

Negative Strompreise und der weitere Ausbau der Photovoltaik in Österreich

Eine Einordnung der Österreichischen Energieagentur

20. Mai 2026

Der Ausbau der Photovoltaik ist eine der zentralen Erfolgsgeschichten der österreichischen Energiewende. Mit einer installierten Leistung von mehr als 10 Gigawattpeak (GWp) leistet die PV bereits heute einen substanziellen Beitrag zur heimischen Stromversorgung. Sie hat sich damit von einer Nischentechnologie zu einer systemrelevanten Erzeugungstechnologie entwickelt.

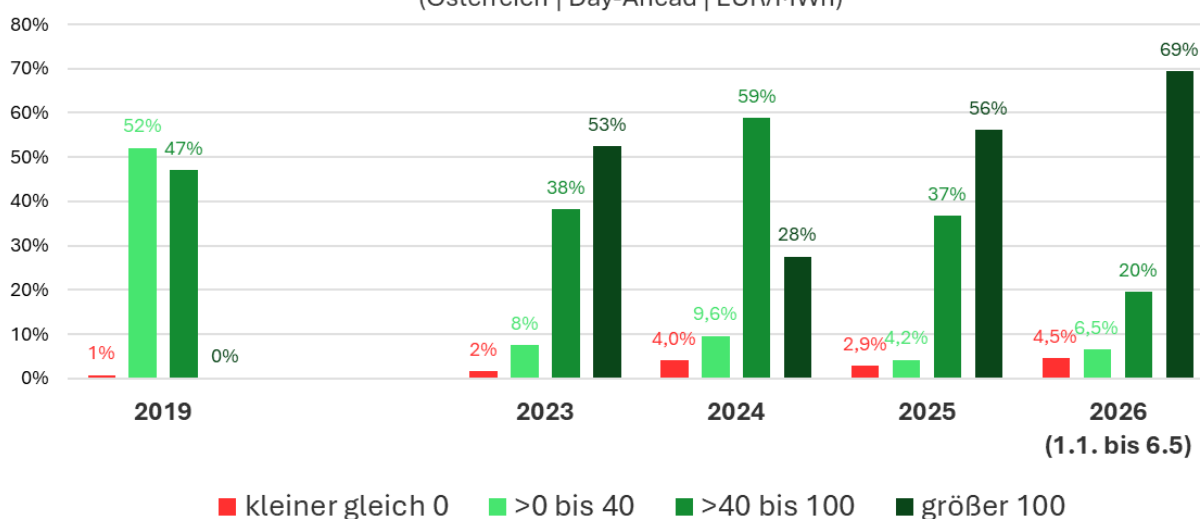
Und der weitere Ausbau ist energiepolitisch, industriepolitisch und volkswirtschaftlich notwendig:

- für die Reduktion der Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern,
- für die Absicherung des steigenden Strombedarfs durch die Elektrifizierung von Industrie, Mobilität und Wärme,
- für die Stärkung der Versorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts und
- zur Erreichung der nationalen und europäischen Energie- und Klimaziele.

Um alle diese Ziele zu erreichen, muss ein jährlicher Zubau von etwa 1 bis 2 GWp Photovoltaik langfristig sichergestellt werden. Gleichzeitig müssen die Ausbaupfade stärker als bisher mit der Verbrauchsentwicklung, der Netzinfrastruktur und der Flexibilisierung des Energiesystems abgestimmt werden.

Negative Strompreise sind in dieser Phase ein Symptom für den Erfolg des Ausbaus – und gleichzeitig eine Herausforderung:

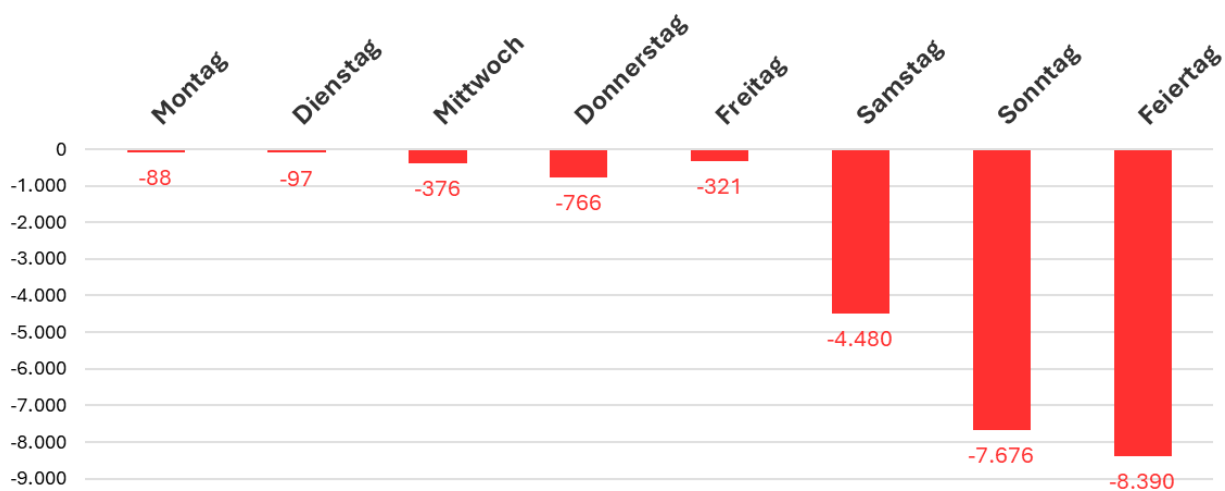
Verteilung der Börsestrompreise nach Preisspanne
(Österreich | Day-Ahead | EUR/MWh)



Im Kurzfristhandel treten negative Strompreise zunehmend häufiger auf, insbesondere an sonnigen Wochenenden oder Feiertagen mit niedrigem Stromverbrauch. Zwischen dem 1. Jänner und 6. Mai 2026 lag der Anteil von Viertelstunden mit negativen Day-Ahead-Preisen bereits bei 4,5 %. Ein markantes Beispiel war zuletzt der 1. Mai 2026, an dem der Day-Ahead-Preis im österreichischen Marktgebiet mittags über mehrere Stunden die technische Marktuntergrenze von minus 500 EUR/MWh (ab dem 28. Mai 2026 beträgt diese minus 600 EUR/MWh) erreichte. Im Intraday-Handel wurden Werte bis rund minus 850 EUR/MWh notiert.

Kumulierte Summen aller negativen Preise

(Österreich | 1.1. bis 6.5 2026 | Day-Ahead | EUR/MWh)



Die Hauptursache an den negativen Preisen liegt im rasanten europäischen PV-Ausbau:

- In den Jahren 2024 und 2025 wurden europaweit rund 130 GWp Photovoltaik neu installiert. Der Gesamtbestand liegt aktuell bei etwa 400 GWp.
- Wenn große Teile Mitteleuropas gleichzeitig hohe PV-Erzeugung und niedrigen Verbrauch aufweisen, entstehen temporäre Überschüsse, die weder lokal genutzt noch vollständig exportiert werden können. Der Strommarkt bildet diesen strukturellen Überschuss durch sehr niedrige Preise ab, die unter den geltenden Marktbedingungen auch ins Negative gehen können.
- Negative Preise entstehen jedoch auch deshalb, weil ein erheblicher Teil der thermischen Kraftwerke (Kernenergie, Kohle sowie Biomasse) in Europa in solchen Stunden weiterläuft. Diese oftmals technisch bedingte, teils auch in der Vermarktung begründete Inflexibilität auf der Erzeugungsseite verstärkt die Preisausschläge nach unten.

Negative Strompreise sind kein Marktversagen, sondern ein Preissignal, das im gegebenen regulatorischen Rahmen folgerichtig ist. Sie zeigen den Erfolg des Erneuerbaren-Ausbaus und machen sichtbar, wo Flexibilität, Speicher und Verbrauchsverschiebung fehlen.

In dieser Phase sind negative Preise eine Herausforderung, liefern jedoch wichtige Anreize für den Übergang in ein flexibleres Stromsystem.

Zwei Seiten einer Medaille: PV-Anlagen senken Strompreise, damit aber auch ihren eigenen Marktwert.

Der verlässlichste Wirtschaftlichkeitsbeitrag entsteht zunehmend durch Eigenbedarfsdeckung. Denn die Einspeisung von PV-Überschussstrom ist marktseitig nur noch eingeschränkt wirtschaftlich. Anlagen unter 500 kWp können die Abnahmepflicht der OeMAG zum Marktpreis nutzen, größere Anlagen sind auf die EAG-Marktpremie angewiesen. Lange Perioden negativer Strompreise reduzieren die Ertragslage geförderter Anlagen zusätzlich.

Besonders betroffen ist der Anlagenbestand, der während der Energie- und Gaskrise bei hohen Einspeisevergütungen bzw. auch infolge überzogener Marktpreiserwartungen errichtet wurde. Diese Projekte wurden unter völlig anderen Preisannahmen dimensioniert und geraten nun unter Druck. Die Anlagen erwirtschaften geringere Erlöse als erwartet und es kommt zu Kündigungen und Neuverhandlungen von Einspeiseverträgen. Dies führt zu einem Vertrauensverlust bei privaten und gewerblichen Investoren. Die Finanzierungskosten neuer Projekte steigen hierdurch an.

Druck auf Verteilernetze

Auf der Netzseite stoßen Teile der Verteilernetze an ihre Anschlusskapazitäten. In Gebieten mit hohem Windkraftanteil im Osten Österreichs ist die Netzintegration neuer PV-Großanlagen erschwert und teilweise nur über die gemeinsame Nutzung von Anschlusskapazitäten mit bestehenden Windkraftstandorten möglich. Hinzu kommt eine Verteilungswirkung über die Netzentgelte: Da viele Anlagen einen signifikanten Eigenverbrauch abdecken, sinken insbesondere im kleinen und mittleren Anlagensegment die auf der Verbrauchsseite abrechenbaren Netzentgelte. Die zusätzlichen Netzkosten durch die Integration der Anlagen ins Netz werden folglich verstärkt durch die Netznutzer:innen, die keine eigenen Erzeugungsanlagen haben, querfinanziert.

In Umsetzung befindliche Maßnahmen

Mit dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) wurden zentrale Weichen gestellt. Die Spitzenkappung erlaubt eine statische oder dynamische Begrenzung der Einspeisung neuer PV-Anlagen auf bis zu 70 % der Modulspitzenleistung. Flexible Netzzugänge ermöglichen den vorgezogenen Anschluss von Anlagen mit reduzierter Einspeiseleistung. Systemdienliche Batteriespeicher werden bei den Netzentgelten begünstigt, Aggregatoren und aktive Kunden erhalten neue Markttrollen, ein Flexibilitätsmarkt im Verteilernetz wird aufgebaut. Die EAG-Marktpremie wird bei mehr als sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativer Preise ausgesetzt, eine Verkürzung der dazu notwendigen Stundenzahl durch eine kommende Novelle gilt als wahrscheinlich. Der im ElWG neu geschaffene Versorgungsinfrastrukturbeitrag beteiligt außerdem auch Einspeiser an den gestiegenen Infrastrukturkosten, wobei der Erhalt der Wirtschaftlichkeit von Anlagen gesetzlich geschützt wird.

Diese Instrumente erreichen in Teilen erst sukzessive den Anlagenbestand. Die Wirkung steigt mit jedem Jahr, in dem Neuanlagen unter den neuen Regeln ans Netz gehen.

Empfehlungen

Die strukturelle Antwort auf die Häufung negativer Preise liegt in einer engeren zeitlichen Kopplung von Erzeugung und Verbrauch sowie in stärkeren Marktsignalen.

- **OeMAG-Bilanzgruppe an Spotpreisen ausrichten.** Eine engere Anbindung an die tatsächlichen Stundenpreise schafft Anreize für Speicher, Verbrauchssteuerung und systemdienliche Anlagenplanung.
- **Flexible Verbrauchssteuerung ausbauen.** Auf der Verbrauchsseite liegen erhebliche Potenziale. Viele Verbraucher reagieren heute nicht auf Marktsignale, beispielsweise werden viele Elektroautos direkt nach dem Anstecken geladen. Eine Verlagerung in Stunden mit niedrigen oder negativen Preisen ist bei vielen Anwendungen technisch möglich. Mit dem Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) hat die E-Control ein zeitvariables Netzentgelt eingeführt, das in den Sommermonaten reduziert ist und Anreize zur Verlagerung in die Mittagsstunden setzt. Eine breite Anwendung und Ausweitung wäre sinnvoll.
- **Sachliche und konsistente Kommunikation gegenüber Anlagenbesitzer:innen.** Anlagenbesitzer und Einspeiser müssen sich fair am System beteiligen, dürfen aber nicht für ihr Engagement bestraft werden. Eine offene Kommunikation über die veränderte Marktsituation und die Bedeutung von Eigenverbrauch und Verbrauchsverlagerung ist notwendig.

Für Bestandsanlagen

- **Anreize zur Reduktion der Einspeiseleistung.** Bestehende Anlagen können einen Beitrag leisten, indem sie ihre Einspeiseleistung in kritischen Stunden reduzieren. Voraussetzung sind Anreize seitens der Netzbetreiber, die eine freiwillige Anpassung wirtschaftlich attraktiv machen.
- **Nachrüstung mit Speichern.** Eine Erweiterung bestehender Anlagen um Speicher kann Einspeisespitzen abfangen und die Anlagen besser an die heutige Marktsituation anpassen.

Für Neuanlagen

- **Vorausschauende Dimensionierung.** Neue Anlagen sollten so geplant werden, dass durch Größe, Ausrichtung und Kombination mit Speichern möglichst keine extremen Mittagsspitzen entstehen. Ziel ist eine gleichmäßigere Tageseinspeisung und höhere Produktivität in den Wintermonaten und an den Tagesrandzeiten.
- **Förderlogik weiterentwickeln statt zurückfahren.** Förderquoten und Fördermittel sind eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass weiter investiert wird. Notwendig ist eine Weiterentwicklung der Förderung in Richtung Systemdienlichkeit.