IHR BWE BETREIBER BRIEF

BWE
Bundesverband WindEnergie

Sonderausgabe
PHOTO-VOLTAIK

AUSGABE
2/2025

© pixelzone, stock.adobe.com

ENERGIE DIALOG 2026
Die BEE-Plattform zur Umsetzung der Energiewende
BEE Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

ENERGIEPOLITISCHER JAHRESAUFTAKT am **20. Januar**

Der ENERGIEDIALOG stellt die Weichen für die Energiewende und bietet **DIE Plattform für den direkten Austausch zwischen Wirtschaft und Politik**

Highlights des BEE ENERGIEDIALOG 2026

- *Grundsatzrede der neuen BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser*
- *Keynote von Frank Wetzel, Staatssekretär im BMWE*
- *Rückblick auf die ersten Monate der neuen Bundesregierung*
- *Diskussion des Energiewende-Monitorings des BMWE*
- *Ausblick auf die erwartete EEG-Novelle und ihre Bedeutung für die Branche*

Lassen Sie sich dieses energiepolitische Online-Event als Jahresauftakt nicht entgehen!

Jetzt kostenfrei anmelden!

© BMWE / Susanne Eriksson

Sie möchten das Event als Sponsoring-Partner unterstützen? Kontaktieren Sie uns unter n.dinkelacker@wind-energie.de

Inhalt

4 Grußwort an die Betreiber

6 Preisverfall hat seinen Preis – Warum sinkende Modulpreise langfristig teurer werden können

12 PV-Markt im Wandel: Bisherige Erlösmodelle unter Druck

18 Betriebsführung von Solarparks zwischen Normen und Netzanforderungen

26 Das Standortfördergesetz – Neuer Schwung für Solaranlagen auf Gewerbedächern

32 Flächeneffizienz und Systemtechnik: Leitlinien für erfolgreiche Agri-PV-Projekte

36 Feldlerchen im Solarpark: Artenvielfalt & Projektfinanzierung gefährdet?

44 Solarstrom direkt ins Bahnstromnetz einspeisen

Kontakte: Ihre **Partner** rund um …

47 Betrieb und Service

47 Ihren Wind- und PV-Park

Ihr BWE BETREIBER BRIEF Wind

Interesse an der Wind- und/oder PV-Ausgabe?
Jetzt auf www.betreiberbrief.de registrieren!

Interesse an einer Anzeigenbuchung?
Schreiben Sie an k.barkeling@wind-energie.de

Nächste Ausgabe Winter 2025!

© Massimo Cavallo, adobe.stock.com

© spreephoto, adobe.stock.com

Neues aus Berlin

Der prophezeite PV-Boom hat sich in den letzten Jahren als richtig herausgestellt. Von Freifläche über PV-Dachanlagen bis hin zu Agri-PV und Balkonkraftwerken – überall wurden Systeme aufgebaut, installiert und angeschlossen. Mit Moor-PV, Parkplatz-PV oder Floating-PV entstehen neue Anwendungsfelder. Mit 107,5 Gigawatt (GW) installierter PV-Leistung wurde Mitte 2025 ein neuer Rekord erreicht. Innerhalb nur eines Jahres war dies ein Wachstum von 17 GW.

Trotzdem gibt es Störsignale: Da ist einerseits das Anwachsen negativer Börsenstrompreise, welches die Wirtschaftlichkeit der PV-Freifläche stresst. Eine naheliegende Lösung ist die Verknüpfung aus PV und Speichern. Diese kommt nicht voran, weil der Genehmigungsstau politisch ungelöst ist. Andererseits sinkt angesichts einer aggressiven Rhetorik aus Teilen der Politik die Motivation von Hausbesitzern, neue Anlagen zu installieren. Die Politik brandmarkt die fehlende Steuerbarkeit der Anlagen, statt die naheliegende Lösung eines kräftigen Roll-out-Schubs für Smart Meter oder die Schaffung von barrierefreien Handelsplattformen anzureizen.

Wir adressieren diese Themen für die anstehende EEG-Novelle, der ein entscheidender Schlüssel zukommt. Mit der angekündigten Neuausrichtung des Investitionsrahmens über ein handhabbares CfD-System muss die Grundlage für den Zubau aller erneuerbarer Technologien in der nächsten Dekade gelegt und parallel durch eine echte Flexibilitäts-, Digitalisierungs- und Transparenzagenda der marktliche Rahmen abgesichert werden. Stringent werden der BWE und die anderen Verbände ihre Lösungsvorschläge in die Debatte einbringen, damit der Boom bei PV verstetigt wird.

Ihr **Wolfram Axthelm**
Geschäftsführer
Bundesverband WindEnergie e. V.

© SecondSol

Preisverfall hat seinen Preis – Warum sinkende Modulpreise langfristig teurer werden können

Günstige PV-Module sind verlockend – doch hinter dem Preissturz können sich Qualitätsprobleme verbergen, die Betreiberinnen und Betreiber teuer zu stehen kommen. Wie sich Fehlentscheidungen beim Einkauf später im Betrieb (O&M) bemerkbar machen – und wie man gegensteuern kann.

Der Markt im Preisdruck – was Billigmodule anrichten

Die weltweite PV-Produktion wächst rasant – und mit ihr der Preisdruck. Noch nie waren Module günstiger, noch nie wurden sie in so hoher Geschwindigkeit gefertigt. Der Wettbewerb zwingt Hersteller dazu, immer stärker Kosten und Durchsatz zu optimieren – häufig zulasten der Qualität.

Besonders in neuen Produktionslinien oder bei Herstellern der zweiten und dritten Reihe zeigen sich deutliche Qualitätsstreuungen. Wo früher jede Nennleistung präzise verifiziert wurde, zählen heute Effizienzrekorde und Liefertermine. Das Resultat: hohe Leistungsangaben auf dem Papier – aber nicht immer im Feld.

Wenn das Typschild trügt – Overrating und andere Fehlerbilder

Messungen des Fraunhofer CSP und von SecondSol belegen, dass die reale Modulleistung bei vielen Modulen bis zu drei Prozent unter dem angegebenen Nennwert liegt. Diese scheinbar kleine Abweichung kann die Rendite einer Anlage deutlich mindern – und das, bevor sie überhaupt in Betrieb geht.

Das Ausliefern von Modulen mit einer geringeren tatsächlichen Leistung als auf dem Typenschild angegeben wird als „Overrating“ bezeichnet. Dieser Effekt bedeutet, dass der reale Ertrag geringer ist, als die Nennleistung vermuten lässt. Auf den Modul-Labels wird dies häufig mit der Angabe „Power Production Tolerance“ dargestellt – also der zulässigen Abweichung von der angegebenen Leistung. In der Praxis zeigen sich hier jedoch teils deutliche Unterschiede zwischen den angegebenen und den gemessenen Werten, was die Bedeutung unabhängiger Prüfungen unterstreicht.

Doch Overrating ist nur ein Teil der Wahrheit. Unabhängige Qualitätsanalysen zeigen eine Vielzahl von Fertigungsfehlern, die häufig unsichtbar bleiben, bis sie im Feld zu Ertragsverlusten oder Sicherheitsrisiken führen.

Zu den häufigsten Fehlerbildern gehören:

- **Schlecht verlötete oder unvollständig vergossene Anschlussdosen –** führen zu Kontaktwiderständen, Hotspots und Brandrisiken.
- **Blasenbildung und fehlerhafte Lamination –** verringern die Isolation und begünstigen Feuchtigkeitseintritt.
- **Zu dünne oder schlecht verarbeitete Modulrahmen –** mindern die Stabilität und erhöhen das Glasbruchrisiko.
- **Glasbrüche durch mechanische Spannungen –** treten vor allem bei dünnen Gläsern auf und entstehen oft ohne äußere Einwirkung. Besonders das Rückglas ist anfällig.
- **Schlecht verarbeitete Solarzellen und Lötverbindungen –** erzeugen Widerstände und beschleunigen die Degradation.
- **Falsche oder inkompatible Steckverbinder –** verursachen Leistungsverluste und potenzielle Sicherheitsprobleme. →

Lesen Sie weiter auf Seite 10.

© SecondSol

Diese Defekte sind mit bloßem Auge kaum zu erkennen, können aber über Jahre hinweg zu erheblichen Leistungseinbußen führen. Eine konsequente Qualitätsüberwachung während der Fertigung und stichprobenhafte Prüfungen bei der Lieferung sind daher unerlässlich.

Der wirtschaftliche Bumerang

Für Betreiberinnen und Betreiber beginnt der wirtschaftliche Nachteil oft schon zu Beginn: Wenn Module von Anfang an weniger Leistung bringen als angegeben, sinkt die Wirtschaftlichkeit der gesamten Photovoltaikanlage. Über die Betriebsjahre hinweg führen solche Abweichungen zu geringeren Erträgen – und damit zu einem langsameren Return on Investment. Gleichzeitig steigen durch Ausfälle und Defekte die Kosten für Instandhaltung und Reparaturen.

Das Ergebnis? Der Preisdruck, der am Anfang der Lieferkette entsteht, kehrt als Aufwand am Ende des Lebenszyklus zurück.

Handeln statt hoffen – was Betreiberinnen und Betreiber tun können

Wer langfristig stabile Erträge sichern will, sollte Qualität als festen Bestandteil seines O&M-Konzepts verstehen – und bereits beim Abschluss des Kaufvertrags beginnen. Schon hier sollten grundlegende Qualitätsstandards definiert werden, etwa zu Leistungstoleranzen, Prüfverfahren oder Abnahmebedingungen. Bei größeren Projekten lohnt es sich, die Qualitätsüberwachung direkt in der Fabrik zu begleiten oder unabhängige Inspektionen vor Ort durchführen zu lassen.

Für kleinere Projekte oder beim Bezug von Modulen über Händler in Deutschland bieten sich Stichprobenkontrollen an. Diese können beispielsweise eine UV-induzierte Degradation (UVID)-Prüfung bei TOPCon-Modulen oder Feuchte-Wärme-Tests bei Backsheet-Modulen umfassen. Auch die Überprüfung und Stresstests der Dioden helfen, die Belastbarkeit und Funktionsfähigkeit unter realen Betriebsbedingungen sicherzustellen. Solche Tests decken nicht nur Schwächen auf, sondern signalisieren dem Verkäufer auch, dass Qualität ernst genommen wird.

Auch nach der Installation endet die Verantwortung für Qualität nicht. Eine fortlaufende Qualitätskontrolle im Feld ist entscheidend, um die Wirtschaftlichkeit der Anlage langfristig zu sichern. Im Rahmen der regelmäßigen Wartung oder durch gezielte Anlagenprüfungen lassen sich

Abweichungen oder Defekte frühzeitig feststellen und beheben, bevor größere Schäden entstehen.

Unabhängige Partner wie das Fraunhofer Center for Silicon Photovoltaics (CSP), SecondSol, KIWA (PI Berlin) u. v. m. unterstützen Betreiber dabei mit standardisierten Prüfverfahren – von Laboranalysen bis zu Feldtests – und helfen, die Qualität über den gesamten Lebenszyklus der Anlage hinweg sicherzustellen.

Fazit: Qualität ist Wirtschaftlichkeit

Der Preisverfall hat die Photovoltaik global vorangebracht – aber er hat auch neue Risiken geschaffen. Je stärker der Kostendruck wächst, desto wichtiger werden Transparenz und Kontrolle entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Denn Qualität ist keine Frage des Preises, sondern der Aufmerksamkeit. Nur wer prüft, kann sicher sein, dass die versprochene Leistung auch wirklich ankommt.

Stefan Wippich ist Geschäftsführer der SecondSol GmbH. Er beschäftigt sich seit Jahren mit der Qualität, Wiederverwendung und Instandhaltung von PV-Komponenten entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Sonnenpower:
der Energiekick!

Schalte um auf Sonne –
für einen Schwung
Solarenergie.

DYNAMISCHER TEAMPLAYER GESUCHT!

→ enercity-erneuerbare.de

PV-Markt im Wandel: Bisherige Erlösmodelle unter Druck

Großhandelsstrompreise und EEG-Vergütungssätze sind in den letzten Jahren deutlich gesunken – gegenläufig zum deutlichen Zuwachs der PV-Erzeugungskapazitäten. Damit entstehen neue wirtschaftliche Herausforderungen für Betreiber von PV-Anlagen. Im Beitrag werden die aktuellen Preisentwicklungen analysiert und Implikationen für das PV-Geschäftsmodell abgeleitet.

Strommarkt in Bewegung

Der Strommarkt in Deutschland durchläuft derzeit spürbare Veränderungen: Im Jahr 2024 lag der durchschnittliche, mengengewichtete Day-Ahead-Strompreis bei rund 78 €/MWh[1], was einem Rückgang um ca. 16 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Für das laufende Jahr 2025 zeichnet sich bislang eine Reduktion um rund 10 Prozent gegenüber 2023 ab.

Parallel dazu ist die Erzeugung aus Photovoltaikanlagen deutlich gestiegen: 2024 entfielen etwa 14 Prozent der Nettostromerzeugung auf Photovoltaik, und im ersten Halbjahr 2025 lag die Erzeugung aus PV noch einmal deutlich über dem Vorjahreswert. Diese Kombination aus sinkenden Großhandelspreisen und steigender PV-Erzeugung wird von zunehmend hoher Preisvolatilität begleitet.

Für Betreiber bedeutet das: Die Erlöse aus der Direktvermarktung werden weniger planbar, das wirtschaftliche Umfeld für PV-Anlagen komplexer und der Aufwand in der Entwicklung wirtschaftlich tragfähiger Projekte größer.

Entwicklungen der letzten zwei Jahre und Auswirkungen auf PV

Der Day-Ahead-Markt im Stromgroßhandel dient als zentrale Referenz für den Strompreis und die Erlöse von Erzeugern. Der beschriebene Preisrückgang der letzten beiden Jahre ging einher mit einem deutlichen Anstieg der Stunden mit negativen Strompreisen. Der 2024 aufgestellte Rekordwert von 457 Stunden wurde bereits im August 2025 übertroffen.

[1] Preisdaten von energy-charts.info (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme)

Ein wesentlicher Treiber dieser Entwicklung ist das steigende Angebot von Solar- und Windenergie, das zu bestimmten Zeiten die Nachfrage übersteigt. Im Merit-Order-Verfahren, das den Preis am Day-Ahead-Markt bestimmt, setzt der günstigste noch zur Deckung der Nachfrage benötigte Erzeuger den Preis. Bei einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien sind das immer häufiger Wind- oder Solaranlagen mit niedrigen bis sehr niedrigen variablen Kosten.

Der Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten allein führt so zu einem niedrigeren Strompreisniveau, reduziert dabei jedoch zugleich die Erlöse dieser Anlagen – der Effekt wird als Kannibalisierung bezeichnet. Wie ausgeprägt diese Kannibalisierung für PV-Strom ist, zeigt der Marktwertfaktor. Er setzt den durchschnittlichen Preis für PV-Strom ins Verhältnis zum durchschnittlichen Strompreis und verläuft bei steigendem Anteil an der Gesamtstromerzeugung fallend (Abb. 1). Damit sinken die Erlöse für PV-Betreiber aus der Vermarktung des erzeugten Stroms. Negative Preise führen zusätzlich zu direkten Erlösausfällen. →

SAVE THE DATE

Mehr zum Thema im WebSeminar **„Finanzierung von EE-Projekten“, 3.2.2026**

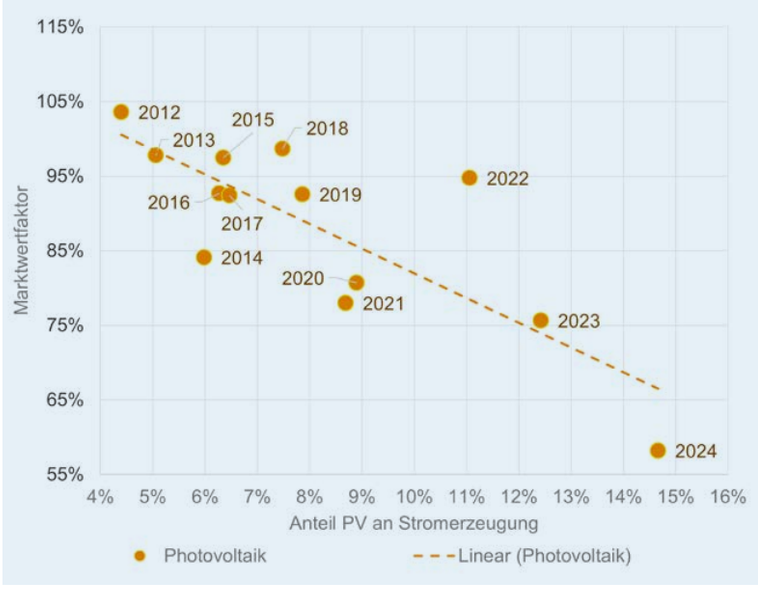


Abb. 1: PV-Marktwertfaktor und Anteil an der Stromerzeugung. Darstellung: enervis

Unabhängig davon, ob es sich um eine ausgeförderte Anlage, eine Bestandsanlage mit verbleibender EEG-Förderung, oder ein geplantes Projekt handelt: Betreiber und Entwickler müssen diese Marktsituation in ihren Wirtschaftlichkeitsannahmen berücksichtigen. Der deutliche Rückgang des Gebotsvolumens in der letzten EEG-Auktion für Freiflächensolar und das enorme Interesse an Co-Location Batteriespeicherprojekten (z. B. in den EEG-Innovationsausschreibungen) spiegeln diesen Anpassungsdruck wider. Der Aufbau eines „klassischen“ südlich ausgerichteten PV-Projektes führt nicht mehr automatisch zum besten Business Case. Neue Projektansätze müssen stärker auf Flexibilität, Speicherintegration oder hybride Konzepte setzen, um Ertragsstabilität zu erreichen.

Herausforderungen für Betreiber und Entwickler

Die beschriebenen Herausforderungen stellen Betreiber und Projektentwickler vor erhebliche Herausforderungen. Auch wenn die Kosten für PV-Komponenten in den letzten Jahren gesunken sind, haben sich die Vermarktungsbedingungen verschlechtert. Damit verschieben sich Risiken von der Investitions- auf die Erlösseite.

Für Bestandsanlagen sinken die Einnahmen aus der Direktvermarktung aufgrund des sinkenden Solar-Marktwertes, der in den meisten Fällen die Grundlage für die Auszahlung durch den Direktvermarkter bildet. Befinden sich Anlagen noch innerhalb der EEG-Förderlaufzeit, steigt der Anteil der Förderung an den Gesamterlösen entsprechend an. Je nach Inbetriebnahmejahr der Anlage kommen auch Verluste der Marktprämie aufgrund der § 51-Regelungen in Frage. Ein Aspekt, der in bestehenden Wirtschaftlichkeitskalkulationen berücksichtigt werden sollte.

Das Ausmaß dieser Erlösverluste wird direkt von der Anzahl und Verteilung negativer Strompreise bestimmt. Zunehmend treten längere Phasen negativer Strompreise zu Zeiten hoher Solarstromerzeugung auf, was die Betroffenheit von PV-Anlagen weiter erhöht. Um Erlöse auch gegen das Auftreten negativer Strompreisstunden abzusichern, sollten Anlagenbetreiber Direktvermarktungsverträge und Fixpreisverträge bzw. PPAs regelmäßig dahingehend überprüfen und gegebenenfalls neu verhandeln. Für Anlagenbetreiber, die gleichzeitig Wind- und Solarparks betreiben, gewinnt zudem eine Portfoliooptimierung an Bedeutung. Eine Kombination unterschiedlicher Erzeugungsprofile an unterschiedlichen Standorten kann helfen, das Gesamtergebnis zu stabilisieren.

Anlagenkombinationen werden zum Erfolgsfaktor

Auch neue PV-Projekte können von bestehenden Windenergieanlagen profitieren, wenn Projekte bei ausreichender Kapazität gemeinsam an das Netz angeschlossen werden können. Dabei kann die Netzanschlussleistung geringer als die Gesamtleistung ausfallen, ohne dass es zu wirtschaftlich relevanten Abregelungen aufgrund von Kapazitätsengpässen kommt. Solche hybriden Anlagenkonzepte ermöglichen erhebliche Kosteneinsparungen beim Netzanschluss, der mittlerweile ein Drittel der Gesamtkosten eines PV-Projekts ausmachen kann. Für die praktische Umsetzung sind Projektentwickler jedoch auf einen entsprechenden Windpark angewiesen.

Zunehmend wird im Markt daher auf Batteriespeicher zur Ergänzung von PV-Anlagen gesetzt. Aufgrund der stark ausgelasteten Netze ist in den allermeisten Fällen keine Netzbezugsleistung möglich, sodass der Batteriespeicher lediglich aus der PV-Anlage geladen wird. Ein solcher Grünstromspeicher dient dabei nicht nur der Verbesserung des Ein- →

BayWa r.e.

r.e.think energy

Attraktive Vermarktungsmöglichkeiten für Ihren PV-Park.

Optimieren Sie Ihre Erlösmöglichkeiten mit der geförderten Direktvermarktung oder im Rahmen von Power Purchase Agreements (PPA).

Kontaktieren Sie unsere Expertin:

+49 69 42 7251 343
victoria.yoshida@baywa-re.com
www.baywa-re.de

speiseprofils der PV-Anlage – insbesondere bei neuen EEG-Anlagen mit niedrigen anzulegenden Werten und damit geringen erwarteten Marktprämienzahlungen. Vielmehr stellt der Speicher eine separate Anlage dar, deren wirtschaftliches Potenzial in der kurzfristigen Handelsoptimierung liegt. In der Gesamtbetrachtung eines Projektstandortes verbessert ein (Grünstrom-)Batteriespeicher die Wirtschaftlichkeit nahezu immer; umgekehrt wird er erst durch den erneuerbaren Erzeuger möglich.

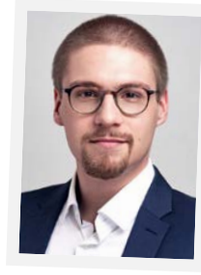
Weitere Handlungsoptionen bestehen in der Wahl des Anlagenstandortes und des technischen Anlagendesigns. Beide Faktoren können zu relevanten Unterschieden im anlagenspezifischen Marktwert führen. Standortabhängige Einspeiseprofile führen zu unterschiedlichen Direktvermarktungsentgelten und können die Relevanz von Erlösausfällen infolge negativer Strompreise verringern. Gerade die Berücksichtigung solcher Effekte ist in der Entwicklung von Windenergieprojekten schon länger etablierte Praxis und gewinnt nun auch im PV-Bereich an Bedeutung.

Ausblick: Vom Zubau zur Integration

Die letzten Jahre haben gezeigt, dass Photovoltaik bereits eine maßgebliche Rolle im Energiesystem spielt. Die kommenden Jahre werden zeigen, in welchem Maße diese Rolle mit wirtschaftlicher Stabilität verbunden werden kann. Weiterer Ausbau wird unweigerlich zu mehr Volatilität im Energiesystem und Strommarkt führen, die neue Erlösstrukturen und Projektansätze erfordert.

Auch eine strukturierte Beobachtung und Analyse regulatorischer Entwicklungen wird notwendig. Eine Steigerung der Effizienz in den Fördermechanismen und die Integration von Aspekten der Systemdienlichkeit wird vermehrt angestrebt, was zu neuen Fördersignalen führen kann.

Für Betreiber bedeutet das: Erfolgreiches Agieren am Markt erfordert nicht nur effiziente Anlagen, sondern auch ein klares Verständnis der Preissignale. Der weitere Ausbau von PV-Kapazitäten ist untrennbar mit strukturellen Entwicklungen am Strommarkt verbunden. Projektansätze, die diese Entwicklungen bereits heute antizipieren oder Flexibilität bereitstellen können, können auch in einem zunehmend volatilen Strommarkt stabile Erlöse erzielen.



Jan Ohler ist Consultant in der energiewirtschaftlichen Beratung enervis energy advisors GmbH. Weitere berufliche und akademische Stationen im Studium führten ihn in ein Abgeordnetenbüro im Bundestag und nach Trondheim. Seine Schwerpunkte liegen in der Marktanalyse für Freiflächen-Photovoltaik in Deutschland sowie in der Wirtschaftlichkeitsanalyse von geförderten und ungeförderten PV-Projekten.

IMPRESSUM

HERAUSGEBER
Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE),
EUREF-Campus 16, 10829 Berlin
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm, Geschäftsführer

KONZEPT UND UMSETZUNG
BWE-Service GmbH c/o Bundesverband WindEnergie e. V., Benjamin Gruhn und Till Schröder

REDAKTION
Nicht namentlich gekennzeichnete Artikel: BWE-Service GmbH

TEXT
Die Texte geben die jeweilige Auffassung der Autor*innen wieder. Diese muss nicht unbedingt jener des BWE entsprechen.

GRAFISCHE UMSETZUNG
gestaltung stefanie weyer

DRUCK
O/D Ottweiler Druckerei und Verlag GmbH

ANZEIGEN
Bundesverband WindEnergie e. V.
Klaus Barkeling: k.barkeling@wind-energie.de
Tel.: +49 (0)30 212341-177
Nikos Fucicis: n.fucicis@wind-energie.de
Tel.: +49 (0)30 212341-178

Ausgabe 2/2025 (November 2025)

Betriebsführung von Solarparks zwischen Normen und Netzanforderungen

Die technische Betriebsführung ist für die Wirtschaftlichkeit von Solarparks entscheidender denn je. Sie sorgt für hohe Verfügbarkeit, stabile Erträge und frühzeitige Fehlererkennung. Andreas Grüning von Enertrag Betrieb klärt über Erfolgsfaktoren und Herausforderungen in der technischen Betriebsführung auf.

Welche zentralen technischen und organisatorischen Herausforderungen sehen Sie derzeit in der Betriebsführung von Solarparks – insbesondere im Hinblick auf Alterung, Verfügbarkeit und Netzintegration?

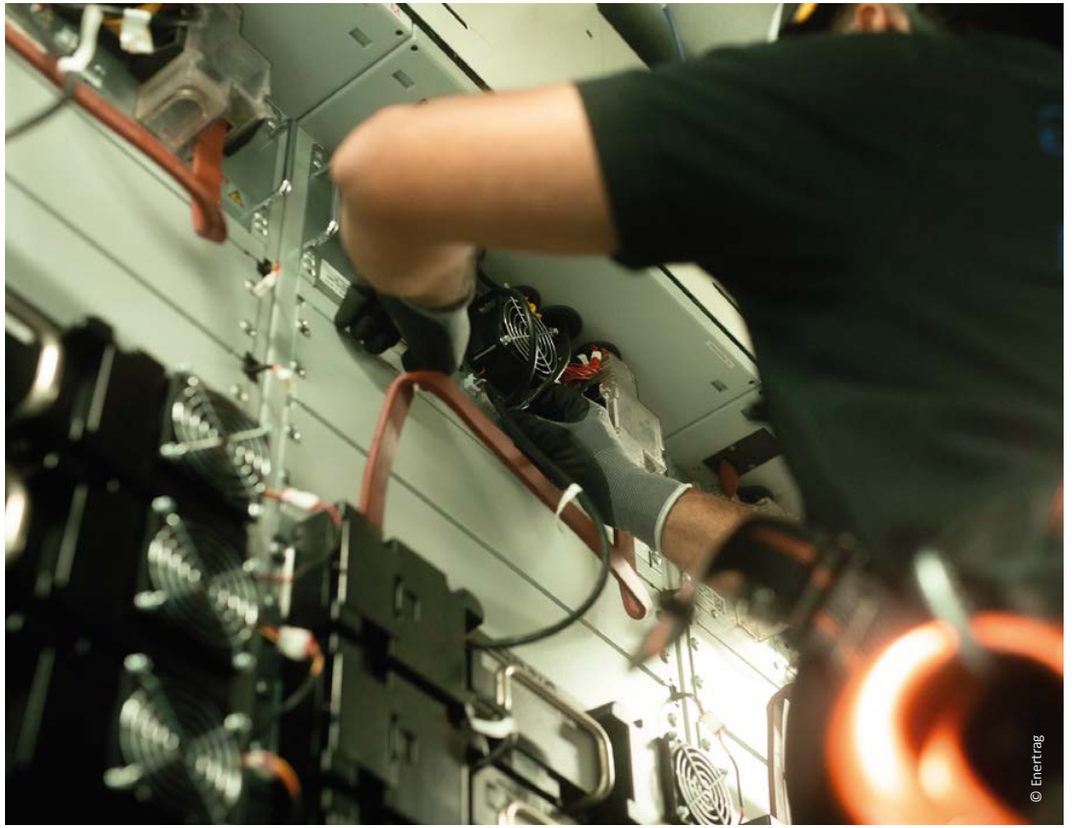
Andreas Grüning: Ein zentrales Thema ist aktuell die Ersatzteilverfügbarkeit – insbesondere bei Komponenten, die aus Nicht-EU-Ländern stammen. Lieferketten sind teils fragil, was bei Ausfällen unmittelbar Einfluss auf Verfügbarkeitsgarantien nimmt. Parallel dazu wachsen die Leistungsdimensionen der Wechselrichter rasant. Ein Ausfall einzelner Geräte wiegt dadurch deutlich schwerer als noch vor wenigen Jahren.

Hinzu kommt der zunehmende Fachkräftemangel: Qualifiziertes Personal im Feld zu finden und langfristig zu halten, ist eine Herausforderung, die sich quer durch die gesamte Branche zieht.

Auch die Netzintegration wird komplexer – vor allem mit Blick auf hybride Anlagen und Batteriespeicher. Viele Betreiber stehen vor der Frage, wie sich Speicher optimal in bestehende Parks integrieren lassen. Erfahrungswerte zur Fahrweise und Degradation fehlen oft noch.

Und schließlich belasten die immer häufiger angeordneten Regelmaßnahmen durch Netzbetreiber oder Direktvermarkter die Betriebsführung enorm – insbesondere durch den Abrechnungsaufwand, der sich über Wochen oder gar Monate hinziehen kann.

Wo liegen aus Ihrer Erfahrung die häufigsten Schwachstellen im laufenden Betrieb – etwa bei der Datenanalyse, Fehlerdiagnose oder Instandhaltungsplanung – und wie können Betreiber*innen dem vorbeugen?


© Enertrag

Eine der größten Herausforderungen bleibt, das richtige Personal zur richtigen Zeit am richtigen Ort zu haben. Gleichzeitig werden die Komponenten immer leistungsfähiger – und schwerer. Das bedeutet: Für den Tausch im unbefestigten Gelände sind häufig geländegängige Spezialgeräte erforderlich, die nicht überall sofort verfügbar sind.

Hinzu kommen Defizite bei der Dokumentation. Falsch gepflegte oder veraltete String-Pläne sowie unvollständige „as-built“-Dokumentationen erschweren eine schnelle Fehlerdiagnose erheblich. Betreiber sollten hier auf eine saubere, digitale Dokumentation und regelmäßige Updates achten. Auch eine klare Ersatzteilstrategie und verbindliche Supportzusagen der Hersteller helfen, Ausfallzeiten deutlich zu reduzieren. →

© Enertrag

Wie unterstützen Sie Ihre Kund*innen konkret dabei, die technische Performance ihrer Anlagen zu steigern und Ertragsverluste frühzeitig zu erkennen?

Ein durchdachtes, kontinuierliches Monitoring bildet das Rückgrat unserer Arbeit. Dabei berücksichtigen wir parkindividuelle Gegebenheiten wie saisonale Verschattungen oder lokale Besonderheiten in der Alarmkonfiguration.

Zudem setzen wir präventiv auf Thermografiebefliegungen mittels Drohnen, um fehlerhafte Module oder ganze Chargen frühzeitig zu identifizieren – und rechtzeitig Gewährleistungsansprüche geltend machen zu können.

Auch Software-Updates und die Anpassung von Wartungszyklen gehören zu unserem Standardprozess. Nicht zu unterschätzen ist schließlich die Grünpflege: Sie beeinflusst Ertrag und Sicherheit erheblich und wird von uns parkindividuell geplant und gesteuert.

Welche Bedeutung haben moderne Monitoring- und SCADA-Systeme in Ihrer täglichen Arbeit – und wie verändern Digitalisierung und Automatisierung die Betriebsführung?

Ohne ein zuverlässiges Monitoringsystem und einen leistungsfähigen Leitstand ist eine effiziente Betriebsführung heute schlicht nicht möglich.

Automatisierung spielt dabei eine Schlüsselrolle – vor allem bei wiederkehrenden Anomalien. Wenn unsere Experten und Expertinnen Muster →

erkennen, können diese direkt im Monitoringsystem automatisiert werden. So reduzieren wir Fehlalarme, priorisieren kritische Ereignisse und schaffen Transparenz.

Das Ziel ist eine intelligente Balance: möglichst viele Alarme, um keine Fehler zu übersehen – aber nur so viele wie nötig, um Ressourcen effizient einzusetzen. Trotz aller Digitalisierung bleibt die menschliche Erfahrung dabei unverzichtbar. Die Erstbewertung durch erfahrene Fachkräfte ist entscheidend, um die individuellen Besonderheiten jedes Parks zu berücksichtigen.

Wie stellen Sie sicher, dass Wartung, Inspektionen und Störungsmanagement effizient und normkonform umgesetzt werden – insbesondere bei großen Portfolios oder hybriden Wind-Solar-Anlagen?

Wir übernehmen in der Regel die Betreiberrolle nach VDE 0105-100 für unsere Kunden – und das geht weit über klassische Wartungsaufgaben hinaus.

Bei weiter entfernten Standorten setzen wir auf strategische Kooperationen mit lokal ansässigen Fachunternehmen, um kurze Entstörungszeiten sicherzustellen. Das Zusammenspiel aus zentralem Leitstand, digitaler Dokumentation und regionalen Einsatzkräften bildet die Grundlage für Effizienz und Normkonformität – auch bei großen oder hybriden Portfolios.

Worauf sollten Betreiber*innen bei der Auswahl eines technischen Betriebsführers besonders achten, wenn sie langfristige Anlagenverfügbarkeit und Investitionssicherheit im Blick haben?

Versprechungen gibt es viele – entscheidend ist die Umsetzbarkeit vor Ort. Erfahrene Betriebsführer*innen kennen ihre geografischen Grenzen. Wer Effizienz und Verfügbarkeit ernst nimmt, prüft vor Vertragsabschluss, ob qualifiziertes Personal und Partnerstrukturen in Parknähe tatsächlich vorhanden sind.

Wir selbst nehmen nicht jeden Park an, wenn wir wissen, dass wir personell oder logistisch keine optimale Betreuung gewährleisten können. Das mag unüblich erscheinen, ist aber im Sinne unserer Qualitätsstandards und der Kundenzufriedenheit.

Zudem empfehlen wir längerfristige Verträge. Der Initialaufwand bei der Übernahme eines Parks ist hoch – wirtschaftlich und qualitativ sinnvoll lässt sich dieser nur über mehrere Jahre verteilen.

Andreas Grüning ist ausgebildeter IT-Systemelektroniker und Leiter der Gruppe Überwachung und PV/BESS bei ENERTRAG Betrieb.

© Enertrag

Drohneninspektionen in Solarparks

Drohneninspektionen ermöglichen eine schnelle, präzise Überwachung von Solarparks und unterstützen Predictive Maintenance sowie Effizienzsteigerungen. Im Interview diskutieren wir praxisnahe Anwendungen, technologische Trends und Zukunftsperspektiven dieser innovativen Technologie.

Inwieweit können Drohneninspektionen die Detektionsrate von Modulausfällen, Hotspots oder Degradation im Vergleich zu konventionellen Prüfmethoden erhöhen – und welche Effizienzgewinne lassen sich nachweisen?

Thermografie-Befliegungen mit Drohnen haben sich in der Praxis längst etabliert. Hotspots und Modulausfälle lassen sich damit nicht nur schneller, sondern auch flächendeckender und präziser erfassen als mit bodengebundenen Verfahren.

Eine direkte Degradationsmessung ist zwar nicht möglich, da hierfür elektrische Vergleichswerte benötigt werden. Doch Drohnen leisten einen wertvollen indirekten Beitrag, indem sie thermische und optische Anomalien sichtbar machen – häufig Wochen, bevor ein signifikanter Leistungsverlust messbar wird.

Das Ergebnis: kürzere Reaktionszeiten, fundierte Ursachenanalysen und eine deutliche Steigerung der Anlagenverfügbarkeit.

Welche Ansätze werden genutzt, um die Datenqualität und Vergleichbarkeit von Luftaufnahmen über große Solarflächen hinweg sicherzustellen – insbesondere bei wechselnden Licht- und Wetterbedingungen?

Professionelle Thermografieflüge dürfen nur unter klar definierten Bedingungen durchgeführt werden – eine bestimmte Sonneneinstrahlung ist zwingend erforderlich. Diese Vorgaben sind normativ festgelegt und garantieren reproduzierbare Ergebnisse.

Die Auswertung erfolgt softwaregestützt: Das exakte Parklayout wird digital hinterlegt, die Drohnen erfassen automatisch die korrekten Raster und Höhen. Dadurch sind die Ergebnisse millimetergenau, objektiv und frei von subjektiven Einflüssen.

Wie lassen sich Drohnenflüge methodisch in bestehende Predictive-Maintenance-Strategien einbinden, um eine automatisierte und kontinuierliche Anlagenüberwachung zu gewährleisten?

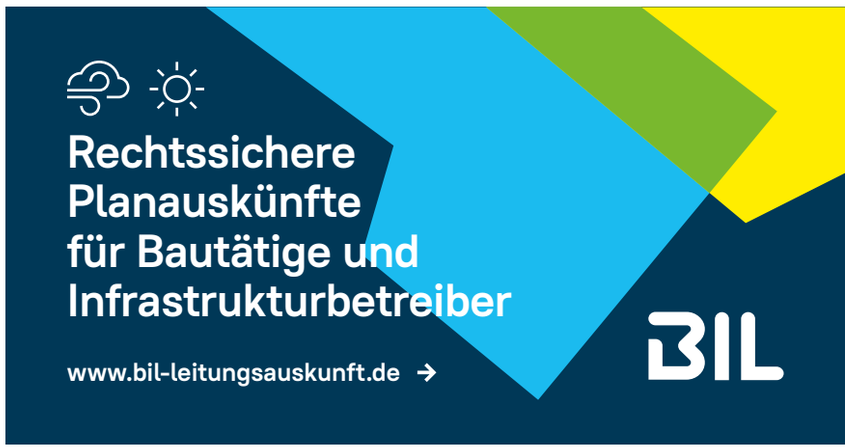
Drohnen sind ein flexibles Werkzeug innerhalb moderner Instandhaltungsstrategien. Sie können sowohl routinemäßig zur Modulprüfung eingesetzt werden als auch ad-hoc – etwa nach extremen Wetterereignissen.

Gerade in weitläufigen Solarparks übernehmen sie auch ergänzende Aufgaben, beispielsweise die Kontrolle von Einfriedungen in schwer zugänglichen Bereichen. Das spart Zeit, Kosten und Ressourcen – und liefert gleichzeitig eine saubere Dokumentation der Befunde.

Kontaktieren Sie uns!
Tel.: +49 39854 6459-200 | betrieb@enertrag.com

Das Standortfördergesetz – Neuer Schwung für Solaranlagen auf Gewerbedächern

Mit dem Standortfördergesetz hat die Bundesregierung innerhalb einer kurzen Zeitspanne grundlegende gesetzliche Anpassungen vorgenommen. Das Standortfördergesetz zielt darauf ab, Investitionen in Infrastruktur, erneuerbare Energien sowie Start-ups zu stärken. Für Immobiliengesellschaften ergeben sich hieraus relevante Neuerungen.



Das Standortfördergesetz

Die Regierung hat für das Gesetz zur Förderung privater Investitionen und des Finanzstandorts (Standortfördergesetz) die folgenden drei Ziele formuliert:

- Der Kapitalmarktzugang für kleine Unternehmen und Start-ups wird erleichtert; zudem wird der Fondsmarkt gefördert.
- Die steuerlichen Rahmenbedingungen werden verbessert, wodurch Anreize zur Investition insbesondere in Infrastruktur und erneuerbare Energien geschaffen werden.

- Überflüssige Bürokratie soll abgeschafft werden, beispielsweise durch die Verschlankung oder Streichung von Prüf-, Melde- und Anzeigepflichten.

Im Rahmen des zweiten Punktes werden Gesetzesanpassungen vorgenommen, die den Ausbau von Solaranlagen in Deutschland fördern können. Der Bau von Solardachanlagen und der Verkauf des erzeugten Stroms werden für Immobilien-Gesellschaften durch neue rechtliche Regelungen wirtschaftlicher und attraktiver gestaltet. Insbesondere werden bisher bestehende Rechtsunsicherheiten beseitigt, die Immobilienfonds bislang beim Verkauf von Solarstrom vor Herausforderungen stellten.

Verbesserungen durch das Standortfördergesetz

Klare rechtliche Rahmenbedingungen

Vorher

Vor dem Inkrafttreten des Standortfördergesetzes galt der Verkauf von Strom an Mieter oder die Einspeisung ins Netz oftmals als steuerlich problematisch und konnte den besonderen Status eines Fonds gefährden, da diese Aktivitäten als gewerbliche Tätigkeiten eingestuft wurden.

Jetzt

Mit dem neuen Gesetz wird nun erstmals eine eindeutige rechtliche und steuerliche Grundlage geschaffen: Investmentfonds dürfen nun gezielt in erneuerbare Energien sowie in gebäudenahe Infrastruktur investieren, ohne ihren Fondsstatus zu riskieren. Im Speziellen werden insbesondere aktive Tätigkeiten wie der Verkauf von selbst erzeugtem Strom an Mieter (Onsite-PPA) rechtlich als zulässig und steuerlich unschädlich eingestuft. Durch diese Anpassungen werden bisherige Unsicherheiten sowie steuerliche Hürden für Immobilienfonds beseitigt. Das erleichtert die Finanzierung und trägt zur nachhaltigen Wertsicherung des Immobilienbestands bei.

Bedeutung für Immobilien-Gesellschaften

Die neuen gesetzlichen Regelungen sorgen für eine bessere Abstimmung zwischen dem Kapitalanlagegesetzbuch (KAGB) und dem Steuerrecht. Dadurch wird die Rechtssicherheit für Investitionen in erneuerbare Energien und Infrastruktur erhöht.

Immobilien-Gesellschaften profitieren nun von niedrigeren Investitionshürden und klar definierten Rahmenbedingungen. Insbesondere werden →

Lesen Sie weiter auf Seite 30.

BETREIBERBRIEF PHOTOVOLTAIK

Foto: chayakorn, stock.adobe.com

Investitionen in Solardachanlagen attraktiver, was die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Fondsstandorts zusätzlich stärkt.

Anpassung der Besteuerung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Vorher

Bislang mussten Spezial-Investmentfonds befürchten, durch den Verkauf von Solarstrom die sogenannte „Verschmutzungsquote“ von 5 % an gewerblichen Einnahmen zu überschreiten und dadurch steuerliche Nachteile zu erleiden.

Jetzt

Mit dem neuen Standortfördergesetz werden Erträge aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und Infrastrukturprojekten künftig nach dem Investmentsteuerrecht besteuert. Auch wenn die 5-Prozent-Grenze formell weiter besteht, werden Einnahmen aus solchen Anlagen explizit ausgenommen – der Fondsstatus bleibt somit erhalten.

Bedeutung für Immobilien-Gesellschaften

Diese klare steuerliche Regelung beseitigt bislang bestehende Wettbewerbsnachteile gegenüber ausländischen Fondsstrukturen. Die Maßnahme schafft gleichzeitig einen fairen Wettbewerb und erhöht die Investitionssicherheit, was langfristig die Finanzierung von nachhaltigen Infrastrukturprojekten fördert.

Die neuen Regelungen beheben bestehende Wettbewerbsnachteile gegenüber ausländischen Fonds und erhöhen die Investitionssicherheit. Immobilien-Gesellschaften können infolgedessen gezielt in Photovoltaikanlagen und Ladeinfrastruktur investieren, ohne den Verlust des privilegierten Fondsstatus fürchten zu müssen. Damit setzt der Gesetzgeber klare Impulse für den Ausbau nachhaltiger Energielösungen im Gebäudesektor.

Geschäftsmodelle mit Solarstrom

Onsite-PPA

Die meisten Immobilien im Besitz einer Gesellschaft werden vermietet. Gibt es auf den Gebäude Solardachanlagen besteht die Möglichkeit, den erzeugten Strom an die Mieter zu verkaufen. Dies ist sowohl bei einzelnen Mietparteien als auch bei mehreren möglich. Nach Zustimmung der Mieter kann der Strom aus den Dachsolaranlagen im Rahmen eines Onsite-PPAs bzw. als sogenannter Mieterstrom verkauft werden.

Dabei besteht die Wahl, die Mieter ausschließlich mit Solarstrom (Teilversorgung) oder zusätzlich mit Reststrom aus dem Netz (Vollversorgung) zu beliefern. Die Auswahl des am besten passenden Modells hängt unter anderem vom angestrebten Verwaltungsaufwand und gegebenenfalls von der geplanten Inanspruchnahme einer Förderung ab.

Fördermöglichkeiten bestehen beispielsweise über den sogenannten Mieterstromzuschlag, der im Rahmen des Solarpakets 1 auch für Mieterstrom in Gewerbeimmobilien gewährt wird. Diese Förderung ist jedoch an bestimmte Anforderungen gebunden.

Bei einem Onsite-PPA werden die Mieter mit bis zu 30 % nachweislich grünem Strom versorgt.

Kombination aus Onsite- und Offsite-PPAs

Neu ist die Möglichkeit einer Kombination aus Onsite- und Offsite-PPAs. Dadurch können Mieter sowohl mit Strom aus vor Ort installierten Anlagen als auch mit zusätzlichem Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen aus ganz Deutschland versorgt werden. Diese Kombination ermöglicht eine Versorgung der Mieter mit bis zu 100 % grünem Strom.

B. Sc. Paulina Würth, Jahrgang 1990, machte ihren Abschluss an der HS Bonn-Rhein-Sieg im Fach Technikjournalisumus/PR. Sie ist seit über einem Jahr zuständig für den Blog von node.energy und schreibt für diesen Fachartikel zu allen Themen rund um die Erneuerbaren Energien.

Negative Preise? Abregelungen?
Alles im Griff mit dem opti.node Cockpit!

Die Software-Lösung für Betreiber und Asset Manager von Wind- und Solarparks. Ab sofort mit noch mehr Effizienz und Kontrolle über Erlöse.

- Zentrales Stammdaten-Management mit allen Energiedaten an einem Ort
- Verbessertes Erlösmonitoring inklusive Förderungen, Vermarktung, Redispatch und Abregelung, präzise und systemseitig integriert
- Fördergrenzen und Marktmechanismen rechtssicher und transparent abgebildet
- Direktvermarkter-Abrechnungen per Klick prüfen anstatt manuellem Excel-Marathon
- Nachvollziehbare Dokumentation für Investoren und Prüfungen
- Bis zu 80 % Zeitersparnis durch automatisierte Prozesse

node.energy

Jetzt auf opti.node umstellen und 2026 mit voller Kontrolle ohne Abrechnungsrisiken beginnen.

Flächeneffizienz und Systemtechnik: Leitlinien für erfolgreiche Agri-PV-Projekte

Landwirtschaft und Energieproduktion auf derselben Fläche ohne Zielkonflikt – Ernst Steiner, Geschäftsführer der EWS EPC GmbH, erklärt im Interview, was ein „echtes" Agri-PV-Projekt ausmacht, wie es ökologisch und wirtschaftlich überzeugen kann und welche Rolle Verbundsysteme dabei übernehmen.

Welche Missverständnisse erleben Sie bei dem Konzept Agri-PV?

Ernst Steiner: Zu unterscheiden ist zwischen „echten" Agri-Photovoltaikanlagen, für Flächen, die weiterhin vorwiegend landwirtschaftlich doppelt genutzt werden sollen und PV-Freiflächenanlagen, wo die Stromproduktion im Vordergrund steht. Oft sind hier Schafe oder Hühner auf der Anlage, das macht sie aber noch nicht zu Agri-PV Anlagen. Ausschlaggebend für die Wahl einer Agri-PV Anlage oder einer PV-Freiflächenanlage sind Bodengüte, Geometrie und Topografie der Fläche. Bei nachhaltigen PV-Konzepten für Grün- und Ackerland sollte die echte landwirtschaftliche Nutzung vorrangig sein. Bei unseren Parks achten wir darauf, dass > 95 Prozent der Grünlandfläche, zusätzlich zur Erzeugung von Strom, weiterhin agrarisch genutzt werden können.

Welche planerischen und juristischen Unterschiede gibt es bei Projekten in Österreich und Deutschland?

In Deutschland ist der Genehmigungsprozess bundesweit durch Gesetze und Normen gleich geregelt, in Österreich gilt: 9 Bundesländer, 9 verschiedene Regelwerke.

Welche technischen Systeme haben sich aus Ihrer Erfahrung in beiden Ländern als sinnvoll erwiesen?

Wir verwenden nachgeführte Tracker mit bifacialen Glas/Glas-Modulen, die im Tagesgang immer optimal zur Sonneneinstrahlung ausgerichtet sind. Die „Sonnenfänger", wie wir sie nennen, erzielen dadurch 20 Prozent Mehrerträge gegenüber fix aufgeständerten Systemen und sorgen gleichzeitig für eine Stromerzeugung abseits der üblichen Mittagsspitzen, also auch in den Früh- und Abendstunden. Damit erreichen wir maximale

Stromerträge mit systemdienlicher Einspeisung und erzielen durch die hohe Flächeneffizienz auch noch den höchsten landwirtschaftlichen Nutzen. Nicht unwesentlich sind auch die Biodiversitätsstreifen, die jeweils unter den Modultischen angelegt werden. So nutzen wir wirklich jeden Quadratmeter sinnvoll und effizient.

Wie lässt sich die Landwirtschaft unter Agri-PV gestalten?

Die klare Stärke unseres Sonnenfeld-Systems ist seine Flexibilität im Belegungsdesign. Die Bewirtschaftungsstreifen zwischen den Modultischreihen werden projektbezogen an die agrarischen Bedürfnisse angepasst. Gute Erfahrungen haben wir hier mit 11 m bis 14 m Reihenabstand gemacht. Durch die standortoptimierte Planung und Umsetzung, welche die ortsüblichen Kulturen und eingesetzten Maschinen berücksichtigt und immer auch in Absprache mit den bewirtschaftenden Landwirt*innen, funktioniert die Bewirtschaftungspraxis dann reibungslos und effizient.

Welchen Mehrwert bieten Agri-PV-Anlagen für Kommunen und Bürger*innen?

In Österreich und Deutschland haben wir bereits mehrere Projekte erfolgreich umgesetzt. Vor allem kommunale Solarstromflächen mit agrarischer Doppelnutzung sind gefragt. Für Gemeinden ergibt sich ein Mehrwert, der sowohl ökologisch, energiewirtschaftlich und auch finanziell für die Bürger*innen interessant ist. Es ist bekannt, dass die soziale Akzeptanz wesentlich zum Gelingen von erneuerbaren Energieprojekten beiträgt und die ist bei Agri-PV Anlagen sehr hoch. →

SAVE THE DATE

Mehr zum Thema im Webinar **„Freiflächensolar: Sicherung von landwirtschaftlichen Flächen", 19.1.2026**

Weil wir für ausgewählte Projekte auch die Möglichkeit zur Bürger*innenbeteiligung bieten, geben wir der Bevölkerung die Chance nicht nur ein regionales Energiezukunftsprojekt und damit die Energiewende zu unterstützen. Investor*innen profitieren durch attraktive Verzinsung auch unmittelbar. So bleibt die Wertschöpfung vor Ort und die Wertschätzung steigt.

Wie steht es mit BESS – können Agri-PV-Anlagen problemlos mit Speicherlösungen kombiniert werden?

Aufgrund der besonders effizienten Form der Flächennutzung und der konstanten Stromproduktion übers gesamte Jahr, werden Photovoltaikanlagen in Kombination mit Windenergie und Speicher immer relevanter. Winterwind und Sommersonne ergänzen sich übers Jahr, Speicher sorgen für höhere Energieausbeute und stabilere Stromversorgung.

Diese Form der Ökostromerzeugung kann zudem rasch, kostengünstig und regional umgesetzt werden. Flächen werden nicht versiegelt und können nach rückstandslosem Rückbau wieder agrarisch genutzt werden. Hybridparks aus Wind- und Agri-PV inklusive Speicherlösungen sind dabei aufgrund der unschlagbaren Flächennutzungseffizienz die Königsklasse der erneuerbaren Stromerzeugung.

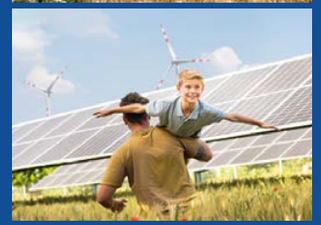
Was sind die Besonderheiten und möglichen Herausforderungen bei der Implementierung von Hybridparks?

Wichtig dabei ist, dass die zeitlich versetzten Erzeugungsmuster von Wind und Sonne ausgeglichen werden. Das wird so gelöst, dass überschüssige Energie gespeichert und bei Bedarf eingespeist wird. Was sich leicht anhört ist ein komplexes Feld, das viel Erfahrung und modernste Netztechnik erfordert. Tatsache ist aber, dass übers Jahr gesehen, die Kombination aus Wind- und Solarstrom die effizienteste und günstigste Energieerzeugungsform darstellt. Die Kombination bringt Synergieeffekte mit sich, man denke nur an die Netzableitung und den Netzzugang insgesamt. Herausforderungen liegen insbesondere in der Hybridparkregelung, speziell dann, wenn bei strahlendem Sonnenschein starker Wind weht und der vorhandene Netzanschluss nicht die produzierte Energie beider Erzeugungsformen aufnehmen kann.

Ernst Steiner ist Geschäftsführer der EWS EPC GmbH, Teil der EWS Gruppe. EWS realisiert seit über 30 Jahren Windkraftprojekte und seit 4 Jahren auch Agri-PV- und Hybridparkprojekte, entwickelt Smart-Grid-Lösungen, betreibt eine akkreditierte Prüfstelle und begleitet Projekte von der Planung bis zum technischen Betrieb.

EWS

DIE NÄCHSTE GENERATION DER SCHLÜSSELFERTIGEN AGRI-PHOTOVOLTAIK ANLAGE



Das EWS Sonnenfeld®, made in Austria, kombiniert Stromerzeugung und agrarische Nutzung besonders effizient. Auch als Öko-Hybridpark kombiniert mit Wind und Speicher.

Wir liefern Ihnen alle notwendigen Dienstleistungen aus einer Hand und entwickeln Projekte, die wirtschaftlich überzeugen, technische Exzellenz bieten und Akzeptanz in der Bevölkerung finden. Durch klare Kommunikation, einer schnellen Abwicklung und einer Rundumbetreuung schaffen wir Verlässlichkeit und Planbarkeit.

Ökologisch verträglich, wirtschaftlich rentabel und gesellschaftlich breit akzeptiert.
Gerne auch als schlüsselfertiges Projekt, standortspezifisch geplant und umgesetzt.

ews-consulting.com

Feldlerchen im Solarpark: Artenvielfalt & Projektfinanzierung gefährdet?

Kommt die Feldlerche auf der Projektfläche eines Solarparks vor, muss Ausgleich geschaffen werden. Oft müssen Projektierer mehrere Hektar für Feldlerchenmaßnehmen reservieren. Je nach den Vorgaben der örtlichen Behörde ist die Finanzierbarkeit eines Projektes bedroht. Doch nicht nur das: Maßnahmen für die Feldlerche können auch das Potential für Artenvielfalt innerhalb einer Anlage deutlich senken.

Das Schutzgut Feldlerche

Feldlerchen sind Steppenvögel. Als Kulturfolger sind sie damit heute hauptsächlich auf Wiesen, Brachen aber insbesondere auf Feldern anzutreffen, wie beispielsweise auf dem Tempelhofer Feld in Berlin. Sie sind nicht sonderlich selten. Trotzdem ist sie nach der Roten Liste der Bundesrepublik Deutschland als gefährdet eingestuft. Grund dafür ist, dass ihr Bestand stark rückläufig ist.

Solarparks werden heute zum weit überwiegenden Teil auf landwirtschaftlichen Flächen gebaut. Daher kommt es sehr oft vor, dass sich auf den Flurstücken eines geplanten Solarparks Feldlerchen befinden. In diesem Fall verlangt die zuständige Behörde Ausgleichsmaßnahmen für den Eingriff in den Lebensraum der Feldlerche, was grundsätzlich als interner oder externer Ausgleich erfolgen kann.

Doch wie groß ist der Einfluss von Modultischen auf die Vögel tatsächlich? Nach Lehrbuch meidet der Steppenvogel vertikale Strukturen, hier in Form von Modulreihen. An diese Lehrbücher hält sich der Vogel allerdings in der Realität nicht. Es gibt eine evidente Studienlage dafür, dass Feldlerchen in Solarparks brüten und der Bruterfolg innerhalb geeigneter Anlagen größer sein kann als außerhalb auf einer Ackerfläche. In der bne-Studie „Artenvielfalt im Solarpark – Eine bundesweite Feldstudie" konnte sogar die Fläche mit der nachgewiesen höchsten Feldlerchendichte in Deutschland ermittelt werden – in einem Solarpark in Brandenburg.

Je nach Bundesland und Behörde wird der aktuelle Kenntnisstand noch unterschiedlich bewertet und damit oft zu viel Ausgleich gefordert. Nicht

selten wird noch immer eine komplette Meidung des Solarparks durch die Feldlerche unterstellt. Pro Projekt können dann mehrere Hektar Ausgleich festgelegt werden, die feldlerchenfreundlich bepflanzt und gepflegt gehören. Damit verbunden sind hohe Kosten, welche die Rentabilität eines knapp kalkulierten Projektes durchaus bedrohen können.

Bild einer Feldlerche

Feldlerchen brüten zwischen den Modulreihen

Im Rahmen der Untersuchungen unserer Studie wurde keine Vogelart häufiger im Solarpark angetroffen als die Feldlerche. In 19 von 26 ausgewerteten Standorten brütet sie. In modernen Solarparks kommt die Feldlerche folglich regelmäßig vor. Wir haben im Solarpark Bundorf und im Solarpark Weesow-Willmersdorf sogar Brutdichten erfasst, die in der Kulturlandschaft eigentlich nicht anzutreffen sind. In der zuletzt genannten Anlage in Brandenburg wurden bis zu 46 Brutpaare pro 10 Hektar erfasst.

Die studienleitenden Biologen Rolf Peschel und Dr. Tim Peschel stellen dazu fest:

„Die Studie zeigt, dass Vermutungen und behördliche Maßnahmen hinsichtlich vorgezogener Ausgleichserfordernisse vor allem in Bezug auf Vogelarten und speziell der Feldlerche regelmäßig unbegründet sind."

Schon länger ist der Solarpark als Lebensraum der Feldlerche bekannt. So hat Dr. Helmut Schlumprecht in einem der Monitorings, das in unserer →

Studie ausgewertet wird, eine Literaturrecherche durchgeführt, bei der Feldlerchendichten von Untersuchungen zwischen 2008 bis 2013 verglichen wurden. Daraus ergab sich ein Mittelwert von 0,33 Revieren pro Hektar. Ein deutlicher Unterschied zu der bei Behörden fehlerhaft verbreiteten Annahme, dass Feldlerchen Solarparks grundsätzlich meiden würden.

Artname (dt)	Artname (lat)	Präsenz	Stetigkeit	RL BRD
Feldlerche	Alauda orvensis	19	73,08 %	3
Goldammer	Emberiza citrinella	16	61,54 %	+
Bachstelze	Motocilla alba	14	53,85 %	+
Baumpieper	Anthus trivialis	8	30,77 %	V
Wiesenschafstelze	Motacilla flava	7	26,92 %	+
Hausrotschwanz	Phoenicurus ochruros	6	23,08 %	+
Schwarzkehlchen	Saxicola rubicola	6	23,08 %	+
Dorngrasmücke	Sylvia communis	5	19,23 %	+
Grauammer	Emberiza calandra	5	19,23 %	V
Kohlmeise	Parus major	4	15,38 %	+
Bluthänfling	Linaria cannabina	3	11,54 %	3
Feldsperling	Passer montanus	3	11,54 %	V
Wiesenpieper	Anthus pratensis	3	11,54 %	2
Amsel	Turdus merula	2	7,69 %	+
Blaumeise	Cyanistes caeruleus	2	7,69 %	+
Flussregenpfeifer	Choradrius dubius	2	7,69 %	V
Rebhuhn	Perdix perdix	2	7,69 %	2
Stieglitz	Carduelis carduelis	2	7,69 %	+
Stockente	Anas platyrhynchos	2	7,69 %	+
Sumpfrohrsänger	Acrocephalus palustris	2	7,69 %	+
Blaukehlchen (Rotstern.)	Luscinia svecica	1	3,85 %	+
Braunkehlchen	Saxicola rubetra	1	3,85 %	2
Buchfink	Fringilla coelebs	1	3,85 %	+
Fasan	Phosianus colchicus	1	3,85 %	+
Grünfink	Chloris chloris	1	3,85 %	+
Heidelerche	Lullula arborea	1	3,85 %	V
Klappergrasmücke	Sylvia curruca	1	3,85 %	+
Krickente	Anas crecca	1	3,85 %	3
Kuckuck	Cuculus canorus	1	3,85 %	3
Schilfrohrsänger	Acrocephalus schoenobaenus	1	3,85 %	+
Steinschmätzer	Oenanthe oenanthe	1	3,85 %	1
Teichrohrsänger	Acrocephalus scirpaceus	1	3,85 %	+

Aus der Studie des bne: Gesamte Nachweise von Brutvögeln in den untersuchten PVA 2023–2024 mit Präsenzen und Stetigkeiten der nachgewiesenen Brutvogelarten an insgesamt 26 ausgewerteten Standorten, absteigend sortiert nach den Stetigkeiten mit Angaben zur bundesweiten Gefährdung in der Roten Liste der Bundesrepublik Deutschland (RL BRD) (Ryslavy et al. 2020), + = ungefährdet, V = Vorwarnliste, 3 = gefährdet, 2 = stark gefährdet, 1 = vom Aussterben bedroht sowie die Präsenzen und Stetigkeiten der nachgewiesenen Brutvogelarten an insgesamt 26 ausgewerteten Standorten, absteigend sortiert nach den Stetigkeiten.]

Feldlerchenausgleich innerhalb eines Solarparks, aber wie?

Offensichtlich braucht es keinen externen Ausgleich. Stattdessen sind gut geplante Solarparks an sich bereits geeignete Habitate, wenn sie entsprechend gestaltet sind. Aus unserer Studie ergibt sich insbesondere, dass die Pflege entscheidend für die Ansiedlung der Feldlerche in einem Solarpark ist. Eine möglichst kurze Vegetation ist für Feldlerchen optimal, für die generelle Artenvielfalt allerding nicht in gleichem Maße. Bei kurzer Vegetation können sie unter den Modultischen hindurch weit Blicken und ihr Nest sichern. Die Modulreihen stellen damit aus Perspektive der Feldlerche keine undurchsichtigen vertikalen Strukturen dar – sie guckt unten hindurch. Beispielsweise im Solarpark Weesow-Willmersdorf wurde auf Stoßbeweidung mit Schafen gesetzt, wodurch eine besonders dünne Vegetationsdecke geschaffen wurde. In dieser Anlage variieren auch die Reihenabstände. Die Brutdichte in den unterschiedlichen Abschnitten war nicht von ihr beeinflusst.

Niedriggehaltene Vegetation zum Wiesenbrüterschutz ist nicht für alle Tier- und logischerweise Pflanzenarten vorteilhaft. Auch Hecken und Bäume an den Rändern von Solarparks können Feldlerchen vergrämen, die für andere Brutvögel, wie beispielsweise die ebenfalls gefährdeten Bluthänflinge, wiederum Lebensräume darstellen. Daher steht eine Anlagenausgestaltung optimiert allein für die Feldlerche durchaus im Konflikt mit der Maximierung der Artenvielfalt. Wir schlagen daher in der Studie →

vor, dass nur Teilbereiche speziell für die Feldlerche aufbereitet werden sollten. Für den behördlich gebotenen Ausgleich reicht das aus – der Artenvielfalt nützt es insgesamt mehr.

Entwurf des neuen Feldlerchen-Erlass in Brandenburg

Aktuell erstellen Landesministerien Leitfäden, damit naturschutzfachliche Ausgleichsbelange die örtlichen unteren Naturschutzbehörden zu einheitlicheren Bewertungen kommen. Im Gegensatz zu den anderen Bundesländern konzentriert sich Brandenburg vollkommen auf die Feldlerche. Der Erlass zur Berücksichtigung der Feldlerche bei der artenschutzrechtlichen Prüfung zur Planung und Errichtung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen des Landes Brandenburg aus dem September 2025 zeigt, wie Ausgleichsvorgaben für die „Lehrbuch-Feldlerche“ gewählt würden. Praxistauglich ist das nicht.

Zwar wird laut Erlass auch ein interner Ausgleich ermöglicht, doch die Vorgaben von fünf Meter Reihenabstand, einer maximalen Modultischhöhe von nur drei Metern und zusätzliche „Feldlerchenfenster“ pro Revier, machen diesen wirtschaftlich unmöglich. Bei erlassgemäßer Gestaltung würde für jedes Revier pro 2,5 Hektar eine Anlage bis zu einem Megawatt an Leistung verlieren. Damit ist für Betreiber wirtschaftlich nur ein externer Ausgleich sinnvoll. Artenreiche Solarparks baut man so nicht. Dieser Erlass würde Solarparkprojekte, und damit die Energiestrategie in Brandenburg, signifikant gefährden und stellt dazu keine Verbesserung für die Artenvielfalt in Aussicht.

Feldlerche, Finanzierbarkeit & Biodiversität gemeinsam denken

Statt weiter in überholten Schemata zu denken, kann und sollte ein PV-Freiflächenprojekt ganzheitlich betrachtet werden. Es braucht eine Balance zwischen Wirtschaftlichkeit, Schutz der Feldlerche und der Artenvielfalt.

Möglicherweise liegt der übermäßige Fokus auf die Feldlerche in Solarparks daran, dass das Potential von Solarparks für die Artenvielfalt immer noch systematisch unterschätzt wird.

Solarparks auf landwirtschaftlichen Flächen sind und bleiben die Regel. Bei einer modernen Ausgestaltung und Pflege sind sie grundsätzlich ein

Die LLM-Variante der Studie **„Artenvielfalt im Solarpark“** des bne finden Sie hier:

Gewinn für die Artenvielfalt im Vergleich zum Ausgangszustand. Das konnten wir in unserer Studie eindeutig zeigen – für Pflanzen, Vögel, Fledermäuse und weitere Artgruppen. Insgesamt haben wir bei 30 im Detail ausgewerteten Anlagen 23 Stück auf Ackerbauflächen ausgewertet. Solarparks bieten durch unterschiedliche Bedingungen unter und zwischen den Modulen, auf den Wegen und in den Randbereichen Strukturvielfalt, die durch eine extensive Pflege und den Verzicht auf Pflanzenschutzmitteln und Dünger für gute Lebensraumbedingungen für eine Vielzahl von Arten sorgen. Dieses Potential gilt es zu heben.

Für Betreiber haben wir kürzlich eine neue KI-Variante der Studie veröffentlicht, in der wir alle knapp 3.000 Seiten an Studiendokumenten einfacher nutzbar machen. Speisen Sie das Dokument einfach in ein LLM ein und lassen Sie sich Antworten auf die für Sie aktuell drängendsten Fragen geben.

Bernhard Strohmayer ist Leiter erneuerbare Energien der Geschäftsstelle des Bundesverband Neue Energiewirtschaft. In dieser Position betreut er die Arbeit des Verbandes zu PV-Freiflächenanlagen, Speichern & mehr.

Plug and pray?

Kann man machen. Man sollte es nur nicht dabei belassen.

REZ – viel mehr als nur Betriebsführung.
rez-windparks.de info@rez-windparks.de

REZ
Regenerative Energien Zernsee
GmbH & Co. KG

ENERTRAG Powersystem – Lass Daten sprechen

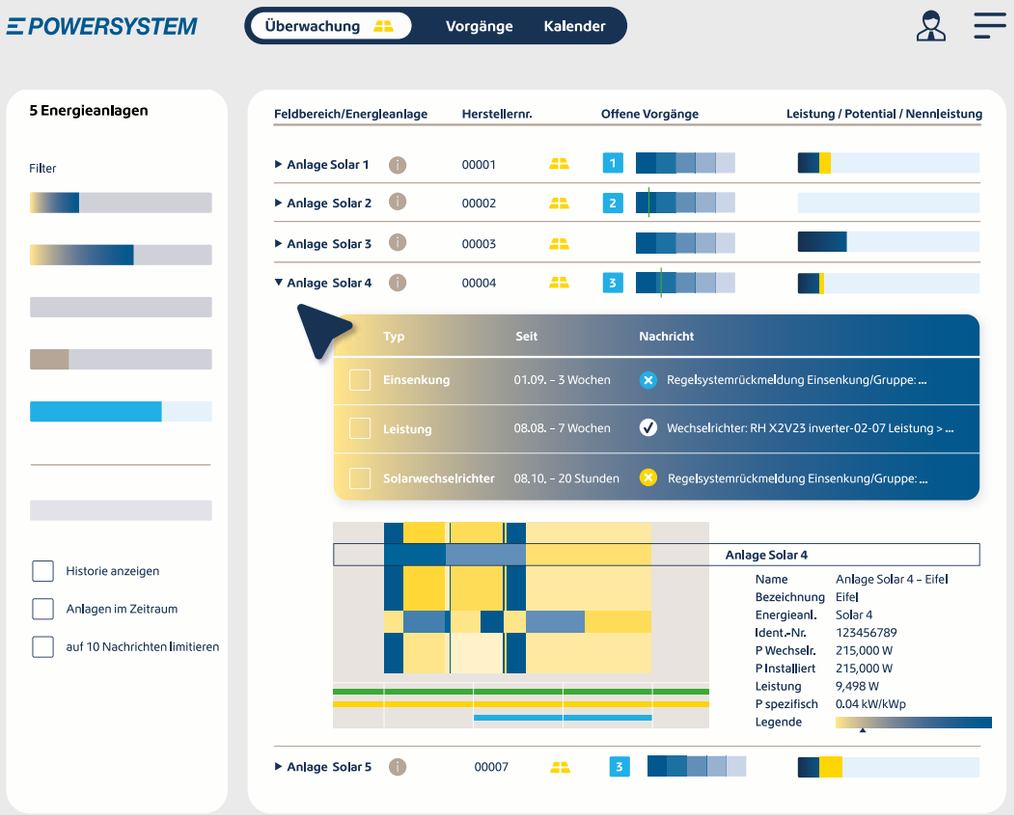
Mit dem Powersystem behalten Betreiber von Photovoltaikparks jederzeit den Überblick: Überwachung, Analyse und Abrechnung erfolgen zentral, automatisiert und mit höchster Zuverlässigkeit.

Das ENERTRAG Powersystem ist eine professionelle Softwarelösung für den effizienten Betrieb von PV- und Windenergieanlagen, Batteriespeichern sowie PtX-Systemen. Durch die kontinuierliche Live-Überwachung aller Anlagendaten unterstützt es Betreiber dabei, Risiken und Chancen frühzeitig zu erkennen und Stillstandszeiten zu minimieren. Dank hoher Datenqualität und modernster Cybersecurity-Standards eignet sich das System besonders für den Einsatz in kritischen Infrastrukturen.

Ein zentrales Merkmal unserer Software ist die detaillierte Überwachung von Photovoltaikanlagen auf DC- und AC-Ebene. Das System erfasst Daten von Transformatoren und Wechselrichtern bis auf die Ebene einzelner Solar-Strings. Mithilfe fortschrittlicher Analyseverfahren werden Leistungsverluste oder Anomalien frühzeitig erkannt – das erhöht die Betriebssicherheit und minimiert Ertragsverluste.

Das Powersystem verfügt über ein strukturiertes Management für Einschränkungen und Warnungen. Ereignisse werden automatisch erfasst, sinnvoll klassifiziert und priorisiert. So erkennen Betreiber auf einen Blick, welche Meldungen sofortiges Handeln erfordern und welche lediglich dokumentiert werden müssen. Inspektionen und Begehungen lassen sich individuell planen und über die integrierte App direkt vor Ort protokollieren.

Auch organisatorische Aufgaben können über die Software schnell und einfach bearbeitet werden. Die Dokumenten- und Terminverwaltung ermöglicht eine strukturierte Ablage relevanter Unterlagen und erinnert automatisch an Prüffristen oder Wartungen. Das reduziert den administrativen Aufwand und erleichtert den Nachweis von Compliance-Anforderungen. Darüber hinaus unterstützt das Powersystem auch wirtschaftliche Abläufe im Anlagenbetrieb. Einspeiseabrechnungen und Erstattungen nach Redispatch 2.0 lassen sich direkt erstellen. Dadurch entfällt der Einsatz externer Systeme, und alle relevanten Daten bleiben in einer durchgängigen Kette vom Monitoring bis zur Abrechnung verbunden.



Wiederkehrende Ereignisse werden durch bewährte Automatisierungen zuverlässig im Hintergrund bearbeitet. So sinkt das Fehlerrisiko, und die Effizienz im täglichen Betrieb steigt spürbar.

Kontaktieren Sie uns – wir sind für Sie da!

Tel.: +49 39854 64590
Powersystem@enertrag.com
Enertrag.com/powersystem

POWERSYSTEM
Lass Daten sprechen

© FiligreeDigital, adobe.stock.com

Solarstrom direkt ins Bahnstromnetz einspeisen

Die Deutsche Bahn ist der größte Stromverbraucher in Deutschland und betreibt ein eigenes Stromnetz von knapp 8.000 Kilometer Länge. Wie dieses für die Einspeisung von Solarstrom genutzt werden kann, untersuchte das Projekt »PV4Rail« unter Leitung des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE.

Das Konsortium entwickelte und testete einen Wechselrichter für die direkte Einspeisung von Photovoltaik-Strom, analysierte das Flächenpotenzial längs der Gleise und führte techno-ökonomische Untersuchungen von Bahnstrom-PV-Anlagen durch. Diese könnten ein wichtiger Baustein der Energiewende werden, wenn regulatorische und marktliche Nachteile ausgeglichen würden.

Am Netz der Deutschen Bahn sind aktuell Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von etwa zwei Gigawatt (GW) installiert. Dies sind vor allem konventionelle Kraftwerke und Wasserkraftwerke. Direkt in das Bahnstromnetz einspeisende PV-Anlagen werden jedoch aktuell in Deutschland noch nicht betrieben.

Ein relevanter Teil des Energiebedarfs im Bahnstromnetz könnte jedoch durch Photovoltaik abgedeckt werden, denn das PV-Flächenpotenzial längs der Bahnstrecken ist um ein Vielfaches höher als die Menge an Energie, die im Bahnstromnetz gebraucht wird.

Das Projektteam hatte bundesweit geeignete Flächen identifiziert und mit detaillierten Simulationen auf ihr Potenzial hin untersucht. Selbst wenn nur Flächen im Umkreis von zwei Kilometern um ein Bahn-Unterwerk einbezogen wurden, lag die mögliche installierbare Nennleistung bei 37,6 GWp und der mögliche Stromertrag bei 32.920 GWh jährlich. Der Strombedarf für die Beförderung der Züge lag 2023 bei ca. 7.500 GWh.

Potenziale im Umkreis von 2 km aller Unterwerke

Auch wenn auf das berechnete Potenzial noch Abschläge anzuwenden sind, um das tatsächlich erschließbare Potenzial zu ermitteln, ist das grundlegende Ergebnis der Studie, dass Flächen in mehr als ausreichendem Maße verfügbar sind.

Entfernung zu Uw	2 km	1 km	500 m
Mögliche zu installierende GWp-Leistung	37,6	17,0	7,9
Möglicher Stromertrag in GWh/Jahr	32.920	14.802	6892

Ermitteltes Leistungspotenzial (Angabe in MWp) für PV-Anlagen im Umkreis von Unterwerken

Wechselrichter für Direkteinspeisung entwickelt

Da das Bahnnetz nicht wie das öffentliche Netz mit einer Frequenz von 50 Hertz, sondern einphasig mit 16,7 Hz betrieben wird, wurde vom Projektpartner Vensys Elektrotechnik GmbH ein Zentralwechselrichter mit 2 MW Leistung entwickelt, der in zwei symmetrische Leistungsteile von jeweils 1 MW aufgeteilt ist. Im Multi-Megawatt-Labor des Fraunhofer ISE wurde einer der Leistungsteile getestet und ein Wirkungsgrad von 96,6 Prozent gemessen (inklusive Eigenverbrauch für Kühlung etc.). Das Fraunhofer ISE entwickelte zudem Regelungen für den netzbildenden Betrieb der Umrichter im Bahnnetz. Für die Ausführung des Netzanschlusses betrachtete das Team verschiedene Anschlussmöglichkeiten, je nach Größe der Anlage: während kleinere Anlagen bis 5 MW direkt in die Oberleitung einspeisen können, werden Leistungen bis 12 MW in Unterwerken über die Sammelschiene eingespeist. Diese Variante weist hinsichtlich der LCoE-Kosten die geringsten Unterschiede gegenüber 50-Hz-Anlagen auf. Für große Anlagen bis 40 MW muss im Allgemeinen ein eigenes Unterwerk mit Trafo und Schaltanlage zur Einspeisung ins 110-kV-Bahnnetz errichtet werden. →

Bislang beschränken sich in Deutschland Bahnstrom-PV-Anlagen auf Pilotinitiativen. In Österreich wurden bereits mehrere Anlagen mit mehr als 10 MWp Leistung am Netz in Betrieb genommen. Die Netzanschlussbedingungen bei der ÖBB unterscheiden sich jedoch von den Anschlussbedingungen der Deutschen Bahn. Aufgrund der Anforderung an den Betrieb des Bahnstromnetzes und die Kompatibilität der Wechselrichter zur Leit- und Sicherungstechnik können bei der DB nur spannungseinprägende Wechselrichter zum Einsatz kommen. Spannungseinprägendes Verhalten wurde im Projekt von Forschenden am Fraunhofer ISE bereits in der Simulationsumgebung getestet und könnte im Rahmen eines Folgeprojektes noch implementiert werden.

Das Fraunhofer ISE ermöglicht in seinem Zentrum für Leistungselektronik und nachhaltige Netze die Entwicklung und Charakterisierung von Wechselrichter im Multi-Megawatt-Bereich. Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) gefördert und gemeinschaftlich mit den Verbundpartnern IP SYSCON GmbH, EnBW AG und Vensys Elektrotechnik GmbH durchgeführt.

Andreas Hensel ist Leiter der Gruppe Hochleistungselektronik und Systemtechnik am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg. Mit seiner Gruppe entwickelt er neue Technologien für große Energieanlagen, wie Batteriespeicher, Photovoltaik-Kraftwerke oder Ladeinfrastruktur für den Schwerlastverkehr.

MLK
Wir bauen die Energiewende

SONNE. WIND. ERNTE.

Erneuerbare Energien: Solar- und Windkraftwerke bringen gute Erträge, nutzen optimal Flächen und sind ein effektiver Beitrag zur Energieversorgung.

Wir suchen Flächen, wir suchen Projekte, wir suchen Partner.
Sie finden uns unter **www.mlk-gruppe.de**

MLK Gruppe
Erkelenz | Berlin | Jacobsdorf | Hamburg

Kontakt: Knut Kemlein-Schiller
Tel +49 162 2916588
k.kemlein-schiller@mlk-projekte.de

mlk-gruppe.de

Ihre **Partner** rund um **Betrieb und Service**

BayWa r.e. Energy Trading GmbH
Katharinenstraße 6 | 04109 Leipzig
energytrading@baywa-re.com
❯ Direktvermarktung, Weiterbetrieb, Planung

VSB Service GmbH
Tel.: +49 351 21183 400 | info@vsb.energy
www.vsb.energy/service
❯ Betrieb & Service

Ihre **Partner** rund um **Ihren Wind- und PV-Park**

Cimbergy GmbH & Co. KG
www.cimbergy.com | Tel.: 04841 9813 0
Industriestr. 14 | 25813 Husum | info@cimbergy.com
❯ Planung & Projektierung, Betrieb, Dienstleistungen

Denker & Wulf AG
Windmühlenberg | 24814 Sehestedt
info@denkerwulf.de | www.denkerwulf.de
❯ Planung & Projektierung, Betrieb, Dienstleistungen

GP JOULE GmbH
Tel.: 04671 6074-0 | info@gp-joule.de
www.gp-joule.de
❯ Projektierung, Anlagenbau, Betrieb & Service

Moeller Operating Engineering GmbH (M.O.E.)
Tel.: 04821 6453 – 100
www.moe-service.com
❯ Gutachter, Sonstige Dienstleistungen

NOTUS energy Gruppe
Parkstraße 1 | 14469 Potsdam
www.notus.de | windkraft@notus.de
❯ Planung & Projektierung

PIONEXT Service GmbH & Co. KG
Otto-Lilienthal-Str. 2 | 55232 Alzey
www.pionext.de
❯ Betrieb & Service, Planung

© Сергей Захаров, stock.adobe.com

Themen dieser Ausgabe:

- Folgen sinkender Modulpreise
- Erlösmodelle unter Druck
- Betriebsführung zwischen Normen und Netzanforderungen
- Das Standortfördergesetz
- Leitlinien für Agri-PV
- Artenvielfalt & Projektfinanzierung gefährdet?
- Solarstrom direkt ins Bahnstromnetz einspeisen

BWE
Bundesverband WindEnergie

Windindustrie
in Deutschland