiber eine Abnahmegarantie zum mit dem jeweiligen Netzbetreiber vereinbarten Vergütungssatz haben. Daraus ergibt sich für Anlagenbetreiber ein Anreiz, nur dann zu produzieren, wenn ihre variablen Kosten tiefer sind als die Marktpreise bzw. der mit dem Netzbetreiber vereinbarte Vergütungssatz aus der Abnahmeverpflichtung des Netzbetreibers. Insbesondere gut steuerbare Anlagen werden deshalb – in Abhängigkeit der zeitlichen Differenzierung des Vergütungssatzes – effizient produzieren.

- *Hauptförderinstrument für EE soll gemäß Entwurf des Energiegesetzes vom 4. September 2013 zukünftig die Direktvermarktung mit gleitender Prämie sein.*
- *Für Anlagenbetreiber, für die der Aufwand für die Teilnahme am Direktvermarktungssystem unverhältnismäßig groß wäre, ist ein System mit Vergütung mit Referenz-Marktpreisen vorgesehen.*
- *Das System der Einmalvergütung und Investitionsbeiträge soll für bestimmte Anlagenkategorien (u.a. kleine PV) beibehalten bleiben.*

4 Teilnahmeberechtigungen und -verpflichtungen

Wie im vorhergehenden Abschnitt beschrieben, sind für Neu-Anlagen im Einspeisevergütungssystem zwei verschiedene Einspeisefördermodelle auf Basis von Einspeiseprämien vorgesehen (Artikel 19 des Entwurfs EnG):

- Direktvermarktung: Hauptförderinstrument soll gemäß Entwurf des Energiegesetzes die Direktvermarktung mit gleitender Prämie sein.
- Vergütung zum Referenz-Marktpreis: Für den Fall, dass für Anlagenbetreiber die Teilnahme am Direktvermarktungssystem „unverhältnismäßig groß wäre“, kann der Bundesrat eine Vergütung zum Referenz-Marktpreis vorsehen.

Im Folgenden diskutieren wir die Teilnahmeberechtigungen bzw. -verpflichtungen für die Direktvermarktung bzw. für die Vergütung zum Referenz-Marktpreis (**Abschnitt 4.1**).

Zudem muss die Frage geklärt werden, inwieweit und unter welchen Bedingungen EE-Anlagenbetreiber das Einspeisevergütungssystem für Neuanlagen vollständig verlassen können. Dies ist insofern relevant, da im derzeitigen Konzept für die Direktvermarktung vorgesehen ist, dass EE-Anlagenbetreiber bei Marktpreisen, die über den Vergütungssätzen liegen, eine ausgleichende „negative Prämie“ an den Netzzuschlagsfonds zahlen. Zwar ist dieser Fall heute nicht relevant, mit steigenden Strompreisen wäre eine derartige Konstellation allerdings zukünftig denkbar. Dieser Frage gehen wir in **Abschnitt 4.2** nach.

4.1 Recht auf Vergütung zu Referenz-Marktpreis

Im Entwurf des Energiegesetzes ist vorgesehen, dass Anlagen, für die die Kosten einer Teilnahme am Direktvermarktungssystem „unverhältnismäßig groß“ wären, vom DV-System ausgenommen werden können und deren eingespeisene Elektrizität stattdessen zum Referenz-Marktpreis vergütet wird. Die Vergütung (als Summe aus Referenz-Marktpreis und gewährter Einspeiseprämie) entspräche dann insgesamt dem festgelegten festen Vergütungssatz; im Prinzip in Analogie zur heutigen KEV.

Die betreffenden Anlagen sind von der selbständigen Vermarktung ihrer Produktionsmengen und damit auch von den Bilanzierungs- und Prognosepflichten befreit.

Gemäß EnG-Entwurf (Art. 24 Entwurf EnG) kann der Bundesrat eine Vergütung zum Referenz-Marktpreis insbesondere für folgende Anlagenbetreiber vorsehen:

- „kleinere Anlagen“; und/oder
- Anlagen, „die nicht gut steuerbar sind“ oder „nicht gut steuerbar gemacht werden“ können.

Für die Vergütung zum Referenz-Marktpreis können weiterhin Befristungen auf Verordnungsebene vorgesehen werden (Art. 24 Abs. 4 Entwurf EnG). Ebenfalls soll diesen Anlagen die Möglichkeit offen stehen, in das DV-System zu wechseln.

Damit stellen sich folgende weiterführende Fragen:

- Wie sollte der Kreis der Anlagenbetreiber, die Anspruch auf eine Vergütung zum Referenz-Marktpreis erhalten sollen, definiert werden, und wie sollten etwaige Befristungsregelungen definiert werden? (**Abschnitt 4.1.1**);
- Wie sollten die Wahlmöglichkeiten, in das DV-System zu wechseln, ausgestaltet werden? (**Abschnitt 4.1.2**)

Im Folgenden gehen wir schrittweise auf diese Fragestellungen ein.

4.1.1 Abgrenzung des Rechtes auf Vergütung RMP

Grundsätzliches Ziel des EnG-Entwurfes ist es, dass zukünftig möglichst viele Anlagen am DV-System teilnehmen sollen. Dementsprechend sind Ausnahmeregelungen gesondert zu begründen.

Die Teilnahme am DV-System erfordert das Vorhandensein einer Lastgangmessung bei den Erzeugungsanlagen. Grundsätzlich ist allerdings nach derzeitiger Rechtslage eine Lastgangmessung erst für Anlagen mit einer Leistung von größer 30 kVA (Art. 8 Abs. 5 StromVV) vorgeschrieben. Dies bedeutet, dass Anlagen, die nach Gesetz einerseits am Einspeisevergütungssystem teilhaben können, nicht jedoch über eine Lastgangmessung verfügen, einen Anspruch auf eine Vergütung auf Basis des Referenz-Marktpreises haben.⁵

Die Vergütung zum Referenz-Marktpreis ist im Gesetzentwurf zudem als Kann-Formulierung enthalten. Auch für Altanlagen soll, im Sinne eines schützenswerten Interesses, eine Wahlmöglichkeit für die Teilnahme am DV-

⁵ EE-Anlagen unter 30 kVA, die über eine Lastgangmessung verfügen, wären grundsätzlich verpflichtet, am System der Direktvermarktung teilzunehmen, sofern sie nicht Anspruch auf Einmalvergütung und Investitionsbeiträge (z.B. PV Anlagen mit einer Leistung < 30 kW) haben. Inwiefern diese Anlagen ihren Strom tatsächlich selbst vermarkten müssen, hängt von den möglichen Regeln für den Anspruch auf eine Vergütung nach dem Referenz-Marktpreis ab (s. Abschnitt 4.1.1). Dies ist umso relevanter, da bei einer möglichen zukünftigen flächendeckenden Einführung von „Smart Metern“ die Lastgangmessung auch für kleine EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 30 kVA Standard werden könnten.

System bestehen. Betroffen sind alle Anlagen, die bereits die KEV erhalten. (Art. 74, abs. 5 Entwurf EnG).

Darüber hinaus werden im EnG-Entwurf für Neuanlagen die Kriterien „Anlagengrößen“ sowie „Steuerbarkeit“ bzw. „fehlende Möglichkeit zur Schaffung der Steuerbarkeit“ genannt. Bei der Abgrenzung des Kreises der Anlagen mit Recht auf Vergütung nach RMP sind in Bezug auf diese Kriterien die zu erwartenden Kosten einer Direktvermarktung (v.a. Transaktionskosten) mit den Nutzen abzuwägen, um Empfehlungen einer weiteren Eingrenzung des Teilnehmerkreises vornehmen zu können.

Kriterium „Steuerbarkeit“ bzw. „fehlende Möglichkeit zur Schaffung der Steuerbarkeit“

Der Nutzen der Teilnahme am Direktvermarktungssystem ist grundsätzlich umso größer, je flexibler Produktion bzw. Einspeisung an die Marktbedingungen angepasst werden können.

Da die Steuerbarkeit der Anlagen allerdings eine Momentaufnahme ist, ist zu empfehlen, dass die Ausnahmen diesbezüglich nicht zu weit gefasst werden. Ansonsten würde auf Anreize, Anlagen mit Technologien zur Steuerbarkeit auszustatten, verzichtet. Investoren haben grundsätzlich die Möglichkeit, sich für steuerbare Technologien oder Technologien mit einem bedarfsgerechteren Einspeiseprofil zu entscheiden.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass auch Anlagen, die zwar „nicht-steuerbar“ im engeren Sinn, aber abregelbar sind, einen Beitrag zu Systemstabilität leisten können. Dies gilt z.B. in Situationen, in denen Preise an den Großhandelsmärkten sehr niedrig oder negativ sind. Diese Zeitperioden könnten aufgrund des massiven EE-Ausbaus in den kommenden Jahren in Mitteleuropa (und damit auch der Schweiz) zunehmend an Bedeutung gewinnen. Letztlich lassen sich alle EE-Anlagen (einschließlich Wind und PV) mit Technologien zur Abregelung ausstatten.

Daneben ist zu berücksichtigen, dass der Nutzen der Direktvermarktung über die kurzfristige Steuerung der Anlagen hinausgeht (siehe **Abschnitt 2.2**). Dies betrifft die Standortwahl, die Wartung bzw. geplante Verfügbarkeit der Anlagen sowie die Vorteile der Zuordnung der Bilanzverantwortung bzw. der Verantwortung für die Erzeugungsprognose. Würden Anlagen, die im engeren Sinn nicht „steuerbar“ sind, von der Direktvermarktungspflicht ausgenommen, wären diese Vorteile einer besseren Systemintegration nicht realisierbar. Aus diesem Grund ist eine Teilnahme möglichst vieler Anlagen am Direktvermarktungssystem zu empfehlen.

Kriterium „Anlagengröße“

Die Direktvermarktung ist für die Anlagenbetreiber mit gewissen Fixkosten (Transaktionskosten) verbunden. Grundsätzlich gilt, dass die spezifischen Vermarktungskosten umso höher sind, je kleiner die Anlagen sind.

Grundsätzlich lassen sich über Marktprozesse Transaktionskosten minimieren. So können spezifische Fixkosten der Direktvermarktung über das Pooling von Anlagen signifikant vermindert werden. Es ist zu erwarten, dass sich Intermediäre (Dienstleister, Broker, Händler) im Markt etablieren werden, die Anlagen kontrahieren und damit eine größere und ausdifferenzierte Vermarktungsbasis schaffen, so dass sich eine erhebliche Fixkostendegression erreichen lässt. Dies ist z.B. im deutschen Strommarkt in Zusammenhang mit der dort umgesetzten optionalen variablen Marktprämie beobachtbar, die in Grundzügen der in der Schweiz geplanten Direktvermarktung ähnlich ist.

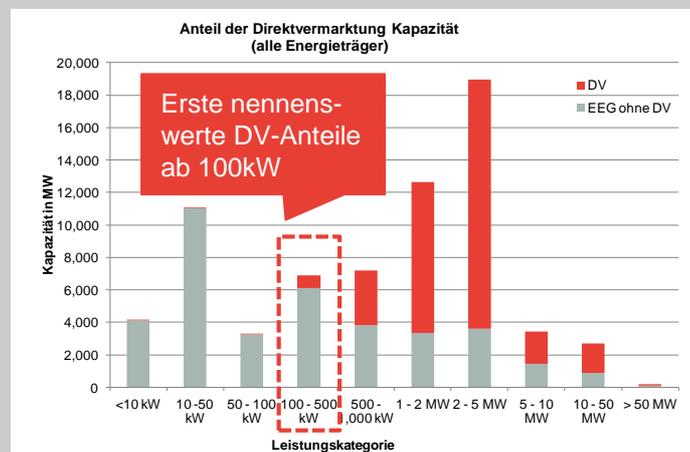
Allerdings zeigen die Erfahrungen aus Deutschland, dass sowohl die Anbahnung des Poolings als auch die operative Vermarktung der Anlagen mit Transaktionskosten einhergeht. Dies hat zur Folge, dass das Poolen von sehr kleinen Anlagen trotz Kostendegression insbesondere in der Anfangsphase der Direktvermarktung wirtschaftlich unattraktiv sein kann. Damit können für sehr kleine Anlagen die volkswirtschaftlichen Kosten der DVM ggf. höher sein als der volkswirtschaftliche Nutzen.

Ab welcher Anlagengröße die Kosten der Direktvermarktung geringer als der Nutzen sind, ist schwer abgrenzbar, da der volkswirtschaftliche Nutzen der Direktvermarktung generell schwer zu quantifizieren ist (bedarfsgerechte Einspeisung, Systemintegration, Innovationswettbewerb etc.), und die DV-Kosten neben Anlagengröße u.a. von der DV-Portfoliogröße, Größe des Direktvermarkters (z.B. Incumbent vs. Newcomer), zukünftigen Preisentwicklungen etc. abhängig sind. Diese Größen variieren zudem über den Zeitablauf.

Exkurs: Erfahrungen aus Deutschland

Erfahrungen aus Deutschland mit dem System der optionalen gleitenden Marktprämie zeigen, dass derzeit erste nennenswerte EE-Kapazitäten ab einer Anlagengröße von 100 kW in die Direktvermarktung wechseln. Dabei sind sowohl Anlagenbetreiber mit Wind- als auch mit PV und Wasserkraftwerken in der Direktvermarktung zu finden.

Abbildung 3. Anteile der EE-Kapazitäten in der Direktvermarktung – Deutschland, 07/2013



Quelle: Frontier Economics / Polynomics auf Basis der EEG-Stammdaten der 4 ÜNB in Deutschland (www.eeg-kwk.net).

Der empirische Befund kann als Indikation interpretiert werden, dass sich aus Betreibersicht unter den in Deutschland definierten Vergütungssätzen ein Wechsel in die Direktvermarktung ab einer Größe von 100 kW lohnen kann, dass also die erwarteten Erlöse die Transaktionskosten aus betriebswirtschaftlicher Sicht bei dieser Größe übersteigen können. Die Beobachtungen basieren allerdings auf den Gegebenheiten (insbesondere bezüglich Vergütungsregelungen sowie Anlagen- und Vermarktungskosten) in Deutschland und fußen auf betriebswirtschaftlichen Kalkülen der Anlagenbetreiber, nicht auf einer Analyse der volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen. Zudem ist zu erwarten, dass zukünftig in Deutschland mit zunehmender Marktentwicklung steigende Anteile kleinerer Anlagen in die Direktvermarktung wechseln (und in einem novellierten EnWG auch zur DV verpflichtet werden), das Gesamtbild sich über die Zeit also ändern wird.

Vor dem Hintergrund der Erfahrungen in Deutschland zum Wechsel von Anlagen in die Direktvermarktung sind Standardverträge für kleine Anlagen („De-minimis-Regelung“) bei Einführung des Systems ggf. ökonomisch zu rechtfertigen. Da zu erwarten ist, dass sich – wie in Deutschland – auch in der Schweiz ein Markt für Dienstleistungen um die Direktvermarktung entwickeln wird, ist davon auszugehen, dass der „unverhältnismäßige Aufwand“ als Begründung der Ausnahmeregelungen für kleine Anlagen über die Zeit schwindet und die De-minimis-Regelung nach einer Übergangsphase aufgehoben werden kann.

4.1.2 Wechselmöglichkeiten in/von Direktvermarktung

Anlagenbetreibern, die nach dem EnG-Entwurf das Recht auf eine Vergütung zum Referenz-Marktpreis haben, sowie Betreibern von Altanlagen im KEV-Vergütungssystem soll die Möglichkeit offen stehen, freiwillig in das DV-System zu wechseln. Hierbei sind insbesondere zu regeln:

- **Rückkehrmöglichkeit** (opt in/ opt out) – Gibt es eine Rückkehrmöglichkeit in das System der KEV-Einspeisevergütung bzw. die Vergütung nach Referenz-Marktpreis?
- **Frequenz** – Wenn ja, wie oft und in welchem Turnus sollte eine Rückkehrmöglichkeit zur Verfügung stehen?

Rückkehrmöglichkeit

Bezüglich der grundsätzlichen Frage, inwieweit Rückkehrmöglichkeiten gewährt werden sollten, sind abzuwägen:

- Einerseits **Anreize für den Wechsel in das Direktvermarktungsmodell** – Die Anreize für einen freiwilligen Wechsel in das Direktvermarktungsmodell sind höher, wenn Rückkehrmöglichkeiten in das Alternativmodell bestehen. In diesem Fall können Anlagenbetreiber die DV mit begrenzten Risiken testen.
- Andererseits **Anreize zum „Rosinenpicken“** – Ist die Rentabilität der Anlagen in den verschiedenen Vergütungsmodellen unterschiedlich, und ändert sich die relative Vorteilhaftigkeit der Vergütungsmodelle für die Anlagenbetreiber über die Zeit, besteht die Gefahr des opportunistischen Verhaltens der Anlagenbetreiber: Es wird zwischen den Vergütungsmodellen der Direktvermarktung und des Referenz-Marktpreises „hin und her“ gewechselt, um Mitnahmeeffekte zu generieren.

Letztendlich ist die Förderung der Erneuerbaren Energien im EnG durchgehend in der Weise angelegt, dass den Anlagenbetreibern im Durchschnitt eine Kostendeckung zuzüglich einer angemessenen Rendite ermöglicht wird. Das Wechseln zwischen den Fördermodellen (Einspeisevergütung vs. variable Einspeiseprämie) würde dementsprechend die Gefahr bergen, dass die Anlagenbetreiber nicht beabsichtigte „Überrenditen“ erzielen könnten. Dieses Verhalten ginge dann zu Lasten der Verbraucher.

Sofern die Einspeiseprämie im Direktvermarktungsmodell (zzgl. Ausgleich für das übernommene Vermarktungsrisiko) in der Weise ausgestaltet ist, dass die Erlöse der EE-Anlagenbetreiber im Durchschnitt der Vergütung im Modell des Referenz-Marktpreises bzw. der KEV-Einspeisevergütung entsprechen, ist die Gefahr von Mitnahmeeffekten begrenzt. Dies setzt jedoch voraus, dass z.B. kein

Teilnahmeberechtigungen und -verpflichtungen

übermäßiger Ausgleich für durch Direktvermarktung bei EE-Betreibern anfallende Kosten (siehe **Abschnitt 5.4**) gezahlt wird. Zudem ist die Gefahr des „Rosinenpickens“ dadurch begrenzt, dass das System symmetrisch ausgestaltet ist. Für die Anlagenbetreiber besteht eine Rückzahlungspflicht an den Netzzuschlagsfonds, wenn der Marktpreis höher ist als der Vergütungssatz. Vor diesem Hintergrund wäre demnach ein Rückkehrrecht in das System des Referenz-Marktpreises akzeptabel.⁶

Frequenz des Vergütungssystemwechsels

Bezüglich des Turnus der Rückkehrmöglichkeiten sind die Transaktionskosten des Wechsels für die betroffenen Akteure (Anlagenbetreiber, Vermarkter etc.) zu berücksichtigen. Eine jährliche Wechselmöglichkeit für Anlagen mit Recht auf Standardverträge erscheint vor diesem Hintergrund angemessen: Rückkehrmöglichkeiten sind dann innerhalb einer überschaubaren Zeitspanne möglich, kurzfristige Wechsel und damit Optimierungen zwischen den Systemen zur Erzielung von Mitnahmeeffekten würden aber unterbunden, und der Aufwand ist für die Akteure begrenzt.

Regelungen für einen Anspruch auf Vergütung nach dem Referenz-Marktpreis sollten derart ausgestaltet sein, dass eine Teilnahme möglichst vieler Anlagen am Direktvermarktungssystem sichergestellt ist.

- *Fehlende Steuerbarkeit von Anlagen ist per se alleine kein Kriterium für eine Freistellung von der Direktvermarktungspflicht.*
- *„De minimis“-Regeln ließen sich ggf. für kleine Anlagen zumindest bei Systemeinführung begründen; Ausnahmeregelungen für kleine Anlagen sollten allerdings mit zunehmender Entwicklung eines Marktes für DV-Systemdienstleistungen über die Zeit reduziert und ggf. später aufgehoben werden.*
- *Für Anlagen, die freiwillig in die Direktvermarktung wechseln, wäre ein jährliches Rückkehrrecht in das System des Referenz-Marktpreises akzeptabel.*

⁶ Im deutschen System der optionalen gleitenden Marktprämie besteht diese Rückzahlungspflicht nicht. Gleichzeitig können Anlagenbetreiber monatlich aus dem System der optionalen Marktprämie in das System der Einspeisevergütung zurückwechseln. Insofern eröffnet das System Raum zur Optimierung: Bei sehr hohen Strompreisen können Anlagenbetreiber in die Direktvermarktung und zusätzliche Renditen erzielen, bei niedrigen Strompreisen ist eine Rückkehr in das System der Einspeisevergütung möglich.

4.2 Ausstiegs- und Rückkehrmöglichkeiten aus gefördertem Direktvermarktungsmodell

Im vorgeschlagenen Direktvermarktungsmodell für die Schweiz ist wie beschrieben vorgesehen, dass die Anlagenbetreiber negative Prämien an den Netzzuschlagsfonds zahlen, wenn der Referenz-Marktpreis für das DV-Modell über die Vergütungssätze steigt (rote Fläche in **Abbildung 2** in **Abschnitt 3.2.1**). Insofern ist das Modell symmetrisch ausgestaltet. Anreize, zwischen z.B. einem Einspeisetarifsystem einerseits und der Direktvermarktung andererseits kurzfristig hin- und her zu wechseln, bestehen nicht oder nur in geringerem Umfang.

Steigt der Marktpreis dauerhaft bzw. über einen längeren Zeitraum über den Vergütungssatz, könnten Anlagenbetreiber vollständig das EE-Vergütungssystem verlassen, um die negativen Einspeiseprämien und damit die Rückzahlungen an den Netzzuschlagsfonds zu vermeiden. Hierdurch würde die Symmetrie des Systems ausgehebelt (d.h. keine Rückzahlungen an den Netzzuschlagsfonds bei Strompreisen über dem Vergütungssatz), es könnten Mitnahmeeffekte entstehen.

Bei der Frage, ob grundsätzlich das Verlassen des und die Rückkehr in das Fördersystem zugelassen werden sollen, sind insbesondere folgende Wirkungen abzuwägen:

- **Effizienz** – Verlässt ein EE-Anlagenbetreiber das Vergütungssystem, weil der Marktpreis höher ist als der Vergütungssatz, wird er nicht mehr speziell gefördert, so dass keine Verzerrungen des Kraftwerkseinsatzes durch die Einspeiseprämien mehr bestehen. Außerhalb des Fördersystems hat er die vollen Marktanreize zur bedarfsgerechten Einspeisung. Aus Effizienzgründen wäre es daher vorteilhaft, wenn der Anlagenbetreiber das System verlassen kann.
- **Verteilung** – Indem die EE-Anlagenbetreiber bei Verlassen des Fördersystems die (gegenüber der Vergütung) höheren Marktpreise erhalten, erzielen sie gegenüber der ursprünglich im Fördersystem zugestandenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals eine „Überrendite“, wenn keine Rückzahlungspflicht an den Netzzuschlagsfonds besteht (d.h. wenn sie das System vollständig verlassen). Dies bedeutet, die EE-Anlagenbetreiber würden eine einseitige Option zur Nutzung höherer Marktpreise erhalten, die von den Stromkunden in Zeiten niedriger Marktpreise über die Vergütung finanziert würde.

Hinsichtlich eines möglichen Ausstiegs aus resp. einer möglichen Rückkehr der Anlagenbetreiber in das Fördersystem sind z.B. folgende Regelungen denkbar:

- **Keine Ausstiegsmöglichkeit** – Mit Nachteilen für die Effizienz.

Teilnahmeberechtigungen und -verpflichtungen

- **Ausstiegsmöglichkeit ohne Rückkehroption** – Die EE-Anlagenbetreiber erhalten eine einseitige Option, bei hohen Marktpreisen aus dem Fördersystem auszusteigen und dementsprechend negative Prämien zu vermeiden. Eine „Versicherung“ gegen fallende Strompreise würde dann allerdings nicht gewährt, d.h. der Ausstieg würde nur dann erfolgen, wenn die Anlagenbetreiber von dauerhaft hohen Strompreisen ausgehen.
- **Ausstiegsmöglichkeit mit einmaliger oder mehrmaligen Rückkehroptionen** – Die EE-Anlagenbetreiber erhalten eine einseitige Option, bei hohen Marktpreisen aus dem Fördersystem auszusteigen und dementsprechend negative Prämien zu vermeiden. Sie erhalten zudem eine „Versicherung“ gegen fallende Strompreise. Das System wäre zumindest statisch effizient, ist aber verteilungspolitisch ggf. nicht akzeptiert.
- **Ausstiegsmöglichkeit bei Rückzahlung bereits gezahlter Prämien** – EE-Anlagenbetreiber erhalten die Option, aus dem System auszusteigen, müssten aber z.B. die bereits empfangenen Einspeiseprämien teilweise oder ganz zurückzahlen. Der Ausstieg würde nur dann erfolgen, wenn die EE-Anlagenbetreiber über eine längere Periode so hohe Strompreise erwarten, dass der Nachteil der Rückzahlung bereits erhaltener Prämien mehr als kompensiert wird. Das System könnte dann auch mit Rückkehrmöglichkeiten in das DV-Vergütungssystem kombiniert werden.

Ausstiegsmöglichkeiten aus dem EE-Fördersystem sind also grundsätzlich sinnvoll. Um Kostenrisiken für Verbraucher zu begrenzen, wäre die Ausstiegsoption ggf. mit Rückzahlungen der bis zu diesem Zeitpunkt gezahlten Prämien oder mit einem Verzicht auf Rückkehrmöglichkeiten in das DV-Vergütungssystem zu kombinieren.

- *Ausstiegsmöglichkeiten aus dem EE-Fördersystem sind aus Effizienzgründen grundsätzlich sinnvoll.*
- *Um mögliche Mitnahmeeffekte und damit Kostenrisiken für Verbraucher zu begrenzen, wäre die Ausstiegsoption ggf. mit Rückzahlungen der bis zu diesem Zeitpunkt gezahlten Prämien oder mit einem Verzicht auf Rückkehrmöglichkeiten in das DV-Vergütungssystem zu kombinieren.*

5 Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells

In diesem Kapitel wird das Kernmodell der zukünftigen Förderung von EE in der Schweiz, das Direktvermarktungsmodell mit gleitender Prämie, analysiert. Die Grundzüge dieses Modells werden bereits im EnG-Entwurf vom 4. September 2013 festgelegt. Die grundsätzliche Funktionsweise ist bereits in **Abschnitt 3.2.1** erläutert.

Innerhalb dieses Rahmens ist jedoch eine Reihe von Stellgrößen durch den Bundesrat präziser zu bestimmen. Dies betrifft insbesondere die folgenden Systemparameter, welche in den anschließenden Abschnitten diskutiert werden:

- **Vergütungssatz** – Der Vergütungssatz stellt – analog zum KEV-Einspeisevergütungssystem – eine Referenz der maßgeblichen Gestehungskosten einer EE-Produktionsanlage dar. Im DV-Modell mit gleitender Prämie dient er als Basis zur Ermittlung der Einspeiseprämie. Da die Bestimmung des Vergütungssatzes jedoch von den Änderungen im EnG-Entwurf bezüglich des Direktvermarktungsmodells zunächst unbeeinflusst bleibt, erfolgt hier nur eine kurze Erläuterung (**Abschnitt 5.1**).
- **Referenz-Marktpreis (RMP)** – Der Referenz-Marktpreis ist Grundlage für die Bestimmung der erwarteten, auf dem Stromgroßhandelsmarkt durch die EE-Anlagenbetreiber durchschnittlich zu erzielenden Erlöse für Graustrom. Der Referenz-Marktpreis ist eine neu zu schaffende Größe zur Ermittlung der Einspeiseprämienhöhe, weshalb die Analysen hierzu eine zentrale Bedeutung in diesem Gutachten einnehmen (**Abschnitt 5.2**). Im Einzelnen gehen wir hierbei ein auf
 - den **Referenz-Zeitraum**, über welchen ein Marktpreis zu einem Referenz-Marktpreis gemittelt wird;
 - die **Referenz-Mengen** von Referenz-Anlagen, welche zur Gewichtung der verschiedenen Marktpreise im Verlauf des Referenz-Zeitraums herangezogen werden; sowie
 - den **Referenz-Preisindex**, der der Bestimmung des Referenz-Marktpreises zugrunde liegen soll.
- **Limitierung der Förderung** – Um eine Überförderung zu vermeiden, wird im KEV-System die Förderdauer einzelner EE-Anlagen begrenzt. Im Rahmen dieses Gutachtens wird analysiert, inwieweit eine Limitierung der Fördermenge anstelle einer Limitierung der Förderdauer sinnvoll sein könnte (**Abschnitt 5.3**).

- **Ausgleich von Direktvermarktungskosten** („DVM-Kostenausgleich“) – Um die EE-Produzenten im Rahmen eines DV-Modells für die Kosten der eigenverantwortlichen Vermarktung zu entschädigen, sollte eine – ggf. technologiespezifische – Ausgleichszahlung gewährt werden (**Abschnitt 5.4**).

5.1 Höhe des Vergütungssatzes

Die Höhe des Vergütungssatzes hat auch in einem DV-Modell mit Einspeiseprämie eine erhebliche Auswirkung auf die Höhe der Förderung für jeden einzelnen EE-Produzenten.

Die Ermittlung des Vergütungssatzes ist grundsätzlich unabhängig von der Einführung eines DV-Modells. In einem DV-Modell mit Einspeiseprämie wird ein Vergütungssatz benötigt, welcher zur Ermittlung der Einspeiseprämienhöhe herangezogen werden kann. Dieser Vergütungssatz dient letztlich – analog einem Einspeisevergütungssystem wie dem KEV – als Referenz für die maßgeblichen Gesteungskosten einer EE-Produktionsanlage, welche durch die Summe aus Markterlösen und Einspeiseprämie gedeckt werden sollen. Dementsprechend können bei der Umstellung auf ein DV-Modell mit Einspeiseprämie – wie z.B. im Rahmen des optionalen Marktprämienmodells in Deutschland der Fall – auch die bisherigen Einspeisevergütungssätze als Vergütungssatz herangezogen werden.

Grundsätzlich ist denkbar, im Zuge einer Neugestaltung der EE-Förderung auch die Bestimmung der Vergütungssätze zu reformieren. Beispielsweise könnte die Logik der Technologiespezifität der KEV-Sätze oder die bisher auf Gesteungskosten von Referenzanlagen basierenden Verfahren zur Ermittlung der Höhe der Vergütungssätze verändert werden, wie im Folgenden kurz erläutert. Dies ist allerdings nicht zwingend erforderlich.

5.1.1 Technologiespezifität der Vergütungssätze

In der bisherigen KEV-Logik kommen nach Erzeugungstechnologien und Leistungsklassen differenzierte Vergütungssätze zur Anwendung. Zudem existieren für einige Erzeugungstechnologien weitere Differenzierungen in Abhängigkeit bestimmter Anlagencharakteristika wie z.B. der Fallhöhe bei Kleinwasserkraftanlagen oder der baulichen Integration von Photovoltaik-Anlagen („freistehend“, „angebaut“ oder „integriert“).

Im Rahmen der Einführung eines Direktvermarktungsmodells mit gleitender Prämie in der Schweiz sollen gemäß EnG-Entwurf diese Differenzierungen im Grundsatz beibehalten werden. Die Diskussion, inwieweit zunehmend vereinheitlichte Vergütungssätze („Technologieneutralität“) kurz- und langfristig mit geringeren Gesamtkosten und einer geringeren Belastung für Endverbraucher verbunden sein könnten, ist nicht Gegenstand dieses

Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells

Gutachtens.⁷ Im weiteren Verlauf wird daher von nach Technologie und Leistungsklassen differenzierten Vergütungssätzen ausgegangen.

5.1.2 Verfahren zur Bestimmung der Vergütungssätze

In der bisherigen KEV-Logik werden die Vergütungssätze für EE-Anlagen auf Basis von geschätzten Gestehungskosten der in den Anhängen 1.1 – 1.5 der Energieverordnung (EnV) definierten Referenzanlagen berechnet. Art. 22 des EnG-Entwurfs vom 4. September 2013 ermöglicht dem Bundesrat jedoch vorzusehen, dass der Vergütungssatz

- a. für bestimmte Anlagentypen durch Auktionen bestimmt wird (Art. 25 EnG-Entwurf);
- b. für Anlagen, die nicht sinnvoll einer Referenzanlage zugewiesen werden können, im Einzelfall vom BFE festgelegt wird.

Auktionen können dabei einen vielversprechenden Ansatz zu einem wettbewerblichen Entdeckungsverfahren der tatsächlich zu erwartenden Gestehungskosten darstellen. Die Einführung eines Auktionsverfahrens geht allerdings mit einer Reihe von Herausforderung einher, z.B. bezüglich der Einbeziehung unterschiedlicher Investor-Typen, der Sicherstellung der tatsächlichen Anlagenerstellung und Stromerzeugung im Falle eines Zuschlags oder der Definition angemessener Vorlaufzeiten zwischen Auktion und Anlagenfertigstellung. Eine Analyse eines angemessenen Auktionsverfahrens für die Schweiz ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens,⁸ zumal Logik und Funktionsweise des Direktvermarktungsmodells mit gleitender Einspeiseprämie von dem Verfahren zur Bestimmung der Vergütungssätze weitgehend unberührt sind. Im Folgenden wird folglich in kurzer und mittlerer Frist von einer Fortführung der Bestimmung von Vergütungssätzen auf Basis von Referenzanlagen ausgegangen.

- *Im weiteren Verlauf dieses Gutachtens wird angenommen, dass die für die Ermittlung der Einspeiseprämie verwendete Methodik zur Bestimmung der Vergütungssätze der bisherigen KEV-Logik aus der Energieverordnung nach Stand vom 1. Oktober 2012 entsprechen.*
- *Demnach werden die Vergütungssätze auf Basis von Gestehungskosten von nach Erzeugungstechnologie und Leistungsklassen differenzierten Referenzanlagen ermittelt.*

⁷ Für eine Analyse der Vor- und Nachteile einer weniger technologiespezifischen EE-Förderung siehe z.B. Frontier (2012), , Haucap/Kühling (2012) oder Kopp et al. (2013).

⁸ Eine Diskussion möglicher Vor- und Nachteile von EE-Auktionen sowie eine Analyse möglicher Auktionsausgestaltungen im deutschen Kontext findet sich z.B. in Frontier (2012) oder Kopp et al. (2013).

5.2 Bestimmung des Referenz-Marktpreises

Neben dem Vergütungssatz ist der Referenz-Marktpreis die zweite zentrale Stellschraube zur Ermittlung der Einspeiseprämienhöhe, welche erheblichen Einfluss auf die Anreiz- und Verteilungswirkungen eines derartigen Fördermodells hat.

Der Referenz-Marktpreis soll die für Direktvermarkter bei sinnvoller Vermarktung erzielbaren Markterlöse (für „Graustrom“) abbilden. Dies ist der Teil des EE-Vergütungssatzes, der nicht über die Einspeiseprämie ausgeglichen werden muss. Entsprechend wird die Einspeiseprämie als Differenz zwischen Referenz-Marktpreis und Vergütungssatz ermittelt, sodass die Einspeiseprämie den ökologischen Mehrwert des erneuerbaren Stroms reflektiert. Wichtig ist hierbei, dass die Art und Weise der Bestimmung des Referenz-Marktpreises die durch Direktvermarktung intendierten Anreizwirkungen wie z.B. eine zunehmende bedarfsgerechte Einspeisung nicht konterkarieren. Entsprechend sollten Rückkopplungen zwischen den Vermarktungsentscheidungen und dem Referenz-Marktpreis weitgehend vermieden werden.

Die grundsätzliche Logik bei der Ermittlung des Referenz-Marktpreises zur Ermittlung einer gleitenden Einspeiseprämie besteht darin, einen über Einspeisemengen (Q) von repräsentativen Anlagen (i) gewichteten Durchschnitt eines geeigneten Referenz-Preisindex (P) über einen bestimmten Zeitraum ($t=1$ bis T) zu bilden. Die folgende Formel⁹ fasst dies zusammen:

$$\text{Referenzmarktpreis} = \frac{\sum_{t=1}^T P_t Q_{it}}{\sum_{t=1}^T Q_{it}}$$

Im Folgenden diskutieren wir, welche Regelungen getroffen werden sollten bezüglich

- des **Referenz-Zeitraums** ($t=1$ bis T), über welchen ein Marktpreis zu einem Referenz-Marktpreis gemittelt wird (**Abschnitt 5.2.1**);

⁹ Hierbei und im Folgenden gehen wir davon aus, dass sowohl die verwendeten Preisindizes als auch die zur Gewichtung herangezogenen Einspeisemengen aus demselben Zeitraum stammen, für welchen der Referenz-Marktpreis Gültigkeit hat. Dies geht einher mit einer nachträglichen (ex-post) Bestimmung der Höhe des Referenz-Marktpreises. Eine ex-ante Bestimmung der Höhe des Referenz-Marktpreises z.B. auf Basis von Terminmarktpreisen und historischen bzw. erwarteten Einspeiseprofilen wird nicht weiter betrachtet. Dies liegt darin begründet, dass eine derartige ex-ante-Bestimmung kaum zu einer adäquaten Abbildung des zu erzielenden Markterlöses führt. Zudem ist der potenzielle Vorteil, dass die Höhe des Referenz-Marktpreises zum Zeitpunkt der Vermarktung der EE-Mengen durch den Direktvermarkter bereits bekannt ist, kritisch zu sehen. Letztlich erleichtert dies den Direktvermarktern Preisgebote in Höhe der Grenzkosten abzüglich der dann bereits bekannten Einspeiseprämie abzugeben, was im Kontext einer möglichst bedarfsgerechten Einspeisung tendenziell nicht vorteilhaft ist (siehe Ausführungen in den **Abschnitten 5.2.1 und 5.3**).

- der **Referenz-Mengen (Q) von Referenz-Anlagen (i)**, welche zur Gewichtung der verschiedenen Marktpreise im Verlauf des Referenz-Zeitraums herangezogen werden (**Abschnitt 5.2.2**); und
- des **Referenz-Preisindex (P)**, welcher als Basis zur Abbildung des erzielbaren Markterlöses in dem Referenz-Marktpreis verwendet werden sollte (**Abschnitt 5.2.3**).

5.2.1 Referenz-Zeitraum

Die Motivation eines über einen begrenzten Zeitraum gemittelten Referenz-Marktpreises im Rahmen eines DV-Modells mit gleitender Einspeiseprämie besteht darin, das Marktpreisrisiko für EE-Investoren zu reduzieren und gleichzeitig möglichst Anreize für eine bedarfsgerechte Produktion von EE-Strom zu erzeugen. Das Marktpreisrisiko wird z.B. gegenüber einem Direktvermarktungsmodell mit ex-ante für den gesamten Zeitraum fixierten Einspeiseprämie¹⁰ dadurch reduziert, dass im Falle von sinkenden Marktpreisen der Referenz-Marktpreis sinkt und somit die gleitende Einspeiseprämie steigt, und umgekehrt. In der Summe aus Markterlös und Einspeiseprämie erhalten die Betreiber der EE-Anlagen somit unabhängig vom Marktpreisniveau in etwa (jedoch nicht exakt, siehe folgende Ausführungen) den Vergütungssatz.

Gründe für lange Zeiträume der Durchschnittsbildung

Um trotz dieser intendierten Risikodämpfung auch im Rahmen einer gleitenden Prämie Anreize für bedarfsgerechte Einspeisungen generieren zu können, bedarf es bei der Bestimmung des Referenz-Marktpreises einer Durchschnittsbildung des Markterlöses über längere Zeiträume. Dies sei am Beispiel der Gegenüberstellung von stündlicher und täglicher Durchschnittsbildung verdeutlicht (**Abbildung 4**). Die rote Linie zeigt dabei einen exemplarischen Verlauf der stündlichen Marktpreise des verwendeten Preisindex. Der rote Balken illustriert den Bereich von Stunden, in welchen eine Produktion in statischer Perspektive volkswirtschaftlich ggf. nicht sinnvoll sein kann, da der Strompreis die variablen Kosten zur Erzeugung dieser Stromeinheit unterschreitet.¹¹ Ein plastisches Beispiel für solche Situationen sind – bereits Realität im deutschen Kontext – Stunden mit negativen Preisen im Fall von Wind- oder Photovoltaik-Anlagen mit variablen Kosten nahe 0 CHF/MWh.

¹⁰ Siehe zu dem Unterschied zwischen Direktvermarktungsmodellen mit gleitender und mit fixer Prämie z.B. Frontier Economics (2012) oder Kopp et al. (2013).

¹¹ Eine Stromerzeugung aus EE-Anlagen bei Marktpreisen unterhalb der Grenzkosten der Anlage muss allerdings nicht per se volkswirtschaftlich ineffizient sein. Siehe hierzu auch die Ausführungen zur Limitierung der Förderung in **Abschnitt 5.3**.

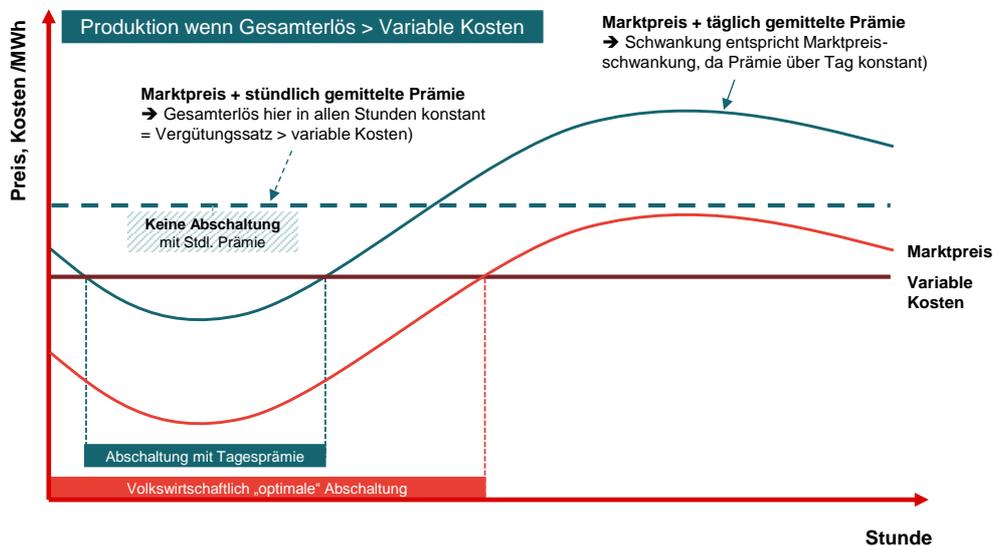
Es sei zunächst von einer stündlichen Mittelung des RMP ausgegangen.¹² Das bedeutet, dass der RMP in jeder Stunde genau dem Marktpreis entspricht. Folglich entspricht die Einspeiseprämie, welche als Differenz aus Vergütungssatz und RMP berechnet wird, im Fall der stündlichen Mittelung der Differenz aus Vergütungssatz und Marktpreis. Sofern der Direktvermarkter in der betrachteten Stunde tatsächlich den im Preisindex angenommenen Marktpreis erzielen kann („Markterlös“),¹³ entspricht der Gesamterlös aus Markterlös und Einspeiseprämie somit in jeder Stunde genau dem Vergütungssatz (hellblaue Linie). Da dieser oberhalb der variablen Kosten der Erzeugung liegt, produziert der EE-Betreiber in allen 24 Stunden, d.h. auch in dem gesamten Zeitraum, in welchem der Marktpreis die variablen Kosten unterschreitet.

Demgegenüber sei nun von einer täglichen Mittelung des RMP ausgegangen. Dann entspricht der RMP in jeder Stunde dem (gleichgewichteten) Durchschnitt des Marktpreises des betrachteten Tages. Der Gesamterlös aus Markterlös und Einspeiseprämie entspricht somit dem um die Einspeiseprämie nach oben verschobenen Marktpreis (petrol-farbene Linie). Der petrol-farbene Balken reflektiert den Zeitraum, in welchem ein rationaler EE-Betreiber in diesem Fall auf die Stromproduktion verzichten wird. Es wird deutlich, dass – anders als im Fall der stündlichen RMP-Mittelung – durch die tägliche Mittelung ein Teil des zuvor als volkswirtschaftlich ggf. wünschenswerten Produktionsverzichts realisiert werden kann.

¹² Hier wird zur Vereinfachung zunächst eine gleichgewichtete Durchschnittsbildung angenommen. Siehe zu weiteren Effekten einer Mengengewichtung entsprechend der EE-Einspeiseprofile **Abschnitt 5.2.2.**

¹³ Siehe zu möglichen Abweichungen des vom Direktvermarkter zu erzielenden Markterlöses vom Marktpreis Siehe zu weiteren Effekten einer Mengengewichtung entsprechend der EE-Einspeiseprofile **Abschnitt 5.2.2.**

Abbildung 4. Rationales Erzeugungsverhalten bei täglicher vs. stündlicher RMP-Durchschnittsbildung (exemplarisch)



Quelle: Frontier Economics / Polynomics

Grundsätzlich lässt sich im Rahmen dieser Logik die Effizienz des Fördersystems mit zunehmender Länge des Zeitraums zur Durchschnittsbildung steigern.

Empirische Untersuchungen von historischen Spotpreisentwicklungen und typisierten Anlagen-Grenzkosten zeigen jedoch, dass

- im Fall von **Erzeugungstechnologien ohne saisonale Speicher** (d.h. ohne Möglichkeit zur zeitlich längerfristigen Verschiebung der Produktion) ein merklicher zusätzlicher Effizienzgewinn eines längeren Mittelungs-Zeitraums nur bis zu einer **quartalsweisen Mittelung** anzunehmen ist;
- im Fall von **Erzeugungstechnologien mit saisonalen Speichern** eine **Durchschnittsbildung über ein (Wasserwirtschaft-)Jahr** gegenüber einer quartalsweisen Mittelung weitere Effizienzgewinne verspricht. Dies liegt darin begründet, dass jegliche unterjährige Durchschnittsbildung des Marktpreises Anreize zur effizienten saisonalen Speicherung konterkarieren kann. Zum Beispiel könnte im Fall einer quartalsweisen RMP-Mittelung eine direkte Stromproduktion trotz niedriger Strompreise (und somit niedrigen Bedarfs) betriebswirtschaftlich attraktiver werden als eine saisonale Verschiebung der Produktion in Zeiträume mit hohem Strombedarf und dementsprechend hohen Preisen.

Gründe für eine Begrenzung des Zeitraums der Durchschnittsbildung

Voranehend wurde gezeigt, dass längere Zeiträume der RMP-Durchschnittsbildung grundsätzlich mit einer Steigerung der Systemeffizienz einhergehen. Auf der anderen Seite muss bedacht werden, dass der RMP nur ex-post, d.h. sobald die Preise und Erzeugungsmengen in dem entsprechenden Zeitraum bekannt sind, ermittelt werden kann. Dementsprechend kann auch eine Auszahlung der präzisen Fördersumme – bestehend aus Einspeisemenge multipliziert mit Einspeiseprämie – erst ex-post erfolgen. Ein längerer Zeitraum zur Durchschnittsbildung müsste allenfalls mit „Akonto“-Zahlungen ergänzt werden, um die Kosten der Direktvermarkter aufgrund vorzuhaltender Liquidität zu reduzieren. Derzeit erfolgt die Auszahlung der Vergütung gemäß Art. 31^{bis} EnV vierteljährlich.

Schlussfolgerungen

Im Ergebnis empfehlen wir folgende Zeiträume der Durchschnittsbildung:

- **Vierteljährlich für Erzeugungstechnologien ohne Saison-Speicher** – Mit einer vierteljährlichen Durchschnittsbildung können zum einen die wesentlichen Effizienzvorteile einer bedarfsgerechten Einspeisung realisiert werden. Zum anderen entspricht der Mittelungszeitraum dem Auszahlungszeitraum der Vergütung. Entsprechend könnte die Einspeiseprämie analog zur KEV-Vergütung vierteljährlich nachträglich ausbezahlt werden.
- **Jährlich für Erzeugungstechnologien mit Saison-Speicher**, d.h. Wasserspeicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke mit Anspruch auf Einspeisevergütung – Auf diesem Wege können Fehlanreize einer vierteljährlichen Mittelung für das Speicherverhalten vermieden werden. Um wie bisher einen kontinuierlichen Zahlungsstrom für Betreiber von EE-Anlagen sicherzustellen, könnte eine vierteljährliche Vorauszahlung geleistet werden, welche im Rahmen einer Jahresendabrechnung ex-post korrigiert und um Abweichungen ausgeglichen werden müsste. Die Vorauszahlung könnte analog der endgültigen Zahlungen für Anlagen ohne Speicher auf Basis von vierteljährlichen Referenz-Marktpreisen und -Mengen bezahlt werden.

- *Wir empfehlen eine vierteljährliche Durchschnittsbildung für Erzeugungstechnologien ohne Saison-Speicher und*
- *eine jährliche Durchschnittsbildung für Erzeugungstechnologien mit Saison-Speicher.*

Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells

- *Die Zuordnung der verschiedenen Technologien sollte zudem regelmäßig überprüft werden, da sich die Anreizwirkungen im Zeitverlauf (u.a. in Abhängigkeit der Saisonalität der Strompreise) verändern können.*

5.2.2 Referenz-Mengen und -Anlagen

Damit der Referenz-Marktpreis die bei sinnvoller Vermarktung erzielbaren Markterlöse (für „Graustrom“) adäquat abbildet, müssen Referenz-Mengen und –Anlagen zur Ermittlung herangezogen werden. Als Grundlage stehen hierfür verschiedene Marktpreisindizes und Angaben zu Produktionsmengen zur Verfügung. Ein gleichgewichteter Durchschnitt des verwendeten Marktpreisindizes (siehe **Abschnitt 5.2.3**) eignet sich hierzu allerdings nicht, da

- im Fall von **steuerbaren bzw. abregelbaren** Erzeugungsanlagen im Rahmen einer Direktvermarktung in bestimmten Zeiträumen mit niedrigen Preisen ggf. nicht produziert wird. Ein gleichgewichteter Marktpreisdurchschnitt unterschätzt somit ggf. die tatsächlichen Markterlöse systematisch und führt auf diese Weise zu einer überhöhten Einspeiseprämie.
- im Fall von **intermittierenden Erzeugungstechnologien** wie Windkraft, Photovoltaik oder Laufwasserkraft nur in Abhängigkeit des Wetterdargebots produziert werden kann. Da das Wetterdargebot ggf. systematisch mit der Tages- oder Jahreszeit bzw. mit den Strompreisen korreliert ist¹⁴, kann ein gleichgewichteter Durchschnitt zu einer Fehleinschätzung der erzielbaren Markterlöse führen.

Es bedarf demzufolge der Bildung eines mit repräsentativen Erzeugungsmengen gewichteten Mittelwerts von Marktpreisen, um die im Rahmen einer Direktvermarktung erzielbaren Markterlöse adäquat zu reflektieren. Hierdurch wird die „Wertigkeit“ des Stroms erfasst. Damit die Art und Weise der Bestimmung des Referenz-Marktpreises die durch Direktvermarktung intendierten Anreizwirkungen (v.a. bedarfsgerechte Einspeisung) nicht konterkariert, sollten zudem Rückkopplungen zwischen den Vermarktungsentscheidungen und dem Referenz-Marktpreis weitgehend vermieden werden.

¹⁴ Eine systematische Korrelation von Dargebot und Strompreisen kann zum einen über einen Zusammenhang von Lastmuster und Dargebotsmuster entstehen (z.B. Lastspitze sowie Erzeugungsspitze von Photovoltaik gegen Mittag). Zum anderen beeinflusst das Dargebot von Wind, Photovoltaik oder Wasser z.T. direkt die Strompreise, wie z.B. bei der Dämpfung der ursprünglichen Mittagspreisspitzen durch massive Photovoltaik-Einspeisungen in Deutschland („Merit Order Effekt“).

Empfehlungen

Die vorangehend skizzierte notwendige Abwägung zwischen adäquater Reflektion der erzielbaren Markterlöse und Vermeidung von effizienz-mindernden Rückkopplungen auf individuelle Vermarktungsentscheidungen, sollte nach Einschätzung der Gutachter wie folgt adressiert werden:

- Verwendung von **gemessenen Einspeiseprofilen eines Portfolios von Referenz-Anlagen**
 - **Gemessene Einspeiseprofile** – Zur Gewichtung der Marktpreise sollten gemessene (viertel-)stündliche Einspeisemengen von Referenzanlagen verwendet werden. Diese Einspeiseprofile können die tatsächlichen Produktionsmöglichkeiten präziser abbilden als auf Basis z.B. von Wetterdaten berechnete synthetische Einspeiseprofile.¹⁵ Zudem kann der o.g. Effekt berücksichtigt werden, dass Anlagen im Rahmen einer Direktvermarktung preisorientiert produzieren. Zeiträume mit Preisen, bei denen Anlagenbetreiber aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen nicht produzieren, gehen somit nicht bzw. mit geringerem Gewicht in die Berechnung des RMP ein. Auf diese Weise wird eine Überförderung vermieden.¹⁶
 - **Verwendung von Anlagen-Portfolio** – Zudem sollte der RMP für jede Anlage auf Basis der Einspeisungen eines ausreichend großen Portfolios von Referenz-Anlagen ermittelt werden.¹⁷ Auf diese Weise können Rückkopplungen der Einsatzentscheidungen eines Anlagenbetreibers auf die Höhe des RMP – und somit die erzielte Einspeiseprämie – minimiert werden. Zudem werden auf diese Weise effizienz-steigernde Anreize erzeugt, in Anlagen mit einer geringen Korrelation des Wetterdargebots mit dem Wetterdargebot des übrigen Portfolios an Referenz-Anlagen zu investieren.
- Bildung von **technologiespezifischen Referenzanlagen-Portfolios**

¹⁵ Sollten im Einzelfall keine ausreichend verlässlichen gemessenen Einspeiseprofile zur Verfügung stehen, könnte temporär auf synthetische Einspeiseprofile zurückgegriffen werden.

¹⁶ Damit dieser Effekt berücksichtigt werden kann, sollten ausschließlich Einspeisedaten von direktvermarkteten Anlagen verwendet werden. In diesem Fall bedarf es allerdings ggf. einer Anpassung der Vergütungssätze („Strike Price“), da die tatsächlichen Volllaststunden der Anlagen ggf. geringer ausfallen als die bei der Ermittlung der Vergütungssätze im Rahmen des KEV bisher angenommenen Volllaststunden.

¹⁷ Beispielsweise könnten die Einspeisungen aller leistungsgemessenen Anlagen der entsprechenden Erzeugungstechnologie innerhalb des DV-Modells herangezogen werden.

- **Technologiespezifität hier konsequent** – Bei der Ermittlung des RMP sollten zudem für verschiedene Erzeugungstechnologien unterschiedliche Portfolios von Referenzeinspeisungen verwendet werden. Dies ist bei der politischen Vorgabe von technologiespezifischen EE-Ausbauzielen nur konsequent. Andernfalls fielen die Gesamterlöse für einzelne Erzeugungstechnologien zu hoch bzw. zu niedrig aus, was durch eine Anpassung der Vergütungssätze ausgeglichen werden müsste, um eine zielgenaue Erreichung der technologiespezifischen Ausbauziele zu ermöglichen. Der Differenzierungsgrad der Portfoliobildung könnte dabei der Differenzierung gemäß der politischen Zubauziele entsprechen.
- **Keine weitere Unterteilung von Anlagen-Portfolios** – Weitere Differenzierungen von Anlagen bei der Bildung von Referenz-Portfolios sollten nicht vorgenommen werden. Eine sehr granulierte Differenzierung z.B. entsprechend der Differenzierung der Vergütungssätze, ist nicht sinnvoll und zudem aufwändig.¹⁸ Auch eine Bildung von regionalspezifischen Referenz-Portfolios würde Anreize für effiziente Investitionsentscheidungen konterkarieren, weshalb hiervon abgesehen werden sollte.¹⁹

- *Der RMP sollte auf Basis von tatsächlichen (gemessenen) Einspeisemengen möglichst großer Portfolios von Referenz-Anlagen gebildet werden.*
- *Die Portfolios sollten dabei in Analogie der politisch beschlossenen technologiespezifischen EE-Ausbauziele nach Erzeugungstechnologien differenziert werden, jedoch Anlagen unabhängig von Standort, Größe etc. umfassen.*

5.2.3 Referenz-Preisindex

Der verwendete Preisindex soll sicherstellen, dass der erzielbare durchschnittliche Markterlös der Anlagenbetreiber zuverlässig und realistisch abgebildet wird. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, den Referenz-Marktpreis auf Basis des Swissix oder eines bzw. mehrerer ausländischer Preisindizes zu berechnen.

Wir haben für den Swissix und die Indizes der umliegenden Märkte der Schweiz untersucht, ob sich der Index auf eine transparente unverfälschte Datenbasis

¹⁸ So würde z.B. eine Differenzierung der Anlagen-Portfolios nach Benutzungsstunden den Anreiz vermindern, an günstigen Standorten für EE-Anlagen mit hohen Benutzungsstunden zu investieren.

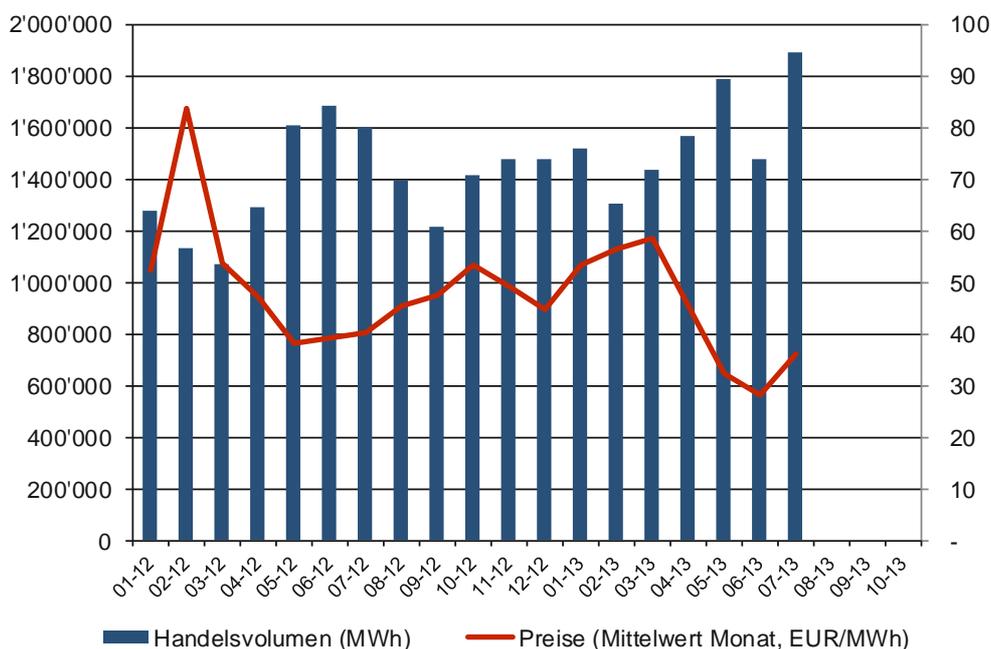
¹⁹ Sollten durch den zunehmenden Zubau von EE-Anlagen stellenweise Netzengpässe entstehen, eignet sich hierfür eine Adressierung über das Netzzugangsregime. Eine regionale Differenzierung des Referenz-Portfolios wäre kein geeigneter Ansatz zur Generierung von regionalen Standortentscheidungen.

bezieht und der Markt eine ausreichende Liquidität aufweist. Dabei soll der Index auch hinsichtlich Rückkopplungseffekten aus dem Verhalten der Erzeuger von EE stabil sein.

Als konkrete Beurteilungskriterien haben wir folgende Kenngrößen untersucht:

- **Handelsvolumen vs. Landesverbrauch** – An der EEX werden seit Juni 2006 die Day-ahead-Preise für den Marktplatz Schweiz im Swissix notiert. Das Marktvolumen des Swissix hat sich von 2007 bis 2013 verachtfacht. Für das Marktgebiet D/AT ist das Volumen auf das Doppelte angestiegen, in Frankreich auf einem ähnlichen Niveau geblieben. Der Anteil der monatlich gehandelten Menge am Monatsverbrauch liegt in der Schweiz seit 2012 zwischen 25 und 30%. Damit liegt der Anteil unter dem des Handelsvolumens am Monatsverbrauch in Deutschland (40 bis 45%), aber deutlich über dem Handelsvolumen in Frankreich. Aufgrund der Dominanz von EDF sind Marktaktivitäten in Frankreich relativ wenig ausgeprägt. Der Anteil des Börsenhandelsvolumens am Monatsverbrauch liegt in Italien bei etwa 75% (67% 2007).

Abbildung 5. Swissix Preise und Handelsvolumen 1/2012 bis 09/2013

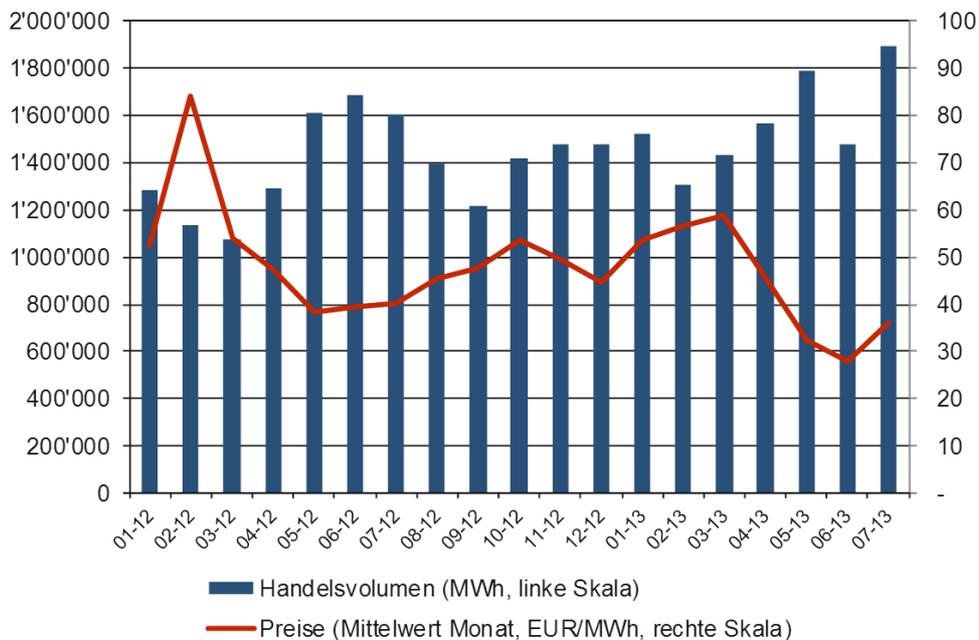


Höchstes vs. niedrigstes stündliches Handelsvolumen eines Tages: Für den Swissix beträgt seit 2012 der Anteil des niedrigsten Handelsvolumens pro Stunde am höchsten Handelsvolumen pro Stunde eines Tages mindestens 30% und im Maximum um die 90%. Damit ist jederzeit ein Grundhandelsvolumen gewährleistet, welches eine zuverlässige Bestimmung des Referenz-Marktpreises gewährleistet.

Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells

- **Preis vs. Mengenentwicklungen** – Eine Abhängigkeit des Preises von den jeweils gehandelten Mengen lässt sich nicht feststellen (vgl. **Abbildung 6**).

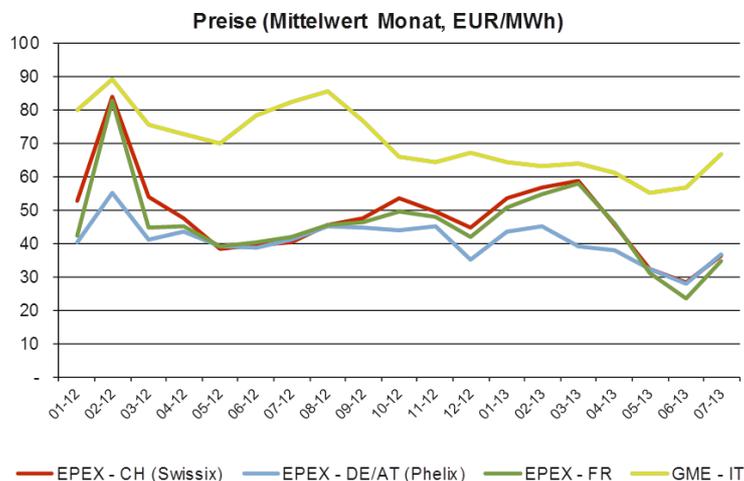
Abbildung 6. Swissix Preise und Handelsvolumen 1/2012 bis 09/2013



Quelle: Frontier Economics / Polynomics auf Basis EEX

Wir empfehlen den Swissix als Preisindex zur Berechnung der Referenz-Marktpreise im DV-System. Dies auch vor dem Hintergrund, dass die Liquidität des Swissix zukünftig weiter zunehmen dürfte, da der Anteil der Kunden, die über die heute auf Basis von Gestehungskosten regulierte Grundversorgung beliefert werden, abnimmt. Mit der zukünftigen Erweiterung des Marktöffnungsgrades wird die Bedeutung des Marktes für die Stromlieferung in der Schweiz weiter zunehmen.

Abbildung 7. Verlauf der Preisindizes im Day-ahead-Markt: Schweiz, Deutschland/Österreich, Frankreich, Italien



Quelle: Frontier Economics / Polynomics auf Basis EEX, GME, BFS und Eurostat

Eine Referenzierung auf einen ausländischen Index wäre weniger zuverlässig und birgt die Gefahr eines unrealistischen Referenzpunktes. Aufgrund von Netzengpässen an den Grenzen zum Ausland verläuft der Strompreis für die Schweiz vor allem im Winter anders als Indizes im Ausland wie z.B. der sehr liquide Index des Marktgebiets D/AT (Phelix) (vgl. **Abbildung 7**). Der Phelix wäre nur unter Berücksichtigung von Netzengpässen an den Außengrenzen verwendbar bzw. in Kombination mit dem italienischen und nicht sehr liquiden französischen Index (Importmenge und Kapazitätskosten an Grenze berücksichtigen), was keine Verbesserung gegenüber dem bereits heute zuverlässigen Referenzpunktes des Swissix mit sich bringt.

- *Wir empfehlen den Swissix als Preisindex zur Berechnung der Referenz-Marktpreise im DV-System.*

5.3 Limitierung der Förderung

Im Rahmen der Direktvermarktung wird die Förderung – analog zum Vorgehen bei der KEV – nur für einen begrenzten Zeitraum gewährt. Ziel sollte es sein, die Förderung so zu limitieren, dass eine Amortisation von Anlagen sichergestellt ist, um entsprechende Investitionsanreize zu gewähren, darüber hinausgehende Subventionen jedoch zu vermeiden. Offensichtlich sind daher Prämienhöhe und Förderdauer aufeinander abzustimmen (je höher die Prämie, desto kürzer kann die Förderdauer ausfallen und umgekehrt). Dieser Zusammenhang existiert bereits unter der KEV-Einspeisevergütung und lässt sich insofern analog auf die Direktvermarktung übertragen.

Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells

Unter dem aktuellen Regime in der Schweiz wird die Förderung zeitlich limitiert, d.h. Anlagen erhalten für die gesamte Erzeugung innerhalb einer definierten Zeitperiode (z.B. bisher oftmals 25 Jahre) eine Förderung. Es stellt sich die Frage, ob es im Rahmen der Einführung einer Direktvermarktung sinnvoll wäre, die Form der Limitierung zu überarbeiten. Grundsätzlich lassen sich dabei zwei mögliche Ansätze differenzieren²⁰:

- **Arbeitsbasierte Förderprämie mit zeitlicher Befristung** – Hierbei handelt es sich um die Form der Limitierung, wie sie bereits aktuell im Rahmen der Einspeisevergütung vorgenommen wird. Hierdurch werden Anreize gesetzt, die Erzeugung innerhalb der Förderperiode zu maximieren: Durch das zeitlich begrenzt gewährte Recht zum Erhalt der Förderung ist für den EE-Anlagenbetreiber jede Phase der „Nichtproduktion“ mit Opportunitätskosten durch entgangene Förderung verbunden – wird zu einem bestimmten Zeitpunkt die Förderung nicht abgerufen (da in dieser Zeit nicht produziert wird), ist diese Förderung aus Sicht des Betreibers verloren. Hieraus ergeben sich u.U. kritisch zu sehende Anreizeffekte:
 - *Anreize für Erzeugung unterhalb variabler Kosten (z.B. bei negativen Preisen):* Für den Betreiber ergeben sich Anreize, auch zu Kosten zu produzieren, die über den aktuellen Vermarktungserlösen liegen, um die – ansonsten verlorene – Prämie zu sichern. Dies ist gesamtwirtschaftlich nicht optimal.²¹
 - *Anreize für ggf. ineffizient hohe Verfügbarkeit:* Entsprechend ist davon auszugehen, dass Anlagen auf maximale Verfügbarkeit ausgelegt werden, um Stillstands- oder Wartungszeiten während der Förderperiode zu minimieren. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht kann dieses Niveau jedoch ineffizient (da zu teuer) sein.
- **Arbeitsbasierte Förderprämie mit Mengen-Beschränkung** – Alternativ wäre eine Limitierung möglich, die nicht auf einen definierten Zeitraum, sondern eine Erzeugungsmenge abzielt. D.h. die Prämie würde gewährt, bis

²⁰ Neben den genannten arbeitsbasierten Förderprämien sind alternativ auch - /kapazitäts- bzw. leistungs-basierte Einmalzahlungen als Förderung gebräuchlich, womit grundsätzlich eine stärkere Marktintegration beim Betrieb der Anlagen erzielt werden kann. Hierbei ist zu beachten, dass sich ggf. ineffiziente Anreize ergeben: Z.B. Kapitalkosten (CAPEX) möglichst gering zu halten und hohe zukünftige laufende Kosten oder eine ineffiziente Standortwahl. in Kauf zu nehmen. Da es sich bei diesen Systemen jedoch nicht um die gemäß Auftrag zu untersuchenden gleitenden Prämien handelt, wird im Weiteren von einer detaillierten Analyse dieser Ansätze abgesehen.

²¹ Bei derartigen Situationen steigen die gesamten Erzeugungskosten im System durch die Erzeugungsentscheidung an. Dies führt somit zu Ineffizienzen, kann jedoch im Hinblick auf die Erreichung gesetzter Erzeugungsziele für Erneuerbare dennoch sinnvoll sein (z.B. als Alternative zur Installation weiterer Erzeugungskapazität).

eine vorab festgelegte Gesamterzeugungsmenge erreicht ist. Hierdurch könnten die vorangehend aufgezeigten – möglicherweise kritischen – Anzeizeffekte vermieden werden: Die Entscheidung zur „Nichtproduktion“ (z.B. aufgrund zu geringer Vermarktungserlöse oder Wartungsarbeiten) hätte nicht mehr unmittelbar entgangene Förderung zur Folge – da die Förderprämien (bis zum Erreichen der Mengengrenze) später weiterhin bezogen werden können.

Diese Vorteile der Mengenbeschränkung gelten jedoch zunächst nur bei fixen Prämien, da hier die Prämienhöhe unabhängig vom Zeitpunkt des Bezugs ausfällt. In dem hier diskutierten System gleitender Prämien stellen sich die Zusammenhänge komplexer dar:

- **Verringerter Nutzen einer Mengenbeschränkung** – Da die gleitende Prämie mit dem Marktpreis negativ korreliert ist (d.h. in Phasen niedriger Marktpreise ist die Prämie besonders hoch), werden die erwünschten Anreize einer Mengenbeschränkung (die Erzeugung zu Zeiten von Marktpreisen unterhalb der eigenen variablen Kosten einzuschränken) konterkariert.
- **Höhere Komplexität der Einsatzentscheidung** – Direktvermarkter werden bei ihrer Einsatzentscheidung innerhalb einer Mengenbeschränkung nunmehr jeweils auch die Erwartungen an die zukünftige Prämienhöhe berücksichtigen²², und damit wird die Erzeugungsmenge zu einem hohen Maß von individuellen Erwartungen und Risikoüberlegungen der Erzeuger bestimmt.

Es ist daher unklar, inwieweit die Vorteile einer Mengenbeschränkung, die bei einer *fixen* Einspeiseprämie anfallen, im Rahmen einer *gleitenden* Einspeiseprämie realisierbar sind. Zusätzlich würde eine solche Änderung der Limitierungsregel eine Abkehr vom bisherigen Ansatz der zeitlichen Begrenzung bedeuten. In Summe halten wir daher die Beibehaltung der zeitlichen Limitierung im Rahmen der Direktvermarktung mit gleitender Prämie für akzeptabel.

- *Wir halten die Beibehaltung der zeitlichen Limitierung der Förderung im Rahmen des vorgeschlagenen Direktvermarktungsmodells mit gleitender Prämie für akzeptabel.*

²² So kann es rational sein, bei der Erwartung zukünftig stark steigender Marktpreise (mit entsprechenden geringen Prämienhöhen) den Prämienabruf durch eine – angesichts der Marktumstände eigentlich ineffiziente – maximale kurzfristige Erzeugung vorzuziehen.

5.4 Ausgleich von Direktvermarktungskosten

5.4.1 Motivation und Logik

Anders als im Rahmen der bisherigen KEV-Regelung wird den Betreibern von EE-Anlagen durch ein DV-Modell die eigenverantwortliche Vermarktung ihrer Stromproduktion übertragen. Die tatsächliche Vermarktung könnten die Betreiber – z.B. im Fall größerer Erzeugungsunternehmen – selbst vornehmen. Kleinere Betreiber wie z.B. Haushalte oder Landwirte werden jedoch i.d.R. einen Dienstleister kontrahieren, welcher die Vermarktung für sie gegen Zahlung eines Dienstleistungsentgeltes vornimmt.²³

Dem Anlagenbetreiber (direkt) bzw. dem die Vermarktung übernehmenden Dienstleister entstehen durch diese Vermarktung Kosten. Im Rahmen der bisherigen KEV-Regelung fallen diese Kosten bei der für die EE-Vermarktung zuständigen Bilanzgruppe Erneuerbare Energien (BG-EE) an und können somit an die Endverbraucher über den Netzzuschlag unmittelbar weitergereicht werden. Im Rahmen eines DV-Modells müssen diese Kosten jedoch auf anderem Wege ausgeglichen werden, wenn vermieden werden soll, dass EE-Betreiber schlechter gestellt und somit EE-Ausbauziele gefährdet werden.

Diese zusätzlichen Kosten sollen den Anlagenbetreibern (oder deren Dienstleistern) durch einen Kostenausgleich, im Folgenden „Direktvermarktungskosten-Ausgleich“ (DVM-Kostenausgleich) genannt,²⁴ erstattet werden. Im Folgenden skizzieren wir wesentliche Faktoren, von denen eine angemessene Höhe eines solchen DVM-Kostenausgleichs abhängt. Dieser sollte dabei folgende Kostenelemente kompensieren:

- **Ausgleichsenergiekosten** – Durch die Vermarktungsverantwortung wird EE-Betreibern auch die Bilanzverantwortung übergeben. Da die Produktion – insbesondere im Fall intermittierender Erzeugungstechnologien – nicht jederzeit präzise zu antizipieren ist, entstehen hierdurch Kosten für Ausgleichsenergiezahlungen (und ggf. kurzfristige Handelsgeschäfte z.B. am Intraday-Markt).
- **Vermarktungskosten i.e.S.** – Zudem impliziert die Vermarktung von EE-Mengen administrative Kosten, z.B. zur Erstellung bzw. dem

²³ Die Erfahrung z.B. aus Deutschland zeigt, dass sich zügig ein Markt für derartige Dienstleistungen entwickeln wird. In Deutschland konkurrieren derzeit mehr als 20 Vermarkter um Anlagen von dritten Betreibern. Der größte Vermarkter mit einem Portfolio von knapp 8000 MW ist Statkraft Markets. Vier weitere Dienstleister vermarkten ein Portfolio von mehr als 2000 MW (Stand Februar 2013, siehe Fraunhofer ISI et al (2013b)).

²⁴ Im Kontext des deutschen „Marktprämienmodells“ wird dieser Kostenausgleich als „Managementprämie“ bezeichnet, siehe EEG (2012), Anlage 4.

Einkauf von Erzeugungsprognosen oder zum Aufbau und Beschäftigung einer Handelsabteilung.

Zudem verändern sich die Vermarktungskosten über die Zeit, z.B. aufgrund der Herausbildung eines wettbewerbsfähigen Dienstleistungsmarktes für die DV mit einer ausgeprägten Poolung von Anlagen oder durch Änderungen im Ausgleichsenergieregime bzw. -preisniveau. Deshalb ist es ggf. sinnvoll, die Höhe des DVM-Kostenausgleichs nicht über die gesamte Anlagenlaufzeit ex-ante festzulegen. Stattdessen könnte eine fortlaufende Änderung der Höhe im Falle von geänderten Rahmenbedingungen (z.B. der Ausgleichsenergiepreise) oder neuer Erkenntnisse bezüglich des noch zu etablierenden Marktes für DVM-Dienstleister ermöglicht werden. Auf diese Weise können übermäßige Gewinne oder Verluste vermieden werden. Eine analoge Möglichkeit bietet Art. 3e EnV bereits heute im Rahmen von Anpassungen der KEV-Sätze.²⁵

5.4.2 Höhe des DVM-Kostenausgleichs

Die Ermittlung einer angemessenen Kompensation von durch Direktvermarktung zusätzlichen anfallenden Kosten ist komplex, und hängt von einer Vielzahl von Faktoren wie z.B. der Erzeugungstechnologie einer Anlage, der Portfoliogröße des EE-Betreibers bzw. des Dienstleisters, dem Ausgleichspreisregime und -niveau etc. ab.

Im Folgenden skizzieren wir, wie eine Abschätzung des DV-Kostenausgleichs grundsätzlich vorgenommen werden könnte. Die Verfahren sind z.T. datenintensiv. Die verschiedenen Daten wären zu erheben. Deshalb wird von einer quantitativen Abschätzung des DV-Ausgleichs in diesem Gutachten abgesehen.

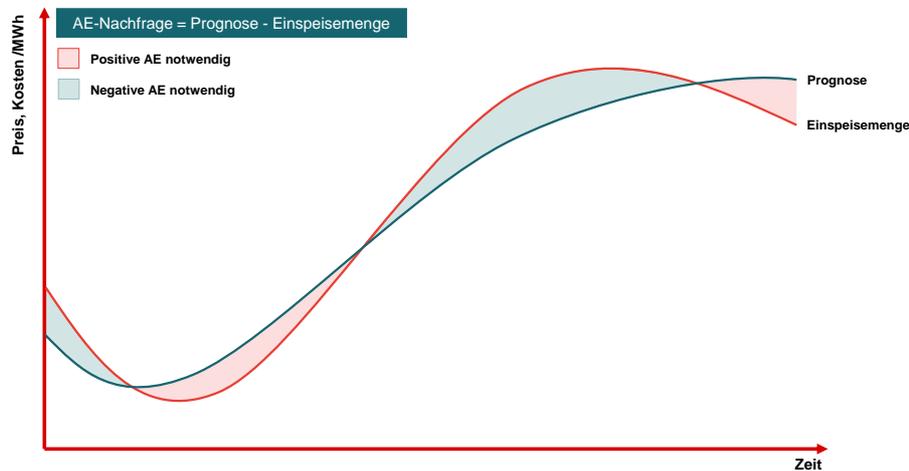
Ausgleichsenergiekosten

Die Kosten für Ausgleichsenergie fallen in Bezug auf erneuerbare Energien bei den Bilanzgruppen durch Abweichungen des erwarteten bzw. prognostizierten Einspeisefahrplans von der tatsächlichen Einspeisung ab. Damit hängen die Kosten für Ausgleichsenergie insbesondere von der Prognosegüte für die EE-Einspeisungen ab. Damit ist auch zu erwarten, dass die Kosten für Ausgleichsenergie bei steuerbaren Anlagen (z.B. Biomasse) deutlich niedriger sind als für nicht-steuerbare Anlagen (Wind, PV). Allerdings zeigt das Beispiel Deutschland, dass die Prognosegüte sich auch für dargebotsabhängige Anlagen

²⁵ „Es kann in den Anhängen auch für Produzenten, die bereits eine Vergütung erhalten oder einen positiven Bescheid haben, eine Anpassung der Berechnung der Gestehungskosten und der Vergütung vorsehen, insbesondere wenn es sonst zu übermäßigen Gewinnen oder übermäßigen Verlusten oder zu Fehlanreizen kommt.“ (Art. 3e, Satz 4, EnV).

kontinuierlich verbessert – und mit verbesserten Wind- und Wettermodellen weitere Verbesserungspotenziale bestehen.

Abbildung 8. Kosten für Ausgleichsenergie



Quelle: Frontier Economics / Polynomics

Zudem können Kosten für Ausgleichsenergie durch Portfolioeffekte vermindert werden: In größeren Portfolios gleichen sich höhere und niedrigere Einspeisungen verschiedener Anlagen innerhalb der Bilanzierungszeiträume (1/4h-Periode) aus. Insofern verbessert sich durch größere Anlagenportfolios die Prognosegüte, größere Bilanzgruppen weisen deshalb bis zu einem bestimmten Punkt zunehmende Größenvorteile auf. Allerdings nehmen diese Vorteile mit zunehmender Größe der Portfolios ab. Zudem sind Prognosefehler mindestens innerhalb einer bestimmten Technologieklasse (z.B. Wind oder PV) miteinander korreliert (z.B. tendenziell gleiche Richtung des Prognosefehlers aller Wind- oder PV-Anlagen innerhalb einer Region), so dass sich Portfolioeffekte nur bei einer entsprechenden Durchmischung der Anlagentypen innerhalb des Portfolios realisieren lassen.

Zur Abschätzung der Ausgleichsenergiekosten für Anlagenbetreiber sind z.B. folgende Ansätze für die Schweiz denkbar:

- **Bottom-up-Abschätzung** – Es werden für die verschiedenen Anlageklassen erwartete, zu bezahlende (viertelstündlichen) Ausgleichsenergiemengen berechnet und mit (viertelstündlichen) Ausgleichsenergiepreisen bewertet. Erforderlich für die Berechnung sind hierbei:
 - Typische Prognosefehler (zwischen Ende der Nominierungsfrist und Erfüllungszeitpunkt): Diese sind für typisierte Anlageklassen z.B. aus

historischen Daten zu Prognosefehlern abzuschätzen – allerdings ist davon auszugehen, dass sich die Prognosen kontinuierlich verbessern; dies wäre entsprechend zu antizipieren.

- Ausgleichsenergiepreise: Diese können in erster Approximation ebenfalls an historischen Werte angelehnt werden. Allerdings besteht auch hier die Herausforderung, dass zukünftige Ausgleichsenergiepreise hiervon abweichen können.

Der Ansatz ist relativ datenaufwändig und erfordert eine Reihe von Annahmen bezüglich der Prognosefehler etc.

- **Top-down-Ansatz** – Die Kosten für Ausgleichsenergie werden aus den beobachteten Kosten für Ausgleichsenergie der BG-EE abgeleitet. Ausgangspunkt sind hierbei die Netto-Gesamtkosten für Ausgleichsenergie der BG-EE. Diese könnten dann den einzelnen Technologieklassen zugeordnet, z.B. auf Basis der Abweichungen von Prognosen und tatsächlichen Einspeisungen, und dann auf die vermarkteten Energiemengen verteilt werden.

Allerdings beruhen die Ausgleichsenergiekosten der BG-EE ebenfalls auf historischen Daten und auf einem bestimmten Anlagenportfolio. Zudem ist nicht gesichert, dass die Güte der Prognose der EE-Einspeisung der BG-EE derjenigen von Direktvermarktern entsprechen würde. Zudem sind bei diesem Ansatz die Korrelationen zwischen Bilanzabweichungen und den Ausgleichsenergiepreisen nicht abbildbar.

- **Vergleichsmarktansatz, z.B. Deutschland** – Dieser Ansatz beruht auf einer Übertragung der im Ausland beobachteten Ausgleichsenergiekosten (oder gezahlten DV-Kostenausgleiche) auf die Schweiz. Um Verzerrungen zu vermeiden, wäre hierbei möglichst um Länderspezifika zu korrigieren. So könnten z.B. die AE-Kosten in Deutschland mit dem Verhältnis der schweizerischen AE-Preise zu den deutschen AE-Preisen skaliert werden. Allerdings beruht dieser Ansatz auf einer Reihe von Annahmen wie:

- Die Prognosefehler in D und CH sind in etwa vergleichbar.
- Die Portfoliogrößen / Portfolien in D und CH sind in etwa vergleichbar (hier wären in der Schweiz allerdings zunächst kleinere Portfolien zu erwarten).
- Die Regeln für die Ausgleichsenergiezahlungen sind in D und CH in etwa gleich (dies ist nicht der Fall, da z.B. die AE-Preise in der Schweiz asymmetrisch sind, in Deutschland jedoch nicht).

Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells

Vermarktungskosten i.e.S.

Die Übertragung der Vermarktungsverantwortung auf EE-Betreiber bzw. Dienstleister geht gegenüber dem KEV-System mit zusätzlichen administrativen Kosten z.B. zur Erstellung bzw. dem Einkauf von Erzeugungsprognosen oder zum Aufbau und Beschäftigung einer Handelsabteilung einher. Der Großteil der hierunter fallenden Kosten ist zu erheblichem Teil Fixkosten. Die Höhe der Kosten pro vermarktete MWh hängt also u.a. substantiell von der Größe des vermarkteten Portfolios ab.

In mittlerer und längerer Frist, d.h. bei entsprechend großen Vermarktungsportfolien, ist davon auszugehen, dass die Vermarktungskosten i.e.S. zunehmend vernachlässigbar werden.

In einer Einführungsphase mit kleineren Vermarktungsportfolien und einem noch entstehenden Markt für Vermarktungsdienstleistungen könnten die Vermarktungskosten allerdings höher liegen.²⁶

Exkurs: „Managementprämie“ in Deutschland

Mit dem Jahr 2012 wurde in Deutschland das Fördermodell der sogenannten „gleitenden Marktprämie“ (entspricht in Grundzügen dem für die Schweiz vorgeschlagenen DV-Vermarktungsmodell) eingeführt. Dieses Vermarktungsmodell stellt für EE-Anlagenbetreiber, die unter dem EEG einen Anspruch auf eine Einspeisevergütung haben, im Grundsatz eine freiwillig wählbare (optionale) Alternative zu den festen Einspeisetarifen oder Grünstromvermarktung dar.

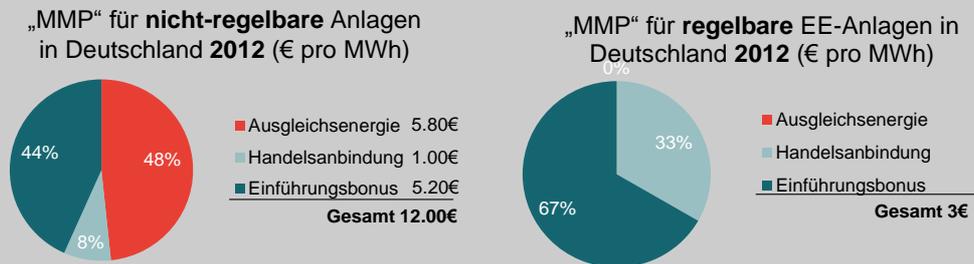
- Neben der Einspeiseprämie erhalten die EEG-Anlagebetreiber, die für die gleitende Marktprämie optieren, eine sog. „Managementprämie“. Diese Prämie deckt – analog zum oben beschriebenen „DV-Kostenausgleich“ – die Kosten für die Vermarktung der Erneuerbaren Energien ab, also insbesondere die Kosten für Ausgleichenergie; und
- Vermarktungskosten im engeren Sinne (sog. „Handelsanbindung“).

Daneben enthält die Prämie kalkulatorisch einen sog. „Einführungsbonus“, der die freiwillige Teilnahme am System der Direktvermarktung beanreizen soll.

Bezüglich der Prämienhöhe wird zwischen „regelbaren“ und „nicht-regelbaren“ Anlagen unterschieden. U.a. aufgrund der höheren Ausgleichsenergiekosten, ist der gezahlte Ausgleich für die Handelsanbindung für nicht-regelbare Anlagen höher als für regelbare.

²⁶ Im deutschen Kontext wurde hier im Jahr 2012 1 €/MWh angesetzt. Für eine Einführungsphase wurden zudem z.T. weitere „Einführungsboni“ von bis zu 2 €/MWh gewährt.

Abbildung 9. Komponenten der Managementprämie (MMP) in Deutschland



Entwicklung der MMP ab 2013

EEG*	2013	2014	2015
	6.50€	4.50€	3.00€

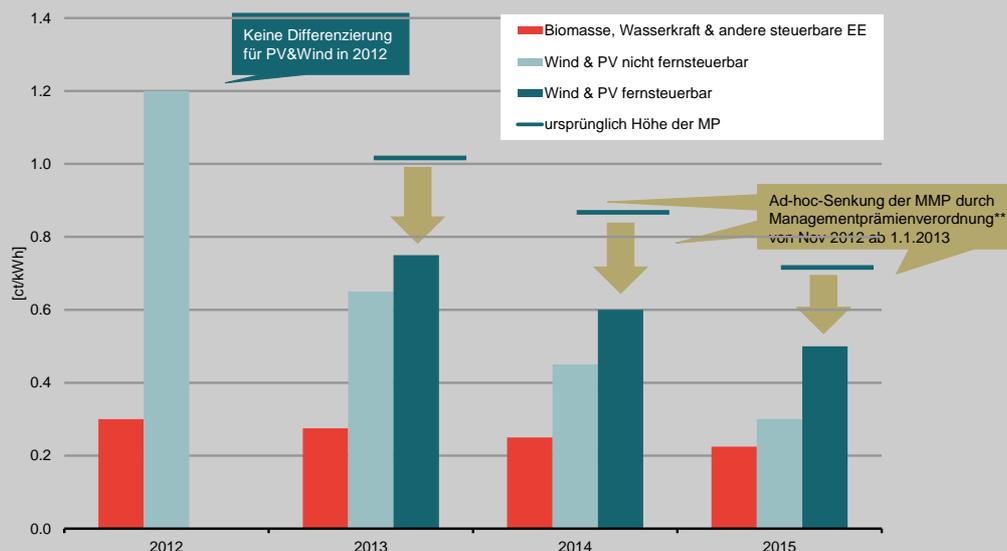
EEG	2013	2014	2015
	2.75€	2.50€	2.25€

*Ab 2013: Nicht fernsteuerbare Wind/PV

Quelle: Frontier Economics / Polynomics auf Basis EEG (2012) und MaPrV (2012)

Die Vergütungssätze für die Handelsanbindung waren von Beginn an in Deutschland degressiv ausgestaltet, d.h. es war ein Abschmelzen der Beträge über die Zeit bereits im Gesetz angelegt. Allerdings wurde die Höhe der angemessenen Managementprämie anfänglich deutlich überschätzt. So wurde die Managementprämie bereits zum Januar 2013 in einer ad-hoc-Anpassung durch Verordnung deutlich nach unten korrigiert. Zu diesem Zeitpunkt wurde auch eine höhere Prämie für fernsteuerbare „abregelbare“ Anlagen eingeführt, um Anreize für Investitionen in Fernsteuerbarkeit zu schaffen.

Abbildung 10. Entwicklung der Managementprämie in Deutschland



Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells

Quelle: Frontier Economics / Polynomics auf Basis EEG (2012) und MaPrV (2012)

Nicht zuletzt das Beispiel Deutschland zeigt, dass den EE-Anlagenbetreibern bei großzügiger Ausstattung der Managementprämie erhebliche Mitnahmeeffekte gewährt werden können. Anders als in der Kalkulation der Prämie angenommen, vermarkten mittelgroße und kleine EE-Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung ihre Erzeugungsmengen nicht selbst, sondern kontrahieren hierfür i.d.R. Dienstleister, die bereits über entsprechende Handels- und Prognosesysteme verfügen. Dies ist effizient. Eine Vergütung der Kosten der EE-Anlagenbetreiber als „Stand-alone“-Kosten ist nicht zielführend und trägt zur Verteuerung und Ineffizienz des Systems bei. Selbiges gilt für die Berücksichtigung von Portfolioeffekten bei der Abschätzung der Ausgleichsenergiekosten.

Größendegressionseffekte sind deshalb aufgrund der einsetzenden Marktprozesse bei Abschätzung der DV-Vermarktungskosten bereits zu einem frühen Zeitpunkt zu berücksichtigen. Ansonsten besteht die Gefahr erheblicher Mehrkosten für die Stromverbraucher. Voraussetzung hierfür ist allerdings eine insgesamt ausreichende Anzahl von installierten EE-Anlagen, die im System der Direktvermarktung vergütet werden.

5.4.3 Zusammenfassung

Wie einführend erwähnt, ist die Bestimmung angemessener Zahlungen zur Kompensation der einem EE-Betreiber durch die DV entstehenden Kosten komplex und im Rahmen dieses Gutachtens nicht abschließend vorzunehmen. Die vorgenommenen Analysen lassen jedoch einige Erkenntnisse zu:

- Der wesentliche Teil eines DVM-Kostenausgleichs dient der Kompensation von Ausgleichsenergiekosten. Vermarktungskosten i.e.S. machen nur einen geringen Anteil aus.
- Die Höhe der notwendigen Kompensation von Ausgleichsenergiekosten sollte für intermittierende Erzeugungstechnologien deutlich höher ausfallen als für steuerbare Technologien.
- Vermarktungskosten i.e.S. sind stark abhängig von der Größe des Vermarktungsportfolios, weniger von der Erzeugungstechnologie des vermarkteten Stroms. Langfristig ist nicht von substanziellen Kosten für die Vermarktung pro vermarkteter Stromeinheit auszugehen.
- Um eine sanfte Einführung eines DV-Modells zu ermöglichen, könnten in einer Einführungsphase, in welcher Märkte für Vermarktungsdienstleistungen noch entstehen müssen, zudem bewusst

Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells

höhere Kompensationszahlungen gewährt werden. Hier wäre zum Schutz der Stromkunden allerdings mit Augenmaß vorzugehen.

Der DVM-Kostenausgleich sollte aufgrund der vielfältigen Unsicherheiten über die tatsächliche Höhe der anfallenden Kosten einer regelmäßigen Prüfung unterliegen. Dabei sollten auch Preisinformationen aus im (z.B. deutschen) Markt tatsächlich gezahlten Dienstleistungsentgelten eingehen, welche als Referenz für die tatsächlich bei der Vermarktung anfallenden Kosten dienen können.

- *Zusätzliche Kosten für Ausgleichsenergie und - zu deutlich kleinerem Betrag – Vermarktung der EE-Erzeugungsmengen sollen den Anlagenbetreibern (oder dessen Dienstleister) durch einen „Direktvermarktungskosten-Ausgleich“ (DV-Ausgleich) erstattet werden.*
- *Bei der Bestimmung des Ausgleichssatzes sind erzielbare Größeneffekte zu berücksichtigen, um effiziente Vermarktungslösungen zu ermöglichen.*
- *Der DVM-Kostenausgleich sollte aufgrund der vielfältigen Unsicherheiten über die tatsächliche Höhe der anfallenden Kosten einer regelmäßigen Prüfung unterliegen.*

6 Abwicklung von Direktvermarktungsmodell und Vergütung zu Referenz-Marktpreis

Gemäß Auftrag analysieren wir zwei Varianten der Abwicklung der Vergütung von Anlagen in der Direktvermarktung:

- Variante 1 „Zentral“: Netzzuschlagsfonds zahlt Einspeiseprämie direkt an Produzenten;
- Variante 2 „Dezentral“: Bilanzgruppe zahlt Einspeiseprämie an Produzenten (Refinanzierung der BG durch Netzzuschlagsfonds).

Da zumindest in einer Übergangsfrist Anlagen im KEV-System sein werden bzw. zukünftig zum Referenz-Marktpreis vergütet werden und eine gewisse Durchlässigkeit zwischen den Systemen (insb. Wahlmöglichkeit von KEV-Anlagen und Anlagen mit Vergütung zum Referenz-Marktpreis (RMP-Anlagen) bezüglich DV-Modell, vgl. **Abschnitt 4.1.2**) wünschenswert ist, berücksichtigen wir bei der Beurteilung der Abwicklungsvarianten jeweils auch die RMP-Anlagen. Da eine Überführung der KEV-Anlagen in RMP-Anlagen vorgesehen ist, analysieren wir zuerst das aktuelle Abwicklungssystem der KEV (**Abschnitt 6.1**). Darauf aufbauend diskutieren wir mögliche Varianten für die Abwicklung aller Anlagen mit Einspeisevergütung (DV- und RMP-Anlagen) (**Abschnitt 6.2**).

6.1 Aktuelles System zur Abwicklung KEV-Anlagen

Derzeit werden alle KEV-Anlagen von der BG-EE mit dem jeweiligen KEV-Vergütungssatz abgegolten. Für Anlagen, die mit einer Lastgangmessung (LGM) ausgestattet sind, erstellt die BG-EE einen Produktionsfahrplan für den Folgetag. Dieser wird gemäß einem von der Swissgrid festgelegten Verteilschlüssel²⁷ den anderen 15 Bilanzgruppen mit Endverbrauchern anteilmäßig zugewiesen. Die KEV-Produktionsmenge hat sogenanntes Vortrittsrecht und muss von den Bilanzgruppen übernommen werden. Dadurch wird eine Solidarisierung der derzeit teilweise schwierig prognostizierbaren Produktionsmengen der Erneuerbaren Energien (EE) erreicht.

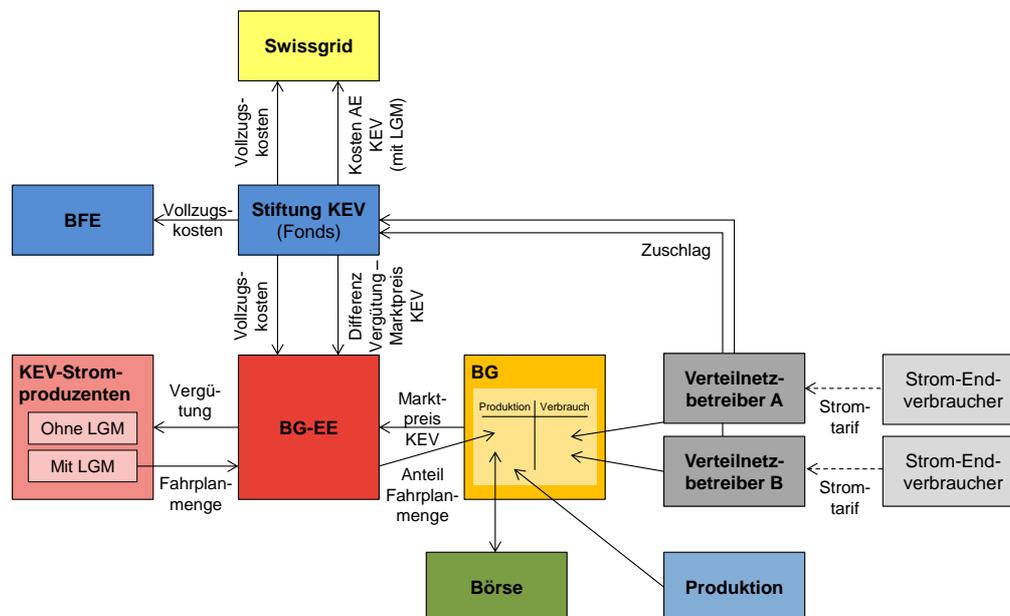
Die zugewiesene Menge vergüten die BG mit dem vom BFE bestimmten (Graustrom-)Marktpreis²⁸ der BG-EE. Die Ausgleichsenergie, welche aufgrund der Abweichung zwischen Fahrplan und effektiver Produktion von KEV-

²⁷ Der Verteilschlüssel wird von der Swissgrid monatlich auf Basis der effektiven Ausspeisemenge an Endverbraucher der verschiedenen Bilanzgruppen im Vormonat berechnet.

²⁸ Das BFE bestimmt quartalsweise den Marktpreis auf Basis der Preise von Swissix Base (mengengewichteter Durchschnitt), BFE (2012).

Anlagen mit LGM entsteht, wird Swissgrid vergütet. Diese Kosten, die Differenz zwischen Marktpreis und dem KEV-Vergütungssatz sowie die gesamten in Zusammenhang mit dem KEV-System anfallenden Vollzugskosten aller beteiligten Parteien werden ebenfalls aus dem EnG-Fonds, den die Stiftung KEV verwaltet, finanziert. Dieser wird aus dem Zuschlag auf der Netznutzung, welchen die Endverbraucher pro verbrauchte Energiemenge zahlen, gespeisen.

Abbildung 11. Abwicklung KEV-Anlagen, heutiges System



Quelle: Frontier Economics / Polynomics in Anlehnung an BFE (2012) und gemäß Diskussion mit BG-EE

6.2 Varianten zur Vergütung DVM-Anlagen

Als Ausgangslage der Variantenprüfung wird die mögliche Rolle der BG-EE im zukünftigen System zur Abwicklung von einspeisevergüteten Anlagen diskutiert (**Abschnitt 6.2.1**). Anschließend werden die beiden eingangs erwähnten Varianten des zukünftigen Einspeisevergütungssystems untersucht und die jeweiligen Vor- und Nachteile diskutiert (**Abschnitt 6.2.2 und 6.2.3**), um die Alternativen beurteilen zu können. Diese werden in einem Überblick zusammengefasst und eine Empfehlung wird abgegeben (**Abschnitt 6.2.4**).

6.2.1 Rolle der BG-EE

Im aktuellen KEV-Vergütungsmodell nimmt die BG-EE, die derzeit von der Energie Pool Schweiz AG geführt wird, eine zentrale Rolle bei der Abwicklung der KEV-Anlagen ein. Hierzu hat sie ein System aufgebaut, das Prognose- und Fahrplanerstellung, Verkauf der Energiemenge gemäß Verteilschlüssel an die anderen BG („Vermarktung“), Kompensation von Ausgleichsenergie und Vergütung der Anlagen umfasst (vgl. **Abbildung 12**). Ebenfalls pflegt sie eine

Abwicklung von Direktvermarktungsmodell und Vergütung zu Referenz-Marktpreis

Geschäftsbeziehung zum Netzzuschlagsfonds. Der Netzzuschlagsfonds soll zukünftig vom UVEK verwaltet werden (Art. 39 Entwurf EnG).

Abbildung 12. Abwicklungsprozesse der BG-EE im KEV-System



Quelle: Frontier Economics / Polynomics

Da die geplante Vergütung zum RMP mit dem bestehenden KEV-Vergütungssystem vergleichbar ist, wird im Rahmen der Studie angenommen, dass die BG-EE zukünftig auch die Anlagen, welche gemäß RMP vergütet werden, betreuen wird. In jedem Fall wird die BG-EE Anlagen abwickeln, die potenziell ins DV-Modell wechseln können, und solche, die dies nicht können oder für die dieses System nicht attraktiv ist und die im Vergütungssystem mit fixer Prämie verbleiben. Im Weiteren wird davon ausgegangen, dass die Aufgaben des BG-EE-Verantwortlichen im Rahmen der Betreuung und Abwicklung einiger Anlagen (v.a. schwer prognostizier- und steuerbare Anlagen) auch in Zukunft zentral erbracht werden und die Produktionsmengen dieser Anlagen vermutlich weiterhin gemäß Verteilschlüssel solidarisch in den BG-Fahrplänen integriert werden sollen (vgl. „Anteil Fahrplanmenge“ in **Kapitel 6.2.2**).²⁹

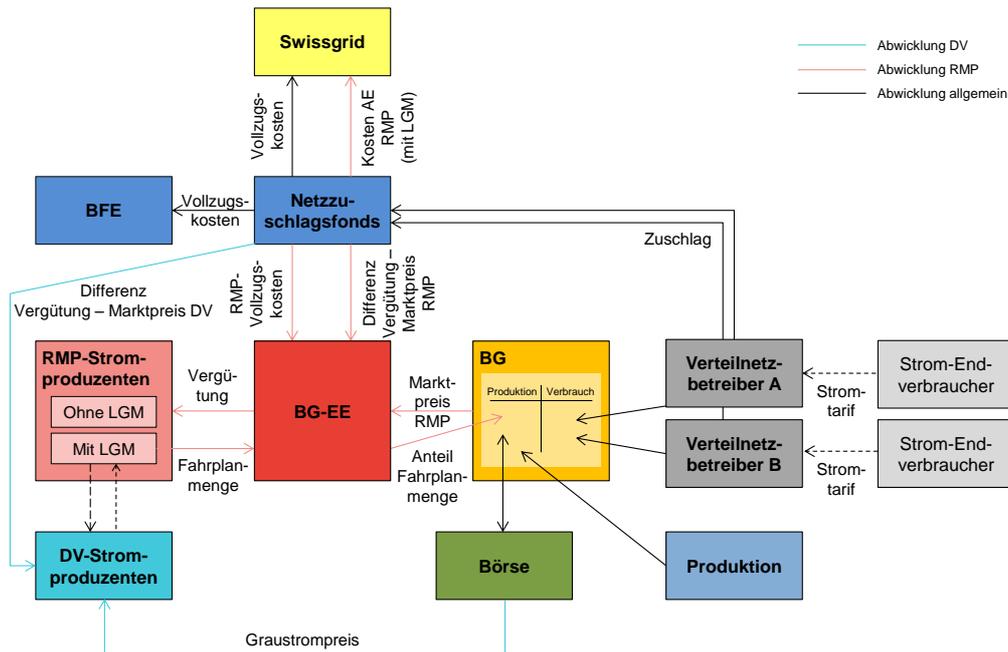
Es ist zu erwarten, dass die Energie Pool Schweiz AG (oder ein anderer Betreiber der BG-EE) Dienstleistungen bei der Abwicklung von KEV- und RMP-Anlagen (im Folgenden unter dem Begriff „RMP-Anlagen“ subsummiert), die ins DV-Modell gewechselt haben, (weiterhin) erbringen und diese auch neuen DV-Anlagen anbieten möchte. Dies ist unter Wettbewerbsgesichtspunkten tendenziell als kritisch zu beurteilen, da die Energie Pool Schweiz AG (oder ein anderer Betreiber) als Verantwortlicher der BG-EE u.a. aufgrund bestehender Kundenbeziehungen zu RMP-Anlagen und Informationen zu Produktionsdaten einen Wettbewerbsvorteil hat, was die Entstehung des Wettbewerbs im Bereich der Dienstleistungen für DV-Anlagen behindern könnte. Um dem Wettbewerbsproblem zu begegnen könnte der Tätigkeitsbereich des Betreibers der BG-EE auf den hoheitlichen Teil beschränkt bleiben. Ist der Betreiber der BG-EE für die Abwicklung von klassischen RMP-Anlagen und DV-Anlagen

²⁹ Die Auflösung der BG-EE erscheint uns als nicht sinnvoll, insb. wenn die KEV- und RMP-Produktionsmengen weiterhin gemäß Verteilschlüssel solidarisch in den BG-Fahrplänen integriert werden sollen. Ansonsten müssten Ausgleichszahlungen zwischen den BG vorgenommen werden, die neu die Betreuung dieser Anlagen übernehmen würden. Andererseits kann die BG-EE allenfalls Skaleneffekte generieren und durch das Pooling von Energiemengen die der Ausgleichsenergie-Kosten reduzieren. Diese Vorteile tragen zu einer Entlastung des Netzzuschlagsfonds bei.

zuständig und damit auch Dienstleister, muss zum einen ein informatorisches Unbundling zwingend vorgesehen und Wettbewerbern die gleichen Informationen zur Verfügung gestellt werden wie dem Betreiber der BG-EE. Zum anderen wäre eine buchhalterische Trennung von Verwaltungs- und Vertriebskosten sowie Kosten für Ausgleichsenergie für RMP-Anlagen und DV-Anlagen vorzusehen. Da im DV-Modell die zusätzlich anfallenden Kosten für die Bewirtschaftung der Energiemengen den Anlagenbetreibern separat und pauschal vergütet werden (vgl. „DVM-Kostenausgleich“, **Abschnitt 5.4**), muss sichergestellt werden, dass diese von den Kosten abgegrenzt sind, die bei der BG-EE für die Abwicklung der RMP-Anlagen anfallen und nach Aufwand (vgl. „RMP-Vollzugskosten“ in **Kapitel 6.2.2**) aus dem Fonds vergütet werden. Falls keine korrekte Kostenabgrenzung erfolgt, besteht die Gefahr der Quersubventionierung, was die Entstehung von Wettbewerb im Bereich von Dienstleistungen für die Direktvermarktung ebenfalls behindern könnte.

6.2.2 Zentrale Abwicklung: Netzzuschlagsfonds zahlt Förderung an DV-Anlagen

Bei der zentralen Abwicklungsvariante wird den DV-Anlagen die Differenz zwischen Vergütungssatz (inkl. Direktvermarktungskosten-Ausgleich) und Referenz-Marktpreis direkt vom Netzzuschlagsfonds ausgezahlt. Die DV-Anlagen müssen die von ihnen effektiv verursachten Kosten für Ausgleichsenergie der jeweiligen BG, bei der sie angeschlossen sind, selbst erstatten. Vom Netzzuschlagsfonds erhalten die Anlagenbetreiber dafür sowie für die Vermarktungskosten eine pauschale Vergütung (DVM-Kostenausgleich). Entsprechend sind die DV-Anlagen auch für die Vermarktung ihrer Energiemengen beispielsweise über die Börse zum aktuellen Graustrompreis selbst verantwortlich (vgl. **Abbildung 13**).

Abbildung 13. Abwicklung Anlagen mit Einspeisevergütung, zentrale Abwicklung

Quelle: Frontier Economics / Polynomics

Bei dieser Variante hätte der DV-Stromproduzent mindestens mit zwei Akteuren Kontakt für die Vergütung seiner produzierten Energie. Auch die Vertragsbeziehungen des Netzzuschlagsfonds würden stark zunehmen, da potenziell jede DV-Anlage individuell vergütet werden müsste. Es ist jedoch anzunehmen, dass sich verschiedene Dienstleister etablieren – wie dies auch in Deutschland der Fall war – und für einige DV-Anlagen u.a. die Abwicklung inkl. Vermarktung erbringen werden (vgl. **Kapitel 5.4.2**). Dazu müsste die Möglichkeit eingeräumt werden, dass der Anlagenbetreiber die Abwicklung der Vergütung an seinen Dienstleister delegieren kann. Durch den Wettbewerb zwischen den Dienstleistern wird die Effizienz der Abwicklung gefördert und kann gegebenenfalls als Referenz für den RMP-Bereich herangezogen werden. Für die BG-EE und die übrigen BG ändert sich bei dieser Variante gegenüber dem Status quo nichts.

Grundsätzlich könnte auch das System für die RMP-Stromproduzenten umgestellt werden, sodass diese auch direkt über den Netzzuschlagsfonds vergütet würden. Dies würde die Anzahl der Kontakte der Produzenten und des Netzzuschlagsfonds zusätzlich erhöhen. Die Vollzugskosten für die Vergütung, die bei der BG-EE entstehen, würden dabei neu beim Netzzuschlagsfonds anfallen. Eine standardmäßige Umstellung des Vergütungssystems von RMP-Anlagen erachten wir als nicht sinnvoll, da wir kein Potenzial zur Effizienzsteigerung oder andere Vorteile per se identifizieren können. Allerdings könnte man den RMP-Produzenten die Möglichkeit geben, die Vergütung direkt vom Netzzuschlagsfonds zu beziehen.

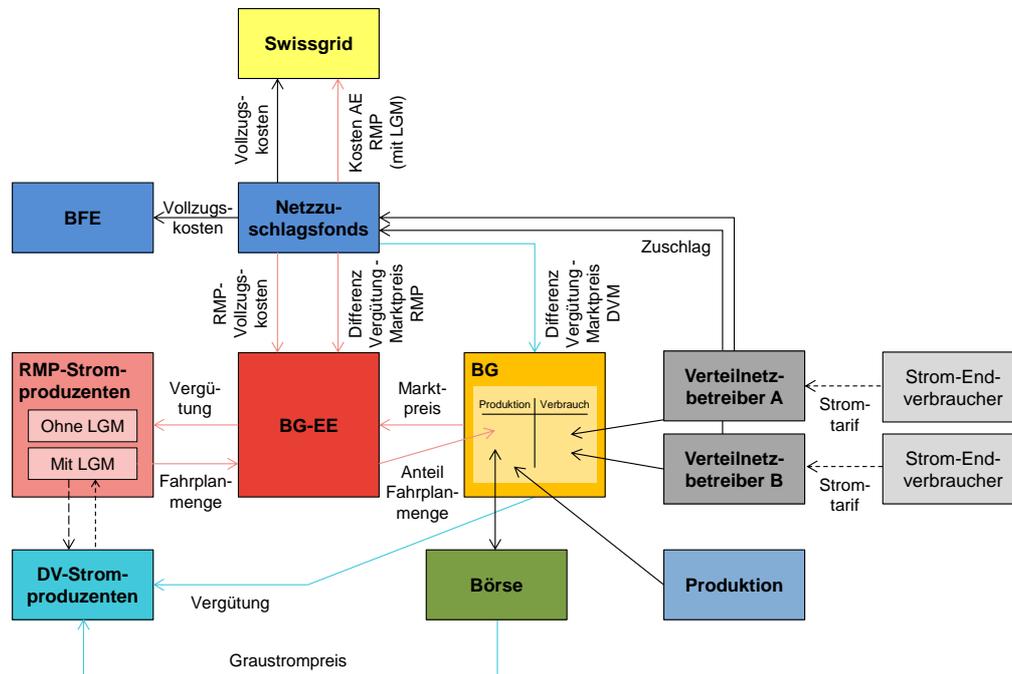
Abwicklung von Direktvermarktungsmodell und Vergütung zu Referenz-Marktpreis

6.2.3 Dezentrale Abwicklung: BG zahlen Förderung an DV-Anlagen

Als Alternative zur zentralen Vergütung könnte auch eine Vergütung der DV-Produzenten über Bilanzgruppen vorgesehen werden. Die DV-Anlage können dabei die BG frei wählen.

Bei dieser Variante wird die Vergütung von den BG an die Anlagenbetreiber ausgezahlt. Die Anzahl der Vertragspartner ist damit für den Netzzuschlagsfonds relativ gering. Allerdings müssten die einzelnen BG ein Vergütungssystem für DV-Anlagen implementieren. Ebenfalls müsste die Frage geklärt werden, ob alle resp. nur gewisse BG (mit Endverbrauchern) die Pflicht haben, die Vergütung von DV-Anlagen zu ermöglichen (Kontrahierungszwang) oder ob dies den BG frei steht. Falls eine Pflicht für die Erbringung dieser Dienstleistung bestünde, müssten die BG für ihren Aufwand kompensiert werden, was die Systemkosten tendenziell erhöhen würde. Wenn die BG nicht verpflichtet würden, sondern die Vergütungsleistung im Wettbewerb erbracht würde, würden sie von den EE-Anlagenbetreibern abgegolten, die wiederum den pauschalen DVM-Kostenausgleich erhalten. Dabei würden Vergütungsinstitutionen auch als Dienstleister fungieren.

Abbildung 14. Abwicklung Anlagen mit Einspeisevergütung, Vergütung durch alle BG



Quelle: Frontier Economics / Polynomics

Abwicklung von Direktvermarktungsmodell und Vergütung zu Referenz-Marktpreis

6.2.4 Zusammenfassung und Beurteilung

Tabelle 1 fasst die Vor- und Nachteile der zwei vorgestellten Varianten zusammen. Die Analyse der Optionen zur Ausgestaltung der Vergütung von DV-Anlagen zeigt, dass bei der zentralen Organisation über den Netzzuschlagsfonds lediglich die höhere Anzahl Ansprechpartner resp. Vertragspartner für Anlagenbetreiber und den Netzzuschlagsfonds als Nachteil zu nennen sind. Die (sich etablierenden) Dienstleister werden diesem Umstand jedoch entgegen wirken. Als Vorteile können das ungehinderte Entstehen von Wettbewerb und damit eine effiziente Erstellung von Dienstleistungen genannt werden. Ebenfalls sind bei den übrigen Marktakteuren keine weiteren Anpassungen zwingend erforderlich.

Bei der dezentralen Variante sind keine klaren Vorteile gegenüber der zentralen Variante erkennbar. Es müsste jedoch organisiert werden, welche BG die Vergütung abwickeln bzw. nach welchen Kriterien der „Wettbewerb“ darum organisiert wird. Bei der zentralen Variante wird dieser Wettbewerb unter den Dienstleistern ohnehin ohne weitere Eingriffe entstehen. Bei einem Eingriff in die Organisation der Dienstleistungen besteht die Gefahr, dass dadurch der Wettbewerb beeinflusst wird. Aus diesen Gründen empfehlen wir, die Vergütung der DV-Anlagen (und nach Wahl auch der RMP-Anlagen) direkt durch den Netzzuschlagsfonds vorzunehmen.

Tabelle 1. Überblick über Varianten der Abwicklung von Anlagen mit Einspeisevergütung

Varianten	Vorteile	Nachteile
1 Zentrale Abwicklung: Netzzuschlagsfonds zahlt Einspeiseprämie an DV-Anlagen resp. Dienstleister	Unbehinderte Etablierung von Dienstleistern, Identifikation von Best-practice; Vergleichsmöglichkeit von Abwicklung der BG-EE von (steuerbaren) RMP-Anlagen mit LGM Akzeptanz von anderen BG, da kein Mehraufwand	Mehr Vertragspartner für Fonds Allenfalls mehr Ansprechpartner für DV-Anlagen (nur temporär)
2 Dezentrale Abwicklung: BG zahlen Förderung an DV-Anlagen resp. Dienstleister	Identifikation von Best-practice; Vergleichsmöglichkeit von Abwicklung der BG-EE von (steuerbaren) RMP-Anlagen mit LGM Weniger Ansprechpartner für DV-Anlagen	Aufwand für Implementation und Abwicklung Vergütungsprozess für alle (gewisse) BG Bestimmung der Modalitäten, wann eine BG Vergütungsinstanz ist

- *Die Tätigkeit der BG-EE sollte entweder auf die Abwicklung der RMP-Anlagen beschränkt bleiben oder sie dürfte nur Dienstleistungen für DV-Anlagen (inkl. Auszahlung der Vergütung) anbieten, wenn ein hinreichendes informatorisches und buchhalterisches Unbundling der Bereiche gewährleistet ist.*
- *Die Vergütung der DV-Anlagen sollte direkt durch den Netzzuschlagsfonds vorgenommen werden. So ist gewährleistet, dass sich Dienstleister etablieren, die effizient als Intermediäre agieren.*

Literaturverzeichnis

- BFE (2012), Interface Politikstudien Forschung Beratung / Ernst Basler + Partner AG / Université de Genève, Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), Juli 2012.
- Butler / Neuhoff (2008), Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development, in: Renewable Energy 33, S. 1854–1867.
- EEG (2012), Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), zuletzt geändert am 17. August 2012 (Deutschland).
- EnG-Entwurf (2013), Nicht amtlich publizierte Fassung des Entwurfs für das Energiegesetz vom 4. September 2013 (Schweiz).
- EnV (2012), Schweizerische Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. Oktober 2012, Schweiz).
- Fraunhofer ISI et al. (2013), Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Frontier Economics (2012), Die Zukunft des EEG – Handlungsoptionen und Reformansätze, Studie im Auftrag der EnBW AG.
- Frontier Economics (2013), Weiterentwicklung des Förderregimes für erneuerbare Energien, Studie im Auftrag der RWE AG.
- Haucap / Kühling (2012), Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr.
- Kopp et al. (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim 2013.
- MaPrV (2012), Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung - MaPrV) vom 2. November 2012, Deutschland.

- Prognos (2012), Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050, Ergebnisse der Modellrechnungen für das Energiesystem, Basel. 12.09.2012.
- Schweizerischer Bundesrat (2013), Botschaft zum ersten Maßnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision Energierecht) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie» (Atomausstiegsinitiative), amtlich publizierte Fassung vom 4. September 2013.

Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com