

Whitepaper für Betreiber von PV- und
Windkraftanlagen, Projektierer und Investoren

Erlösvorteile durch automatisierte Abregelung in negativen Preisphasen

Die marktorientierte Abregelung der Einspeisung ist für viele Betreiber ein wirksames Instrument, um gezielt Erlösverluste in Negativpreisphasen zu vermeiden. Wir erklären, unter welchen gesetzlichen und wirtschaftlichen Voraussetzungen sich die Abregelung lohnt, wie sie technisch umgesetzt wird und zeigen das Erlöspotenzial anhand eines konkreten Beispiels aus der Praxis.

Executive Summary

Die Zunahme an **Marktphasen mit negativen Strompreisen wirkt sich seit einigen Jahren negativ auf die Vermarktungserlöse von PV- oder Windkraftanlagen aus.** 2025 wurden in Deutschland 573 Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen verzeichnet. Allein im zweiten Quartal 2026 waren 1.006 Viertelstunden negativ; der niedrigste Preis lag bei -500 Euro/MWh. Gleichzeitig erreichte die PV-Netzeinspeisung im zweiten Quartal 2026 mit 31,8 TWh einen neuen Quartalshöchstwert.

Besonders Photovoltaikanlagen sind den Preisschwankungen häufig genau dann ausgesetzt, wenn ihre Erzeugung hoch ist. An sonnigen Wochenenden und Feiertagen **trifft ein großes Stromangebot auf eine vergleichsweise niedrige Nachfrage.** Aber auch Windparks sind in Zeiten hohen Windaufkommens oft von Negativpreisphasen betroffen.

Für Betreiber in der Direktvermarktung entstehen daraus **zwei konkrete wirtschaftliche Risiken:**

1. In negativen Preisphasen führt die Vermarktung der eingespeisten Energie zu **negativen Erlösen**, welche die Gesamteinnahmen mindern.
2. Zusätzlich **entfällt für viele EEG-Anlagen während Negativpreisphasen der Förderanspruch** nach § 51 EEG abhängig vom Inbetriebnahmedatum, der Anlagenleistung und der Dauer der Preisperiode.

Eine freiwillige, marktorientierte Abregelung kann diese Verluste begrenzen. Wird eine zuvor definierte Preisgrenze unterschritten, wird die Netzeinspeisung für die betreffenden Zeiträume ausgesetzt.

Die wichtigsten Erkenntnisse für Anlagenbetreiber und Projektierer:



Ob und ab welcher Preisgrenze die Abregelung wirtschaftlich sinnvoll ist, hängt unter anderem vom Förderregime, dem anzulegenden Wert, der Veräußerungsform und dem Direktvermarktungsvertrag ab. 0 Euro/MWh sind deshalb nicht für jede Anlage automatisch die optimale Grenze.



Eine zentrale Voraussetzung ist das passende Vermarktungsmodell.

Bei der Direktvermarktung zum monatlichen Marktwert wird die Einspeisung anhand eines monatlichen Durchschnittswerts vergütet. Der wirtschaftliche Effekt einer gezielten Abregelung kommt beim Betreiber deshalb nicht in gleicher Weise an. Bei einer **Direktvermarktung zu den tatsächlichen Börsenpreisen** sind dagegen die jeweils geltenden Viertelstundenpreise maßgeblich. Der wirtschaftliche Effekt einer gezielten Abregelung negativer Preisintervalle wird dadurch unmittelbar im Vermarktungserlös sichtbar.



Am Markt wird die freiwillige beziehungsweise marktorientierte Abregelung inzwischen von verschiedenen Direktvermarktern eingesetzt. Bei LUOX Energy kann die Abregelung nach Festlegung einer individuellen Preisgrenze **vollautomatisiert erfolgen: zuverlässig, präzise und transparent nachvollziehbar.**



Welche Mehrerlöse aus der Abregelung im Einzelfall entstehen können, zeigt der **Fall der Eier Geiger GbR**. Die 974-kWp-Freiflächenanlage erzielte im April 2026 mit automatischer Abregelung Vermarktungserlöse von 4.448,54 Euro. Ohne Abregelung wären es rechnerisch 1.593,80 Euro gewesen. **Der Zusatzerlös belief sich in diesem konkreten Monat damit auf 2.854,74 Euro beziehungsweise 179 Prozent.**



Die automatische Abregelung ersetzt keinen Batteriespeicher und kein umfassendes Energiemanagement. Sie kann jedoch einen **vergleichsweise einfach umsetzbaren Flexibilitätshebel** darstellen. Das gilt insbesondere für größere Volleinspeiser, Anlagen ohne preisbasierte Speichersteuerung sowie gewerbliche Teileinspeiser mit hoher Einspeisung in typischen Niedrigpreisphasen.

Dieser Leitfaden erläutert die wirtschaftlichen und regulatorischen Voraussetzungen, die Rolle der Spot-Direktvermarktung und den technischen Ablauf der automatisierten Abregelung. Im Mittelpunkt steht die Frage, für welche Anlagen die Steuerung wirtschaftlich sinnvoll ist und wie sich das Erlöspotenzial belastbar bewerten lässt.

1. Warum marktorientierte Abregelung für viele EE-Anlagen ein wichtiger Renditehebel ist

Negative Börsenpreise können die mit einer EEG-Anlage generierten Einnahmen auf zwei Wegen belasten. Zum einen wird ins Netz eingespeister Strom zu einem negativen Börsenwert vermarktet. Es entstehen für diesen Zeitraum Kosten anstatt Erlöse. Zusätzlich kann für Anlagen in der geförderten Direktvermarktung auch die gesetzliche Marktprämie für entsprechende Preisperioden entfallen.

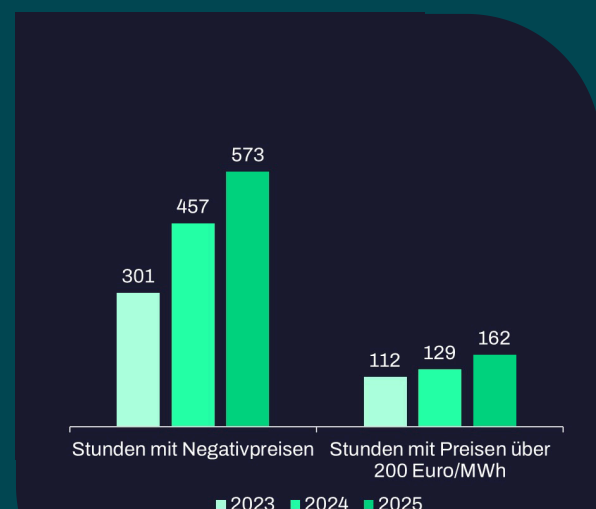
Betreiber können sich vor den daraus resultierenden Erlösverlusten schützen, indem sie die Einspeisung ihrer Anlage bei negativen Strompreisen freiwillig abregeln lassen. Preisschwankungen und regulatorische Anreize ermöglichen vielen signifikante Renditevorteile.

Negative Strompreise als relevantes Betriebsrisiko

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wächst die Zahl der Zeiträume, in denen sehr hohe Erzeugung auf eine begrenzte Nachfrage und unzureichende Flexibilität im Stromsystem trifft. Negative Strompreise sind eine Folge dieser Konstellation.

Mehr negative Preisphasen

2025 verzeichnete der deutsche Day-Ahead-Markt 573 Stunden mit negativen Preisen, gegenüber 457 Stunden im Jahr 2024. Im zweiten Quartal 2026 wurden bereits 1.006 negative Viertelstunden registriert. Das Preisminimum lag bei -500 Euro/MWh.



Viele Anlagenbetreiber, die in Negativpreisphasen Strom einspeisen, müssen mit Erlösverlusten rechnen. Das konkrete wirtschaftliche Risiko kann aber für jede PV- oder Windkraftanlage unterschiedlich hoch sein und steht v. a. im Zusammenhang mit:

1. der Tiefe der negativen Preise
2. der Dauer zusammenhängender Negativpreisphasen
3. dem spezifischen Einspeiseprofil der Anlage
4. dem Förderstatus der Anlage
5. der Art der Vermarktung

Für Betreiber kommt es vor allem auf den Vermarktungserlös ihrer konkreten Anlage an. Der spezifische anzulegende Wert einer Anlage, das Vermarktungsmodell und die für die Anlage geltende Förderregelung können dazu führen, dass unterschiedliche Anlagen trotz identischem Börsenpreis zu unterschiedlichen wirtschaftlichen Entscheidungen kommen.

Negative Preise als wirtschaftliches Steuerungssignal

Ein negativer Day-Ahead-Preis zeigt zunächst an, dass für das betreffende Lieferintervall mehr Strom angeboten wird, als zu diesem Preis nachgefragt werden kann. Er setzt damit einen ökonomischen Anreiz, zusätzliche Nachfrage zu schaffen, Energie zu speichern oder Erzeugung zeitweise zu reduzieren.

Für Photovoltaik ist es vor allem relevant die zeitgleiche Einspeisung großer Strommengen während der Mittagsstunden. Bei Windkraft können dagegen auch längere zusammenhängende Phasen auftreten. Für Betreiber größerer EEG-Portfolios stellt sich deshalb zunehmend die Frage, wie sich die Einspeisung auf Marktphasen mit sehr niedrigen oder negativen Preisen ausrichten lässt.

Genau deshalb sollte eine marktorientierte Abregelung nicht pauschal ab 0 Euro/MWh umgesetzt werden. Maßgeblich ist vor allem die individuelle Wirtschaftlichkeit der Einspeisung für jede spezifische Anlage.

Entfall der Marktprämie bei negativen Strompreisen

Wann dieser Förderwegfall eintritt, regelt § 51 EEG. Entscheidend sind vor allem der Inbetriebnahme- beziehungsweise Gebotstermin, die Anlagenleistung und bei älteren Anlagen die Dauer der zusammenhängenden Negativpreisphase.

Für die Praxis ist diese Unterscheidung wichtig: Zwei Anlagen können während derselben negativen Preisphase Strom einspeisen und dennoch unterschiedliche Gesamterlöse erzielen, weil für sie unterschiedliche Marktprämienregelungen gelten.

Welche Negativpreisregel gilt 2026?

Inbetriebnahme der Anlage	Betroffene Anlagen	Regelung bei negativen Preisen
seit 25.02.2025	grundsätzlich alle Neuanlagen über 2 kWp	Marktprämie entfällt bereits ab der ersten negativen Viertelstunde
01.01.2023– 24.02.2025	Anlagen ab 400 kWp	2026 gilt die Zwei-Stunden-Regel; ab 2027 die Ein-Stunden-Regel
01.01.2021– 31.12.2022	Anlagen ab 500 kWp	Vier-Stunden-Regel
01.01.2016– 31.12.2020	Anlagen ab 500 kWp	Sechs-Stunden-Regel
bis 31.12.2015	alle Anlagengrößen	grundsätzlich kein Förderwegfall bei Negativpreisen

Die Übersicht zeigt, warum für jede Anlage individuelle Kriterien gelten, die bei der Festlegung einer geeigneten Preisgrenze für die Abregelung berücksichtigt werden sollten.

Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 25. Februar 2025

Für neuere EEG-Anlagen gilt die strengste Negativpreisregelung. Die Marktprämie entfällt unmittelbar, sobald der Spotmarktpreis negativ ist: bereits ab der ersten Viertelstunde. Eine Erlössicherung durch marktorientierte Abregelung der Einspeisung ist für diese Anlagen besonders wichtig.

Anlagen vom 1. Januar 2023 bis 24. Februar 2025

Für Anlagen dieser Kohorte ist die Anlagenleistung entscheidend. Anlagen unter 400 kWp erhalten grundsätzlich auch für Strommengen, die während negativer Börsenpreise eingespeist werden, weiterhin die Marktprämie.

Bei Anlagen ab 400 kWp kann die Marktprämie dagegen entfallen, wenn die negativen Börsenpreise eine gesetzlich festgelegte Mindestdauer überschreiten. Für diese Anlagen gilt die sogenannte 4-3-2-1-Stunden-Regel.

Die erforderliche Dauer zusammenhängender negativer Preise wurde mit den Jahren schrittweise verkürzt:

2025: ab drei zusammenhängenden Stunden

2026: ab zwei zusammenhängenden Stunden

ab 2027: ab einer zusammenhängenden Stunde

Anlagen vom 1. Januar 2021 bis 31. Dezember 2022

Für Anlagen dieser Inbetriebnahmekohorte greift bei den maßgeblichen Anlagen oberhalb von 500 kWp die Vier-Stunden-Regel. Die Marktprämie entfällt bei einer zusammenhängenden Negativpreisphase von mindestens vier Stunden.

Anlagen vom 1. Januar 2016 bis 31. Dezember 2020

Für die entsprechenden Anlagen ab 500 kWp gilt die Sechs-Stunden-Regel. Damit ist diese Anlagenkohorte weniger stark von kurzen Negativpreisphasen betroffen als jüngere EEG-Anlagen. Längere negative Preisphasen können aber auch hier zum Förderausfall führen.

Für ältere Anlagen bis Ende 2015 greift die Negativpreisregel des § 51 grundsätzlich nicht in derselben Form. Für konkrete Projekte empfiehlt es sich dennoch, das jeweils anwendbare Förderregime und besondere Ausschreibungsbedingungen zu prüfen.

2. Warum die Direktvermarktung zu Börsenpreisen für die Abregelung entscheidend ist

Die freiwillige Abregelung und das vertraglich festgelegte Vermarktungsmodell müssen zusammen betrachtet werden. Viele Direktvermarktungsverträge vergüten eingespeisten Strom auf Basis des monatlichen Marktwerts Solar beziehungsweise Wind.

Dieser Marktwert bildet einen technologiespezifischen Durchschnitt aller Preise im gegebenen Zeitraum ab und eignet sich somit nicht als Berechnungsgrundlage für eine präzise Erlösoptimierung auf Basis viertelstündlicher Preisschwankungen an der Börse.

Die Wahl des passenden Vermarktungsmodells ist daher eine wichtige Grundvoraussetzung für die marktorientierte Abregelung in Negativpreisphasen.

Nachteile der Direktvermarktung zum monatlichen Marktwert

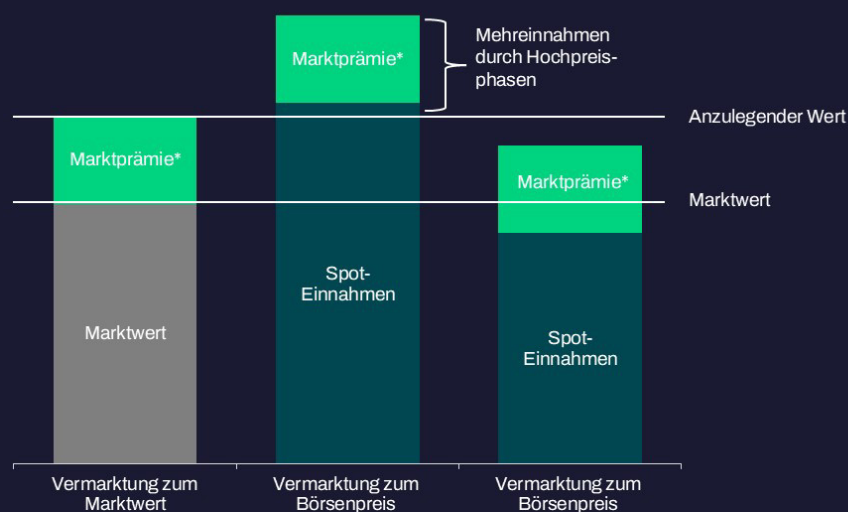
Bei der Direktvermarktung zum monatlichen Marktwert erhält der Betreiber nicht den konkreten viertelstündlichen Börsenwert zum Zeitpunkt der Einspeisung ausgezahlt. Stattdessen wird sein eingespeister Strom zum monatlichen Durchschnittspreis abgerechnet; einschließlich aller Negativpreisphasen.

Vorteile eines für den Börsenmarkt günstigen Einspeiseprofiles mit erhöhter Einspeisemenge in Hochpreisperioden lassen sich daher bei der Direktvermarktung zum Marktwert nicht nutzen. Bei einer Abrechnung zum Marktwert erwirtschaften auch moderne oder flexible PV- oder Windkraftanlagen dieselben Vermarktungserlöse pro eingespeister Kilowattstunde wie jede andere Anlage; auch solche mit weniger günstigem Einspeiseprofil.

Das bedeutet, dass auch der wirtschaftliche Vorteil einer gezielten Abregelung während negativer Preisintervalle sich im Marktwertmodell nicht direkt nutzen lässt.

In der Direktvermarktung zu Börsenpreisen ist die Abrechnung mit dem Betreiber dagegen anders geregelt. Die eingespeiste Energie wird zu den geltenden viertelstündlichen Strombörsenpreisen abgerechnet. Ein vorübergehender Einspeisestopp in Negativpreisphasen ab der passenden Preisgrenze wirkt sich für LUOX Kunden somit direkt positiv auf die Vermarktungserlöse aus. Anlagen mit ungesteuerter und überdurchschnittlicher Einspeisung zu niedrigen oder negativen Börsenpreisen können allerdings theoretisch auch geringere Erlöse erzielen. (siehe Balkendiagramm unten)

Erlösbestandteile: Spot-Direktvermarktung vs. Marktwertmodell



* Für Anlagen, die ab dem 01.01.2023 in Betrieb genommen wurden, gilt der Jahresmarktwert zur Ermittlung der Marktpremie. (davor der Monatsmarktwert)

Für die marktorientierte Abregelung entsteht daraus ein wesentlicher Unterschied: Während bei der Direktvermarktung auf Basis des Monatsmarktwerts die negativen Preise immer in die Erlöse mit einfließen, unabhängig vom tatsächlichen Einspeisezeitpunkt, ist der wirtschaftliche Effekt einer preisbasierten Abregelung bei der Spot-Direktvermarktung direkt im Erlös sichtbar.

3. So funktioniert die automatische Abregelung bei LUOX Energy

Die marktorientierte beziehungsweise freiwillige Abregelung bezeichnet zunächst das Prinzip, die Einspeisung anhand wirtschaftlicher Preisgrenzen zu steuern.

Bei LUOX Energy erfolgt die Abregelung auf Basis der vereinbarten Preisgrenze automatisiert und zuverlässig. Anschließend lassen sich alle Abregelperioden in der LUOX Energy App im Nachgang transparent nachvollziehen.



Vom Day-Ahead-Preis zum Steuerbefehl

Der operative Ablauf lässt sich vereinfacht in mehrere Schritte gliedern:

1. Berücksichtigung der Preisgrenzen bei der Prognose

LUOX Energy berücksichtigt die festgelegten Preisgrenzen aller Anlagen im Portfolio bereits bei der Erstellung der täglichen Einspeiseprognosen und vermeidet damit erhöhte Ausgleichskosten.

2. Day-Ahead-Preise liegen vor.

Die Börsenpreise für die Viertelstunden des Folgetags werden veröffentlicht.

3. Die vereinbarte Abregelgrenze wird geprüft.

Für die Anlage ist festgelegt, ab welchem Preis die Einspeisung wirtschaftlich nicht mehr gewünscht ist. Diese Preisgrenze kann unter Berücksichtigung des anzulegenden Werts und der geltenden Marktprämienregelung individuell bestimmt werden.

4. Die betreffenden Zeitintervalle werden identifiziert.

Unterschreitet der Day-Ahead-Preis die festgelegte Grenze, wird das entsprechende Zeitfenster für die Abregelung berücksichtigt.

5. LUOX Energy übermittelt den Steuerbefehl.

Über die vorhandene Fernsteuertechnik wird die Einspeiseleistung der Anlage für das betreffende Intervall reduziert beziehungsweise die Netzeinspeisung gestoppt.

6. Nach Ablauf des Preisintervalls wird die Einspeisung wieder freigegeben.

7. Ist-Einspeisung und Schaltvorgänge können für Vermarktung und Abrechnung nachvollzogen werden.

Der wesentliche Vorteil einer automatisierten Umsetzung liegt in der Skalierbarkeit. Gerade bei größeren Einzelanlagen oder Portfolios wäre eine manuelle Überwachung und Steuerung jedes negativen Viertelstundenpreises operativ kaum sinnvoll.

Fernsteuerbarkeit als Voraussetzung

Für direkt vermarktete Anlagen über 25 kW verlangt § 10b EEG grundsätzlich technische Einrichtungen, über die der Direktvermarkter die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung fernsteuern kann. Bei vielen Anlagen ist damit bereits eine wesentliche technische Grundlage für eine marktpreisbasierte Steuerung vorhanden.



Betreiber und Projektierer sollten allerdings auf die korrekte Konfiguration und uneingeschränkte Funktionsfähigkeit des Steuersystems achten, um eine zuverlässige und problemlose Abregelung der Einspeisung bei negativen Strompreisen sicherzustellen.

4. Die richtige Abregelgrenze ist anlagenspezifisch

Anlagen mit Inbetriebnahmedatum nach dem 25. Februar 2025 regelt LUOX Energy standardmäßig ab einer Grenze von 0 Euro/MWh ab. Für alle anderen Anlagen können LUOX Kunden eine individuelle Preisgrenze im negativen Bereich wählen.

Für eine wirtschaftlich sinnvolle Abregelstrategie sollten drei Ebenen gemeinsam bewertet werden:

Börsenpreis

Welcher Day-Ahead-Preis gilt für das betreffende Intervall?

Förderregime

Besteht für die Anlage im betrachteten Zeitraum noch ein Förderanspruch oder greift § 51 EEG?

Anlagen- und Vermarktungskonzept

Wie wird die konkrete Einspeisung vergütet und welche weiteren Erlösbestandteile bestehen?

Daraus folgt: 0 Euro/MWh sind eine sichtbare und leicht verständliche Schwelle, aber nicht zwangsläufig die wirtschaftlich optimale Abregelgrenze.

Bei einer neuen EEG-Anlage, bei der der anzulegende Wert bereits ab der ersten negativen Viertelstunde auf null sinkt, kann die Einspeisung zu negativen Preisen unmittelbar zu einem Verlustgeschäft werden.

Bei Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung wiederum gibt es keine Marktprämie. Dort ist die Entscheidung stärker vom Börsenpreis, den Vermarktungskonditionen sowie möglichen Alternativen zur Einspeisung abhängig.

Eine sinnvolle Abregelstrategie sollte deshalb nicht mit einer pauschalen Preisgrenze beginnen, sondern mit der wirtschaftlichen Einordnung der konkreten Anlage.

5. Was passiert bei Anlagen mit Eigenverbrauch?

Bei gewerblichen Anlagen mit Überschusseinspeisung muss zwischen der lokalen Stromversorgung und der Einspeisung am Netzanschlusspunkt unterschieden werden.

Ziel der marktorientierten Abregelung ist grundsätzlich die Reduktion der Netzeinspeisung, nicht die Unterbrechung eines wirtschaftlich sinnvollen Eigenverbrauchs. Bei korrekter Konfiguration der Direktvermarktungsschnittstelle bleibt der Eigenverbrauch von der Abregelung der Einspeisung unberührt.

Vor der Einrichtung einer automatischen Abregelung sollte bei Überschusseinspeisern deshalb geprüft werden:

1. Wurde die Direktvermarktungsschnittstelle korrekt konfiguriert?
2. Was geschieht tatsächlich im Falle der Abregelung? Ist nur die Einspeisung betroffen oder auch der Eigenverbrauch?

Die Fernsteuerbarkeit allein garantiert noch nicht, dass der Eigenverbrauch bei jeder Anlagenkonfiguration unberührt bleibt. Mess- und lokales Steuersystem müssen korrekt konfiguriert sein. Dies sollte der zuständige Installateur sicherstellen, bzw. verifizieren.

6. Beispiel aus dem laufenden Betrieb: 179 Prozent höhere Vermarktungserlöse im April 2026

Wie hoch die Erlössteigerung durch eine automatische Abregelung in Negativpreisphasen in bestimmten Monaten sein kann, zeigt der Fall der Eier Geiger GbR. Das Unternehmen betreibt eine PV-Freiflächenanlage mit 974 kWp in Südausrichtung.

Die Anlage ist als Volleinspeiser konzipiert und seit Januar 2025 bei LUOX Energy in der Direktvermarktung. Das Anlagenprofil ist für die Betrachtung besonders aussagekräftig, da sich der wirtschaftliche Effekt der Abregelung weitgehend isoliert betrachten lässt.

Anlagenprofil der Eier Geiger GbR

- 974 kWp installierte Leistung
- Freiflächenanlage mit Südausrichtung
- Volleinspeisung
- kein Batteriespeicher
- kein Energiemanagementsystem
- Marktprämienregelung:
Zwei-Stunden-Regel im Jahr 2026



Vermarktungserlöse mit Abregelung im April 2026

Der April 2026 war durch zahlreiche und teilweise sehr tiefe Negativpreise geprägt. Während einzelner Preisphasen fiel der Börsenstrompreis auf bis zu -480 Euro/MWh.

Für die Anlage ergab sich die folgende Erlösrechnung:

Vermarktungsergebnis **April 2026**

Theoretischer Vermarktungserlös ohne automatische Abregelung 1.593,80 €

Tatsächlicher Vermarktungserlös mit automatischer Abregelung 4.448,54 €

Zusatzerlös durch automatische Abregelung 2.854,74 €

Steigerung des Vermarktungserlöses +179 %

Marktprämienverlust durch Abregelung 0 €

Die außergewöhnlich hohe prozentuale Steigerung ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der theoretische Vermarktungserlös ohne Abregelung durch die tiefen negativen Preise stark belastet worden wäre. Die 179 Prozent dürfen deshalb nicht als allgemeine Renditeerwartung verstanden werden. Sie beziehen sich ausschließlich auf den Vermarktungserlös dieser Anlage im April 2026.

Für die strategische Bewertung ist das Praxisbeispiel dennoch relevant: Die Erlösverbesserung wurde ohne Investition in einen Batteriespeicher oder ein EMS und ohne manuelle Steuerung erzielt.

Die wirtschaftliche Optimierung bestand ausschließlich darin, die vorhandene Steuerbarkeit der Anlage konsequent mit den Börsenpreisen und dem für die Anlage geltenden Förderregime zu verbinden.

7. Marktbasierte Abregelung und Redispatch sind zu unterscheiden

Die temporäre Abregelung von PV- und Windkraftanlagen kann unterschiedliche Ursachen haben. Netzbedingte Redispatch-Maßnahmen müssen von einer freiwilligen marktorientierten Maßnahme zur Erlössteigerung unterschieden werden.

Bei einer **marktorientierten Abregelung** entsteht der Steuerimpuls aus einer wirtschaftlichen Entscheidung. Ein negativer beziehungsweise unterhalb der individuellen Grenze liegender Börsenpreis macht die Einspeisung unattraktiv. Die Reduktion erfolgt freiwillig und wird durch den Direktvermarkter vorgenommen.

Redispatch dient dagegen der Netzstabilität. Der zuständige Netzbetreiber veranlasst eine Änderung der Einspeisung, wenn ein Netzenspass prognostiziert oder festgestellt wird. Für Bilanzierung und finanziellen Ausgleich gelten eigene regulatorische Vorgaben.

LUOX Energy stellt sicher, dass die durch uns geplanten Abregelungen dem Netzbetreiber automatisiert vorab gemeldet werden. So können Redispatch-Maßnahmen in Zeiten mit negativen Preisen von vornherein vermieden werden. Für den Erzeuger ist das von Vorteil, weil er ggf. beim finanziellen Ausgleich einer Redispatch-Abregelung auch von negativen Preisen betroffen wäre.

8. Abregelung und Batteriespeicher: Einspeisesteuerung als Erlöshebel

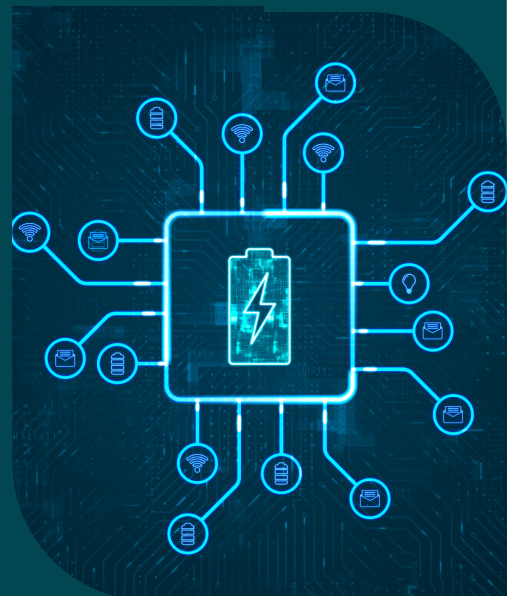
Marktorientierte Abregelung bietet eine gewisse Form von Flexibilität, doch ohne weitere Maßnahmen geht die produzierte Strommenge der betroffenen Anlage verloren und kann nicht zu einem späteren Zeitpunkt vermarktet werden.

Ein Batteriespeicher eröffnet zusätzliche Möglichkeiten. Überschüssiger Strom kann in einer Niedrig- oder Negativpreisphase gespeichert und später für Eigenverbrauch oder die Direktvermarktung genutzt werden. In Kombination mit einem geeigneten Energiemanagementsystem kann die Einspeisung damit nicht nur vermieden, sondern zeitlich optimiert werden. Diese zusätzlichen Freiheitsgrade sind wirtschaftlich interessant, erfordern jedoch Investitionen und eine komplexere Betriebsstrategie.

Die automatische Abregelung hat demgegenüber eine deutlich niedrigere Eintrittsschwelle. Ist die erforderliche Steuertechnik bereits vorhanden, kann sie ohne zusätzliche Speicherinvestition genutzt werden.

Freiwillige Abregelung mit Batteriespeicher

Auch für PV- oder Windkraftanlagen mit einem Batteriespeicher kann eine Abregelung durch den Direktvermarkter sinnvoll sein. Das ist vor allem dann der Fall, wenn der Batteriespeicher nicht über eine Funktion zur preisbasierten Einspeisesteuerung verfügt.



In sonnenreichen Stunden sind Speicher schnell vollständig geladen, sodass kein Strom mehr gespeichert werden kann. Durch Abregelung der Einspeisung kann vermieden werden, dass die weitere Stromproduktion ungesteuert zu negativen Preisen eingespeist wird.

9. Für welche Anlagen ist marktorientierte Abregelung besonders wichtig?

Das Erlöspotenzial durch Abregelung muss grundsätzlich anlagenspezifisch bewertet werden. Einige Anlagenprofile weisen jedoch besonders günstige Voraussetzungen auf.

Jüngere EEG-Anlagen

Je kürzer die für die Anlage geltende Negativpreisregel ist, desto unmittelbarer wirkt ein negativer Börsenpreis auf die Gesamterlöse. Besonders Anlagen seit dem 25. Februar 2025 sowie größere Anlagen ab 2021 sollten deshalb prüfen, wie Negativpreisphasen in ihrem Vermarktungsmodell gehandhabt werden.

Voll- und Teileinspeiser mit regelmäßig hoher Einspeisung in Negativpreisfenstern

Südorientierte PV-Freiflächenanlagen können besonders hohe Erzeugungsmengen in den Mittagsstunden aufweisen. Bei Windparks sind längere Starkwindphasen relevant. Je stärker die Erzeugung einer Anlage mit negativen Preisintervallen korreliert, desto höher kann das potenzielle Verlustvolumen einer ungesteuerten Einspeisung sein.

Das gilt grundsätzlich für Volleinspeiser wie auch für Teileinspeiser. Doch bei Anlagen mit Volleinspeisung besteht kein Eigenverbrauch, der bei negativen Preisen einen alternativen Wert für den erzeugten Strom schafft. Die Steuerung der Einspeisung per Batteriespeicher oder Abregelung wirkt sich daher unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage aus. Die Eier-Geiger-Referenz ist hierfür ein anschauliches Beispiel.

Post-EEG-Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung

Für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung erhalten Betreiber keine Marktprämie. Vermarktungserlöse spielen daher für die Wirtschaftlichkeit der Anlage eine besonders große Rolle. Dies ist besonders dann der Fall, wenn ein erhöhter Eigenverbrauch keine Option ist.

10. Prüfpunkte für Betreiber, Projektierer und Investoren

Vor der Festlegung für einer marktorientierten Abregelung durch Ihren Direktvermarkter sollten Sie insbesondere folgende Punkte klären:

- 1. Inbetriebnahmetermin der PV- oder Windkraftanlage:** Welche Regeln zum Wegfall der Marktprämie bei Negativpreisen gelten für die spezifische Anlage?
- 2. Anlagenleistung:** Welche Leistungsgrenzen und Regeln gelten für die Anlage?
- 3. Anzulegender Wert und Marktprämie:** Wie verändert sich der Gesamterlös bei negativen Preisen?
- 4. Veräußerungsform:** Geförderte oder sonstige Direktvermarktung?
- 5. Vermarktungsmodell:** Wird zum monatlichen Marktwert oder zu tatsächlichen Börsenpreisen abgerechnet?
- 6. Preisgrenze:** Ab welchem Preis wird die Netzeinspeisung mit Ihrer Anlage unwirtschaftlich?
- 7. Fernsteuerbarkeit:** Ist die Anlage zuverlässig steuerbar und ist eine Rückmeldung der Ist-Einspeisung möglich?
- 8. Eigenverbrauch:** Wurde die Direktvermarktungsschnittstelle korrekt konfiguriert? Kann bei Eigenverbrauch ausschließlich die Netzeinspeisung begrenzt werden?
- 9. Abrechnung und Nachweis:** Sind die Zeitfenster der Abregelung und ihre wirtschaftlichen Auswirkungen beim Direktvermarkter transparent nachvollziehbar?

Für größere Anlagen und Portfolios empfiehlt sich eine detaillierte Auswertung. Erst der Abgleich von Einspeisemengen, Spotmarktpreisen, Förderstatus und tatsächlichen Abregelintervallen zeigt, welches Verlustvolumen besteht und wie groß der mögliche Optimierungseffekt ist.

Fazit: Abregelung als Bestandteil einer marktorientierten Vermarktungsstrategie

Negative Strompreise werden die Wirtschaftlichkeit von EEG-Anlagen auch künftig beeinflussen. Betreiber größerer PV- und Windenergieanlagen sollten daher prüfen, wie Vermarktungsvertrag, Förderregime und technische Steuerbarkeit ineinandergreifen.

Eine marktorientierte Abregelung kann insbesondere dann wirtschaftlich sinnvoll sein, wenn die Anlage in negativen Preisphasen ohne ausreichenden Ausgleich durch die Förderung weiter einspeist. Die optimale Abregelgrenze hängt von den individuellen Förderbedingungen und dem Einspeiseverhalten der Anlage ab und sollte entsprechend festgelegt werden.

Wirtschaftlich unmittelbar wirksam wird die marktorientierte Steuerung der Einspeisung nur in der Direktvermarktung zu viertelstündlichen Börsenpreisen. Hier wirkt sich ein Einspeisestopp während negativer Preisintervalle unmittelbar auf den Vermarktungserlös aus.

Die automatische Umsetzung durch LUOX Energy reduziert dabei den operativen Aufwand und die Fehlerquote: Nach Festlegung der passenden Preisgrenze kann die Abregelung auf Grundlage der Day-Ahead-Preise ohne laufende manuelle Eingriffe des Direktvermarkters erfolgen: transparent und zuverlässig.

Das beschriebene Fallbeispiel der Eier Geiger GbR zeigt, dass daraus auch ohne Speicherinvestition relevante wirtschaftliche Effekte entstehen können. Für Anlagen mit Batteriespeichern und Energiemanagementsystemen kann die Abregelung zugleich ein möglicher Bestandteil einer umfassenderen Flexibilitätsstrategie sein.

Für mehr Informationen zu LUOX Direktvermarktung oder ein persönliches Beratungsgespräch zu Ihrem Einstieg mit Ihrer gewerblichen PV- oder Windkraftanlage, kontaktieren Sie uns gerne auf:

www.luox-energy.de/kontakt.

Über LUOX Energy

LUOX Energy ist die Endkundenmarke der Lumenaza GmbH und bündelt mehr als dreizehn Jahre Erfahrung in der Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Als Teil der Lumenaza GmbH profitieren wir von einer leistungsfähigen, digitalen Infrastruktur, die alle energiewirtschaftlichen Prozesse zuverlässig abbildet - vom Onboarding, über die der Stromvermarktung bis hin zur Abrechnung.

Mit dieser technologischen Basis ermöglichen wir es Betreibern von Photovoltaik-, Windkraft-, Biogas- und Wasserkraftanlagen, ihren Strom ge-

winnbringend zum Börsenstrompreis zu vermarkten - und das bei transparenten Konditionen und minimalem Aufwand. Gleichzeitig bieten wir mit LUOX Direktvermarktung und dem dynamischen Stromtarif LUOX Dynamisch RLM Lösungen, die Produzenten und Verbraucher flexibel mit dem Energiemarkt verbinden.

Unser Anspruch ist es, die Energiewende wirtschaftlich attraktiv, transparent und planbar zu gestalten. Dafür kombinieren wir technologische Kompetenz mit klaren Prozessen und flexiblen Stromprodukten, die auf Stabilität und Fairness ausgerichtet sind.

Besonderen Wert legen wir auf:



Verlässliche Konditionen: faire Laufzeiten und kurze Kündigungsfristen für maximale Planungssicherheit



Transparente Preisstrukturen: Keine versteckten Gebühren oder Risikoaufschläge



Technologische Integration: Einbindung von Batteriespeichern und Energiemanagementsystemen



Innovative Lösungen: Automatische Abregelung bei negativen Strompreisen für höhere Erlöse und Sicherheit im Markt

Damit schaffen wir die Grundlage für eine effiziente und zukunftsorientierte Direktvermarktung, die unseren Kunden operative Komplexität abnimmt und kompetitive Erträge sichert.

Unser gemeinsames Ziel: eine Energiezukunft, die auf 100 % erneuerbaren Quellen basiert. Wirtschaftlich tragfähig, digital vernetzt und für alle zugänglich.