ANLAGE ZUR EEG-STELLUNGNAHME

Vereinfachte Marktintegration für PV-Kleinanlagen

Modellvorschlag für eine massentaugliche Direktvermarktung mit vereinfachter Abrechnung und marktorientierter Steuerung

Stuttgart, 21.07.2026

Bezug: Stellungnahme des Solar Cluster Baden-Württemberg zur EEG-Novelle 2027

Kurzfassung

Der Vorschlag in einem Satz

Kleine und mittlere PV-Anlagen sollen marktlich integriert werden, ohne sie durch individuelle Direktvermarktung, hohe Transaktionskosten oder eine faktische Null-Einspeisung auszubremsen.

Element	Vorschlag
Vergütung	Börsenpreis abzüglich Vermarktungsentgelt
Förderung	keine Marktprämie bei Anlagen mit Eigenverbrauch; Marktprämie für Volleinspeiser weiterhin erforderlich
Steuerung	Abregelung bei negativen bzw. niedrigen Börsenpreisen
Abwicklung	vereinfachte Abwicklung über bestehende Strukturen des lokalen Netzbetreibers (NB)
Technik	Option1: Autarke Abregelung am Netzanschlusspunkt über Wechselrichter (WR) oder Heim-Energiemanagementsystem (HEMS) mit Zugriff auf Börsenpreissignale. Option 2: Abregelung durch den Netzbetreiber über iMSys und Steuerungskanal.
Ziel	systemdienliche Einspeisung ohne Überforderung kleiner und mittlerer PV-Anlagen

Prozesslogik des Modells

PV-Anlage	**Option 1: Wechselrichter oder HEMS steuern** **Option 2: NB steuert via iMSys / Steuerungskanal**	**Einspeisung bzw. Abregelung am Netzanschlusspunkt aufgrund von Börsenpreissignalen**	**Direktvermarktung durch den Netzbetreiber (NB)**	**Jahresabrechnung ohne Notwendigkeit für iMSys**

1. Ziel des Modells

Ziel der hier vorgeschlagenen massentauglichen Direktvermarktung ist es, zusätzliche PV-Einspeisung in Zeiten negativer oder sehr niedriger Börsenpreise zu vermeiden und die Einspeisung in den übrigen Stunden weiterhin zu ermöglichen.

Bei Anlagen mit Eigenverbrauch kann auf eine Marktprämie verzichtet werden. Für Volleinspeiser bleibt eine ergänzende Marktprämie erforderlich, damit dieses Segment wirtschaftlich bleibt. Der Erlös entsteht aus der Vermarktung des Solarstroms an der Börse; ein Vermarktungsentgelt wird abgezogen. Bei negativen Börsenkursen sollen kleine und mittlere PV-Anlagen am Netzanschlusspunkt auf Null abgeregelt werden; bei sehr niedrigen Börsenkursen kann eine abgestufte Reduzierung der Einspeiseleistung vorgesehen werden. Dadurch wird zusätzliche PV-Einspeisung in Zeiten vermieden, in denen der aktuelle Strombedarf bereits weitgehend durch bestehende erneuerbare Erzeugung gedeckt ist oder Überschüsse im System bestehen.

2. Grundprinzip und technische Umsetzung

Es wird vorgeschlagen, die Direktvermarktung durch den lokalen Netzbetreiber (NB) durchführen zu lassen. Der Netzbetreiber übernimmt dabei Abnahme, Bilanzierung, Vermarktung und Abrechnung des eingespeisten Stroms. Die marktorientierte Abregelung erfolgt vorrangig autark am Netzanschlusspunkt über Wechselrichter oder HEMS. Lokale Netzbetreiber vermarkten bereits heute Solarstrom (EEG-Strom bzw. Strom aus ausgeförderten Anlagen) aus ihrem Bilanzkreis und sind häufig Messstellenbetreiber am Netzanschlusspunkt der Anlage.

Im Folgenden werden zwei Optionen einer vereinfachten und damit massentauglichen Direktvermarktung dargestellt und mit bestehenden bzw. alternativen Ansätzen verglichen. Die im vereinfachten Verfahren möglichen geringeren Kosten der Direktvermarktung sind insbesondere für Kund/innen mit kleinen PV-Anlagen wichtig, deren Markterlöse lediglich im dreistelligen oder niedrigen vierstelligen Bereich liegen. Für diese Kund/innen können die Transaktionskosten einer individuellen Vermarktung prohibitiv sein und damit ein Hinderungsgrund für die Installation einer PV-Anlage.

Ziel ist jeweils, die Einspeisung neu installierter PV-Anlagen am Netzanschlusspunkt bei negativen oder sehr niedrigen Börsenkursen zu reduzieren bzw. zu unterbinden. In der Option 1 wird die Abregelung lokal vom Wechselrichter (WR) oder von einem Heim-Energiemanagementsystem (HEMS) durchgeführt. Die Information zu den viertelstündlichen Börsenpreisen bezieht der WR oder das HEMS aus dem Internet. In der Option 2 steuert der Netzbetreiber den WR oder das HEMS über den Steuerkanal im iMSys. Zum Vergleich werden außerdem

die Steuerung über einen individuellen Direktvermarkter sowie eine feste Einspeisebegrenzung auf 50 bzw. 60 % der installierten Leistung dargestellt.

	Steuerung	externe Steuer-signale	Abrechnung	Speicher-steuerung	Konformitäts-prüfung	Messtechnische Prüfung durch Netzbetreiber	notwendige Infrastruktur (anfangs)	Markt-dienlich	geringer Aufwand bei NB
Option 0.1: "50% Limit bzw. 60% Limit"	autark	keine	Jahreswerte über NB	eigen-verbrauchs-optimiert	Erklärung des Eigentümers / Installateurs	über iMSys - sobald installiert	Jahreszähler	-	+
Option 0.2: "EEG 2025 - keine Vergütung < 0 ct/kWh"	keine	keine	Viertel-stunden-werte über NB	eigen-verbrauchs-optimiert	nicht notwendig	iMSys	iMSys	--	-
Option 1: "Abregelung autark"	autark	Abfrage von Börsen-kursen im Internet	Jahreswerte über NB	eigen-verbrauchs-optimiert	Erklärung des Eigentümers / Installateurs	über iMSys - sobald installiert	Jahreszähler	+	+
Option 2: "NB steuert"	Vorgabe NB	über iMSys vom NB	Jahreswerte über NB	eigen-verbrauchs-optimiert	nicht notwendig	klärt NB intern	iMSys mit Steuerkanal	+	-
Option 3: "DV steuert"	Vorgabe DV	über Steuerungs-gerät des DV oder iMSys	Viertel-stunden-werte über DV	optimiert am Markt	Erklärung durch DV	kontrolliert über iMSys; oder mit Abregelungs-test	iMSys und separates Steuerungs-gerät des DV	++	+

Tabelle 1: Optionen für eine marktpreisabhängige Steuerung kleiner PV-Anlagen im Vergleich zu den Vorgaben des EEG 2025/Solarspitzengesetzes: Einspeisebegrenzung mit 60 % Limit vor Installation des iMSys bzw. keine EEG-Vergütung bezahlt bei Börsenkursen < 0 ct/kWh nach Installation des iMSys.

Hinweis zur Option 0.1 und Option 0.2 (EEG 2025): Für Neuanlagen von 2 bis 100 kWp, die nicht der Direktvermarktung unterliegen, sieht das EEG 2025/Solarspitzengesetz vor Installation eines iMSys eine Einspeisebegrenzung auf 60 % der installierten Leistung vor. Auch ein Einspeiselimit von 50 % vermeidet die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen jedoch nur unzureichend (siehe Abbildung 1 oben und Abbildung 2).

Nach Installation eines iMSys entfällt nach dem Solarspitzengesetz die EEG-Vergütung in Zeiten negativer Börsenpreise. Der Anlagenbetreiber ist jedoch nicht verpflichtet, die Einspeisung in diesen Stunden tatsächlich zu drosseln. Wenn keine Abregelung erfolgt, wird weiterhin Solarstrom zu negativen Preisen eingespeist. Der Anlagenbetrieb ist damit weniger marktdienlich als bei einer gezielten Abregelung. Zugleich entsteht zusätzlicher Aufwand für Messung und Abrechnung, mit der Notwendigikeit für die viertelstündliche Messung ein iMSys zu installieren.

Schlussfolgerung: Entscheidend ist, auch bei kleinen PV-Anlagen ohne individuelle Direktvermarktung mit einfachen Mitteln zu verhindern, dass zusätzlicher Solarstrom bei negativen Börsenpreisen eingespeist wird. Im Interesse einer zügigen Umsetzung sollten die bestehenden Prozesse beim Netzbetreiber möglichst unverändert bleiben.

Lösung mit Option 1: In Option 1 ruft der Wechselrichter bzw. das HEMS die Day-Ahead-Börsenpreise über ein geeignetes Portal ab und blockiert autark die Einspeisung am Netzanschlusspunkt in Viertelstunden mit negativen oder sehr niedrigen Börsenpreisen. Für den Netzbetreiber entsteht dadurch kein zusätzlicher Steuerungsaufwand. Die Abrechnung erfolgt wie bisher auf Basis der jährlich gemessenen Einspeisung.

Durch die Abregelung entsteht ein höherer durchschnittlicher Marktwert des tatsächlich eingespeisten Solarstroms, da in Stunden mit negativen Börsenpreisen keine Einspeisung erfolgt. Es wird vorgeschlagen, diesen „gewichteten Marktwert PV“ mithilfe von Referenzanlagen zu

bestimmen (siehe Kapitel 6). Der Jahreserlös ergibt sich aus der Multiplikation der jährlichen Einspeisung mit diesem gewichteten Marktwert PV. So kann der Vorteil des marktdienlichen Verhaltens an die Anlagenbetreiber/innen weitergegeben werden, ohne dass hierfür eine individuelle viertelstundenscharfe Direktvermarktung erforderlich ist.

In der Umsetzung könnte der Netzbetreiber den Strom aus allen EEG-Anlagen weiterhin gemeinsam vermarkten. Für die bei negativen Preisen abregelten Anlagen bezahlt er jedoch den höheren „gewichteten Marktwert PV“ plus einer zu bestimmenden Marktprämie für Anlagen ohne Eigenverbrauch. Alle anderen EEG-Anlagen im Bestand bekommen wie bisher die EEG-Vergütung. Den Ausgleich zwischen den Zahlungen an die Anlagenbetreiber/innen und den erzielten Markterlösen erhält der Netzbetreiber wie bisher über den EEG-Ausgleichsmechanismus. Bei geeigneter Festlegung des gewichteten Marktwerts PV kann das Modell so ausgestaltet werden, dass für neu zugebaute PV-Anlagen keine zusätzliche Belastung des EEG-Kontos entsteht.

In allen Optionen ist eine Optimierung des Speichereinsatzes für die Erhöhung des Eigenverbrauchs möglich. Jedoch ist nur in der Option 3 vorgesehen, das Einspeiseprofil zu messen. Eine individuelle Optimierung des Speichereinsatzes mit Blick auf höhere Markterlöse ist daher nur in Option 3 möglich. Die Marktdienlichkeit der PV Anlage ist daher bei individueller Vermarktung am höchsten, jedoch auch bei Option 1 und 2 schon gut. Die geringste Marktdienlichkeit hat die Abregelung mit einem festen Einspeiselimit, da dort immer noch große Mengen an Solarstrom bei negativen Börsenpreisen zusätzlich eingespeist werden (Abb. 1 und Abb. 2).

Die Voraussetzung für Option 1, dass Wechselrichter bzw. HEMS die Day-Ahead-Börsenstrompreise abrufen und die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt entsprechend steuern können, ist technisch niederschwellig. Tatsächlich haben Wechselrichter und HEMS in PV-Speichersystemen häufig Zugang zu Börsenpreissignalen, um den Speichereinsatz (für Einspeisung und Strombezug) zu optimieren. Dieselben Preissignale können auch für eine marktorientierte Einspeisesteuerung genutzt werden.

Option 1 entspricht im Grundsatz einer P(€)-Regelung: die Einspeiseleistung wird anhand von Börsenpreissignalen reduziert. Eine ähnliche dezentrale Steuerung wird durch die P(U)-Regelung in Bezug auf die Netzdienlichkeit erreicht. Während bei der P(U)-Regelung der Wechselrichter auf lokale Spannungssignale reagiert, würde der Wechselrichter oder ein HEMS bei der P(€)-Regelung auf Börsenpreissignale reagieren. So kann die Einspeisung bei niedrigen oder negativen Börsenpreisen automatisch reduziert werden.

Eine weitere Option wäre die Abregelung kontinuierlich zu gestalten, etwa durch die Regel „volle Einspeisung bei Börsenpreisen oberhalb von 5 ct/kWh, Begrenzung auf 50 % der Nennleistung bei 2,5 ct/kWh, Abregelung auf 0 % bei Börsenpreisen von 0 ct/kWh und zwischen den Stützpunkten eine lineare Anpassung. Eine kontinuierliche Abregelung würde abrupte Übergänge bei der Einspeisung vermeiden.

Der Netzbetreiber könnte die Einhaltung stichprobenartig anhand der Viertelstundenwerte aus dem intelligenten Messsystem überprüfen. Für eine Umsetzung wären entsprechende technische Anschlussbedingungen zu entwickeln. Den Herstellern von Wechselrichtern und HEMS sollte eine angemessene Übergangsfrist eingeräumt werden, um diese Funktion in ihre Geräte zu integrieren. In der Übergangszeit, in der noch kein iMSys installiert ist, sollte sich der Netzbetreiber – ähnlich wie bei der Erklärung zur Einstellung der Einspeisekappung – auf eine Erklärung des Anlagenbetreibers bzw. des Elektroinstallateurs verlassen können.

Hinweise zur Option 2: Sofern der Netzbetreiber die Abregelung der PV-Anlagen übernimmt, muss für die Steuerung neu anzuschließender PV-(Klein-)Anlagen ein iMSys am Netzanschlusspunkt installiert sein; zudem muss der Steuerungskanal aktiviert und mit dem Wechselrichter oder HEMS verbunden sein. Damit wird die Steuerungsinfrastruktur des lokalen Netzbetreibers genutzt, die bereits für die Abregelung von Solaranlagen im Rahmen von Redispatch 2.0 oder für die Steuerung von Wärmepumpen im Wärmepumpentarif eingesetzt wird. Es müsste also keine separaten Geräte vom individuellen Direktvermarkter eingesetzt und deren Funktion vom Netzbetreiber kontrolliert werden. Der Test der Ansteuerbarkeit des WR oder des HEMS könnte durch eine automatisierte Kontrolle der iMSys-Auslesewerte (Viertelstundenwerte) am Tagesende ersetzt werden, die zeigt, ob eine Ansteuerung wirksam war.

Die Vorteile des Vorschlags sind:

- Die Steuerung erfolgt über die gesicherten Nachrichtenkanäle der iMSys-Systeme.
- Insbesondere können die Netzbetreiber dafür sorgen, dass der Übergang von Einspeisung zu Abregelung – also beim Übergang von positiven zu negativen Börsenpreisen – nicht für alle PV-Anlagen gleichzeitig und damit abrupt erfolgt. Dies soll allerdings nur in dem für die Nutzer/innen mit Blick auf den Ertrag nicht wesentlichen Bereich zwischen 0 und 5 ct/kWh Börsenkurs geschehen. Die Verteilnetzbetreiber erhalten damit die Möglichkeit, ihre grundständige Aufgabe der Netzstabilität besser zu erfüllen (Stichwort „Redispatch 3.0“).

Kernaussage

Die Einspeisung erfolgt dann, wenn sie systemdienlich ist; gleichzeitig werden Kleinanlagen nicht durch individuelle Direktvermarktungsverträge überfordert. Mit einer autarken Abregelung am Netzanschlusspunkt durch Wechselrichter oder HEMS kann zusätzliche PV-Einspeisung bei negativen Börsenpreisen vermieden werden, ohne neue Steuerungsprozesse beim Netzbetreiber auszulösen. Voraussetzung ist, dass Wechselrichter oder HEMS Zugang zu Börsenpreissignalen haben.

3. Vereinfachte Abrechnung

Der nach den oben genannten Regeln eingespeiste Solarstrom soll nach Börsenpreisen abzüglich eines Vermarktungsentgelts für die Netzbetreiber an die Kund/innen mit PV-Anlagen vergütet werden. Vereinfachend wird vorgeschlagen, den Markterlös für einige PV-Referenzanlagen zu ermitteln und durch Division durch den Jahresertrag der entsprechend gesteuerten Anlagen einen gewichteten Marktwert PV zu berechnen (siehe unten).

Damit wird eine Abrechnung aufgrund des Jahreseinspeisung möglich, ohne dass die Ergebnisse einer individuelle Direktvermarktung mit viertelstundengenauen Aufzeichnungen der Einspeisung und deren Verrechnung erforderlich ist. Dies gilt sowohl für den Fall, dass die Anlage autark bei negativen oder niedrigen Börsenkursen am Netzanschlusspunkt abregelt werden, als auch für den Fall der Steuerung durch den Netzbetreiber. Insofern ist es für die Abrechnung nicht notwendig eine iMSys zu installieren.

4. Abgrenzung zur Null-Einspeisung

Der Vorschlag aus dem EEG-Referentenentwurf, für Kleinanlagen gar keine Solareinspeisung mehr zuzulassen, ist nicht sinnvoll:

- Kleinanlagen würden dann nicht mehr dazu beitragen, den verbleibenden Strombedarf nach Einspeisung erneuerbarer Energien zu decken. Das Dachsegment würde damit für die Energiewende unnötig geschwächt. Zudem erhalten die Errichter/innen von Kleinanlagen keine Vergütung aus der Einspeisung von Solarstrom mehr, obwohl dieser in einem hohen Anteil der Jahresstunden sehr wohl systemdienlich sein kann.

5. Bestandsanlagen marktdienlich einbinden und Bundeshaushalt entlasten

Bestandsanlagen speisen teilweise auch in Zeiten ein, in denen der Strombedarf bereits weitgehend durch erneuerbare Energien gedeckt ist und an der Strombörse sehr niedrige oder negative Preise auftreten. Zusätzliche Einspeisung in diesen Stunden kann die negativen Preise verstärken. Dies erhöht den Finanzierungsbedarf des EEG und verschlechtert zugleich die Vermarktungsperspektiven neuer PV-Anlagen.

Die für Neuanlagen vorgeschlagene marktpreisabhängige Abregelung kann verhindern, dass neu installierte Anlagen diese Situation weiter verschärfen. Soll die Zahl negativer Preisstunden gegenüber dem Status quo tatsächlich sinken, sollten jedoch auch geeignete Bestandsanlagen freiwillig in eine marktdienliche Steuerung einbezogen werden können.

Für Neuanlagen kann die Abregelung bei negativen oder sehr niedrigen Börsenpreisen als Voraussetzung im EEG verankert werden. Bei Bestandsanlagen ist wegen des bestehenden Vertrauens- und Bestandsschutzes dagegen ein freiwilliges Anreizmodell erforderlich. Anlagenbetreiber/innen könnten einen begrenzten Marktdienlichkeitsbonus erhalten, wenn sie nachweislich ermöglichen, dass ihre Anlage in gesetzlich definierten Negativpreisstunden nicht in das Netz einspeist. Die Steuerung könnte über ein Energiemanagementsystem, den Wechselrichter oder den Netzbetreiber erfolgen.

Die Einhaltung kann anhand der Viertelstundenwerte des intelligenten Messsystems am Netzanschlusspunkt überprüft werden. Der Bonus könnte im einfachsten Fall eine pauschale Erhöhung der Vergütung für die verbliebene Jahreseinspeisung sein, um die verringerte Einspeisung auszugleichen und einen Teil des erhöhten Marktertrags für die verbliebene Strommenge zurückzuerstatten. Andere Bemessungen, Bezugsgrößen und technische Nachweisführungen könnten im weiteren Verfahren entwickelt werden.

Die Beispielrechnungen in Kapitel 6 zeigen, dass eine Abregelung bei negativen Börsenpreisen die Vermarktungserlöse der tatsächlich eingespeisten Strommenge gegenüber einer ungesteuerten Einspeisung erhöhen kann. In der betrachteten Modellrechnung steigt der Vermarktungserlös ohne Batterie um rund 10 %. Mit Batterie fällt der Effekt aufgrund der zeitlichen Verschiebung der Einspeisung noch größer aus. Diese höheren Vermarktungserlöse kommen bei Bestandsanlagen mit gesetzlich festgelegter EEG-Vergütung jedoch nicht automatisch den Anlagenbetreiber/innen zugute. Sie können zunächst den Finanzierungsbedarf des EEG verringern und damit den Bundeshaushalt entlasten.

Ein Anteil der gegenüber dem Status quo entstehenden Einsparung kann als Anreiz an die teilnehmenden Anlagenbetreiber/innen weitergegeben werden. Voraussetzung muss sein,

dass die eingesparten EEG-Zahlungen und die verbesserten Vermarktungserlöse die Kosten des Bonus sowie der erforderlichen Mess-, Steuerungs- und Abwicklungsprozesse deutlich übersteigen. Das Modell muss somit bereits bei seiner Ausgestaltung eine nachweisbare Nettoentlastung des Bundeshaushalts sicherstellen.

Die freiwillige Einbindung von Bestandsanlagen kann damit drei Ziele verbinden: Sie verringert zusätzliche Einspeisung in Zeiten von Stromüberschüssen, schafft einen wirtschaftlichen Anreiz für Anlagenbetreiber/innen und senkt den Finanzierungsbedarf des EEG gegenüber dem Status quo. Zugleich können weniger und kürzere Negativpreisphasen die Investitions- und Refinanzierungsbedingungen für neue PV-Großanlagen verbessern.

6. Beispielrechnung und Wirkung

Im Folgenden wird die Wirkung der vorgeschlagenen Regelung der Einspeisung für zusätzlich installierte PV-(Klein-)Anlagen anhand von zwei Referenzanlagen berechnet: einer 10-kWp-Aufdachanlage mit Südausrichtung und einer 10-kWp-Aufdachanlage mit Ost/West-Ausrichtung, jeweils bei 30° Neigung und ohne Eigenverbrauch. Die Referenzanlagen nutzen die Solareinstrahlung gemäß den öffentlich verfügbaren Messwerten am Standort der DWD-Wetterstation am Flughafen Leipzig/Halle. Die Viertelstundenwerte der berechneten Einspeisung aus den Referenzanlagen werden mit den jeweils gültigen Day-Ahead-Börsenpreisen (es wurde in den Beispielen die Day-Ahead Auktionswerte EXAA (DE-LU) für 2025 verwendet) multipliziert und die Erträge aufsummiert. Die Jahresergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt.

Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse für das Jahr 2025 – ein Jahr mit einem rund 3 % höheren Ertrag als im Durchschnitt der Jahre 2020 bis 2025 – unter anderem für folgende Fälle:

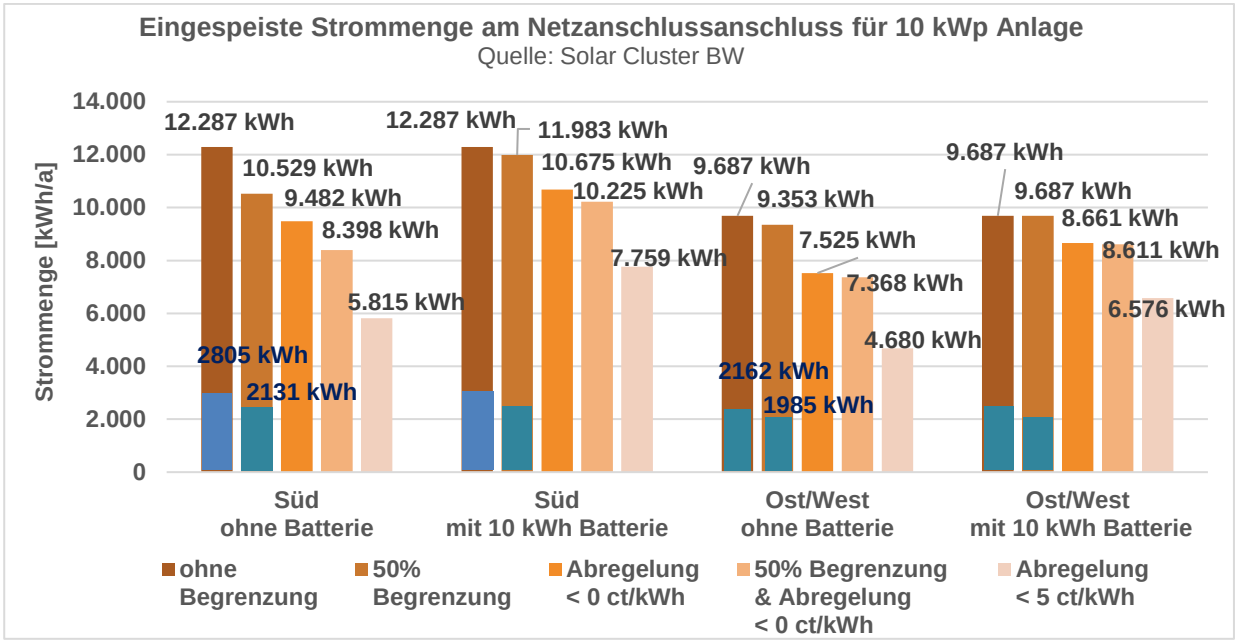
- ohne Begrenzung der Einspeisemenge des Solarstroms mit einem Jahresertrag und einer Einspeisung von 12.287 kWh für die südausgerichtete PV-Anlage
- Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung der PV-Anlage mit einer Reduktion der Jahreseinspeisung um 15 % auf 10.529 kWh
- Abregelung der Einspeisung auf Null bei Börsenkursen unter 0 ct/kWh; dies führt zu einer Reduktion der jährlichen Einspeisung um 23 % auf 9.482 kWh.

Die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen reduziert sich bei einer festen Einspeisebegrenzung auf 50 % im Fall der südausgerichteten Anlage lediglich von 2.805 kWh auf 2.131 kWh, also um rund 24 %. Eine Batterie kann zwar einen Teil der Energie oberhalb des Einspeiselimits zwischenspeichern und später bei positiven Preisen einspeisen. Sie verhindert jedoch nicht, dass weiterhin Leistung unterhalb der 50-%-Grenze auch bei negativen Börsenpreisen eingespeist wird.

Damit zeigt die Modellrechnung: Eine feste 50-%-Begrenzung dämpft zusätzliche Einspeisespitzen, trifft aber die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen nur unzureichend. Für die Marktintegration ist eine dynamische Abregelung bei negativen bzw. niedrigen Börsenpreisen deutlich zielgenauer. Nur sie vermeidet zuverlässig zusätzliche PV-Einspeisung in Zeiten, in denen bereits ein Überschuss erneuerbarer Erzeugung besteht.

Gleichzeitig wird mit der dynamischen Abregelung bei negativen Börsenpreisen ein höherer Markterlös erzielt. Abbildung 1 unten zeigt, dass die Abregelung auf Null bei Börsenpreisen unter 0 ct/kWh den Erlös der südausgerichteten Volleinspeiseanlage von 576 € auf 646 € erhöht. Mit einer 10-kWh-Batterie steigt der Erlös weiter auf 728 €.

Obwohl bei einer Abregelung auf Null bei Börsenkursen unter 5 ct/kWh die eingespeiste Strommenge ohne Batterie in Südausrichtung um 39 % sinkt, reduziert sich der Erlös nur um 14 %. Das heißt: Die Strommengen, die bei Börsenkursen zwischen 0 ct/kWh und 5 ct/kWh eingespeist werden, sind für den Erlös nur wenig relevant. Sie könnten daher vom Netzbetreiber für Redispatch-Maßnahmen und zur Glättung des kritischen Übergangs zwischen der Einspeisung des vollständig von PV-Anlagen verfügbaren Ertrags und einer partiellen Abregelung von PV-Anlagen zur Vermeidung von „Überschuss“ genutzt werden.



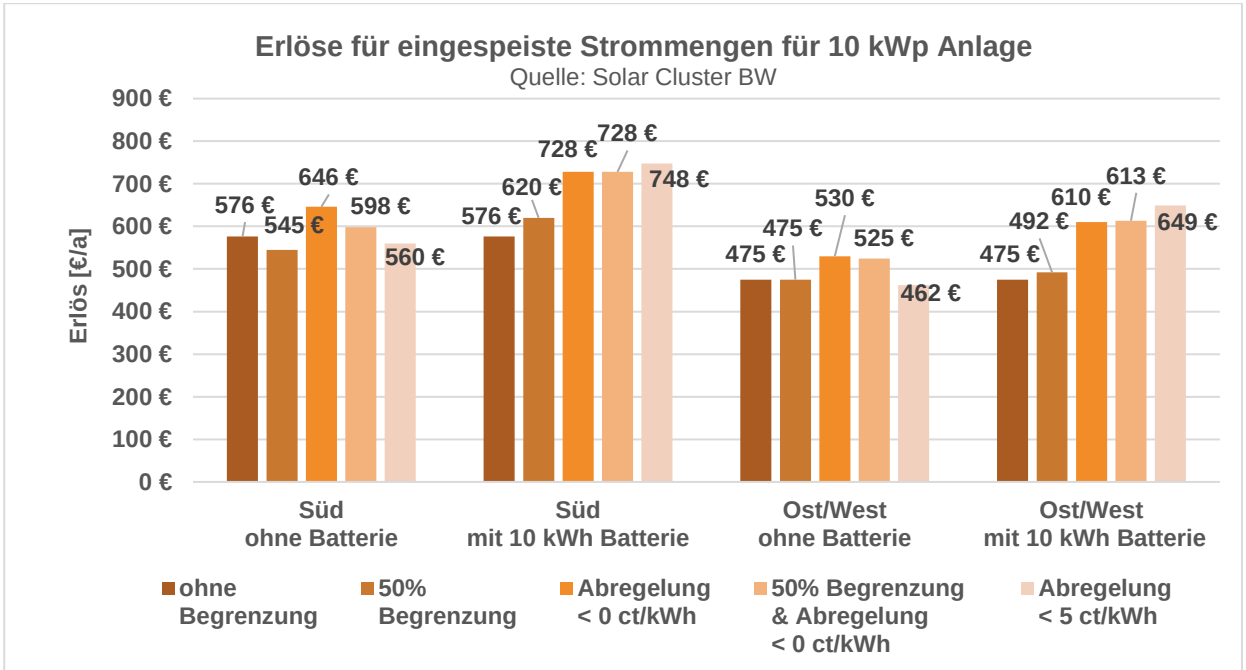


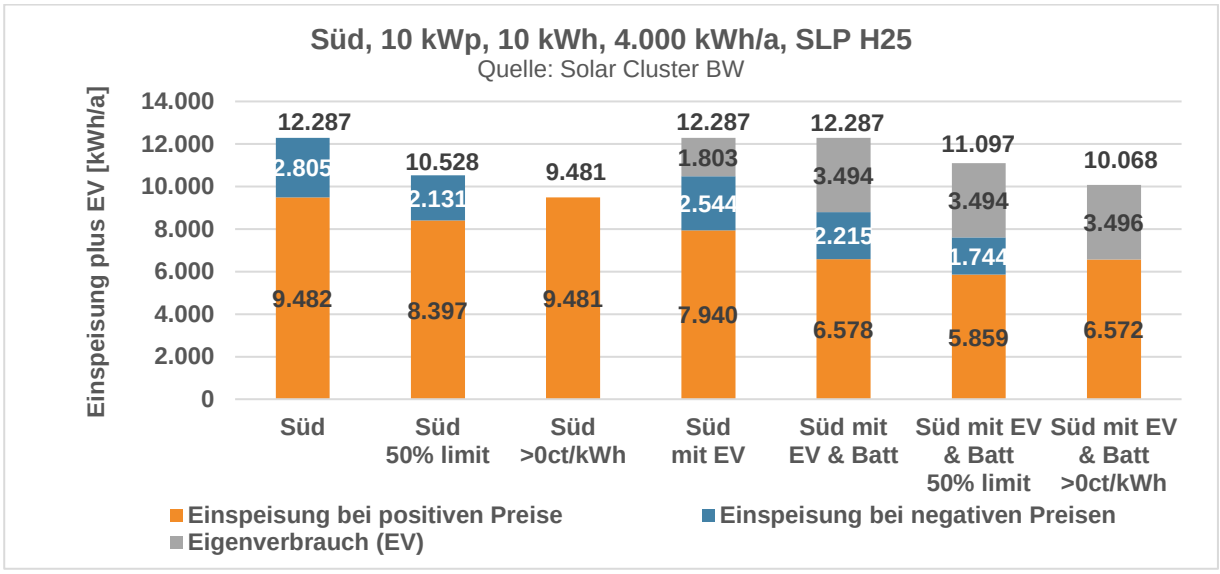
Abbildung 1: Einspeisemengen und Erlöse (ohne Vermarktungsentgelt basieren auf DayAhead Auktion EXAA) für eine Referenzanlage mit 10 kWp Nennleistung am Standort Flughafen Leipzig/Halle im Jahr 2025. Die blau markierten Strommengen zeigen die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen.

Im Vergleich zur Abregelung auf Null bei negativen Börsenkursen führt die fixe Begrenzung auf 50 % der Nennleistung zu einem Erlösrückgang von 576 € auf 545 € im Fall der Südausrichtung ohne Batterie. Das heißt: Diese fixe Begrenzung entzieht dem Markt Strom, der mit einem positiven Börsenkurs bezahlt worden wäre. Dieser Strom hätte zur Reduktion einer

verbleibenden Residuallast genutzt werden können. Die fixe Begrenzung kann zusätzliche Einspeisespitzen dämpfen, ist aber kein zielgenaues Instrument zur Vermeidung von Einspeisung bei negativen Börsenpreisen.

Abbildung 1 unten zeigt für alle Fälle, dass die Einbußen beim finanziellen Ertrag der PV-Anlage bei Abregelung unter 0 ct/kWh oder 5 ct/kWh deutlich geringer sind als die Reduktion des eingespeisten PV-Stroms. Dies ist plausibel, da die Abregelung in Zeiten mit negativen oder niedrigen Börsenkursen erfolgt. Der verbleibende PV-Ertrag wird zu Zeiten mit höheren Börsenkursen direkt eingespeist oder mit einer Batterie zwischengespeichert und später zu Zeiten höherer Börsenkurse eingespeist.

Falls aufgrund von Netzengpässen im Verteilnetz eine Begrenzung der Einspeisung auf 50% der Nennleistung zusätzlich zur Abregelung bei Börsenkursen unter 0 ct/kWh gefordert wird, so ergibt lediglich einen Erlösverlust rund 10 % bei der Südausrichtung ohne Batterie (siehe Abb. 1 unten). Mit Batterie oder bei Ost/West Ausrichtung sind die Verluste geringer. Die alleinige Begrenzung auf 50% ist, wie zuvor besprochen aus Marktsicht, jedoch nicht ausreichend.



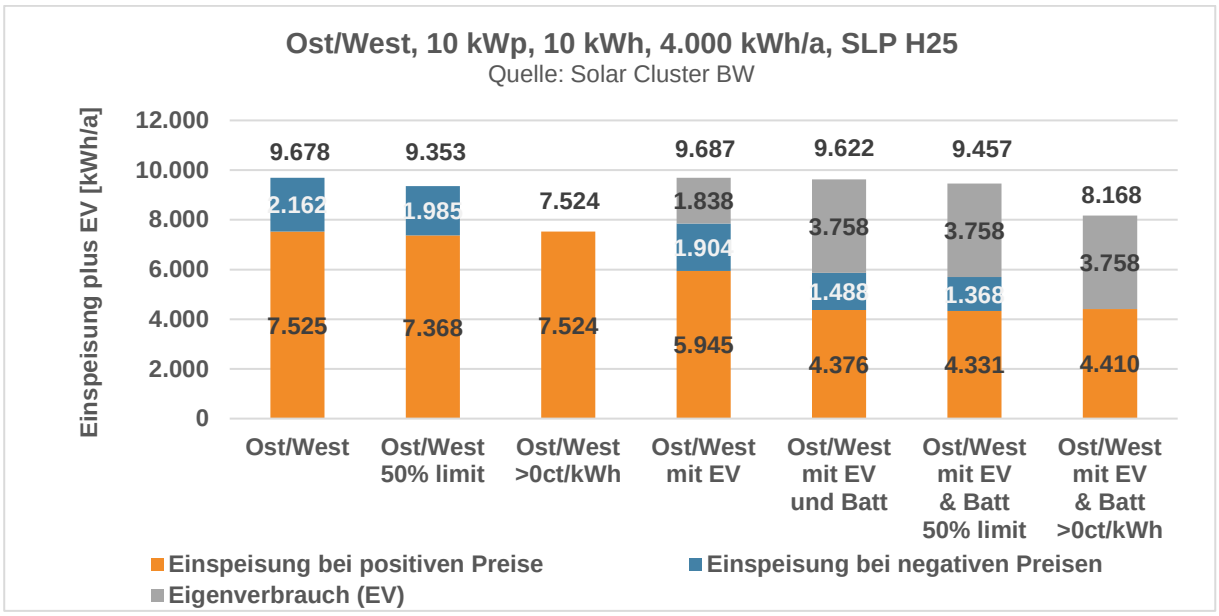
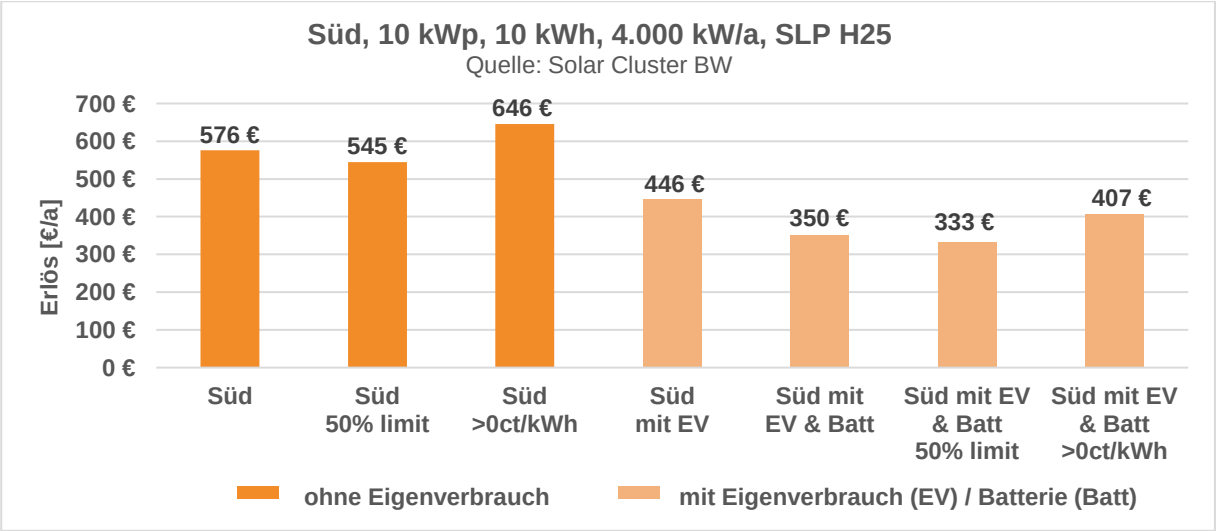


Abbildung 2: Einspeisemengen für die Referenzanlage mit 10 kWp Nennleistung am Standort des Flughafens Leipzig/Halle mit lokalem Eigenverbrauch von 4.000 kWh/a.



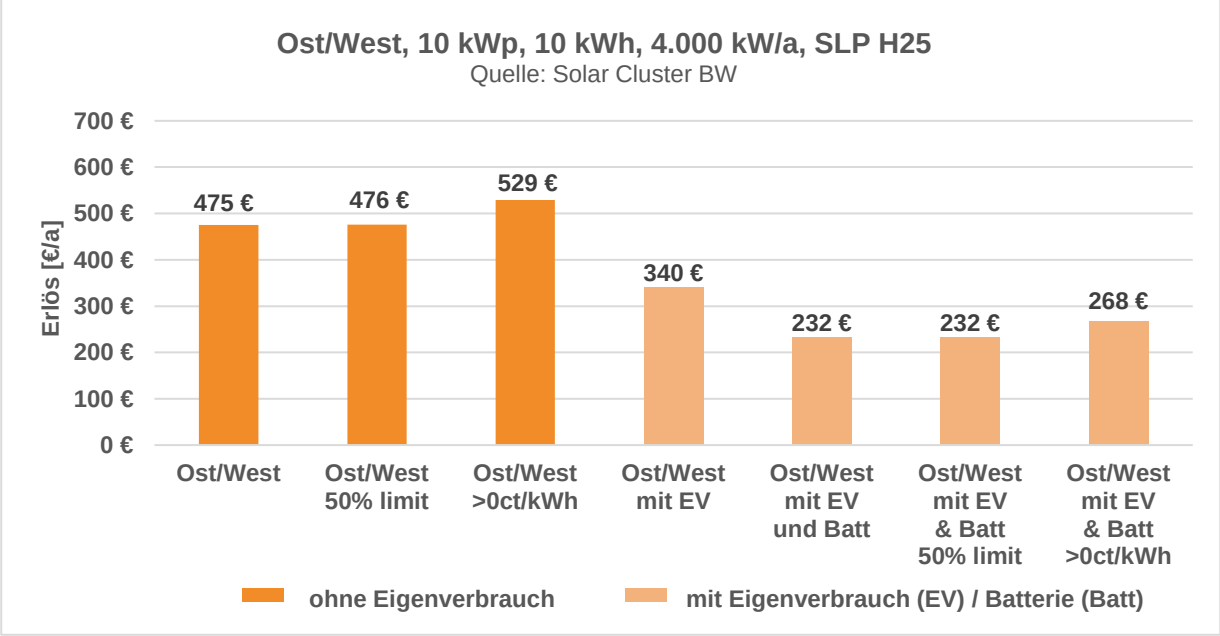


Abbildung 3: Erlöse durch Direktvermarktung (ohne Vermarktungsentgelt basieren auf DayAhead Auktion EXAA) für die eingespeiste Strommenge der Referenzanlage mit 10 kWp Nennleistung am Standort des Flughafens Leipzig/Halle mit lokalem Eigenverbrauch von 4.000 kWh/a.

Während die Ergebnisse aus Abbildung 1 ohne Eigenverbrauch berechnet wurden und damit proportional auf andere Anlagengrößen übertragbar sind, zeigen Abbildung 2 und Abbildung 3 die Ergebnisse für einen Beispielhaushalt mit Eigenverbrauch. Angenommen wird eine 10-kWp-Hausdachanlage mit einem lokalen Stromverbrauch von 4.000 kWh/a. Der zeitliche Verlauf des Verbrauchs wird über das Standardlastprofil SLP H25 abgebildet. Der lokale Verbrauch wird direkt oder mithilfe einer Batterie so weit wie möglich gedeckt. Die Batterie wird in der Simulation verzögert geladen, um auch Mittagsspitzen abschöpfen zu können. Eigenverbrauch und Batterie reduzieren die insgesamt eingespeiste Strommenge. Sie reduzieren jedoch die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen nicht im gleichen Maß. Auch bei Anlagen mit Eigenverbrauch bleibt daher eine dynamische Abregelung bei negativen bzw. niedrigen Börsenpreisen zielgenauer als eine starre Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 %.

7. Gewichteter Marktwert PV

Der finanzielle Ertrag ergibt sich durch Direktvermarktung ohne Marktprämie, das heißt durch Multiplikation der Einspeisung mit dem zum Zeitpunkt der Einspeisung geltenden Börsenkurs. Auch bei Abregelung auf Null bei Börsenpreisen unter 2,5 ct/kWh bzw. unter 5 ct/kWh bleibt der erzielte Markterlös vergleichsweise hoch. Dies gilt insbesondere für die Ost/West-ausgerichtete PV-Anlage. Letzteres ist plausibel, da sie von sich aus mehr Energie in den Morgen- und Abendstunden bereitstellt, in denen höhere Börsenkurse gelten, als eine südausgerichtete Anlage.

Aus den ermittelten Jahreswerten ergeben sich durch Division der jährlichen Erlöse in Euro durch die eingespeiste Strommenge in kWh die in Tabelle 2 gezeigten „gewichteten Marktwerte PV“. Der gewichtete Marktwert PV ist in erster Linie abhängig vom Wert des Börsenkurses, unterhalb dessen die Einspeiseleistung auf Null reduziert wird, und nur nachgeordnet von der Ausrichtung der Anlage.

Es erscheint daher pragmatisch, für die jeweils im Gesetz festgelegten Börsenkurse, unterhalb derer abgeregelt werden soll, einen gewichteten Marktwert für das jeweilige Jahr über die Referenzanlagen zu berechnen und zu mitteln. Der so ermittelte gewichtete Marktwert PV kann vereinfachend auch für die Vergütung der Einspeisemengen aus der Batterie (zwischengespeicherte Strommengen) verwendet werden. Dieser Vorschlag ist auch Grundlage der Berechnungen des Ertrags für die PV-Anlagen mit Batterie in Tabelle 3.

Gewichteter Marktwert in ct/kWh für die jeweils eingespeiste Leistung (Jahr 2025)		
	Süd	**Ost/West**
Marktwert für die komplette Einspeisung ohne Begrenzung oder Abregelung	4,69 ct/kWh	4,90 ct/kWh
gewichteter Marktwert für den Fall der Begrenzung auf 50%	5,18 ct/kWh	5,08 ct/kWh
gewichteter Marktwert für den Fall der Abregelung unter 0 ct/kWh	6,81 ct/kWh	7,04 ct/kWh
gewichteter Marktwert für den Fall der Abregelung unter 0 ct/kWh und Begrenzung auf 50%	7,12 ct/kWh	7,12 ct/kWh
gewichteter Marktwert für den Fall der Abregelung unter 5 ct/kWh	9,63 ct/kWh	9,87 ct/kWh

Tabelle 2: Marktwert bzw. gewichteter Marktwert bei Nutzung der Einspeisemengen der Referenzanlagen (Süd- bzw. Ost/West-Ausrichtung) mit 10 kWp – Standort Halle im Jahr 2025 mit Abregelung bei verschiedenen Börsenkursen.

Tabelle 2 zeigt hohe gewichtete Marktwerte für die tatsächlich eingespeiste Strommenge. Daraus darf jedoch nicht geschlossen werden, dass Volleinspeiser ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden können. Durch die Abregelung wird nur ein Teil des möglichen Jahresertrags eingespeist und vergütet. Bezieht man die jährlichen Erlöse auf den möglichen Jahresertrag ohne Abregelung, ergeben sich die Werte aus Tabelle 3. Diese Werte zeigen: Für

Kleinanlagen ohne Eigenverbrauch bleibt weiterhin eine Marktprämie erforderlich. Diese wird nur auf den tatsächlich eingespeisten Strom, also den Strom nach der Abregelung, bezahlt.

Vergütung in ct/kWh bezogen auf den möglichen Jahresertrag ohne Abregelung				
	Süd ohne Batterie	**Süd mit Batterie**	**Ost/West ohne Batterie**	**Ost/West mit Batterie**
ohne Abregelung oder Begrenzung	4,69 ct/kWh	4,69 ct/kWh	4,90 ct/kWh	4,69 ct/kWh
bei fester Begrenzung auf 50%	4,44 ct/kWh	5,05 ct/kWh	4,90 ct/kWh	5,08 ct/kWh
bei Abregelung unter 0 ct/kWh	5,26 ct/kWh	5,93 ct/kWh	5,47 ct/kWh	6,30 ct/kWh
gewichteter Marktwert für den Fall der Abregelung unter 0 ct/kWh und Begrenzung auf 50%	4,87 ct/kWh	5,93 ct/kWh	5,42 ct/kWh	6,33 ct/kWh
bei Abregelung unter 5 ct/kWh	4,56 ct/kWh	6.09 ct/kWh	4,77 ct/kWh	6,70 ct/kWh

Tabelle 3: Erlöse aus Direktvermarktung in ct/kWh bezogen auf den möglichen Jahresertrag an Solarstrom für die Referenzanlagen (Süd bzw. Ost/West Ausrichtung) am Standort Halle im Jahr 2025 mit Abregelung bei verschiedenen Börsenkursen

Schlussfolgerung und Zusammenfassung

Der vorgeschlagene vereinfachte Ansatz mit einer **autarken** Abregelung der Einspeisung am Netzanschlusspunkt bei negativen Börsenkursen über den Wechselrichter oder HEMS verbindet Marktintegration mit Praktikabilität. Er vermeidet zusätzliche Einspeisung bei negativen Börsenpreisen und erhält gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit kleiner und mittlerer PV-Anlagen. Da der Ansatz auf einer jährlichen Abrechnung der Einspeisung basiert, erfordert er kein iMSys und keine neuen Prozesse beim Netzbetreiber. Der für die Vergütung genutzten „gewichtete Marktwert PV“ ergibt sich aus einer typischen Referenzanlage und wird für alle Anlagen angewendet. Er kann so gewählt werden, dass sich keine Belastung für das EEG-Konto ergibt und liegt dann bei etwa 7 ct/kWh.

Zum Vergleich: die individuelle Direktvermarktung für alle Kleinanlagen erzielt nur dann eine noch bessere Marktintegration der PV Anlagen im Vergleich zum vorgeschlagenen vereinfachten Ansatz, wenn zusätzlich mit der PV Anlage verbaute Speicher marktdienlich eingesetzt werden. Solange die individuelle DV noch nicht praktikabel oder zu teuer ist, wird mit dem vereinfachten Ansatz der dynamische Einspeisebegrenzung bereits ein sehr gute Marktintegration erreicht. Als Alternative zur autarken Abregelung könnte auch der Netzbetreiber marktorientiert abregeln, dies ist jedoch mit höherem Aufwand verbunden.

Eine starre 50-%-Begrenzung kann zwar zusätzliche Einspeisespitzen dämpfen, ersetzt aber keine zielgenaue marktbasierte Steuerung.