

DIREKTVERMARKTUNG VON PV-STROM

ANTWORTEN AUF DIE 11 WICHTIGSTEN FRAGEN

Je kleiner Photovoltaikanlagen sind, die in die Direktvermarktung gehen, umso mehr Betreiber sind davon betroffen, die keine Energiemarktexperten sind. Die Fragen und Antworten geben einen Überblick über die wichtigsten Grundlagen. Ein Tipp: Manchmal ist die Ausfallvergütung besser.

1. Was versteht man unter Direktvermarktung?

Im Prinzip steckt die Antwort im Begriff selbst: Der AB muss erzeugten Strom direkt am Markt verkaufen. Der Marktplatz kann sich aus Angebot und Nachfrage namentlich bekannter Stromerzeuger und -verbraucher ergeben, ähnlich wie Bioprodukte auf dem örtlichen Wochenmarkt von klar bezeichneten Erzeugern an einzeln benennbare Verbraucher verkauft werden.

Es gibt zwei Möglichkeiten, direkt zu vermarkten, die oft durcheinander geworfen werden. Die „sonstige Direktvermarktung“ muss derzeit ohne Förderung auskommen. Da bei dieser Art von Direktvermarktung zum PV-Erzeugerpreis von zum Beispiel 10 Cent pro Kilowattstunde alle acht Umlagen und Steuern, die neben der Umsatzsteuer auf den Stromerzeugungspreis addiert werden, mit insgesamt je nach Region 12 bis 15 Cent pro Kilowattstunde als zusätzliche Strompreiskomponenten hinzukommen, beträgt der Endverkaufspreis netto deutlich über 20 Cent und ist damit preislich wenig attraktiv.

Wirtschaftlich interessanter ist derzeit, den erzeugten Strom selbst (sofern man eine Börsenzulassung hat) oder mit Hilfe eines professionellen Direktvermarktungsunternehmens an der Leipziger Strombörse zu verkaufen und zusätzlich zum Börsenpreis von meist zwei bis sechs Cent pro Kilowattstunde die gesetzlich geregelte „Marktprämie“ zu erhalten. Diese gleicht die Differenz des Börsenerlöses zur EEG-Vergütung aus (siehe 5.). Der so vermarktete Strom verliert jedoch seine „grüne“ Eigenschaft und wird im europäischen Stromnetz zum „anonymen Graustrom“ deklariert.

Als „Graustrom“ bezeichnet man Strom, dessen Herkunft nicht bekannt ist bzw. dessen Erzeugung man keinen bestimmten Arten der Energiegewinnung zuordnen kann.

Um Missverständnisse zu vermeiden, muss „Direktvermarktung“ auch vom DVB durch „Dritte vor Ort“ abgegrenzt werden. Dabei wird erzeugter Solarstrom ohne Durchleitung durch ein Netz zur allgemeinen Versorgung vorrangig direkt von einer anderen natürlichen oder juristischen Person als dem AB verbraucht, nur der überschüssige Solarstrom wird ins Netz eingespeist.

2. Warum müssen Photovoltaikanlagen über 100 Kilowattpeak in die Direktvermarktung?

Weil der Gesetzgeber im EEG 2014 geregelt hat, dass ab 2015 neue PV-Anlagen über 500 kWp und ab Anfang 2016 über 100 kWp in die Direktvermarktung müssen. Diese Regelungen sind Bestandteil des vom Bundeswirtschaftsministeriums eingeschlagenen Systemwechsels weg von gesetzlich garantierten „EEG-Vergütungen“ hin zu Marktprämien, um mit gewissen Marktrisiko – wie in anderen Wirtschaftsbranchen üblich – das Produkt (hier: Strom) direkt zu vermarkten. Vorschub wurde diesem schrittweise umgesetzten Systemwechsel durch eine erfolgreiche Klage der EU-Kommission geleistet, welche die bisherige EEG-Vergütungspraxis als staatliche Beihilfe ohne Marktintegrationswirkung kritisierte.

3. Wie kann ich meinen Strom direktvermarkten?

Der Vermarkter muss eine Börsenzulassung haben, Strombilanzkreise aufbauen und dafür sorgen, dass Stromerzeugungs- und vermarktungsmengen in diesem Bilanzkreis immer zeitgleich in 15-Minuten-Fenstern im Einklang sind. Zum ausgeglichenen Bilanzkreis ist eine ausgeklügelte vortägige und stündliche Wetter- und Ertragsprognose der Anlagen im eigenen Portfolio nötig, damit man die richtigen Mengen im „Day-Ahead-Markt“ vermarktet. Am gleichen Tag kann man auf dem „Intra-

Day-Markt“ noch einmal nachjustieren. Kommt es dann in der Realität zu Abweichungen, kann das den Vermarkter Geld kosten. Von daher sucht sich der AB in der Regel ein professionell konzesioniertes Direktvermarktungsunternehmen, welchem er vertraglich vereinbart den PV-Strom liefert und ihm für dessen Vermarktungsarbeit ein vertraglich vereinbartes Dienstleistungsentgelt zahlt.

4. Was sind „anzulegenden Werte“?

Im EEG 2014 wurde die Höhe der „anzulegenden Werte“ bei der Direktvermarktung – auch „Erlösobergrenzen im Marktprämienmodell“ genannt – neu geregelt: Die früher einzeln an den AB ausgezahlte Managementprämie von zuletzt 0,4 Cent pro Kilowattstunde wurde für Neuanlagen ab August 2014 abgeschafft, dafür aber in die anzulegenden Werte integriert. Folglich war im August der anzulegende Wert um eben diese 0,4 Cent pro Kilowattstunde höher als die bisherige EEG-Vergütung. Die „anzulegenden Werte“ sind genauso wie die EEG-Vergütung gesetzlich auf 20 Jahre und IBN-Jahr garantiert und unterliegen genauso der monatlichen marktzubauabhängigen Förderdegression, zuerst 0,5%, dann 0,25% und seit September 2015 0%.

5. Bekommt der Anlagenbetreiber bei der „Direktvermarktung mit Marktprämie“ mehr oder weniger als mit der bisherigen EEG-Vergütung?

Das hängt von der Höhe des mit dem DV vereinbarten Dienstleistungsentgeltes ab. Im EEG 2014 wurde die Höhe der „anzulegenden Werte“ bei der Direktvermarktung festgelegt. Wäre das Dienstleistungsentgelt an den DV, umgerechnet auf die Kilowattstunde eingespeisten Stroms, niedriger als 0,4 Cent, würde man mehr als bei EEG-Vergütung Erlösen. Wäre die Pauschale höher, würde man in der Regel schlechter stehen. Die für den AB monatlich erzielbaren Erlöse setzen sich aus zwei Komponenten zusammen:

- dem durchschnittlichen letztmonatlichen Börsenpreis für Solarstrom, den sogenannten MW Solar, in der Höhe meist zwischen zwei Cent und sechs Cent pro Kilowattstunde schwankend, oder dem tatsächlich vom DV evtl. erzielten leicht höheren Börsenpreis.
- der gezahlten gesetzlichen „gleitenden“ Marktprämie. In Monaten mit niedrigem MW Solar wird eine höhere Marktprämie als Differenz zum anzulegenden Wert ausbezahlt.

Einfaches Beispiel: Ist der anzulegende Wert für eine 150 kWp Anlage ca. 12 Ct/kWh und sei der MW Solar im Vormonat 3 Ct/kWh, wird als Differenz genau 9 Ct als Marktprämie ausgezahlt. Wäre der MW Solar 4 Ct, würden nur 8 Ct Markt-

prämie ausgezahlt. Die Auszahlung des MW Solars erfolgt durch den DV, die Auszahlung der Marktprämie durch den örtlichen Verteilnetzbetreiber. Wie sonst auch die EEG-Vergütung üblich speist sich die Marktprämie genauso wie die Vergütung aus dem EEG-Umlagenkonto, welches von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern geführt wird.

Auf Basis der monatlich vom DV gelieferten Daten überweist der VNB die Marktprämie, entweder direkt an den AB oder, falls vertraglich zwischen AB und DV vereinbart, an den DV. In diesem Fall überweist der DV dem AB beide Erlös-komponenten zusammen in einem Zug.

6. Welche Hardware ist für die Photovoltaikanlage nötig?

Jede in der Direktvermarktung befindliche PV-Anlage muss eine dem DV

zugängliche und von ihm ansteuerbare Fernsteuereinrichtung zur Leistungsbegrenzung verfügen. Sollten negative Börsenpreise drohen, würde der DV die Anlage bis auf „Null“ herunterregeln. Für Ertrags- und somit Erlösausfälle wird der AB durch den DV durch Ausfallzahlungen, meist für 100 Prozent des Ausfalls, entschädigt. Ähnlich wie bei den Leistungsbegrenzungen durch die Rundsteuerempfänger der VNB, welche die PV-Anlagen wegen drohenden Netzüberlastungen abregeln. Beide Fernsteuereinrichtungen existieren also parallel und wirken voneinander unabhängig. An einmaligen vom AB zu zahlenden Investitionskosten zur Einrichtung der Fernsteuerbarkeit für den DV können je nach Projekt 200 bis 2.000 Euro ange-setzt werden.

7. Darf man zwischen EEG-Vergütung und Direktvermarktung wechseln?

Ja, sofern die PV-Anlage EEG-Vergütungsberechtigt ist. Zwischen dem beim VNB angemeldeten Wechsel muss nur ein voller Kalendermonat liegen. Das kann bei größeren, in der Volleinspeisung befindlichen PV-Anlagen mit IBN ab Anfang 2012, also seit Einführung der geförderten Direktvermarktung mit dem ersten EEG 2012 lukrativ sein. Ein Wechsel einer z.B. 1 MWp (oder größeren) PV-Volleinspeiseanlage aus der Zeit des Marktintegrationsmodells mit 90/10 Regelung hin zur Direktvermarktung ist in der Regel lukrativ. Für die 90% förderfähigen Strom aus der Anlage gibt es dann zusätzlich die Managementprämie von 0,4 Ct/kWh, evtl. noch leicht höhere Erlöse aus dem Börsenhandel. Damit ist der Gesamterlös wegen des vergleichsweise preislich niedrigen 0,2 bis 0,3 Ct/kWh teurem Dienstleistungsentgeltes für den DV meist höher als bei der bisherigen EEG-Vergütung

8. Darf man auch Eigenversorgung mit (Überschussstrom-) Direktvermarktung kombinieren?

Ja, sofern die PV-Anlage nicht am Ausschreibungsverfahren teilnehmen muss. Bei erfolgreicher Bezuschlagung einer ausschreibungspflichtigen PV-Anlage mit der wettbewerlich ermittelten Förderhöhe darf keine Kombination mit DVB erfolgen, sonst erlischt die EEG-Förderung. Das betrifft im Jahr 2016 alle Freiflächenanlagen. Ab dem Jahr 2017 ist gemäß dem EEG-Entwurf 2016 (gültig vermutlich ab 01.01.2017) bei allen PV-Anlagen über 1 MWp die Kombination DVB mit EEG-Förderung nicht mehr möglich.

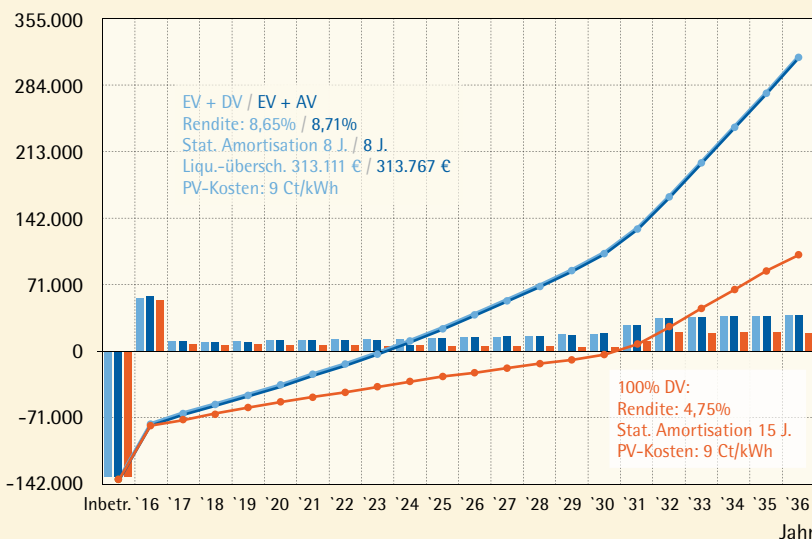
Angaben zum Projekt

- 250 kWp, IBN 07/2016 auf kleinem Industriebetrieb
- Investkosten 1.100 €/kWp netto
- Betriebskosten: 1,5%/a mit 1%/a Steigerung
- 30% EK, 70% FK mit 2,5% Zins auf 15 Jahren, keine tilg.-freien Anlaufjahre
- Ertrag 950 kWh/kWp, 0,3% Degression/a
- Stromverbrauch AB 800.000 kWh
- EV-Quote: 80%
- Strombezugspreis 16,5 Ct/kWh netto, Annahme: 2% Steigerung/a
- EEG-EV-Umlage berücksichtigt (derzeit 2,22 Ct/kWh)
- Untere Kurve in Grafik: Alles DV mit 1.020 € DL-Pauschale/a (Angebot next Kraftwerke für 150 bis 500 kWp)
- Mittlere und obere Kurve sind quasi identisch: 80% EV mit Ausfallvergü-

■ 80% für Überschussstrom 80% EV mit DV für Überschussstrom, Berücksichtigung 1.000 € Fernsteuer-aufwand einmalig und DL-Pauschale 1.020 €/a (= hier: umgerechnet 0,21 Ct/kWh eingespeister Strom)

■ EK-Renditen sind gerechnet vor Einkommensteuer.

- FAZIT: ab 70% bis 80% EV-Quote je nach projektspezifischem Bezugsstrompreis wird EV mit AV mit IBN in 2016 das unbürokratische und wirtschaftlich Gesichere-tere sein. Unter 70% EV rational meist die Kombi EV mit DV wirtschaftlich besser. Aber selbst die reine DV ist mit preiswerten System-preisen wirtschaftlich darstellbar!



gerechnet mit pv@now, der DGS-Wirtschaftlichkeitssoftware für Photovoltaikanlagen (www.pv-now.de)

Für alle anderen EEG-förderfähigen PV-Anlagen kann DVB mit Direktvermarktung (Marktprämienmodell) kombiniert werden. In der Regel ist die Kombination Eigenversorgung mit Überschussstromdirektvermarktung wirtschaftlicher als 100% Direktvermarktung, sofern für den eigenverbrauchten Strom durch die Bezugsstromreduzierung eine höhere Wertschöpfung erzielt werden kann als den Strom für einen „anzulegenden Wert“ von 11 bis 12 Ct/kWh einzuspeisen. Das ist unter Berücksichtigung der abzuführenden 40% EV-EEG-Umlage schon bei Strombezugspreisen ab ca. 15 Ct/kWh netto (resultierende solare Wertschöpfung ca. 12,5 Ct/kWh) der Fall, also bei fast allen gewerblichen und kommunalen PV-Anlagen.

9. Was sind denn typische Angebote von Direktvermarktern?

Die Angebote beziehen sich entweder auf Kilowattstunden direktvermarktetem Strom oder auf kWp installierte Leistung. Manche Anbieter gewähren z.B. 50% Rabatt, wenn der AB – oftmals ein Gewerbeunternehmen mit eigener PV-Anlage – neuer Vollstrombezugskunde beim DV wird. Die realen Kosten für die Direktvermarktung von Strom aus einer einzelnen Anlage betragen für DV pro Jahr ein paar hundert Euro.

In der Regel sind die Angebote so gehalten, dass sie nur bei Volleinspeisung oder bei niedrigen bis mittleren EV-Quoten von bis zu ca. 60% in Bezug auf die eingespeiste Menge Strom preislich attraktiv sind. Die meisten heute gebauten PV-Anlagen über 100 kWp refinanzieren sich jedoch häufig über hohe EV-Quoten. Das ist für DV dann kaum attraktiv. Zum einen können sie mit dem meist am Wochenende überschüssig eingespeisten PV-Strom börslich wenig bis gar keine Umsätze erzielen. Zum anderen haben die DV mit EV-Anlagen deutlich erhöhte Einspeiseprognoseunsicherheiten, bei gleichzeitig höheren projektspezifischen „Handlingkosten“ als bei einer volleinspeisenden Megawattanlage: Kurz ausgedrückt: eine einzelne 150 kWp-Anlage mit 90% EV möchte fast kein DV in seinem Portfolio haben. Sehr preisgünstige Angebote für solche aus Sicht der DV kleinen Eigenverbrauchsanlagen von wenigen 100 kWp lassen sich nur mittels „Poolbildung“ erzielen. Hier hat der AB selbst oder ein mit ihm kooperierender PV-Großhändler oder PV-Großprojektor durch Zusammenschluss mehrerer bei einem DV gemeldeter PV-Anlagen einen Pool von z.B. mindestens 5 MWp bereitgestellt. In „Pools“ können dann durch „Vermischungseffekte“ auch bei sehr unterschiedlichen anlagenspezifischen

Erzeugungs-, EV-, und Bedarfslastprofilen relativ geringe Dienstleistungsentgelte für den eingespeisten Strom von z.B. 0,25 Ct/kWh erzielt werden.

10. Gibt es Alternativen, den Direktvermarktungszwang bei einer PV-Anlage über 100 kWp zu vermeiden?

Für das Jahr 2016 gibt es zwei gute Alternativen, für das Jahr 2017 möglicherweise nur noch eine davon:

Alternative 1:

Ab etwa 50% EV-Quote wäre es für PV-Anlagen über 100 kWp mit IBN noch im Jahr 2016 aller Voraussicht nach besser, von der im EEG 2014 in § 38 eingeführten „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ – umgangssprachlich auch 80%-Ausfallvergütung genannt – Gebrauch zu machen. Ursprünglich war die Regelung als „Sicherheitsnetz“ für den AB beim z.B. insolvenzbedingten „Ausfall“ des DV gedacht. Dennoch kann gemäß EEG 2014 jeder AB bei Bedarf und „ohne weitere Voraussetzungen“ von der 80%-Ausfallvergütung, garantiert für 20 Jahre + IBN-Jahr, Gebrauch machen. Dabei beziehen sich die 80% auf die schon beschriebenen anzulegenden Werte. Und bei nennenswerten Eigenverbrauchsquoten rechnet sich die PV-Anlage für den Betreiber beispielsweise auch mit nur 9,6 Ct (statt 12) verringerter Einspeisevergütung, dank der vergleichsweise hohen EV-Wertschöpfung aus dem Großteil des erzeugten Solarstroms.

Da viele PV-Anlagenbetreiber im Jahr 2015 dieses „Schlupfloch“ genutzt haben, hat es der Gesetzgeber mit der EEG Novelle 2016 (gültig ab 2017) geschlossen. Bei IBN ab 2017 kann die „Ausfallvergütung“ nur noch für maximal 6 Monate im Jahr bei maximal drei aufeinanderfolgenden Monaten beansprucht werden. Für die restliche Zeit müsste man Überschüsse abregeln oder einen DV zur Vermarktung des Reststroms wenigstens für „Börsenpreis abzüglich Dienstleistungsentgelt“ finden.

Alternative 2:

Ein gangbarer und auch von der EEG-Clearingstelle akzeptierter Weg wäre, die im EEG 2014 im § 32 beschriebene Art der „Anlagenzusammenfassung“ von mehreren PV-Anlagen auf einem Gebäude, Gebäuden auf einem Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumliche Nähe heranzuziehen: Hierbei werden PV-Anlagen nur zusammengerechnet, wenn sie innerhalb von 12 Monaten in Betrieb genommen worden sind. Im Klartext heißt das: Sollte für einen gewerblichen Kunden eigentlich eine 200 kWp Anlage

bedarfslastorientiert optimal sein, dann werden im ersten Schritt nur (knapp) 100 kWp gebaut und z.B. Ende November 2016 in Betrieb genommen. Da der IBN-Monat voll mitgezählt wird, könnten die nächsten (bis zu) 100 kWp dann Anfang November 2017 in Betrieb genommen werden, ohne dass beide Anlagen zur Ermittlung der „über 100 kWp“ Schwelle zum „Direktvermarktungszwang“ zusammengerechnet werden. Jede Anlage könnte dann z.B. Eigenversorgung mit überschüssiger EEG-Vergütung machen, wobei die beiden Anlagen sogar ohne extra Kostenaufwand – sieht man von der wiederholten Gerüststellung nach einem Jahr ab – über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden können. Beim derzeitigen PV-Zubau von ca. 1 GWp pro Jahr bekäme die zweite Anlage vermutlich auch (mindestens) die gleiche EEG-Vergütung wie die erste wegen der monatlichen Förderdegression von vermutlich weiterhin 0%.

11. Gibt es Direktvermarktung auch für kleine Anlagen?

Auch Kleinanlagen unter 100 kWp könnten jederzeit in die DV (Marktprämienmodell) wechseln. Den höheren Erlösen pro kWh stehen hier jedoch die hohen Fixkosten der Fernsteuereinrichtung sowie ein gegebenenfalls spezifisch hohes Dienstleistungsentgelt entgegen. Es gibt aber schon Dienstleister, die sich auf die Direktvermarktung von Kleinanlagen nutzen, etwa Buzzn für das Modell des Stromteilens, Sonnen für die Sonnencommunity und Caterva.

ZUM AUTOR:

► *Dipl. Kfm. Michael Vogtmann*
Vorsitzender des DGS Landesverband
Franken

vogtmann@dgs-franken.de

Abkürzungsverzeichnis

PV: Photovoltaik
IBN: Inbetriebnahme
EK: Eigenkapital
FK: Fremdkapital
AB: Anlagenbetreiber
EV: Eigenverbrauch
DV: Direktvermarkter
DVB: Direktverbrauch
DL: Dienstleistungsentgelt
AV: Ausfallvergütung
EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz
MW-Solar: Marktwert Solar
VNB: Verteilnetzbetreiber