



Januar 2014

Faktenblatt zur Energiestrategie 2050

Direktvermarktung von Stromerzeugungsanlagen mit Einspeisevergütung

Zusammenfassung

Zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gibt es in der Schweiz seit 2009 die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Da die Anlagen im Fördersystem eine zeitlich konstante, fixe Vergütung erhalten, haben diese keinen Anreiz, markt- und bedarfsgerecht zu produzieren. Die Kraftwerke sind nicht in die üblichen Prozesse zur Erhaltung der Systemstabilität eingebunden. Aktuell ist dies unproblematisch, da die geförderten Anlagen nur rund 3% der Schweizer Stromproduktion ausmachen. Bei einem Ausbau des Fördersystems ist es allerdings von grossem Vorteil, wenn die Anlagen besser ins System integriert werden. Läuft die Förderung weiterhin über eine fixe Vergütung, kann es beispielsweise vorkommen, dass die Anlagen auch dann einspeisen, wenn im Netz schon ein Überschuss an Strom vorhanden ist. Eine solche Situation äussert sich am Markt mit negativen Strompreisen: wer Strom verbraucht, erhält dafür Geld; wer Strom einspeist, muss dafür bezahlen. Abschaltbare Kraftwerke müssten in diesem Fall eigentlich vom Netz genommen werden. Erhalten sie aber eine fixe Einspeisevergütung, laufen sie weiter und tragen zum Ungleichgewicht im System bei. Mit der Direktvermarktung werden die geförderten Kraftwerke besser in das System integriert. Die Anlagebetreiber müssen den Strom selber am Markt absetzen und werden dadurch in die gleichen Systemprozesse eingebunden wie Kraftwerksbetreiber ausserhalb des Fördersystems. Zusätzlich zum Erlös aus dem Stromverkauf erhalten die Anlagebetreiber jedoch eine variable Einspeiseprämie, um die langfristige Investitionssicherheit zu garantieren.

Der Ausbau der Förderung erneuerbarer Stromerzeugung bedingt eine bessere Markt- und Systemintegration dieser Anlagen. Mit der Direktvermarktung wird den Anlagebetreibern mehr Verantwortung für die Systemstabilität übertragen, bei gleichzeitiger Sicherung der Investitionskosten über eine variable Einspeiseprämie.



Faktenblatt zur Energiestrategie 2050: Direktvermarktung

Die wichtigen Punkte auf einen Blick

- Im heutigen System der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) bestehen keine Anreize zu einem **bedarfs- und marktgerechten Produktionsverhalten**. Jede Kilowattstunde wird mit dem gleichen Satz vergütet, egal ob sie zu Zeiten von hohem oder niedrigem Strombedarf eingespeist wird.
- In der Vernehmlassung zur Energiestrategie 2050 wurde von vielen Seiten ein **marktnäheres Fördersystem** für erneuerbare Energien gefordert. Der Bundesrat teilt dieses Anliegen und hat ein System der Einspeisevergütung mit Direktvermarktung ausgearbeitet. Dieses baut auf dem bisherigen Vergütungssystem auf, integriert aber die Anlagen stärker in den Markt.
- Bei der Direktvermarktung sind die Produzenten selber für den Absatz ihres Stroms verantwortlich. Sie schliessen mit Versorgungsunternehmen oder Energiedienstleistern Abnahmeverträge nach kommerziellen Regeln ab. Dadurch entsteht ein Anreiz, Anlagen so zu konzipieren und zu betreiben, dass sie **bedarfsgerecht einspeisen**. Gute Produktionsprognosen sowie Möglichkeiten zu Speicherung, Steuerung oder Abregelung werden entsprechend belohnt.
- Zusätzlich zum Erlös aus dem Stromverkauf am Markt erhalten die Produzenten eine technologiespezifische Einspeiseprämie aus dem Netzzuschlagsfonds. Diese ist so ausgestaltet, dass sie langfristige Marktpreisschwankungen abfedert und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen garantiert. Produzenten haben eine weitgehende **Investitionssicherheit**, müssen sich aber kurzfristig an den **Marktsignalen** orientieren.
- Für Anlagen, bei denen die Kosten der Vermarktung den Nutzen der besseren Systemintegration übersteigen, sind sogenannte **Standardverträge** vorgesehen. Diese geben den Anlagebetreibern das Recht, den Strom zu einem fixierten Preis zu verkaufen, so dass sie – zusammen mit der Einspeiseprämie – genau wie in der bisherigen KEV den technologiespezifischen Vergütungssatz erhalten. Eine solche Regelung ist insbesondere für kleine Anlagen sinnvoll.
- Anlagen, welche bereits heute eine Einspeisevergütung erhalten, haben ebenfalls ein Recht auf Standardverträge. Um einen **graduellen Übergang** ins neue System zu ermöglichen, können Standardverträge zeitlich befristet werden.
- Das System der Direktvermarktung lässt sich mit den ebenfalls in der Energiestrategie vorgesehenen **Auktionen** verbinden. Dabei wird der Vergütungssatz, auf welchem die Bestimmung der Einspeiseprämie beruht, nicht mehr vom Bundesrat festgelegt, sondern in einer Ausschreibung ermittelt. Ein ähnliches System ist bereits heute in den Niederlanden umgesetzt.
- In **Deutschland** kommt die Direktvermarktung ebenfalls bereits zur Anwendung. Aufgrund der hohen Anzahl bestehender Wind- und Photovoltaik-Anlagen musste die Direktvermarktung als optionale Wahlmöglichkeit eingeführt werden, mit einer entsprechend hohen Abgeltung. Spätestens ab 2017 soll die Direktvermarktung für alle Neuanlagen verbindlich sein.
- Die Einführung der Direktvermarktung entspricht den **EU-Leitlinien** für die Ausgestaltung von Fördersystemen. Das Phase-Out von fixen Einspeisevergütungen hin zu marktbasierenden Mechanismen wird als Best-Practice erachtet.
- Dadurch, dass die Anlagebetreiber in der Direktvermarktung ihren Strom bereits selber am Markt verkaufen müssen, wird der **Austritt aus dem Fördersystem vereinfacht**. Dieser findet von selbst statt, wenn die Gestehungskosten unter das Niveau der Marktpreise sinken, wozu es längerfristig allenfalls einer Energielenkungsabgabe bedarf.



Faktenblatt zur Energiestrategie 2050: Direktvermarktung

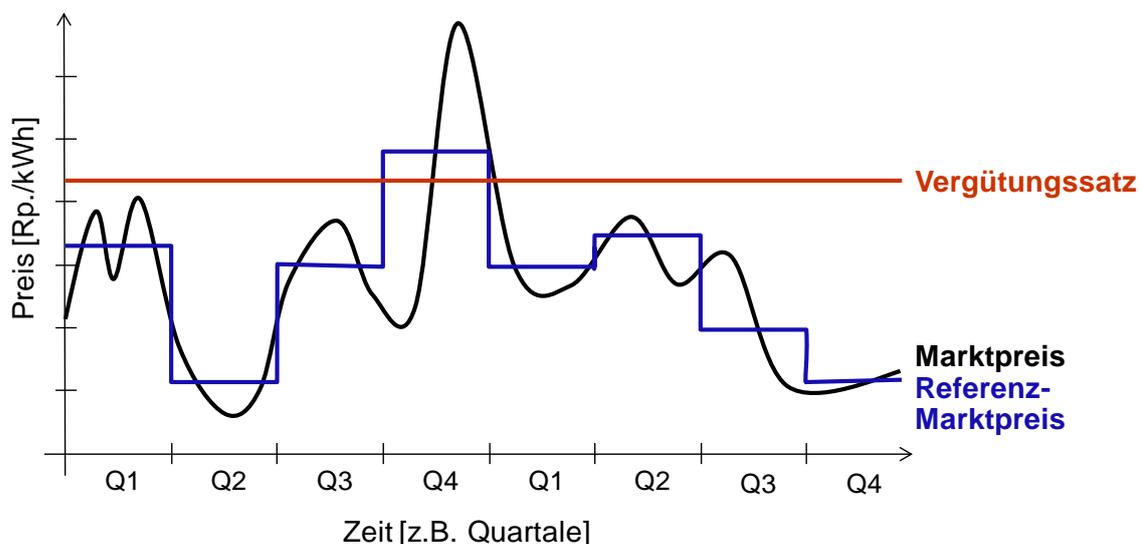
Ausgangslage und Zielsetzung

Im Rahmen der Vorlage zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 soll das bestehende Fördersystem für erneuerbare Energien (Kostendeckende Einspeisevergütung, KEV) optimiert und zu einem Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung umgebaut werden. Ziel des Umbaus ist eine bessere Marktintegration von Produktionsanlagen. Im Fokus stehen vor allem steuerbare Anlagen. Sie sollen künftig keine fixe Einspeisevergütung mehr erhalten, da diese keine Anreize bietet, zeitlich dann einzuspeisen, wenn der Strom auch benötigt wird. Grundsätzlich sollen künftig die Anlagenbetreiber selber für den Absatz des Stroms verantwortlich sein. Dazu müssen sie mit den Abnehmern des Stroms geschickte Modelle aushandeln (z.B. um durch intelligente Steuerung die Ausgleichsenergie zu reduzieren). Für den ökologischen Mehrwert des produzierten Stroms erhalten sie eine Einspeiseprämie aus dem Netzzuschlagsfonds, die sich zusammen mit einem in der Regel über die Zeit variierenden Referenz-Marktpreis an der klassischen KEV-Vergütung orientiert. Mit dem ausgehandelten Marktpreis und der Einspeiseprämie erhält der Anlagenbetreiber durchschnittlich somit insgesamt in etwa dieselbe Vergütung wie in der klassischen KEV. Aufgrund der eigenen Vermarktung des Stroms ist er mit Marktpreisschwankungen konfrontiert, kann aber durch marktgerechtes Agieren eine höhere Vergütung erzielen als mit der bisherigen KEV. Der Anlagebetreiber wird damit in eine aktivere und marktnähere Rolle gerückt, indem er neu einen Anreiz hat, den Strom dann zu produzieren, wenn er benötigt wird.

Funktionsweise der Direktvermarktung

Wie oben erwähnt, sind bei der Direktvermarktung die Produzenten von erneuerbarer Elektrizität selber für den Absatz des Stroms verantwortlich. Sie suchen sich einen Käufer nach Wahl, der ihnen den Strom zu den attraktivsten Konditionen abnimmt. Für den ökologischen Mehrwert der Elektrizität erhalten die Produzenten eine gleitende Einspeiseprämie aus dem Netzzuschlagsfonds. Diese Einspeiseprämie bemisst sich als Differenz zwischen einem festgelegten, technologiespezifischen Vergütungssatz (auch „strike price“ genannt) und einem Referenz-Marktpreis. Die untenstehende Grafik zeigt eine schematische Darstellung der Entschädigungsstruktur im Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung.

In der bisherigen KEV erhält der Produzent den Vergütungssatz (rote Linie), welcher sich aus dem Marktpreis (schwarze Linie) und der stündlichen Differenz zum Vergütungssatz zusammensetzt.

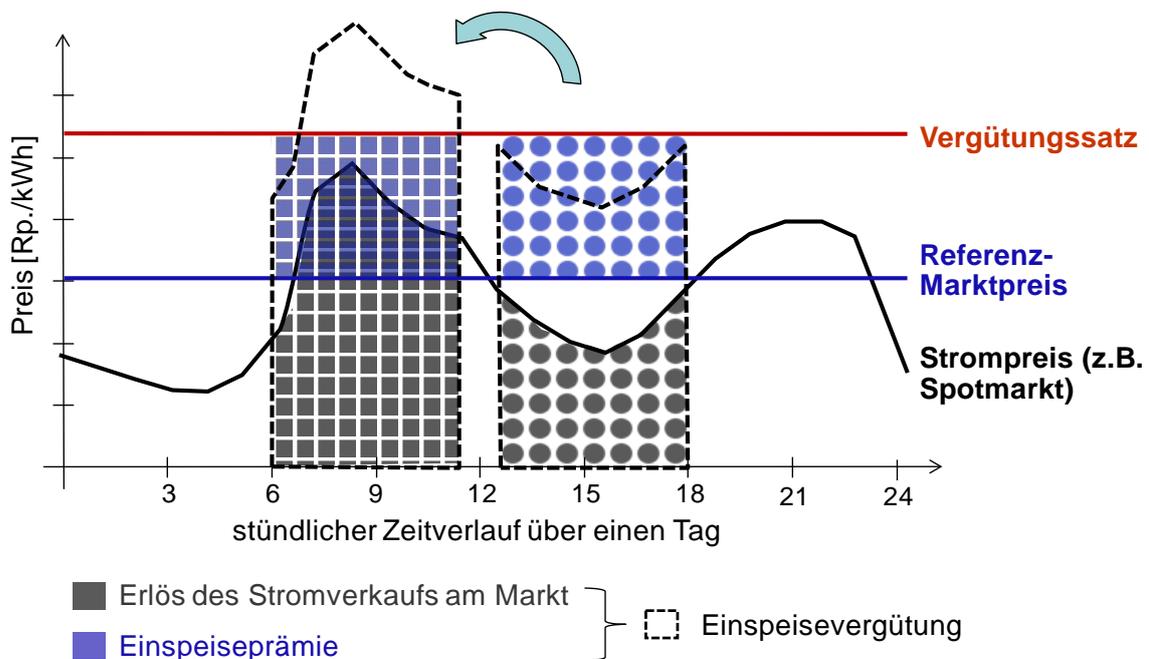




Faktenblatt zur Energiestrategie 2050: Direktvermarktung

Im Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung bildet sich der Referenz-Marktpreis durch die Mittelung eines anerkannten Marktpreises (z.B. Swissix) über einen gewissen Zeitraum (z.B. ein Quartal) und wird verwendet, um die Einspeiseprämie für die Abgeltung des ökologischen Mehrwertes festzulegen. Die Bildung erfolgt technologiespezifisch und kann auch weitere Faktoren enthalten (beispielsweise einen Profilmfaktor zur Berücksichtigung des Tagesverlaufs). Erhält ein Produzent vom Käufer des Stroms genau den Referenz-Marktpreis, steht er finanziell gleich gut da wie in der bisherigen KEV (pro produzierter kWh bekommt er in Summe den Vergütungssatz). Erzielt der Produzent aber durch den Verkauf des Stroms einen Preis über dem Referenz-Marktpreis (beispielsweise durch die Bereitschaft, den Einspeisezeitpunkt nach Bedarf zu verschieben), steht er in Summe finanziell besser da als in der bisherigen KEV. Durch die gleitende Einspeiseprämie sind Produzenten langfristig gegen Preisschwankungen abgesichert, sind aber in der kurzen Frist den Marktsignalen exponiert, mit den entsprechenden Chancen und Risiken. Es entstehen dadurch im Gegensatz zum herkömmlichen KEV-System Anreize, die Stromeinspeisung bedarfsorientiert zu steuern. Durch eine konsequente Trennung des Graustroms (d.h. des Stroms unbekannter Herkunft) vom ökologischen Mehrwert wird Markt und Förderung klar unterschieden.

Auf der untenstehenden Grafik ist ein beispielhafter Preisverlauf über einen Tag dargestellt. Anhand eines gut steuerbaren Kraftwerks (beispielsweise Biogas) wird erläutert, wie sich die Verschiebung der Einspeisung vom Nachmittag auf den Vormittag auswirkt. Speist die Anlage bei tiefer Stromnachfrage am Nachmittag ein (gepunktete Flächen) ist der Erlös aus dem Stromverkauf relativ gering. Wird die Einspeiseperiode auf den Vormittag verlegt (karierte Flächen) lässt sich mit dem Stromverkauf mehr verdienen. Die Einspeiseprämie ist in beiden Fällen gleich hoch. Sie berechnet sich aus der Differenz zwischen Vergütungssatz und Referenzmarktpreis. Im Vergleich zur herkömmlichen KEV lässt sich bei Einspeisung am Vormittag mehr verdienen und bei Einspeisung am Nachmittag weniger. Einen weniger ausgeprägten, aber ähnlichen Effekt hätte in diesem Fall auch die Ausrichtung einer Photovoltaik-Anlage Richtung Osten, um eine höhere Einspeisung in den Morgen- anstelle der Abendstunden zu erreichen.



Der Produzent hat also einen Anreiz, das Kraftwerk möglichst in den Zeiten zu betreiben, in denen eine grosse Nachfrage für den Strom besteht. Hat die Anlage einen Speicher (wie beispielsweise bei Biogas), wird der Betreiber während Tiefpreiszeiten die Energie speichern statt Strom zu produzieren.



Faktenblatt zur Energiestrategie 2050: Direktvermarktung

Bei Anlagen ohne Speicher besteht der Anreiz, diese möglichst so zu bauen und betreiben, dass sie zu Hochpreiszeiten am meisten produzieren (beispielsweise West-/Ost-Ausrichtung bei Photovoltaikanlagen).

Neben der eigentlichen Verschiebung des Einspeisezeitpunkts bietet die Direktvermarktung weitere Anreize zur Systemintegration. Dazu zählen insbesondere:

- Bessere Prognosen der Einspeisung (zur Reduktion von Ausgleichsenergiekosten)
- Planung von Revisionen in Zeiten mit tiefer Stromnachfrage
- Hinunterregeln oder Ausschalten in Zeiten von Stromüberschuss (bzw. Netzengpässen)
- Optimierung des Einspeiseverhaltens durch Eigenverbrauch und/oder lokale Speicherung

Bei der herkömmlichen fixen Einspeisevergütung fehlen diese Anreize, wodurch der Ausbau der erneuerbaren Energien strukturell falsch erfolgen würde.

Es ist den Anlagebetreibern überlassen, ob sie die Vermarktung des Stroms selber durchführen oder über einen Energiedienstleister abwickeln lassen. Das Beispiel Deutschland zeigt, dass sich ein Markt von Dienstleistern relativ rasch entwickelt. Es werden sowohl innovative wie auch sehr einfache Abrechnungsmodelle angeboten. Zur Entschädigung des Aufwandes für die Vermarktung des Stroms erhalten die Anlagebetreiber ein Bewirtschaftungsentgelt. Diese Kosten fallen im heutigen System bei der Bilanzgruppe für Erneuerbare Energien an, welche den Strom der KEV-Anlagen abnimmt und weiterverkauft.

Für kleine Anlagen und solche, bei denen kein Potenzial zur zeitlichen Steuerung vorhanden ist, kann der Aufwand für den Verkauf des Strom am freien Markt im Verhältnis zum Mehrwert der Marktintegration sehr hoch sein und sich eine Direktvermarktung nicht lohnen. Für diese Anlagen ist deshalb vorgesehen, dass der Bundesrat festlegen kann, dass sie den Strom zum Referenzmarktpreis verkaufen dürfen. Sie erhalten dadurch genau den Vergütungssatz. Damit sind diese Anlagen gleichgestellt wie in der bisherigen KEV. Auch Anlagen, welche bei Inkrafttreten des Gesetzes bereits im Einspeisevergütungssystem sind, haben das Anrecht, den Strom zum Referenzmarktpreis zu verkaufen. Der Bundesrat kann das Recht auf Verkauf zum Referenzmarktpreis befristen, um einen sanften Übergang in den freien Markt zu ermöglichen.

Weiterführende Informationen

Die Gesetzestexte zur Direktvermarktung finden sich in den Artikeln 21, 22, 23, 24, 37 und 74 im Entwurf des neuen Energiegesetzes¹. Die entsprechenden Erläuterungen der Botschaft² sind auf den Seiten 65, 113-117, 123 sowie 138 zu finden.

Die SATW-Broschüre³ „Wie soll Strom aus erneuerbaren Energien gefördert werden?“ bietet einen guten Überblick der verschiedenen Fördersysteme und ihrer jeweiligen Vor- und Nachteile.

Zudem lässt das BFE zur Zeit verschiedene Ausgestaltungsvarianten der Direktvermarktung in einer Studie untersuchen. Die Publikation ist für Anfang 2014 vorgesehen.

¹ <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/31930.pdf>

² <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/31931.pdf>

³ http://www.satw.ch/publikationen/schriften/SATW_Broschuere_Foerderinstrumente_DE.pdf