Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

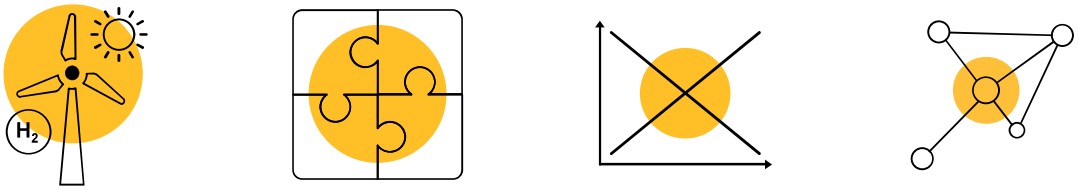
EWI-Analyse

26.01.2026

Analyse zum Systemwert von Solar-Nachführsystemen in Deutschland

Im Auftrag von Nextpower LLC

Lisa Restel, Dr. Nils Namockel, Philipp Artur Kienscherf



© EWI 2026

Executive Summary

- *Vergleichende Analyse: Wert von nachgeführten Solaranlagen (Tracking-Systemen) und fest aufgeständerten Solaranlagen (Fixed-Tilt).*
- *Vergleich aus Sicht einzelner Anlagen, ohne Rückwirkungen auf Marktpreise und das Verhalten anderer Akteure abzuschätzen.*
- *Exemplarische Ergebnisse für das Jahr 2024.*

+43% höherer Marktwert

- Etwa **29% mehr Stromerzeugung** bei Tracking- ggü. Fixed-Tilt-Anlagen.
- Produktion insbesondere in **Schulter-stunden,** in denen der Strompreis höher ist als zur Mittagszeit, was zu einem steigenden Marktwert führt.

+108% höherer Netto-Systemwert

- Annäherung an den Netto-Systemwert einer Anlage durch **Strom-Marktwert abzüglich Anlagen- und Netzkosten**.
- Netto-Systemwert bei **Tracking-Anlagen mehr als doppelt so hoch wie** bei Fixed-Tilt-Anlagen.

-3 Mrd. € Netzausbaukosten bis 2030

- Erreichen der EEG-Ziele bis 2030 mit weniger installierter Leistung durch **höhere Volllaststunden** von Tracking-Systemen möglich.
- Einsparungen bei Netzausbaukosten in Höhe von etwa 3,2 Mrd. € möglich.

Bei der Marktintegration von PV sind aktuell sinkende Marktwerte bei steigenden Netzkosten und Anschlussknappheit zu beobachten

- **Zur Erreichung des 80%-EEG-Ziels wird bis 2030 ein weiterer Zubau von 99 GW an PV-Anlagen angestrebt.**[1]
- **Geringer Marktwert der PV-Spitzeneinspeisung.** PV-Anlagen weisen in der zeitlichen Entwicklung durch den kontinuierlichen Zubau sinkende Marktwerte auf, da sie aufgrund ihrer hohen Gleichzeitigkeit die Börsenstrompreise senken. Die fehlende Steuerbarkeit vieler Bestandsanlagen verschärft dieses Problem.[2]
- **Hohe Förderkosten infolge abnehmender Marktwerte.** Mit der EEG-geförderten Direktvermarktung erhalten Anlagenbetreiber die Differenz zwischen dem garantierten „anzulegenden Wert“ und dem tatsächlichen Marktwert als Ausgleichszahlung. Sinkt der Marktwert, steigt diese Differenz („EEG-Differenzkosten“), sodass hohe Förderkosten entstehen.[2]
- **Volatile EE verursachen Netzausbaukosten.** Erneuerbare Energien spielen zudem eine zunehmend große Rolle und treiben Netzausbaukosten im Vergleich zu konventionellen Erzeugern unter anderem durch ihre volatile Erzeugung, da ihr Netzanschluss im Allgemeinen (nahezu) auf die Spitzenleistung dimensioniert ist und so zu einer geringeren Netzauslastung führt. Insbesondere konventionelle PV-Anlagen weisen im Jahr nur wenige Stunden mit voller Einspeiseleistung auf. Neben hohen Kosten gibt es zudem eine Knappheit bei der Verfügbarkeit von Netzanschlüssen.

pv

Photovoltaik-Marktwerte sind 2024 auch in Relation zum durchschnittlichen Börsenstrompreis gesunken

Nach Berechnungen von Agora Energiewende lag die relative Marktwertigkeit von Solarstrom im erzeugungsgewichteten Jahresmittel 2024 bei 60 Prozent des durchschnittlichen Börsenpreises – im Vorjahr waren es noch 76 Prozent. Die Analyse zeigt auch, dass sich Dunkelflauten kaum auf die Verbraucherpreise auswirken.

8. JANUAR 2025 RALPH DIERMANN

Handelsblatt

Bundeshaushalt droht wegen negativer Strompreise neue Belastung

Der rasante Ausbau der Photovoltaik sorgt für einen Stromüberschuss. Erstmals gab es jetzt an acht Tagen hintereinander negative Strompreise. Die Folgen für den Haushalt sind immens.

Klaus Stratmann
17.05.2024 - 10:57 Uhr

F+ INEFFIZIENTE ENERGIEPOLITIK

Frankfurter Allgemeine

Die teure Kehrseite des neuen Solarbooms

GASTBEITRAG von Manuel Frondel 23.10.2024, 11:50 Lesezeit: 10 Min.

Oft ist Sonnenstrom schon im Überfluss vorhanden. Das ist keine gute Nachricht, denn für die Abnahme verlangen die Kunden Geld, die steigende Rechnung trägt der Steuerzahler. Die Politik muss die Ursachen der Fehlsteuerung dringend beheben.

1: BMWE (2025) | 2: Netztransparenz (2024)

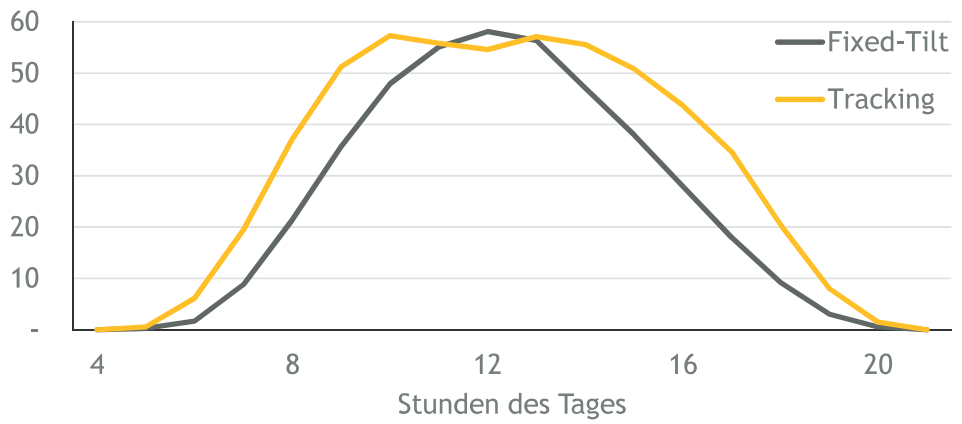
Solare Nachführsysteme könnten die Systemdienlichkeit von PV-Einspeisung erhöhen

- Nachgeführte PV-Systeme könnten eine Lösungsoption darstellen, um die Marktintegration von PV-Anlagen zu verbessern. Dazu ist eine höhere Marktdurchdringung an nachgeführten PV-Anlagen denkbar.
- Konventionelle PV-Anlagen sind im Allgemeinen fest montiert. Tracking-Systeme hingegen bewegen die Module nach dem Sonnenstand. Im Falle der hier betrachteten horizontalen 1-achsigen Nachführung wird der Neigungswinkel in fünf-minütigen Intervallen angepasst, während die Ausrichtung fest bleibt. Dadurch haben nachgeführte PV-Systeme ein breiteres Erzeugungsprofil (siehe Abbildung).

Diese Analyse untersucht die mögliche Vorteilhaftigkeit nachgeführter Solarsysteme gegenüber fest ausgerichteten PV-Anlagen am Beispiel von zwei exemplarischen PV-Anlagen. Dabei werden die folgenden Dimensionen adressiert:

1. **Erzeugung und Marktwert im Vergleich**
2. **Vergleich des Netto-Systemwertes**
3. **Marktwerte in Abhängigkeit der Netzanschlussleistung**

Durchschnittliche solare Einspeiseleistung[1], MW

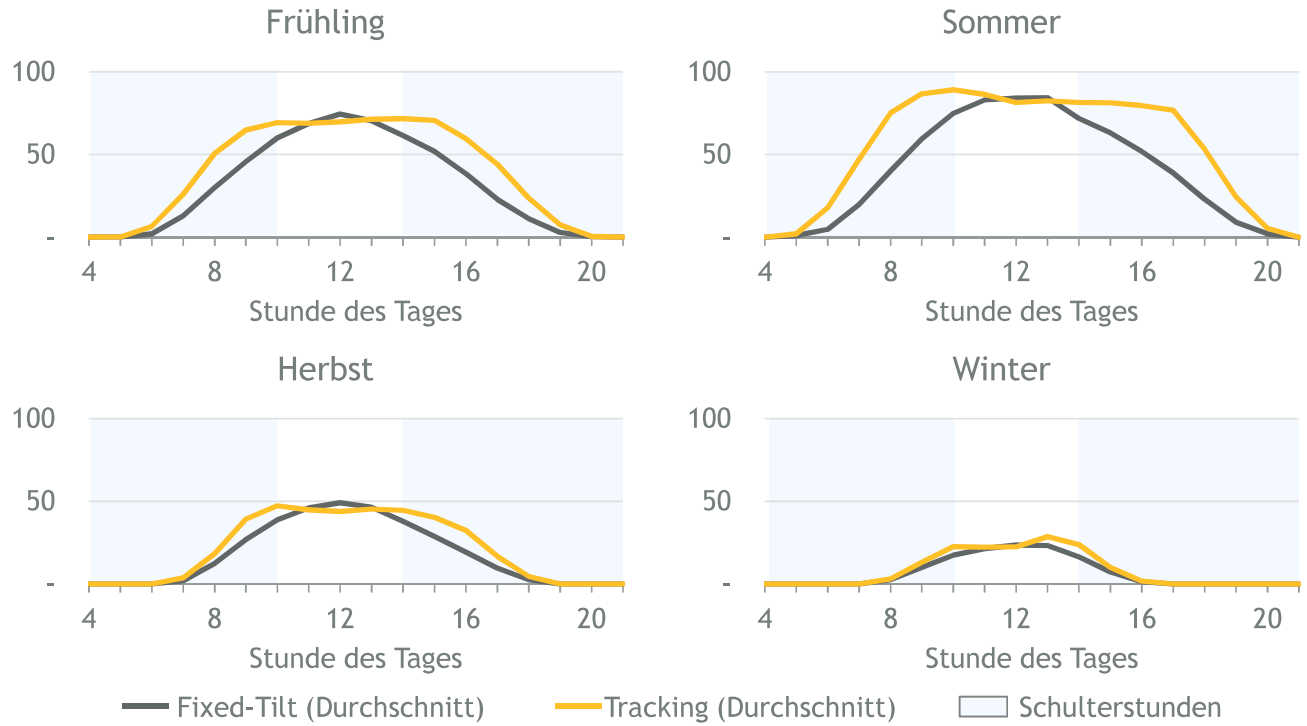


1: PV-Anlagen mit einer Nennleistung von 150 MWp und 120 MW Umrichterleistung.

1. Erzeugung und Marktwert im Vergleich

Das Tracking-System ist in allen Jahreszeiten durch ein breiteres Erzeugungsprofil gekennzeichnet

Durchschnittliche solare Einspeiseleistung[1], MW in den Stunden des Tages



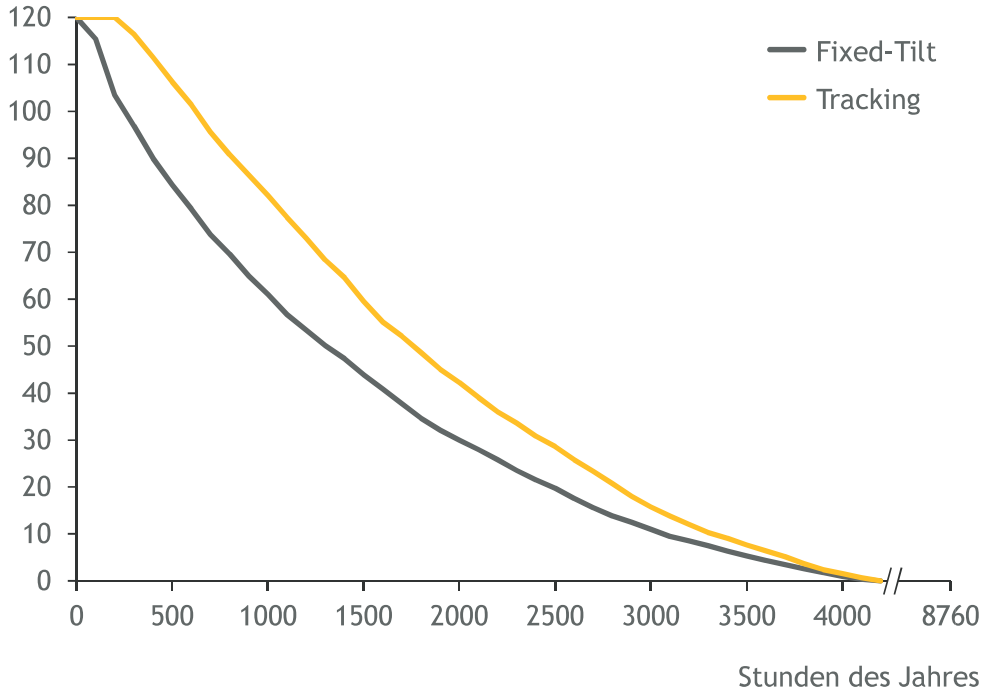
Tracking-Systeme haben ein breites Profil

- Das Einspeiseprofil des Tracking-Systems unterscheidet sich deutlich von der festmontierten Anlage.
- Wie links dargestellt zeigt das Tracking-System im Durchschnitt über die Erzeugungstage eine höhere Einspeisung in Schulterstunden[2] (hellblauer Bereich).
- Besonders bei sonnigen Wetterverhältnissen zeigt sich bei nachgeführten Systemen eine reduzierte Einspeisung zur Spitzenzeit, während in Schulterstunden deutlich mehr eingespeist wird (siehe auch Anhang).
- Grund ist, dass Tracking-Systeme die Module in den Schulterstunden optimiert zur Sonne ausrichten und in der Mittagssonne flach stehen.

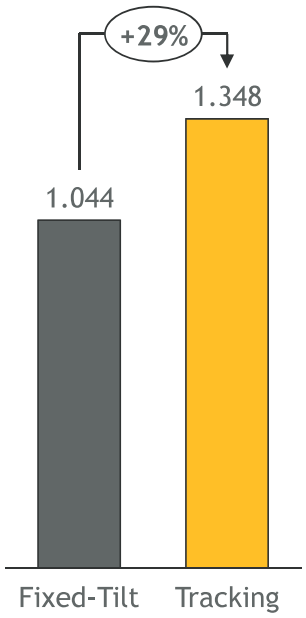
1: PV-Anlage mit einer Nennleistung von 150 MWp und 120 MW Umrichterleistung. 2: Als Schulterstunden definieren wir die Zeiten mit solarer Erzeugung außerhalb der Einspeisespitze von 10 bis 14 Uhr.

Nachgeführte PV-Anlagen weisen 29% höhere Volllaststunden als festmontierte Systeme auf

Jahresdauerlinie der Erzeugung[1], MW



Volllaststunden, h



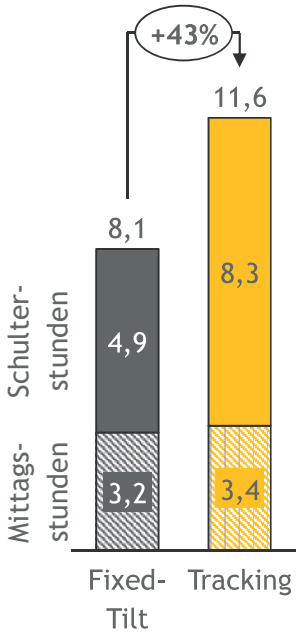
Höhere Volllaststundenzahl bei Tracking

- Nachgeführte PV-Systeme weisen über mehr Stunden im Jahr eine höhere Einspeisung gegenüber festmontierten PV-Anlagen auf.
- Dies spiegelt sich auch in der um etwa 29% höheren Volllaststundenzahl wider.
- Durch die höhere Einspeisemenge bei gleicher installierter Leistung nutzen Tracking-Anlagen ihren Netzanschluss besser aus.
- Im Umkehrschluss gilt: Nachgeführte Anlagen können mit geringerer Anschlussleistung gleiche Erzeugungsmengen einspeisen wie festmontierte Systeme.

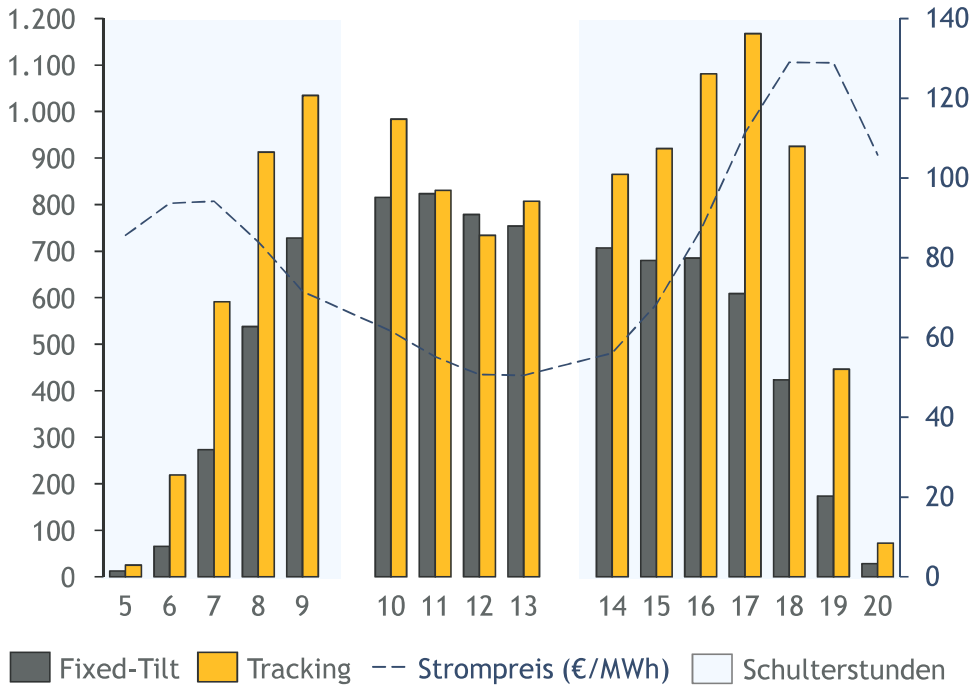
1: PV-Anlage mit einer Nennleistung von 150 MWp und 120 MW Umrichterleistung.

Die höhere Stromproduktion in den Schulterstunden resultiert in einem um 43% höheren Marktwert

Marktwert[1], Mio. €/a



Verteilung des Marktwertes auf die Stunden des Tages, Tsd. €/a



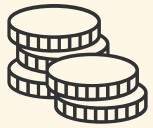
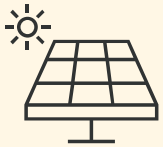
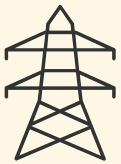
Höhere Marktwerte bei Tracking

- Für das Jahr 2024 hätte das betrachtete Tracking-System am Day-Ahead Strommarkt einen 43% höheren Marktwert für die solare Einspeisung erzielt. Vor allem in den Schulterstunden weisen Tracking-Systeme einen rund 68% höheren Marktwert als Fixed-Tilt-Anlagen auf.
- Bei Betrachtung der stündlich kumulierten Marktwerte des Jahres ist zu erkennen, dass diese Differenz vor allem durch die Morgen- und Abendstunden zustande kommt. Dies lässt sich zum einen durch die höhere Einspeisung in diesen Zeiten erklären. Zum anderen ist der Strompreis in diesen Stunden in der Regel höher.

1: PV-Anlage mit einer Nennleistung von 150 MWp und 120 MW Umrichterleistung.

2. Vergleich des Netto-Systemwertes

Nicht nur der Marktwert, sondern auch Anlagen- und Netzkosten sind relevant für den Systemwert des Stroms

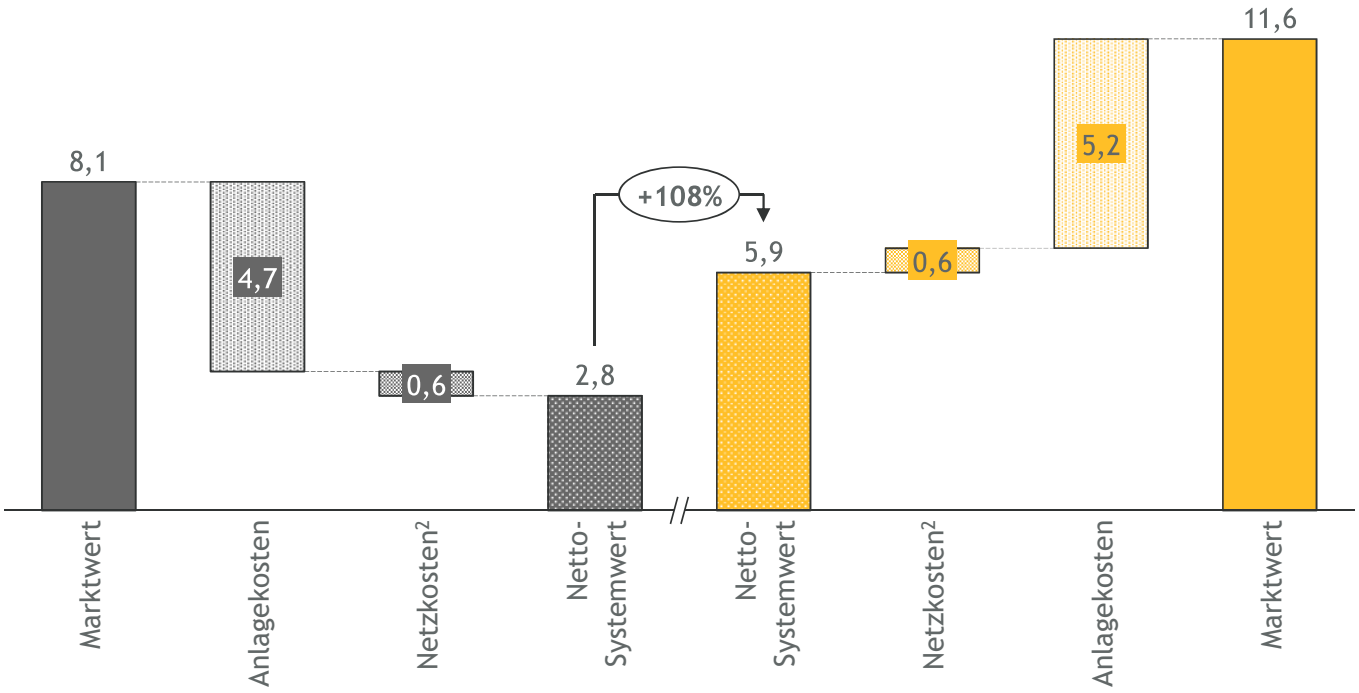
Berechnungsmethode		Einordnung
Marktwert		Der Marktwert des erzeugten Stroms ist Ausgangspunkt der Approximation des Netto-Systemwertes einer Anlage.
Anlagekosten		Hiervon sind die annualisierten Vollkosten der Anlage abzuziehen. Diese entsprechen den Kapitalkosten (Abschreibung und Zinsen) der Komponenten des PV-Systems, den Kapitalkosten des Netzanschlusses bis zum Netzverknüpfungspunkt sowie den Betriebs- und Pachtkosten.[1]
Netzkosten		Weiterhin sind die induzierten Netzkosten zu betrachten. Auch hinter dem Netzanschlusspunkt entstehen durch Anlagen Kosten. Diese zu berücksichtigen erlaubt eine ganzheitlichere Betrachtung.
Netto-Systemwert		**Es ergibt sich der Netto-Systemwert. Dieser beschreibt, inwieweit eine Anlage einen volkswirtschaftlichen Mehrwert bietet. Gleichzeitig abstrahiert der Netto-Systemwert von etwaigen Verzerrungen, bspw. durch das Förderregime.**

1: Informationen zum verwendeten Zinssatz, der Nutzungsdauer, sowie den Kostenbestandteilen befinden sich im Anhang.

Nachgeführte Systeme haben unter den getroffenen Annahmen einen 108% größeren Netto-Systemwert als festmontierte Anlagen

Systemwert Fixed-Tilt[1], Mio. €/a

Systemwert Tracking[1], Mio. €/a



Einordnung

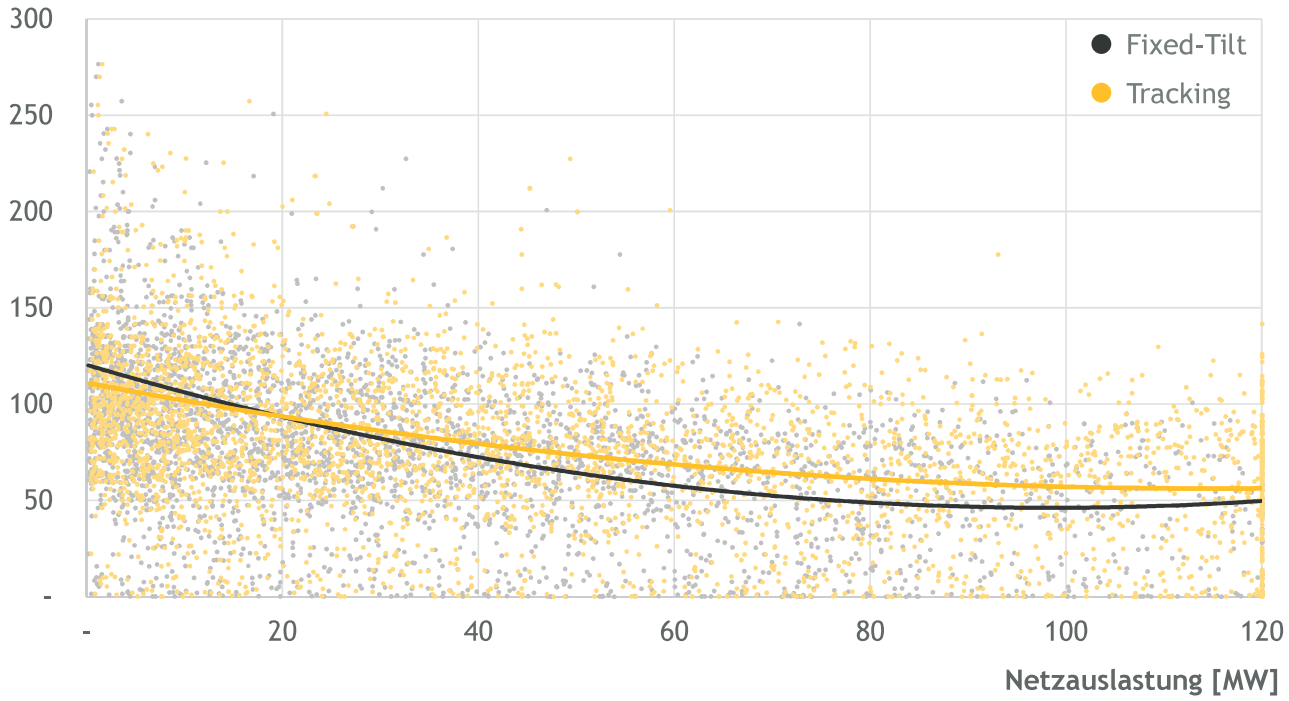
- Der Vergleich der annualisierten Kosten und des Marktwertes im Jahr 2024 zeigt, dass der Netto-Systemwert der nachgeführten Systeme gegenüber festmontierten PV-Anlagen mehr als doppelt so hoch ist.
- Da der Netzanschluss in beiden Fällen identisch dimensioniert ist, unterscheiden sich die Netzkosten nicht und sind für die Bewertung nicht ausschlaggebend.
- Obwohl nachgeführte PV-Systeme gegenüber festmontierten Anlagen erhöhte Anlagekosten aufweisen, überwiegt der erzielte Marktwert deutlich, sodass sich ein höherer Netto-Systemwert für Tracking-Anlagen ergibt.

1: PV-Anlage mit einer Nennleistung von 150 MWp und 120 MW Umrichterleistung. | 2: Die Netzkosten werden angenähert über Kapitalkosten des Netzausbaus. Diese wurden im Rahmen einer EWI-Studie (EWI, 2025) für laststarke, ausgeglichene und EE-starke Netzgebiete approximiert. Die Netzausbaukosten (61/99/180 €/kW) sowie entsprechende PV-Flächenpotenziale (3/42/55 %) wurden hier zu einem flächengewichteten Durchschnitt verrechnet. Betriebsmittelnahe OPEX werden nicht berücksichtigt.

3. Marktwerte in Abhängigkeit der Netzanschlussleistung

Insbesondere bei hoher Einspeisung sind die Marktwerte nachgeführter Systeme höher als die der festmontierten Anlage

Marktwerte in Abhängigkeit der Einspeiseleistung[1], €/MWh



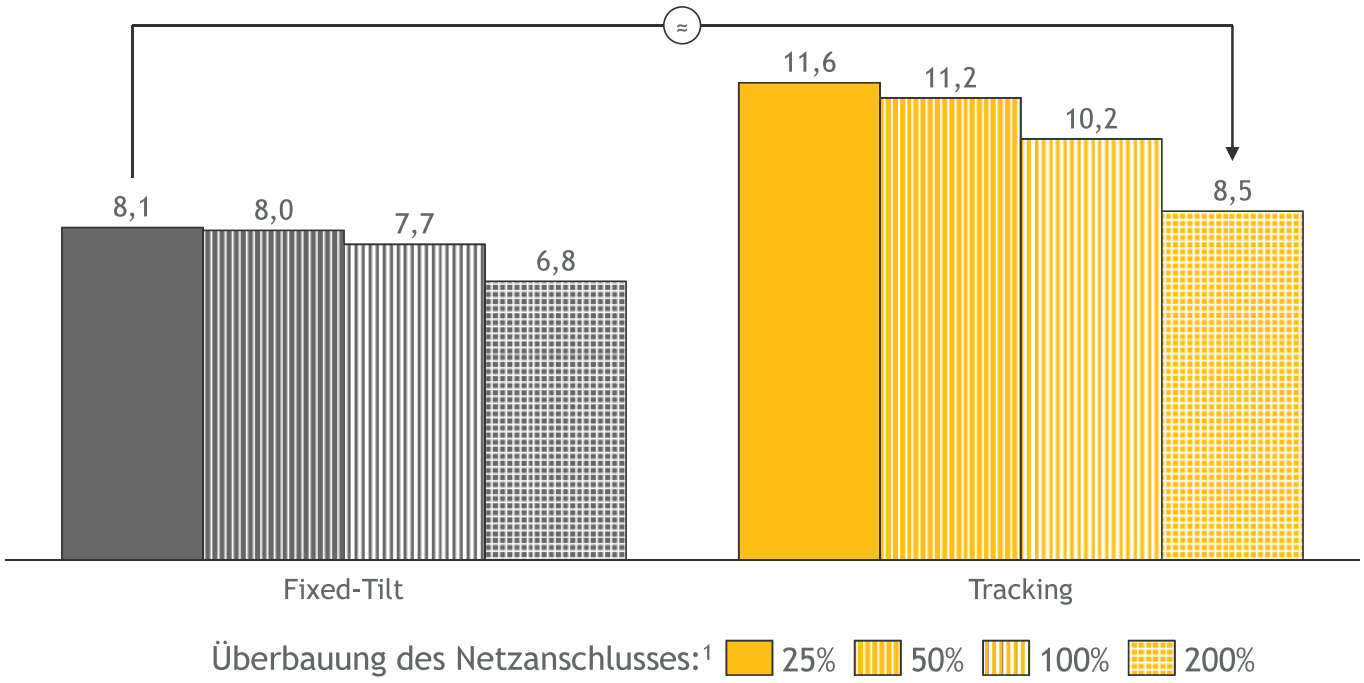
Höhere Marktwerte bei hoher Einspeisung

- In Stunden, in denen die PV-Systeme viel Strom erzeugen und ihren Netzverknüpfungspunkt auslasten, übertreffen die Marktwerte nachgeführter Systeme die der festmontierten Anlagen.
- Nachgeführte Systeme könnten folglich auch mit einer geringeren Dimensionierung des Netzanschlusses dieselben Marktwerte erzielen wie festmontierte Anlagen und damit den Netzausbaubedarf reduzieren.
- Vor dem Hintergrund der aktuell beobachteten Knappheit an Netzverknüpfungspunkten[2] scheint eine Überbauung des Netzanschlusses geeignet, um den Netzausbaubedarf zu reduzieren.

1: PV-Anlage mit einer Nennleistung von 150 MWp und 120 MW Umrichterleistung. 2: Agora Energiewende (2025).

Mit einem Tracking-System könnte der Netzanschluss nahezu marktwertneutral um 67% reduziert werden

Marktwert der Erzeugung bei begrenztem Netzanschluss, Mio. €/a



Einordnung

- Bei gleicher Dimensionierung des Netzverknüpfungspunktes erreichte 2024 eine nachgeführte PV-Anlage stets einen höheren Marktwert als ein festmontiertes System.
- 2024 hätte der Netzanschluss des Tracking-Systems gegenüber der festmontierten Anlage marktwertneutral um mehr als 67%[2] reduziert werden können.
- Wenngleich ein so hoher Überbauungsgrad in der Praxis unüblich ist, zeigt sich, dass Tracking-Systeme knappe Netzressourcen effizienter ausnutzen können.

1: Überbauung ist definiert als das Verhältnis der DC-Anlagennennleistung gegenüber der Dimensionierung des Netzanschlusses. In allen Konfigurationen entspricht die Anlagenleistung 150 MWp und die Größe des Netzanschlusses wird variiert. 2: Eine um 200% größere Dimensionierung der Anlagenleistung gegenüber dem Netzanschluss entspricht einer um 67% reduzierten Netzanschlussgröße gegenüber der Anlagenleistung.

4. Weiterführende Diskussion

Aus den identifizierten Vorteilen der nachgeführten PV-Anlage lassen sich indikativ Effekte für die System-Perspektive ableiten

Kernergebnisse der Analyse der PV-Systeme

- Anhand einer exemplarischen Anlage für das Jahr 2024 wurde gezeigt, dass nachgeführte PV-Systeme gegenüber festmontierten Anlagen mehrere Vorteile aufweisen können:
  - Ein ausgeglicheneres Erzeugungsprofil, höhere Marktwerte und insgesamt höhere Erträge.
  - Sie können daher trotz höherer Anlagenkosten einen mehr als doppelt so hohen Netto-Systemwert erzielen.
  - Mit einem Tracking-System könnte der Netzanschluss im Jahr 2024 nahezu marktwertneutral um 67% reduziert werden.

Bedeutung der Ergebnisse für das Energiesystem

- Aus den Ergebnissen der exemplarischen Anlagen lassen sich indikative Schlüsse für die Systemebene ableiten. Tendenziell sind weiter sinkende Marktwerte in den Mittagsstunden zu erwarten, da der PV-Ausbau derzeit vor allem in Form von festmontierten Anlagen vorangetrieben wird. Der Marktwertvorteil von Tracking-Systemen dürfte demnach weiter steigen.
- Auch die Dynamik des Netzausbaus und die Knappheit von Netzanschlüssen werden sich voraussichtlich in den kommenden Jahren nicht grundlegend verändern. Demnach könnte auch die Differenz der Netto-Systemwerte weiter wachsen.
- Durch sinkende Speicherkosten nimmt die Bedeutung von Co-Location am Netzanschluss zu. Speicher können auch dazu beitragen, das Einspeiseprofil von PV-Anlagen zu verstetigen. Gegenüber Fixed-Tilt Anlagen könnten Tracking-Systeme Speicher gleichmäßiger beladen, sodass vor allem ein Einsatz in Kombination mit Mehr-Stunden-Speichern[1] effizient sein könnte.

1: Mehr-Stunden-Speicher zeichnen sich durch ein hohes Verhältnis von Energiemenge zu Ladeleistung aus.

Die Ergebnisse sind vor dem Hintergrund der getroffenen Annahmen zu interpretieren

Limitation bei der Übertragbarkeit auf die Systemebene

- Die Ergebnisse basieren auf Einzelanlagenanalysen für das Jahr 2024. Das verwendete Solarprofil bildet grundsätzlich typische Erzeugungsmuster ab und auch in Zukunft sind diesbezüglich keine grundlegenden Unterschiede zu erwarten.
- Die Strompreise des Day-Ahead-Marktes aus 2024 unterliegen dagegen stärkeren Schwankungen, sodass die Marktwertanalyse zeitabhängig ist. Mit zunehmender Marktdurchdringung von (nachgeführten) PV-Systemen sind Veränderungen der Erlösstrukturen zu erwarten.
- Die Analyse berücksichtigt den höheren Flächenbedarf von Tracking-Systemen gegenüber Fixed Tilt-Systemen durch erhöhte Pachtkosten.[1] Ebenso werden Faktoren wie ggf. abweichende Kapitalkosten durch Risikoaufschläge, die Verfügbarkeit von Fachpersonal sowie technisches Know-how nicht detailliert betrachtet.
- Die Analyse wurde mittels einer beispielhaften Anlage durchgeführt. Anlagenkosten können je nach Hersteller und Systemkonfiguration sowie im Zeitverlauf stark variieren, sodass die Ergebnisse für die systemische Betrachtung als indikativ zu verstehen sind.
- Weitere Analysen bzw. Modellierungen auf Systemebene sind demnach erforderlich, um Skalierungseffekte und Wechselwirkungen im Zeitverlauf vor dem Hintergrund der tiefgreifenden Transformation des Energiesystems zuverlässig zu beurteilen.

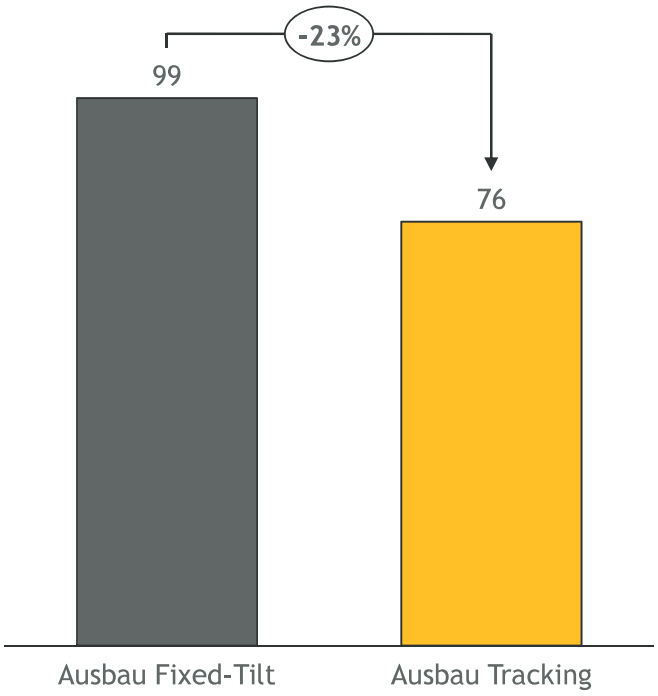
1: Die tatsächliche Flächenverfügbarkeit ist nicht Gegenstand der Analyse.

Mit dem Zubau von Tracking-Systemen könnte zur Erreichung des 80%-Ziels 23% weniger PV-Kapazitätsausbau erforderlich sein

EEG-Zielerreichung mit geringerem Kapazitätsausbau möglich

- Laut dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) soll „der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland […] auf mindestens 80% im Jahr 2030 gesteigert werden."
- Darauf aufbauend wurden Ausbauziele für erneuerbare Energien festgelegt, die sich für Solarenergie auf 215 GW installierte Leistung im Jahr 2030 belaufen. Laut der aktuellen Mittelfristprognose[1] beläuft sich die bis Ende 2025 installierte PV-Leistung auf etwa 116 GW, sodass ein weiterer Solarausbau in Höhe von 99 GW zur Erreichung des EEG-Ausbauziels erforderlich ist.
- Entsprechend der übergeordneten Zielsetzung eines EE-Stromanteils von 80% ist jedoch nicht die installierte Kapazität maßgeblich, sondern der nutzbare Strom.
- Werden die Volllaststunden festmontierter und nachgeführter Systeme des Jahres 2024 (bei 100% Netzverknüpfungspunkt) zugrunde gelegt, könnte die zur Erreichung des 80%-Ziels zusätzlich erforderliche PV-Kapazität um 23% bzw. 23 GW reduziert werden.[2]

Notwendiger PV-Ausbau für EEG-Ziel, GW



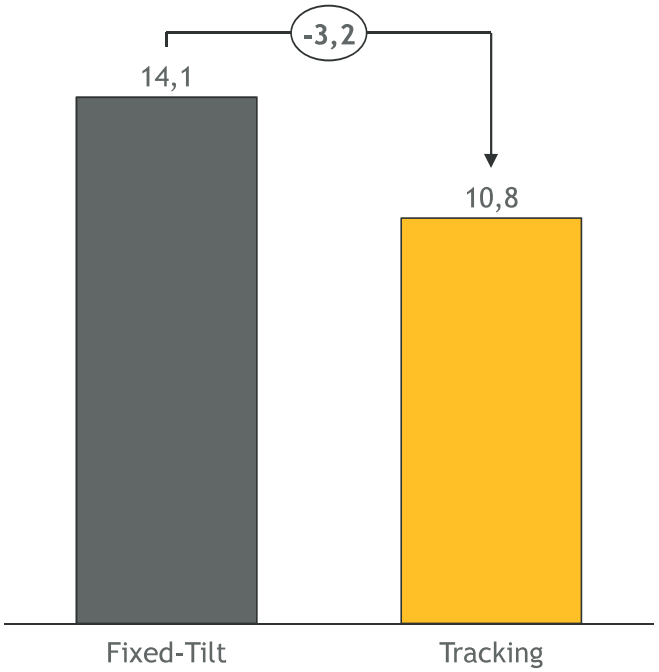
1: Leipziger Institut für Energie (2025) | 2: Es wird angenommen, dass die EEG-Ausbauziele sich auf festmontierte Solarsysteme beziehen.

Mit Tracking-Systemen könnten bis 2030 Netzausbaukosten in Höhe von bis zu 3,2 Mrd. € eingespart werden

Ein reduzierter Kapazitätsausbau ermöglicht Netzausbaukosteneinsparungen

- Unter der Annahme, dass der Einsatz von Tracking- statt Fixed-Tilt-Anlagen (ohne zusätzliche Überbauung) die zusätzlich erforderliche PV-Kapazität zur Erreichung des 80%-Ziels um rund 23% reduziert (siehe vorige Seite), lässt sich vereinfachend annehmen, dass sich die Reduktion der Netzkosten in einer ähnlichen Größenordnung bewegt.
- Im Rahmen einer EWI-Studie[1] wurden Verteilnetzausbaukosten[2] auf Basis von Verteilnetzausbauplänen abgeleitet. Für drei Netztypen wurden Ausbaukosten angenähert, die sich für laststarke Gebiete auf 61 €/kW, für ausgeglichene Gebiete auf 99 €/kW und für EE-starke Gebiete auf 180 €/kW belaufen. Flächenpotenziale für den PV-Ausbau wurden in diesem Kontext mit 3% in laststarken, 42% in ausgeglichenen und 55% in EE-starken Gebieten berechnet.
- Wird ein zu dem Flächenpotenzial proportionaler PV-Zubau in den Regionen unterstellt, ergäben sich für einem Ausbau von 76 GW statt 99 GW bis 2030 Einsparpotenziale bei den Verteilnetzausbaukosten in Höhe von knapp 3 Mrd. €.

Mögliche Netzkostenreduktion, Mrd. €



1: EWI (2025) | 2: Das Verteilnetz inkludiert die Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene.

**Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln (EWI) gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik,
Vogelsanger Straße 321a,
50827 Köln

+49 (0)221 650 853-60

https://www.ewi.uni-koeln.de

@ewi_koeln

EWI - Institute of Energy Economics
at the University of Cologne

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber sowie Zuwendungen einer gemeinnützigen Förderer-gesellschaft, die gegenwärtig mehr als vierzig Mitglieder zählt – u. a. Energieversorger, Industrieunternehmen, Banken, Beratungsfirmen und Verbände. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln durch die Förderergesellschaft ist ausgeschlossen.

Anhang

Input-Daten zum Vergleich der Erlöse mit Kapitalkosten und Netzausbaukosten für verschiedene Netzanschlussgrößen

Größe PV-Anlage	**150 MWp**

Netzanschluss [MW]	Dimensionierung ggü. PV-Nennleistung [%]
120,0 (Referenz)	80,0
100,0	66,6
75,0	50,0
50,0	33,3

Techn. Lebensdauer	Jahre
Netz[3]	40
PV[4]	25

WACC (real)[3]	Prozent
Netz[5]	3,04
PV[4]	3,50

Annuität	Prozent
Annuität Netz	3,52
Annuität PV	6,07

Anlagenkosten[1]	Fixed-Tilt	Tracking
CAPEX [€/kW]	365	380
O&M [€/kW/a]	6,0	7,0
Pachtkosten [€/kW/a]	3,0	4,3

Netzkosten[2] (real)	Fixed-Tilt	Tracking
Ausbaukosten [€/kW]	142,4	

Anlagenausrichtung	Fixed-Tilt	Tracking
Azimut [Grad]	0	+90 / -90
Neigung [Grad]	20	0

- Als Anlagenstandort wurde eine Fläche im Südwesten von Brandenburg gewählt.
- Die Erzeugungsprofile beider PV-Systeme wurden von Nextpower auf Basis einer PV-Syst Analyse zur Verfügung gestellt. Die Profile für die Tracking-Anlage wurden mittels der Software *TrueCapture* von Nextpower generiert.

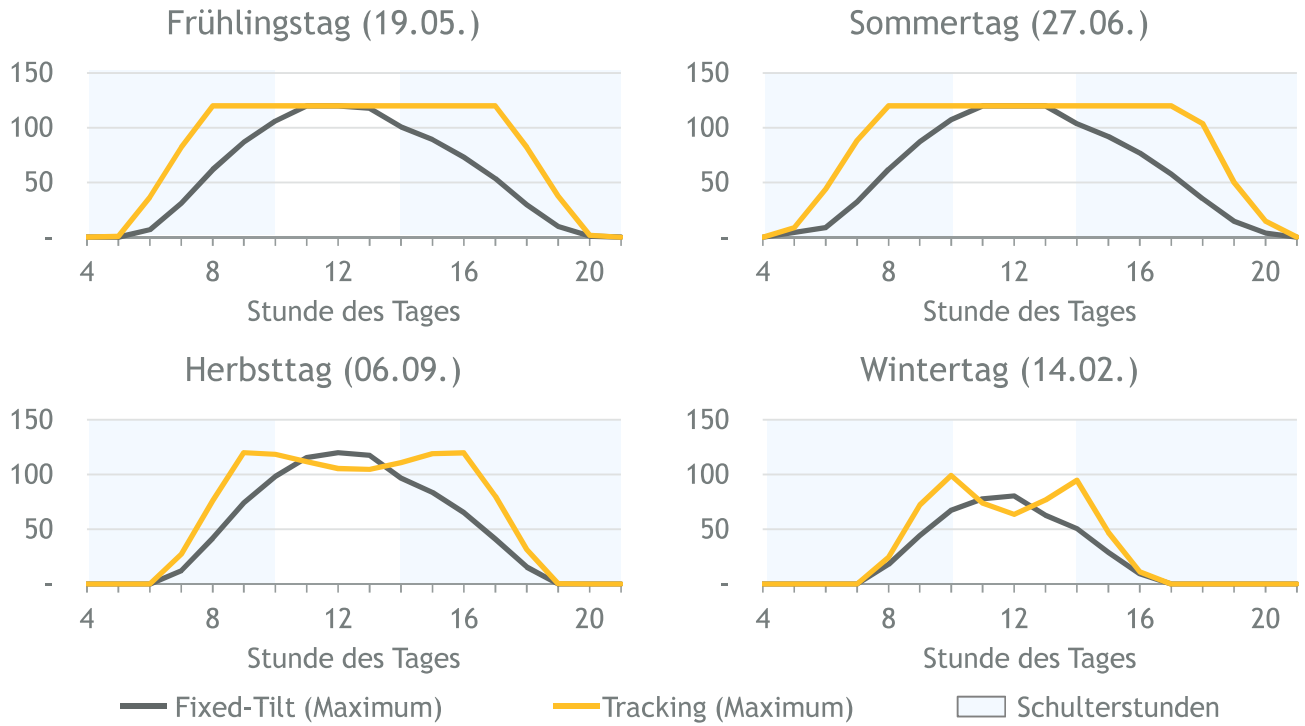
Tracking-System

Fixed-Tilt

1: Daten zur Verfügung gestellt von Nextpower. | 2: gewichtetes Mittel aus EWI (2025) | 3: ENTSO-E (2023) | 4: Fraunhofer ISE (2024) | 5: EWI (2024)

Das Tracking-System ist in allen Jahreszeiten durch ein breiteres Erzeugungsprofil gekennzeichnet

Maximale solare Einspeiseleistung[1], MW in den Stunden des Tages



Tracking-Systeme haben ein breites Profil

- Vor allem an besonders sonnigen Tagen zeigen sich die unterschiedlichen Charakteristika des Einspeiseprofils des Tracking-Systems gegenüber der festmontierten Anlage.
- Das Profil der Tracking-Anlage zeigt deutlich höhere Einspeisungswerte in den Schulterstunden, während in der Mittagszeit ein Abflachen oder sogar eine Reduktion der Einspeiseleistung zu beobachten ist.
- Weiterhin ist deutlich zu erkennen, dass die Maximalwerte des Tracking-Systems die der Fixed-Tilt Anlage in den meisten Stunden übertreffen.

1: PV-Anlage mit einer Nennleistung von 150 MWp und 120 MW Umrichterleistung. Die Einspeiseleistung wird für den Tag mit der höchsten solaren Einspeisung [kWh] dargestellt. | 2: Als Schulterstunden definieren wir die Zeiten mit solarer Erzeugung außerhalb der Einspeisespitze von 10 bis 14 Uhr.