pv magazine
PHOTOVOLTAIK. MÄRKTE & TECHNOLOGIE

85308

März 2021

Vorhang auf

Die neuesten Trends bei Groß- und Gewerbespeichern

Marktübersicht Groß- und Gewerbespeicher | Agri-Photovoltaik
ESG für Projektentwickler und Asset-Manager | Ü20-Anlagen
Wallbox-Installation | PID-Modultests | pv magazine highlights

Einfach besser. Das Hauskraftwerk.

Eigene Energie maximal nutzen
Private Energiewende durch konsequente Sektorenkopplung

Intelligentes Energiemanagement
Hausgeräte, Wärmeerzeuger und Wallbox gezielt ansteuern

Speichern für effizienten Klimaschutz
Eigener Solarstrom bedeutet: Kein Netzbezug, kein CO_2

Keine Energiekosten mehr
Für Komfortstrom, Wärmeversorgung und Mobilität

ENERGY STORAGE
E3DC

E3/DC ist führend beim Thema Innovation.

EuPD Research hat Ende 2020 rund 1.800 Endkunden von E3/DC zur Innovationskraft des Unternehmens befragt. Auf Basis der durchweg überzeugenden Bewertungen vergibt EuPD Research das Innovationssiegel 2020 an E3/DC. Wir freuen uns über die Auszeichnung und über das positive Kundenfeedback!

ENERGY STORAGE
E3/DC

HagerEnergy GmbH
Karlstraße 5
D-49074 Osnabrück
Tel. +49 541 760 268 0
Fax +49 541 760 268 199
info@e3dc.com
e3dc.com

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

MADE IN AUSTRIA

TESTSIEGER
Fronius & BYD
Effizientestes System
STROM SPEICHER Inspektion 2020

SYMO GEN24 PLUS
HYBRID-WECHSELRICHTER
MIT FLEXIBLEN NOTSTROMOPTIONEN

Der GEN24 Plus ist die All-in-One Lösung der solaren Energieversorgung. Ob Photovoltaik, Speicher, Notstrom, Wärme oder E-Mobilität, der Fronius GEN24 Plus bietet eine einzigartige Lösungsvielfalt und wird so zum Meilenstein der Energiewende im Eigenheim.

www.fronius.de

FIMER

Bleiben Sie flexibel

Der neue Wechselrichter PVS-10/33-TL bietet Ihnen volle Flexibilität.

Gehen Sie keine Kompromisse ein. Ihre Wahl für neue und bestehende Anlagen. DC-Eingänge mit höchster Flexibilität, intelligente Kommunikation. Passend für neue Technologien und niedrige Kosten.

Ab sofort verfügbar in sechs Leistungsgrößen.

Stärker. Besser. FIMER
fimer.com/de/flex

pv magazine

roundtables

SETTING NEW STANDARDS FOR EXCELLENCE IN EVENTS

"Probably the best live event I have attended."

"Speakers were well selected, a perfect representation of the whole industry."

"In the main room I felt like in a TV news studio."

BECOME A PARTNER OF OUR NEXT ONLINE OR OFFLINE EVENTS. GET IN TOUCH.

sales@pv-magazine.com

pv magazine group

Liebe Leserin, lieber Leser,

Foto: pv magazine/Thomas Beetz

eigentlich hätte der Vorhang auf der Energy Storage in Düsseldorf aufgehen sollen, üblicherweise das erste große Speicher-Event im Jahr. Daher hat die Märzausgabe von pv magazine traditionell Groß- und Gewerbespeicher zum Thema. Wir haben dafür unter anderem unsere Marktübersicht aktualisiert. 54 Hersteller, Systemintegratoren und Projektentwickler haben uns geschrieben, was es Neues gibt, was sie im Angebot und welche interessanten Projekte sie umgesetzt haben (Seite 22). Darunter gibt es schöne Fundstücke. Der Markt ist in absoluten Zahlen übrigens immer noch klein. Doch der Trend ist klar. Von 2019 auf 2020 ist er um 60 Prozent gewachsen (Seite 54).

Wenn die Messe stattfinden würde, würde vielleicht auch wieder über die Frage gestritten, ob nun Batterien mit Lithium-Eisenphosphat- oder mit Nickel-Mangan-Kobalt-Kathoden die bessere Wahl wären. Das ist ja ein Dauerbrenner in der Branche. Die gute Antwort – es ist egal, trotzdem gibt es einen Trend (Seite 47). Mit einer vermeintlichen technologiespezifischen Lebensdauer hat das aber nichts zu tun. Wie lange eine Batterie hält, wie sich Garantien und Versicherungen realisieren lassen, ist natürlich trotzdem ein großes Thema und treibt drei junge Unternehmen um, die dafür Monitoring-Methoden entwickelt haben (Seite 50).

Ansonsten dreht sich unser virtuelles Branchengespräch um Geschäftsmodelle, teils für Netz- und andere Großspeicher (Seiten 40 und 44), teils für Gewerbespeicher. Über die Herausforderungen beim Verkauf von Systemen zur Lastspitzenkappung lesen Sie ab Seite 37. Gerade bei kleineren Gewerbeanlagen spielt die Eigenverbrauchserhöhung eine große Rolle. Dabei helfen die Förderungen der Bundesländer, die wir zusammengetragen und grafisch aufbereitet haben (Seite 56).

Ein anderes Thema nimmt gerade mächtig an Fahrt auf: Agri-Photovoltaik. Der Kombination von Landwirtschaft und Solarenergiegewinnung haben wir den zweiten Schwerpunkt in dieser Ausgabe gewidmet. Wir haben uns dabei das Zusammenspiel mit dem Anbau von Himbeeren genau angesehen (Seite 58) und die verschiedenen Ansätze, die die Entwickler derzeit ausprobieren (Seite 69). Besonders überzeugend ist, dass es etliche Stimmen aus der Agrarwissenschaft gibt, die uns Photovoltaiker willkommen heißen. Auf Seite 65 lesen Sie ein Interview mit einem Agrarökonom. So wird sich die Technologie als neues Segment etablieren. Denn einen Fehler darf man nicht machen – sie als Konkurrenz und „Ablösung“ der Freiflächen-Photovoltaik zu verstehen (Seite 63).

Agri-Photovoltaik wird oft mit höherer Nachhaltigkeit assoziiert. Darum geht es auch bei der Welle, die derzeit den Finanzmarkt erfasst und in absehbarer Zeit auch die Photovoltaik-Projektentwickler und Hersteller nass machen wird: ESG, das steht für Umwelt (Environment), Soziales (Social) und Unternehmensführung (Governance). Die ESG-Ratings werden wichtiger und zwei EU-Verordnungen zwingen auch Solar-Fonds genauer hinzuschauen, in welche Projekte sie investieren (Seite 12).

Für die Praktiker haben wir die „Installationsfragen Elektromobilität“, mit denen wir im November begonnen haben, zu einer Serie weiterentwickelt (Seite 76). Außerdem haben wir uns mit der Frage beschäftigt, wie vertrauenswürdig die Tests auf potenzialinduzierte Degradation bei Modulen sind und was das für die Tests bedeutet (Seite 82).

Ihr
Michael Fuhs
(Chefredakteur)

Inhaltsverzeichnis

Panorama

6 **Mehr Flächen I: Solarstrom im Winter**
pv magazine highlight: Axpo nutzt eine Staumauer auf 2.500 Höhenmetern für Photovoltaik.

8 **Mehr Flächen II: Perfekte Kombination**
pv magazine highlight: Die Kranstellflächen in Windparks lassen sich gut für Solarstromerzeugung nutzen.

9 **Kein Aprilscherz**
Was die neue 50-Prozent-Regel für Dachanlagen zwischen 300 und 750 Kilowatt bedeutet.

12 **ESG geht auch Projektentwickler an**
Seit dem 10. März gelten höhere Transparenzpflichten am Finanzmarkt. Am Ende sind auch Bau und Betrieb von Solaranlagen betroffen.

16 **Umsatzsteuer oder Kleinunternehmer**
Steuertipps: Wir erklären, welche Folgen damit verbunden sind, wenn für die Umsatzsteuerpflicht oder für die Kleinunternehmerregelung optiert wird.

19 **Sponsored: Basis für große Module**
PMT hat sein aerodynamisches Flachdachsystem PMT EVO 2.0 weiterentwickelt, um die breiteren Module sicher und einfach montieren zu können.

20 **Green Bonds statt EEG-Umlage**
Ex-Sonnen-Geschäftsführer Philipp Schröder will mit dem Hamburger CDU-Chef Industriestrom gleichzeitig sauber und günstig machen.

Gewerbe- und Großspeicher

22 **Vorhang auf**
54 Unternehmen haben uns geschrieben, was sie auf dem Markt der Gewerbe- und Großspeicher anbieten. Wir fassen zusammen, was uns aufgefallen ist.

28 **Sechs Projektbeispiele**
Einige erhöhen den Eigenverbrauch in der Landwirtschaft oder einer Lkw-Werkstatt, andere kappen Lastspitzen oder versorgen eine Gemeinde.

32 **Marktübersicht große Batteriespeicher**
Sie finden in der Übersicht 198 Produkte von 54 Anbietern.

37 **Noch mehr Speicher verkaufen**
Das Interesse für gewerbliche Speicher ist groß, doch die Gewerbebetriebe wissen oft nicht, wie sie Kapital aus den Anlagen schlagen können.

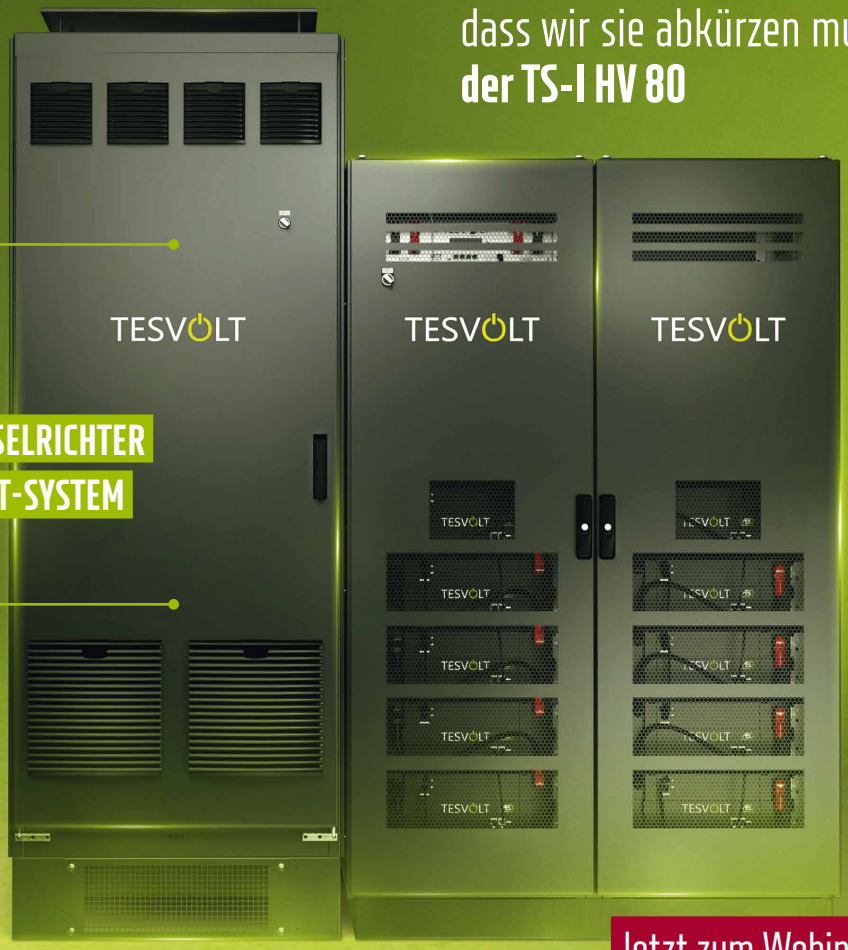
40 **Die Kombi kommt**
Maxsolar hat in einem pv magazine Webinar Pläne für ein großskaliges Photovoltaik-Speicher-Kraftwerk vorgestellt und aus dem Nähkästchen geplaudert.

44 **Blaupause für Deutschland?**
Das Vereinigte Königreich macht vor, wie Netzdienstleistungen zu Geschäftsmodellen für Großspeicher werden können.

46 **Der nächste Akt im Technologiestreit**
Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien erleben gerade ein kleines Comeback. Über Gründe und Auswirkungen.

ALLEsKÖNNER*

Hat so viele Vorteile,
dass wir sie abkürzen mussten:
der TS-I HV 80



INKLUSIVE
HOCHLEISTUNGS-WECHSELRICHTER
+ ENERGIEMANAGEMENT-SYSTEM

Jetzt zum Webinar anmelden

*Alleskönner für Off-Grid, Ersatzstrom und Multi-Use.

Technologische Weltspitze, made in Germany: Unsere Systemlösung TS-I HV 80 mit integriertem Wechselrichter und smartem TESVOLT Energy Manager sowie dem Portal myTESWORLD garantiert das optimale Zusammenspiel aller Komponenten. Neben den bewährten Anwendungen wie Eigenverbrauch und Lastspitzenkappung bietet sie Lösungen für nahezu alle Anwendungen wie Off-Grid, Ersatzstrom, Ladesäulen-Infrastruktur, Time-Of-Use, Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern, Power Quality, prognosebasiertes Laden u. v. m. Umfassend in der Planung, vielseitig in der Anwendung.

Was der Alleskönner noch alles kann, erfahren Sie in unserem Webinar.
Jetzt informieren und gleich anmelden: www.tesvolt.com/alleskoenner

TESVOLT
THE ENERGY STORAGE EXPERTS

Inhaltsverzeichnis

50 **Wie lange halten Batterien?**
Start-ups entwickeln Analyse-Tools, die Betreibern genaue Angaben zu Lade- und Gesundheitszustand machen.

54 **Gewerbespeichermarkt wächst**
Die absoluten Zahlen sind noch gering, wie eine Analyse der Marktstammdatenregister-Daten zeigt. Doch der Trend stimmt positiv.

56 **Neu im Förderangebot**
In fast allen Bundesländern gibt es für Gewerbespeicher was zu holen.

Agri-Photovoltaik

58 **Durchbruch im Westen**
Ein Projekt aus den Niederlanden zeigt die Win-Win-Situation bei Solarstromerzeugung und dem Anbau von Beeren.

63 **Wie ein neues Segment entsteht**
Agri-Photovoltaik ist ein Geschäftsmodell mit Zukunft. Doch das Argument, Land sei zu knapp, ist zu platt.

65 **Ausweg aus dem Trilemma**
Warum Agri-Photovoltaik aus Blick der Landwirtschaftsexperten viele Vorteile verspricht, erklärt Agrarökonom Arndt Feuerbacher.

69 **Sieben Systeme**
Experten probieren bei Agri-Photovoltaikanlagen pfiffige Ideen aus, um für jede Pflanzensorte die beste Lösung zu finden.

Betrieb und Wartung

73 **Ökonomie und Ökologie**
Der Weiterbetrieb der Ü20-Anlagen ist mit dem EEG 2021 klar geregelt. Doch was, wenn man doch neu und größer bauen will?

Installation

76 **Serie: Elektromobilität-Installationen**
Worauf beim Bau und der Inbetriebnahme von Ladesäulen geachtet werden muss, erklärt Stefan Hirzinger.

78 **Autarkiegrade für 74.000 Anlagen**
Die HTW Berlin und Fronius haben ein Online-Tool entwickelt, mit dem sich die Solarisierung der häuslichen Energieversorgung leicht planen lässt.

82 **Wieder andere Degradationstests**
Wie sich Module auf PID-Resistenz prüfen lassen, legt ein Standard fest. Doch das ZSW rät teilweise zu anderen Tests, wenn man auf Nummer sicher gehen will.

86 **Produkte**
Module, Wechselrichter, Speicher, Software

87 **Inserentenliste**

88 **Impressum**

Neue Speicherlösung für Privathaushalte

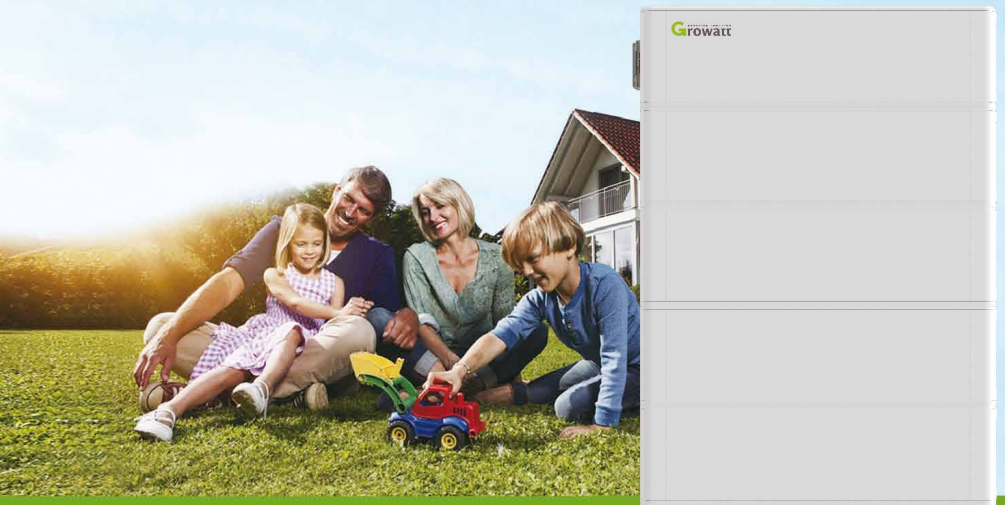
Sicher, skalierbar und einfach zu installieren

ARK HV-Batteriesystem

- Flexible Kapazitätsoptionen, 7,68kWh bis 25,6kWh
- Ausgezeichnete Sicherheit der kobaltfreien LiFePO4-Batterien
- Einfache Installation durch modulares und stapelbares Design
- Firmware-Upgrades aus der Ferne möglich

Dreiphasiger Hybrid-Wechselrichter SPH 4000-10000TL3 BH

- Verschiedene Arbeitsmodi konfigurierbar
- VPP-Schnittstelle bereit für den Energiehandel
- Ferngesteuerte intelligente O&M
- IP 65 & passive Kühlung



ARK-Batterie

SPH 4000-10000TL3 BH

Growatt New Energy

Growatt New Energy GmbH

www.growatt.de.com | info@ginverter.com

Service +49 6172 2675500 service.de@growatt.com

Viel Solarstrom im Winter

pv magazine highlight top innovation: Der Schweizer Energiekonzern Axpo plant auf 2.500 Metern Höhe ein 2,2-Megawatt-Kraftwerk. Rund 5.000 Solarmodule werden an der Staumauer eines Pumpspeicherwerks installiert und sollen vor allem in der kalten Jahreszeit dringend benötigten Strom liefern.

Der Muttsee in der Schweiz hat viele Besonderheiten und bald noch eine mehr. Der Stausee liegt auf 2.500 Höhenmetern im Kanton Glarus und ist damit der höchstgelegene in ganz Europa. Mit 1.054 Metern besitzt er zudem die längste Staumauer der Schweiz und seit 1968 wird der ursprüngliche Bergsee als Teil eines Pumpspeicherwerks genutzt. Die Energieerzeugung vor Ort will Axpo mit einem bisher einzigartigen Projekt noch ausbauen.

Der Schweizer Energiekonzern wird im Juni mit dem Bau seines Projekts „Alpin Solar" am Muttsee beginnen. Zwar fand es nicht die Anerkennung als Leuchtturmprojekt des Schweizer Bundesamts für Energie, doch es überzeugte die pv magazine Juroren – nicht zuletzt wegen der effizienten Doppelnutzung von Flächen. Die rund 5.000 Solarmodule werden auf der nach Süden ausgerichteten Staumauer installiert. 2,2 Megawatt Leistung wird das geplante Pilotprojekt haben, das der Energiekonzern bereits seit November 2019 plant.

Erst kürzlich gab es die Initialzündung, die den Bau nun Wirklichkeit werden lässt. Axpo schloss mit der Schweizer Supermarktkette Denner einen Stromabnahmevertrag über 20 Jahre ab – der erste PPA für eine große Photovoltaikanlage in der Schweiz. Den genauen Abnahmepreis für den Solarstrom wollten die Unternehmen nicht konkret beziffern. Immerhin erklärten sie, er liege über dem heutigen Marktpreisniveau. Daneben erhält Axpo die normale Förderung für solche Anlagen, die in der Schweiz als Einmalvergütung gewährt wird. Rund 600.000 Schweizer Franken beträgt sie für das geplante Kraftwerk. Allerdings ist damit die Rentabilität des Projektes keineswegs gesichert, wie Christoph Brand, CEO von Axpo, offen einräumt. „Leider sind solche Anlagen aufgrund der fehlenden Rahmenbedingungen heute noch kaum wirtschaftlich realisierbar, so auch dieses Projekt." Mit rund acht Millionen Schweizer Franken Investitionskosten sei es auch nicht ganz günstig, verglichen mit dem Bau von Freiflächenanlagen in tieferen Lagen.

Foto: Axpo

Die Schweiz braucht viele solche Kraftwerke, die in höheren Lagen mit hoher Modulneigung installiert sind. Wie in Deutschland werden die Atommeiler in dem Land sukzessive abgeschaltet. Damit steuert das Land gerade im Winter mittel- bis langfristig auf ein Stromdefizit zu. Solche alpinen Photovoltaikanlagen könnten dies in Zukunft abmildern, da sie ein viel ausgeglicheneres Erzeugungsprofil haben. Ihr Potential, hauptsächlich Freilandanlagen, ist in einer Studie mit rund 16,4 Terawattstunden Stromererzeugung pro Jahr beziffert worden. Nach den Schätzungen seien davon rund 3,3 Terawattstunden kurzfristig realisierbar.

Axpo rechnet damit, dass die Anlage jährlich rund 3,3 Millionen Kilowattstunden Solarstrom liefert, die Hälfte davon im Winterhalbjahr. Bei vergleichbaren Anlagen im Mittelland entfalle nur etwa ein Viertel der Erzeugung auf das Winterhalbjahr. Die ungewöhnlich hohe Produktion in den Wintermonaten wird durch mehrere Faktoren begünstigt: Die Module sind wie an der Staumauer steil montiert. Anlagen in diesen Höhen liegen seltener im Nebel. Auch die Wirkungsgrade der Module seien bei den dort vorherrschenden tieferen Temperaturen höher. Dazu kommt die Verstärkung des bifazialen Effekts bei einer geschlossenen Schneedecke.

Allerdings sind diese Projekte auch mit speziellen Anforderungen bei der Umsetzung verbunden. Axpo nennt als Beispiel die Unterkonstruktionen. Sie müssen so installiert werden, dass die Photovoltaikanlage mit einem Abstand von anderthalb Metern gebaut werden kann, damit die Staumauer jederzeit für Wartungsarbeiten zugänglich bleibe. Daneben handele es sich um die erste talseitige Photovoltaikanlage an einer Staumauer, was komplexere Berechnungen für den Fall eines Überlaufs des Stausees mit sich bringe. Auch dies müsse bei der Installation der Unterkonstruktion berücksichtigt werden. Diese müsste – wie die Module auch – zudem hohen Wind- und Schneelasten standhalten.

Um die wegfallenden Stromerzeugungskapazitäten der AKW zu kompensieren, brauche es Tausende solcher Anlagen im Land, die vor allem im Winter viel Solarstrom liefern. „Wir sehen das Projekt auch als wichtigen Diskussionsbeitrag für die anstehenden Gesetzesrevisionen", sagt Brand. Der heutige Förderrahmen sei für private Eigenverbrauchsanlagen ausgelegt. Mit Blick auf das drohende Defizit im Winter brauche es jedoch auch neue Großanlagen. Und gerade Photovoltaik im Hochgebirge könne dazu einen wichtigen Beitrag leisten.

Sandra Enkhardt

highlights und spotlights

Preis für gute Ideen: In der März-Runde zeichnet pv magazine zwei Einreichungen als highlight aus. Ein spotlight ist dieses Mal nicht dabei. Das sagt die Jury:

Axpo – Staumauer-Solar mit viel Winterstrom

Photovoltaik ist zwar eine saubere Energiequelle, doch sie benötigt Platz. Umso besser, wenn es gelingt, Flächen mehrfach zu nutzen. Das unternimmt der Schweizer Energieversorger Axpo mit seinem Alpinsolar-Projekt, bei dem er Module mit einem eigens entwickelten Montagesystem an einer Staumauer anbringt. Das hat gleichzeitig den positiven Effekt, dass durch die Ausrichtung der Ertrag in den Wintermonaten relativ gesehen zunimmt. Für die technologische Innovation, diese Doppelnutzung zu realisieren, verleiht die Jury das Prädikat „pv magazine top innovation".

Smartvolt und Westfalen Wind – Solarstrom für Windräder

Auf der Suche nach neuen Flächen fiel den Projektentwicklern von Westfalen Wind auf, dass es ungenutzte Areale bei Windkraftanlagen gibt. Die Kranstellflächen lassen sich für Photovoltaik erschließen, weil Smartvolt eine vormontierte Unterkonstruktion entwickelt hat, mit der sich eine Anlage nicht nur schnell aufbauen, sondern auch schnell abbauen lässt. Damit ist es möglich, die Anlage kurzfristig beiseite zu räumen, falls es im Laufe der Lebensdauer notwendig wird. Konservativ geschätzt lassen sich so auf doppelt genutzten Flächen in Deutschland 300 Megawatt mit rentablen Anlagen errichten. Dafür verleiht die Jury ein „pv magazine top business model". Seite 8

Die Juroren

Volker Quaschning ist Professor für regenerative Energiesysteme an der HTW Berlin. Hans Urban, Experte für Photovoltaik, Speicher und E-Mobilität, berät Schletter, Maxsolar und Smart Power. Winfried Wahl leitet das Produktmanagement bei Longi Solar in Deutschland.

Mehr Infos, bisherige Preisträger und alles zur Bewerbung unter:

www.pv-magazine.de/highlights

Einsendeschluss für die nächste Runde: 30. April 2021

Anzeige

Mit Agri-Photovoltaik in die Zukunft investieren

Next2Sun startet eigene Crowdinvesting-Plattform

Next2Sun

- Kapitalanlagen mit attraktiven Renditen bis zu 5,5 % p.a.
  - Level up: Wachstumsfinanzierung für den internationalen Vertrieb des Next2Sun AgriPV-Systems und den Launch des Next2Sun Solarzauns
  - Megatrend Agri-Photovoltaik: Investition in die Projektentwicklung beim Pionier Next2Sun Projekt GmbH
- Grün in innovative Agri-Photovoltaik Projekte investieren
- Investition bereits ab 500 Euro möglich

Besuchen Sie uns auf: **www.invest.next2sun.de** oder schreiben Sie an: **invest@next2sun.de**

Hinweis gemäß §12 Abs. 2 Vermögensanlagengesetz
Der Erwerb der auf dem Portal der Next2Sun GmbH angebotenen Vermögensanlagen ist mit erheblichen Risiken verbunden und kann zum vollständigen Verlust des eingesetzten Vermögens führen.

Solarstrom für Windräder

pv magazine highlight top business model: Westfalen Wind baut auf den Kranstellflächen seiner Windräder neuerdings Photovoltaikanlagen. Dabei kommt ein Montagegestell von Smartvolt zum Zug, das einen schnellen Aufbau der Anlage ermöglicht wie auch einen raschen Abbau, falls die Fläche doch für einen Kran gebraucht wird.

Irgendwann im Jahr 2018 brainstormten Daniel Saage und Johannes Lackmann von Westfalen Wind darüber, was sie als „politisch aktives Unternehmen" noch tun könnten, als mal wieder die Diskussion darauf kam, ob Ackerflächen nur für Landwirtschaft oder auch für Photovoltaik genutzt werden sollten. „Lasst uns doch endlich die Flächen nutzen, auf denen bei der Errichtung der Windkraftanlagen der Kran steht", sagte Lackmann. Diese geschotterte Fläche, nach der Bauphase unbenutzt und verschwendet, gibt es neben jeder Windkraftanlage. Es kann nichts gepflanzt werden, es kommt auch nie jemand hin. Sie war sogar schon Teil der Baugenehmigung, da man sie bei der Errichtung der Windkraftanlage benötigt.

Gesagt, getan, Westfalen Wind baute im Mai 2019 die erste dieser Photovoltaikanlagen in der Nähe von Paderborn mit einem vormontierten Montagesystem von Smartvolt. Sie rechneten nicht damit, dass die Baubehörde des Kreises Paderborn dafür eine zusätzliche Baugenehmigung für notwendig hielten. Als Saage die Genehmigung daraufhin beantragt hat, habe die Behörde diese aber mit der Begründung abgelehnt, dass eine Photovoltaikanlage auf diesen Flächen für den „ästhetisch empfindsamen Betrachter" störend sei. Erst nachdem er den Wirtschaftsminister und die Landesbauministerin eingeschaltet habe, sei es gelaufen, so Saages Version der Geschichte.

Manchmal ist einfach langer Atem notwendig, wenn man neue Flächen erschließen will. Inzwischen hat Saage bereits die dritte Photovoltaikanlage auf einem Windpark-Kranstellplatz errichtet und plant zwölf weitere. Auch ein Mitarbeiter sei bereits neu eingestellt. Die Jury der pv magazine highlights überzeugte das Konzept, Flächen doppelt zu nutzen, und zeichnet Smartvolt und Westfalen Wind mit dem pv magazine highlight top business model aus.

Foto: Westfalen Wind

Drei Anlagen auf Kranstellflächen sind bereits errichtet.

100 Kilowatt mit vormontiertem System

Die Anlagen haben jeweils rund 100 Kilowatt. Sie können nur errichtet werden, weil das Montagesystem vormontiert ist und nicht nur schnell auf-, sondern fast so schnell abgebaut werden kann, falls doch noch einmal ein Kran zur Windkraftanlage muss. „In der Regel ist dies aber nur einmal in 20 Jahren erforderlich", sagt Saage. Im Montagevideo ist zu sehen, wie ein Trecker mit Gabelstaplergabel jeweils ein Paket vom Lastwagen nimmt. Es besteht aus vier aneinandergeklappten Solarmodulen. Wenn er es absetzt, faltet es sich zu einem typischen dachförmigen Ost-West-System auf. Die Installateure müssen nur noch die Kabel zusammenstecken und natürlich dann den Wechselrichter und den Netzanschluss einbauen.

„Es dauert acht Stunden, die 352 Module aufzustellen", sagt Werner Palm, der den Vertrieb des Montagesystems in Deutschland übernommen hat. Smartvolt kommt aus der Schweiz. Dort wird es auf Flachdächern eingesetzt, mit den Kranstellflächen kommt nun ein weiteres Anwendungsfeld hinzu. Auch das Abbauen geht schnell. Palm veranschlagt dafür bei einer 100-Kilowatt-Anlage auch nur 16 Stunden.

Die reinen Kosten für eine 100-Kilowatt-Anlage liegen nach Saages Angaben bei rund 600 Euro pro Kilowatt. Hinzu kommen Baugenehmigungsgebühren und Ausgleichszahlungen sowie Rückbaugelder von 50 Euro pro Kilowatt sowie nochmals 50 Euro pro Kilowatt an Zertifikatskosten. Der Jahresertrag der Photovoltaikanlage liegt bei rund 85.000 Kilowattstunden. Damit können bilanziell 85 Prozent des Eigenbedarfs einer Drei-Megawatt-Windkraftanlage im Jahr gedeckt werden.

Dies ist auch für die Baugenehmigung wichtig, die als „mitgezogene Privilegierung" möglich sei, da die Photovoltaikanlage als Stromversorger der bereits genehmigten Windkraftanlage dient. Dafür müssen aber mindestens zwei Drittel der Photovoltaik-Erzeugung im Windkraft-Eigenbedarf aufgehen. Der Netzbetreiber wiederum akzeptiert bisher nicht, dass die Photovoltaikanlage den Eigenverbrauch der Windkraftanlage deckt, solange sie selber Strom erzeugt. Daher muss diese meist sich selbst versorgen und die Solaranlage muss einspeisen.

Das Konzept eignet sich nicht für alle Windkraftanlagen, sondern nur dann, wenn der Turm den Aufstellplatz nicht verschattet, vermutlich sei das bei jeder fünften bis achten der Fall. „Ich schätze das Potenzial pessimistisch auf etwa 300 Megawatt bundesweit – also etwa jede zehnte Kranstellfläche mit je 100 Kilowatt bebaut", sagt Saage. Vermutlich geht auch deutlich mehr.

Michael Fuhs

Sorgenkind Gewerbedachanlagen

Kommentar: Man mag es als Kollateralschaden der EEG-Novelle 2021 bezeichnen, dass ab dem 1. April Dachanlagen größer 300 Kilowatt nur noch für 50 Prozent des Stromes die Marktprämie erhalten oder dass sie sich für die volle Förderung um Zuschläge in Ausschreibungen bemühen müssen. Doch die jetzt eingebaute Ausbaubremse ist unnötig, nicht kohärent und behindert die Energiewende.

Um es gleich vorneweg zu sagen: Genau lässt sich die Frage, wie hart das Segment der Dachanlagen zwischen 300 Kilowatt bis 750 Kilowatt betroffen sein wird, nicht beantworten. Dazu fehlen genaue statistische Daten, wie hoch Eigenverbrauchsquoten in dem Segment verteilt sind und wie elastisch der Markt auf geringere Renditen reagiert. Doch ein Blick in das Marktstammdatenregister und auf Verbrauchsprofile lässt einige Schlüsse zu.

Nehmen wir an, die Nachfrage von 2020 ließe sich auf 2021 übertragen. Für das Jahr 2020 wurden im Marktstammdatenregister bisher 4,5 Gigawatt Photovoltaikleistung registriert. Rund ein Viertel oder 1,18 Gigawatt davon im Leistungsbereich von 300 bis 750 Kilowatt, wie eine Auswertung der Nettonennleistung durch Jan Figgener von der RWTH Aachen zeigt. Dieses Viertel wäre, wenn jetzt neu gebaut, also von der neuen Regel betroffen.

Foto: Matthias Halaburda

Baubeginn einer 750-Kilowatt-Photovoltaikanlage auf dem Gebäude von Adler Smart Solutions in Hamburg im Herbst 2020, als es die 50-Prozent-Regel noch nicht gab.

Wie einzelne, neu gebaute Anlagen im Detail von der geänderten Vorschrift betroffen sind, hängt davon ab, ob sie Volleinspeiser oder Teileinspeiser sind, also teilweise zum Eigenverbrauch genutzte Anlagen. Bei den Teileinspeisern spielt eine Rolle, wie hoch der Eigenverbrauch ist. Und zumindest dazu lässt sich etwas sagen. „380 Megawatt der 2020 im Segment 300 bis 750 Kilowatt registrierten Anlagen sind Teileinspeiser, 780 Megawatt sind Volleinspeiser“, sagt Figgener.

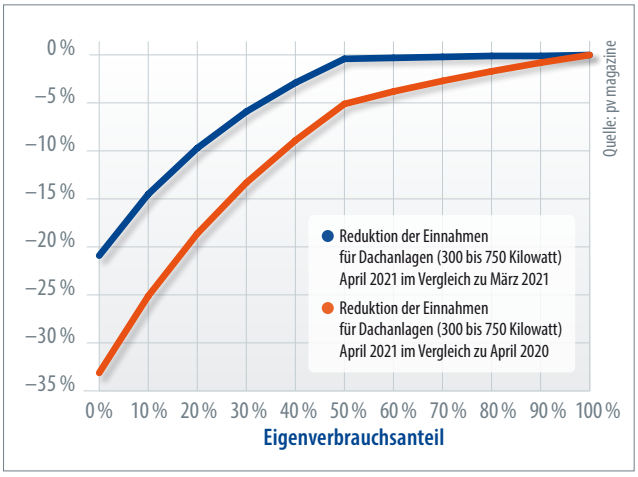
Situation Volleinspeiser

Wenn die Volleinspeiser in Zukunft nicht an Ausschreibungen teilnehmen, bekommen sie ab April für 50 Prozent des Stromes den anzulegenden Wert. Am 1. April 2021, wenn die neue Regelung in Kraft tritt, liegt dieser bei 6,35 Cent pro Kilowattstunde. Für die zweite Hälfte des erzeugten Stromes bekommt man den Marktwert Solar, also den mit der Solarerzeugung gewichteten Börsenstrompreis minus dessen, was der Direktvermarkter für sich beansprucht. Dieser ist nicht stabil und Prognosen in die Zukunft sind mit Fehlern behaftet. Nehmen wir an, der Marktwert Solar wird im Mittel über die nächsten 20 Jahre gleich dem Mittelwert aus 2019 und 2020 sein, für die Herkunftsnachweise bekommt man ein Cent pro Kilowattstunde und für die Vermarktung muss man 0,5 Cent pro Kilowattstunde abziehen. Mit diesen Annahmen bekommt ein Anlagenbetreiber für die zweite Hälfte des Stromes aus seiner neu gebauten Anlage rund 3,8 Cent pro Kilowattstunde.

Der Betreiber der volleinspeisenden Dachanlage, die im April 2021 in Betrieb geht, hat nach dieser Abschätzung zusammengerechnet durch Degression und die 50-Prozent-Regel um 21 Prozent geringere Einnahmen im Vergleich zu einer Anlage, die im März in Betrieb geht. Zusätzlich trägt er das Risiko, dass der Marktwert Solar sinken könnte oder auf dem niedrigen Level von 2020 bleibt (2019 lag er höher). Unabhängig von der nur niedrigen Kompensation, das zusätzliche Risiko dürfte für viele potenzielle Investoren abschreckend genug sein, schon allein psychologisch oder weil die Finanzierung durch das Risiko teurer wird.

Mit der EEG-Novelle gibt es nun zwei Sorten von Ausschreibungen. Im „ersten Segment“ kann man sich mit Freiflächenanlagen um Zuschläge bewerben. Im „zweiten Segment“ mit Dachanlagen. Damit gibt es noch keine Erfahrungen. Bei den Ausschreibungen letztes Jahr lagen die mittleren Zuschläge bei 5,2 Cent pro Kilowattstunde. Vielleicht werden im zweiten Segment nun höhere Zuschläge erreichbar sein. Doch dort werden vermutlich auch sehr große Dachanlagen teilnehmen, die günstig bieten können, sodass das durchaus fraglich ist. 5,2 Cent pro Kilowattstunde wären 19 Prozent weniger, als man für die Dachanlage, die im März 2021 ans Netz geht, bekommt, und 31 Prozent weniger als vor einem Jahr. Bei gleichzeitig höheren Anforderungen beim Netzanschluss durch die TAR 4110 (pv magazine November 2020, Seite 55) und durch die Ausschreibungen selbst.

Entscheidend ist am Ende, dass das Ausschreibungsvolumen im Dachsegment bei nur 300 Megawatt pro Jahr liegt. 2020 hatte das Segment Dachanlagen größer 300 Kilowatt jedoch einen Zubau von 780 Megawatt. Diese Ausschreibungen werden den Zubau der Volleinspeiser also maximal zur Hälfte retten. Das Ausschreibungsvolumen ist schlicht zu niedrig.



So sinken die Erlöse pro Kilowattstunde erzeugten Stroms am 1. April in Abhängigkeit des Eigenverbrauchs bei den im Text beschriebenen Annahmen.

Situation Teileinspeiser

Grundsätzlich sind Eigenverbrauchsanlagen ein Ausweg. Johannes Weniger von der HTW Berlin hat Lastverbräuche von Gewerbebetrieben analysiert. Für Supermärkte und Milchviehbetriebe, typische Kunden für Dachanlagen größer 300 Kilowatt, liegen die Eigenverbrauchsanteile bei 43 respektive 30 Prozent, wenn die Photovoltaikanlage in Kilowatt so groß ausgelegt wird, wie der Jahresstromverbrauch in Kilowattstunden ist. Durch die 50-Prozent-Regelung, unter den gleichen Annahmen zum Marktwert Solar wie beim Volleinspeiser und bei einem angenommenen Gewerbestrompreis von 17 Cent pro Kilowattstunde, liegen die Einnahmen mit diesen Anlagen nur 2,1 und 5,9 Prozent unter den Vergleichsanlagen, die im März in Betrieb gegangen sind.

Das sieht verschmerzbar aus. Wenn das Ziel jedoch sein soll, nicht auf den Eigenverbrauch zu optimieren, sondern die Dächer vollzumachen, zeigt sich ein anderes Bild. Nehmen wir an, auf einen Supermarkt mit 300.000 Kilowattstunden Jahresstromverbrauch passt eine Anlage mit 600 Kilowatt. Dann sinkt der Eigenverbrauchsanteil von 43 auf 26 Prozent und es erhöhen sich die Verluste durch die neue 50-Prozent-Regel. Die Einnahmen einer Anlage, die im April ans Netz geht, liegen dann 7,3 Prozent unter den Einnahmen einer Anlage, die im März in Betrieb geht. Bei gleichen Annahmen für einen Milchviehbetrieb sinkt der Eigenverbrauchsanteil von 30 auf 19 Prozent und die Einnahmen sind zehn Prozent geringer als für eine Anlage, die im März in Betrieb ging.

Lassen sich zehn Prozent weniger Einnahmen verkraften? Schwer zu sagen, das dürfte von der Anlage abhängen. Allerdings dürfte es Installationsbetriebe schwerer fallen, unter diesen Bedingungen davon zu überzeugen, die Anlagen möglichst groß zu bauen.

Für einen Teil der Gewerbekunden kann es eine Lösung sein, erst eine Eigenverbrauchsanlage mit sehr hohem Eigenverbrauchsanteil zu bauen und dann für den Rest des Daches einen Zuschlag in einer Ausschreibung zu bekommen (siehe Interview mit Christoph Strasser, Maxsolar, pv magazine November 2020, Seite 14).

Trend besorgniserregend

Allerdings ist es nicht allein die 50-Prozent-Regelung, die das Segment unter Druck setzt. Die Degression des anzulegenden Wertes hat die Einnahmen von 1. April 2020 bis 1. April 2021 ja schon ohne den neuen Bremsklotz von 7,61 auf 6,35 Cent pro Kilowattstunde reduziert, das sind minus 17 Prozent. Das erste Problem ist also die Degression. Das zweite ist die 50-Prozent-Regel. Und die Degression geht weiter. Bei einem angenommenen Jahreszubau zwischen 3,5 und 4,5 Gigawatt sinken die Erlöse für eingespeisten und vergüteten Strom bis zum 1. Januar 2022 auf 5,6 Cent pro Kilowattstunde. Das sind weitere minus zwölf Prozent. Eine Abschaffung der 50-Prozent-Regel wäre also gut, aber noch keine ausreichende Lösung.

Jetzt darf gewettet werden, wie viel von dem Zubau von 1,18 Gigawatt, der 2020 im Leistungssegment 300 bis 750 Kilowatt realisiert wurde, auch dieses Jahr gebaut werden kann. Die 300 Megawatt aus den Ausschreibungen für das „zweite Segment" sind gebongt, wobei dort Dachanlagen, die deutlich größer sind als 750 Kilowatt, eher das Rennen machen könnten. Nehmen wir weiter an, dass die Ausschreibungsanlagen auch wirklich alle dieses Jahr gebaut werden und dass sechs Prozent Einnahmenreduktion im unteren Gewerbedachsegment, die man bei 30 Prozent Eigenverbrauch hat, aufgefangen werden können und dass 80 Prozent der Teileinspeiser diese Quote erfüllen. Dann bleiben vom letztjährigen Zubau vielleicht 850 Megawatt übrig, die auch dieses Jahr installiert werden würden, auch weil im ersten Quartal noch unter den „alten" EEG-Konditionen gebaut werden konnte.

Das ist zwar keine totale Zerstörung dieses Segments. Vielleicht lassen sich über Direktlieferungsmodelle auch noch mehr Aufträge retten. Oder auch über verkomplizierende Pachtmodelle, mit denen der Verbraucher unter dem Dach zum Betreiber und damit der Volleinspeiser zum Teileinspeiser werden kann. Schließlich stehen gerade bei größeren Gewerbeanlagen bisher auch die Eigentümerstrukturen, die nicht mit der im EEG geforderten Personenidentität von Betreiber und Verbraucher kompatibel sind, gegen den Eigenverbrauch. Oder das Eigenverbrauchssegment hebt aus anderen Gründen ab. Vielleicht läuft der Markt einfach so besser.

Trotzdem, die 50-Prozent-Regel ist eine völlig unnötige Bremse. Mit Innovationsausschreibungen soll gerade die Doppelnutzung von Flächen, Gewässern und Äckern angeregt werden, um die Flächenkonkurrenz zu mindern, und manch eine Kommune ordnet sogar eine Solarpflicht an, um gerade Dächer vollzubekommen. Es ist nicht kohärent, dass dann mit dem EEG die Doppelnutzung von Dächern schwieriger gemacht wird, und auch nicht, dass die Ausschreibungen die scharfe Trennung zwischen Eigenverbrauchs- und Volleinspeiseranlagen einführen, da Eigenverbrauch und Ausschreibungszuschläge nicht kompatibel sind. Und wenn man nicht zurück zur 100-Prozent-Vergütung will, dann gäbe es durchaus Lösungen innerhalb des Ausschreibungsmodells: einfach die Trennung aufheben und die Volumen für die Ausschreibungen der Dachanlagen vervielfachen. Am Ende kommt es für eine flächeneffiziente Energiewende nur darauf an, dass die Dächer voll werden. Das ist gerade schwierig. Bei allen positiven Änderungen, die die EEG-Novelle 2021 mit sich gebracht hat. So geht Energiewende nicht.

Michael Fuhs

Anzeige

Sollten sich Projektentwickler mit ESG-Kriterien befassen?

Nachhaltigkeit: In der Finanzwelt braut sich etwas zusammen. Schon seit einigen Jahren sind beispielsweise die Begriffe „Sustainable Finance“ und das Wachstum der ESG-Fonds rasant. Da die meisten größeren Photovoltaikprojekte am Ende Investoren des Kapitalmarkts brauchen, ist es nur eine Frage der Zeit, bis sie sich darauf einstellen müssen. Ein Stichtag war am 10. März.

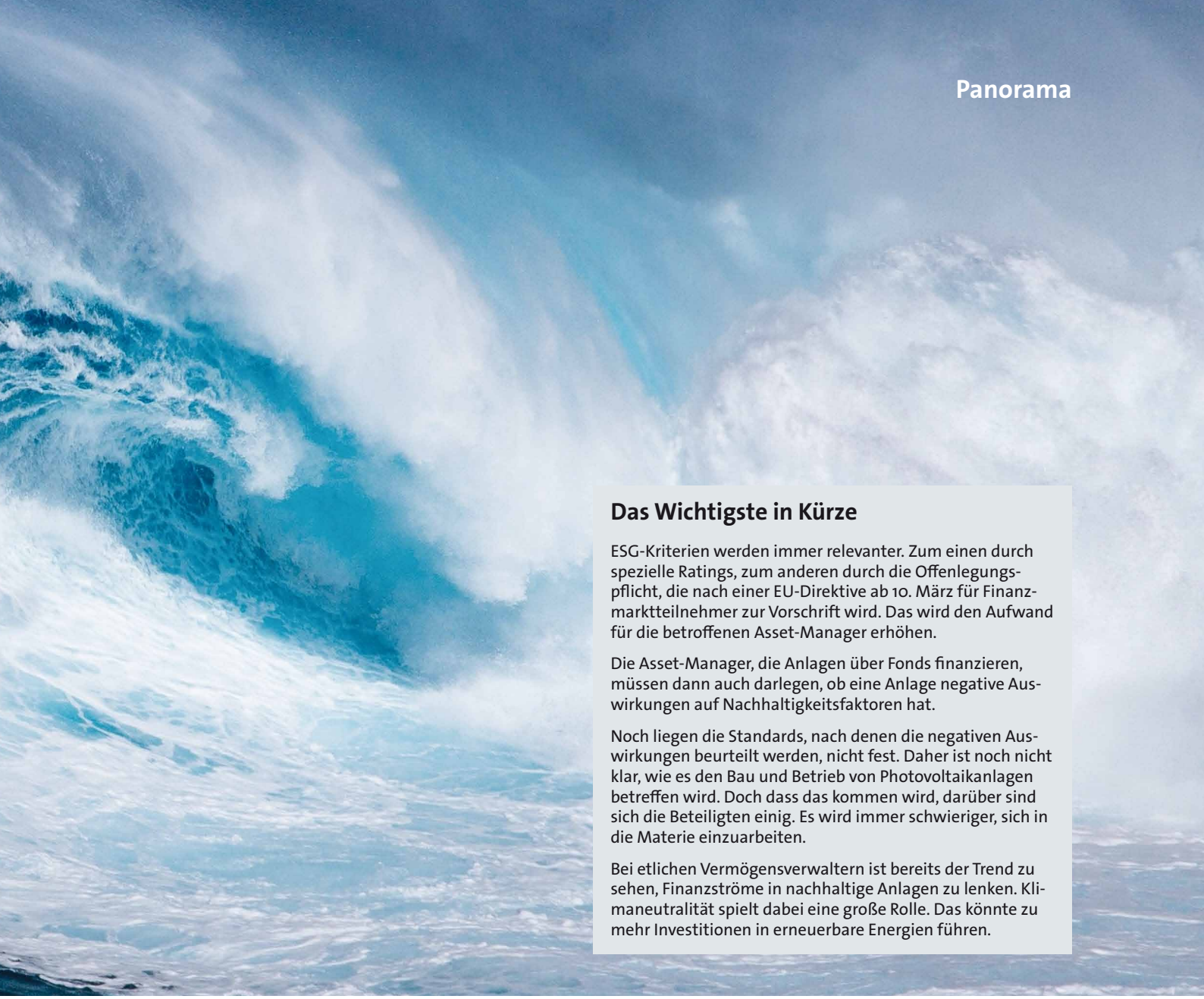
Foto: Pixabay/Schäferle

Eine Welle sieht auf dem offenen Meer vielleicht noch sehr flach aus. Kommt sie näher, wächst sie an, bis sie beginnt, sich zu überschlagen. Dann kommt die Gischt und alle werden nass. So ähnlich dürfte sich die EU-Verordnung 2019/2088 auswirken, die Teil des „Sustainable Finance“-Prozesses ist. Sie trägt zwar nur den unscheinbaren Titel „nachhaltigkeitsbezogene Offenlegungspflichten im Finanzdienstleistungssektor“, doch trotzdem dürfte diese Nachhaltigkeitswelle am Ende alle erfassen, die größere Solaranlagen betreiben und – später – auch die, die sie bauen. Am 10. März erreichte die Welle ungefähr den Punkt, bei dem die Welle langsam in Schieflage gerät. Denn dann darf man sich nicht mehr mit Nachhaltigkeitszielen brüsten, ohne diese nachzuweisen. Vom Ufer aus immer noch kaum zu sehen, kann sie plötzlich alle erfassen.

ESG-Kriterien, also Kriterien bezüglich Umwelt (Environment), Soziales (Social) und Unternehmensführung (Governance), werden allerdings bei Weitem nicht nur über die von der EU verordnete Offenlegungspflicht getrieben. Die Encavis AG beispielsweise ist ein Stromproduzent, der über 160 Photovoltaikanlagen mit zusammen 1,3 Gigawatt Leistung im Eigenbestand betreibt. Das Unternehmen ist eine Aktiengesellschaft und finanziert die Photovoltaik- und auch Windkraftanlagen über die Börse. Blackrock hält zum Beispiel zehn Prozent. Als unabhängiger Stromproduzent aus erneuerbaren Energien ist die börsennotierte Encavis AG von den neuen Offenlegungspflichten für Finanzmarktakteure zwar nicht betroffen. Das ESG-Thema ist trotzdem schon bei dem Unternehmen angekommen. Einige der Investoren haben, wie es üblich ist, ESG-Ratingagenturen damit beauftragt, es in Bezug auf diese Kriterien unter die Lupe zu nehmen.

> „Man betrachtet Nachhaltigkeit über die gesamte Wertschöpfungskette.“

„Es geht nicht darum, durch das ESG-Rating bessere Finanzierungsbedingungen zu bekommen“, sagt Finanzvorstand Christoph Husmann. „Aber es wird zwingend, denn sonst werden Sie überhaupt nicht mehr finanzierbar sein.“ Noch ist es nicht soweit, aber er rechnet damit, dass die Relevanz in den nächsten drei bis fünf Jahren deutlich zunehmen wird. „Ich



Das Wichtigste in Kürze

ESG-Kriterien werden immer relevanter. Zum einen durch spezielle Ratings, zum anderen durch die Offenlegungspflicht, die nach einer EU-Direktive ab 10. März für Finanzmarktteilnehmer zur Vorschrift wird. Das wird den Aufwand für die betroffenen Asset-Manager erhöhen.

Die Asset-Manager, die Anlagen über Fonds finanzieren, müssen dann auch darlegen, ob eine Anlage negative Auswirkungen auf Nachhaltigkeitsfaktoren hat.

Noch liegen die Standards, nach denen die negativen Auswirkungen beurteilt werden, nicht fest. Daher ist noch nicht klar, wie es den Bau und Betrieb von Photovoltaikanlagen betreffen wird. Doch dass das kommen wird, darüber sind sich die Beteiligten einig. Es wird immer schwieriger, sich in die Materie einzuarbeiten.

Bei etlichen Vermögensverwaltern ist bereits der Trend zu sehen, Finanzströme in nachhaltige Anlagen zu lenken. Klimaneutralität spielt dabei eine große Rolle. Das könnte zu mehr Investitionen in erneuerbare Energien führen.

wage mich an die Prognose, dass das ESG-Rating mindestens so relevant wie das bisherige Rating wird." Doch während es in der Zukunft möglich sein werde, sich auch ohne das bisherige Finanz-Rating zu finanzieren, werde es ohne ESG-Rating wohl nicht mehr gehen, so Husmanns Einschätzung zur gegenwärtigen Entwicklung.

Der Manager vergleicht den Ruf nach Nachhaltigkeit mit einer Lawinenbewegung. Vor drei Jahren habe es begonnen, dass das Thema relevanter geworden sei. Heute frage jeder Investor, wie es mit der Nachhaltigkeit bestellt sei. Unternehmen müssten Nachweise bringen und es gebe zunehmend die Forderung, dass die Investitionen in die fossile Industrie bestimmte Anteile nicht überschreiten dürften. Der norwegische Staatsfonds Norges etwa ziehe sich aus allen Unternehmen zurück, die weiterhin fossile Brennstoffe fördern, vertreiben oder verbrennen. Larry Fink, Chairman von Blackrock, habe auch in diesem Jahr die ESG-Orientierung seiner Anlagepolitik im Detail erläutert (was das bedeutet, siehe Interview mit Felicia Jackson, pv magazine Juni 2020, Seite 23). Und auch die Allianz will 800 Milliarden Euro Kapitalanlagen aus dem eigenen Versicherungsgeschäft schrittweise so umschichten, dass bis 2025 die Treibhausgasemissionen um 25 Prozent sinken. Das Thema ESG ist also auf dem Vormarsch.

Der italienische Energieversorger Enel, der weltweit Solarkraftwerke baut, beschäftigt jedes Jahr rund 20 ESG-Ratingagenturen. Die Ratings würden vor allem institutionelle Investoren und Vermögensverwalter nutzen und ihnen einen guten Einblick verschaffen, wie bestimmte ESG-Kriterien die finanzielle Performance beeinflussen können, so ein Sprecher gegenüber pv magazine. Zusätzlich gebe es potenzielle Partner, die im Rahmen der Due Diligence, der sie Enel unterziehen, auf ESG-Kriterien schauen. Darunter seien auch Investoren, mit denen sie Joint Ventures zum Bau und Betrieb von erneuerbaren Anlagen entwickeln. Auch manche Industriekunden würden schon darauf achten.

Sieht man diese Entwicklung, seien Ratings ein erster Indikator und für mehr und mehr Investoren Voraussetzung für ein Investment, so Husmann. Im Rating der Ratingagentur ISS ESG erreicht Encavis nun das Prime Label und wird mit einem „B" bewertet. „Unter den von ISS ESG gerateten Unternehmen, die auch Photovoltaik und Windkraftanlagen betreiben, sind nur zwei besser", sagt Husmann.

Mit Solar zur Bestnote

Doch warum hat man als Photovoltaik-Asset-Manager nicht die Bestnote? „Das ist eine gute Frage", sagt der Finanzvor-

stand. Es gehe halt nicht nur darum, dass die CO_2-Bilanz positiv ist. „Wenn Sie mit dem Maserati zur Baustelle fahren, ist das eben nicht gut, auch wenn sie CO_2-armen Strom erzeugen." Die ESG-Ratingagenturen haben einen ausführlichen Themenkatalog anhand dessen sie die Unternehmen bewerten. Diese Themen sind grob unterteilt in drei Dimensionen der Nachhaltigkeit: Ökologie, Soziales und Governance. Ein gutes ESG-Rating bedeutet, dass man in allen drei Nachhaltigkeitsdimen-

„Wenn Sie mit dem Maserati zur Baustelle fahren, ist das nicht gut, auch wenn Sie CO_2-armen Strom erzeugen."

Foto: Encavis

Christoph Husmann, Finanzvorstand von Encavis: Ohne ESG-Rating wird es keine Finanzierung mehr geben.

sionen gut abgeschnitten hat. „Man betrachtet Nachhaltigkeit über die gesamte Wertschöpfungskette", sagt Husmann. Es zeige sich bei den Putzmitteln ebenso wie bei den Reisekosten bis hin zu der Frage, wie der Fuhrpark des Unternehmens oder das Geschlechterverhältnis der Belegschaft aussieht.

Noch ist das Thema nicht wirklich auf der Ebene der Projektentwickler angekommen. „Doch auch das wird kommen", sagt Husmann. Encavis habe schon immer Wert auf einen strikten Anforderungskatalog gelegt, den Projekte erfüllen müssen, etwa zu Qualität und Performance der Module. Zunehmend werde der CO_2-Fußabdruck der kompletten Lieferantenkette eine Rolle spielen, denn schließlich habe die Herstellung der Komponenten und die Errichtung der Anlage den größten Einfluss. Eine positive Klimabilanz wird von den Ratingagenturen positiv bewertet.

Auch Projektentwickler sind Teil der Kette

Dass die ESG-Welle auch die Projektentwickler erreichen wird, sieht Thilo Tern ebenso. Er ist Managing Partner der Silvester Group und berät Husmann zum ESG-Prozess. „Es frisst sich so durch die Kette", sagt er. Sein Unternehmen ist spezialisiert auf Nachhaltigkeitsberatung und -management und hat seinen Ursprung auch in der Finanzkommunikation. Mittlerweile dauere die Kommunikation zu den ESG-Themen teilweise schon länger als die zu den Jahresabschlüssen, sagt er.

Die Herausforderung sei, so Tern, dass mit den neuen Sustainable-Finance-Richtlinien der EU noch keine konkreten ESG-Kriterien für die erneuerbare Energiewirtschaft definiert sind. Zum Beispiel sei es bei Solarkraftwerken zwar naheliegend, dass sich eine ökologisch nachhaltige Bewirtschaftung von Grünflächen positiv auf die ESG-Beurteilung auswirkt. Nach welchen konkreten Indikatoren und Standards, etwa zu CO_2-Fußabdruck oder Arten- und Gesundheitsschutz, eine abgestufte Beurteilung erfolgt, sei noch zu klären. Insofern ist leider noch nicht genau klar, was auf die Errichter und Betreiber von Solaranlagen genau zukommen wird. „Wir versuchen, zusammen mit den verschiedenen Akteuren an Photovoltaik-, Zulieferer- und Finanzmärkten einheitliche und praxistaugliche Standards und Verfahren zu entwickeln", sagt Tern.

Grundsätzlich ist die Situation für Außenstehende sehr verworren, da zwei Verordnungen, die Offenlegungsverordnung (2019/2088) und die Taxonomieverordnung (2020/852), ineinandergreifen. Zu beiden werden jeweils technische Details ausgearbeitet. Bezüglich der technischen Details zur Offenlegungsverordnung, bekannt unter dem Kürzel RTS, empfehlen die europäischen Aufsichtsbehörden im Finanzsektor den am 4. Februar veröffentlichten Entwurf zu nutzen. Die technischen Details zur EU-Taxonomie, die regeln, welche Kriterien wie berücksichtigt werden müssen, um in der EU als nachhaltiges Finanzprodukt zu gelten, hätten zwar nach dem Willen der Kommission bereits zum Jahresende verabschiedet sein sollen. „Doch das verzögert sich", sagt Carsten Auel, Senior Manager bei Deloitte in Frankfurt am Main und verantwortlich für die Themen Offenlegung und Taxonomie.

„Die Diskussion, wie tief hinein in die Liefer- und Wertschöpfungsketten gerade im Hinblick auf Komponenten geschaut wird, hat jedoch begonnen", sagt Thilo Tern. Dass sich Projektentwickler dem Prozess entziehen können, hält er für unwahrscheinlich, so stark hat die Welle den Finanzmarkt erfasst. Allein die Vermögensverwalter von Allianz Global Investors haben nach eigenen Angaben 158 Milliarden Euro mit nachhaltigkeitsorientierten Strategien investiert. „Am Ende müssen die Assets nach ESG-Kriterien beurteilt werden", sagt Tern.

Foto: Schletter Group

Es dürfte nur eine Frage der Zeit sein, bis bei ESG-Kriterien auch die Bauphase von Photovoltaikkraftwerken berücksichtigt wird. Hier werden in Österreich für eine 15-Megawatt-Anlage auf einer Mülldeponie Betonfundamente für Schletter-Montagesysteme mit nur 30 Zentimetern im Boden verankert.

Foto: Recap

Thomas Seibel, CEO von Recap: Es ist möglich, dass in Zukunft auch die Lieferketten der verwendeten Komponenten eine Rolle spielen.

Das ist auch heute schon in einem gewissen Maße so. Der Enel-Sprecher beispielsweise hat auf Anfrage mitgeteilt, dass „alle der rund 20 ESG-Ratingagenturen, die wir engagieren, spezifische Kriterien haben, mit denen sie den Bau der Solarkraftwerke beurteilen". Außerdem würden sie die Umwelt- und Sozialrichtlinien des Unternehmens, die Programme und Praktiken über die gesamte eigene Wertschöpfungskette bewerten, ohne jedoch eine Analyse auf Anlagenebene durchzuführen.

Am 10. März ging es los

Die Offenlegungspflicht, die seit dem 10. März in der EU gilt, wird diesen Trend verstärken. Denn dann ist es auch offiziell so weit, dass grundsätzlich alle Finanzmarktteilnehmer und Finanzberater offenlegen müssen, wie sie es mit der Nachhaltigkeit halten, allerdings abgestuft nach der Größe der Unternehmen. Offenzulegen sind Nachhaltigkeitsrisiken, negative Auswirkungen der Tätigkeit auf Nachhaltigkeitsfaktoren und – wenn man Nachhaltigkeitsaspekte zur Bewerbung nutzt – eine genaue Evaluierung der ESG-Kriterien. Aus Letzterem kann man sich zwar herausargumentieren, indem man erklärt, dass es sich um ein „sonstiges Finanzprodukt" handele, mit dem man keine Nachhaltigkeitsziele verfolge. „Aber welcher Investor will das schon", sagt Thomas Seibel, CEO der Recap Global Investors AG.

Recap ist ein Asset Manager im Bereich der erneuerbaren Energien, der für die Investoren unter anderem Photovoltaikkraftwerke mit zusammen rund 500 Megawatt Leistung in Deutschland, Dänemark und den Niederlanden betreibt. Die Projekte werden durch geschlossene Fonds mit 15 bis 20 Jahren Laufzeit erworben, die von der Kapitalverwaltungsgesellschaft BKN Capital in Luxemburg verwaltet werden und von denen zum Beispiel Versorgungswerke und Versicherungen Anteile kaufen. Recap ist der offizielle Anlageberater der Fonds. Außer dass Seibel und sein Team die Kraftwerke betreiben, suchen sie die Projekte und beraten BKN Capital beim Kauf. BKN Capital muss nun seit dem 10. März in „vorvertraglichen Informationen zu nachhaltigen Investitionen", so die Verordnung, die zusätzliche Offenlegungspflicht erfüllen. Die Angaben werden im Verkaufsprospekt und im Internet veröffentlicht, so Seibel. Zusammen mit der Kapitalverwaltungsgesellschaft ist er derzeit damit beschäftigt, die Anforderungen umzusetzen.

Die EU-Verordnung sieht außer den sonstigen Finanzprodukten, die keine Nachhaltigkeitsziele bewerben, zwei Kategorien vor. Manche nennen sie „hellgrün" und „dunkelgrün". Als hellgrün gilt ein Finanzprodukt, das ökologische oder soziale Merkmale bewirbt. Nach Artikel 8 der Verordnung muss dargelegt werden, wie diese Merkmale erfüllt werden. Dunkelgrün bedeutet, dass das Produkt nicht nur „Merkmale" hat, sondern nachhaltige Ziele anstrebt. Wie man dazu berichten muss, ist in Artikel 9 festgelegt.

„Wir wollen natürlich, dass die von uns beratenen Fonds als solche Impact Fonds gelten", sagt Seibel. Bezüglich Photovoltaik ist das Nachhaltigkeitsziel einer entsprechend der Pariser Klimabeschlüsse CO_2-reduzierten Energieversorgung naheliegend. Nach Artikel 9 der Verordnung muss der Fonds aber nicht nur beschreiben, wie das angestrebte Nachhaltigkeitsziel erreicht werden soll, sondern auch, wie Nachhaltigkeitsrisiken bei der Investitionsentscheidung einbezogen werden. Damit sind dann auch andere Umweltauswirkungen erfasst. Die Einhaltung der aufsichtsrechtlichen Anforderungen wird in Zukunft durch die Finanzaufsicht der jeweiligen Länder überwacht werden.

„Wenn man sich nicht kontinuierlich damit beschäftigt, besteht das Risiko, leicht abgehängt zu werden."

„Das vorrangige Ziel der von uns betreuten Fonds ist, CO_2-Emissionen zu reduzieren", sagt Seibel. „Mit dem ESG-Ziel, das wir verfolgen, dürfen wir aber gleichzeitig nicht anderen ESG-Zielen widersprechen." Daher setzen sie zum Beispiel in ihren Solarkraftwerken vermehrt Schafe und möglichst keine Mähroboter ein. Und beim Bau gebe es Ausgleichsmaßnahmen, wie etwa die Errichtung von Weihern, um die Biodiversität zu fördern. Was genau auf die Solarindustrie zukommt, kann auch er nicht abschätzen. Doch dass zum Beispiel auch die Lieferketten der verwendeten Bauteile der Photovoltaikanlagen eine Rolle spielen werden, sei möglich. Es sei davon auszugehen, dass die Anforderungen von Jahr zu Jahr schärfer würden.

Vor allem wird es immer komplizierter. Auch wenn Projektentwickler momentan noch nicht viel von dem Thema mitbekommen, sei es sinnvoll, sich schon jetzt damit zu beschäftigen, sagt Yvonne Fehrenbach, Director bei Deloitte und Mitglied der Deloitte Sustainable Finance Initiative. „Jedes Jahr kommen neue Bestimmungen dazu und wenn man sich nicht kontinuierlich damit beschäftigt, besteht das Risiko, leicht abgehängt zu werden."

Außerdem, es mag zwar alles mehr Aufwand werden, doch die Entwicklung birgt auch Chancen. Unternehmen müssen nun den Anteil des Umsatzes am Gesamtumsatz ausweisen, der nach der EU-Taxonomie als nachhaltig gilt. Und die ESG-Ratingagenturen, heißt es von Enel, evaluierten auch, wie schnell das Unternehmen seinen Energiemix dekarbonisiere. So dürften die Entwicklungen am Ende dazu führen, dass mehr Geld in Solarkraftwerke investiert wird. Michael Fuhs

Umsatzsteuerpflicht oder Kleinunternehmer?

Steuertipps: Die beim Kauf einer Photovoltaikanlage bezahlte Mehrwertsteuer vom Finanzamt zurückerstattet zu bekommen, klingt allzu verlockend. Lohnt sich das wirklich? Und welche Folgen hat die Steuerwahl für den Anlagenbetreiber?

Foto: magele-picture/Fotolia

Das ist die Gretchenfrage und die häufigste Frage, die uns Käufer von Photovoltaikanlagen derzeit Zeit stellen. Grundsätzlich haben wir die umsatzsteuerliche Behandlung einer privaten Photovoltaikanlage bereits ausführlich in unserem Artikel „Die Qual der Wahl bei der Umsatzsteuer“ dargestellt (pv magazine Deutschland, März 2019).

Wer außer seiner Photovoltaikanlage auf dem Wohnhaus keine unternehmerische Tätigkeit verfolgt, liegt unter der Kleinunternehmergrenze. Diese besagt: Wer mit allen umsatzsteuerpflichtigen Einkünften nicht mehr als 22.000 Euro pro Jahr erzielt, kann sich von der Umsatzsteuerpflicht befreien, indem er die Kleinunternehmerregelung anwendet.

„Kleinunternehmer“ nur in der Umsatzsteuer

Diese Wahlmöglichkeit gibt es nur in der Umsatzsteuer, nicht bei der Ertragssteuer. Deshalb gibt es dort auch keine Kleinunternehmerregelung. Ertragssteuerlich ist stattdessen objektiv zu prüfen, ob eine Gewinnerzielungsabsicht vorliegt, oder Liebhaberei. Die Finanzverwaltung Baden-Württemberg nennt dies in ihren „Steuertipps zur Energieerzeugung“ den „Liebhabereitest“.

Wer die Kleinunternehmerregelung wählt, ist also nicht von allen Steuererklärungen für die Photovoltaikanlage befreit, wenn die Anlage ertragssteuerlich insgesamt Gewinne erzielt. Umgekehrt kann man die Umsatzsteuerpflicht auch dann wählen, wenn ertragssteuerlich Liebhaberei vorliegt, sodass weder Gewinne zu versteuern sind noch Verluste geltend gemacht werden können.

Eine Entscheidung für alles

Ein weiterer wichtiger Unterschied zur Ertragssteuer ist, dass bei der Umsatzsteuer alle Einkünfte einer steuerpflichtigen Person zusammengezählt werden. Dagegen gibt es bei der Ertragssteuer verschiedenartige Einkünfte, die steuerlich zunächst getrennt betrachtet werden, wie beispielsweise Einkünfte aus Vermietung, Landwirtschaft oder gewerblicher Tätigkeit.

Wer also neben der Photovoltaikanlage noch weitere umsatzsteuerpflichtige Einkünfte hat, kann immer nur für alle diese Einkünfte eine Entscheidung zwischen Kleinunternehmer oder Umsatzsteuerpflicht treffen.

Wer für die Photovoltaikanlage eine andere Wahl treffen will als für andere umsatzsteuerpflichtige Einkünfte, muss für Anschaffung und Betrieb der Photovoltaikanlage eine andere Steuerperson wählen. Das kann beispielsweise der Ehegatte/die Ehegattin sein oder beide gemeinsam als Ehegatten-GbR.

Für viele Photovoltaikbetreiber ist die Möglichkeit, durch die Kleinunternehmerregelung das Thema Umsatzsteuer von Anfang an schlicht abzuwählen, eine große Erleichterung. Die Umsatzsteuer funktioniert nämlich nach einer ganz anderen Systematik, als es private Steuerzahler bei ihrer Steuererklärung gewohnt sind. Das führt in der Praxis zu Missverständnissen und kann kostspielige Fehler nach sich ziehen.

Fahrlässige Vorteilsversprechen

Geradezu fahrlässig beworben wird die Wahl der Umsatzsteuerpflicht in unzähligen Hinweisen im Internet immer mit dem Vorteil, dass man dadurch die beim Kauf der Photovoltaikanlage an den Installateur bezahlte Mehrwertsteuer vom Finanzamt zurückerstattet bekommt. Es wird der Eindruck erweckt, als müsse man lediglich einen Antrag stellen und bekomme das Geld dann ausbezahlt, so wie man es von Zuschüssen in Förderprogrammen kennt.

In den Wirtschaftlichkeitsrechnungen von Anbietern, aber auch Fachverbänden und anderen Institutionen wird fast immer mit den Nettokosten ohne Mehrwertsteuer gerechnet und damit unterstellt, auch Privathaushalte sollten sich umsatzsteuerpflichtig machen und dies sei nur von Vorteil.

So einfach ist es aber leider nicht, denn die Umsatzsteuerpflicht eröffnet eine Reihe von Verpflichtungen und Fehlerquellen. Es handelt sich nämlich nicht um einen einmaligen

Vorgang, sondern eine laufende Aufgabe über mehrere Jahre. Außerdem ist der Kostenvorteil in den letzten Jahren zusammengeschmolzen, weil Photovoltaikanlagen immer weniger kosten und der private Eigenverbrauch immer wichtiger wird. Wer auf die Kleinunternehmerreglung verzichtet, muss dafür Umsatzsteuer zahlen und das verringert den Vorteil der Mehrwertsteuererstattung.

Folgen der Steuerpflicht

Wer „zur Umsatzsteuerpflicht optiert", muss nicht nur eine jährliche Umsatzsteuererklärung abgeben, sondern in den ersten beiden Jahren auch vierteljährliche Umsatzsteuervoranmeldungen. Darin sind die Summen der eingenommenen Umsatzsteuer und der bezahlten Umsatzsteuer einzutragen sowie der private Eigenverbrauch als unentgeltliche Wertabgabe.

Die Differenz aus eingenommener und ausgegebener Umsatzsteuer ergibt entweder eine Zahlung an das Finanzamt oder eine Erstattung. Es empfiehlt sich, hier eine Dauerfristverlängerung zu beantragen und dem Finanzamt eine Einzugsermächtigung zu erteilen, um keine Zahlungsfristen zu verpassen.

Das Gleiche gilt für die jährliche Umsatzsteuererklärung, bei der das vergangene Jahr zusammengefasst wird und die bereits bezahlten oder erstatteten Beträge korrekt zugeordnet werden müssen. Die Wahl zwischen vereinnahmten Entgelten und vereinbarten Entgelten kann hier für zusätzliche Verwirrung sorgen. Gemeint ist damit die Entscheidung, ob Umsatzsteuerzahlungen in dem Zeitraum erfasst werden, wann sie tatsächlich fließen oder in dem Zeitraum, in dem der Anspruch entsteht.

Neben dem Finanzamt muss die Steuerpflicht auch dem Netzbetreiber mitgeteilt werden, damit dieser zur Einspeisevergütung gemäß EEG zusätzlich noch die Umsatzsteuer zahlt, die der Betreiber ans Finanzamt abführt. Vor allem aber muss man dem Netzbetreiber rechtzeitig auch den Wechsel in die Kleinunternehmerregelung mitteilen, damit dieser die Umsatzsteuer nicht weiterbezahlt. Sonst droht Ärger mit dem Finanzamt.

Lohnsteuerhilfe darf nicht beraten

Viele Beschäftigte lassen sich bei der Steuererklärung von einem Lohnsteuerhilfeverein unterstützen. Das ist günstiger als beim Steuerberater, weil der Leistungsumfang auf Nichtselbstständige eng begrenzt ist. Wer mit der Photovoltaikanlage aber umsatzsteuerpflichtig wird oder Gewinne versteuern muss, darf von den Vereinen nicht mehr beraten werden. Auch deshalb ist die Initiative des Finanzministeriums Baden-Württemberg über den Bundesrat begrüßenswert, Einkünfte aus kleinen Photovoltaikanlagen von der Steuerpflicht zu befreien. Eine Entscheidung gibt es noch nicht.

Viele Anlagenbetreiber machen die Steuererklärung für die Photovoltaikanlage selbst. Wer für die Umsatzsteuererklärungen aber einen Steuerberater braucht, muss mit Kosten von mindestens 200 bis 300 Euro jährlich rechnen. Um Fehler zu

Anzeige

SOLUXTEC
www.soluxtec.de

Introducing the first AC Module by Soluxtec

DAS MODUL MONO ACTIVE

- First German module with embedded Solenso Micro inverter
- M3 Perc SE Cells for higher efficiency
- Free monitoring through SOFIA app
- RPC (reactive power control)

For pre-ordering and detailed product information contact us at
info@soluxtec.de

Vorteil der Umsatzsteuerpflicht (mit Wechsel nach 6 Jahren) gegenüber der Kleinunternehmerregelung	Für Photovoltaikanlage mit 5 Kilowatt Leistung	Für Photovoltaikanlage mit 10 Kilowatt Leistung
Photovoltaikanlage	1.216 €	2.167 €
Mit Batteriespeicher (6 kWh)	1.626 €	2.888 €
Hoher Stromverbrauch (7.000 kWh), ohne Speicher	1.035 €	1.909 €
Hoher Stromverbrauch mit Speicher (6 kWh)	1.394 €	2.215 €
Nachrüstung Batteriespeicher nach 2 Jahren	958 €	1.891 €

Annahmen für die Berechnung:

- Investitionskosten 9.300 Euro brutto (5 kWp) bzw. 15.500 Euro brutto (10 kWp) nach Photovoltaik-Preisindex der Verbraucherzentrale NRW
- Stromverbrauch 3.500 Kilowattstunden
- Speicher: 6 Kilowattstunden, 5.000 Euro brutto
- Ermittlung des Eigenverbrauchsanteils mit dem HTW-Unabhängigkeitsrechner
- Betriebskosten ab dem 6. Jahr 180 Euro brutto jährlich (umfasst alle Kosten für Betrieb wie Messkosten, Wartung, Reparaturen, Reinigung über einen Zeitraum von 20 Jahren)

vermeiden, sollte man wenigstens anfangs einen Profi zurate ziehen oder für ein, zwei Jahre die Erklärung von einem Berater erstellen lassen, um eine Vorlage für die Folgejahre zu haben.

Wer umsatzsteuerpflichtig ist, muss nicht nur Steuererklärungen abgeben, er muss sich auch über das Steuerrecht auf dem Laufenden halten. Denn dort ändern sich ab und zu die Regeln. So hat beispielsweise die zeitweilige Senkung der Umsatzsteuer im Jahr 2020 einige praktische Fragen aufgeworfen, die auch Photovoltaikbetreiber nachvollziehen und anwenden müssen (pv magazine Deutschland, November 2020).

Fehler passieren

Es genügt nicht, dem Finanzamt mitzuteilen, dass man mit seiner Photovoltaikanlage umsatzsteuerpflichtig werden will, sondern dem Finanzamt muss rechtzeitig mitgeteilt werden, dass und in welchem Umfang die Photovoltaikanlage dem Unternehmen zugeordnet wird. Kauft man die Anlage im Jahr 2021, muss diese Zuordnung spätestens Ende Juli 2022 erfolgen, weil man sonst den Anspruch auf die Vorsteuererstattung verliert.

Die Vorsteuererstattung setzt außerdem voraus, dass die Kaufrechnung korrekt adressiert wird. Am besten überlegt man sich vor dem Kauf, wer die Photovoltaikanlage steuerlich betreiben soll, damit die richtige Person auf der Rechnung steht. Wenn beispielsweise nur die Ehefrau die Anlage betreiben und steuerlich erklären soll, darf die Rechnung auch nur an sie gerichtet werden. Das Gleiche gilt für die Einspeisevergütung durch den Netzbetreiber und auch für Betriebskosten, die steuerlich geltend gemacht werden sollen.

An die Entscheidung, umsatzsteuerpflichtig zu sein, ist der Anlagenbetreiber fünf Kalenderjahre gebunden. Danach ist ein Wechsel in die Kleinunternehmerregelung jeweils zum Jahresanfang möglich. Auch dieser Wechsel hat seine Tücken. So gibt es neben dieser Bindungsfrist auch noch Korrekturzeiträume für die einzelnen Wirtschaftsgüter.

Eine auf das Dach montierte Photovoltaikanlage gilt als bewegliches Wirtschaftsgut. Der Korrekturzeitraum beträgt 60 Monate ab Anschaffung. Findet der Wechsel in die Kleinunternehmerregelung vorher statt, muss die Vorsteuererstattung anteilig zurückgezahlt werden. In der Praxis wartet man am besten ein weiteres Kalenderjahr und wechselt erst nach sechs Jahren in die Kleinunternehmerregelung.

Beispiel:

- Anschaffung der Photovoltaikanlage im Oktober 2020
- Vorsteuererstattung 3.000 Euro
- Umsatzsteuerpflichtig 2020 bis 2024 (5 Kalenderjahre) und Wechsel zur Kleinunternehmerregelung ab 2025
- Korrekturzeitraum von Oktober 2020 bis September 2025
- Es sind 9 Monate zu korrigieren: 3.000 Euro x 9/60 = 450 Euro wären an das Finanzamt zu zahlen – oder besser erst ab dem Jahr 2026 in die Kleinunternehmerregelung wechseln

Die Bindungsfrist gilt für die Umsatzsteuerpflicht des Anlagenbetreibers insgesamt. Die Korrekturzeiträume gelten aber für jedes Wirtschaftsgut individuell. Wenn der Anlagenbetreiber beispielsweise nach vier Jahren eine weitere Anlage anschafft und auch dafür die Vorsteuererstattung in vollem Umfang nutzen will, muss er mit dem Wechsel weitere 60 Monate warten.

Dach- oder fassadenintegrierte Photovoltaikanlagen gelten bezüglich des Korrekturzeitraums (Umsatzsteuer) nicht als bewegliche Wirtschaftsgüter (60 Monate), sondern als Gebäudebestandteil (120 Monate).

Lohnt sich der Aufwand?

Eine der häufigsten Fragen ist, welche der verschiedenen Varianten die finanziell günstigste ist. Wir haben dazu bereits in dem Artikel „Die Qual der Wahl bei der Umsatzsteuer“ die vier verschiedenen Möglichkeiten, mit der Umsatzsteuer umzugehen, anhand eines Beispiels durchgerechnet.

Die beiden häufigsten Varianten – Kleinunternehmerregelung oder Umsatzsteuerpflicht mit dem Wechsel nach sechs Jahren – wollen wir noch einmal bei verschiedenen Anwendungsfällen vergleichen. Wir haben genauso gerechnet und für die Tabelle ermittelt, um wie viel Euro die Umsatzsteuerpflicht günstiger ist.

Das Ergebnis: Der finanzielle Vorteil liegt bei Anlagen zwischen fünf bis zehn Kilowatt Leistung zwischen rund 1.000 und knapp 3.000 Euro (siehe Tabelle oben). Kosten für eine steuerliche Beratung sind dabei nicht berücksichtigt. Ob es sich lohnt, dafür die Mühe und die Fehlerrisiken auf sich zu nehmen, muss jeder Betreiber selbst entscheiden. Thomas Seltmann

Der Autor

Thomas Seltmann ist unabhängiger Experte für Photovoltaik und Autor des Ratgebers „Photovoltaik – Solarstrom vom Dach“ der Stiftung Warentest. Er arbeitet als Referent Photovoltaik bei der Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen. Mit der steuerlichen Behandlung von Photovoltaikanlagen beschäftigt er sich seit über 20 Jahren.

Stabile Basis für große Module

Sponsored Content: Die Hocheffizienzmodule namhafter Hersteller werden immer größer. Doch die sichere und einfache Montage auf dem Dach war bisher noch ungelöst. Nun hat Premium Mounting Technologies (PMT) sein aerodynamisches Flachdachsystem PMT EVO 2.0 weiterentwickelt, um die breiteren Module aufzunehmen.

400, 500 oder 600 Wattpeak liefern heute einzelne Hochleistungsmodule. Das spart Montagekosten und Platz, der vor allem auf Dächern knapp ist. Die neuen Rekorde erzielen die Hersteller jedoch nicht nur durch Effizienzgewinne, sie erkaufen sie teilweise durch deutliches Größenwachstum. Um die breiteren und auch längeren Formate sicher aufzunehmen, hat PMT sein aerodynamisches Flachdachmontagesystem PMT EVO 2.0 überarbeitet und noch stärker flexibilisiert. Die mögliche Modulbreite wächst von 1.050 Millimeter auf 1.300 Millimeter, die Länge von 2.005 Millimeter auf 2.400 Millimeter.

Peter Grass, Gründer und Chief Technology Officer der PMT, ist bekannt dafür, dass er gerne Lösungen austüftelt, die die Montage vereinfachen und beschleunigen. Gleichzeitig sollen sie aber auch die Sicherheit erhöhen, indem er Bauteile so gestaltet, dass Montagefehler praktisch ausgeschlossen sind. So erleichtern kurze Click-Bauteile nicht nur das Handling, sondern geben auch das benötigte Maß für die Position der Einzelbauteile vor. „Zeitaufwendiges Vermessen innerhalb des Systems entfällt und es werden Fehler beim Aufbau vermieden, da die Click-Verbindungen klar aufeinander abgestimmt sind“, erläutert Grass.

Doch Grass und sein Team haben nicht nur die Auflagen für die Module erweitert, auch die Reihenabstände wurden flexibilisiert. So können Planer in der Ost-West-Variante komfortable 20- bis 30-Zentimeter-Abstände für die einfache Wartung wählen oder sie reduzieren die Abstände leistungsoptimiert auf schmale sechs Zentimeter. Ähnlich variabel sind die Abstände bei der Süd-Variante.

15 Kilowattpeak pro Person und Stunde

All diese Änderungen seien das Ergebnis aufwendiger Prüfungen im Windkanal, von Bauteilversuchen und theoretischen Berechnungen. Auch das optimierte PMT EVO 2.0 hat dadurch vom Deutschen Institut für Bautechnik die allgemeine Bauzulassung erhalten. Zusammen mit den höheren Modulleistungen steige damit die Montageleistung auf 15 Kilowattpeak pro Person pro Stunde, erläutert Grass, und das, ohne Abstriche bei der Qualität.

So kämen keine spitzen Kleinteile wie zum Beispiel Bohrschrauben zum Einsatz. Dank der bohrfreien Montage entstünden keine scharfen Bohrspäne, welche die empfindliche Dachhaut verletzen könnten. „Wir haben hier ein Produkt entwickelt, das bei Qualität, Nachhaltigkeit und Sicherheit weit über das marktübliche Maß hinausgeht“, ist Grass überzeugt. Der lastübertragende Systemverbund aus extra breiten Auflageflächen der Bodenschienen, des Towers und der Base sei somit eine höchst stabile Basis für den Photovoltaikbetrieb, der Gesamtwirtschaftlichkeit aus Systemanschaffungskosten, Montagezeit und Gebäudesicherheit vereint.

Foto: PMT

Wenn die neuen Höchstleistungsmodule verfügbar sind, steht auch die Unterkonstruktion bereit. Das neue PMT EVO 2.0 kann nun auch deutlich breitere Module mit Seitenlängen bis 1.300 Millimeter aufnehmen.

Industriestrom mit erneuerbaren Energien billig machen

EEG-Diskussion: Der Ex-Sonnen- und heutige Capinside-Geschäftsführer Philipp Schröder hat mit dem Hamburger CDU-Vorsitzenden Christoph Ploß einen Vorschlag für einen schnellen Ausbau von Photovoltaik und Windkraft gemacht. Wir lassen uns von ihm die Details erläutern und warum er CDU-Mitglied geworden ist.

Ihr Ziel ist, ich zitiere, Deutschland soll 2030 weltweit der günstigste Markt für sauberen Industriestrom werden. Wie ist das möglich?

Wenn wir die Finanzierungskosten, wie geplant, über zweckgebundene Staatsanleihen finanzieren, die es zu Negativzinsen gibt, nehmen wir die Finanzierungskosten aus der Bilanz heraus und an der Börse treten nur die echten Stromgestehungskosten ein. Wir verschieben die Finanzierung auf eine Form, die wir für gesellschaftlich angebracht empfinden. Das EEG und die EEG-Umlage in der jetzigen Form führt dazu, dass wir Akzeptanzprobleme haben. Außerdem wollen wir ja strategisch günstige Strompreise haben, damit die Ausweitung von erneuerbarem oder sauberem Strom auf Mobilität und Wärme überhaupt stattfinden kann.

> **„Wir verschieben die Finanzierung auf eine Form, die wir für gesellschaftlich angebracht empfinden."**

Sie haben in dem Vorschlag ja auch kommuniziert, dass wir sehr viel Solarstrom und Windstrom brauchen. Wie soll die Umstellung der Finanzierung konkret funktionieren?

Ab dem Beginn dieses Programms, aus unserer Sicht 2022, sollen neue Anlagen weiter 20 Jahre lang Förderung bekommen. Das heißt, die guten Seiten des EEGs wollen wir schützen, denn wir brauchen weiterhin den Zugang für alle Bevölkerungsschichten, bei der Energiewende mitzumachen. Neuanlagen und nur Neuanlagen würden über den Haushalt finanziert und die zweckgebundene Staatsanleihe kann emittiert werden. Sie könnte auch über eine Bundesanstalt emittiert werden. Wenn die Anlagen ausgefördert sind, soll diese Bundesanstalt oder der Bund die Möglichkeit haben, diese Anlagen für einen Euro wieder in den Eigenbestand zurückzuführen. Langfristig soll der Vorteil einer ausgeförderten Anlage für die Allgemeinheit entweder auktioniert werden, um dort so eine Art Gegenpunkt zu der Steuerfinanzierung zu setzen, oder der Bestand soll langfristig fortgeführt werden.

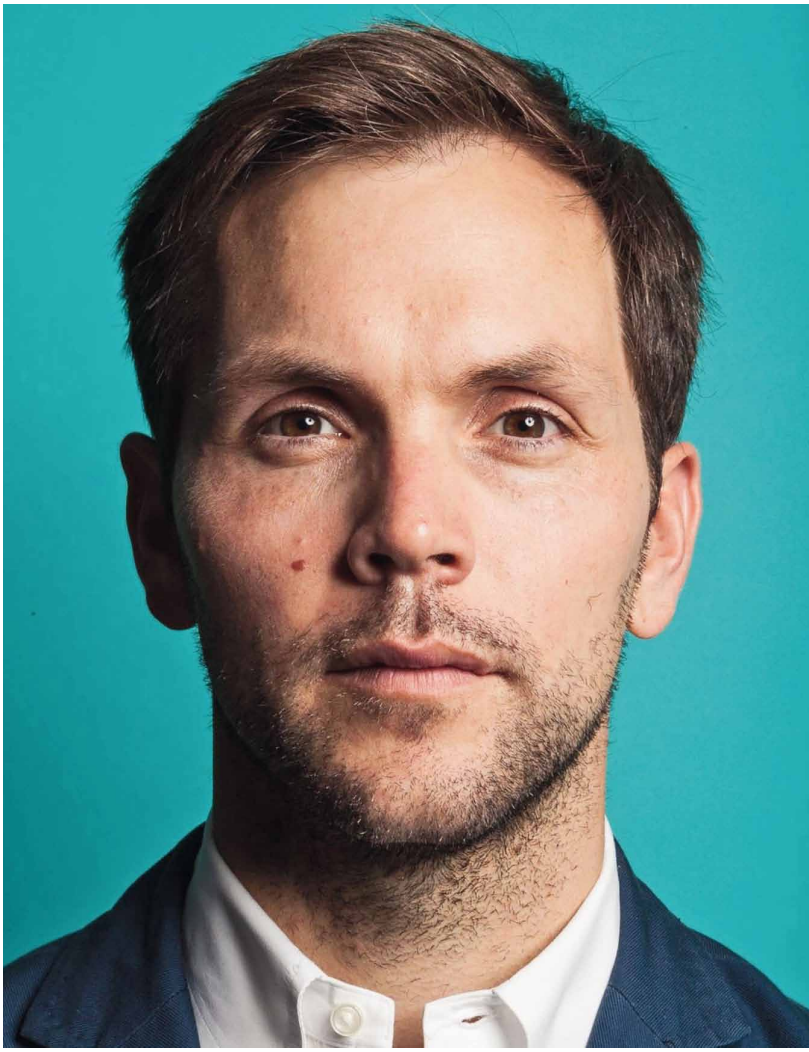
Stromgestehungskosten bei Dachanlagen liegen zwischen sechs und zehn Cent pro Kilowattstunde. Wieso können die Stromgestehungskosten in Ihrem Vorschlag trotzdem so günstig werden?

Die Finanzierungskosten gehen zu 100 Prozent auf die Staatsanleihen über und belasten nicht mehr als Umlage den Strompreis. Der Merit-Order-Effekt führt dazu, dass der Börsenstrompreis sinkt. Das kann bis zu dem Punkt gehen, dass dieser Strom kostenfrei ist. Es ist dadurch absolut realistisch, den Preis für Industrie bis 2030 auf zwei Cent zu drücken. Das ändert nichts daran, dass die Stromgestehungskosten für den Haushalt mit der Solaranlage immer noch bei neun Cent liegen. Heute wird die Differenz – über die EEG-Umlage – über den Strompreis, in Zukunft über eine anleihenfinanzierte Umlage aufgebracht.

Hans-Josef Fell wendet sich immer wieder gegen die Finanzierung über Haushalt und Steuern, weil damit der Ausbau der Erneuerbaren direkt dem jährlichen Hickhack der Haushaltsverhandlungen unterworfen werde. Sehen Sie das Problem auch?

Erstens ist auch die Umlage einer politischen Debatte ausgesetzt und kann in jeder Legislaturperiode geändert werden. Zweitens sollte die Politik Sorge tragen, den günstigsten und effektivsten Weg zur Finanzierung des Systemwechsels zu wählen und nicht den bequemsten. Die EEG-Umlage ist übrigens auch eine Abgabe und damit eine staatlich verordnete Belastung, die nicht nur den Umstieg auf Elektroautos und elektrische Wärme für alle teurer macht, der Mehrwertsteuer ausgesetzt wird und damit Kaufkraft raubt. Sie ist vor allem gesellschaftlich nicht gerecht verteilt.

Foto: Philipp Schröder



Mit Ihrem „Bürgerenergiekonzept“-Vorschlag treten Sie prominent als CDU-Mitglied in Erscheinung. Letzten Sommer sind Sie in die Partei eingetreten. Wie kommt es, dass Sie sich für die CDU entschieden haben?

Das hat zum einen damit zu tun, dass ich das Gefühl habe, dass wir zu viel Klientelpolitik haben. In der Zeit, in der wir uns befinden, zum einen mit der Klimakrise, zum anderen mit dem extremen Stress, unter dem unser System steht, brauchen wir mehr denn je eine Volkspartei. Das ist eine Art von Plattform, auf der jeder sich artikulieren kann. Mit dieser kann man auch effektiv der AfD begegnen, denn das sollten Konservative tun. Und wenn wir zu den energiepolitischen Themen kommen, dann ist es genauso. Es hat mich gewundert, warum die Konservativen und die Union dieses Thema nicht viel früher für sich entdeckt haben. Es betrifft Bauern. Es betrifft das Handwerk. Es betrifft den Mittelstand. Es betrifft die ländliche Region. Der Klimawandel als wirtschaftliche Chance wird total übersehen. Und eine wirklich gute, effektive Klimapolitik muss eine Industriepolitik sein, weil wir ansonsten unseren Wohlstand verlieren müssen, um die CO_2-Grenzwerte einzuhalten. Da sehe ich halt eher die Union als die Grünen, weil aus meiner Sicht Klimapolitik und Industriepolitik zusammengehören. Ich glaube, das kann die Union, wenn sie wirklich will. Ob sie das auch tun wird, ist noch nicht ganz klar. Aber ich hoffe und kämpfe innerhalb der Union dafür.

Es gibt bekannte Verfechter einer dezentralen Erneuerbare-Energien-Politik in der CDU/CSU. Aber es gibt eben auch eine starke marktliberale Position. Wenn wir die EEG-Diskussion und Novellen der vergangenen Jahre anschauen, hat diese Fraktion dem Solarausbau selber immer wieder Steine in den Weg geschmissen.

Ich bin in dem Flügel, der sich ganz klar dagegen positioniert. Da geht es um die Diskussion darüber, was die günstigen Zukunftstechnologien für unser Energiesystem sind. Für die nächsten zehn Jahre ist diese Frage beantwortet. Das sind Solar und Wind. Jetzt ist die Frage, was wir daraus volkswirtschaftlich machen. Und natürlich gibt es da noch andere Stimmen in der Union und es wird intern eine Auseinandersetzung geben. Aber der Prozess innerhalb der Union verläuft meiner Einschätzung nach so, dass ein großen Teil Schwarz-Grün will. Ich auch, das ist eine ganz klare Wunschkoalition von mir. Deutschland mit der integrativen Kraft der Union auf der einen Seite und den Markenelementen der Grünen auf der anderen in die Zukunft zu bringen, das finde ich einen sehr charmanten und guten Weg. Und für den setze ich mich ein.

„Ich bin in dem Flügel, der sich ganz klar dagegen positioniert.“

Das Gespräch führte Michael Fuhs.

Das ist die stark gekürzte Fassung des Interviews, das wir am 19. Februar auf unserer Webseite veröffentlicht haben. Auf die vielen Fragen und Anmerkungen hat Philipp Schröder am 26. Februar, auch auf unserer Webseite, reagiert. Mehr unter: www.pv-magazine.de

Groß- und Gewerbespeicher für alle Fälle

Marktübersicht: 54 Anbieter mit 198 Produkten umfasst unsere diesjährige Produktübersicht. Zwar kann immer noch fast jeder Speicher alles, aber viele Marktteilnehmer heben in ihren Angaben besonders nachgefragte Geschäftsmodelle hervor.

Die Nachfrage nach Gewerbespeichern zur Lastspitzenkappung, etwa zum Aufbau von Elektroladepunkten, steigt. Dafür dient auch die Installation am Autobahnkreuz Hilden bei Bäckermeister Schüren. Er baut 114 Ladeplätze auf. Auch bei den Produkten hat sich einiges getan. Für diesen Speicher gibt der Anbieter beispielsweise eine Lebensdauer von 30 Jahren an.

Foto: Tesvolt

Einen Überblick über den Groß- und Gewerbespeichermarkt zu behalten ist ein bisschen wie Flöhe hüten. Im Vergleich zu unseren Übersichten aus den letzten Jahren geben die einen Unternehmen das Geschäft auf, neue kommen hinzu und andere ändern einfach nur ihren Namen. Auch in diesem Jahr zeigt unsere Übersicht einen breiten Querschnitt an Unternehmen und gibt einen Einblick in ihre Produkte, Dienstleistungen und Projekte. Die Überblickstabelle finden Sie ab Seite 32, die vollständigen Datensätze in unserer Online-Datenbank unter www.pv-magazine.de. Diese enthält noch deutlich mehr Informationen zu technischen Details, Zielgruppen, geeigneten Anwendungen und Angaben zu aktuellen Referenzprojekten. Ein Teil der Projektbeschreibungen finden Sie auch ab Seite 28.

„Die Preise sind leicht gesunken."

Die Zahl der Anbieter in der Übersicht ist zwar von 58 auf 54 gesunken, die Zahl der Produkte und Dienstleistungen ist aber von 178 auf 198 gestiegen. Es gibt mehr mobile Off-Grid-Lösungen und inzwischen haben mehr Unternehmen Second-Use-Speicher fest ins Portfolio aufgenommen als letztes Jahr. Die Zahl der Angebote mit Bleibatterien dagegen hat noch weiter abgenommen. Einige der Unternehmen, die im letzten Jahr noch Bleibatterien angeboten haben, haben diese nun ausgelistet, andere Unternehmen sind ganz vom Markt verschwunden oder haben auf unsere Anfragen nicht mehr reagiert. So sank die Zahl der Produkte, in denen ausdrücklich auch Bleibatterien verwendet werden können, von elf auf fünf.

Auch die Preise, die die Hersteller angeben, sind gesunken. Sie liegen in allen Größenklassen rund fünf Prozent unter denen des Vorjahrs. Die günstigsten Lithium-Ionen-Batteriespeicher in der Übersicht kosten jetzt 215 Euro pro Kilowattstunde Kapazität bei einer Größe über zehn Megawattstunden. Aber selbst für kleinere Systeme unter 100 Kilowattstunden steigt diese Untergrenze nur auf 275 Euro. Die Spanne ist allerdings riesig. Die mittleren Speicherpreise gehen von 443 Euro bis 792 Euro von groß nach klein, rein bezogen auf Lithium-Ionen-Technologie (siehe auch Grafik nächste Seite, wo die Preisspanne über alle Technologien hinweg abgebildet ist).

Redox-Flow-Technologie am preisgünstigsten

Redox-Flow-Batterien sind zwar gegenüber Lithium-Ionen-Speichern deutlich in der Unterzahl, die Zahl der Angebote ist aber gestiegen. Auffällig ist hierbei, dass die Hersteller ganz unterschiedliche Elektrolytlösungen einsetzen. Während Enerox in den „Cellcubes" eine Vanadiumlösung nutzt, setzt die neu gelistete ESS Inc. aus den USA auf einen eisenbasierten Elektrolyten. Das Unternehmen, das sein „Energy Warehouse" auch nach Europa verkauft, bietet Ladeleistungen zwischen 33 und 100 Kilowatt und eine Kapazität bis zu 400 Kilowattstunden. Als Referenz für den Einsatz dieser Technologie nennt das Unternehmen ein Projekt für den Energieversorger San Diego Gas & Electric. Hier soll die Batterie gemeinsam mit einem

Foto: Solarwatt

Kleine Speicher lassen sich zu Gewerbespeichern skalieren. Dieser ist 60 Kilowattstunden groß und steht in einem Sägewerk.

Photovoltaikkraftwerk Stromausfälle für eine Gemeinde überbrücken und vor allem die Notstromversorgung der Ersthelfer sicherstellen.

Ein weiterer Neuzugang auf der Liste ist Primus Power mit dem „Energy Pod“. Dieses US-Unternehmen nutzt eine Zink-Brom-Lösung und verwendet nach eigenen Angaben ein Design mit einem einzigen Tank und Elektrodenstapel, sodass keine Ionenaustauschmembran nötig sei. Der Energy Pod hat eine Ladeleistung von 25 Kilowatt und eine Kapazität von 125 Kilowattstunden. Von den 17 Unternehmen, die Angaben zu Speicherpreisen gemacht haben, lag Primus mit nur 200 Euro pro Kilowattstunde für kleine Anlagen bis 100 Kilowattstunden am niedrigsten; ein Preis, der für größere Projekte sogar noch auf 150 Euro sinkt.

„Die überwiegende Zahl der Einträge bezieht sich erwartungsgemäß auf Lithium-Ionen-Batterien.“

Bemerkenswert in diesem Segment ist auch Ecolyte. Das Unternehmen ist eine Ausgründung von Forschenden der TU Graz. Das Start-up plant Vanillin aus Abfällen bei der Papierproduktion zu gewinnen und daraus einen organischen Elektrolyten für Redox-Flow-Batterien herzustellen.

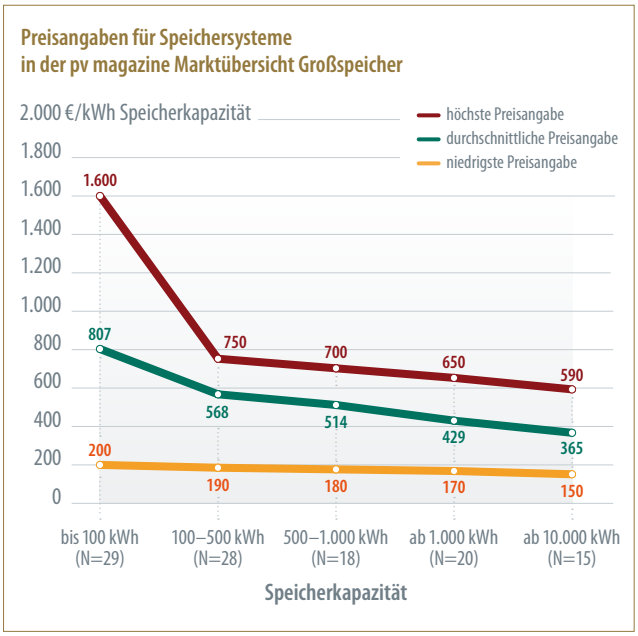
Salzwasserbatterien noch selten

Kaum Veränderungen gibt es bei den Salzwasserbatterien. Anbieter hierfür sind Autarxia Infrastruktursysteme und Bluesky Energy. Preislich rangieren die Systeme, deren ökologischer Fußabdruck und Recyclebarkeit als besonders gut gelten, im Mittelfeld dessen, was auch Lithium-Ionen-Speicher kosten. Autarxia setzt die Salzwasserbatterie innerhalb von hybriden Energielösungen ein, die auf eine hohe Autarkie zielen. So führt der Hersteller ein Beispielprojekt an, bei dem zwei Photovoltaikanlagen mit insgesamt 36 Kilowattpeak, eine Klein-Windkraftanlage sowie ein Pflanzenöl-BHKW in den 48-Kilowattstunden-Batteriespeicher einspeisen. Mit dem Strom, einer Wärmepumpe und der Wärme des BHKWs würde der Heizbedarf von Produktions- und Büroräumen weitgehend abgedeckt. Der Strom diene zudem der Ladung von zwei Elektrofahrzeugen.

Bluesky Energy hat als ein Beispielprojekt eine Installation in einer Lkw-Werkstatt (Seite 28) und in einem Pflegeheim in Belgien angegeben. Im Pflegeheim speichert ein Salzwasserspeicher mit 90 Kilowattstunden Solarstrom aus einer Photovoltaikanlage mit 212 Kilowattpeak. Das Projekt habe in erster Linie das Ziel, die Energiebilanz zu verbessern und den Eigenverbrauch zu steigern, so das Unternehmen.

Lithium-Batteriespeicher in allen Größenklassen

Die überwiegende Zahl der Einträge bezieht sich aber erwartungsgemäß auf Lithium-Batterien. Insgesamt sind es 149 Produkte, davon 48 ausschließlich mit Lithium-Eisenphosphat-Zellen (LFP), 44 mit Nickel-Mangan-Kobalt (NMC) und eine mit Lithium-Titanat-Oxid-Zellen (LTO). Die anderen Hersteller machen dazu keine konkreteren Angaben, welches Kathodenmaterial sie nutzen. Die meisten Hybridwechselrichter können übrigens mit mehreren verschiedenen oder sogar ganz beliebigen elektrischen Speichern eingesetzt werden.



Grafik: pv magazine/Harald Schütt

17 Anbieter haben zu 50 Produkten Preisangaben gemacht. Dabei sind die Preise im Vergleich zu letztem Jahr leicht gesunken. Bei der teuersten Angabe handelt es sich um ein Komplettsystem mit Outdoor-Gehäuse, Wechselrichter und Anschlüssen. Die Preise für Systeme mit Second-Life-Batterien liegen etwas über dem Mitttelwert der Angaben. Die Preise für die sieben Redox-Flow-Systeme liegen im unteren Viertel der Preisspanne der Lithium-Ionen-Systeme. Grundsätzlich muss man beachten, dass Preise nicht nur von der Kapazität abhängen, sondern auch von der Leistung, was in dieser Darstellung Redox-Flow-Systeme, die in der Regel für Anwendungen mit kleineren C-Raten ausgelegt sind, begünstigt. Auch andere Eigenschaften wie die Notstromfähigkeit beeinflussen den Preis signifikant.

Ein großes Thema auf dem Markt ist die Skalierbarkeit von Systemen. Das zeigt sich insbesondere im unteren Leistungs- und Kapazitätsbereich. Wir haben Systeme ab einer Kapazität von 30 Kilowattstunden oder alternativ ab einer Lade- oder Entladeleistung von 30 Kilowatt aufgenommen. Einige der Produkte, die auch aus unserer Heimspeicherübersicht bekannt sind, erreichen diese Grenzen durch den Parallelbetrieb mehrerer kleinerer Module. Diese zielen auf den Bedarf von kleineren Gewerbebetrieben, während besonders die Anbieter von Lösungen für Großprojekte erst bei Ladeleistungen ab einem Megawatt (Hitachi ABB Power Grids) oder zwei Megawatt (Fluence) einsteigen. Nach oben scheinen Leistung oder Kapazität völlig offen zu sein. Vattenfall zieht bei 22 Megawatt eine Grenze und für Westenergie (ehemals Innogy) sind 60 Megawatt ein Richtwert, der aber auch überschritten werden kann.

Wir haben die Hersteller auch nach Anwendungen gefragt. Eine Motivation für den Einsatz der Systeme ist nach wie vor die Erhöhung des Eigenverbrauchs von Betreibern von Photovoltaikanlagen. 173 Produkte sind nach Angaben der Hersteller oder Systemintegratoren dafür geeignet oder gezielt konzipiert. Beliebt ist diese Anwendung bei Unternehmen, bei denen Lasten auch außerhalb der sonnenreichen Stunden anfallen, beispielsweise in der Landwirtschaft, wie E3/DC (siehe Projektbeispiel Seite 28) berichtet. Rund 160 Produkte können zudem verwendet werden, um Lastspitzen zu glätten, die innerhalb von Betrieben auftreten, oder um Erzeugungsspitzen aufzunehmen und dadurch die Integration der erneuerbaren Energien in die Netze zu erleichtern. Das ist ein besonders lukratives Geschäftsmodell (Seite 37).

Foto: The Mobility House

Installation von The Mobility House, Fenecon und Renault mit drei Megawattstunden Kapazität. Es nutzt Elektroautobatterien, egal ob neu oder gebraucht, als First- oder Second-Life-Komponente. Die First-Life-Batterien können als Ersatzteil vorgehalten. In Betrieb degradieren sie weniger als wenn man sie einfach so lagert.

Ein Sonderfall der Lastspitzenkappung ist es, wenn die Spitzen von Ladesäulen abgefangen werden. 50 Hersteller nennen dies explizit als Anwendung. Speicher für diesen Einsatz laden langsam, sodass der örtliche Netzanschluss nicht über-

Anzeige

xelectrix POWER

Hochvolt-Energiespeicher
für Gewerbe und Industrie
Modular, kosteneffizient und umweltschonend

WALL
11 - 35 kW
20 - 40 kWh

PRO
11 - 35 kW
20 - 120 kWh

BASIC
35 - 80 kW
40 - 140 kWh

UNLIMITED
35 - 500 kW
40 - 1000 kWh

xelectrix Power GmbH, PEM-Str. 2, A-4310 Mauthausen
www.xelectrix-power.com | info@xelectrix-power.com

Engineered in Austria

Foto: Stabl

Wechselrichter von Stabl mit alternativem Konzept

Foto: Primus Power

Redox-Flow-Speicher von Primus Power

Foto: Fenecon

Fenecon Commercial-Speicher

Foto: Baywa r.e.

Riello SPS HE USV-Speicher für kritische Lasten

Foto: neoom group

Neoom Blokk mit 1.200 Kilowatt Ladeleistung

lastet wird, oder nehmen Solarstrom auf. Sobald ein Fahrzeug angeschlossen wird, entladen sie mit hoher Leistung ins Fahrzeug, das nach der Schnellaufladung zügig weiterfahren kann. Nach Angaben von Marktteilnehmern sind derzeit Autohäuser die größte Kundengruppe für diese Speicher, da sie im Auftrag der Fahrzeughersteller Schnellladesäulen anbieten.

Off-Grid mobil und stationär

124 Produkte offerieren eine Notstromversorgung und sind somit in der Lage, ein Inselnetz aufzubauen. Es ist meistens eine Zusatzfunktion, die nur selten der Hauptgrund für die Anschaffung ist. Anders steht es jedoch mit den 46 Produkten aus dieser Gruppe, die bei Stromausfall eine unterbrechungsfreie Weiterversorgung garantieren (USV). In Unternehmen mit Rechenzentren oder netzkritischen Lasten sind USV-Lösungen Standard, um sich gegen Stromausfälle, aber auch gegen Netzschwankungen abzusichern. Bislang seien der USV-Markt und der Markt für Speicheranwendungen für erneuerbare Energien strikt getrennt gewesen, berichtet Horst Münnich, Commercial Storage Manager von Baywa r.e. Da einige USV-Anbieter aber von Blei auf Lithium umstellten, gebe es inzwischen eine Schnittmenge. So sei die USV von Riello ein Verkaufsschlager des Unternehmens, da sie echte USV-Anbindung mit galvanischer Trennung und Doppelwandlung mit den Einsatzmöglichkeiten eines Solarspeichers kombiniere.

Andere Systeme fokussieren wiederum auf die netzunabhängige Versorgung, zum einen stationär zum festen Einbau, zum anderen als mobile Lösung, die immer dann zum Einsatz kommt, wenn eine transportable Energiequelle benötigt wird. Die Hersteller nennen naturgemäß weniger Anwendungen in Deutschland, sondern beispielsweise in Afrika, wie Sustainable Solar Systems. Eine Ausnahme ist ein Projekt des Projektentwicklers Abo Wind, der mithilfe eines Rolls-Royce-Speichers ein Dieselaggregat in der Abfallentsorgung des Kreises Kassel ersetzte, das ebenfalls im Inselbetrieb laufen kann. Andere Einträge führen Inseln und abgelegene Betriebe an, wo die Speicher ebenfalls dazu dienen, den Verbrauch von Dieselgeneratoren zu reduzieren oder sie ganz zu ersetzen. So hat Socomec beispielsweise für die französische Energieregulierungskommission kombinierte Photovoltaik-Speicherkraftwerke auf den Inseln Mayotte, La Réunion und Guadeloupe errichtet. Tesvolt optimierte den Einsatz eines Dieselgenerators auf der Insel Selsøyvær in Norwegen, der dort eine Fischfarm mit Strom versorgt.

Ein Sonderfall sind autarke Wohnquartiere in unseren Regionen. Hier ist ein Netzanschluss zwar möglich oder sogar vorhanden, trotzdem wird darauf verzichtet, ihn zu nutzen. Oft ist das Ziel zu zeigen, wie sich in einer abgeschlossenen Struktur Lasten und Erzeugung so steuern lassen, dass eine rein dezentrale und möglichst CO_2-neutrale Versorgung möglich ist. Ecocoach hat in der Schweiz bereits zwei solche Quartiere und ein Mehrfamilienhaus ausgestattet. Das Unternehmen geht mit seiner Software dort über das reine Energiemanagement hinaus und setzt gleichzeitig ein Messkonzept um, das eine Verwaltung und Abrechnung der komplizierten Energieströme erlaubt. In Deutschland ist Rolls-Royce an der Erprobung eines unabhängigen Energienetzes beteiligt (Projektbeispiel Seite 29).

Auch mobile Off-Grid-Speicher haben Vorteile, die über die Bereitstellung umweltfreundlich erzeugten Stroms hinausgehen. Wie das Beispiel von Autarctech (Projektbeispiel Seite 30) anschaulich zeigt, vermeidet der Speicher Lärm und Abgase.

Speicher für Netzdienstleistungen und Ausschreibungen

Ein Treiber für besonders große Speicher war in den letzten Jahren die Nachfrage nach Netzdienstleistungen, wie der Primärregelleistung. 60 Produkte in unserer Übersicht sind dafür nach Herstellerangaben geeignet, weitere 60 können es optional. Darüber hinaus werden einige Speicher als geeignet für Sekundärregelleistung und den Intraday-Handel beworben. Die Präqualifikation für die Sekundärregelleistung ist eine der Voraussetzungen, um mit der Kombination aus Photovoltaikkraftwerk und Speicher an Innovationsausschreibungen teilzunehmen, die den Speichermarkt in diesem Segment deutlich beleben dürften. Aber selbst, wenn die Präqualifikation

erfolgreich war, sei der Einsatz des Speichers im Intraday-Handel und für die Lieferung von Strom im Rahmen von PPAs wirtschaftlicher, wie Maxsolar in einem pv magazine Webinar am 25. Februar erläuterte (ab Seite 40).

Eine Entwicklung, die in diesem Zusammenhang immer interessanter werden dürfte, ist die preisgünstige Beschaffung von Batteriemodulen. So bietet beispielsweise Smartpower die Verwendung von Second-Life-Batterien an, die nach dem Einsatz in Fahrzeugen mit Restkapazitäten von 80 Prozent ausgemustert werden, aber in stationären Speichern weiterhin gute Dienste leisten könnten. Smartpower gibt die Preise für Second-Life-Speicher um 50 Euro pro Kilowattstunde niedriger an als für die eigenen Speicher mit neuen Modulen. Eine Abwandlung des Modells betreiben The Mobility House und Fenecon mit sogenannten First-Use-Speichern. Dabei wird der Großspeicher mit Fahrzeugbatterien ausgestattet, die bereits produziert wurden und als Ersatzteil für die spätere Verwendung im Fahrzeug vorgesehen sind. Um in dieser Zeit eine Degradation zu verhindern und den Speicherplatz sinnvoll zu nutzen, werden sie in stationären Anwendungen schonend geladen und entladen.

„Darüber hinaus werden einige Speicher als geeignet für Sekundärregelleistung und Intraday-Handel beworben."

Erste und zweite Nutzung

Eine Herausforderung bei Second-Life-Batterien ist, dass sie durch die Alterung leicht unterschiedliche elektrische Eigenschaften haben und „gematched" werden müssen. Der Batteriewechselrichter von STABL Energy, ein weiterer Neuzugang auf der Liste, macht nach Firmenaussage künftig Matching und aktives Balancing überflüssig. Der modulare Multilevel-Wechselrichter erzeugt die Sinuskurve durch das Zu- und Abschalten von Batteriemodulen.

Die Software für die Steuerung der elektronischen Schalter, die die Batterien an- und ausschalten, übernimmt dabei das Balancing gleich mit, erklärt Mitgründer und Managing Director Nam Truong. Ziel der Entwicklung sei ursprünglich gewesen, einen Batteriewechselrichter zu produzieren, der mit niedriger Spannung arbeitet und dadurch leichter zu warten ist. Inzwischen sei das Interesse an der Balancing-Funktionalität aber deutlich gestiegen. Das kommerzielle Produkt steht laut Truong unmittelbar vor der Zertifizierung.

Cornelia Lichner

Anzeige

Foto: E3/DC

Foto: H. Gotthalmseder/Xelectrix Power

E3/DC: Lastverschiebung bei hohem Strombedarf außerhalb der Sonnenzeiten

Thomas Kuck ist Land- und Energiewirt in der Eifel. Im vergangenen Jahr baute er einen neuen Stall mit Liegeplätzen für seine 160 Kühe – und mit viel Platz für eine zweite Solarstromanlage, nachdem er 2009 schon eine Anlage zur Volleinspeisung ins Stromnetz installiert hatte. Doch nun nutzt er den Solarstrom zum größten Teil selbst. Von den zu erwartenden 61.000 Kilowattstunden Solarstrom jährlich wird er nach einer Prognose seines Installationsbetriebes etwa 65 Prozent selbst verbrauchen und damit übers Jahr rund 80 Prozent seines jährlichen Strombedarfs decken.

Ab 6:30 Uhr werden die Kühe das erste Mal gemolken. Das Melken dauert rund zwei Stunden. Die Milch wird auf vier Grad heruntergekühlt, anschließend muss die Melkanlage gereinigt werden. Dieser letzte Schritt ist besonders energieintensiv, da das Wasser mit Starkstrom auf 70 Grad erhitzt wird. Gegen 17:30 Uhr beginnt der Prozess beim zweiten Melken erneut. Der Strombedarf insgesamt beträgt 46.000 Kilowattstunden.

Da seine Lastverlaufskurve gerade außerhalb der Sonnenstunden besonders hohe Spitzen hat, installierte das Installationsteam von Guido Harperscheidt vier Geräte der PRO-Serie von E3/DCs Hauskraftwerk S10 mit einer Gesamtspeicherkapazität von 78 Kilowattstunden, das einen Großteil der täglichen Erzeugung einspeichert. Diese Systeme bieten laut Hersteller auch eine dreiphasige Notstromversorgung, was für Kuck ein wichtiger zusätzlicher Nutzen ist. Denn seine Molkerei verlange, dass er jederzeit melken und die Milch kühlen kann. Dafür kann Kuck eine Mindestreserve bestimmen, die in den Akkus vorgehalten wird. Die hohe Ausgangsleistung des Speichersystems erlaube die Versorgung der Melkanlage auch während der Lastspitzen von 25 Kilowatt. Seit April 2020 ist die neue Solaranlage mit Speichersystem in Betrieb und soll die Zahlungen an den Stromversorger von 11.000 Euro auf nur noch 2.200 Euro reduzieren.

Wie beliebt gerade dieses Geschäftsmodell ist, zeigt sich auch in unserer Übersichtstabelle. Fenecon und KW Projekt und Handel stellen dort ähnliche Referenzprojekte vor.

Xelectrix: Ultra-Schnellladung und Lastspitzenkappung mit bis zu 150 Kilowatt

Fünf Lagerhallen im österreichischen Mettmach zwischen Passau und Salzburg tragen Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von insgesamt einem Megawattpeak und versorgen einen Gewerbepark mit sauberem Strom. Die Gewerbeflächen sind vermietet und werden über eine Wärmepumpe beheizt. Zusätzlich hat der Eigentümer Herbert Gotthalmseder zwei Ultra-Schnellladestationen installieren lassen. Ultraschnell heißt in diesem Fall mit 150 Kilowatt Leistung. Selbst Lkw und Reisebusse benötigen zum Aufladen nur wenige Minuten.

Damit bei dieser hohen Leistung der Netzanschluss nicht überlastet wird, hat das Unternehmen Xelectrix einen seiner Batteriespeicher des Typs Power Box installiert, der im Endausbau eine Kapazität von 1.000 Kilowattstunden und eine Leistung von 250 Kilowatt hat. Das Gerät speichert den Solarstrom, der während des Tages nicht direkt genutzt wird, und stellt ihn in den Morgen- und Abendstunden zur Verfügung. Die durch das Schnellladen entstehenden Lastspitzen können gemeinsam von der Photovoltaikanlage und dem Speicher reduziert werden. Somit sei nur ein relativ gesehen schwacher Netzanschluss nötig, der für die Ultra-Schnellladung ansonsten nicht ausreichend wäre, berichtet der Hersteller. Zusätzlich könne die Notstromfunktion den Gewerbepark bei einem Stromausfall als ein Inselsystem betreiben. Die Solaranlage kann weiterlaufen und selbst die Schnellladung von Pkw oder Lkw ist weiterhin möglich.

Foto: Rolls-Royce

Rolls-Royce: Großspeicher bildet das Zentrum einer Energiegemeinde

Den „Zappelstrom“ der erneuerbaren Energien im Auge zu behalten und auszugleichen, ist für Verteilnetzbetreiber nicht einfach und mündet oft in der Notwendigkeit, das Netz auszubauen. Helfen könnte es, bestimmte Bereiche im Netz als Einheit zu betrachten, in der zunächst einmal intern Erzeugung und Nachfrage abgeglichen werden. Solch ein bestimmter Bereich soll die „Energiegemeinde“ sein, die vom Netzbetreiber Avacon Netz in den nächsten drei Jahren in Twistringen in Niedersachsen getestet wird.

Rolls-Royce hat dafür einen 20-Fuß-Container-Batterie-Energiespeicher der Marke mtu geliefert, wie die früheren Qinous-Speicher heute heißen. Rolls-Royce hat im Sommer 2020 die Mehrheit an dem ehemaligen Start-up übernommen. Hauptaufgabe des Batteriespeichers werde es sein, den Ausgleich zu schaffen zwischen der ungleichmäßig anfallenden Ökostromerzeugung vor Ort und dem Verbrauch von Haushalten und Betrieben innerhalb des Ortsnetzes, berichtet Rolls-Royce. Wenn das Projekt in wenigen Wochen offiziell startet, würden freiwillige Teilnehmer aus der Region in das lokale Energiesystem eingebunden, um sich über eine Steuerungsplattform mit möglichst viel lokal erzeugtem Strom zu versorgen.

In dem Feldtest werden verschiedene Fälle erprobt, darunter die Steuerung von flexiblen Verbrauchern wie Wärmepumpen, Nachtspeicheröfen und Heimspeichern für einen weitgehenden Inselbetrieb der Energiegemeinde, dann die Bereitstellung von Leistung für das vorgelagerte Netz und paketbasierte Energielieferung, um das vorgelagerte Netz in Schwachlastzeiten besser auszunutzen und in Zeiten hoher Beanspruchung zu entlasten.

Eine tatsächlich autark mit erneuerbarem Strom versorgte Gemeinde in Schweden stellt übrigens auch Enerox vor.

Anzeige

Wir suchen ab sofort Verstärkung für unser Team

... und haben viel zu bieten

/ Abwechslungsreiche und fordernde Aufgaben, dabei Freiräume bei der Bearbeitung und flexibles Zeitmanagement in einer Zukunftsbranche
/ Sicherer Arbeitsplatz mit Möglichkeiten zum Home-Office mit sehr guter Ausrüstung
/ Vor Ort gehören Leistungen wie Gratisgetränke, Bio-Obstkorb, kostenlose Parkplätze bzw. 5 Minuten zur S-Bahn oder ein Zuschuss für das Mittagessen bei uns dazu
/ Wir begleiten Dich bei Deiner fachlichen Entwicklung
/ Wir unterstützen Dich tatkräftig beim Thema Altersvorsorge

Mitarbeiter im technischen Innendienst {m/w/d}

Das sind Deine Aufgaben

/ Du übernimmst die eigenständige Bearbeitung und Beratung von Kundenanfragen und überzeugst mit Deinem technischen Wissen – gelegentlich auch vor Ort
/ In dieser Position bist Du auch zuständig für die Erstellung und Kalkulation von Angeboten
/ Selbstständiges Koordinieren der technischen Klärung zwischen Kunden und verschiedenen Abteilungen gehört ebenfalls zu den Tätigkeiten

Mitarbeiter im Außendienst {m/w/d}

Das sind Deine Aufgaben

/ Neukundengewinnung und Aufbau von langfristigen Kundenbeziehungen als kompetenter Ansprechpartner mit lösungsorientierter Beratung am Telefon, per Videocall und vor Ort.
/ Angebotsunterbreitung von spezifischen Lösungen und darüber hinaus Verantwortung für das Erreichen der Umsatz- und Deckungsbeitragsziele
/ Verstärkung sowie Ausbau der Marktpräsenz und Repräsentation der Marke K2 bei Kundenveranstaltungen

Alle weiteren Informationen und was du für die Stellen mitbringen solltest, findest du unter: k2-systems.com/jobs

Haben wir Dein Interesse geweckt? Bitte sende uns Deine vollständigen Bewerbungsunterlagen unter Angabe des frühestmöglichen Eintrittstermins sowie der Gehaltsvorstellung an:
Thorsten Leiff · personal@k2-systems.de · 07159 42059 -139

k2-systems.com

Foto: Tesvolt

Tesvolt: Ladung von Elektrobussen mit Solarstrom über Nacht

Gemeinsam mit seinem Vater Lutz betreibt Mario König von Bad Langensalza aus das Busunternehmen Salza Tours. Mit 40 Mitarbeitern und 20 Bussen stellt das Familienunternehmen Fahrdienstleistungen im öffentlichen Nahverkehr und im Reiseverkehr bereit. Auch wenn einige Busse quer durch Europa fahren, liegt der Schwerpunkt dabei im Unstrut-Hainich-Kreis. 2016 schaffte sich der Unternehmer mit Unterstützung vom Land Thüringen die ersten Elektrobusse an. Zunächst zwei Stadtbusse SILEO S10 mit einer Batteriekapazität von 200 Kilowattstunden, später kam ein SILEO S12 mit 220 Kilowattstunden für den Überlandverkehr hinzu. Allerdings kosten Elektrofahrzeuge in der Anschaffung noch etwa das Doppelte von Dieselfahrzeugen. Da lag es nahe, so viel Stromkosten wie möglich zu sparen.

Allerdings produziert die neue Photovoltaikanlage nur tagsüber Strom. Die Busse laden aber über Nacht in der Garage. Deshalb rüstete der Installationsbetrieb Koch Kommt Elektrotechnik die drei Ladestationen mit Batteriespeichern von Tesvolt vom Typ TS HV 70 aus. Zusammen haben die Speicher einen Energieinhalt von 460 Kilowattstunden und eine Entladeleistung pro Ladestation von 75 Kilowatt. Sie wären aber bei entsprechender Konfiguration auch in der Lage, vollständig innerhalb einer Stunde mit 1C zu laden oder zu entladen, schreibt der Hersteller. Durch den Speicher kann Salza Tours nicht nur die beiden Stadtbusse mit Solarstrom fahren lassen; mit einer Zwischenladung am Vormittag fährt auch der S12 im Überlandverkehr den ganzen Tag CO_2-frei.

Foto: Autarctech

Autarctech: Mobiler Speicher für Schwimmbagger

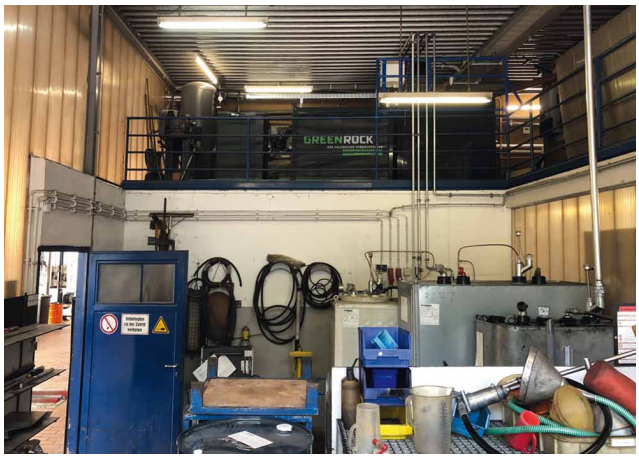
Das Wasserwirtschaftsamt Ansbach in Franken benötigt auf dem Brombachsee einen Schwimmkran. Er wird mehrmals im Jahr eingesetzt, um die Wehre, Kanäle und Überleiter des Stausees zu reinigen. Von dort starten Taucher, die in bis zu 30 Meter Tiefe Gestrüpp, Algen und angeschwemmtes Material entfernen. Der Kran hebt das gesammelte Material aus dem Wasser und die Teile der Wehre, die für Wartungsarbeiten an Deck gehoben und nach der Überarbeitung wieder abgesenkt werden. Bisher wurde zur Stromversorgung ein Benzinaggregat auf der Plattform benutzt, das Lärm und Gestank verursachte. Stattdessen wird seit August 2020 nun der „Li-Rack"-Outdoorspeicher von Autarctech eingesetzt.

Er befindet sich in einem Gehäuseschrank, der für den Einsatz im Freien ausgelegt ist. In dem Schrank befinden sich die Wechselrichter sowie der Speicher, mit dem sich ein dreiphasiges Netz aufbauen lässt. Über Standardsteckdosen lassen sich Elektrogeräte anschließen. Eine Drehstromsteckdose liefert Strom mit 400 Volt und bis zu 32 Ampere. Es wurde auch eine kleine Gleichstromsteckdose mit 12 Volt und 120 Watt für die Schiffsbeleuchtung integriert. Als weitere Einsatzmöglichkeiten des Speichers seien die Verwendung bei Feuerwehreinsätzen, auf Baustellen und Festen geplant, berichtet Matthias Bäuerle, Geschäftsführer von Autarctech. „Einen Generator müssen Sie ständig laufen lassen, auch wenn Sie nur ab und zu Strom benötigen. Den Batteriespeicher können Sie dagegen vorab aus dem Netz oder zwischendurch an einem Generator oder aus erneuerbaren Quellen aufladen und dann wieder lange Zeit geräuschlos nutzen."

Autorin: Cornelia Lichner, nach Vorlagen in der pv magazine Marktübersicht (Seite 22)

Weitere Projekte, die die teilnehmenden Unternehmen in unserer Marktübersicht vorgestellt haben und die Sie online finden, sind beispielsweise: Solarstromnutzung im Sägewerk (Solarwatt), eine Mühle im Inselbetrieb (Autarctech), Inselbetrieb für die Landwirtschaft in den Alpen (Bluesky Energy), Lastspitzenkappung und Netzdienstleistungen in der Johan Cruijff Arena (Eaton), autarke Quartiere (Ecocoach), Supermarkt mit PV/Speicher/Ladesäulen (Energy Project Solutions), Speicher für kommunales Mikronetz in Schweden (Enerox), Smartgrid auf dem Testgelände ACRRES in den Niederlanden (Jena-Batteries), Peak-Shaving-Projekt für eine Bäckerei (Refu Elektronik), klimaschonende Textilproduktion in Costa Rica (Rolls-Royce), Off-Grid-Solarsysteme in der Demokratischen Republik Kongo (Sustainable Solar Systems), Notstrom für Geflügelhof (Varta Storage), Energieautonomes Weingut (Vela Solaris), Vorladespeicher für Ladesäulen (Vensys).

Foto: Bluesky



Bluesky: Lkw-Werkstatt nutzt Salzwasserspeicher in Zwischenetage

Die Lkw-Werkstatt Bremsendienst Weber in Bad Oeynhausen hatte schon vor längerer Zeit eine 25-Kilowatt-Photovoltaikanlage installieren lassen. Im Jahr 2019 beauftragte sie die Installation eines Batteriespeichers und einer zweiten Photovoltaikanlage. Zusammen mit der ersten kommt der Betrieb jetzt auf eine installierte Leistung von 59,6 Kilowatt. Der Batteriespeicher hat eine Kapazität von 45 Kilowattstunden. Damit kann er den Eigenverbrauch erhöhen, da die Werkstatt teilweise auch nachts arbeitet.

Der Speicher steht nun in einer Zwischenetage der Werkstatt (siehe Foto), darunter in der offenen Halle befindet sich das Öllager. „Im Zwischengeschoss konnten die strengen Brandschutzbedingungen nicht eingehalten werden, die für Lithium-Ionen-Batterien notwendig sind“, sagt Nico Knodel, Vertriebsingenieur von Bluesky, der das System in einem pv magazine Webinar am 23. Februar vorstellte. Das sei einer der Gründe, warum sich der Betrieb für den Salzwasserspeicher des Unternehmens entschieden habe.

Die Investitionssumme habe ohne Installation 42.750 Euro betragen, so Knodel. Damals schoss das Förderprogramm in Nordrhein-Westfalen die Hälfte der Investitionssumme zu. Heute wären es noch 150 Euro pro Kilowattstunde, also 6.750 Euro. Lastspitzenkappung, für die hohe Leistungen notwendig sind, spielt in dieser Anwendung keine Rolle, sodass der Salzwasserspeicher, der eine C-Rate von 0,2 hat und daher maximal mit neun Kilowatt entladen kann, ohne zusätzlichen Lithium-Titanoxid-Speicher, den Bluesky inzwischen in Kombination anbietet, die Anforderungen der Werkstatt erfülle.

Wirtschaftlich werde das System dadurch, dass es auch das Notstromaggregat ersetzen würde, erklärt der Vertriebsingenieur. Abgesehen davon, dass bei einem Stromausfall weitergearbeitet werden könne, sei das wichtig, um dann die Hebebühnen herunterfahren zu können.

Anzeige

ads-tec Energy

5 Minuten laden.
100 km Reichweite.

NEU:
Ultra-Schnellladen
im leistungs-begrenzten Stromnetz

HPC Booster

High Power Charging jetzt ohne teuren Netzausbau

www.ads-tec.de/hpc
Beratung unter:
+49 7022 2522-201

Gewerbe- und Großspeicher

Anbieter	Produkt					Leistungen des Anbieters									Sonstiges	
Name	Bezeichnung des Speichersystems, der Speicher-Komponente oder der Dienstleistung	Ausführung standardisiert	Ausführung projektspezifisch	Entladeleistung [kW]	Nenn-Batteriekapazität [kWh]	Fertigung Batteriezellen	Fertigung Batterien	Fertigung Batterie-management-Systeme	Fertigung Batteriewechselrichter	Fertigung Energiemanage-ment-Systeme (Hardware)	Programmierung Energiema-nagement-Systeme (Software)	Fertigung Batterie-Komplett-systeme (Systemintegrator)	EPC-Dienstleistungen für Batteriespeicher-Projekte	Betriebsführung von Batteriesystemen	Preisinformationen vorhanden	Angaben zu Beispielprojekt vorhanden
ABO Wind	Batteriespeicher und erneuerba-re Energieprojekte		x	500 - 50k	500 - 50k	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	x
ads-tec Energy	StoraXe SRS2019	x		20	19	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	-
	StoraXe SRS2028	x		20	28	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	-
	StoraXe SRS2047	x		20	47	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	-
	StoraXe SRS0054	x	x	var.	54	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	-
	StoraXe SRS0075	x	x	var.	75	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	-
	StoraXe SRS0112	x	x	var.	112	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	-
	StoraXe PowerBooster GSS1212	x		100	120	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	-
	StoraXe PowerBooster GSS2824	x		280	240	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	-
	StoraXe HPC	x	x	320	140	-	x	x	x	-	-	x	-	x	-	-
ASD Automatic Storage Device	PACADU-Flex 30-16		x	16	30	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	PACADU-Flex 60-36		x	36	60	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	PACADU-Flex 120-36		x	36	120	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	PACADU-Flex 90-55		x	55	90	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	PACADU-Flex 180-55		x	55	180	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	PACADU-Flex 135-80		x	80	135	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	PACADU-Flex 270-80		x	80	270	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	PACADU-Flex 200-120		x	120	200	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	PACADU-Flex 400-120		x	120	400	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	-
AutarcTech	LiRack Speicher & Anpassung	x	x	9,6 - 33,6	22,4 - 336	-	x	x	-	-	x	x	x	x	x	x
	OutdoorLiRack 22.4	x	x	0-16,8	22,4	-	x	x	-	-	x	x	x	x	x	x
Autarxia Infrastruktur-systeme	ereneo storage grid S30-3x7,2	x		0-8	37,8	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x
	ereneo storage grid S41-3x7,2	x		0 - 9,8	45,9	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x
	ereneo storage grid S48-3x12	x		0 - 12	59,4	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x
	ereneo storage grid S61-3x12	x		0 - 12	75,6	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x
	ereneo storage grid S83-3x12	x		0 - 12	91,8	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x
	ereneo storage grid S97-3x12	x		0 - 12	108	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x
AXITEC Energy	AXIstorage Li 10S Multicluster	x		bis 22	10 - 120	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BayWa r.e. Solar Energy Systems	BYD Commercial C 130	x		- 88	131	-	-	-	-	-	x	-	x	x	-	-
	BYD Commercial C 230	x		- 88	232	-	-	-	-	-	x	-	x	x	-	-

Marktübersicht mittlere und große Batteriespeicher

Auszug aus der pv magazine Onlinedatenbank „Große Batteriespeicher“. Die Marktübersicht erfasst Hersteller von Komponenten (rosa), standardisierten Komplettsystemen (grün), Hybridwechselrichtern (blau), die mit verschiedenen Speichern kompatibel sind, und EPCs (gelb), die Projekte fallweise nach Kundenanforderungen konfigurieren. Sie basiert auf Herstellerangaben. Die Einträge der Unternehmen wurden im Februar 2021 auf den neuesten Stand gebracht.

Die vollständige Übersicht finden Sie online unter: **www.pv-magazine.de/marktuebersichten/grosse-batteriespeicher/**

Die Online-Datenbank enthält unter anderem **zusätzliche Bemerkungen der Hersteller zu ihren Angeboten, detaillierte Abfragen zu Lade- und Entladeleistungen, zu Funktionalitäten** (Erhöhung des Eigenverbrauchs, Lastspitzenkappung, Erzeugungsspitzenkappung, Notstromversorgung, Inselbetrieb, USV, Schnellladung von Elektrofahrzeugen, Primärregelenergie, Schwarzstart, Blindleistungsregulierung), zu den USPs aus Herstellersicht und zum Systemumfang.

Beim Systemumfang wurde abgefragt: Batterie, Batteriemanagementsystem, Batteriewechselrichter, Monitoringsystem, Energiemanagementsystem, Klimakontrollsystem, Brandschutzsystem, Erdungsanlage, Transformator, Mittelspannungsschaltanlage.

Die Firmen haben in der Onlinedatenbank die Möglichkeit, **Referenzprojekte** zu beschreiben und **Preisangaben** zu machen. Ob diese vorhanden sind, ist in den beiden letzten Spalten vermerkt.

Nahezu alle Einträge beziehen sich auf Lithium-Ionen-Batterien. **Folgende Firmen verwenden (auch) andere Technologien (siehe Online-Datenbank):** Autarxia Infrastruktursysteme (Natrium-Ionen), Bluesky (Natrium-Ionen), CMBlu Energy (org. Redox-Flow), Ecolyte (org. Redox-Flow), Enerox (Vanadium Redox Flow), ESS (eisenbasiertes Redox-Flow), JenaBatteries (organisches Redox-Flow), Primus Power (Zink-Brom-Flow), Smart Power (2nd Life), The Mobility House (2nd Life). Viele Wechselrichter sind außerdem mit mehreren Batterietechnologien kompatibel.

Anbieter	Produkt					Leistungen des Anbieters									Sonstiges	
Name	Bezeichnung des Speichersystems, der Speicher-Komponente oder der Dienstleistung	Ausführung standardisiert	Ausführung projektspezifisch	Entladeleistung [kW]	Nenn-Batteriekapazität [kWh]	Fertigung Batteriezellen	Fertigung Batterien	Fertigung Batterie-management-Systeme	Fertigung Batteriewechselrichter	Fertigung Energiemanage-ment-Systeme (Hardware)	Programmierung Energiema-nagement-Systeme (Software)	Fertigung Batterie-Komplett-systeme (Systemintegrator)	EPC-Dienstleistungen für Batteriespeicher-Projekte	Betriebsführung von Batteriesystemen	Preisinformationen vorhanden	Angaben zu Beispielprojekt vorhanden
BayWa r.e. Solar Energy Systems	Intilion Scale-Bloc	x		25 - 68,5	68,5	-	-	-	-	-	x	-	x	x	-	x
	Riello SPS HE USV-Speicher	x		100 - 800	102 skal.	-	-	-	-	-	x	-	x	x	x	-
	RIELLO SPS-HE 100 bis 800	x		var.	25 ,- X x 25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x
	VARTA Flex Storage E 36 / 75	x		bis 36	75 ,- X x 75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VARTA Flex Storage E 80 /150	x		bis 80	150 ,- X x 75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VARTA Flex Storage E 120 /300	x		bis 120	300 ,- X x 75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	X x SMA Si 8.0 mit X x BYD LVL 15.4	x		bis 216	13,8 ,-X x 13,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BECK Automation	BECK BESS electrified by BMW i.	x	x	8, 18, 27	22, 33, 42	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	-
	BECK BESS electrified by BMW i.	x	x	max. 60	33 - 84	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	-
	BECK BESS electrified by BMW i.	x	x	max. 120	84 - 168	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	-
	BECK BESS electrified by BMW i.		x	max. 720	336 - 1500	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	-
BlueSky Energy	GREENROCK Business	x		7,2 - 72	30 - 270	x	x	x	-	-	x	x	-	x	x	x
	Vigos - der Outdoor Stromspei-cher	x		24 - 48	18 - 96	-	-	x	-	-	x	x	-	x	x	x
BMZ	ESS 7.0 Multicluster	x	x	- 24	7 - 80	-	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-
	ESS 9.0 Multicluster	x	x	- 25	8,5 - 102	-	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-
	ESS X Multicluster	x	x	- 26	10 - 120	-	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-
BYD	Premium LVS	x		3,3 - 12,8	4 - 256	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-
	Premium LVL	x		12,8 - 819	15,4 - 983	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-
	Premium HVS	x		5,1 - 25,6	5,1 - 38,4	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-
	Premium HVM	x		7,65 - 20,45	8,28 - 66,24	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-
	Battery Box Commercial	x		109 - 194,4	131 - 233	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-
Commeo	Commeo Longlife	x	x	- 160/Rack	4,45 - 66,8/ Rack	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	
	Commeo Energy	x	x	- 110/Rack	7,1- 106,5/ Rack	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	
	Commeo Power	x	x	- 153/Rack	1,1 - 52,8/ Rack	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	
	Commeo 48 V	x	x	- 10	1,41 - 67,7/ Rack	-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	
CMBlu Energy	Stationäre Großstromspeicher	x	x	200 - 100	50 - 400	x	x	x	-	-	-	x	-	x	-	-
E3/DC	Hauskraftwerk S10 E PRO	x		12	32,5 -39	-	-	x	x	x	x	x	-	-	-	-
	Quattroporte 2x MAX XXL	x		9	52	-	-	x	x	x	x	x	-	-	-	-
	Quattroporte 3x MAX XXL	x		13,5	78	-	-	x	x	x	x	x	-	-	-	-
Eaton	xStorage Compact 20/50	x	x	0 - 20	50 - 150	-	x	x	x	x	x	x	-	x	-	x
	xStorage Compact 40/50	x	x	0 - 40	50 - 150	-	x	x	x	x	x	x	-	x	-	x
	xStorage Compact 40/100	x	x	0 - 40	50 - 150	-	x	x	x	x	x	x	-	x	-	x
	xStorage Compact 40/150	x	x	0 - 40	50 - 150	-	x	x	x	x	x	x	-	x	-	x
ecocoach	ecoBatterySystem T 26kWh	x	x	13	26-260	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
	ecoBatterySystem T 39kWh	x	x	19,5	39-260	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
	ecoBatterySystem T 52kWh	x	x	24	52-260	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
	ecoBatterySystem T 65kWh	x	x	24	65-260	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
	ecoBatterySystem T 130kWh	x	x	48	130-260	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
	ecoBatterySystem T 195kWh	x	x	72	195-260	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
	ecoBatterySystem T 260kWh	x	x	96	260	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
	ecoBatterySystem S 26kWh	x	x	13	26-130	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
	ecoBatterySystem S 39kWh	x	x	19,5	39-130	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
	ecoBatterySystem S 52kWh	x	x	24	52-130	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
	ecoBatterySystem S 65kWh	x	x	24	65-130	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x

Gewerbe- und Großspeicher

Anbieter	Produkt					Leistungen des Anbieters									Sonstiges	
Name	Bezeichnung des Speichersystems, der Speicher-Komponente oder der Dienstleistung	Ausführung standardisiert	Ausführung projektspezifisch	Entladeleistung [kW]	Nenn-Batteriekapazität [kWh]	Fertigung Batteriezellen	Fertigung Batterien	Fertigung Batterie-management-Systeme	Fertigung Batteriewechselrichter	Fertigung Energiemanage-ment-Systeme (Hardware)	Programmierung Energiema-nagement-Systeme (Software)	Fertigung Batterie-Komplett-systeme (Systemintegrator)	EPC-Dienstleistungen für Batteriespeicher-Projekte	Betriebsführung von Batteriesystemen	Preisinformationen vorhanden	Angaben zu Beispielprojekt vorhanden
ecocoach	ecoBatterySystem S 130kWh	x	x	48	130	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-	x
ECOLYTE in Gründung	Elektrolyt aus Vanillin			10 – 40	10 – 5000	-							x	x	-	-
EnBW Energie Baden-Württemberg	Batteriesystemlösungen		x	var.	var.	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-
Energy Project Solutions	Energy Project	x	x	30 - 10k	30 - 10k	-	-	-	-	-	x	-	x	x	-	x
Enerox (CellCube)	CellCube FB250-1000	x	x	0 - 500	1000	x	x	x	-	-	-	x	-	-	x	x
	CellCube FB500-2000	x	x	0 - 1k	2000	x	x	x	-	-	-	x	-	-	x	x
	CellCube FB250-1500	x	x	0 - 500	1500	x	x	x	-	-	-	x	-	-	x	x
	CellCube FB250-2000	x	x	0 - 350	2000	x	x	x	-	-	-	x	-	-	x	x
ESS Inc	Energy Warehouse	x	x	33-100	0-400	-	x	x	-	x	-	x	x	-	-	x
ET SolarPower	ET EnergieS 40	x	x	9	41	-	x	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	ET EnergieS 60	x	x	12	62	-	x	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	ET EnergieS 80	x	x	18	82	-	x	x	-	-	x	x	x	x	x	-
	ET EnergieS 120	x	x	20	124	-	x	x	-	-	x	x	x	x	x	-
Fenecon	FENECON Commercial 30	x		30 - 90	31,5-357	-	-	-	-	-	x	x	-	-	x	-
	FENECON Commercial 50	x		50 - 250	70-1400	-	-	-	-	-	x	x	-	-	x	-
	BYD Commercial	x		88 - 528	131-1398	-	-	-	-	-	x	x	-	-	x	-
	FENECON Industrial REFU-BMW	x	x	88 - 704	82-3936	-	-	-	-	-	x	x	x	-	x	-
	FENECON Industrial KACO-BMW	x	x	92 - 368	74-592	-	-	-	-	-	x	x	x	-	x	-
Fluence Energy	Gridstack		x	> 2 MW	>2MWh	-	-	-	-	-	x	x	x	-	-	-
Gustav Klein	AIC 3890 (Batteriewechsel-richter)	x		500		-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	x
Hitachi ABB Power Grids - Grid Edge Solutions	PowerStoreTM Modular	x	x	> 1 MW	var.	-	-	-	x	x	x	x	-	-	-	x
	PowerStoreTM Integrated	x		125 - 500	280 - 812	-	-	-	x	x	x	x	-	-	-	x
Hitachi ABB Power Grids - Grid Edge Solutions	PQStorI (Batteriewechselrichter)	x		30 - 1,6k	var.	-	-	-	x	-	-	x	-	-	-	x
Hitachi ABB Power Grids - Grid Edge Solutions	PQpluS	x		30 - 1,6k	64 - 1.600	-	-	-	x	-	x	x	-	-	-	x
IBC SOLAR	SMA SI - BYD B-Box LVL	x	x	9,9 - 180	30 - 690	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-
	SMA Commercial TS70	x	x	60-75	67 - 3040	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-
	BYD REFU 88k C130	x	x	88	131	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-
	BYD REFU 88k C230	x	x	88	233	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-
	Victron - BYD	x	x	10-200	30-500	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-
	INTILION scalebloc 25 „energy“	x	x	25	68,5	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-
	INTILION scalebloc 50 „power“	x	x	50	68,5	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-
	INTILION scalebloc 68,5 „power boos“	x	x	68,5	68,5	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-
IBC SOLAR	projektspezifisch	x	x	30 - 1k	30 - 1500	-	-	-	-	-	-	x	x	x	-	x
JenaBatteries	BASIS - Metallfreie Redox-Flow-Batt.	x	x	ab 100	ab 400	-	x	x	-	-	-	x	-	x	x	x
Jinko Power						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
KACO new energy	blueplanet gridsave 50.0 TL3-S variant B	x		50 - 0		-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-
	blueplanet gridsave 50.0 TL3-S variant M	x		50 - 0		-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-
	blueplanet gridsave 50.0 TL3-S variant L	x		50 - 0		-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-
	blueplanet gridsave 50.0 TL3-S variant XL	x		50 - 0		-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-
	blueplanet gridsave 92.0 TL3-S variant B	x		92 - 0		-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-

Anbieter	Produkt					Leistungen des Anbieters									Sonstiges	
Name	Bezeichnung des Speichersystems, der Speicher-Komponente oder der Dienstleistung	Ausführung standardisiert	Ausführung projektspezifisch	Entladeleistung [kW]	Nenn-Batteriekapazität [kWh]	Fertigung Batteriezellen	Fertigung Batterien	Fertigung Batterie-management-Systeme	Fertigung Batteriewechselrichter	Fertigung Energiemanage-ment-Systeme (Hardware)	Programmierung Energiema-nagement-Systeme (Software)	Fertigung Batterie-Komplett-systeme (Systemintegrator)	EPC-Dienstleistungen für Batteriespeicher-Projekte	Betriebsführung von Batteriesystemen	Preisinformationen vorhanden	Angaben zu Beispielprojekt vorhanden
KACO new energy	blueplanet gridsave 92.0 TL3-S variant L	x		92 - 0		-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-
	blueplanet gridsave 92.0 TL3-S variant XL	x		92 - 0		-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-
KW Projekt und Handel / Azzurro ZCS	Weco 5k3	x	x	var.	24 - 132	-	-	-	-	-	x	-	x	x	-	-
	Pylontech H48050	x	x	var.	9,8 - 57.6	-	-	-	-	-	x	-	x	x	-	-
KW Projekt und Handel / Azzurro ZCS	HYD10-20kW	x	x	0 - 20	9,8 - 132	-	-	-	-	-	x	-	x	x	-	-
	HYD5-8kW	x	x	0 - 8	9,8 - 66	-	-	-	-	-	x	-	x	x	-	-
neoom group	BLOKK	x	x	50-1200	104-3000	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x
	BLOKK Light	x	x	30	62	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x
Primus Power	EnergyPod	x		25	125	-	x	-	-	-	-	-	-	-	x	x
RCT Power	Power Storage DC Hybridinver-ter/Batterie	x	x	6 - 30	11,5 - 57,5	-	x	x	x	x	x	x	-	x	-	-
	Power Storage AC Hybridinver-ter/Batterie	x	x	6 - 30	11,5 - 57,5	-	x	x	x	x	x	x	-	x	-	-
REFU Elektronik	REFUstore 88K	x	x	0 - 88		-	-	-	x	x	x	-	-	-	-	x
	REFUstore 88K-preCharge	x	x	0 - 88		-	-	-	x	x	x	-	-	-	-	x
	REFUstore 50K	x	x	0 - 50		-	-	-	x	x	x	-	-	-	-	x
	REFUstore 50K-preCharge	x	x	0 - 50		-	-	-	x	x	x	-	-	-	-	-
Rolls-Royce Solutions Berlin	mtu EnergyPack QL	x	x	300 - 2k		-	-	-	-	-	x	x	-	-	-	x
	mtu EnergyPack QM	x	x	300 - 800		-	-	-	-	-	x	x	-	-	-	x
	mtu EnergyPack QS	x	x	40 - 400		-	-	-	-	-	x	x	-	-	-	x
smart1 solutions	smart1® EMS-Controller	x	x	1 - 1k	5 - 1.000	-	-	-	-	x	x	x	x	-	-	-
	smart1® Battery-Box	x	x	1 - 1k	5 - 1.000	-	-	-	-	x	x	x	x	-	-	-
	smart1® EASY Battery	x	x	1 - 1k	5 - 1.000	-	-	-	-	x	x	x	x	-	-	-
SMA Solar Technology	Sunny Central Storage ...	x	x	1,9k - 4,6k		-	-	-	x	x	x			x	-	-
Smart Power	Smart Power Cube	x		- 200	81-243	-	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x
	Industriespeicher SPS2 250-250	x		- 500	- 250	-	-	-	-	-	x	x	x	x	x	-
	Industriespeicher SPS2 1000-1000	x		- 2000	- 1.000	-	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x
Smart Power	Großspeicher SPS2 individual		x	- 2C	50.000	-	-	-	-	-	x	x	x	x	x	x
	Second Use System		x	- 1C	20.000	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	x
	Second Use Hybridsystem		x	- 1C	20.000	-	-	x	-	-	x	x	x	x	x	-
Socomec	SUNSYS PCS²			30 - 200		-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-
Socomec	SUNSYS STD	x	x	33 - 400	92 - 730	-	-	-	x	-	-	x	-	-	-	x
	SUNSYS MOBILE	x		200	330	-	-	-	x	-	-	x	-	-	-	x
Solar MD	Solar MD Lithium Ion Storage	x	x	var.	var.	-	x	x	-	x	x	x	-	x	x	-
	SS4037	x		k.A.		-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	x
	SS4074	x		k.A.		-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	x
Solar MD	Containerlösung		x	k.A.		-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	-
	Industrie & Hoch-Volt SS8008		x	k.A.		-	x	x	-	x	x	x	-	x	-	-
Solarwatt	MyReserve	x		0,9 bis 27	2,4 bis 72	-	x	x	x	x	x	x	-	-	-	x
Stabl Energy	Modulare Multilevel WR	x	x	> 67,5	> 30	-	-	-	x	-	-	-	-	-	x	x
Sungrow	ST68KWH-50HV	x		50	68	-	x	-	x	x	x	x	x	x	-	-
	ST2740KWH-2500HV-MV	x	x	2500	2740	-	x	-	x	x	x	x	x	x	-	x
	SC50HV	x		50		-	x	-	x	x	x	x	x	x	-	-
Sustainable Solar Systems	Sustain Compact		x	18 - 180	3.7 - 1036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	x

Anbieter	Produkt					Leistungen des Anbieters									Sonstiges	
Name	Bezeichnung des Speichersystems, der Speicher-Komponente oder der Dienstleistung	Ausführung standardisiert	Ausführung projektspezifisch	Entladeleistung [kW]	Nenn-Batteriekapazität [kWh]	Fertigung Batteriezellen	Fertigung Batterien	Fertigung Batterie-management-Systeme	Fertigung Batteriewechselrichter	Fertigung Energiemanage-ment-Systeme (Hardware)	Programmierung Energiema-nagement-Systeme (Software)	Fertigung Batterie-Komplett-systeme (Systemintegrator)	EPC-Dienstleistungen für Batteriespeicher-Projekte	Betriebsführung von Batteriesystemen	Preisinformationen vorhanden	Angaben zu Beispielprojekt vorhanden
Tesvolt	TS 48 Volt - 2 Module	x	x	9,6 (1C)	9,6	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TS 48 Volt - 40 Module	x	x	192 (1C)	192	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TS 48 Volt - 768 Module	x	x	3,69k (1C)	3686,4	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TS HV 70 - 14 Module	x	x	60	67,2	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TS HV 70 - 640 Module	x	x	3000	3072	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TS HV 70 - 1280 Module	x	x	6000	6144	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TS HV 70 OUTDOOR - 14 Module	x	x	60	67,2	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TS HV 70 OUTDOOR - 42 Module	x	x	180	201,6	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TS HV 70 OUTDOOR - 64 Module	x	x	300	307,2	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TS-I HV 80	x	x	75 - 300	76,8 - 307,2	-	-	x	-	-	x	x	-	-	-	x
	TS-I HV 80	x	x	300 - 1,5k	307,2 - 1.500	-	-	x	-	-	x	x	-	-	-	x
	TPS flex - 10 ft Container	x	x	67 - 134	72 - 144	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TPS flex - 20 ft Container	x	x	75 -210	144 bis 288	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TPS-E - 20 ft Container	x	x	- 1C	- 1,92 MWh	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TPS-E - 40 ft Container	x	x	- 1C	- 3,45 MWh	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
	TPS-E - 45 ft Container	x	x	- 1C	- 4,22 MWh	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	x
The Mobility House	ESS aus 1st, 2nd-life Fahrzeug-batterien	x	x	var.	var.	-	-	-	-	x	x	-	x	x	-	x
Varta Storage	VARTA flex storage E	x	x	36 - 600	75 - 1000	-	x	x	x	x	x	x	-	x	-	x
	VARTA flex storage P	x	x	36 - 600	52 - 1000	-	x	x	x	x	x	x	-	x	-	x
Vattenfall	Batterie-Energiespeichersystem	x	x	240-22k	264-20.000	-	-	-	-	-	x	-	x	x	-	x
Vela Solaris	Polysun, Simulationssoftware	x	x			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x
Vensys Elektrotechnik	VENCON Battery	x	x	50 - 10k	50 - 10k	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x	x
	VENCON Hybrid	x	x	50 - 10k	50 - 10k	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x	-
Wemag Projektgesellschaft	WBS (WEMAG Batterie Station)	x		250 - 2k	250 - 2k	-	-	-	-	-	x	x	-	x	x	x
Westenergie	Energiespeichersystem	x	x	50 - 60k+	50 - 60k+	-	-	-	-	-	x	-	x	x	x	-
xelectrix Power	XPB-W11 - Wall	x	x	11	20-40	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-W35 - Wall	x	x	35	40	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-P11 - Pro	x	x	11	20-120	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-P35 - Pro	x	x	35	40-120	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-B35 - Basic	x	x	35	40-140	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-B80 - Basic	x	x	80	80-140	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-U35-M10 - Unlimited	x	x	35	40-240	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-U80 -M10 - Unlimited	x	x	80	100-240	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-U150-M10 -Unlimited	x	x	150	140-240	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-U150-M20 -Unlimited	x	x	150	140-480	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-U250-M20 -Unlimited	x	x	250	240-480	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-U500-M20 -Unlimited	x	x	500	480	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-U250-M40 -Unlimited	x	x	250	240-1000	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-U500-M40 -Unlimited	x	x	500	480-1000	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-MX750-Unlimited	x	x	750		-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-MX1000-Unlimited	x	x	1000		-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x
	XPB-MB40 -Unlimited	x	x	var.	740-1200	-	x	x	x	x	x	-	x	-	-	x

Gewusst wie!

Geschäftsmodelle: Im noch kleinsten Sektor für Speicheranwendungen, dem Gewerbe, tut sich was. Im letzten Jahr wuchs die jährlich installierte Kapazität im Vergleich zum Vorjahr um 60 Prozent. Spricht man mit jenen Installateuren, die solche Anlagen verkaufen, wird eines besonders klar: Das Interesse für gewerbliche Speicher ist groß, doch die Gewerbebetriebe wissen oft nicht, wie sie Kapital aus den Anlagen schlagen können.

Für wen lohnt sich eigentlich ein Speicher und wie profitiert man aus einer solchen Investition? Im Heimbereich wird ein Speicher interessant, wenn damit die Eigenverbrauchsquote um einen bestimmten Prozentsatz gesteigert werden kann. Gerade bei neuen Anlagen, die nur wenig gefördert werden, oder zum Beispiel in Verbindung mit einem Elektroauto oder Wärmepumpen kann man so die hohen Netzstromkosten umgehen.

Doch bei gewerblichen Anlagen kommen gleich mehrere Faktoren zusammen, die der Wirtschaftlichkeit eines Speichers abträglich sind. Zum einen fällt die Hauptlast meist tagsüber an, also dann, wenn auch eine Photovoltaikanlage die Last auch ohne Speicher bereitstellen kann. Zum anderen zahlen die Betriebe weniger für ihren Strom als Haushalte. Im Durchschnitt 17 Cent pro Kilowattstunde, wobei einige Betriebe auch 20 Cent und mehr pro Kilowattstunde berappen müssen.

Und doch. „Wir bemerken ein fortlaufend größeres Interesse bei Unternehmern, einen Speicher in Betracht zu ziehen“, berichtet Wilhelm Flasche, langjähriger Spezialist für Gewerbespeicher bei B&W Energy, einem Installationsbetrieb aus Nordrhein-Westfalen, der in ganz Deutschland Projekte realisiert. Der Ingenieur berichtet von zwei bis drei qualifizierten Anfragen pro Woche, von denen ein steigender Anteil in die konkrete Umsetzung gehe. Damit steht Flasche nicht allein da. Auch andere Installateure, die pv magazine befragt hat, ob nun Großhändler und bekannter Projektierer, wie Baywa r.e. oder IBC, oder kleinere Unternehmen und Beratungsagenturen, alle berichten Ähnliches: Das Speichergeschäft für den Gewerbekunden läuft. Laut Recherche verzeichnen die Unternehmen etwa eineinhalb bis zweimal so viele Speicheranfragen aus dem Gewerbebereich als noch im Vorjahr.

Die Gewerbekunden, die bei Flasche und seinen Kollegen aufschlagen, wollen dem Speicher meist ihre hohen Netzentgelte vermeiden. Bei gewerblichen Stromverträgen wird ein Unterschied zwischen dem Arbeitspreis und dem Leistungspreis gemacht. Der Arbeitspreis liegt dabei häufig zwischen zwei und fünf Cent pro Kilowattstunde, der Leistungspreis hingegen liegt in regionaler Abhängigkeit bei 40 Euro bis 150 Euro pro Kilowatt.

Foto: BYD

Die Bäckerei Miedl entschied sich zwei Jahre nach dem Bau der Photovoltaikanlage noch für einen zusätzlichen Speicher. Photovoltaik allein reicht für die Lastspitzenkappung nicht aus.

10.000 Euro mit wenig Aufwand

Daraus ergibt sich das wahrscheinlich beliebteste Geschäftsmodell mit Gewerbespeichern, die Lastspitzenkappung. Bei 100 Euro pro Kilowatt schlägt eine Reduktion des Leistungspreises gewaltig zu Buche. Ein Beispiel: Beträgt der Arbeitspreis nicht unübliche zwei Cent pro Kilowattstunde und der Jahresverbrauch liegt bei 500.000 Kilowattstunden, so liegt der Arbeitspreis bei 10.000 Euro. Hinzu kommt nun der Leistungspreis. Wenn die Spitzenlast bei 2.000 Kilowatt liegt und der Leistungspreis bei 100 Euro, ergibt sich zusätzlich ein Leistungspreis von 200.000 Euro. Kann ein Unternehmen die Spitzenlast nur um 100 Kilowatt senken, sind das schon 10.000 Euro Ersparnis, pro Jahr.

So zum Beispiel bei der Bäckerei Miedl im Chiemgau. Neben der 163,9 Kilowatt Photovoltaikanlage auf dem Dach der Großbäckerei, die bereits 2018 installiert wurde, kam jetzt noch ein Speicher mit einer Kapazität von 131 Kilowattstunden hinzu. Bei einem Leistungspreis von 120 Euro pro Kilowatt liegen die jährlichen Ersparnisse bei einer Lastspitzenkappung von 75 Kilowatt bei rund 9.000 Euro. Damit sei der Regulationspunkt noch einigermaßen konservativ gewählt. Würde man den Punkt jedoch zu hoch ansetzen, kann es passieren, dass die Kapazität der Batterie nicht ausreicht, wenn die Lastspitze zu lange dauert. Dann fällt der Leistungspreis doch an. Maxsolar wird zusammen mit der Bäckerei analysieren, wo der optimale Regulierungspunkt zu wählen ist, um die Ersparnisse noch zu vergrößern.

Um den Bäcker zu überzeugen, analysierte der Projektentwickler Maxsolar zunächst den Lastgang aus den Jahren 2018 und 2019 und nutzte dazu die Daten vom Energieversorger. Dieser ist verpflichtet, sie in viertelstündlicher Granularität bereitzustellen, wenn ein Kunde mehr als 100.000 Kilowattstunden im Jahr verbraucht. Einige Speicheranbieter, wie in diesem Beispiel etwa BYD, bieten dazu ein Online-Tool an. Das kann mit der Excel-Datei, die der Betrieb vom Energieversorger erhält, gefüttert werden.

Wenn Gewerbetreibende skeptisch sind, kann es auch daran liegen, dass sie mit ungünstigen Auslegungen rechnen. „Hat ein Kunde eine 500-Kilowatt-Anlage auf dem Dach, glaubt er schnell, es wird ein ebenso großer Speicher für den Eigenverbrauch benötigt“, berichtet Andreas Lipphardt, Technical Sales Support for Gewerbelösungen beim Systemhaus IBC Solar. „Wenn ich mir aber den tatsächlichen Lastgang und die Lastspitzen des Unternehmens anschaue, komme ich meistens nur auf zwei bis drei Spitzen am Tag.“ Dafür reiche dann häufig auch ein kleinerer Speicher, „100 Kilowatt und eine halbe Stunde, zum Beispiel.“ Meistens sind effiziente Lösungen kostengünstiger, als man anfangs vermutet.

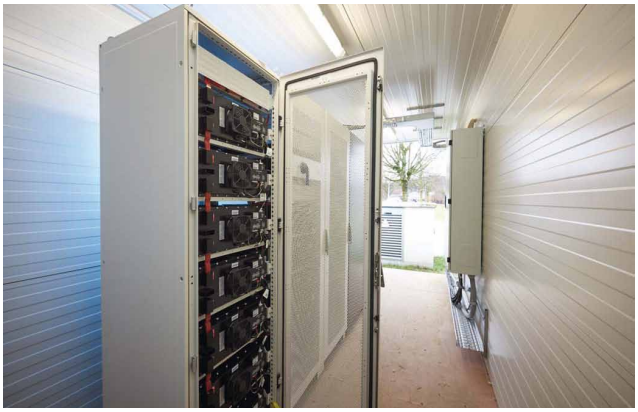


Foto: BYD

Die 130-Kilowattstunden-Batterie der Bäckerei ist in diesem Fall in einem Schrank untergebracht, der innerhalb der Produktionsstätte Platz finden konnte.

Vermiedene Netzentgelte

Außer für die klassische Lastspitzenkappung lassen sich Gewerbespeicher auch für andere Vergütungsoptionen einrichten, zum Beispiel jene, die unter die Klasse der sogenannten vermiedenen Netzentgelte fallen. Hinter diesem Begriff verstecken sich zwei Geschäftsmodelle, die unter den Begriffen „7.000-Stunden-Regel“ oder „Hochlastfenster“ bekannt sind.

Bei der 7.000-Stunden-Regel macht der Betreiber sich zugute, dass die Netzbetreiber auf einen großen Teil der Netznutzungsentgelte verzichten, wenn der Lastgang des Verbrauchers für mindestens 7.000 Stunden im Jahr sehr konstant ist. Die 7.000 Stunden sind die Kennzahl der Jahres-Volllaststunden, die sich aus dem Quotienten des Jahresenergiebezugs und der maximalen Bezugsleistung errechnet. Ein Jahr hat 8.760 Stunden, verhält man sich 7.000 Stunden sehr konstant, können 80 bis 90 Prozent der Netzentgelte entfallen.

Um das auch wirklich gewährleisten zu können, lässt sich ein Speicher gut einsetzen. Peter Hussinger, verantwortlich für die Entwicklung von Speicherlösungen bei Baywa r.e. Power Solutions GmbH, verweist als Beispiel auf ein Zementwerk. Durch einen generell sehr hohen Energiebedarf, der dazu noch recht konstant ist, ließen sich hier hochlukrative Speicher mit Amortisationszeiten von bis zu einem Jahr realisieren, so der Speicherexperte.

Genau andersherum funktioniert es beim Hochlastfenster. Örtliche Energieversorger veröffentlichen jedes Jahr, wann die Netze besonders ausgelastet sind. In Quartale und drei Spannungsebenen unterteilt geben die Betreiber so mit einer Granularität von einer Viertelstunde an, wann die Vermeidung einer Netznutzung zu Ersparnissen bei den Netzentgelten führen kann. Die genaue Höhe der Befreiung muss mit dem Energieversorger ausgehandelt werden. Dennoch gilt, dass sich auch mit diesem Model durchaus rentable Geschäfte machen lassen.

Foto: H. Gotthalsmeder/xelectrix Power

Gewerbepark im österreichischen Mettmach. Ein Megawattstunden-Speicher von Xelectrix ermöglicht, Lkw und Busse zu laden (Seite 28).

Wie Installateure Skepsis überwinden

Zwar ist der Markt für Gewerbespeicher der mit dem prozentual höchsten Wachstum. Allerdings ist er in absoluten Zahlen bei Weitem kleiner verglichen mit Heimspeichern. Dafür gibt es trotz oft eigentlich funktionierender Geschäftsmodelle gute Gründe.

Ein Problem sind die fehlenden Leistungsgarantien. Verlässt sich ein Gewerbetreibender auf einen Speicher zur Lastspitzenkappung und dieser verpasst den Regulationspunkt, hat das Unternehmen im schlimmsten Fall den Speicher ein Jahr lang umsonst bezahlt. „Die Kunden haben mit der Technologie keine Langzeiterfahrung wie mit der Photovoltaiktechnologie, wie bei allen neuen Technologien fehlt das Vertrauen", berichtet Hussinger. „Wenn der Speicher aus irgendwelchen Gründen am Tag X nicht funktioniert, rechnet der Verteilnetzbetreiber knallhart ab."

Einige Hersteller sowie auch manche Projektierer schließen deshalb Versicherungen auf die Funktion der Anlage ab. Dabei können bessere Monitoringsysteme für die Speicher helfen, die im Voraus feststellen, wenn die Speicherkapazität für eine erwartete Lastspitze nicht reicht (Seite 50). Baywa sammelte bereits umfangreiche Erfahrungen mit derartigen Umsetzungen und rechnet bis mitte des Jahres damit, seinen Kunden ein standartisiertes „Rundum-sorglos-Paket" anbieten zu können.

Ein weiteres Hemmnis für die Entscheidung zum Speicher ist der damit verbundene Aufwand. Ob ein Speicher ans Netz angeschlossen werden darf, wenn am gleichen Netzanschlusspunkt schon eine Photovoltaikanlage steht, oder ob ein Speicher auch aus dem Netz und nicht nur vom Dach laden darf, unterliegt sowohl Regularien auf Bundesebene, aber auch regional unterschiedlichen Bedingungen seitens der Netzbetreiber. B&W Energy gibt an den Unternehmen dabei zu helfen, den Überblick zu behalten. Die Anlagenauslegung, Dimensionierung des Speichers, mögliche Förderungen und auch die Kommunikation mit dem Netzbetreiber werden im Idealfall zentral zusammengeführt. Laut B&W Energy benötigen die Unternehmen konkrete, wirtschaftliche Entscheidungsgrundlagen.

Die Speichermüdigkeit im Gewerbe liegt auch am Mangel an Aufklärung seitens der Gewerbebetriebe. Wird ein Speicher nur zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt, wie im Heimsegment, ist er oft nicht wirtschaftlich. Stattdessen müssen verschiedene Geschäftsmodelle, wie die 7.000-Stunden-Regel oder die Lastspitzenkappung vorgerechnet werden. Interessiert sich ein Unternehmen für eine Photovoltaikanlage, lassen sich diese so oft auch vom zusätzlichen Kauf eines Speichers überzeugen, so Flasche von B&W Energy. Das sind auch gute Nachrichten für die Installateure, die Speicher proaktiv anbieten. Sie können ihren Umsatz so deutlich steigern.

Marian Willuhn

Anzeige

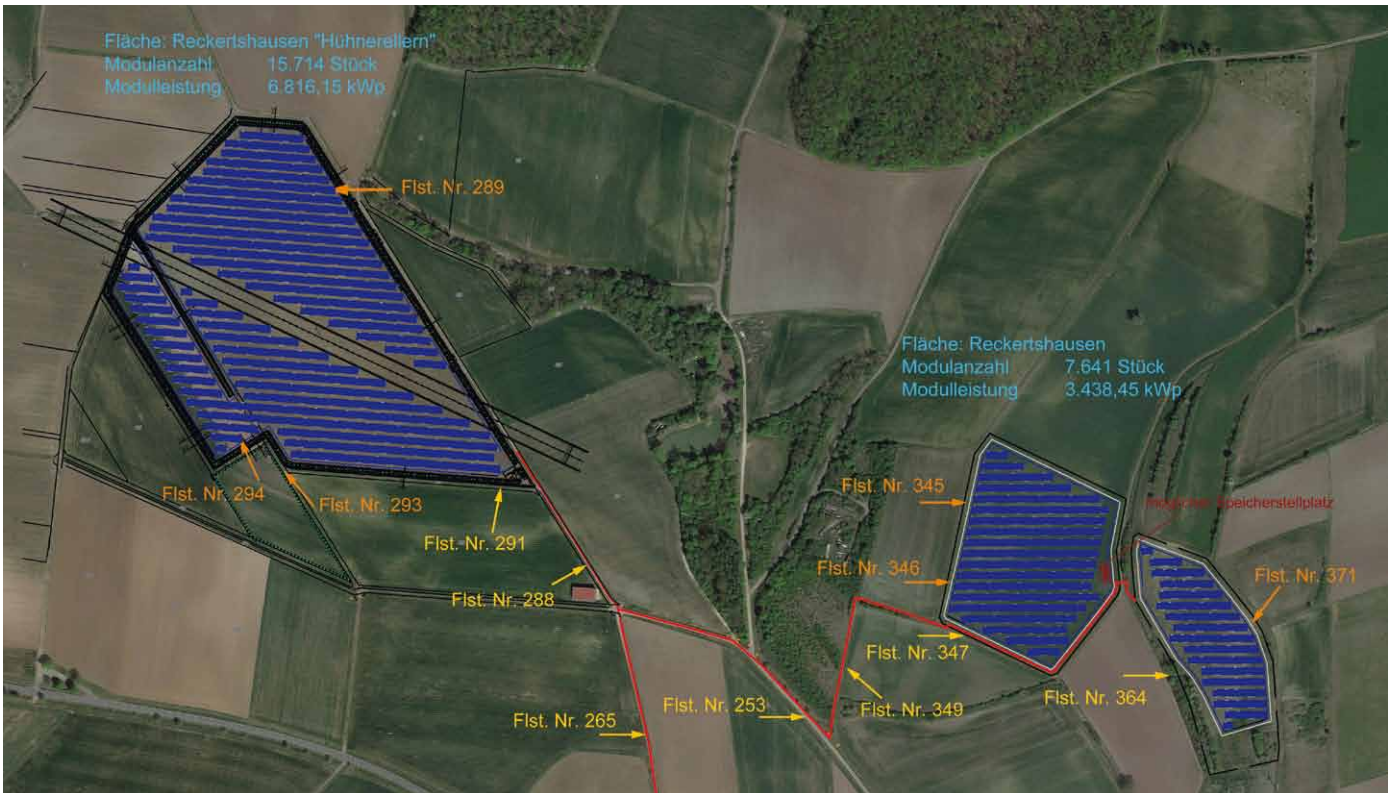
Die Kombi kommt

Innovationsausschreibungen: Maxsolar hat in einem pv magazine Webinar seine Pläne für ein Photovoltaik-Speicher-Kraftwerk in Reckertshausen präsentiert. Dabei plauderten Christian Mayr und Philipp Ruf von dem bayerischen Generalunternehmer aus dem Nähkästchen.

Maxsolar gehörte zu den Unternehmen, die sich im vergangenen September einen Zuschlag für ein kombiniertes Photovoltaik-Speicher-Kraftwerk sichern konnten. Leider nur einen, da das zweite Gebot aufgrund eines Postleitzahlendrehers – der als Formfehler gilt – ausgeschlossen wurde. Diesen Zuschlag will sich das bayerische Unternehmen nun bei der anstehenden Runde der Innovationsausschreibungen im April sichern. Den Baubeginn für das Projekt in Reckertshausen plant Maxsolar für den Herbst 2021.

Dabei sollen beide Teilprojekte gleichzeitig gebaut werden. Allerdings werden die Großspeicher aufgrund von Änderungen in der Verordnung der Innovationsausschreibung in diesem Jahr unterschiedlich ausgelegt sein. Beim bereits bezuschlagten Teilprojekt plant Maxsolar, das das Kombikraftwerk als Generalunternehmer umsetzt, die Installation eines Solarparks mit 3,55 Megawatt Leistung sowie einen Speicher mit 1,2 Megawatt Leistung und 1,2 Megawattstunden Kapazität. Das zweite Teilprojekt, für das der Zuschlag noch fehlt, soll dagegen ein Photovoltaikkraftwerk von knapp 6,4 Megawatt Leistung sowie einen Speicher mit 2,4 Megawatt Leistung und 4,8 Megawattstunden Kapazität umfassen. Die Investitionssummen beziffert Maxsolar für das erste Teilprojekt mit rund 3,2 Millionen Euro und für das zweite mit etwa 6,1 Millionen Euro. Beide Kombikraftwerke werden über eine vier Kilometer lange gemeinsame Trasse am Netzverknüpfungspunkt an das 20-Kilovolt-Netz des Bayernwerks angeschlossen. Das kleinere Teilprojekt soll möglichst noch in diesem Jahr ans Netz gehen.

In einem pv magazine Webinar Ende Februar stellten der Vertriebsleiter von Maxsolar, Christian Mayr, und Key Account Manager Philipp Ruf das Projekt vor. Dabei ging es zunächst um die Anforderungen, die mit den kombinierten Photovoltaik-Speicher-Kraftwerken nach der Innovationsausschreibung



Darstellung: Maxsolar

Für das kleinere Projekt (rechts) sicherte sich Maxsolar bei der ersten Innovationsausschreibung im September 2020 einen Zuschlag. Dieser soll bei der anstehenden Runde im April 2021 auch für das größer dimensionierte Projekt (links) gewonnen werden.

(siehe dazu auch pv magazine Deutschland, November 2019, Seite 68) erfüllt werden müssen und wie sich diese 2021 von der ersten Runde vergangenen September unterscheiden. Des Weiteren präsentierten die beiden Maxsolar-Vertreter mögliche Vermarktungskonzepte für den Solarstrom sowie Bewirtschaftungsmöglichkeiten für die Großspeicher. Sandra Enkhardt

Fragen und Antworten aus dem Webinar

Von den Teilnehmern des Webinars gab es zahlreiche Fragen an die Referenten, den Vertriebsleiter Christian Mayr und Key Account Manager Philipp Ruf von Maxsolar.

Bezieht sich die Anforderung für die Speicher von mindestens 25 Prozent der installierten Leistung auf die AC- oder DC-Leistung?

Mayr: Das bezieht sich auf die DC-Leistung, also die installierten Kilowattpeaks, die man bietet, und bei den Speichern auf die Wechselrichterleistung. 25 Prozent der Gesamtanlagenkapazität kann man ermitteln, wenn man die Photovoltaik-Anlagenkapazität mit 0,33 multipliziert.

Darf es ein DC-gekoppelter Speicher sein oder braucht der Speicher einen eigenen AC-Zähler?

Mayr: Generell funktionieren die Anlagen über eine Anlagenmarktlocations-ID, also mit einem Netzanschlusspunkt mit einer übergeordneten Verrechnungszählung. Man muss aber nachweisen können, dass der Speicher keinen Graustrom aus dem Netz bezieht. Dadurch braucht der Kapazitätsteil des Speichers eine eigene Zählung. Meist kommen AC-gekoppelte Systeme zum Einsatz, DC-Systeme sind ebenfalls zugelassen.

Lässt die C-Rate von 0,5 Rückschlüsse auf die Speicherleistung zu?

Mayr: In der ersten Runde gab es keine Anforderungen an die C-Rate. Ich bin auch kein großer Freund davon, da ich diese eher verwirrend finde. Eine C-Rate von 0,5 bedeutet, dass bei einem Megawatt Speicherleistung zwei Megawattstunden Kapazität vorhanden sein müssen.

Was bedeutet die neue Anforderung bei den Innovationsausschreibungen 2021, dass die Speicher über zwei Stunden ihre Leistung erbringen müssen, in der Praxis?

Mayr: Es gibt nun die Vorschrift, dass die Speicherkapazität für mindestens zwei Stunden für voller Speicherleistung ausreichen muss. 2020 reichten noch circa 20 Minuten aus. Das ist ein Riesenthema, weil es mit einer substanziellen Verteuerung der Speicher einhergeht. Für diese geänderte Anforderung wird nun die sechsfache Speicherkapazität benötigt. Da die Kapazität das Teure beim Speicher ist, führt dies etwa zu einer Vervierfachung der Kosten.

Die Anforderungen an die Speicher, zwei Stunden Leistung zu erbringen, muss über die ganze Laufzeit der Förderung gewährleistet sein oder darf der Speicher im Laufe der Zeit durch Degradation an Leistung einbüßen? Sollte der Speicher daher am Anfang überdimensioniert werden?

Mayr: Beides. Die Speicherkapazität muss über 20 Jahre vorrätig sein. Dies bedeutet, man wird am Anfang keine Punktauslegung machen. Man wird sich eher ein Rack mehr reinlegen und die Speicherkapazität höher ansetzen, sodass ich den 2020 vorgeschriebenen Doppel-Höcker-Test und 2021 die Vorhaltung der Speicherleistung über zwei Stunden über die gesamte Förderzeit nachweisen kann. Dieser Nachweis erfolgt durch die Bestätigung eines Umweltgutachters. Es ist mir aber noch nicht klar, welche Tests der Umweltgutachter vorschreiben wird und ob er wirklich einen jährlichen Leistungstest durchführen wird

Anzeige

und sehen will, ob die Batterie voll beladen ist und man dann zwei Stunden ausspeichern muss. Es ist auch noch nicht ganz klar, ob die Speicher von den Übertragungsnetzbetreibern für die positive Sekundärregelleistung präqualifiziert werden müssen oder ob da der Nachweis des Umweltgutachters ausreicht.

Gibt es schon Erfahrungswerte zur Anlagenzertifizierung eines Kombikraftwerkes?

Mayr: In dieser Größenordnung gibt es noch keine Erfahrungswerte, weil eben bisher solche Anlagen noch nicht realisiert wurden. Im Industriebereich gibt es kleinere Photovoltaik-Speicher-Kombinationen schon länger, da sind natürlich schon Erfahrungswerte da. Das Thema war letztes Jahr eher schwierig, da die Zertifizierer überlastet waren. Das hat sich in diesem Jahr aber wieder drastisch gebessert. Daher ist mit kürzeren Durchlaufzeiten zu rechnen und es sollte schnell klar sein, welche Daten man liefern muss.

Bezieht sich ihre Angabe der Erstsicherheit von 600.000 Euro auf ein Projekt oder gilt sie für einen Anbieter?

Mayr: Die Bürgschaft von 600.000 Euro bezieht sich auf eine Zehn-Megawatt-Anlagenkombination. Diese recht hohe Anforderung von 60 Euro pro Kilowatt an die Erstsicherheit macht es für kleine Projektierer sicherlich eher schwierig, mit mehreren Anlagen an den Innovationsausschreibungen teilzunehmen, weil sie dann doch mit Bürgschaftslimits zu kämpfen haben.

Kann der Strom aus den Anlagenkombinationen frei gehandelt werden oder muss auf Anforderung des Netzbetreibers die Sekundärregelleistung erbracht werden?

Mayr: Wenn man am Sekundärregelleistungsmarkt teilnehmen darf, dann fordert der Übertragungsnetzbetreiber die Sekundärregelleistung im Bedarfsfall auch an. Es ist allerdings noch nicht abschließend geklärt, ob dies erlaubt ist. In diesem Falle würde der Übertragungsnetzbetreiber die Bereitstellung von Regelenergie vergüten, der Energiehändler könnte den Speicher aber nicht gleichzeitig am Markt betreiben. Daher muss diese Frage abschließend in den Verträgen geklärt werden. Da gibt es noch weitere Nebenkriegsschauplätze, wie etwa die Einsman-Regel. Hier ist auch noch offen, wer den Anlagenbetreiber für das Herunterregeln der Anlage aus Engpassgründen im Netz den Einnahmeausfall kompensiert. Diese Fragen kommen aber bei allen PPAs, da der Netzbetreiber keine Transparenz von den dort vereinbarten Preisen hat. Die Schwierigkeit ist, der Netzbetreiber kennt die Tarife nicht und soll aber plötzlich x Prozent der entgangenen Einnahmen kompensieren. Da besteht bei PPAs allgemein noch Klärungsbedarf.

Inwiefern kann der Vergütungsausfall in Zeiten mit negativen Stunden an der Strombörse über bessere PPA-Preise wieder aufgefangen werden?

Mayr: Durch die Speicherbewirtschaftung bekommen wir bessere PPA-Preise, weil wir den zeitlichen Shift machen, also die Einspeisung des Solarstroms in Zeiten mit höheren Strompreisen verschieben können. Zumindest in der Theorie haben wir damit keinen Vergütungsausfall zu Zeiten negativer Strompreise. Allerdings sind derzeit wenige Energiehändler in der Lage, eine solche Anlagenkombination aktiv zu bewirtschaften. Also gleichzeitig Intraday-Handel zur Strompreisoptimierung und Regelleistung für die kombinierten Photovoltaik-Speicher-Anlagen anzubieten.

Aus welchem Grund werden die PPAs geschlossen?

Mayr: Der Grund sind die finanzierenden Banken, weil diese bestrebt sind, konstante Einnahmen in den Projektgesellschaften zu sehen. Wenn dies nicht der Fall wäre, wäre möglicherweise in einzelnen Monaten oder Quartalen die Rückzahlung des Kredits gefährdet.

Mit welchen jährlichen Erlösen rechnen Sie aus Ihren kombinierten Photovoltaik-Speicher-Kraftwerken?

Mayr: Bei den Innovationsausschreibungen bekommen wir den normalen Marktwert für den Strom, also etwa 4,3 Cent pro Kilowattstunde, und zusätzlich fünf Cent für den Innovationszuschlag als fixe Marktprämie. Damit bekommen wir etwa das doppelte wie bei normalen Photovoltaikausschreibungen, allerdings ist die Anlage auch etwa doppelt so teuer.

Wie viel höhere Preise lassen sich für PPAs mit kombinierten Photovoltaik-Speicher-Kraftwerken erzielen?

Mayr: Unsere Erwartung wäre, dass wir für die Anlagenkombinationen etwa zwei Euro pro Megawattstunde höhere PPA-Preise erzielen können als bei PPAs für Photovoltaikanlagen ohne Speicher.

Wie sieht es mit dem Verhältnis von Eigenkapital/Fremdkapital für solche Kombiprojekte aus?

Mayr: Das hängt maßgeblich von den Cashflows ab. Je konstanter die Einnahmen sind, die man der Bank vorweisen kann, umso günstiger wirkt sich dies auf die Finanzierung der Bank aus. Wir hoffen, dass wir für unsere Projekte einen Anteil von 80 Prozent oder mehr beim Fremdkapital erreichen. Wenn Banken jedoch Risikoabschläge machen, könnten es am Ende auch nur 70 Prozent werden.

Wie hoch sind die Kosten für den Speicher an der Gesamtinvestitionssumme bei diesen Projekten?

Ruf: Wir haben bei den beiden Projekten die unterschiedlichen C-Raten und dies wirkt sich auf die jeweiligen Speicherkosten aus. Wenn wir davon ausgehen, dass wir die Photovoltaikanlage für 550 bis 600 Euro pro Kilowattpeak inklusive AC-Anschluss installieren, dann sind das für das Projekt Reckertshausen rund 3,5 Millionen Euro. Dies bedeutet bei dem geplanten Gesamtinvestitionsvolumen von rund 6,1 Millionen Euro, dass etwas weniger als die Hälfte der Kosten für den Speicher vorgesehen sind.

Was muss ich bei der Netzverträglichkeitsprüfung als Wert angeben, wie hoch meine Einspeisung ist?

Ruf: Wir haben mit beiden Photovoltaikanlagen zusammen in Reckertshausen eine Einspeiseleistung von 9.000 Kilovoltampere. Mit den Speichern kommen nochmals 3.600 Kilovoltampere hinzu. Die Frage ist, was wird am Ende wirklich eingespeist, sind es nur die 9.000 oder die 9.000 plus die 3.600. Da die Preise an den Strombörsen, wenn Photovoltaikanlagen auf Hochtouren laufen, meist nicht sonderlich gut sind, macht es eigentlich wenig Sinn, dann auch noch zusätzlichen Strom aus dem Speicher ins Netz zu speisen. Daher arbeiten wir gerade mit den Netzbetreibern zusammen und wollen nur die maximal 9.000 Kilowatt aus den Photovoltaikanlagen für den Netzanschluss anmelden. Diese maximale Einspeiseleistung wollen wir dann durch ein intelligentes Regelkonzept sicherstellen.

Welche Optionen haben Sie, den Strom frei zu vermarkten?

Ruf: Theoretisch könnte man ihn stündlich an der Börse über einen Direktvermarkter verkaufen. Das gibt allerdings wenig Planungssicherheit und ist großen Schwankungen unterworfen. Daher haben wir uns, wie viele andere, entschlossen, zur Absicherung des Strompreises ein PPA oder CPA zu schließen. Das ist allerdings nicht ganz trivial. Wir haben Kontakt mit vielen potenziellen Offtakern aufgenommen und es hat sich gezeigt, dass es für sie schwierig ist, den Strom zu bepreisen oder auch den Speicher vernünftig zu nutzen oder überhaupt eine Idee dafür zu haben. Eine Alternative ist dann der Intraday-Handel. Dabei ist man allerdings stark auf das Konzept des Bewirtschafters angewiesen

Wie wird eine optimale Bewirtschaftung der Speicher sichergestellt, also im Hinblick auf die Einhaltung der Garantiebedingungen der Hersteller?

pv magazine Webinar mit Maxsolar

pv magazine webinars

Am 25. Februar 2021 präsentierte Maxsolar sein Projekt in dem pv magazine Webinar „Solare Großkraftwerke mit Solarspeicher am erfolgreichen Beispiel“. Sie können das Webinar nachsehen und sich die Präsentation herunterladen unter:

www.pv-magazine.de/webinare

Ruf: Es müssen die maximalen Lade- und Entladezyklen des Speichers dem Energiehändler oder Direktvermarkter vorgegeben werden, um am Ende die Garantiebedingungen für die Komponenten der Speicherhersteller einhalten zu können. Ob und wie viele Zyklen letztendlich dann genau gefahren werden, die mit den Bedingungen vereinbar sind, das werden die Erfahrungswerte dann zeigen.

Von welcher Lebensdauer des Speichers gehen Sie aus oder rechnen Sie mit einem Austausch während der 20-jährigen Laufzeit der Förderung?

Ruf: Das ist eine gute Frage. Bislang gibt es wenig Erfahrungswerte, ob die Speicher wirklich so lange halten und wann sie nicht mehr funktionieren. Die Garantiebedingungen der Lieferanten geben zumindest für zehn Jahre eine vernünftige Nutzungsdauer vor. Wir haben für unsere Projekte ein „best-case-“ und ein „worst-case“-Szenario. Diese beinhalten dann auch den Austausch einzelner Zellen oder Racks. Der Vorteil der Batterien ist der modulare Aufbau, sodass man auch einzelne defekte Zellen bei Bedarf tauschen kann. Am Ende wird es wohl auf eine Mischkalkulation hinauslaufen, dass man vielleicht nicht den ganzen Speicher, wohl aber doch einzelne Zellen austauschen muss.

Anzeige

energiequelle
ENERGIE MIT ZUKUNFT.

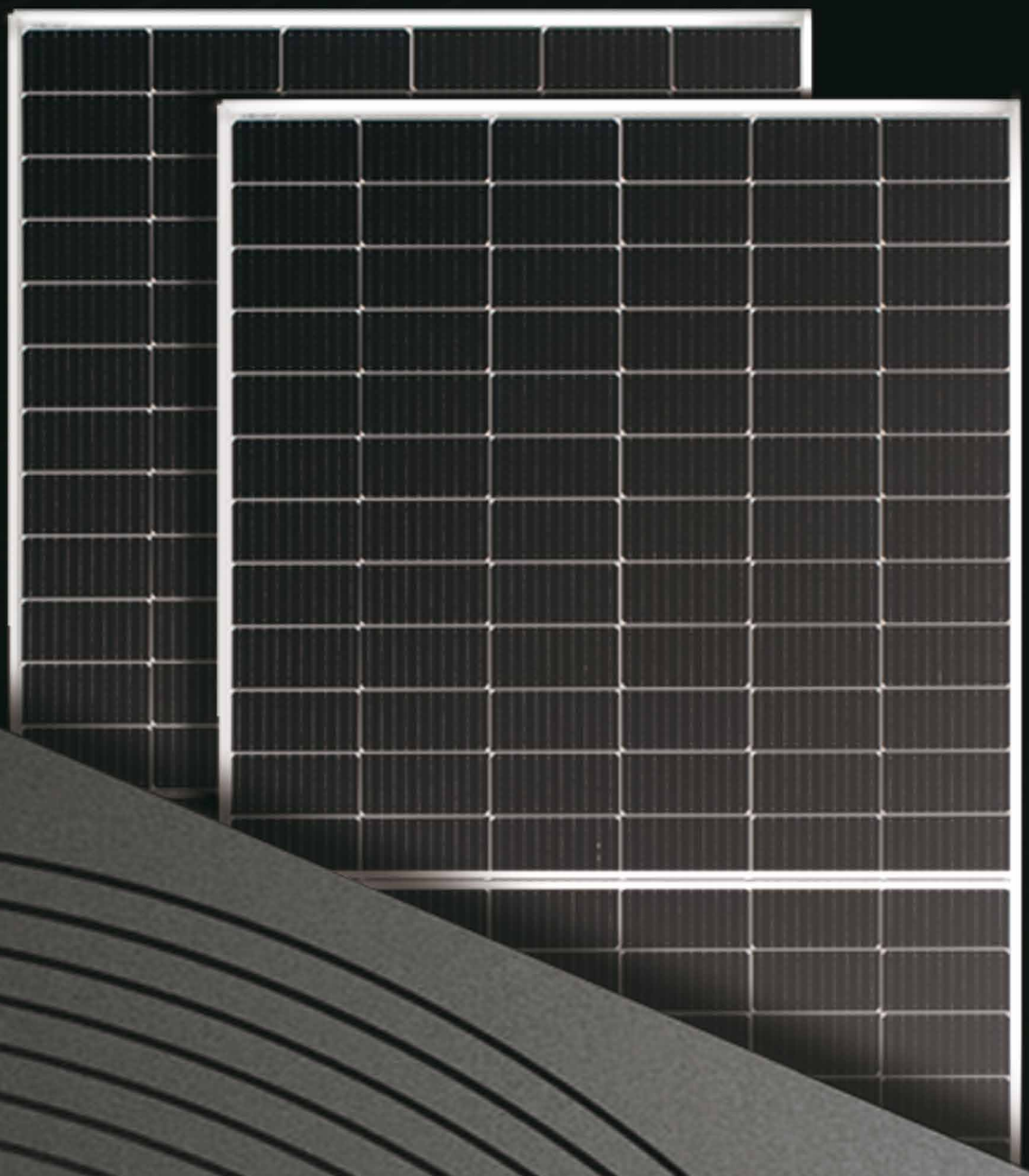
Seit 1997 sind wir erfolgreich im Markt der Erneuerbaren Energien tätig. Mit über 250 Mitarbeitern in Deutschland, Frankreich und Finnland haben wir mehr als 750 Anlagen errichtet. Wir agieren stets persönlich, fair und zuverlässig.

Ihr Ansprechpartner

Bereichsleiter Projekte
Thorsten Freise

T +49 33769 871 160
freise@energiequelle.de

Solar
JinKO



Tiger Pro · 72HC 545W

Rethink Power

www.jinkosolar.eu

pv magazine

DOWNLOAD THE WHITE PAPER HERE

pv magazine group

Blaupause für Deutschland?

Netzdienstleistungen: Konventionelle Kraftwerke erbringen Netzdienstleistungen, die nicht abgerechnet werden. Um das Netz im Zuge der Energiewende sicherer zu machen, werden sie nach einem großen Stromausfall im Vereinigten Königreich jetzt ausgeschrieben. Dadurch entstehen Geschäftsmodelle für Batteriespeicher.

Am 9. August 2019 wurden weite Teile des englischen Südens Opfer eines sonst eher abstrakten und unzugänglichen Problems. Der Ursprung der Kettenreaktion liegt 50 Kilometer nördlich von London. Ein Blitzschlag führt zu einem kurzen Stromkreisfehler. Die Schutzabschaltung eines 737-Megawatt-Offshore-Windparks wird aktiv und innerhalb von Millisekunden fällt die Leistung und damit die Frequenz im Netz ab. Das zwingt weitere Kraftwerke, sich abzuschalten. Da die Leistung fehlt, fällt die Frequenz mit einer Rate von 0,144 Hertz pro Sekunde. Für Netztechniker ist das schon nahezu Lichtgeschwindigkeit. Nur 0,9 Sekunden später fehlen 1,5 Gigawatt, das entspricht mehr als einem Atomkraftwerk. Über eine Million Haushalte, Krankenhäuser und kritische Verkehrsinfrastrukturen werden vom noch funktionierenden Teil des englischen Netzes getrennt und sind ohne Strom.

Für Laien mag es sowieso wie ein Wunder aussehen, dass man ein Stromnetz, das wie unseres von Sizilien bis zum Skagerrak reicht, stabil halten kann, dass man es überhaupt hochfahren kann, obwohl man dazu rund 6.000 Kraftwerke und Hunderte Millionen Verbraucher miteinander synchronisieren und ausbalancieren muss. Und es ist bekannt, dass durch die wetterabhängigen Erneuerbaren die Herausforderung nicht kleiner wird. Was infolge des Ereignisses in England geschah, erlaubt einen Blick auf mögliche zukünftige Geschäftsmodelle für Batteriespeicher auch in Deutschland, die die Synchronmaschinen der fossilen Kraftwerke ersetzen können und langfristig müssen.

Synchronmaschinen, also fossile sowie auch nukleare Kraftwerke, haben eine Eigenschaft, die die Kettenreaktion, zu der es in England kam, bis zu einem gewissen Grad unterbinden kann. In jedem dieser Kraftwerke dreht sich ein Schwungrad – tonnenschwer – fünfzig Mal in der Sekunde. Die gespeicherte kinetische Energie verhilft dem Kraftwerk, kleinere, temporäre Frequenzabweichungen quasi unbemerkt zu übergehen. Bei einem Leistungsverlust würde der Rotor zwar verlangsamt, da die gewaltige Masse aber träge und damit ein mechanischer Energiespeicher ist, geschieht dies über einen Zeitraum von einigen Sekunden bis zu einer Minute. Die Lichter gehen in der Regel eben nicht aus und der Netzbetreiber kann bei Bedarf durch Primärregelleistung eingreifen. Bei unseren Nachbarn auf der Insel sind keine Kohlekraftwerke mehr am Netz. Zwar hat man seitens des Regulierers die durch Gaskraftwerke bereitgestellte Momentanreserve für ausreichend eingeschätzt, aber dabei einen plötzlichen Ausfall von 1,5 Gigawatt schlicht nicht vorhergesehen. Hinzu kommt, dass die Erkenntnis, dass Schwungmasse nicht nur als Summe im Netz ausreichend vorhanden, sondern auch gleichmäßig verteilt sein muss, brandneu ist.

Im Vereinigten Königreich reagierte der Regulierer, National Grid ESO, auf die Ereignisse und schuf einen technologieoffenen Markt. Inzwischen müssen Netzbetreiber die Systemträgheit und einige andere nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen ausschreiben. Auch im benachbarten Irland, das sich zu 40 Prozent aus Erneuerbaren, hauptsächlich Wind, versorgt und so an vielen Tagen im Jahr gar keine konventionellen Kraftwerke benötigt, schreibt man Momentanreserve marktgebunden und technologieneutral aus.

Der Effekt ist enorm. Im Rahmen der ersten „Stability Pathfinder"-Auktion für Trägheit gab der englische Regulierer an, 22,5 Gigavoltamperesekunden Trägheit zu einem Preis von 377 Millionen Euro für einen Zeitraum bis 2026 prokuriert zu haben. Durch verbesserte Systemstabilität rechnet National Grid dabei mit Kosteneinsparungen am Regulierungsmarkt in Höhe von 60 bis 147 Millionen Euro. Eine Entwicklung, die zwar kein alleiniges wirtschaftliches Standbein für Speicher darstellt, allerdings bei der wirtschaftlichen Betrachtung von Front-of-the-meter-Anwendungen durchaus zum Tragen kommt und eine, die es erlaubt, die Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken zu reduzieren. Seit Oktober gibt es auch „Dynamic Containment", ein trägheitsähnliches Produkt, was die klassische Frequenzregulierung ablösen soll. Batterieintegratoren stürzen sich darauf, auch wenn die technischen Anforderungen sehr anspruchsvoll sind. Der zu erwartende Preis von rund 20 Euro pro Megawattstunde lockt die Kundschaft.

Keine Speicherdiskriminierung mehr in der EU

Das ist keine Entwicklung, die auf das Vereinigte Königreich und Irland begrenzt ist. Am 5. Juni 2019 trat das Clean Energy

Package der Europäischen Union mit einer Umsetzungsfrist bis Jahresende 2020 in Kraft. Darin enthalten ist auch die Strombinnenmarkt-Richtlinie 2019, die ihrerseits vorschreibt, dass nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen von den Verteilnetzbetreibern in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen sind. Laut Richtlinien beinhalten diese Systemdienstleistungen die Spannungsregelung über Blindleistung, die Einspeisung von dynamischem Blindstrom, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit. Die Bundesnetzagentur unternahm daraufhin ein Feststellungsverfahren, ob und wie die Vorgaben aus Brüssel, von dem deutschen Regulierer übernommen werden können.

„Bei dem Verfahren musste seitens der Bundesnetzagentur geprüft werden, ob die marktbasierte Beschaffung bestimmter Systemdienstleistungen seitens der Netzbetreiber effizient ist oder ob es wirtschaftlicher ist, deren Bereitstellung durch integrierte Netzkomponenten oder durch Vorgabe von technischen Anschlussbedingungen vorzugeben“, sagt Christian Rehtanz, Professor für Energiesysteme und Energiewirtschaft an der Technischen Universität Dortmund. „Da hat man sich angesehen, was kurzfristig marktlich beschaffbar ist. Wo macht es Sinn, wo eben nicht.“ So sei man die einzelnen Systemdienstleistungen durchgegangen.

Aus der Bekanntmachung des Feststellungsverfahrens der Bundesnetzagentur geht hervor, dass eine marktgebundene Beschaffung der Momentanreserve wirtschaftlich ineffizient sei, da diese Dienstleistung derzeit unentgeltlich als Nebenprodukt der Synchronmaschinen abfalle. Anders ist es zum Beispiel bei der Schwarzstartfähigkeit, berichtet Rehtanz. Denn bei einigen Anlagen mit Synchronmaschinen mussten zum Einhalten der Schwarzstartfähigkeit Umbauten vorgenommen werden. Da diese Maßnahmen Kosten verursachen, lassen sich diese mit denen der Bereitstellung dieser Leistung aus einem Speicher leicht vergleichen. Im Rahmen der Umsetzung der Richtlinie entschied die Bundesnetzagentur folglich auch, dass Schwarzstartfähigkeit und Blindleistung nun marktgebunden zu beschaffen sind.

Das Thema ist komplex. „Die Frage, ob ein Speicher eine Dienstleistung günstiger anbieten könnte, wenn sie vergütet würde, ist nicht ohne Weiteres zu beurteilen“, sagt Patrick Fekete, Fachgebietsleiter regulatorische und netzwirtschaftliche Anforderungen an Stromerzeugungsanlangen beim Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. „Es macht einen Unterschied, ob man einen 800-Megawatt-Block oder einen 200-Megawatt-Block für Systemdienstleistungen ansteuert. Außerdem ist der Ort der Erbringung bei einigen Systemdienstleistungen eben auch von entscheidender Rolle, sodass man nicht ohne genauere Betrachtung sagen kann: Wenn Photovoltaikanlagen Dienstleistungen übernehmen, können so und so viele konventionelle Kraftwerke abgeschaltet werden.“

Es ist nicht einmal klar, wie viel Leistung im Netz nötig ist, um die Netzdienstleistungen zu erbringen. Im jährlichen Bericht zur Mindesterzeugung der Bundesnetzagentur wird nicht genau beziffert, wie viel synchronmaschinenbasierte Kraftwerke ausschließlich aufgrund der Momentanreserve am Netz bleiben müssen. Die Mindesterzeugung ist die Einspeisung, die erbracht werden muss, um bestimmte Systemdienstleistungen bereitstellen zu können. Das beinhaltet die Momentanreserve, schließt aber auch die Regel-, Kurzschluss- und Blindleistung und die positive Resdispatch-Leistung mit ein. Da dürften, laut Bericht, vier bis zehn Gigawatt zusammenkommen, je nach Betrachtungsperiode. Konventionelle Kraftwerke in dieser Größenordnung müssen also auch zu den Zeiten geschaltet bleiben, zu denen erneuerbare Energien die Gesamtlast des deutschen Netzes decken. Hinzu kommt noch die Momentanreserve aus der sogenannten preisunelastischen Erzeugung. Betreiber von Kohlekraftwerken denken frühestens bei einer Periode von über sechs Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen von minus 100 Euro pro Megawattstunde daran, ihre Anlagen herunterzufahren; bei Atomkraftwerken müssen sogar mindestens 24 Stunden mit den negativen Day-Ahead-Preisen verstreichen. Auch das verursacht Kosten, die in der wirtschaftlichen Betrachtung der Bundesnetzagentur nicht auftauchen.

Foto: Ashraf Chemban

Batteriespeicher können verhindern, dass ein Stromnetz bei einem Störfall zu Inseln zerfällt.

„Wir kritisieren, dass in der Bewertung der Gutachter des Bundeswirtschaftsministeriums, was wirtschaftlich effizient ist, nur Bezug auf den Status quo genommen wurde und nicht auf zukünftige Netzszenarien“, sagt Fekete. „Es wäre wichtig, zumindest einen Vergleich mit der volkswirtschaftlichen Effizienz vorzunehmen, also im Endeffekt mit allen Kosten, die anfallen.“

Außerdem ist die örtliche Betrachtung der verfügbaren Trägheit entscheidend, unterstreicht auch Professor Rehtanz. Er verweist auf Vorfälle wie am 8. Januar. Damals kam es im europäischen Netz zu einem Ereignis, das dem in Südengland sehr ähnelt. Nachdem die Frequenz auf 49,75 Hertz gesunken ist, kam es zu einem Systemsplit des europäischen Verbundnetzes, was den südöstlichen Teil entkoppelte. In diesem Falle vom Verbraucher unbemerkt, aber doch kein Einzelfall, so der Professor. Das Ereignis erinnert ihn an das Jahr 2006, als das europäische Netz sich in drei Inseln zerlegte. In solchen Fällen sei es nicht nur wichtig, zu betrachten, wie viel Momentanreserve vorhanden ist, sondern wo sie zur Verfügung steht.

Würde sich Dänemark zum Beispiel vom deutschen Netz abkoppeln, so hätte man dort aufgrund der hohen Penetration der Windkraftanlagen und dem damit verbundenen Fehlen von Trägheit mit sehr hohen Netzempfindlichkeiten zu rechnen. In Dänemark hat man genau aus diesem Grund Phasenschieber, die künstliche Momentanreserve erzeugen können, installiert. Die Kosten dafür werden über die Netznutzungsentgelte umgelegt, so Rehtanz, weshalb die Momentanreserve in Dänemark kein kostenloses Gut ist.

Auch wenn die Bundesnetzagentur der Vermarktung der Momentanreserve zunächst eine Absage erteilt hat, wird man sich im Rest Europas und in Deutschland wohl bald wieder überlegen müssen, welche alternativen Ressourcen von Momentanreserve man schafft. Da im Zuge der Energiewende und des Kohleausstiegs die Zahl der konventionellen Kraftwerke im Netz sinkt, wird irgendwann der Punkt erreicht sein, dass zumindest gebietsweise das Thema der Momentanreserve neu betrachtet werden muss.

Dass der Ausbau der erneuerbaren Energien auch neue Ansätze zur Gewährleistung der Netzsicherheit nötig macht, ist unumstritten. Welche die besten sind, hingegen schon, und damit auch, in welchem Maße dadurch Geschäftsmodelle für Batteriespeicher entstehen.

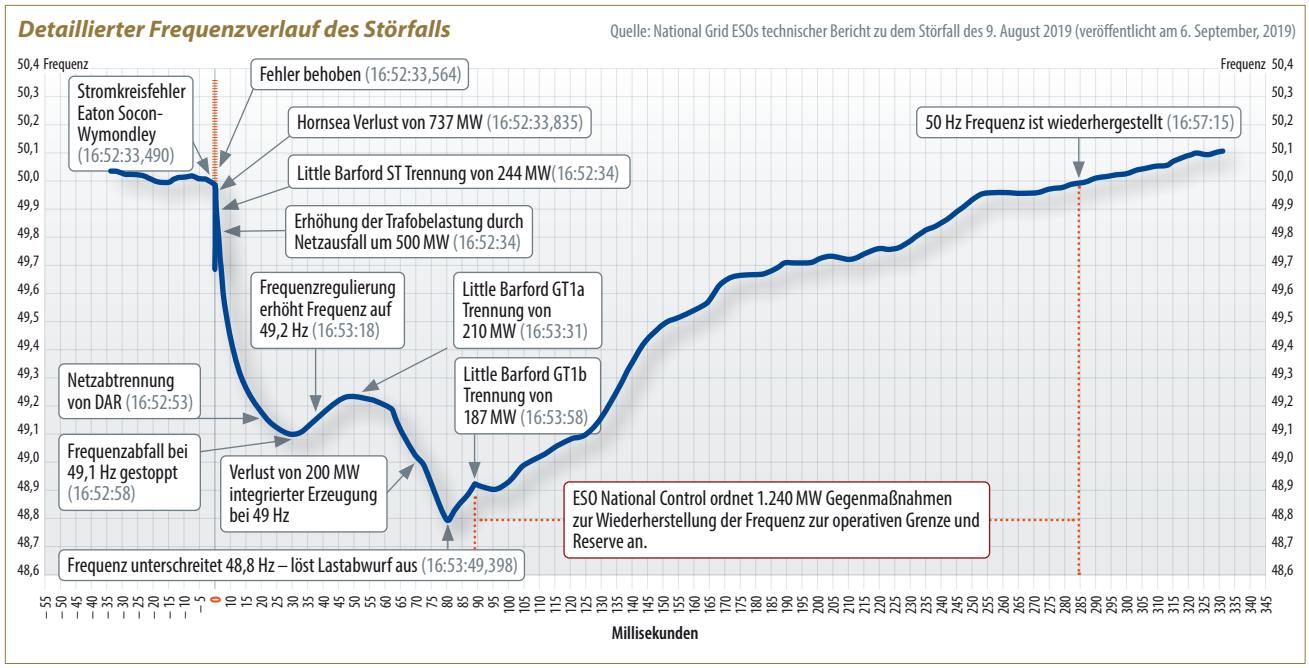
Benjamin Düvel, Fachgebietsleiter für Europäische Netzfragen und Feketes Verbandskollege, erklärt, dass verschiedene Instrumente für die Netzbewirtschaftung genutzt werden können. „Die Frage, wie man speziell Speicher in den Markt bekommt, ist eine Marktdesignfrage. Wir sind grundsätzlich der Überzeugung, dass der Ausbau dieser Anlagen auf Basis von Marktmechanismen ausgelöst werden sollte." Für die Einhaltung des EU-Gebotes der marktgebundenen Beschaffung bedürfe es aber nicht zwangsläufig einer Ausschreibung. Bilaterale Verträge zwischen Netz- und Anlagenbetreiber, bei denen das öffentliche Vergaberecht eingehalten wird, seien wahrscheinlich auch möglich. Egal wie, solch eine Technologieoffenheit würde Speichern Möglichkeiten eröffnen.

Eine andere Möglichkeit sei, technische Anforderungen festzulegen, dass jeder Umrichter, der ans Netz geht, eine gewisse Frequenzstatik aufweisen muss, entgegnet Rehtanz. Wenn die Frequenz abfällt muss der Umrichter mehr Leistung einspeisen. Der damit verbundene Aufwand zur Frequenzregelung wäre nicht so groß. „Das wäre eine Lösung, die einfacher wäre, als ewig hin- und herzurechnen, wie eine Anlage gewinnbringend Systemdienstleistungen erbringen kann", sagt der Experte. In dieser Variante würden Batteriespeicher-Anbieter wahrscheinlich weitestgehend leer ausgehen, denn stattdessen muss ein gewisser Teil der am Netz angeschlossenen Wechselrichter netzbildende Eigenschaften vorweisen.

Allerdings ist laut Rehtanz bereits jetzt der Trend zu beobachten, dass Netzbetreiber zur dynamischen Blindleistungserbringung an neuralgischen Punkten im Netz schnell regelbare Kompensatoren, sogenannte Statcoms, als integrierte Netzbetriebsmittel errichten. Diese Anlagen könnten technisch gesehen um Speicher erweitert werden und dann auch zur Momentanreserve beitragen. Der Netzbetreiber Tennet errichtete im November mit ABB die erste Anlage dieser Art in Deutschland, wenn auch erst mal ohne Speicher.

Daher sei der Weg für einen Speicher zur Bereitstellung der Momentanreserve und letztlich auch Schwarzstartfähigkeit nicht mehr weit, so Rehtanz. „Wenn ein Speicher am richtigen Ort steht und eine Dienstleistung erbringen kann, sollte er im marktlichen Wettbewerb zu anderen Netzbetriebsmitteln stehen." Dieser Wettbewerb wird aber nicht wie am Day-Ahead-Markt durch Stundenpreise ermittelt, denn es gibt ja auch keinen genauen Stundenpreis für Blindleistung. „Man wird eher schauen, an welchen Punkten im Netz man eine gewisse Regelfähigkeit für die nächsten fünf bis zehn Jahre braucht und diese marktbasiert effizient ausschreiben."

Marian Willuhn



Grafik: pv magazine/Harald Schütt

Verlauf des Stromausfalls in Südengland. In der Folge wurden Geschäftsmodelle für Speicher eingeführt.

Eisenphosphat-Batterien: Der zweite Akt

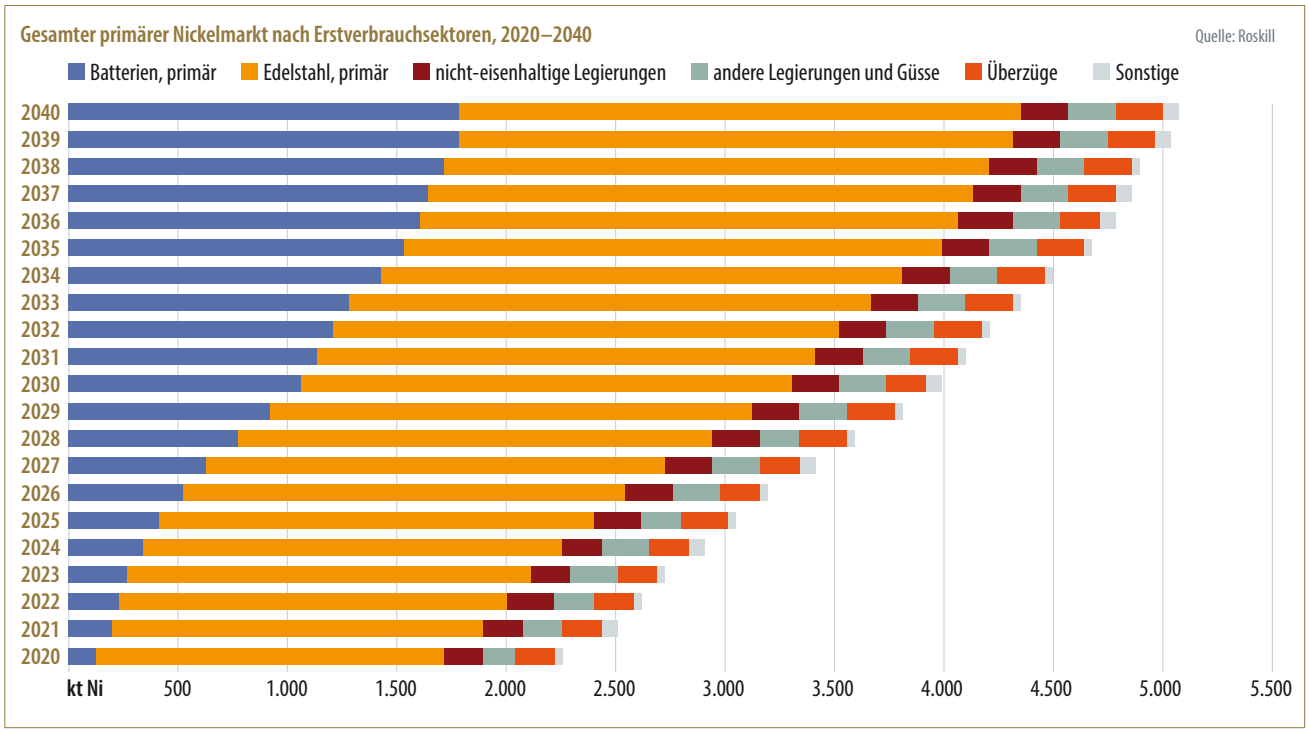
Technologie: Lithium-Eisenphosphat-Batterien erleben gerade ein kleines Comeback bei den Elektroautos. Technologischer Fortschritt, hohe Nickelpreise und die Perspektive, dass der Rohstoff knapper wird, könnten den Effekt noch verstärken. Das hat auch Auswirkungen auf den stationären Speichermarkt.

Auf dem Tesla „Battery Day“ im vergangenen Jahr ist einiges passiert. Doch nachdem der Elektroautohersteller die Eine-Millionen-Meilen-Batterie, kürzlich sogar die 2,5-Millionen-Meilen-Batterie ankündigte, stahl das den anderen wichtigen Themen die Show. Dabei gab es eine weitere Information an diesem Tag, die den Markt für stationäre Speicher stark beeinflussen könnte. Der Autohersteller kündigte nämlich an, dass er für seine in Shanghai produzierten Model-3-Autos, in der Ausführung mit geringerer Reichweite, Lithium-Eisenphosphat-Batterien (LFP) von CATL verwenden wird.

Das ist eine Entwicklung, die eine neue Ära in Bezug auf die Wahl der Batteriechemie auch bei stationären Batterien einläuten könnte. „Der Elektromobilitätssektor ist der Haupttreiber für die Nachfrage von Lithium-Ionen-Batterien und bestimmt damit die Angebotsdynamik und Preisentwicklung der Zellen“, sagt Julian Jansen, Associate Director des Marktforschungsinstituts IHS Markit. „Dieser Markt wird in den nächsten zehn Jahren 90 Prozent der Nachfrage nach Lithium-Ionen-Batterien ausmachen.“ Das werde den Effekt haben, dass stationäre Speicheranwendungen bei Preisentwicklung und Technologieauswahl lediglich folgen werden.

Für welche Technologie man sich entscheidet, wird eben nicht nur durch die technischen Spezifikationen, sondern auch durch die Preise, durch das Angebot und die Nachfrage auf volatilen Rohstoffmärkten bestimmt.

Grafiken: pv magazine/Harald Schütt



Die Nickelnachfrage stammt hauptsächlich aus der Stahlproduktion, die über die nächsten 20 Jahre weiter wachsen wird. Das wird mittelfristig zu einer Verknappung des Rohstoffs führen, was den Einsatz von LFP-Batterien in den Bereichen, in denen hohe Energiedichten zweitrangig sind, begünstigt.

Akt 1: weniger Kobalt, mehr Nickel

Als Lithium-Ionen-Batterien in den späten 1990er-Jahren auf den Markt kamen, enthielten die damals üblichen Lithium-Kobalt-Oxid-Batterien 19,3 Prozent Kobalt. Deutlich mehr, als es für die Fertigung der Nickel-Mangan-Kobalt-Batterien in den folgenden zwei Jahrzehnten brauchte. Inzwischen liegt der Kobaltgehalt nur noch bei 1,9 und 6,9 Prozent. Der sehr hohe Rohstoffpreis für Kobalt war ein wesentlicher Treiber für diese Entwicklung. Die Kathodenzusammensetzungen, die wie NMC 811 oder 955 heute en vogue sind, enthalten stattdessen viel Nickel. Die Buchstaben NMC stehen für Nickel, Mangan und Kobalt. Die Ziffern beschreiben den Anteil der Mineralien in der Kathode. So hat eine NMC-111-Kathode zu gleichen Teilen Nickel, Mangan und Kobalt. Eine NMC 811 besteht so aus 80 Prozent Nickel, zehn Prozent Mangan und zehn Prozent Kobalt, NMC 955 entsprechend 90 Prozent Nickel. Und Kathoden, die in den Startlöchern zur Marktreife stehen, wie die Lithium-Nickel-Oxid-Batterien, sind sogar noch reicher an dem Metall. Die überwiegende Mehrheit der Elektrofahrzeuge fährt zurzeit mit hochnickelhaltigen Batterien.

Der Preisanstieg bei Kobalt im Jahr 2018 hat vor Augen geführt, wie wichtig die Rohstoffkosten für die Preise von Batterien sind. Kathoden machen 40 Prozent des Zellpreises aus und die Rohstoffpreise bilden dabei den Löwenanteil des Kathodenpreises. Im Jahr 2018 stiegen die Kosten für NMC-Kathoden im Vergleich zum Vorjahr um 13 bis 28 Prozent, je nach Kobaltgehalt, während die Preise für LFP-Kathoden im selben Jahr nur um ein Prozent anstiegen. Das ist ein Grund dafür, dass Marktanteile ins Rutschen gekommen sind.

Akt 2: Nickel-Versorgungsprobleme

Jetzt hat Roskill, ein Marktforschungsinstitut für kritische Rohstoffe, eine weitere Hiobsbotschaft für den Batteriemarkt verkündet. Vor wenigen Wochen publizierten die Experten einen Bericht über das Risiko, das sie in der mangelnden Versorgungssicherheit von Nickel in Batteriequalität sehen. Die Analysten, die das Joint Research Center der Europäischen Kommission mit dem Bericht beauftragt hat, gehen davon aus, dass es für die Batterieindustrie in der Europäischen Union ab 2027 zu Versorgungsengpässen bei Nickel kommen wird, wenn kein effektives Recycling etabliert wird.

Der Grund liegt in der weiteren Elektrifizierung der Automobilindustrie. Derzeit verbraucht sie 92.000 Tonnen Nickel der ersten Güteklasse pro Jahr. Diese Nachfrage steige auf 2,6 Millionen Tonnen im Jahr 2040. Der zusätzliche Bedarf werde hauptsächlich durch neue Abbauvorhaben in Indonesien gedeckt werden, so die Analysten. Allerdings sei nicht zu erwarten, dass nach 2030 noch neue Nickelminen für Batterien erschlössen würden. Dabei ist die Batteriebranche bei Weitem nicht die Einzige, die einen großen Appetit auf Nickel hat. Im Jahr 2020 kam mit 70 Prozent der größte Teil der Nachfrage aus der Edelstahlproduktion. Batterien hatten nur einen Anteil von sechs Prozent. Roskill prognostiziert jedoch, dass dieser bis 2030 auf 36 Prozent steigen wird, trotz der wachsenden Beliebtheit von Lithium-Eisenphosphat.

Dazu kommt technischer Fortschritt

Es sind allerdings nicht nur die Rohstoffpreise, die zu einer Verschiebung der Marktanteile führen, sondern auch techno-

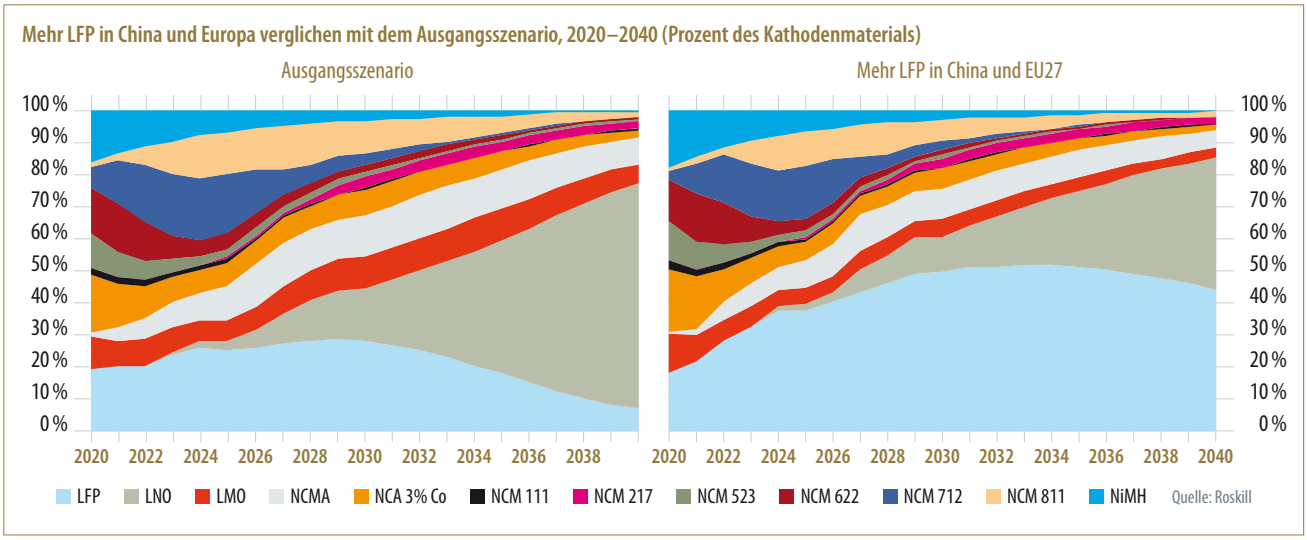
Zusammenhang von Haltbarkeit und Kathodenchemie

Unterschiedlichen Kathoden werden gerne Eigenschaften wie Lebensdauer oder Energiedichte zugeschrieben, woraus dann bestimmte Einsatzgebiete folgen. Im Dezember veröffentlichte DNV GL die Neuauflage der „Battery Performance Scorecard“ und klärte über viele Tests über die möglichen Verallgemeinerungen zu den verscheidenden Kathoden auf. Dabei beobachtet das technische Beratungs- und Prüfinstitut eine Marktverschiebung zu Lithium-Eisenphosphat-Batterien im stationären Segment seit letztem Jahr. Die Scorecard beinhaltete Langlebigkeitstests der 22 Batterien, die sich freiwillig eingetragen haben, deren Herstellernamen aber nicht veröffentlicht werden durften. Dabei haben die Experten einen Begriff für die Zyklusstabilität benutzt, der den Begriff der Anzahl der Vollladezyklen ablösen soll. Dazu zählt DNV GL nun die „Turnovers“ als eine Funktion der gesamten kumulativen Entladungs-Amperestunden einer Batterie, geteilt durch ihre Nennkapazität. In einem Test ermittelten die Forscher die Anzahl der Turnovers, die für eine Degradation der Kapazität um ein Prozent erforderlich sind.

Für Lithium-Eisenphosphat-Produkte lag die Zahl bei 135-448 Turnovers; NMC-Batterien erlaubten 180-849 Turnovers für ein Prozent Kapazitätsverlust. In einem ähnlichen Test zählte DNV GL die Turnovers, um zehn Prozent Degradation zu erreichen. Die getesteten Lithium-Eisenphosphat-Batterien brauchten zwischen 764 und 2.355 Turnovers, um dieses Niveau zu erreichen, während die NMC-Batterien zwischen 688 und 2.647 lagen. Es gab drei bemerkenswerte Ausreißer in dieser Hinsicht; zwei NMC-Batterien behielten 90 Prozent ihrer Kapazität auch nach 4.500 und 6.410 Turnovers.

Und die einzige Titanat-Batterie im Rennen überstand beeindruckende 8.609 Turnovers, bevor sie zehn Prozent Kapazitätsverlust zeigte. Basierend auf diesen Ergebnissen wäre es ziemlich weit hergeholt, LFP pauschal eine bessere Zyklenstabilität als NMC zu attestieren.

Wenn es jedoch um den Ladezustand geht, erlaubt die Batterie-Performance-Scorecard, einige allgemeinere Annahmen zu treffen. DNV GL schreibt, dass jeder Batterietyp einen „Sour-Spot“ hat – einen Ladezustand, in dem die Batterie besonders schnell degradiert. Bei NMC-Batterien lag dieser „Sour-Spot“ je nach Hersteller bei 50 bis 80 Prozent des Ladestands, bei LFP-Batterien lag er bei 30 bis 40 Prozent. Andere Tests, die DNV GL durchführte, beinhalteten Zyklen unter verschiedenen Temperaturszenarien oder C-Raten, wobei LFP bei C-Raten über eins besonders gut abschnitten. Die Testreihen konnten hingegen keine Verallgemeinerungen bezüglich des Temperaturverhaltens zulassen. Unter Berücksichtigung all dieser Faktoren ist es laut DNV GL von entscheidender Bedeutung, dass Batterieintegratoren berücksichtigen, welcher Degradationsvektor für die jeweilige Anwendung am dominantesten ist. Das bedeutet, dass nicht nur die Zyklenstabilität, sondern auch die Temperaturstabilität, der Ladezustand und die C-Rate zu berücksichtigen sind. Aber da Verallgemeinerungen auf Grundlage der Kathodenchemie nur bedingt machbar sind, müssten die Hersteller eigentlich selber das Abschneiden in verschiedenen Degradationsvektoren herausgeben. Das würde den Kunden erlauben, für jedes Einsatzgebiet auch immer die passende Batterie auszuwählen.



Verschiedene Szenarien für die zukünftigen Marktanteile von Batterietechnologien. In welchem Umfang die LFP-Batterien sich am Markt ausbreiten, ist noch ungewiss. Die Verbraucherakzeptanz von Elektroautos mit kürzerer Reichweite werden eine genauso eine Rolle spielen wie technische Entwicklungen von Batteriealternativen. Unabhängig davon ist bereits jetzt schon ein deutliches Marktwachstum von LFP-Batterien zu verzeichnen.

logische Entwicklungen. LFP-Batterien erreichten bisher nur eine Energiedichte von 150 Wattstunden pro Kilogramm. Das ist nur rund die Hälfte der Energiedichte von NMC-811-Batterien. Im September hat CATL das Konzept einer „Cell-to-Pack"-Architektur präsentiert, die der Konzern auch an Tesla liefert. Damit lassen sich laut Unternehmensangaben trotz LFP-Zellen auf Systemebene Energiedichten von knapp über 200 Wattstunden pro Kilogramm erzielen.

Roskill beruft sich im Bericht auf Informationen von Automobilherstellern, wonach diese bereit wären, Lithium-Eisenphosphat-Batterien einzusetzen, wenn die Kobalt- und Nickelpreise zu stark ansteigen würden und die Kunden Autos mit geringerer Reichweite für den städtischen Gebrauch akzeptieren würden. Je nach Szenario könnten Lithium-Eisenphosphat-Batterien daher bis zu 30 Prozent der chinesischen und europäischen Märkte für Elektromobilität ausmachen.

Die Motivation geht dabei vom Preis aus. Lithium-Eisenphosphat-Batterien erzielen zurzeit einen Durchschnittspreis von 72 Euro pro Kilowattstunde auf Zellebene. Bei NMC-Zellen betrug dieser Wert im letzten Jahr 100 Euro, so IHS Markit. „Für vollständig installierte Speichersysteme können die durchschnittlichen Preise für Lithium-Eisenphosphat-Systeme je nach Kapazitätsdauer zwischen 16 Euro und rund 82 Euro die Kilowattstunde billiger sein als NMC", ergänzt James Frith, Leiter der Abteilung für Energiespeicher bei BloombergNEF. Er gibt den Benchmark-Preis für ein LFP-System mit einer C-Rate von 0,25, das also in vier Stunden be- und entladen werden kann, mit 246 Euro pro Kilowattstunde an. Die Batterien hätten daran einen Anteil von 136 Euro.

Das hat auch Auswirkungen auf den stationären Speichermarkt. „Im letzten Jahr haben sich zwei Dinge geändert", sagt James Frith. „Die koreanischen Hersteller von NMC-Zellen haben sich auf den Elektromobilitätsmarkt in Europa konzentriert, sodass es weniger verfügbare Zellen für den stationären Speichermarkt gab." Gleichzeitig hätten chinesische LFP-Produzenten, die zu sehr niedrigen Kosten produzieren, begonnen, in den internationalen Speichermarkt zu verkaufen. Das Timing dieser beiden Faktoren bedeutet, dass der LFP-Marktanteil sprunghaft angestiegen ist."

Der vorerst letzte Akt

Jansen fügt hinzu, dass es nach den Batteriebränden in Korea Sicherheitsbedenken bei NMC-Batterien gab. „Die Hersteller haben LFP-Batterien direkt danach mit ins Portfolio aufgenommen und die Kunden haben positiv darauf reagiert", so der Analyst. Der Marktanteil stieg im Jahr 2020 laut Jansen von 30 auf 40 Prozent. Er erwartet, dass in diesem Jahr sogar 45 Prozent der Batterien auf dem stationären Speichermarkt und bis 2025 über 60 Prozent LFP-Batterien sein werden. Mit einer viel höheren Verfügbarkeit von Tier-1- und bankfähigen Lithium-Eisenphosphat-Zellen auf dem Markt könnten stationäre Speicheranwendungen noch billiger werden und dadurch neue Anwendungen abdecken.

LFP-Batterien seien im Übrigen schon länger wirtschaftlicher als die NMC-Konkurrenzprodukte. Dass es zum Umschwung kommt, liegt auch daran, dass manches Argument von früher nicht mehr zählt: NMC-Batterien seien zwar besser geeignet, die technischen Anforderungen für Anwendungsfälle zu erfüllen, bei denen eine hohe Leistung wichtig ist, wie zum Beispiel bei der Frequenzstabilisierung. Solche Anwendungsfälle seien aber nicht mehr so dominant. Auch die Verfügbarkeit sei kein Argument mehr. Batterie-Systemintegratoren hätten oft NMC-Batterien nutzen müssen, weil solche mit LFP nicht zu haben gewesen seien. Doch das habe sich Dank der Entwicklung im Elektromobilitätssektor geändert.

Und die Rohstoffverfügbarkeit bei LFP? Jansen erklärt, dass es generell erst mal keinen Engpass geben werde, da die gesamte potenzielle Produktionskapazität doppelt so groß sei wie der LFP-Bedarf von 32 Gigawattstunden im Jahr 2021. Allerdings könnten bei Tier-1-LFP-Batterien im stationären Speichersektor Engpässe auftreten.

Marian Willuhn

Wie lange halten Batterien?

Big Data: Aus den Daten der Batteriemanagementsysteme lässt sich einiges herauslesen. Junge Unternehmen entwickeln Analyse-Tools, die Speicherbetreibern genaue Angaben zu Lade- und Gesundheitszustand machen. Damit lassen sich zum Beispiel Garantien und Versicherungslösungen gestalten.

Foto: Abo Wind

Der Gesundheits- und Ladezustand des Gewerbespeichers, der hier bei einem Abfallentsorgungsbetrieb im Kreis Kassel „anlandet“, wird per Cloud-System überprüft.

Wer kennt sie nicht, die bange Frage, ob der Handy-Akku den Tag noch durchhält oder wie lange er überhaupt noch funktioniert. Bei manchen Geräten dauert es einige Jahre, bis die ersten Leistungseinschränkungen spürbar werden, bei anderen geschieht das schon nach zwölf Monaten.

Bei professionellen stationären Speichersystemen mag die Qualität homogener sein, doch auch in diesem Segment, egal, welche Größe die Installation hat, haben Betreiber ein Interesse daran, den Zustand der Batterien genau zu kennen. Da Hersteller für eine bestimmte Leistung garantieren und Versicherungen verschiedenste Risiken übernehmen, sitzen diese mit dem Betreiber in einem Boot. Eine solche Gesundheitszustandsanalyse bieten inzwischen eine Reihe von Service-Dienstleister an, oft zusammen mit Lösungen, um Lebensdauern und Effizienzen zu erhöhen. Doch wie hoch ist der Aufwand und wie gut funktionieren die Methoden?

Ein 150-Kilowattstunden-Speichersystem besteht typischerweise aus über 50 Modulen und 1.200 Zellen. Das Batteriemanagementsystem bekommt Strom-, Spannungs- und Temperaturwerte der Zellen gemeldet und berechnet daraus Ladezustand und Gesundheit der Batterie. „Doch diese Werte sind fehlerbehaftet und deren Berechnung ist intransparent“, sagt Julia Badeda, die die Abteilung Hybridenergie und Energiespeicherung beim Projektentwickler Abo Wind leitet.

Sie und ihr Team haben gerade einen 150-Kilowattstunden-Speicher bei einem Abfallentsorgungsbetrieb im Kreis Kassel installiert.

Der Speicher bei Kassel dient zur Eigenverbrauchserhöhung aus einer 500-Kilowatt-Photovoltaikanlage, der Verbesserung der Netzqualität und als Notstromversorgung. Badeda will außer dem Gesundheitszustand unter anderem auch den Ladezustand der Batterien besser einschätzen können und testet dafür das System von Accure Battery Intelligence, im letzten Jahr von Kai-Philipp Kairies von der RWTH Aachen ausgegründet. Dort haben Badeda und Kairies im gleichen Team promoviert.

Kairies sieht etliche Anwendungen für sein System. Im Bereich Solarstromspeicher könne man zum Beispiel durch das Monitoring die Betriebsweise so anpassen, dass die Lebensdauer der Batterie um 20 bis 25 Prozent steige. Die Erkenntnisse aus dem ersten Einsatz will Badeda nutzen, wenn sie die Photovoltaik-Speicher-Großanlagen „ausgestaltet", für die Abo Wind Zuschläge bei Innovationsausschreibungen gewonnen hat (pv magazine November 2020, Seite 68).

Novum mit Doppelansatz

Prinzipiell gibt es zwei unterschiedliche Ansätze, um genauere Ergebnisse für Lade- und Gesundheitszustand zu erhalten, als sie das Batteriemanagement liefert. Der eine fußt auf einer besseren Datenanalyse, der andere nutzt zusätzliche Messungen und benötigt dazu extra Hardware.

Novum aus Leipzig geht beide Wege. Das Unternehmen arbeitet seit 2014 an Analysemethoden und hat nach eigenen Angaben jetzt 17 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. „Sind ausreichend Daten vorhanden, bestimmen wir den Batteriezustand über softwarebasierte KI-Analysen", sagt Geschäftsführerin Mandy Schipke. Das Novum-System erstellt dann zunächst anhand der Daten, die es übertragen bekommt, ein Batteriemodell.

Doch die rein datenfixierte Analyse funktioniere nicht immer, so Schipke. Für gute digitale Zwillinge benötige man in der Regel alle ein bis fünf Sekunden Strom-, Spannungs- und Temperaturwerte der jeweiligen Batterie über einen bestimmten Zeitraum. Und vor allem über den vollständigen Ladebereich. Diese Werte gebe es beispielsweise bei Speichern, die für die Primärregelleistung eingesetzt werden, nicht immer oft genug. Denn in dieser Anwendung wird Ladezustand meist um die 50 Prozent gehalten. Aber auch wenn die richtigen Daten oft genug erhoben werden, würden sie nicht immer oft genug übertragen. Oder es würden billige Sensoren eingesetzt, sodass die Qualität der Daten zu wünschen übrig lasse.

Am Ende gebe es bei etwas mehr als der Hälfte der Speicher, die Novum in der Überwachung habe, nicht genug gute Daten, sagt Schipke. Für diese Fälle hat das Unternehmen eine Methode mit dem Namen Impedanzspektroskopie weiterentwickelt. Dazu muss zusätzliche Hardware in den Speichersystemen installiert werden, die im laufenden Speicherbetrieb den frequenzabhängigen Widerstand misst. „Wir verwenden dazu kostengünstige Messplatinen, die einfach auf die kleinste, austauschbare Einheit eines Speichers gesteckt werden", sagt Schipke. Die Messmethode an sich ist nicht unbekannt und kann beispielsweise auch zum Test von Second-Life-Batterien eingesetzt werden.

Novum bietet das System auch zur Nutzungsdauerverlängerung an. Wenn man Lade- und Gesundheitszustand genauer kenne, könne man zum Beispiel den Ladestrom besser anpassen, erklärt Schipke. Man könne auch einzelne Batteriemodule gezielt auf Modulstränge verteilen und bessere von schlechteren trennen. Kürzlich meldete das Unternehmen, dass in Zukunft RWE bei der KI-basierten Optimierung von Batteriegroßspeichern kooperieren wolle.

Twaice mit Intraday-Beispiel

„Es ist eine Herausforderung, mit den realen Daten aus dem Batteriemanagement umzugehen", sagt auch Sebastian Becker. Er ist Business Development Manager bei Twaice. Das Unternehmen gibt es seit drei Jahren, hat seinen Ursprung in der TU München und nach eigenen Angaben bereits 70 Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen. Es setzt jedoch trotz dieser „Herausforderung" – wie im Übrigen auch Accure – rein auf die Datenanalyse und verspricht genaue Batteriezustandsbestimmungen ohne zusätzliche Messungen. Wenn man die

Anzeige

KATEK
Lead the category

Wechselrichter
High-End in Technologie. Überzeugend in Preis und Leistung.

steca
A KATEK Brand

Anwendung schnell skalieren wolle, könne man keine zusätzliche Hardware einbauen, so Becker.

Wird ein Batterietyp in die Überwachung neu aufgenommen, werden, wenn es geht, zunächst Labormessungen durchgeführt. Mit den Ergebnissen passen die Experten ein Batteriemodell auf das jeweilige System an und verbinden es mit der Cloud. Das dauere pro Speicher rund einen Tag. Danach können die Strom-, Spannungs- und Temperaturwerte, die der Speicher in die Cloud schickt, analysiert werden. Bei einem anderen Ansatz, bei dem künstliche Intelligenz zum Einsatz komme, entfalle auch bei Twaice die Labormessung, so Becker. Damit sei in Zukunft eine noch einfachere Skalierung möglich.

Der Speicherintegrator Smart Power setzt die Plattform bereits für einen Speicher ein, der sowohl am Regelenergiemarkt als auch am Intraday-Markt vermarktet wird und als pv magazine highlight top business model ausgezeichnet wurde (pv magazine September, Seite 12). Ein Betreiber versucht, bei diesen Geschäftsmodellen nach ökonomischen Gesichtspunkten zu entscheiden, welcher der beiden Märkte zu einem bestimmten Zeitpunkt bedient wird und ob es sich überhaupt lohnt, an ihnen teilzunehmen. „Wir haben eine Lösung entwickelt, die Alterungskosten sichtbar macht“, sagt Becker. Damit könne man die Entscheidungsgrundlage verbessern. Ein Intraday-Einsatz beansprucht den Speicher nämlich in der Regel stärker als ein Einsatz am Regelenergiemarkt.

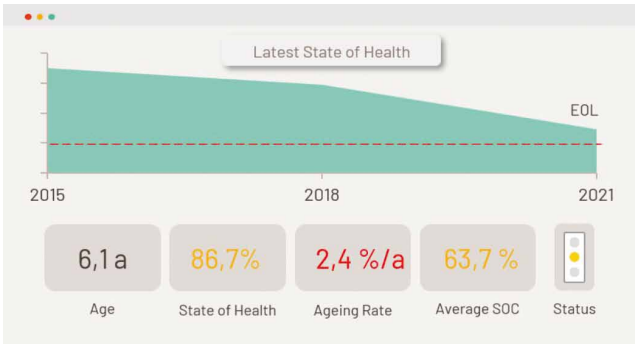
„Wenn man Lade- und Gesundheitszustand genauer kennt, kann man den Ladestrom besser anpassen.“

Becker gibt die Genauigkeit der Methode mit einem Prozent auf die Werte für den Gesundheitszustand (SOH), mit unter einem Prozent auf den aktuellen Ladezustand (SOC) und auf ein bis drei Prozent für die Prognose von SOH-Werten bei bestimmten Speichereinsätzen an, wobei die Genauigkeit vor allem von der Datenqualität abhänge. Die Messungen und Studien, die die Genauigkeit der Methode untermauern sollen, würde Interessenten erhalten, wenn sie eine Vertraulichkeitserklärung unterschreiben. Inzwischen hat Twaice nach eigenen Angaben eine Kapazität von einer Gigawattstunde in der Überwachung.

Versicherungen durch Monitoring möglich

Michael Schrempp, der die Abteilung Green Tech Solutions bei der Münchener Rück leitet, hat Twaice vor einigen Jahren bei einer Start-up-Präsentation kennengelernt. Inzwischen nutzt der Versicherer die Technologie – zum Beispiel in den Speicheranwendungen des Systemintegrators Smart Power, der dadurch nach eigenen Angaben Risiken versichern und den Speicherkunden bessere Garantiebedingungen anbieten könne.

„Wenn zum Beispiel Ladezyklen garantiert werden und wir diese Garantie teilweise versichern, modellieren wir diese Batterie und nutzen die Twaice-Software zum kontinuierlichen Abgleich“, sagt Schrempp. Damit lasse sich nicht nur feststellen, wann ein Versicherungsfall eintritt, sondern auch, wie ein Versicherungsfall verhindert werden kann. So könne das System etwa darauf hinweisen, dass ein Batteriemodul getauscht werden müsse, das auffällig ist. „Die meisten Versicherungen versichern keine Mängel beziehungsweise entschädigen erst bei einem tatsächlichen Sachschaden“, erklärt er. „Da wir eine Versicherung der Performance inklusive anfallender Wartungskosten anbieten, haben wir natürlich ein Interesse, den sich abzeichnenden Schaden frühzeitig zu adressieren und damit einen Ausfall überhaupt zu vermeiden.“



Screenshot: Accure

So kann eine zusätzliche Fernüberwachung aussehen. Hier das Beispiel von Accure.

Versichern kann man im Speicherbereich prinzipiell sehr viel, nicht nur für Ladezyklen, sondern die Speicher-Dienstleistungen selbst. Wenn ein Speicher installiert wurde, um die Lastspitzen zu kappen, und im entscheidenden Moment fehlt Kapazität, um den letzten Peak abzufedern, kann das die Stromkosten stark erhöhen (Seite 37). Auch das lässt sich prinzipiell versichern und umso wichtiger ist ein Monitoring. Das kann im Vorfeld Alarm schlagen, wenn die Kapazität der Batterie nicht mehr ausreicht, um eine bestimmte Dienstleistung zu erbringen.

Accure auch für Heimspeicher interessant

Auch Kai-Philipp Kairies von Accure sagt, dass er an einem Versicherungsprodukt arbeitet. Sein Unternehmen führt mit bereits 28 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern die Datenanalyse durch, ebenfalls in der Cloud. Nach eigenen Angaben hat er rund 200.000 Module mit zusammen etwa 330 Megawattstunden Kapazität in der Überwachung.

Zusätzliche Hardware setzt er nicht ein. Erstens sei der Mehrwert der Impedanzspektroskopie-Messungen begrenzt. Vor allem, wenn man nicht an der kleinsten Einheit, der Zelle, ansetze, sagt er. Zum anderen sei es ein zu hoher Aufwand, diese Messplatinen überall einzubauen. Selbst wenn die Hardware nicht teuer sei, seien die Einbaukosten zu hoch.

„Wir haben daher Methoden entwickelt, mit den Marotten von mehr als 20 unterschiedlichen Batteriemanagementsystemen umzugehen“, sagt er. Die Felddaten seien wirklich oft von erstaunlich schlechter Qualität, sowohl in Bezug auf Datenverfügbarkeit als auch auf Sensorgenauigkeit, und würden aufbereitet. Die aufbereiteten Rohdaten analysiere die Software dann mit mehreren Ansätzen.

Theoretisch lässt sich der Gesundheitszustand, also die aktuelle Speicherkapazität, bestimmen, indem man eine Batterie mit wohl definierter Geschwindigkeit vollständig lädt und entlädt. Im Einsatz werden Batteriespeichersysteme aber meist nicht voll geladen und auch nicht ganz entladen. Das ist einer der Gründe, warum sich aus den Daten im Monitoringsystem nicht in einfacher Weise auf den Gesundheitszustand rückschließen lässt, wie auch schon Mandy Schipke erläutert hat, die deswegen die Impedanzspetroskopie-Messungen einsetzt.

Kairies sagt, er und seine Mitarbeiter hätten einen anderen Weg gefunden. Die Accure-Software analysiere dazu unter anderem genauer, wie die Spannungswerte abfallen, wenn ein Ladevorgang beendet und die Batterie unbelastet ist. Der zeitliche Verlauf der Konstante der exponentiellen Abklingfunktion hänge mit der Alterung zusammen, aber auch von der Temperatur und anderen Faktoren (siehe auch pv magazine, Mai 2019, Seite 95). Eine ihrer Leistungen sei es, die zahlreichen Einflussfaktoren zuordnen zu können“, sagt Kairies.

„Das Monitoring kann im Vorfeld Alarm schlagen, wenn die Kapazität der Batterie nicht mehr ausreicht.“

Während seiner Zeit an der RWTH Aachen hat er das Speichermonitoring für das Förderprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau betreut. Dazu gehörte, rund 32 Heimspeicher im Feld mit zusätzlicher Messsoftware auszustatten. Dadurch konnte er seine Algorithmen mit genauen Messwerten vergleichen. „Wir haben in Tests vor Ort Abweichungen von weniger als einem Prozentpunkt zwischen unserer Berechnung und einem korrekt durchgeführten manuellen Test gemessen“, sagt er. Zwei Heimspeicher-Hersteller würden das System bereits einsetzen, um die Restkapazität der verkauften Geräte per Fernmonitoring besser analysieren zu können. Das könnte die Lösung für das schon länger diskutierte Problem sein, dass die Hersteller zwar Garantien ausgeben, diese bisher aber kaum überprüft werden konnten. Denn um verlässliche Aussagen zu bekommen, musste man bisher die Batterie ausbauen, in ein Labor bringen und dort vermessen lassen. In Zukunft könnte das per Mausklick funktionieren.

Im Prinzip könnten auch die Batteriehersteller selbst eine bessere Sensorik und Analyse in ihre Batteriemanagementsysteme einbauen, sodass vielleicht gar keine spezielle Analyse, wie sie Accure, Twaice und Novum anbieten, notwendig ist. Kairies sieht jedoch auch für diesen Fall noch einen Mehrwert für seine Plattform. „Systemintegratoren nutzen nicht nur einen Batterietyp, sondern drei, vier oder noch mehr“, sagt er. Dazu hätten zu verschiedenen Zeiten von verschiedenen Lieferanten bezogene Module unterschiedliche Parameter und Garantiebedingungen. Seine Plattform sei auch dafür da, in dieser Situation den Überblick zu behalten, Garantiemeldungen zu automatisieren und vor allem auch, um das Batteriemanagement so zu steuern, dass die Batterie möglichst lange betrieben werden könne.

Michael Fuhs

Anzeige

inter solar
connecting solar business | EUROPE

Die weltweit führende Fachmesse für die Solarwirtschaft
MESSE MÜNCHEN

21–23 JULI 2021
www.intersolar.de

- Von Solarzellen und Solarkraftwerken bis zu Wechselrichtern
- Zugang zu internationalen Märkten und neuen Geschäftsmodellen
- Innovative Technologieentwicklungen und Branchentrends
- Treffen Sie 50.000+ Energieexperten und 1.480 Aussteller auf vier parallelen Fachmessen

30 YEARS 1991–2021 INTERSOLAR

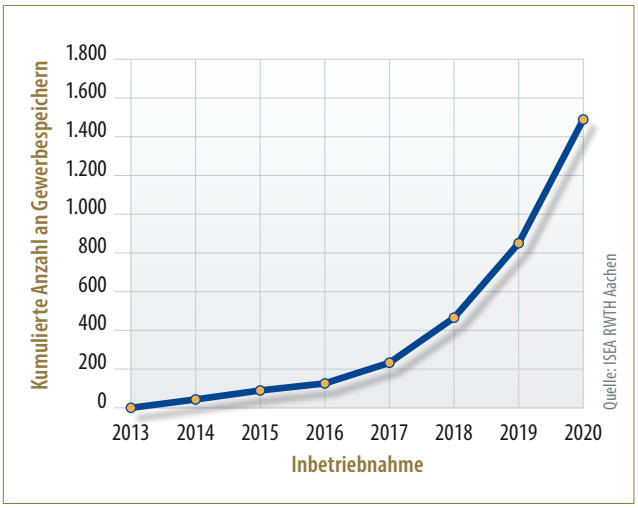
Gewerbespeichermarkt wächst

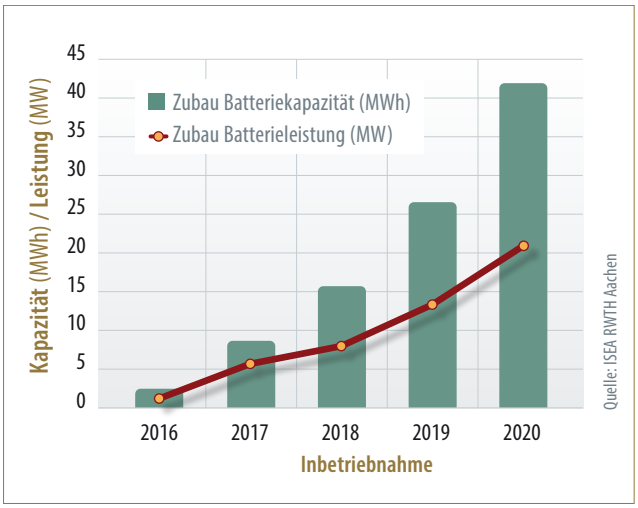
Marktzahlen: Lange gab es keine guten statistischen Daten zum Gewerbespeichermarkt. Das hat sich mit dem Marktstammdatenregister geändert. Höchste Zeit, ein wenig tiefer in die Daten zu blicken.

Im Vergleich zu den Heimspeichern für den Eigenverbrauch und den Großspeichern für Primärregelleistung bilden Gewerbespeicher (Anlagenklasse zwischen 30 Kilowattstunden und einer Megawattstunde) den kleinsten Markt unter den stationären Batteriespeichern. Ende 2020 stellten Gewerbespeicher mit etwa 1.500 Registrierungen und einer kumulierten Kapazität von über 100 Megawattstunden nur wenige Prozent der Speicherregistrierungen im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur dar. Insgesamt waren zum gleichen Zeitpunkt über 180.000 Batteriespeicher (2.000 Megawattstunden und 1.400 Megawatt) bei der Bundesnetzagentur registriert. Das relative Marktwachstum des Gewerbespeichermarkts ist jedoch ordentlich: Wurden 2019 noch 380 Gewerbespeicher registriert, stieg dieser Wert im Jahr 2020 auf 630 Gewerbespeicher an. Die zugebaute Kapazität ist 2020 gegenüber dem Vorjahr um 60 Prozent auf 42 Megawattstunden angestiegen, die Leistung entspricht 21 Megawatt.

Die vielseitigen Anwendungen eines Gewerbespeichers umfassen beispielsweise die Erhöhung des solaren Eigenverbrauchs, die Lastspitzenkappung zur Netzentgeltreduktion, eine unterbrechungsfreie Stromversorgung oder die Integration von erneuerbaren Energien und Elektrofahrzeugen. Diese unterschiedlichen Anwendungsgebiete lassen sich auch in der Auslegung der Speichersysteme wiederfinden: Vom kleinen produzierenden Gewerbe mit einem Speicher unterhalb von 50 Kilowattstunden über Speicher mit einigen 100 Kilowattstunden für beispielsweise ein Busdepot bis zu Speichern von fast 1.000 Kilowattstunden für große Industriebetriebe ist mittlerweile jede Speichergröße im Marktstammdatenregister vertreten. Die meisten Gewerbespeicher liegen jedoch in der Kapazitätsklasse 30 bis 100 Kilowattstunden, die in den Jahren 2019 und 2020 rund 65 Prozent der zugebauten Kapazität ausgemacht hat. Zwischen 100 und 200 Kilowattstunden betrug dieser Anteil 2020 etwa 20 Prozent. Die wenigen großen Speichersysteme über 500 Kilowattstunden machten im Jahr 2019 noch zehn Prozent der zugebauten Kapazität aus, im Jahr 2020 jedoch nur noch weniger als fünf Prozent. Neben den reinen

„Die meisten Gewerbespeicher liegen in der Klasse bis 100 Kilowattstunden.“

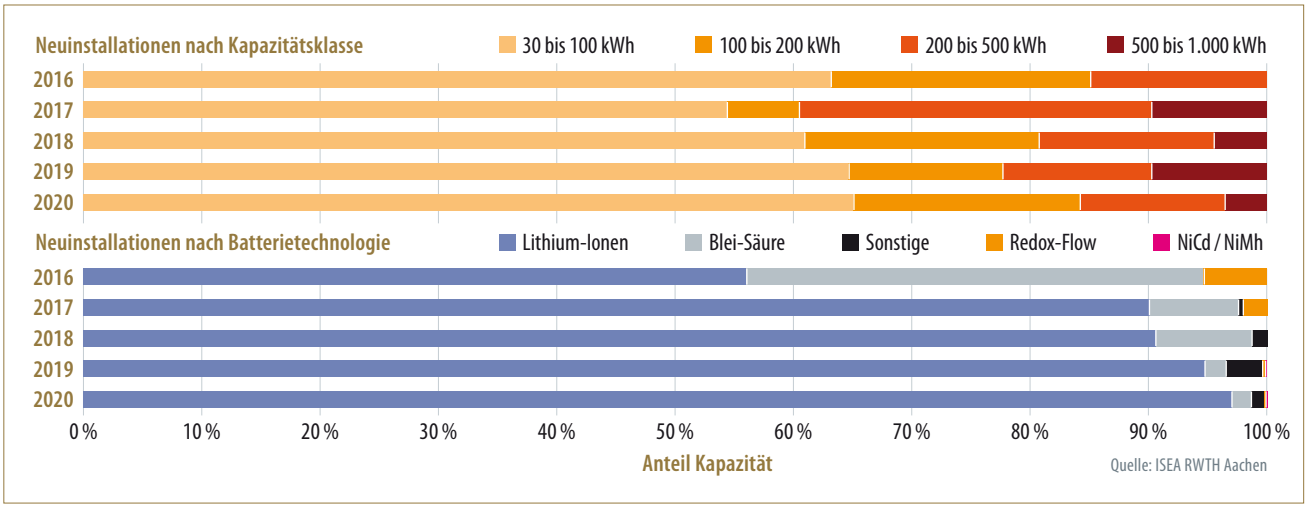




Grafiken: pv magazine/Harald Schütt

Links: Kumulierte Registrierungen von Gewerbespeichern im Marktstammdatenregister. Rechts: Zubau von Batteriekapazität und Batterieleistung. Eigene Auswertung und Darstellung der Daten der Bundesnetzagentur.

um 60 Prozent im Jahr 2020



Neuinstallationen nach Kapazitätsklasse (oben) und nach Batterietechnologie (unten) im Marktstammdatenregister. Werte gewichtet nach Kapazität. Eigene Auswertung und Darstellung der Daten der Bundesnetzagentur.

Größenunterschieden geben auch die Entladedauern der Speichersysteme Informationen über ihren Einsatz. Speicher mit Entladedauern von deutlich weniger als einer Stunde werden vermutlich zur Lastspitzenkappung eingesetzt. Hierbei werden die Speichersysteme zum Puffern von Leistungsspitzen verwendet, um die Kosten der leistungsbezogenen Netzentgelte verringern zu können. Entladedauern von einigen Stunden lassen hingegen auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung oder die deutliche Erhöhung des Eigenverbrauchs schließen.

„Zudem zeichnen sich im Markt auch immer mehr Wiederholungstäter:innen ab."

Analog zum Heimspeichermarkt hat sich auch im Gewerbespeichermarkt in den letzten Jahren ein deutlicher Trend zu Lithium-Ionen-Batterien gezeigt: Betrug der Anteil der Lithium-Ionen-Batterien im Jahr 2016 noch lediglich 55 Prozent, werden seit 2019 über 95 Prozent der neuinstallierten Kapazität mit dieser Technologie installiert. Insgesamt haben Lithium-Ionen-Batterien eine höhere Effizienz und in vielen Anwendungen eine längere Lebensdauer. Nichtsdestotrotz bieten sich Blei-Säure-Batterien insbesondere für die unterbrechungsfreie Stromversorgung an. Hierbei befinden sich die Batterien die meiste Zeit bei hohen Ladezuständen in Bereitschaft. In diesen Ladezuständen weisen Lithium-Ionen-Batterien eine stark beschleunigte Alterung auf, was bei Blei-Säure-Batterien ist nicht der Fall ist.

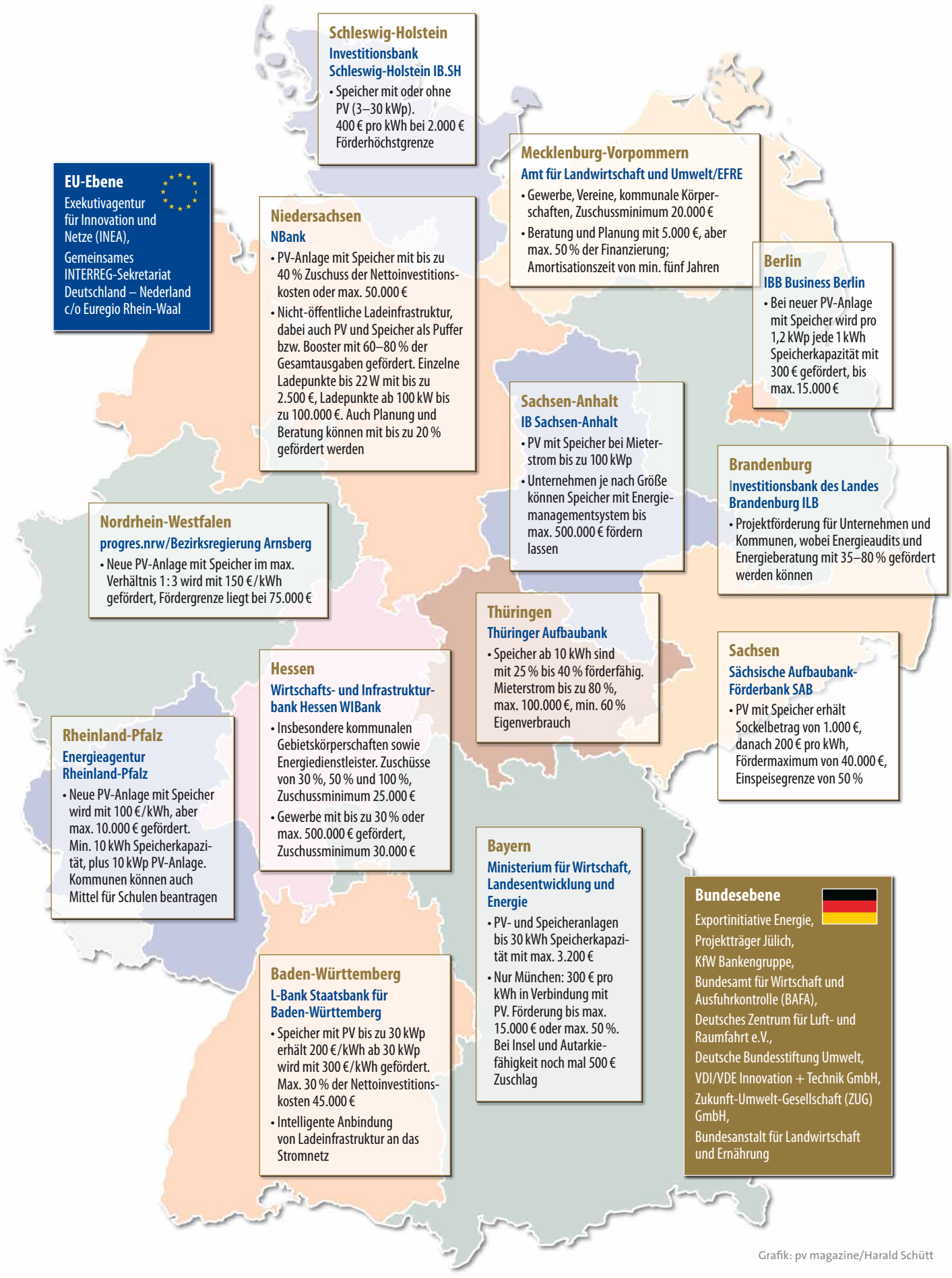
Stand Februar 2021 sind bereits einige größere Gewerbespeicherprojekte für das laufende Jahr eingetragen und angemeldet. Zudem zeichnen sich im Markt auch immer mehr Wiederholungstäter:innen ab: Einzelne Projektierer:innen betreiben bereits fast zehn Gewerbespeicher und auch Supermarktketten tauchen schon mehrfach als Anlagenbetreibende auf. Die Integration der Elektromobilität in die Stromnetze und die Nachrüstung gewerblicher Photovoltaikanlagen, deren Anspruch auf die EEG-Vergütung abläuft, werden dem Markt in den kommenden Jahren sicherlich weiteren Aufschwung geben.

Jan Figgener

Der Autor

Jan Figgener ist Abteilungsleiter am Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik der RWTH Aachen. Seine Forschungsschwerpunkte sind die Markt- und Technologieentwicklung, die Netzintegration und die Alterung von Batteriespeichern.

Gewerbe- und Großspeicher



Schleswig-Holstein
Investitionsbank Schleswig-Holstein IB.SH
- Speicher mit oder ohne PV (3–30 kWp). 400 € pro kWh bei 2.000 € Förderhöchstgrenze

Mecklenburg-Vorpommern
Amt für Landwirtschaft und Umwelt/EFRE
- Gewerbe, Vereine, kommunale Körperschaften, Zuschussminimum 20.000 €
- Beratung und Planung mit 5.000 €, aber max. 50 % der Finanzierung; Amortisationszeit von min. fünf Jahren

EU-Ebene
Exekutivagentur für Innovation und Netze (INEA),

Gemeinsames INTERREG-Sekretariat Deutschland – Nederland c/o Euregio Rhein-Waal

Niedersachsen
NBank
- PV-Anlage mit Speicher mit bis zu 40 % Zuschuss der Nettoinvestitionskosten oder max. 50.000 €
- Nicht-öffentliche Ladeinfrastruktur, dabei auch PV und Speicher als Puffer bzw. Booster mit 60–80 % der Gesamtausgaben gefördert. Einzelne Ladepunkte bis 22 W mit bis zu 2.500 €, Ladepunkte ab 100 kW bis zu 100.000 €. Auch Planung und Beratung können mit bis zu 20 % gefördert werden

Berlin
IBB Business Berlin
- Bei neuer PV-Anlage mit Speicher wird pro 1,2 kWp jede 1 kWh Speicherkapazität mit 300 € gefördert, bis max. 15.000 €

Sachsen-Anhalt
IB Sachsen-Anhalt
- PV mit Speicher bei Mieterstrom bis zu 100 kWp
- Unternehmen je nach Größe können Speicher mit Energiemanagementsystem bis max. 500.000 € fördern lassen

Brandenburg
Investitionsbank des Landes Brandenburg ILB
- Projektförderung für Unternehmen und Kommunen, wobei Energieaudits und Energieberatung mit 35–80 % gefördert werden können

Nordrhein-Westfalen
progres.nrw/Bezirksregierung Arnsberg
- Neue PV-Anlage mit Speicher im max. Verhältnis 1:3 wird mit 150 €/kWh gefördert, Fördergrenze liegt bei 75.000 €

Thüringen
Thüringer Aufbaubank
- Speicher ab 10 kWh sind mit 25 % bis 40 % förderfähig. Mieterstrom bis zu 80 %, max. 100.000 €, min. 60 % Eigenverbrauch

Sachsen
Sächsische Aufbaubank-Förderbank SAB
- PV mit Speicher erhält Sockelbetrag von 1.000 €, danach 200 € pro kWh, Fördermaximum von 40.000 €, Einspeisegrenze von 50 %

Hessen
Wirtschafts- und Infrastrukturbank Hessen WIBank
- Insbesondere kommunalen Gebietskörperschaften sowie Energiedienstleister. Zuschüsse von 30 %, 50 % und 100 %, Zuschussminimum 25.000 €
- Gewerbe mit bis zu 30 % oder max. 500.000 € gefördert, Zuschussminimum 30.000 €

Rheinland-Pfalz
Energieagentur Rheinland-Pfalz
- Neue PV-Anlage mit Speicher wird mit 100 €/kWh, aber max. 10.000 € gefördert. Min. 10 kWh Speicherkapazität, plus 10 kWp PV-Anlage. Kommunen können auch Mittel für Schulen beantragen

Bayern
Ministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
- PV- und Speicheranlagen bis 30 kWh Speicherkapazität mit max. 3.200 €
- Nur München: 300 € pro kWh in Verbindung mit PV. Förderung bis max. 15.000 € oder max. 50 %. Bei Insel und Autarkiefähigkeit noch mal 500 € Zuschlag

Bundesebene
Exportinitiative Energie,
Projektträger Jülich,
KfW Bankengruppe,
Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA),
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.,
Deutsche Bundesstiftung Umwelt,
VDI/VDE Innovation + Technik GmbH,
Zukunft-Umwelt-Gesellschaft (ZUG) GmbH,
Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung

Baden-Württemberg
L-Bank Staatsbank für Baden-Württemberg
- Speicher mit PV bis zu 30 kWp erhält 200 €/kWh ab 30 kWp wird mit 300 €/kWh gefördert. Max. 30 % der Nettoinvestitionskosten 45.000 €
- Intelligente Anbindung von Ladeinfrastruktur an das Stromnetz

Grafik: pv magazine/Harald Schütt

Neu im Förderangebot

Rahmenbedingungen: Die Förderlandschaft in Deutschland ist nicht ganz einfach zu verstehen, doch es gibt fast in allen Bundesländern was zu holen. Valeska Gottke, Kommunikationsleiterin des Bundesverband für Energiespeicher Systeme (BVES) zieht Bilanz und sieht Potenzial in der Verbindung mit dem Ausbau der Ladeinfrastruktur.

Energiespeichersysteme ermöglichen klimafreundliche und resiliente Energieversorgungsmodelle in den Bereichen von Strom, Wärme und Mobilität. Dreh- und Angelpunkt sind Speicheranwendungen in Haushalt, Gewerbe und Industrie zur Absicherung einer zunehmend dezentralen (Eigen-)Versorgung mit Energie und Leistung. Den Blick auf die Anwender von Speichern als „Energiewende-Enabler" schärfte die EU zuletzt auch in ihrer Industriestrategie. Ihnen kommt für die Erreichung der Klimaziele als auch für die Entwicklung einer nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Industrie eine wichtige Rolle zu.

Es ist von wesentlichem Interesse für die EU und somit auch für Deutschland, dass es der Industrie, als Großverbraucher von Energie, erleichtert wird, Energiespeichersysteme einzusetzen, um so die Erreichung der Klimaziele näherzurücken. Gezielte Förderprogramme sind eine Möglichkeit, Anreize für den Einsatz neuer Technologien zu setzen und so den breiten Markteintritt vorzubereiten.

Ein Blick in die Förderlandschaft Deutschland ergibt, dass es einen bunten Strauß an Möglichkeiten für verschiedene Speichertechnologien in verschiedenen Marktsegmenten gibt. Doch es ist Geduld nötig, ein passendes Programm für eine konkrete Speichertechnologie oder -anwendung zu finden. Selten tragen die Förderprogramme das Wort „Speicher" im Titel und die Anzahl an Förderprogrammanbietern wie Bund, Ländern, Gemeinden, Stadtwerken, EU sind mannigfaltig. Energiespeicher sind „systemintegrierende Werkzeuge" und das spiegelt sich auch im Angebot von Förderprogrammen wider. Fundamental für den Erfolg von Speicherförderprogrammen ist ein technologieoffener Ansatz.

Ein Bereich, der immer mehr Aufmerksamkeit in den Förderprogrammen erfährt, ist Elektromobilität. Der Ausbau von Ladeinfrastruktur ist der Schlüssel für den Erfolg. Hier sei zu den Ladesäulen-Förderprogrammen jedoch angemerkt, dass bei genauem Hinsehen meist eher der Netzausbau zusätzlich gefördert wird und nicht die eigentliche Ladesäule oder Ladeleistung. Damit vergeben die Förderprogramme die Chance, Ladeleistung kosten-, zeit- und ressourceneffizient voranzubringen. Eine Alternative zum Netzausbau bieten Batteriespeicher, als Puffer sowie als Booster eingeschränkter Netzleistung. Sie ermöglichen neben der Systemintegration, also der systemdienlichen Verbindung der Ladesäulen mit dem Netz und damit der Garantie, Lastspitzen im Netz erst gar nicht entstehen zu lassen, zudem sehr hohe Schnellladeleistungen für die Elektrofahrzeuge. Während zum einen der Batteriespeicher in Ladesäulen-Förderprogrammen häufig noch ausgeschlossen wird, wird in anderen Programmen die genaue Förderquote des Batteriespeichers nicht gesondert angegeben und damit diese technische Lösung verschleiert. In beiden Fällen besteht dringender Optimierungsbedarf. Schließlich soll doch die Elektromobilität und der schnelle Ausbau der Ladeinfrastruktur gefördert werden und nicht der Netzausbau.

„Energiespeicher sind systemintegrierende Werkzeuge."

Während der Netzausbau beziehungsweise die Anschlussleistungserweiterung bezüglich der Ladeinfrastrukturförderungen thematisiert werden, werden sie für Industriespeicherförderungen generell nicht näher betrachtet. Dabei gibt es mit Energiespeichern in der Industrie und allgemein Systemen aus Speichern und erneuerbaren Energien interessante Anwendungsfälle, in welchen Speicher einem Netzausbau deutlich aus Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsgründen vorzuziehen wären und dann auch förderfähig sein sollten. In vielen Industriespeicheranwendungen wird die Zeitwertersatzgarantie von über zehn Jahren nicht benötigt, da die Amortisationszeiten, auf die die Speicher ausgelegt werden, deutlich kürzer sind und keine zehn Jahre Garantie erfordern. Dies nur als Beispiele für Verbesserungspotenzial.

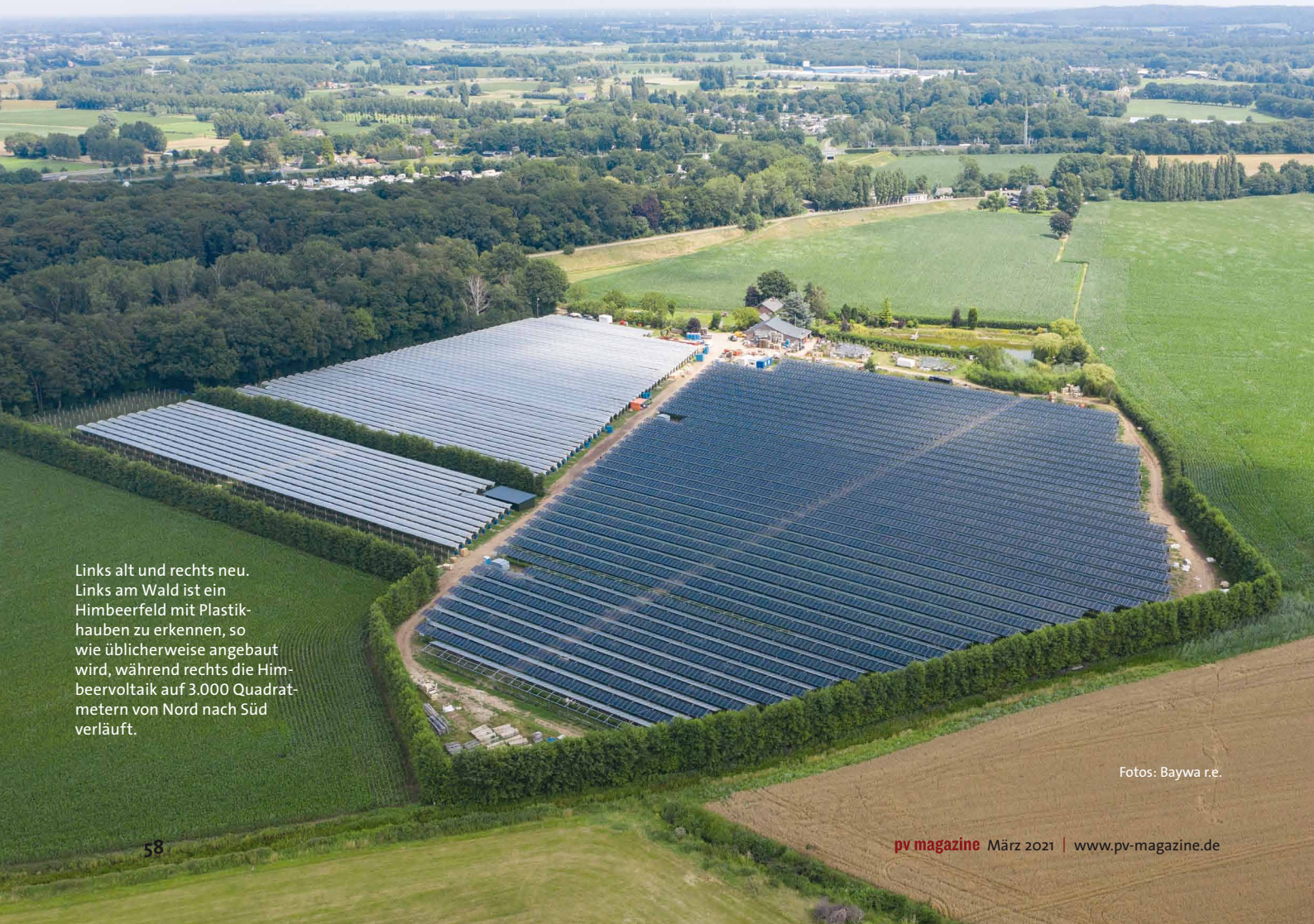
Eine Grundkritik der Energiespeicherbranche an der aktuellen Situation in Deutschland können jedoch auch keine guten Förderangebote wettmachen: Die komplexen rechtlichen und insbesondere weiterhin völlig unpassenden Rahmenbedingungen für Energiespeichersysteme hemmen eine positive Entwicklung der Marktintegration von Speichern und halten sie hinter ihren Möglichkeiten zurück. Valeksa Gottke

Die Autorin

Valeska Gottke ist Leiterin Kommunikation und Märkte beim BVES – Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. Zuvor war sie bei der Exportinitiative Energie des Bundeswirtschaftsministeriums tätig und arbeitete als Redakteurin zu energie- und klimapolitischen Themen beim Tagesspiegel.

Himbeervoltaik erzeugt Strom und schützt die Ernte

Agri-Photovoltaik: Ein Projekt aus den Niederlanden demonstriert die gute Vereinbarkeit von solarer Stromerzeugung mit dem Anbau von Beeren. Das Solardach bietet den Pflanzen Schutz, spart dem Landwirt Arbeit und beeinträchtigt die Ernte kaum. Auch in Deutschland gibt es dafür Potenzial. Jetzt kann man sich auf Innovationsausschreibungen vorbereiten.



Links alt und rechts neu. Links am Wald ist ein Himbeerfeld mit Plastikhauben zu erkennen, so wie üblicherweise angebaut wird, während rechts die Himbeervoltaik auf 3.000 Quadratmetern von Nord nach Süd verläuft.

Fotos: Baywa r.e.

Die Zeiten sind vorbei, in denen Blaubeeren, Himbeeren oder Brombeeren ein Schmaus nur für fleißige Pflücker waren, die am Waldesrand die geheimen Stellen kannten. Beeren aller Art gehören seit Jahren zu den Verkaufsschlagern findiger Landwirte. Sie werden auf Feldern angebaut, sind das ganze Jahr über im Supermarkt erhältlich und der Markt hat weiter steigende Wachstumsraten.

Damit die Früchte gut gedeihen, benötigen sie aber ein ausgewogenes Verhältnis von Licht und Schatten, das sich entweder durch Netze und Folien oder dauerhaft durch Agri-Photovoltaik herstellen lässt. Ein Landwirt, der eine große Fläche nur für Himbeeren reserviert hat, ist Piet Albers aus Babberich in den Niederlanden. Er pflanzt einjährige Himbeersträucher, die in Töpfen im Gewächshaus vorgezogen wurden. Auf seinem Feld wachsen sie dann drei Monate in die Höhe und benötigen dann etwa sechs Wochen von der Blüte bis zur Ernte. Die gesamte Saison dauert von April bis September.

Seit dem Frühjahr 2019 produziert er zusätzlich zu den vitaminreichen Naschfrüchten auch Solarstrom und zwar auf derselben Fläche. Zunächst stellte er 3.000 Quadratmeter seines Feldes für eine Pilotinstallation von Baywa r.e. zur Verfügung. Mitten in die Himbeerreihen, dort wo bisher Pfosten Rankhilfen und ein schmales Foliendach trugen, setzte das Unternehmen Stahlträger und darüber einreihig ein schräges Dach aus vertikal angeordneten Photovoltaikmodulen. Da die Himbeerreihen in Nord-Süd-Richtung verlaufen, zeigen die Modulreihen abwechselnd in Ost- und Westrichtung. Die Rankhilfen sind nun an die Stützen für das Solardach montiert.

Sonnenschutz und Belüftung

Die Module selbst sind Spezialanfertigungen, in denen Lücken zwischen den Zellen Licht passieren lassen. Das genaue Verhältnis von Licht und Schatten hält Stephan Schindele, der Projektleiter von Baywa r.e., geheim. Denn das Optimum ist nicht einfach zu ermitteln und oft nur durch aufwendige Tests feststellbar.

Da die Himbeerernte im ersten Jahr zufriedenstellend ausfiel, entschied sich Albers, die Agrarphotovoltaik auf 3,3 Hektar auszudehnen und ist mit dem Ergebnis sehr zufrieden, wie Stephan Schindele berichtet. Als besonders vorteilhaft erweise sich, dass die schrägen Moduldächer in der Spitze eine breite Lücke aufweisen, durch die warme Luft entweichen kann. Die Himbeeren würden dadurch deutlich besser belüftet als unter den bisherigen Foliendächern. Da die Lücken aber zwischen den Himbeerreihen angeordnet sind, seien diese gleichzeitig vor direkter Sonne, Hagel und Starkregen geschützt.

Messungen hätten ergeben, dass an heißen Tagen die Temperatur unter den Modulen fünf Grad niedriger sei als unter den Plastikfolien und zwei Grad niedriger als in der Umgebung. Nachts sei es dagegen unter den Modulen wärmer als in der Umgebung. „Weil die Temperaturschwankung unter Agri-Photovoltaik geringer ist, profitiert das Pflanzenwachstum, weil weniger Energie ins Temperaturmanagement gesteckt werden muss“, erklärt Schindele. „Zugleich wird durch die bessere Durchlüftung der Pilzdruck gemindert, was zur Reduktion von Fungiziden führt.“

Zwar hatten die Experten und auch der Landwirt ursprünglich mit reduzierten Erträgen gerechnet, im Sommer 2020 seien die Erträge unter den Solardächern mit denen unter Folien aber vergleichbar gewesen. Ein etwas langsameres Wachstum sei dabei gar nicht nachteilig, wie sich herausstellte, da das mehr Zeit für Ernte und Verkauf ermöglicht.

Solarertrag ohne zusätzlichen Flächenbedarf

Agri-Photovoltaik hat zum Ziel, die gleiche Fläche doppelt zu nutzen, zum einen für die Landwirtschaft und zum anderen für die Stromproduktion. Wenn das Kalkül aufgeht, steigt die Flächeneffizienz: Auch wenn beide Teile weniger produzieren als auf allein genutzten Flächen, soll ein in Summe höherer ökonomischer Ertrag erreicht werden.

„An heißen Tagen liegt die Temperatur unter den Modulen fünf Grad niedriger als unter den Plastikfolien.“

In dicht besiedelten und intensiv genutzten Landschaften, wie in Europa, könne damit die Flächenkonkurrenz verringert werden, hoffen die Akteure. In anderen, vor allem sehr trockenen Ländern, kann die Photovoltaik dabei helfen, überhaupt Landwirtschaft zu ermöglichen, in dem sie den Boden vor Austrocknung schützt und die Pflanzen vor der brennenden Sonne.

Beispielsweise berichtete Greg Barron-Gafford von der Universität in Arizona auf einer Tagung im Oktober, dass kalifornische Bauern ihre Felder aufgrund von Wassermangel zunehmend in Photovoltaikflächen umwandeln. Seine Studien über Agri-Photovoltaikanlagen zeigten aber, dass viele Feldfrüchte im Schatten deutlich länger Photosynthese betrieben und mehr Früchte produzierten als in der Sonne. Dort stellen sie die Photosynthese schon kurz nach dem Mittag ein, um den Wasserverlust zu verringern. Unter den Paneelen verdunste außerdem das Wasser nicht so schnell. Da Photosynthese auch bedeute, dass Kohlendioxid aus der Luft entfernt wird, ergebe sich ein

Das Wichtigste in Kürze

Agri-Photovoltaik gibt es in vielen unterschiedlichen Varianten. Die Bauform orientiert sich an den klimatischen Bedingungen, an den Bedürfnissen der Pflanzen und den Arbeitsabläufen in den bäuerlichen Betrieben.

Im Beerenanbau treffen verschiedene Faktoren zusammen, die für den Einsatz von Agri-Photovoltaik förderlich sind. Die Früchte wachsen weiterhin gut, werden vor der Sonne geschützt und besser belüftet. Die Photovoltaik ersetzt Plastikhauben.

Stromgestehungskosten für solche Installationen werden zwischen 8,5 und 9 Cent pro Kilowattstunde abgeschätzt. Das kann rentabel sein, wenn Synergieeffekte eingepreist werden und der Hof einen größeren Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen kann.

Auch für andere Obstsorten, für Wein und Hopfen gibt es vielversprechende Konzepte. In Deutschland sollen in Kürze zwei neue Forschungsprojekte gebaut werden. Ab 2022 gibt es zudem gesonderte Kontingente für Agri-Photovoltaik bei Innovationsausschreibungen..

Lieferverpflichtungen und ein hoher Qualitätsanspruch der Kunden führen dazu, dass immer mehr Beeren und auch andere Obstsorten geschützt unter Folien und Netzen wachsen. Agri-Photovoltaik kann einige dieser Schutzmaßnahmen durch dauerhafte Installationen ersetzen.

doppelter Vorteil fürs Klima, wenn Photovoltaik und Landwirtschaft kombiniert werden.

Auch hierzulande kann Trockenheit die Landwirtschaft zunehmend vor Probleme stellen. Die Vorteile liegen hier aber oft woanders. Bei Projekten wie dem beschriebenen kann die Photovoltaik Schutzmaßnahmen ersetzen. Piet Albers' Mitarbeiter müssen nun nicht mehr nach einem Sturm hinaus aufs Feld, um die Regenhauben wieder instand zu setzen. Die Photovoltaik habe hier den Anspruch, deutlich weniger anfällig für Sturmschäden zu sein. Außerdem muss sie nicht vor dem Winter abgebaut und eingelagert werden. Es sei auch nicht mehr nötig, die Folien alle sechs Jahre zu ersetzen, die in der Sonne brüchig werden und zerreißen. Die Photovoltaik sei als dauerhafte Lösung nachhaltiger und verursache weniger Arbeit.

Bauaufsichtliche Zulassung – schon gewusst?

Für die Überkopfmontage von Photovoltaikmodulen fordert das Deutsche Institut für Bautechnik speziell zugelassene Produkte. Bei diesen wird etwas dickeres Sicherheitsglas verwendet, um ernste Verletzungen durch herabfallende Glasstücke zu verhindern. Das betrifft insbesondere öffentlich zugängliche Bereiche und hoch befestigte Verglasungen (über 2,50 Meter). Falls für eine Agri-Photovoltaikanlage keine Baugenehmigung notwendig ist oder die Anlage nicht eingezäunt wird, ist der Betreiber für den Einsatz sicherer und damit zugelassener Module verantwortlich. Schließlich könnten Passanten versucht sein, unter der Anlage Schutz vor Regen oder Hagel zu suchen.

Wird für das Projekt jedoch eine Baugenehmigung benötigt, kann die Frage, ob zugelassene Module erforderlich sind, mit der jeweiligen Baubehörde im Einzelfall geklärt werden. Das Ergebnis wird davon abhängen, ob das Gelände eingezäunt ist, für wie viele Menschen es zugänglich ist und in welcher Höhe die Module befestigt werden. Bei einem Betriebsgelände ohne öffentlichen Zugang und mit niedrigen Modulen, wie bei der Himbeeranlage, ist es sicherlich oft möglich, darauf zu verzichten.

„Kalifornische Bauern wandeln ihre Felder aufgrund von Wassermangel zunehmend in Photovoltaikflächen um."

Auf dem deutschen Markt sei ein deutlicher Trend zum „geschützten Anbau" von Obst zu erkennen, berichtet Christoph Müller, Bio-Obstbauberater bei der Vereinigung ökologischer Landbau, Gäa. Nur so könnten die Höfe die geforderte Liefersicherheit und Qualität garantieren und Risiken vermeiden, denen die Früchte im Freiland ausgesetzt sind. Und obwohl beispielsweise Himbeeren im Biolandbau im Boden eingepflanzt sind, wo sie vier bis fünf Jahre stehen, bevor sie gerodet werden, sieht auch er keine prinzipiellen Hindernisse für Photovoltaiküberdachungen. „Himbeeren sind selbstverträglich und können auch mehrmals nacheinander auf das gleiche Feld gepflanzt werden", sagt er.

Baywa r.e. bemüht sich, erläutert Stephan Schindele, gerade für solche Kulturen, die zusätzliche Schutzmaßnahmen erfordern, angepasste Lösungen zu entwickeln, bei denen Größe und Abstand der Solarflächen und das Trägersystem variiert werden. Parallel zum Projekt in Babberich testet das Unternehmen Anlagen über Blaubeeren, Johannisbeeren, Erdbeeren und Brombeeren. Kommende Projekte sollen auch Apfelplantagen und Weinberge einschließen. In die Photovoltaikanlagen lassen sich übrigens neben Rankhilfen auch Regenrinnen integrieren. Damit kann Starkregen aufgefangen und den Pflanzen später über ein Bewässerungssystem wieder zugeführt werden.

Solarertrag pro Hektar geringer

Stephan Schindele war bis Februar 2020 Projektleiter für die Forschungsanlage im baden-württembergischen Heggelbach, die Baywa r.e. zusammen mit dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE entwickelt hat. Die Anlage dort ist sehr hoch, bis zu 8,50 Meter, damit Maschinen durchfahren können. Darunter werden gewöhnliche Feldfrüchte wie Weizen oder Kartoffeln angebaut.

In einer Abschätzung zu den Kosten verschiedener Agri-Photovoltaiksysteme kam Christoph Mayr, Business Manager Photovoltaic Systems des Austrian Institute of Technology AIT, zu dem Schluss, dass diese Variante den höchsten Stahleinsatz erfordert und somit die höchsten Installationskosten unter den verglichenen Systemen auf Freiflächen verursacht. Dabei sei der Solarertrag pro Hektar aufgrund der großen Reihenabstände vergleichsweise niedrig. Stephan Schindele und auch Max Trommsdorff, Leiter des Forschungsbereichs Agri-Photovoltaik am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE,

Vorne die herkömmliche Anbaumethode, hinten die Agri-Photovoltaik. Unter Folienkappen stauen sich Hitze und Feuchtigkeit. Wenn die Agri-Photovoltaik für mehr Belüftung sorgt, verbessern sich die Bedingungen und der Pilzbefall verringert sich.

sehen diese Forschungsanlage heute nicht mehr als den Einstieg in die Agri-Photovoltaik an. Statt auf austauschbare Feldfrüchte konzentrieren sie sich auf Dauerkulturen. Auf gewöhnlichen Äckern scheinen dagegen eher die Systeme von Next2Sun und der Solverde Bürgerkraftwerke Energiegenossenschaft vorteilhaft (siehe Seite 69), die landwirtschaftlichen Anbau zwischen den Modulreihen anstatt darunter ermöglichen sollen.

Im Vergleich zur Anlage in Heggelbach wird die Himbeer-Photovoltaik viel niedriger aufgeständert und bedeckt die Fläche dichter. Auf 3,3 Hektar sind 2,65 Megawattpeak installiert. Das entspricht 800 Kilowattpeak pro Hektar, im Vergleich zu etwa 1.000 Kilowattpeak pro Hektar bei einer typischen Freiflächenanlage in Deutschland. Diese hohe Nennleistung auf der Fläche ist vor allem der Ost-West-Ausrichtung zu verdanken, die deutlich geringere Abstände zwischen den Reihen erfordert. Das Fraunhofer ISE gibt im Agri-Photovoltaik-Leitfaden, der im Oktober veröffentlicht wurde, eine durchschnittliche Flächenbelegung von 600 Kilowattpeak pro Hektar für Ackerfrüchte und 700 Kilowattpeak für Dauerkulturen, wie Beeren, an.

Ohne die konkreten Kosten zu nennen, rechnet Schindele mit einem Stromgestehungspreis im Beerenanbau, wie in

	Art der Photovoltaik-Installation					
	Freifläche (kleiner 20 MWp)		Agri-PV (kleiner 5 MWp)		Dachinstallation (kleiner 10 kWp)	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Investbetrag (EUR/kWp)	550	800	700	1.100	750	1.200
Finanzierungskosten	5 %	5 %	5 %	5 %	6 %	6 %
Lebensdauer (Jahre)	25	25	25	25	25	25
Betriebskosten (EUR/kWp/Jahr)	10	14	9	16	12	18
Ertrag (kWh/kWp/Jahr)	950	890	920	870	950	860
Kapitalkosten (EUR/Jahr)	39	57	50	78	59	94
Stromgestehungskosten (ct/kWh)	5,16	7,95	6,38	10,81	7,44	13,01

Stephan Schindele verglich auf der Agrivoltaics2020-Konferenz die Stromgestehungskosten von kleineren Agri-Photovoltaikanlagen mit denen von Freiflächen- und Dachanlagen. Gegenüber Freiflächen-Photovoltaik erscheinen die Kosten zwar hoch, insbesondere, wenn man berücksichtigt, dass die Investitionskosten inzwischen niedriger sind als hier angenommen. Unbeachtet bleibt in diesem Vergleich jedoch der Agrarertrag, der zeitgleich auf der Fläche eingebracht werden kann und damit die Gesamtkosten senkt, und dass es andere Geschäftsmodelle gibt.

den Niederlanden, zwischen 8,5 und 9 Cent pro Kilowattstunde und für Birnen, Kirschen oder Äpfel zwischen 9 und 10,5 Cent pro Kilowattstunde, ebenfalls für den Standort Niederlande (siehe Tabelle).

Der Leitfaden sieht durchschnittliche Stromgestehungskosten für Dauerkulturen und Grünland optimistischer bei 7,2 Cent pro Kilowatt und für Ackerland mit höheren und weiteren Aufständerungen bei zehn Cent. Im Vergleich zu einer kleineren Freiflächenanlage unter 20 Megawattpeak, deren Stromgestehung Schindele mit 5,16 bis 7,95 Cent pro Kilowatt angibt, fallen zwar höhere Investitionskosten an, gleichzeitig könne aber der Betrieb günstiger sein, weil die Unkrautbekämpfung entfällt und eventuell auch die Pacht niedriger ist. Die eingesparten Pachtkosten und der eventuell niedrigere Arbeitsaufwand sind in dem Vergleich nicht enthalten.

Nicht auf Ackerflächen

Trotz der verschiedenen Vorteile sind vergleichbare Anlagen aus Deutschland noch nicht bekannt, da es dafür bislang noch kein wirtschaftliches Geschäftsmodell gibt. Agri-Photovoltaikanlagen fallen unter die gleichen EEG-Regeln wie Freiflächenanlagen. Das bedeutet, nur Anlagen entlang von Verkehrstrassen, auf Konversionsflächen oder in benachteiligten Gebieten aus Länderöffnungsklauseln profitieren von den Vergütungs- und Vermarktungsregeln. In dem Fall dürfen kleine Anlagen bis 750 Kilowattpeak ab Januar Überschüsse für sechs Cent pro Kilowattstunde einspeisen. Rentabel ist das vermutlich nur, wenn der Hof einen größeren Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen kann. Größere Anlagen, auf zugelassenen Flächen, können über Ausschreibungen eine Stromvergütung gewinnen, die über den Börsenpreisen liegt. Dann ist Eigenverbrauch aber ausgeschlossen.

Alle anderen Betreiber müssten auf eigenes Risiko Abnahmeverträge (PPAs) aushandeln, was in der Regel mit noch niedrigeren Einnahmen verbunden ist und einen Eigenverbrauch erschweren könnte. Ganz ohne Einspeisevergütung oder einen auskömmlichen Zuschlag ließe sich eine Photovoltaikanlage selbst im Obstbau aber nicht refinanzieren, ist Stephan Schindele überzeugt. Selbst die Solverde Projektgesellschaft, die Agri-PV-Projekte für PPAs entwickelt, hält sie nur ab einer Größenordnung von mehr als zehn Megawatt für wirtschaftlich umsetzbar.

„In die Photovoltaikanlagen lassen sich neben Rankhilfen auch Regenrinnen integrieren."

Um auch kleinere Flächen in Regionen mit hohen Pacht- und Bodenpreisen und gutem Ackerland für die Photovoltaik zu erschließen, ohne dass Landwirtinnen und Landwirte den Anbau einstellen müssen, plädieren die Autoren und Autorinnen des Leifadens „Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende" für eine Änderung des EEG. Sie schlagen die Einführung einer neuen Kategorie „Agri-Photovoltaik" vor, die neben Dachflächen und Freiflächen eigene Vergütungsregeln erhält. So soll Solarstrom aus Anlagen auf landwirtschaftlichen Flächen eine Vergütung erhalten, wenn die Anlage den landwirtschaftlichen Betrieb nicht stark einschränkt. Als Nachweis könne der Bescheid dienen, dass die Fläche weiterhin für Zuwendungen aus der EU-Landwirtschaftsförderung qualifiziert ist. „Ein Bebauungsplan wäre dann mit Blick auf das EEG ebenso entbehrlich wie das Vorliegen einer bestimmten Flächenkategorie", schreiben sie.

Um das Geschäftsmodell Agri-Photovoltaik zu testen, hat die Bundesregierung in der neuen EEG-Novelle zunächst für 2022 eigene Innovationsausschreibungen für Agri-Photovoltaik, schwimmende Solaranlagen und Parkplatzüberdachungen im Umfang von 50 Megawattpeak angekündigt. Es wird interessant sein, zu sehen, ob sich die Agri-Photovoltaik dort gegen die anderen beiden Kategorien durchsetzen kann und welche Konzepte einen Zuschlag erhalten. Cornelia Lichner

Mehr zu Agri-Photovoltaik bei pv magazine und der Up Initiative

pv magazine Up Initiative: Agri-Photovoltaik ist das Fokusthema der pv magazine Nachhaltigkeitsinitiative Up im ersten Quartal 2021. Die Beiträge finden Sie im englischsprachigen internationalen Magazin:
www.pv-magazine.com/q1-2021-agri-pv/

Up-Partner Q1 2021

DuPont Teijin Films
nextracker A Flex Company

pv magazine Podcast: Max Trommsdorff, brauchen wir Agri-Photovoltaik?

Im Podcast vom 11.12. 2020 diskutierte Cornelia Lichner mit Max Trommsdorff, Leiter des Forschungsbereichs Agri-Photovoltaik am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, ob wir Agri-Photovoltaikanlagen wirklich brauchen, über die Ergebnisse aus einem Feldversuch und die Vor- und Nachteile solcher Kombianlagen.
www.pv-magazine.de/podcast

pv magazine Webinar: Glas-Glas-Module – Agro-Photovoltaik mit Überkopfsicherheit

Im Webinar vom 25. 9. 2020 sprachen Ali Okan Cakir und Fredi Hartlaub von Znshine und Harald Müller-Witt von Agratio, einem Agri-Photovoltaik-Systemintegrator, über die Anforderungen an Module und innovative Montage an Stahlseilen. Hier können Sie es nachsehen:
www.pv-magazine.de/webinare

Willkommen, neues Segment!

Kommentar: Agri-Photovoltaik ist ein Geschäftsmodell mit Zukunft. Doch wenn man das lapidar damit begründet, dass Land fehlt, ist das zu platt. Es gibt bessere Argumente.

Man mag sich darüber streiten, ob am Ende 200, 400 oder 800 Gigawatt installierte Photovoltaikleistung in Deutschland nötig sind. Doch selbst für 800 Gigawatt, da wir ja viel Wasserstoff hierzulande produzieren wollen, und angenommen, es stünde nur die Freifläche zu Verfügung, wären nur 2,2 Prozent der Fläche der Bundesrepublik oder 6,7 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Fläche dafür nötig. Schon die Frage, womit man das vergleichen will, ist kontrovers. Der Energiemaisanbau, energetisch einen Faktor 20 bis 60 ineffizienter und mit hohen Belastungen durch Düngemittel, Pestizide und Monokulturen verbunden, belegt heute mit rund zehn Prozent der landwirtschaftlich genutzten Fläche einen deutlich höheren Anteil, als es für die solare Energiewende nötig wäre. Auch global braucht man insgesamt nur ein kleines Areal, verglichen mit der zur Verfügung stehenden Landfläche.

Oft wird mit dem Das-Land-ist-knapp-Argument verknüpft, dass Agri-Photovoltaik die Akzeptanz für die solare Energiegewinnung erhöhen würde. Dieses Argument ist ebenso mit Vorsicht zu genießen. Wenn Einzelne heute gegen große Zig-Megawatt-Freiflächenanlagen mit dem Slogan „Erhalten Sie mit uns die unberührte Landschaft in unserer Region“ Sturm laufen und die „industrielle Photovoltaik“ angreifen, dürfte es kaum eine Rolle spielen, ob darunter Himbeeren, Getreidepflanzen oder was auch immer für Kulturen wachsen. Im

Foto: REM Tec

Foto: Sun'Agri

Foto: REM Tec

Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen forschen noch daran, wie die Auswirkungen der Photovoltaik auf verschiedene Pflanzen sind und wie groß die Synergieeffekte sind. Doch darauf kommt es nur bedingt an.

Gegenteil: Die Freiflächenanlage kann, wenn sie richtig betrieben wird, in punkto Biodiversität die Agri-Photovoltaik durchaus auch schlagen.

Daher sind die lange Zeit vorherrschenden Argumente für Agri-Photovoltaik – die Landknappheit und die prinzipiell höhere Akzeptanz, weshalb Photovoltaik und Landwirtschaft kombiniert werden müssten – in dieser Einfachheit nicht überzeugend.

Auf die Regionen zoomen

Wenn man aber auf die Regionen zoomt, wo wirklich Anlagen errichtet werden müssen, wird deutlich, worum es geht. Am Ende ergibt sich aus einem komplexen Zusammenspiel von Interessen verschiedener Gruppen, historischer Landnutzung, Besitzverhältnissen, Geschäftsmodellen und politischen Entscheidungen, wie viel Land wirklich zur Verfügung steht. Das Flächenproblem mag hausgemacht sein. Es ist trotzdem da und Agri-Photovoltaik kann eine relevante Rolle spielen, es zu lösen.

Auch sollte man die globalen Auswirkungen der Entscheidungen nicht vergessen, die wir treffen. Da Nahrungs- und Futtermittel nach Deutschland importiert werden, zum Beispiel zur Tierzucht, erhöht es den Flächendruck in Exportländern, wenn hierzulande weniger produziert wird. Da lassen sich dann auch zwei Prozent weniger Fläche für den Nahrungsmittelanbau nicht damit rechtfertigen, dass zehn Prozent der Fläche mit Energiemais ineffizient genutzt werden.

Wirklich überzeugend für die Landwirtschafts-Solarenergie-Kombination ist das rege Interesse von Agrarexperten und -expertinnen. So etwa auf der Agrivoltaics-Konferenz letzten Oktober. In einer Vielzahl von Präsentationen und Postern zeigten sie Untersuchungen darüber, wie die Technologie helfen kann, heutige Herausforderungen in der Landwirtschaft zu meistern, etwa in Bezug auf Dürre und Wasserknappheit.

„Wirklich überzeugend für die Landwirtschafts-Solarenergie-Kombination ist das rege Interesse von Agrarexperten und -expertinnen.“

So untersuchten die Autoren und Autorinnen in einer im Jahr 2019 in Nature Sustainability veröffentlichten Publikation den Einfluss einer konkreten Agri-Photovoltaikanlage auf den Wasserhaushalt und die Produktivität von Plantagen von Chili, Jalapeno und Cherrytomaten, die in den Trockengebieten im Südwesten der USA angebaut wurden. Bei Chili verdreifachte sich die Produktivität bei gleicher Wassereffizienz, gemessen an der Kohlendioxidaufnahme im Verhältnis zum Wasserverlust. Bei den Jalapenos verbesserte sich die Wassereffizienz um 57 Prozent bei gleichem Ertrag. Bei den Cherrytomaten blieben die Wasserverluste gleich, während sich der Ertrag verdoppelte. Das Problem ist ein Prinzipielles, wenn so wie in diesem Beispiel Nicht-Trockenland-Pflanzen im Trockenland angebaut und bewässert werden müssen, schreiben die Autoren. Und im Zuge des Klimawandels zeichnen Modelle ein Szenario, dass die Grenze für die Agrarlandschaften, die über Regen bewässert werden, sich auf der Nordhalbkugel weiter nach Norden verschiebt. Agri-Photovoltaik kann also helfen, damit umzugehen.

Eine Eins-zu-eins-Übertragung der Ergebnisse auf Deutschland ist nicht möglich, da hierzulande die Sonneneinstrahlung geringer ist. Doch auch bei uns forschen die Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen daran, wie die Auswirkungen auf verschiedene Pflanzen sind und ob es Synergieeffekte gibt.

Synergieeffekte müssen nicht riesig sein

Es ist auch kein Argument gegen Agri-Photovoltaik, wenn diese Synergieeffekte bei uns vielleicht kleiner sind als es notwendig wäre, damit die Methode volkswirtschaftlich effizientester als eine Freiflächenanlage ist. In dem Agri-Photovoltaik-Projekt in den Niederlanden, das mit dem Anbau von Himbeeren kombiniert wird (Seite 58), schätzt Stephan Schindele vom Projektentwickler Baywa r.e. die wirtschaftlichen Rahmendaten ab. Der Solarstrom ist in seiner Kostenschätzung 1,5 bis 3 Cent pro Kilowattstunde teurer als der von einer großen Freiflächenanlage. Der Landwirt hat durch die Photovoltaikanlage einen um 4.000 bis 8.000 Euro höheren Gewinn pro Hektar und Jahr als ohne Photovoltaik. Rechnet man den Synergieeffekt-Gewinn auf den Solarstrom um, so würde dieser um 0,6 bis 1,2 Cent pro Kilowattstunde günstiger. Das reicht, so betrachtet, also knapp nicht aus, um das gesamte System im Vergleich zu einer Freiflächenanlage profitabler zu machen.

Doch darauf kommt es gar nicht an. Stephan Schindele wehrt sich nicht umsonst gegen diesen Vergleich. Der Landwirt benötigt eine Motivation, die Photovoltaik zuzulassen und freut sich über die höhere Wirtschaftlichkeit. Der Projektierer sucht Flächen, auf die er Photovoltaik bauen kann und auf denen die Akzeptanz vergleichsweise hoch ist, zumindest auf Seiten des Landwirts, der damit seine Lebensweise und seine Arbeit behalten kann. Das wäre nämlich nicht so, wenn der Landbesitzer auf der Fläche eine große Freilandanlage installieren ließe.

Die Agri-Photovoltaik kann daher eine Win-Win-Situation werden. Man muss sich nur davon verabschieden, sie direkt mit Freiflächenanlagen zu vergleichen. Das Geschäftsmodell ist ein anderes. Man kann die Anlagen ja auch mit Dachanlagen vergleichen, die zwar teurer, aber ressourcenschonender sind als die Anlagen auf der grünen Wiese. Dafür schafft die Politik schließlich ebenfalls Geschäftsmodelle.

Am Ende überzeugt es, dass sich Agrarfachleute und – so ist zu hören – auch Landwirte für die Entwicklung interessieren, unabhängig von der Akzeptanz und der Flächendiskussion für Photovoltaikanlagen. Das zeigt, dass Agri-Photovoltaik im Kommen ist und sich als weiteres Segment neben Freiflächenanlagen, Floating-Anlagen, Gewerbedachanlagen und Privatkundenanlagen etablieren wird. Willkommen im Club! Viele der Argumente finden Sie in den Artikeln in diesem Schwerpunkt ausführlich erläutert.

Michael Fuhs

Ausweg aus dem Trilemma

Agrarökonomie: Warum Agri-Photovoltaik aus Blick der Landwirtschaftsexperten viele Vorteile verspricht, erklärt Arndt Feuerbacher. Er ist Agrarökonom und Post-Doktorand am Institut für Agrarpolitik und Landwirtschaftliche Marktlehre an der Universität Hohenheim.

Was sind Ihre Berührungspunkte mit Agri-Photovoltaik?

Für uns Agrarökonomen ist das sogenannte Trilemma zwischen Ernährungssicherung, Klimawandel und Biodiversität ein sehr relevantes Thema. Hier versprechen Systeme wie Agri-Photovoltaik, also Systeme für duale Landnutzung, dass wir Zielkonflikte zwischen Energiegewinnung und Ernährungssicherung auflösen können. Innerhalb unserer Forschung an der Uni Hohenheim beschäftigen wir uns damit, welches Potenzial Agri-Photovoltaiksysteme dafür haben und welche Rolle die Politik dabei spielen sollte.

Abgesehen davon, dass Photovoltaikanlagen Strom produzieren, gibt es positive Auswirkungen der Photovoltaik auf die Landwirtschaft?

Das ist extrem kontextabhängig. Wir müssen zunächst davon ausgehen, dass Agri-Photovoltaik dadurch, dass sie über der Ackerfläche aufgeständert werden muss, zu deutlichen Mehrkosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen führt. Diese Mehrkosten können wir nur dann ausgleichen, wenn wir entweder höhere Erträge durch die Verschattung oder Synergien durch die Aufständerung erzielen. Beispielsweise beim Hagelschutz.

Und gibt es sie?

Das trifft eigentlich nur für Kulturen mit geringer Anbaufläche, zum Beispiel Kernobst wie Äpfel und Birnen oder Beeren wie Heidelbeeren und Himbeeren, zu. Für die meisten Kulturen in Deutschland, nehmen wir zum Beispiel Weizen oder Mais, das sind die zwei wichtigsten Kulturen, haben wir erhebliche Ertragsrückgänge bei den gängigen Verschattungseffekten. Wenn wir die Lichteinstrahlung um ein Drittel reduzieren, dann müssen wir bei Mais mit einem Ertragsrückgang von 40 bis 50 Prozent rechnen, bei Weizen sind es ungefähr 30 Prozent. Hier forschen wir gerade mit Kollegen der Uni Hohenheim dazu und es gibt noch viel Forschungsbedarf.

Wie viel Fläche machen die Kulturen in Deutschland aus, bei denen die Synergieeffekte einfach zu haben sind?

Foto: Groenleven

In den Niederlanden baut und betreibt der Projektentwickler Baywa r.e. mit dessen Tochtergesellschaft Groenleven eine Reihe von Pilotprojekten. Sie testen, ob und wie verschiedene Kulturen unter den Modulen angebaut werden können.

Die Synergieeffekte müssen erst noch besser erforscht werden. Aber Stein- und Kernobst wurde im Jahr 2019 auf ungefähr 50.000 Hektar angebaut. Die Fläche für Beeren ist mit ungefähr 20.000 Hektar noch kleiner. Das ist alles nicht viel, wenn man bedenkt, dass wir in Deutschland knappe zwölf Millionen Hektar an Ackerfläche haben. Die Fläche für Stein- und Kernobst und Beeren macht also ungefähr ein halbes Prozent aus. Wir haben hier also nur ein begrenztes Potenzial. Aber das sind die low hanging fruits für die Technologie.

Die low hanging fruits würden also Platz für 30 bis 40 Gigawatt Agri-Photovoltaik bieten. Das ist ja schon eine ganze Menge. Forschungsarbeiten aus den USA zeigen, dass Agri-Photovoltaik sehr günstig für den Wasserhaushalt sein kann. Auch in Deutschland gibt es ja trockene Regionen, etwa Brandenburg. Kann die Methode dort ein Vorteil sein?

Es kann natürlich dann ein Vorteil sein, wenn wir in Dürrejahren Verschattung haben und dadurch der Wasserhaushalt

für Kulturen etwa in Brandenburg begünstigt wird. Wir müssen uns aber auch im Klaren sein, dass es erheblich günstigere Technologien geben dürfte, mit denen wir diesen Verschattungseffekt erzielen können. Das heißt, hier müssen Kosten und Nutzen abgewägt werden. In Brandenburg haben wir vor allem viel Getreide, also Mais und Weizen, und kleinere Flächen an anderen Kulturen wie Kartoffeln. Für die Kartoffel wäre es interessant. Wir wissen von der Heggelbacher Forschungsanlage, dass wir bei Kartoffeln in Dürrejahren den Wasserstress durch Agri-Photovoltaik verringern können. Wir haben in Deutschland anders als die USA keine semiariden oder ariden Regionen und keine Lichtsättigung. Daher ist bei uns die Verschattung in normalen Jahren für viele Kulturen problematisch.

„Das sind die low hanging fruits für die Technologie."

Es gibt ja auch Konzepte, bei denen man die Photovoltaik zwischen den Reihen anbaut, vielleicht sogar senkrecht aufgeständert. Sind die für Kulturen wie Kartoffeln oder Weizen, die nicht so gerne Verschattung haben, besser geeignet?

Das ist eine gute Frage, aber wir stehen hier noch am Anfang und müssen ähnlich wie in Heggelbach Forschungsdaten generieren.

Gibt es einen Grund, warum eine Photovoltaikreihe, die ein Feld teilt, sich positiv auf die Kultur auswirkt? Vielleicht fliegen da mehr Bienen?

Es ist ein sehr spannendes Thema, wie Photovoltaikmodule, die auf der landwirtschaftlichen Fläche installiert werden, der Biodiversität oder auch dem Ertrag nutzen können. Theoretisch könnte es sein, dass Nützlinge eher unter den brachliegenden Flächen unterhalb der Module, wenn sie niedrig aufgeständert sind, Lebensraum finden. Diese können dann wiederum den Schädlingen auf dem Feld zusetzen. Aber da sollte man mit pauschalen Aussagen vorsichtig sein. Die jetzige Reform der gemeinsamen Agrarpolitik in Europa sieht vor, dass mehr Flächen der landwirtschaftlichen Nutzung entzogen werden, um der Tier- und Pflanzenwelt mehr Lebensraum bereitzustellen. Ich sehe hier auch potenzielle Synergien, zum Beispiel, dass Landwirte die landwirtschaftlich nicht genutzte Fläche unter den Solarmodulen zu Teilen anrechnen dürfen. Aber das muss aus ökologischer Sicht bewertet werden.

Wie groß kann der wirtschaftliche Erlös durch die Photovoltaik auf einer Fläche sein und wie groß kann er durch die landwirtschaftliche Nutzung sein?

Auf einem Hektar Agri-Photovoltaik mit dem über dem Acker installierten System wie in Heggelbach muss man heute an süddeutschen Standorten circa 50.000 Euro an Einnahmen kalkulieren, das entspricht etwa einem halben Megawatt an Photovoltaikleistung, damit die Anlage überhaupt wirtschaftlich ist. Bei gängigen Getreidekulturen liegt der Umsatz nur bei 1.000 Euro, je nach Standort. Das kann also um einen Faktor 50 weniger sein. Bei den Sonderkulturen wie Beeren und Obst stellt sich das anders dar. Bei denen haben wir einen Ertrag pro Fläche bis zu 170.000 Euro pro Hektar und bei Äpfeln ungefähr 20.000, was aber auch wieder sehr von der Anbaumethode abhängt. Wenn wir hier Synergien erreichen können, stellt sich die Wirtschaftlichkeit ganz anders dar als auf einem Acker. Aber am Ende zählt nicht der Erlös sondern der Gewinn beziehungsweise der Deckungsbeitrag pro Fläche.

Aber das heißt auch, monetär kann man bei Kulturen wie Weizen keine positiven Synergieeffekte erwarten. Kann man andere Faktoren betrachten wie Biodiversität, um positive Effekte der Photovoltaik in solchen Kulturen zu finden?

Mit so einer pauschalen Aussage sollte man vorsichtig sein. In Zusammenarbeit mit dem Thünen-Institut in Braunschweig untersuchen wir gerade unterschiedliche Betriebstypen. Die Fruchtfolgen bestehen nicht nur aus Weizen und Mais, sondern manchmal sind auch Kulturen dabei, die nicht ganz so schattenanfällig sind. Zum Beispiel Salat und Kohl sind auch hochpreisige Kulturen, die schattentoleranter sind.

Wir denken gerade immer in großen Freiflächenanlagen und vergleichen Agri-Photovoltaik damit. Aber gibt es auch Geschäftsmodelle für Landwirte mit kleineren Agri-Photovoltaikanlagen, die den Strom selbst verbrauchen und eher vergleichbar sind mit Scheunen-Dachanlagen?

Ja, absolut. Natürlich ist ein Dach, das frei ist, attraktiver als ein Dach, das man erst bauen muss. Wenn nicht gerade Kulturen darunter angebaut werden können, die von der Verschattung profitieren. Ich sehe aber noch ein größeres Potenzial, wenn Landwirte an naheliegenden Gewerbegebieten Land bewirtschaften und dort Potenziale für eine Stromdirektvermarktung bestehen.

Der Landwirt könnte aber auch eine Photovoltaikanlage neben dem Gewerbebetrieb errichten, ohne sie mit Landwirtschaft zu kombinieren. Was halten Sie generell von Photovoltaik auf dem Acker?

Historisch gesehen haben wir in Europa viel Fläche aus der landwirtschaftlichen Produktion herausgenommen und brachliegen lassen, weil wir eine Überproduktion hatten. Das hat sich Mitte 2008 mit der Nahrungsmittelpreiskrise umgekehrt. Die Weltbevölkerung wächst, wir wollen weg von fossilen Energieträgern, wodurch wir mehr und mehr Rohstoffe für die aufkommende Bioökonomie benötigen. Insofern werden die Flächen immer knapper. Wir können nicht einfach planlos Fläche langfristig beliebig mit Freiflächenanlagen in Anführungsstrichen zupflastern. Systeme, die eine hohe Landnutzungseffizienz versprechen, wie Agri-Photovoltaik sind hier eine Möglichkeit, wo es zu geringen Kosten oder vielleicht sogar mit

Foto: Markus Guhl

Agrarökonomon Arndt Feuerbach hält die Verschattung durch die Module in normalen Jahren für viele Kulturen in Deutschland für problematisch.

Synergien möglich ist, diesen Zielkonflikt aufzulösen. Ich als Agrarökonom bin der Meinung, dass wir mit dem raren Gut Boden sehr vorsichtig umgehen müssen. Es gibt auch einen Lock-in-Effekt. Wenn wir Photovoltaikanlagen zubauen, auch wenn es nur ein kleiner Prozentsatz der Gesamtfläche ist, können wir das nicht mal eben umkehren, wenn es wieder Nahrungsmittelkrisen gibt.

Für 100 Prozent erneuerbare Energien brauchen wir so viel Photovoltaik, die sich je nach Szenario auf zwei bis vier Prozent der landwirtschaftlich genutzten Fläche errichten ließe. Das kann man ja mal mit den rund zehn Prozent vergleichen, auf denen Energiemais angebaut wird, der deutlich weniger Energie liefert als Photovoltaik von der gleichen Fläche. Einen Teil dieser Fläche könnte man ja umwidmen.

Nur weil es eine noch schlechtere Politik gibt, die fehlgeleitete Biogaspolitik, die zu einem hohen Anstieg an Maisanbaufläche geführt hat, würde ich nicht eine weitere problematische Politik damit begründen oder rechtfertigen. Wir müssen eben den Lock-in-Effekt berücksichtigen. Das sehen wir gerade auch bei der Biogaspolitik: Wir können hier nicht einfach von heute auf morgen das Rad zurückdrehen. Und wir haben nach wie vor das Trilemma. Wir haben Druck auf die Fläche und den Rückgang der Biodiversität. Wenn wir zu innovativen Konzepten kommen mit Freiflächenanlagen, die auch im Sinne der Biodiversität ökologisch wertvolle Habitate bieten, dann könnte man unter gewissen Voraussetzungen Freiflächenanlagen mehr Fläche zusprechen. Aber man sollte nicht sagen, nur, weil wir knapp zehn Prozent der Ackerfläche mit Biogasmais zubauen, können wir auch ein paar Prozent für Photovoltaik freimachen. Sie müssen auch bedenken, dass das, was wir hier an Landnutzungsveränderungen beschließen, Auswirkungen in anderen Regionen der Welt hat. Wenn wir weniger Lebensmittel vor Ort produzieren, müssen diese Agrarrohstoffe aus dem Ausland importiert werden, wie etwa Sojafutter aus Brasilien für die Fleischproduktion. Dann wird Regenwald gerodet und die Artenvielfalt geht in Brasilien zurück. Viele Studien zeigen, dass Landnutzungsentscheidungen in Europa über den Handel Effekte in anderen Regionen haben. Sie können in den anderen Ländern zu negativen Umweltkonsequenzen führen.

„Viele Studien zeigen, dass Landnutzungsentscheidungen in Europa über den Handel Effekte in anderen Regionen haben.“

Daran sieht man, wie komplex das Ganze ist. Jetzt müssten wir über Fleischkonsum und Fleischexporte sprechen.

Foto: Doral Energy

Agri-Photovoltaik ist international ein Thema. Hier betreibt Doral Energy eine Kombination mit einer Obstplantage im Kibbuz Ma'ale Gilboa in Israel. Die Synergieeffekte hängen allerdings sehr vom Klima ab. In Deutschland herrscht zum Beispiel anders als in südlichen Ländern keine Lichtsättigung.

Absolut. Der Fleischkonsum ist sicherlich eine große Herausforderung, weil wir hier eine sehr hohe Ressourcenineffizienz haben.

Salopp gesagt, die Mehrkosten für Agri-Photovoltaik müsste man dann ja dem Fleisch draufschlagen.

Wenn sich die deutsche Gesellschaft zu einem starken Rückgang des Fleischkonsums bereit erklären könnte, wäre dieses Trilemma vielleicht weniger schwierig zu bewältigen. Ich glaube aber, wir müssen an vielen Stellschrauben drehen, um eine nachhaltige Entwicklung zu erreichen. Daher müssen wir prüfen, wie viel Potenzial in Agri-Photovoltaik, Floating-Photovoltaik und nach wie vor Dachflächen schlummert. Da muss die Politik die richtigen Rahmenbedingungen setzen im Sinne der globalen Nachhaltigkeit.

Im Augenblick ist das Thema ja eher betriebswirtschaftlich getrieben. Unter welchen Voraussetzungen werden sich Landwirte und Landbesitzer für Agri-Photovoltaik interessieren?

Agri-Photovoltaik ist eine weitere Einkommensquelle für Landwirte und kann unter den Landwirten mehr Akzeptanz haben als Freiflächenanlagen, weil sie die Flächenkonkurrenz entschärft. Sie kann zu einer Diversifizierung des Einkommens von Landwirten führen. Man sieht es auch schon im Gespräch mit Planern von Agri-Photovoltaikanlagen, die viele Anfragen von Landwirten erhalten. Das Interesse ist also da. Wir hoffen außerdem, dass durch weitere technische Innovationen entweder die Synergien gesteigert werden können oder die nachteiligen Auswirkungen verringert werden und die Mehrkosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen sinken. An den Landwirten wird es nicht scheitern.

Das heißt, es ist doch eher die mangelnde Akzeptanz für Freiflächenanlagen, die das Thema treibt?

Es wird am Ende trotz allem auch die Wirtschaftlichkeit sein. Wenn die Agri-Photovoltaikanlage den Ertrag unterhalb der Fläche nur wenig verringert, sodass eine wirtschaftliche Landnutzung darunter immer noch möglich ist, dann muss man den Bauern nicht zwingen. Es wird nur problematisch, wenn die Landwirte die Bewirtschaftung unter den Modulen aus Gründen der Wirtschaftlichkeit aufgeben sollten. Da muss die Politik aufpassen.

Ich habe den Eindruck, dass Akzeptanz oft mit industrieller Nutzung zusammenhängt. Wenn gegen Freiflächenanlagen argumentiert wird, ist es teilweise sehr abstrakt, dass die Fläche für die Landwirtschaft nicht reduziert werden darf. Aber oft hat Widerspruch ja mit Eingriffen ins Landschaftsbild zu tun oder eben mit industrieller Nutzung oder vermeintlicher industrieller Nutzung. Ich frage mich, ob großflächige Agri-Photovoltaik nicht auch als großflächige industrielle Nutzung wahrgenommen und abgelehnt wird.

Akzeptanzprobleme kann es ja aus unterschiedlichsten Gründen geben. Zum einen, weil die Anlage ästhetisch nicht gut in die Landschaft integriert ist. Es kann auch dadurch Probleme geben, dass die Wertschöpfung abfließt, weil es nur externe Investoren sind und vereinzelte Landbesitzer von einer Anlage profitieren würden. Hier sind Bürgerbeteiligungskonzepte natürlich hilfreich. Und es ist die Regionalplanung gefragt, dafür zu sorgen, dass die lokale Akzeptanz vorhanden ist. Es gibt Instrumente, die Akzeptanz herzustellen. Hier müssen Agri-Photovoltaik-Projektentwickler von den anderen erneuerbaren Energien lernen.

„Die Regionalplanung ist gefragt, dafür zu sorgen, dass die lokale Akzeptanz vorhanden ist."

Das trifft ja dann auf Agri-Photovoltaik genauso zu wie auf Freiflächenanlagen.

Ja, da sehe ich viele Parallelen, mit dem Unterschied, dass Agri-Photovoltaik einen Bonus hat, weil es die Problematik mit der Flächenkonkurrenz nicht gibt.

Andererseits, wenn ein Landwirt 50.000 Euro mit der Photovoltaikanlage erlöst, braucht er die 1.000 Euro vom Weizen nicht mehr. Vielleicht ist er glücklich und will keinen Weizen mehr anbauen.

Hier sollte man vorsichtig sein: Umsatz pro Fläche ist ja nicht gleichbedeutend mit dem Gewinn, den die Landwirte pro Hektar erzielen – und außerdem erhalten diese nur bei einer Bewirtschaftung ihre EU-Direktzahlungen. Natürlich müssen Landwirte ein gutes Auskommen erzielen. Aber viele Landwirte betreiben nicht nur deshalb Landwirtschaft, weil sie damit viel Geld verdienen, sondern weil sie Landwirte mit Leib und Seele sind. Das darf man nicht nur ökonomisch betrachten. Hier im Raum Stuttgart mit einer Arbeitslosenquote von vier Prozent hätten Landwirte ja andere Möglichkeiten. Aber

Sieben Agri-Photovoltaiksysteme im Überblick

Montage: Wie lassen sich auf der gleichen Fläche sowohl Pflanzen anbauen als auch viel Strom gewinnen? Das geht übereinander, nebeneinander, auf Gestellen und an Seilen. Experten probieren pfiffige Ideen aus, um für jede Pflanzensorte die beste Lösung zu finden.

Herkömmlich oder vertikal montierte Module, auf Stahlträgern oder in Spannseilkonstruktionen befestigt, als nachgeführte oder fix montierte Photovoltaikanlage: So klein die Zahl von Agri-Photovoltaiksystemen noch ist, so groß ist schon die Bandbreite an Designs. Eines eint sie alle: Sie sollen neben der Solarstromerzeugung auch Landwirtschaft auf dem Acker ermöglichen. Doch damit nicht genug: die Entwickler wollen zusätzlichen Nutzen durch die Systeme schaffen, indem sie beispielsweise die Umgebungsbedingungen für Pflanzen verbessern.

Christoph Mayr vergleicht am Austrian Institute of Technology AIT verschiedene Agri-Photovoltaiksysteme. „Wir stehen bei den Agrar-Photovoltaiksystemen noch ganz am Anfang“, sagt der Business Manager Photovoltaiksysteme im Center for Energy. „Es gibt noch kein Standardsystem, das überall geeignet ist.“ Aufgrund der komplexen Anforderungen geht er davon aus, dass es standort- und anwendungsspezifische Systeme geben wird.

Agri-Photovoltaiksysteme sollen wenig invasiv sein, also die Fläche minimal beeinträchtigen. Für die Fundamente soll möglichst wenig Beton verwendet werden. Die Anlagen sollen rückbaubar sein und das mit geringen Belastungen für den Boden. Dazu kommen weitere Kriterien. Sie betreffen die Skalierbarkeit, die Sicherheit von Komponenten und System sowie die Robustheit mit Blick auf die örtlichen Wind- und Schneelasten. Arbeits- und Anprallsicherheit müssen gewährleistet sein, die Zugänglichkeit möglich, allerdings mit Schutz für Menschen und Anlage. Schadstoffresistenz bei Einflüssen wie

Foto: Sun'Agri

Sun'Agri reduziert mit seinem System Wasser-, Strahlungs- und Wärmestress für die Pflanzen. Das System eigne sich laut Hersteller besonders für den Weinanbau, Obstbäume und Gartenpflanzen.

Ammoniakusdünstungen bei Tierhaltung muss gegeben sein. Bei der Kombination von Landwirtschaft und Photovoltaik ist es zudem die Mindestanforderung, dass der Fruchtanbau nicht verschlechtert, sondern eher verbessert wird. „Wartung und Reparaturen sind auf ein absolutes Minimum zu reduzieren", so Mayr.

Die schiere Menge an Anforderungen lässt erahnen, wie anspruchsvoll die Entwicklung ist. Deshalb kommt der AIT-Experte zu dem Schluss, dass es nicht vorrangig die traditionellen Entwickler von Freilandanlagen seien, die diese Systeme konstruieren, sondern ambitionierte Entwickler, die neue Möglichkeiten erforschen und erproben möchten. Welches Anlagenkonzept sich durchsetzen werde, sei offen. „Jedes System hat standortspezifisch seine Berechtigung, und es gibt überall eine unterschiedliche Motivation wie Beschattung, Hagelschutz oder andere." Davon hänge am Ende auch die wirtschaftliche Bewertung ab.

parkfläche für Landwirtschaft sollen so weiterhin nutzbar sein, da sowohl Tiere als auch Maschinen zwischen den Modulen problemlos passieren können.

Die erste kommerzielle Anlage ging 2020 in Donaueschingen in Betrieb. Auf rund 14 Hektar Fläche wurden auf 5.800 Gestellelementen rund 11.000 bifaziale Solarmodule montiert. Die Anlagenleistung liegt laut Next2Sun bei 4,1 Megawattpeak und der Jahresenergieertrag bei 4.850 Megawattstunden.

Landwirtschaft wieder ermöglichen

Next2Sun hat das Anlagenkonzept zusammen mit der Solverde Bürgerkraftwerke Energiegenossenschaft eG zur Marktreife gebracht. Letztere hat 2020 die Solverde Projektentwicklung GmbH gegründet. Sie bietet zusätzlich zu der Variante mit senkrecht aufgeständerten Modulen auch ein Anlagenkonzept mit einachsigen Trackern an. „Beide Varianten haben Vor- und Nachteile", erklärt Frank Albers, Projektleiter und Gesellschaf-

Foto: Next2Sun

Bifaziale Agri-Photovoltaikanlage: Next2Sun montiert bifaziale Module senkrecht und in Ost-West-Ausrichtung. Anfang 2020 ging bei Donaueschingen eine 4,1-Megawatt-Anlage mit dem System in Betrieb.

Erste Anlagenkonzepte in Deutschland

In Deutschland war es die Forschungsanlage des Fraunhofer ISE in Heggelbach, welche als Erstes die Aufmerksamkeit auf die Agrar-Photovoltaik lenkte. Die 194-Kilowatt-Anlage ging 2016 in Betrieb. Die bifazialen Module sind mit einem Neigungswinkel von 20 Grad auf einer robusten Stahlkonstruktion montiert. Sie hat zwar den Vorteil, dass große landwirtschaftliche Geräte unter den Modulen hindurchfahren können, durch den großen Bedarf an Stahl ist das Konzept jedoch relativ teuer und wird voraussichtlich in dieser Form nicht erneut gebaut.

Während diese Art Aufbau ein Forschungsvorhaben blieb, ging Next2Sun mit seiner neuartigen vertikalen Modulmontage gleich mit dem Ziel der Kommerzialisierung an den Start. Next2Sun montiert bifaziale Solarmodule senkrecht und in Ost-West-Ausrichtung in einem Pfosten-Riegel-Stahlkonstrukt und wurde für die Pilotinstallation schon im Jahr 2017 als pv magazine highlight top innovation ausgezeichnet (pv magazine September 2017, Seite 10). Bis zu 90 Prozent der Solarter der Projektentwicklungsgesellschaft, diese Entscheidung. „Interessant beim Tracker ist natürlich, dass er einen besonders hohen Ertrag liefert. Allerdings sind dafür auch die Investitionskosten höher. Die senkrechte Bauweise bewirkt einen regelrechten Einbruch der Leistung in der Mittagszeit, während der Tracker eher ein Plateau liefert."

Im sächsischen Lüptitz soll, sobald alle Verträge unterzeichnet sind, eine 2010 gebaute Freilandanlage mit Südausrichtung und amorphen Silizium-Dünnschichtmodulen mit dem neuen Tracker-System und bifazialen Modulen repowert werden. „Weil es eine EEG-Anlage ist, legen wir die neue Anlage mit der gleichen Leistung wie vorher aus", sagt Albers. Da die neuen Module eine deutlich höhere Leistung haben, entsteht Platz zur Bewirtschaftung. „Bei zwölf Metern Abstand zwischen den Modulreihen wird wieder Landwirtschaft möglich sein, wo vorher nur Strom erzeugt wurde."

Aktuell plant Solverde nach eigenen Angaben weitere Anlagen für Landwirte. „Es ist möglich, bifaziale Module einzuset-

zen“, so Albers. „Das muss aber nicht sein.“ Die Reihenabstände und Tracker-Leistung werden individuell mit den Kunden vereinbart. Zum Ernten und Pflügen können die Module mit den Trackern senkrecht gestellt werden. Außerdem erhöhen die Tracker den Ertrag. Um den Strom auch außerhalb des engen EEG-Rahmens vermarkten zu können, will Solverde „idealerweise“ Anlagen mit mindestens zehn Megawatt Leistung bauen und die erzeugte Energie über Stromlieferverträge (PPAs) verkaufen. Hier sollen über 90 Prozent der Fläche für nicht zu hoch wachsende Feldfrüchte oder sonstige Landwirtschaft nutzbar bleiben, bei circa 350 Kilowattpeak Photovoltaikleistung pro Hektar.

Smarte Anlage in Frankreich

Auf Nachführung setzt auch Sun’Agri in Frankreich. Die Tochterfirma von Sun’R will Landwirten dabei helfen, die Folgen des Klimawandels zu bewältigen. Nach zehn Jahren Forschung und Entwicklung ist die Kommerzialisierung eingeläutet. „Wir haben ein Tool entwickelt, das die Pflanzen vor Klimaveränderungen schützt, um Wasser-, Strahlungs- und Wärmestress für die Pflanzen zu reduzieren“, sagt Marketing-Leiterin Anne-Laure Gorge. „Es ist eine Lösung, die das Klima unter den Modulen reguliert“. So werde der Ernteertrag gesteigert.

Foto: REM Tec

REM Tec optimiert mit einer selbst entwickelten Software und ein- und zweiachsigen Trackern das Schattenmanagement.

„Die Steuerung übernimmt ein selbst entwickelter Algorithmus.“

Die beweglichen Modultische gleichen einer Art Sonnenblende über den Pflanzen. Die Steuerung übernimmt ein selbst entwickelter Algorithmus. Parameter sind der Pflanzentyp, die Ziele des Landwirts und die Wettervorhersage. Die Modulflächen lassen entweder die Sonne zu den Pflanzen durch oder blockieren zu viel Licht und Wärme. Die Modultische werden auf Stahlträgern, die keinen Beton für das Fundament benötigen, installiert. In einer Höhe von vier bis fünf Metern über dem Boden werden sie der Sonne nachgeführt. Zwischen den Reihen sind Abstände von sieben bis neun Metern möglich. Sun’Agri hatte zuvor fest installierte Module getestet, dabei aber festgestellt, dass die Ernte wegen Sonnenlichtmangels beeinträchtigt war.

Das nachgeführte System ist für Regionen bestimmt, in denen die Folgen des Klimawandels schon spürbar sind, zum Beispiel Südfrankreich. Darunter können Wein, Obstbäume und Gartenpflanzen wie Tomaten und Salat angebaut werden. Drei Anlagen nutzt Sun’Agri für Forschungszwecke, in den kommenden zwei Jahren sollen 30 Anlagen in Frankreich installiert werden.

Illustration: Solverde Projektentwicklung

Bei dem Solverde-System mit einachsigen Trackern können die Modultische zum Ernten und Pflügen senkrecht gestellt werden (rechts).

Tracker-System mit bifazialen Modulen

Auch REM Tec in Italien verweist auf zehn Jahre Erfahrung in diesem Segment. Sie bieten ein- und zweiachsige Tracker-Systeme mit dem geschützten Namen „Agrovoltaico“ an. Der Abstand zwischen den Tracker-Pfosten beträgt circa 14 Meter, die Tracker-Höhe liegt abhängig vom Gelände zwischen vier und sechs Metern. Zwischen den Tracker-Reihen lässt REM Tec 12 bis 18 Meter Platz, um die Lichtverhältnisse für die Pflanzen zu optimieren, wie CEO Ronald Knoche sagt. „Wir wollen gewährleisten, dass die Landwirtschaft so viel leistet wie auf einer freien Fläche ohne Photovoltaik.“

Mit einer selbst entwickelten Software werden die Sonneneinstrahlungskonkurrenz zwischen Pflanze und Modul ermittelt und die Licht- und Temperaturbedingungen geregelt. Kleine Wetterstationen in den Anlagen bringen das System bei großen Windgeschwindigkeiten in eine Sicherheitsposition.

REM Tec betreibt seit 2011 drei Großanlagen in Norditalien. Weitere Anlagen wurden zu Testzwecken, aber auch schon

Foto: Fraunhofer ISE

Lange verband man mit Agri-Photovoltaik in Deutschland vor allem diese Forschungsanlage des Fraunhofer ISE in Heggelbach aus dem Jahr 2016. Sie erlaubt Landmaschinen, darunter durchzufahren.

kommerziell in Italien, Japan, China und Frankreich gebaut. Das Unternehmen sammelte unter anderem Erfahrungen mit Weizen und andere Kornsorten, Mais, Reis, Hanf, Tomaten, Melonen und Kürbissen. Das System sei für alle Pflanzenarten geeignet, betont Knoche.

REM Tec nutzt ein System, das es ermöglicht, die Schattenwirkung auf den Ertrag über 39 Jahre mit ihrem Anlagenkonzept zu simulieren. „Wir können jedem Landwirt voraussagen, ob ein Mehrertrag erzielbar ist oder nicht, je nach geografischer Lage, Anlagendesign und Pflanze“, so Knoche. „Wir wissen zum Beispiel, dass wir in bestimmten geografischen Lagen bei Reben bis zu 20 Prozent mehr Trauben erzeugen können.“ Aber es gehe dem Unternehmen nicht nur um den Mehrertrag in der Produktion. „Wir wollen auch die Fruchtqualität verbessern, damit der Landwirt seine Produkte zu besseren Konditionen verkaufen kann.“ Zudem könne durch das System Wasser eingespart werden, je nach Einsatzgebiet und eingebauter Irrigationstechnologie bis zur Hälfte des Wasserverbrauchs.

Module statt Plastik über Spargel

Für eine einzige Pflanzenart, nämlich weißen Spargel, haben Brecht Willockx und seine Kollegen aus der Forschungsgruppe Energie- und Automatisierung der Universität im belgischen Löwen (KU Leuven) ein Agri-Photovoltaiksystem entwickelt. Dabei mussten sie die Besonderheit des Spargelanbaus berücksichtigen. Während der Wachstumsphase zwischen November und dem 24. Juni werden die Spargelbeete mit Plastikfolien abgedeckt. So werden sie vom Sonnenlicht abgeschirmt, unter anderem, damit kein Chlorophyll produziert wird. Danach bleiben die Beete bis September unbedeckt, damit sie Sonnenlicht für das nächste Jahr absorbieren können. Im Oktober und November werden die Spargelbeete vom Landwirt bearbeitet.

Auf diesen Zyklus ist das System von Willockx und seinem Team ausgerichtet. In der Wachstumsphase zwischen November und Juni werden – anstelle der Plastikabdeckung – monokristalline Solarmodule in einer zeltförmigen Konstruktion mit Ost-West-Ausrichtung und einer Neigung von 15 Grad über den Beeten aufgestellt. In der zweiten Phase, wenn die Beete unbedeckt sein sollen, bleibt zwischen den Reihen Platz für die Solarmodule. „Natürlich werden die Module dann manchmal verschattet, was den Solarertrag in der Zeit reduziert. Aber sie verhindern auch das Wachstum von Unkraut“, erklärt Willockx. Wenn die Beete im Herbst bearbeitet werden, wird das Photovoltaiksystem für etwa eine Woche eingefahren.

„Das Neuartige an diesem System ist die Flexibilität“, sagt der Forscher. Das Kuppelsystem ist auf einer Rad-Schiene-Unterkonstruktion montiert, kann verschoben und schließlich ganz zusammengeklappt werden. Das gibt dem Landwirt die Möglichkeit, sein Feld zu bewirtschaften, ohne durch die Module beeinträchtigt zu werden. Es kann außerdem sehr nah am Boden platziert werden und benötige deshalb wenig Stahl, was die Investitionskosten senke. Ein Nachteil des Systems ist, dass viel Forschungsarbeit notwendig ist, räumt Willockx ein. Außerdem brauche es Zeit, um das System ein- und wieder auszufahren, wobei sich Kabel lösen könnten. Und es eignet sich nur für weißen Spargel. Das Forscherteam geht davon aus, dass es rund zwei Megawatt Photovoltaikleistung pro Hektar erreichen kann. Willockx rechnet dabei mit 445-Watt-Perc-Modulen für zwei Quadratmeter Photovoltaik. Ein Quadratmeter Photovoltaik entspreche dann 225 Watt. Bei einer Abdeckungsrate durch die Photovoltaikanlage von 90 Prozent ergebe dies zwei Megawatt Photovoltaikleistung je Hektar.

Der Ertrag mit dem Ost-West-System schwankt im Jahresverlauf. 2020 hätten sie fast 600 Kilowattstunden pro Kilowattpeak erzielt, was wegen der hohen Sonneneinstrahlung überdurchschnittlich gewesen sei, so Willockx. Er hält es für konkurrenzfähig mit herkömmlichen Freilandanlagen und strebt für Großanlagen unter idealen Bedingungen Kosten bis circa 0,5 Euro je Wattpeak an. Bisher gibt es nur einen Prototyp, bei dem sie Kosten von einem Euro je Wattpeak ermittelten.

Röhren-Photovoltaik auf Spannseilen

Zurück nach Deutschland. Hier arbeitet das Unternehmen Tubesolar an einer Modultechnologie, die Röhren statt Glasscheiben als Träger nutzt. In diese Röhren werden flexible Dünnschichtmodule eingeführt. Auf der Agrivoltaics2020-Konferenz hat das Unternehmen vorgestellt, wieso sich die Technologie für Agri-Photovoltaik gut eignet. Es habe unter anderem besonders gute Wasser, Licht und Winddurchlässigkeiten, die sich dazu noch einstellen ließen. Das Gewicht sei vergleichsweise gering und es sei unempfindlicher gegenüber Schmutz und Schnee. Die Röhrenfertigung wird aktuell im ehemaligen Osram-Werk in Augsburg aufgebaut.

Das Unternehmen Agratio hat angekündigt, Agrarsysteme mit solchen Röhren zu entwickeln. Die Entwickler wollen sie parallel zum Boden auf Spannseilkonstruktionen installieren. Das sei ästhetischer als Stahlkonstrukte und da der Abstand zwischen den Stützen bis zu 35 Meter sei, könnten zudem größere Landmaschinen auf dem Feld fahren. Das System sei leichter als andere, aber auch teurer. Agratio-Geschäftsführer Harald Müller-Witt nennt einen Preis von circa 800 Euro je Kilowatt im Vergleich zu 450 Euro bei herkömmlichen Systemen (pv magazine Webinar vom 25. September 2020). Alternativ will Agratio auch ein System mit bifazialen Modulen auf Spannseilen anbieten. Außerdem hat das Unternehmen südliche Länder mit mehr Sonneneinstrahlung als Absatzmärkte im Blick. An der landwirtschaftlichen Hochschule Weihenstephan-Triesdorf steht eine erste Versuchsanlage. Ina Röpcke

Ü20-Anlagen weiterbetreiben oder abreißen?

EEG 2021: Es ist doch noch erreicht worden, dass Ü20-Anlagen einfach weiterbetrieben werden können. Trotzdem kann man zum Schluss kommen: Abreißen und neu bauen wäre besser. Wenn da nicht der Müll wäre. Wir betrachten die Alternativen ökonomisch und ökologisch.

Lange haben die Betreiber von rund 10.000 Photovoltaikanlagen in Deutschland gezittert, doch gerade noch rechtzeitig vor dem Jahreswechsel trat das EEG 2021 in Kraft. Damit laufen die Betreiber der Ü20-Anlagen, also jener Photovoltaikanlagen, deren Förderung nach 20 Jahren endet, nicht Gefahr, wilde Einspeiser zu werden. Mit der Gesetzesnovelle haben sie verschiedene Möglichkeiten, wie sie ihre Anlagen weiterbetreiben können. Doch lohnen sich diese oder könnte ein Abriss der noch funktionsfähigen Solarmodule und der Bau einer neuen Anlage nicht doch sinnvoll sein?

Die anfänglich installierten Dachanlagen waren wegen der damals noch horrenden Modulkosten eher klein. Das Bild zeigt eine 1,2-Kilowatt-Anlage mit 24 Modulen, die 1992 in Bad Staffelstein ans Netz ging.

Die Optionen sehen vor, die ausgeförderten Anlagen bis 100 Kilowatt Leistung weiter als Volleinspeiser zu betreiben. Der erzeugte Solarstrom wird künftig den mengengewichteten Jahresmarktwert Solar abzüglich einer Vermarktungsgebühr für die Netzbetreiber von 0,4 Cent pro Kilowattstunde vergütet. Für 2020 ist der Jahresmarktwert erstmals mit 2,458 Cent pro Kilowattstunde ermittelt worden. „Der Zähler kostet bis zu 80 Euro pro Jahr. Nimmt man dann noch eine Versicherung hinzu, würde dies den Rest der Einnahmen aus der Solarstromeinspeisung tilgen“, sagt Tobias Mücke, Business Development Manager bei IBC Solar. Größere Reparaturen an der Anlage dürfen also nicht anfallen, damit es für die Betreiber kein Verlustgeschäft wird, die Anlage am Netz zu halten.

„Der Ersatz einer alten durch eine neue Anlage rechnet sich wirtschaftlich in jedem Fall.“

Die Betreiber der Ü20-Anlagen können ihren Solarstrom jedoch künftig auch für den Eigenverbrauch nutzen und den überschüssigen Strom in Netz einspeisen, der dann ebenfalls mit dem Jahresmarktwert Solar vergütet wird. Ihnen steht es ebenso frei, in die sonstige Direktvermarktung zu wechseln oder sich für eines der zahllosen Cloud- oder Community-Angebote zu entscheiden.

Die Umstellung auf Eigenverbrauch ist wirtschaftlich attraktiver, als den Solarstrom komplett einzuspeisen. Die Nachrüstung mit einem Speicher kann dabei die Eigenverbrauchsquote noch erhöhen. Es ist jedoch fraglich, ob sich dieses hohe Investment in Kombination mit den bereits in die Jahre gekommenen Anlagen rechnet. Angesichts der notwendigen Investitionen in die Hardware und anfallender Gebühren gilt es, Community-Angebote oder den Wechsel in die sonstige Direktvermarktung genau zu prüfen.

Das Wichtigste in Kürze

Mit dem EEG 2021 sind die Weiterbetriebsoptionen für Ü20-Anlagen klar geregelt. Neben der Fortsetzung der Volleinspeisung ist auch Eigenverbrauch oder der Wechsel in die Direktvermarktung möglich.

Aus rein wirtschaftlicher Sicht lohnt es sich, die alte durch eine neue Anlage zu ersetzen, für die es dann wieder für 20 Jahre eine Einspeisevergütung über das EEG gibt.

Der ökologische Effekt von abreißen und neu bauen ist aufgrund der Datenlage schwieriger zu berechnen als der ökonomische. Wir haben dennoch zwei Szenarien betrachtet, wobei sich zeigt, dass der Ersatz einer Vier-Kilowatt- durch eine Acht-Kilowatt-Anlage nach vier bis sechs Jahren mehr CO_2 spart als der Weiterbetrieb der Ü20-Anlage.

Erste Firmen haben Geschäftsmodelle für Second-Life-Module entwickelt. Gerade für Offgrid-Anwendungen oder im Niedervoltbereich sind die gebrauchten Module noch gut zu verwenden. Dabei muss aber sichergestellt sein, dass die Solarmodule nach ihrem Lebensende nach hiesigen Umweltstandards recycelt werden.

Fotos: IBC Solar AG

Viele Experten plädieren dafür, erst einmal ungenutzte Dächer mit Solarmodulen zu belegen und Ü20-Anlagen einfach weiterzubetreiben.

Die Anlagen, die rund um die Jahrtausendwende installiert wurden, sind eher klein. Wegen der sehr hohen Kosten für Solarmodule sind die meisten Dächer nicht voll belegt worden. Auch wusste niemand, ob und wie lange die Photovoltaikanlagen funktionieren würden. Die durchschnittliche Leistung der Anlagen, die zu Jahresbeginn aus dem EEG gefallen sind, liegt bei 3,9 Kilowatt.

Eine neue Anlage rechnet sich wirtschaftlich

In der ganzen Diskussion um die Anschlusslösungen ging jedoch verloren, dass es auch noch eine ganz andere Option gibt: abreißen und eine neue Anlage aufs Dach bauen. Das bringt die Energiewende voran und lohnt sich wirtschaftlich, da es für die neue Anlage wieder über 20 Jahre eine Einspeisevergütung gibt. Diese sinkt zwar monatlich, liegt aber dennoch deutlich über dem Jahresmarktwert Solar. „Mit neuen Modulen bekommt man etwa die doppelte Nennleistung auf dieselbe Fläche“, sagt Mücke. Bei einer Dachvollbelegung und auch mit Blick auf die Anhebung der Bagatellgrenze auf 30 Kilowatt bei der Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage hält Mücke eine Steigerung der Anlagengrößen auf den bisher für Ü20-Anlagen genutzten Dächern im Falle eines Ersatzes auf rund 15 Kilowatt Leistung für realistisch.

IBC Solar hat einen eigenen Rechner verfügbar, mit dem sich die Wirtschaftlichkeit von neuen Anlagen – auch ganz gezielt für das eigene Dach – online ermitteln lässt. Als Beispiel führt Mücke eine Rechnung für eine fiktive 16-Kilowatt-Dachanlage in Bad Staffelstein an: mit angenommenen Installationskosten von rund 1.100 Euro pro Kilowatt installierter Leistung, 70 Euro Zähler- und 100 Euro Versicherungskosten. Für die Rechnung werden zudem ein Strompreis mit 29 Cent pro Kilowattstunde und eine jährliche Strompreissteigerung von zwei Prozent angenommen sowie eine Eigenverbrauchsquote von etwa 13 Prozent. „Bei dieser Eigenverbrauchsquote amortisiert sich die neue Anlage nach etwa 11,5 Jahren“, erklärt Mücke. Die Gesamtkapitalrendite betrage in diesem Fall rund sechs Prozent.

Ob die damaligen Early Mover – die mittlerweile oftmals bereits das Rentenalter erreicht haben dürften – eine solch langfristige Investition nochmals unternehmen wollen, können sie nur selbst entscheiden. Generell gilt jedoch: „Lässt man diese individuellen Faktoren außen vor, lässt sich sagen, der Ersatz einer alten durch eine neue Anlage rechnet sich wirtschaftlich in jedem Fall“, so Mücke. Bitte beachten: In dieser Rechnung nicht berücksichtigt ist, ob unabhängig von der Erneuerung der Photovoltaikanlage eine Dachsanierung notwendig wird.

Energiewende mit Ressourcenverschwendung?

Der ökologische Effekt von abreißen und neu bauen ist aufgrund der Datenlage schwieriger zu berechnen als der ökonomische. Wir haben dennoch eine Abschätzung gewagt.

Die Ausgangslage: Auf einem Dach befindet sich eine 20 Jahre alte Vier-Kilowatt-Anlage. Der Betreiber will eine Entscheidung zwischen zwei Szenarien treffen. In Szenario eins lässt er die Anlage voraussichtlich noch zehn Jahre weiter laufen. In Szenario zwei ersetzt er sie sofort durch eine Acht-Kilowatt-Anlage. Wie unterscheiden sich die CO_2-Bilanzen in den beiden Szenarien?

Die einfachste Annahme ist, dass der Solarstrom fossil erzeugten Netzstrom ersetzt. Netzstrom hatte 2019 in Deutsch-

land dem Umweltbundesamt zufolge einen CO_2-Fußabdruck von etwa 625 Gramm CO_2 Äquivalente pro Kilowattstunde, wenn man den regenerativen Anteil herausrechnet. In Szenario eins werden durch den Weiterbetrieb der Vier-Kilowatt-Anlage also Emissionen von 2,4 Tonnen CO_2 pro Jahr eingespart.

Um die CO_2-Bilanz einer neuen Acht-Kilowatt-Photovoltaikanlage auszurechnen, muss man dem positiven CO_2-Einspareffekt von dann 4,8 Tonnen pro Jahr den CO_2-Fußabdruck der Produktion der Module, Wechselrichter und der Installation gegenrechnen. Es dauert nach aktuellen Abschätzungen etwa 2,9 Jahre, bis sich heutzutage die Installation einer neuen Photovoltaikanlage hinsichtlich der CO_2-Emissionen amortisiert hat, wie EUPD-Research-Geschäftsführer Martin Ammon vorrechnet. Dabei ist eine Konstanz der CO_2-Emissionen im Strommix unterstellt.

Um die Entscheidung für Szenario eins oder Szenario zwei zu treffen, muss man die Differenz der beiden Varianten betrachten. Unter der Annahme, dass die neue Anlage doppelt so groß ist wie die alte Anlage, dauert es die doppelte CO_2-Amortisationzeit, bis Szenario zwei mehr CO_2 einspart als Szenario eins. Statt nach zwei bis drei Jahren bei einer neuen Anlage hat sich die Entscheidung für Abriss und Neubau dann nach vier bis sechs Jahren amortisiert. Über zehn Jahre ist es für die CO_2-Bilanz dennoch vorteilhaft: Die alte Vier-Kilowatt-Anlage durch eine neue Acht-Kilowatt-Anlage zu ersetzen, spart rund zehn Tonnen CO_2 zusätzlich ein.

Als Faustregel aus der Abschätzung ergibt sich, dass es sich bezüglich der CO_2-Bilanz lohnt, die alte Anlage durch eine neue zu ersetzen, sobald diese ein Drittel mehr Ertrag bringt. Je höher die Ertragssteigerung ist, umso größer ist der Effekt.

Im Prinzip gibt es jedoch eine noch einfachere, ökologisch bessere Alternativen zum Abriss: Statt das Geld zu nehmen und auf dem eigenen Dach die Ü20-Anlage abzureißen und neu zu bauen, lieber auf einem leeren Dach in eine neue Photovoltaikanlage investieren. In Deutschland gibt es noch genug unbelegte Dächer. Nach Angaben des Geschäftsführers von EUPD Research Martin Ammon liegt die Sättigung im Dachanlagensegment gerade einmal bei 13 bis 14 Prozent. Es ist aber fraglich, ob die Ü20-Anlagenbetreiber Zugriff auf ein noch unbebautes Dach haben.

Als Mischvariante wäre denkbar, die noch ungenutzte Dachfläche neben der Ü20-Anlage mit neuen Modulen zu belegen – allerdings ist auch diese Option abhängig vom allgemeinen Zustand des Daches. Zudem gibt es einiges zu beachten, denn für die neue Anlage werden neue Zähler und Wechselrichter benötigt, um die in den beiden Anlagen erzeugten Solarstrommengen getrennt abrechnen zu können.

Elektroschrott vermeiden

Ein anderer Aspekt, der in diesem Zusammenhang mit einem vorzeitigen Erneuern der Altanlagen nicht vernachlässigt werden sollte, ist, was mit den noch funktionsfähigen Solarmodulen geschieht. Nicht wenige Experten sehen die Gefahr, dass sie als ausrangierter Elektroschrott die Müllberge in Afrika weiter wachsen lassen.

Noch sind die potenziellen Mengen an ausrangierten Modulen aus Ü20-Anlagen klein. Es gibt weitere Volumen an gebrauchten Modulen durch das Repowering von noch geförderten EEG-Anlagen. Erste Unternehmen wie Rinovasol oder Suncrafter arbeiten aktiv an Geschäftsmodellen und unter Umständen kann man sogar noch Geld für den Abriss der Altanlage bekommen. „Die Module aus den Ü20-Anlagen können gern alle zu uns kommen. Wir nehmen sie gegen einen fairen Preis ab“, sagt Toralf Nitsch, COO von Rinovasol. Das Unternehmen hat erst jüngst eine der automatischen Produktionslinien der ehemaligen Solarworld-Fertigung in Freiberg erworben. Rund 890.000 gebrauchte Module hat Rinovasol in den vergangenen knapp drei Jahren getestet und weiterverarbeitet, wie Nitsch berichtet.

Module aus Ü20-Anlagen fallen für ihn in die Kategorie „gebrauchte Wirtschaftsgüter“, die wahrscheinlich nicht mehr die Leistung der Anfangszeit aufweisen, dennoch für bestimmte Anwendungen in den nächsten 10 bis 20 Jahren gut geeignet sind. „Wenn Module die ersten acht Jahre gut funktioniert haben, dann halten sie in der Regel auch 40 Jahre“, sagt Nitsch. Rinovasol nutze die gebrauchten Module etwa für Offgrid-Anwendungen, etwa in der Sahelzone oder dem Nahen Osten. Der Befürchtung, Deutschland könne damit noch mehr Elektroschrott ins Ausland verschiffen, tritt Nitsch entgegen. Er sagt, Rinovasol kümmere sich auch bei den weiterverkauften Solarmodulen um die Rücknahme. Je nach Mengen sei der Bau einer Schredderanlage in den Ländern geplant.

Auch in Deutschland sieht Nitsch einen Markt für ein „zweites Leben“ für diese Module. „Hierzulande könnten sie noch im Campingbereich oder bei Offgrid-Anwendungen eingesetzt werden – es eignen sich eigentlich alle Bereiche, in denen nicht die Maximalleistung erforderlich ist.“ Dies sieht man auch bei Suncrafter so. Das Unternehmen hat sich auf kompakte, netzunabhängige Solarsysteme mit Gebrauchtmodulen im Niedervoltbereich spezialisiert. Es setzt die gebrauchten Module etwa bei Lade- und Parkstationen im Mikromobilitätsbereich ein, also für E-Bikes oder E-Scooter.

Der Verkaufspreis für die erneuerten Module ist Nitsch zufolge etwa die Hälfte günstiger als der für neue Module. Trotz des Aufwands für die Wiederaufbereitung und den Versand der Solarmodule sei das Geschäftsmodell von Rinovasol rentabel. Suncrafter erklärt hingegen, dass Module, die zehn Jahre und älter sind, kaum wettbewerbsfähig mit Neumodulen seien, wenn sie den kompletten Rehabilitationsprozess durchlaufen müssen. Es gelte jedoch, je niedriger der Anteil der flächenabhängigen BOS-Kosten sei, desto älter könnten die wettbewerbsfähigen Module durchschnittlich sein.

Was also tun? Zunächst kann man die Ü20-Anlage in Ruhe weiter betreiben und wenn man Lust dazu hat, über die Investition in eine neue Photovoltaikanlage nachdenken. Das breite Echo unter Experten ist jedoch, lieber die Ü20-Anlage solange weiterbetreiben, wie sie läuft, und in Anlagen auf noch ungenutzten Dachflächen investieren.

Die ökologische Gesamtbetrachtung ist sehr komplex. Bezüglich der CO_2-Bilanz macht man aber zumindest keinen Fehler, wenn die alte Anlage ersetzt wird. Wenn Nachverwerter sinnvolle Anwendungen mit den ausrangierten Modulen entwickeln, verbessert das die Ökobilanz zusätzlich. Dabei sollte jedoch immer sichergestellt sein, dass die Module nach der Nachverwertung auch nach hiesigen Umweltstandards recycelt werden.

Sandra Enkhardt

Von Schlagfestigkeit und maximaler Schieflast

Serie Elektromobilität-Installationen: Ob öffentlich oder privat, einphasig, oder dreiphasig – Normen schreiben einiges vor. Wir haben wieder Stefan Hirzinger, verantwortlich bei Webasto für Normung und Regulatorik, gefragt, worauf man unbedingt achten sollte.

Wie unterscheide ich, wann ein Ladepunkt privat oder öffentlich ist, welche Auswirkungen hat das auf die Auswahl des Produktes, und was ist die Ladesäulenverordnung?

Zuerst einmal ist festzuhalten, dass wir hier nur AC-Ladeeinrichtungen betrachten. Im Bereich Produktnormen enthalten die IEC 61851-1 (Nummern sind analog zu DIN EN-Normen) und die zugehörige IEC 61439-7 entsprechende Anforderungen. Sie sind für fest an das Netz angeschlossene Ladeeinrichtungen, also etwa Wallboxen oder Ladesäulen, anzuwenden. Aus der IEC 60050-195 wurde die Unterscheidung nach eingeschränktem und uneingeschränktem Zugang übernommen.

1. Einrichtung für Standorte mit eingeschränktem Zugang: Einrichtung, die allen Personen zugänglich ist, die über eine Zugangsberechtigung für den Standort verfügen (wie Einrichtungen in privaten Wohnungen, auf privaten Parkplätzen oder an ähnlichen Orten)
2. Einrichtung für Standorte mit uneingeschränktem Zugang: Einrichtung, die allen Personen zugänglich ist, beispielsweise in frei zugänglichen öffentlichen Bereichen

Hieraus ergeben sich dann definierte Anforderungen an das Produkt, wie zum Beispiel eine mechanische Schlagfestigkeit für das Gehäuse. Bei einer Wallbox mit „eingeschränktem Zugang“, also beispielsweise in einer privaten Garage, reicht eine Schlagfestigkeit IK07, wogegen für den „uneingeschränkten Zugang“ IK08 beziehungsweise IK10 erforderlich sind (siehe Datenblatt der Hersteller).

Als Installateur muss man sich hier jedoch nicht zwangsläufig mit den Details der Normen auseinandersetzen, aber man muss die Anleitung des Herstellers beachten. In der Regel gibt es in der Anleitung Kapitel wie „Anwendungsbereich“ oder „Einsatzbereich“, in denen der mögliche Verwendungszweck der jeweiligen Ladeeinrichtung angegeben werden muss. Hier sollte darauf geachtet werden, dass Anwendungen im uneingeschränkten oder öffentlichen Bereich vom Gerätehersteller zugelassen sind, falls dies für die geplante Installation nach obiger Definition erforderlich ist.

Über die Produktnormung hinaus gibt es in Deutschland seit März 2016 auch die „Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung – LSV)“. Zusätzlich muss man die erste Änderungsverordnung vom 13. Juni 2017 beachten.

In der Ladesäulenverordnung werden zusätzliche Anforderungen für Ladeeinrichtungen über 3,7 Kilowatt im öffentlichen Raum (also mit uneingeschränktem Zugang) definiert, wie zum Beispiel:

- Anmeldung bei der Bundesnetzagentur (zusätzlich zur Anmeldung beim Netzbetreiber)
- Die Ladeeinrichtung muss eine Steckdose (Typ 2 Stecker) enthalten, ein fest angeschlagenes Kabel alleine reicht nicht aus.
- Ermöglichen von sogenannten Adhoc-Laden, also die Bereitstellung von Abrechnungs-/Bezahlmöglichkeiten für spontane Ladevorgänge.

Achtung: Die Ladesäulenverordnung wird derzeit überarbeitet und es wurde am 24. November 2020 ein neuer Referentenentwurf „Zweite Verordnung zur Änderung der Ladesäulenverordnung“ veröffentlicht. Dieser enthält vorerst beispielsweise folgende Änderungen der Ladesäulenverordnung:

- Der eingeschränkte Zugang einer Ladeeinrichtung kann auch durch ein entsprechendes Schild am Parkplatz erreicht werden, auch wenn dieser Parkplatz frei befahrbar ist, zum Beispiel: „nur für Anwohner Haus-Nr. 3“. Durch diese Kennzeichnung würde eine Ladeeinrichtung nicht mehr unter die Ladesäulenverordnung fallen.
- Die Forderung nach einer Steckdose entfällt, auch Wallboxen mit fest angeschlagenem Kabel und Typ 2 Stecker sind zulässig. Das bringt für Anwender große Komfort-Vorteile, weil nicht das eigene Kabel aus dem Kofferraum geholt werden muss.
- Der Anschluss der Ladeneinrichtung an ein Smart-Meter-Gateway wurde neu aufgenommen.
- Eine Standard-Schnittstelle zur Übertragung von Abrechnungs- oder Belegungs-Informationen wird gefordert.
- Bei den Bezahlmöglichkeiten wurden die browserbasierten Möglichkeiten über kostenlose mobile Webseiten ergänzt, was die Bezahlung für die meisten Anwender mit Smartphones einfacher machen dürfte. Die Abrechnung mit Karten ist nicht mehr zwingend erforderlich.
- Der Anwendungsbereich der Ladesäulenverordnung wird auch auf Nutzfahrzeuge erweitert

Die vollständige Ladesäulenverordnung sowie den Referentenentwurf zu den geplanten Änderungen kann man kostenfrei einsehen unter:
https://www.gesetze-im-internet.de/lsv/

Foto: Ivan Radic

In der Ladesäulenverordnung werden zusätzliche Anforderungen für Ladeeinrichtungen über 3,7 Kilowatt im öffentlichen Raum definiert.

Welche minimalen Stromstärken müssen AC-Ladeeinrichtungen bereitstellen können? Was versteht man unter der „Schieflastverordung“?

Normativ schreibt die IEC 61851-1 vor, dass eine AC-Ladestation einen Außenleiterstrom zwischen 6 Ampere und 80 Ampere über das Steuersignal im Stecker (Pilotleiter) einstellen können muss. Dabei wird der maximale Strom durch den Hersteller der Ladeeinrichtung festgelegt, weil dieser durch verwendete Bauteile und Leitungen je nach Nennleistung der Ladeeinrichtung begrenzt ist. Der minimal einstellbare Strom von 6 Ampere rührt aus den normativ festgelegten Vorgaben für das Pilotsignal/PWM-Signal.

Für das eigenverbrauchsoptimierte Laden von Elektrofahrzeugen in Verbindung mit Photovoltaikanlagen ist dieser Minimalstrom von 6 Ampere bei einer dreiphasigen Wallbox aber mit resultierenden 4,14 Kilowatt Ladeleistung immer noch relativ hoch. Für eine durchschnittliche Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus wäre es daher wünschenswert, die Ladeleistung noch weiter reduzieren zu können. Dies ist aber nach den aktuellen normativen Vorgaben nur möglich, wenn auf einphasiges Laden umgeschaltet werden kann, damit wären dann bei 6 Ampere entsprechende 1,38 Kilowatt Ladeleistung umsetzbar.

Grundsätzlich kann jedes zwei- oder dreiphasig ladende Elektrofahrzeug immer auch einphasig geladen werden. Beim einphasigen Laden gibt es jedoch wiederum eine maximale Stromstärke von 20 Ampere (4,6 Kilowatt) für Deutschland, die nicht überschritten werden darf. Diese Begrenzung kommt aus der VDE-AR-N4100 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)“, die im April 2019 überarbeitet wurde.

Im Kapitel 5.5 „Symmetrie“ ist festgelegt, dass alle Geräte, also elektrische Verbrauchsmittel, Erzeugungsanlagen, Speicher und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, mit einer Bemessungsleistung von jeweils größer als 4,6 Kilovoltampere dreiphasig im Drehstromsystem anzuschließen sind. Dieser Absatz in der Norm wird in der Praxis oft als „Schieflastverordung“ bezeichnet, weil damit eine Schieflast der einzelnen Phasen im Niederspannungsnetz vermieden werden soll. Auch für Photovoltaik-Wechselrichter gilt diese Vorgaben schon seit längerem. Das Thema Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge wurden 2019 ergänzt. In Österreich und in der Schweiz ist die einphasige Ladung mit vergleichbaren Anschlussbedingungen sogar auf 16 Ampere begrenzt.

Stefan Hirzinger

Der Autor

Nach rund 25 Jahren in der Photovoltaik-Welt, unter anderem als Geschäftsführer für den Bereich Photovoltaik bei Viessmann, ist Stefan Hirzinger seit 2017 bei der Webasto Group als Global Conformity & Standardization Manager für die globalen Anforderungen an Ladeeinrichtungen aus Normung und Regulatorik verantwortlich.

Mit sieben Klicks in die solarelektrische Zukunft

Sektorenkopplung: Die Simulation von Photovoltaikanlage, Batterie, Wärmepumpe, Heizstab und Elektroauto ist mit klassischen Planungstools oft zeitaufwendig. Die HTW Berlin und Fronius Deutschland haben daher ein Online-Tool entwickelt, mit dem Installateure und Privatpersonen die Solarisierung der häuslichen Energieversorgung einfach nachvollziehen und die Auslegung schnell vorplanen können, erklären die Autoren von der HTW.

Einfache Solar- oder Speicherrechner gibt es mittlerweile fast schon wie Sand am Meer. Nach Eingabe der Solaranlagengröße, des Strombedarfs und der Batteriekapazität lässt sich mit ihnen die erzielbare Eigenstromversorgung abschätzen. Zum einen werden solche Tools zur überschlägigen Speicherauslegung genutzt. Zum anderen unterstützen sie, eingebunden in die eigene Webseite, die Akquise von neuen Kunden.

In Zeiten voller Auftragsbücher können anspruchsvollere Online-Tools, die auch die Elektromobilität und Wärmeversorgung berücksichtigen, noch mit anderen Einsatzmöglichkeiten punkten. Solarteure können interessierte Kunden mit einem geeigneten Online-Tool auf das erste Beratungsgespräch vorbereiten. Auf diese Weise können die Eigenheimbesitzer vorab bereits Ausschau halten, wie sie den gewünschten Autarkiegrad unter Berücksichtigung der Gegebenheiten vor Ort erreichen könnten. Das spart Zeit im Beratungsgespräch und hilft insbesondere Handwerksbetrieben mit begrenzten Beratungskapazitäten.

Das Wichtigste in Kürze

Online-Tools zur Eigenversorgungsanalyse können den Solar- und Speichervertrieb unterstützen und zudem den Beratungsaufwand für Installationsbetriebe reduzieren.

Mit dem von Fronius „24 Stunden Sonne Simulator“ getauften Tool kann die solarelektrische Energieversorgung von Eigenheimen inklusive Wärme und Mobilität visualisiert werden, was bei der Systemauswahl hilfreich ist.

Relative Bewertungsgrößen wie der Eigenverbrauchsanteil oder Autarkiegrad sind nur beschränkt aussagekräftig, wenn der überschüssige Solarstrom verheizt wird.

Durch eine schlecht parametrierte Regelung können zusätzliche Wärmeverluste im Wärmespeicher den Autarkiegrad sogar steigern.

Selbst Häuser mit Wärmepumpe und Elektroauto können sich mit einem Photovoltaik-Batteriesystem zu zwei Drittel selbst mit Strom versorgen, wenn es sich um Passivhäuser handelt.

Im beschriebenen Fall eines „Pendlerautos“ kann ein Speicher auch dazu beitragen, den Anteil des eigenerzeugten Stromes beim Fahren signifikant zu steigern.

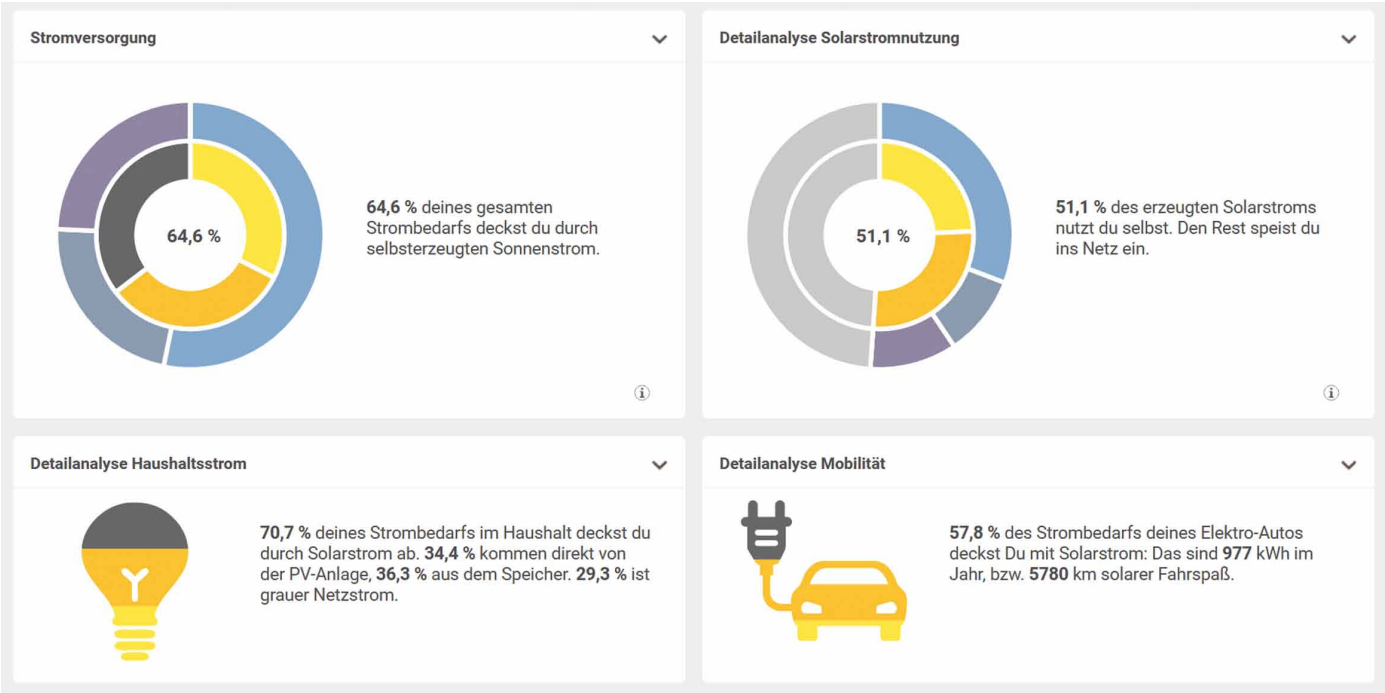
„Der Neubau versorgt sich auch mit Wärmepumpe zu 74 Prozent selbst mit Strom aus dem Photovoltaik-Batteriesystem.“

Was kann der „24 Stunden Sonne Simulator“ und worauf baut er auf?

Ziel des von der HTW Berlin gemeinsam mit Fronius entwickelten „24 Stunden Sonne Simulators“ (https://solarsimulator.fronius.com) ist es, die solarelektrische Eigenversorgung von Einfamilienhäusern mit Batterie, Elektrofahrzeug, Wärmepumpe und Heizstab greifbar zu machen. Hierzu kann der solarelektrische Eigenversorgungsanteil nicht nur für den gesamten Strombedarf, sondern auch für die einzelnen Bereiche Haushaltsstrom, Wärme und Mobilität ermittelt werden.

Die im Tool hinterlegten Ergebnisse basieren auf Simulationsuntersuchungen von knapp 74.000 unterschiedlichen Systemkonfigurationen. Für jede Konfiguration wurden die ther-

Screenshot: HTW Berlin

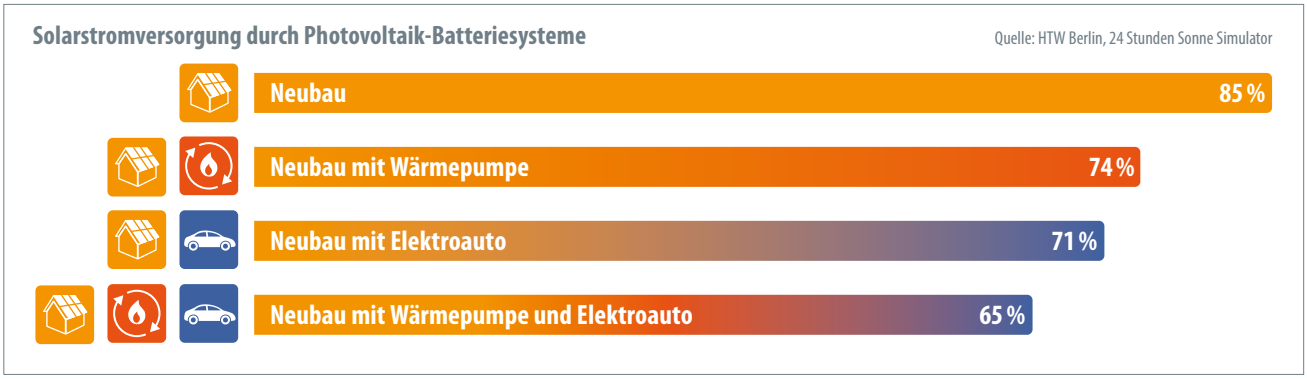


Das von Fronius „24 Stunden Sonne Simulator“ getaufte Online-Tool schlüsselt den Eigenverbrauch und die Autarkie auf.

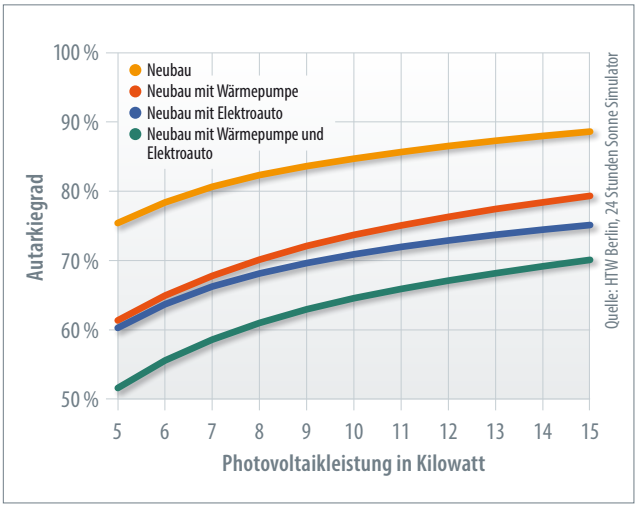
mischen und elektrischen Energieflüsse im Haus mit einer Auflösung von einer Minute über ein gesamtes Jahr simuliert. Ein Standardcomputer bräuchte für die 74.000 Jahresdurchläufe etwa 60 Tage. Da die Systemkonfigurationen bereits berechnet sind und der Simulator die Ergebnisse ohne Zeitverzug bereitstellt, kann blitzschnell analysiert werden, ob eine größere Photovoltaikanlage oder ein größerer Batteriespeicher den Autarkiegrad merklich steigert.

Zur Simulation des Betriebsverhaltens der untersuchten Systemkonstellationen wurden verschiedene Eingangsdatensätze verwendet. Als Datengrundlage für die Wetterdaten dienen Messwerte des meteorologischen Observatoriums Lindenberg (Brandenburg) des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Die elektrischen und thermischen Lastprofile wurden der Richtlinie VDI 4655 entnommen, die Referenzlastprofile von Wohngebäuden für Strom, Heizung und Trinkwarmwasser enthält. Die Leistungsaufnahme des Elektroautos wurde in einem Haushalt mit einer Wandladestation ermittelt. Das Fahrverhalten entspricht dem eines Pendlers, der überwiegend am Abend das Elektroauto zu Hause lädt. Zusätzlich wurde in den Simulationsrechnungen ein solaroptimierter Einsatz der Wärmepumpe und des Heizstabs berücksichtigt. Diese Annahmen sind oft nahe an der Realität. Will man es genau wissen, muss man jedoch mit professionellen Tools den Einzelfall berechnen. Allerdings benötigt man dazu gute Lastprofile und nicht jedes Tool kann die vollständige Sektorenkopplung.

Grafiken: pv magazine/Harald Schütt



Grafik 1: Die mit dem Simulator ermittelten Autarkiegrade für einen Dreipersonenhaushalt in einem Einfamilien-Passivhaus-Neubau zeigen, dass selbst Häuser mit Wärmepumpe und Elektroauto sich mit einem Photovoltaik-Batteriesystem zu zwei Drittel selbst mit Strom versorgen können. Dabei wurde ein Haushaltsstrombedarf von 4.000 Kilowattstunden pro Jahr betrachtet. Die Leistung der Photovoltaikanlage beträgt zehn Kilowatt und der Batteriespeicher hat eine nutzbare Speicherkapazität von zehn Kilowattstunden. Das Passivhaus benötigt zur Raumheizung 3.000 Kilowattstunden pro Jahr und zur Trinkwassererwärmung 1.500 Kilowattstunden pro Jahr. Die Bewohner legen mit dem Elektroauto 10.000 Kilometer pro Jahr zurück. In den Szenarien mit Wärmepumpe ist die Bezugsgröße für den Autarkiegrad der Haushaltsstromverbrauch plus dem Wärmepumpenstromverbrauch. In den Szenarien mit Elektroauto ist die Bezugsgröße der Haushaltsstromverbrauch plus Stromverbrauch des Autos mit der angegebenen Fahrleistung.



Grafik 2: Abhängigkeit des Autarkiegrads von der Größe der Photovoltaikanlage für die zuvor betrachteten Rahmenbedingungen und Szenarien. Je größer die Photovoltaikanlage ist, desto höher ist auch die solarelektrische Eigenversorgung. In dem betrachteten Beispiel steigt der Eigenversorgungsanteil des Neubaus mit Elektroauto im Vergleich zum Neubau mit Wärmepumpe weniger stark an. Dies liegt daran, dass das Elektroauto vorrangig in den Abendstunden geladen wird. Dagegen kann der Wärmepumpenbetrieb im Tagesverlauf in Zeiten hoher Photovoltaik-Leistungsüberschüsse verlagert werden.

Wieso steigt der Autarkiegrad, wenn ein Heizstab zur solarelektrischen Trinkwassererwärmung verwendet wird?

Der Simulator zeigt auch auf, wie sich der Einsatz eines Heizstabs zur Trinkwassererwärmung auf die jährliche Energiebilanz auswirkt. Ohne Batteriesystem kann eine Zehn-Kilowatt-Photovoltaikanlage zeitgleich etwa 36 Prozent des Haushaltsstrombedarfs eines Dreipersonenhaushalts, der ohne Heizstab mit 4.000 Kilowattstunden pro Jahr angenommen wurde, decken. Das sind immerhin 1.451 Kilowattstunden pro Jahr.

Werden die verbleibenden Solarstromüberschüsse mithilfe eines regelbaren Neun-Kilowatt-Heizstabs vorrangig zur Erwärmung des 300-Liter-Trinkwarmwasserspeichers genutzt, steigt die zeitgleich direkt verbrauchte Photovoltaik-Energie um 1.761 Kilowattstunden pro Jahr. Da der Heizstab ausschließlich Solarstrom verheizt, steigt der Strombedarf um den gleichen Betrag an. In der Folge erhöht der Heizstab den Autarkiegrad, der häufig auch als solarelektrischer Eigenversorgungsanteil oder solarer Deckungsanteil bezeichnet wird, von 36 Prozent auf 56 Prozent.

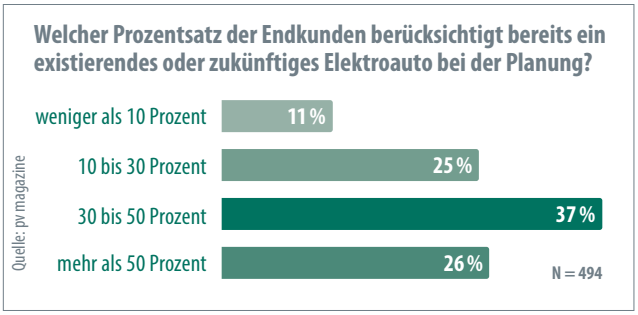
Die um 20 Prozentpunkte gestiegene Eigenversorgung hat allerdings keinen Einfluss auf die jährlich aus dem Netz zur Versorgung der elektrischen Haushaltsgeräte bezogenen Kilowattstunden. Unverändert werden 2.549 Kilowattstunden pro Jahr aus dem Stromnetz benötigt.

Wie dieses Beispiel zeigt, sollten relative Bewertungsgrößen wie der Autarkiegrad bei der Nutzung regelbarer Verbraucher kritisch hinterfragt werden. So kann etwa auch durch eine schlecht eingestellte Systemregelung das Verheizen von überschüssigem Solarstrom unnötige Wärmeverluste im Pufferspeicher verursachen, die den elektrischen Autarkiegrad ebenfalls erhöhen.

Wie hoch ist die Eigenversorgung in Eigenheimen mit Wärmepumpe und Elektroauto?

Zur Beantwortung der Frage werden im Folgenden die im Simulator hinterlegten Ergebnisse für eine Zehn-Kilowatt-Photovoltaikanlage zusammen mit einem Batteriespeicher mit einer nutzbaren Batteriekapazität von zehn Kilowattstunden betrachtet. Ohne Wärmepumpe und Elektroauto kann das Photovoltaik-Batteriesystem den Netzstrombezug des betrachteten Dreipersonenhaushalts von 4.000 Kilowattstunden pro Jahr auf 612 Kilowattstunden pro Jahr senken. Der Autarkiegrad beträgt somit 85 Prozent (siehe Grafik 1).

„Im beschriebenen Fall steigt der Anteil des eigenen Solarstroms an der Beladung des Elektroautos durch den Speicher von 15 auf 58 Prozent.“



Grafik 3: Die Umfrage im pv magazine Webinar zeigt, dass bei mehr als der Hälfte der Photovoltaik-Kunden Elektromobilität eine Rolle spielt.

Kommt zusätzlich eine leistungsgeregelte Luft-Wasser-Wärmepumpe zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung des betrachteten Passivhauses zum Einsatz, steigt der Stromverbrauch durch die Wärmepumpe um 1.853 Kilowattstunden pro Jahr an. Trotz der häufig postulierten saisonalen Unterschiede zwischen dem Wärmepumpenstromverbrauch und der Solarstromerzeugung werden davon fast zwei Drittel durch das Photovoltaik-Batteriesystem bereitgestellt. Insbesondere in den Sommermonaten kann die Wärmepumpe zur Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs überwiegend mit direkt genutztem

Solarstrom betrieben werden. In der Bilanz versorgt sich der Neubau auch mit Wärmepumpe zu 74 Prozent selbst mit Strom aus dem Photovoltaik-Batteriesystem.

Wenn statt der Wärmepumpe ein Elektroauto mit einer jährlich zurückgelegten Strecke von 10.000 Kilometer hinzukommt, ändert sich das Stromverbrauchsprofil. Das betrachtete Pendlerfahrzeug wird überwiegend im Zeitraum zwischen 18:00 Uhr und 22:00 Uhr mit einer elektrischen Leistung von 3,5 kW geladen. Trotz des wenig solaraffinen Ladeverhaltens des Elektroautos kann mehr als jede zweite vom Elektroauto aufgenommene Kilowattstunde durch das Photovoltaik-Batteriesystem bereitgestellt werden. Bei unverändert großem Batteriespeicher geht das allerdings zulasten der solarelektrischen Versorgung der anderen Haushaltsverbraucher, da der Batteriespeicher nachts nun häufiger komplett entladen wird. Folglich sinkt auch der Eigenversorgungsanteil des gesamten Neubaus auf 71 Prozent. Hat der Dreipersonenhaushalt sowohl eine Wärmepumpe als auch ein Elektroauto, kann er sich dennoch zu 65 Prozent selbst mit Solarstrom versorgen.

> „Ein Standardcomputer bräuchte für die 74.000 Jahresdurchläufe etwa 60 Tage."

Das Beispiel widerlegt gleich zwei Behauptungen, die immer wieder zu hören sind: Elektroautos, die tagsüber nicht am Haus geparkt sind, ließen sich kaum mit eigenem Solarstrom betreiben und Batteriespeicher seien im Vergleich zur Elektroautobatterie zu klein, um einen relevanten Beitrag zur Autostromdeckung zu leisten. Man kann sich mithilfe des Simulators ein Bild davon machen, wie der Batteriespeicher den Anteil des eigenen Solarstroms an der Beladung des Elektroautos steigert. Im beschriebenen Fall steigt dieser durch den Speicher von 15 auf 58 Prozent.

Dies zeigt, welchen wichtigen Beitrag Photovoltaik-Batteriesysteme zur Deckung des Energiebedarfs für Strom, Wärme und Mobilität im Wohngebäudebereich leisten können.

pv magazine Webinar mit Fronius und HTW zum Nachsehen

pv magazine webinars

Am 20. Januar haben Johannes Weniger und Maximilian Neuhaus vom Initiativpartner Fronius den Simulator vorgestellt. Sie können das Webinar mit Antworten auf viele Teilnehmerfragen nachsehen:

www.pv-magazine.de/webinare

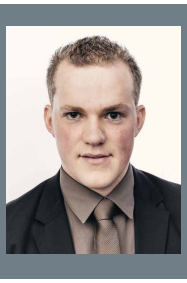
Welchen Einfluss hat die Größe der Photovoltaikanlage auf den Autarkiegrad?

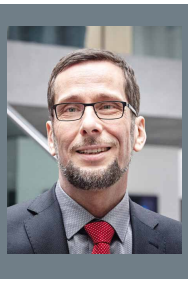
Grafik 2 zeigt auf, wie die Vergrößerung der Photovoltaikanlage den resultierenden Autarkiegrad beeinflusst. Wie bereits Grafik 1 veranschaulichte, können mit einer Zehn-Kilowatt-Photovoltaikanlage und einem Zehn-Kilowattstunden-Batteriespeicher je nach technischer Ausstattung 65 bis 85 Prozent des gesamten Strombedarfs des Neubaus im Jahresdurchschnitt versorgt werden. Wird stattdessen eine Photovoltaikanlage mit 15 Kilowatt errichtet, steigt der Autarkiegrad sogar auf 70 bis 89 Prozent. Wie die Ergebnisse ausfallen, wenn ein größerer Batteriespeicher eingesetzt wird, lässt sich mit dem Simulator ganz einfach selber herausfinden.

Sofern es die vor Ort verfügbaren Dachflächen zulassen, lohnt es sich daher, eine möglichst große Photovoltaikanlage zu errichten. Dazu trägt auch die Abschaffung der EEG-Umlage auf den selbst genutzten Solarstrom für Photovoltaikanlagen bis 30 Kilowatt bei. Zudem können größere Photovoltaikanlagen zu einem günstigeren Systempreis pro Kilowatt Leistung errichtet werden. Je größer die Photovoltaikanlage ist, desto größer sind auch die durch die Solarstromerzeugung vermiedenen CO_2-Emissionen, die vom Umweltbundesamt mit 0,6 Tonnen pro 1.000 Kilowattstunden Solarstromertrag angegeben werden. Es spricht also ziemlich viel dafür, dass die mittlere Photovoltaikanlagengröße im Privatbereich in nächster Zeit weiter steigen wird.

Johannes Weniger, Nico Orth, Volker Quaschning

Link zum Simulator:
Der „24 Stunden Sonne Simulator" steht unter folgendem Link kostenfrei zur Verfügung: https://solarsimulator.fronius.com





Die Autoren

Johannes Weniger (Foto links), Nico Orth (Foto Mitte) und Volker Quaschning (Foto rechts) forschen zur simulationsbasierten Bewertung von Photovoltaik-Batteriesystemen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen an der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin.

Mehr Infos zu den bisher entwickelten Online-Tools unter:

https://pvspeicher.htw-berlin.de/onlinetools

Danksagung

Der „24 Stunden Sonne Simulator" wurde von der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin in Kooperation mit Fronius im Projekt „Digitale Werkzeuge für solarstrombasierte Energieversorgungskonzepte (PVplusX)" entwickelt. Die Autoren danken der Dobeneck-Technologie-Stiftung für die finanzielle Unterstützung des Projekts.

Ganz schön stressig – PID-Test auf dem Prüfstand

Testverfahren: Ob ein Modul anfällig für potenzialinduzierte Degradation ist, erfährt man aus dem Datenblatt oder durch einen eigenen PID-Stresstest in der Klimakammer – so ist es jedenfalls in einer Norm festgehalten. Forscher und Forscherinnen am Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung bestärken nun aber alte Zweifel an der Zuverlässigkeit des Standardtests, wenn es um hochbeanspruchte Module in 1.500-Volt-Kraftwerken geht. Ein Ausweg sind härtere Tests und eine bessere Materialauswahl.

Üblicherweise folgen die Tests, mit denen nach potenzialinduzierter Degradation, abgekürzt PID, in Photovoltaikmodulen gesucht wird, dem Standardverfahren IEC TS 62804-1. Dabei wird das Modul meist 96 Stunden bei 85 Grad Celsius und 85 Prozent Luftfeuchtigkeit unter Spannung gesetzt. Durch die Feuchtigkeit auf dem Modul treten Leckströme auf, die von der Solarzelle durch die Verkapselungsschichten und das Glas bis zum geerdeten Modulrahmen fließen. Durch diese Leckströme wandern positiv geladene Natriumionen von der Glasoberfläche zur Zelloberfläche und verursachen dort leitende Pfade in mikroskopischen Stapelfehlern, die sich im Laufe der Zeit durch Leistungseinbußen bemerkbar machen. Nach der Belastung in der Klimakammer wird der Leistungsverlust gemessen. Bleibt er unter fünf Prozent, gilt der Test als bestanden.

„Wenn sich das bestätigt, müssen wir das Testverfahren für 1.500-Volt-Module noch einmal diskutieren."

Da PID seit vielen Jahren bekannt ist, haben die Modulhersteller inzwischen ihre Technologien und die eingesetzten Materialien so verbessert, dass die meisten Module bei diesem Test heute eine sehr gute PID-Resistenz zeigen und im Marketing oft als PID-frei beworben werden. Christos Monokroussos, Leiter des Global Technical Centre for Solar and R&D des TÜV Rheinland in China, testet viele Module für die Hersteller. Er bestätigte gegenüber pv magazine, dass der größte Teil der im Screeningverfahren getesteten Produkte den Standardtest problemlos bestehen. „Sie liegen auch nicht knapp unter der fünf Prozent Grenze, sondern zeigen meist nur zwei bis drei Prozent Leistungsabfall." Allerdings fielen auch immer wieder einzelne Module durch den Test, so dass Investoren weiter vorsichtig sein müssen. Darüber hinaus können sich auch zwei Prozent im Test zu empfindlichen Einbußen in der gesamten Lebenszeit summieren.

Peter Lechner, Leiter des Photovoltaikmodul-Testlabors des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), und sein Team warnen nun jedoch in einer Forschungsarbeit mit dem Titel „Extremes Testen von PID-resistenten c-Si PV-Modulen mit 1.500 Volt Systemspannung" davor, dass Ergebnisse aus der Klimakammer irreführend sein können. So lasse sich in diesen Tests manchmal beobachten, dass die Leckströme zwar mit hohen Werten beginnen, dann aber stark abfallen und schließlich auf niedrigem Niveau stagnieren, was darauf schließen lasse, dass die potenzialinduzierte Degradation zwar beginnt, sich dann aber nicht weiter ausprägen kann.

Artefakt im Test?

Diese zunächst gute Nachricht sei aber in Wahrheit ein Artefakt im Test, also ein Ergebnis, das durch die Testmethode hervorgerufen wird, befürchtet Lechner. „Die Leckströme werden nach kurzer Zeit blockiert. Das passiert aber nur in der Laborsituation." Um dieses systematische Phänomen aufzudecken und gleichzeitig genauere Aussagen über die PID-Beständigkeit von bestimmten Zelltypen und Verkapselungsmaterialien zu machen, ließ sein Team vom Modulhersteller CS Wismar identische Module anfertigen, die sich nur in den eingesetzten Zellen und Verkapselungsmaterialien unterschieden. Sie untersuchten zwei verschiedene Polysilizium-Zelltypen, die einen stärker („PID+") und die anderen weniger resistent gegenüber PID („PID-"). Außerdem zwei Sorten von EVA-Einbettfolien zur Verkapselung, eine mit niedrigem („EVA1") und mittlerem elektrischem Widerstand („EVA2") und eine POE-Einbettfolie des Herstellers Specialized Technology Resources Espana, die einen hohen elektrischen Widerstand hat („POE").

Im Standardtest zeigten alle Module nur geringe PID-Anfälligkeit mit Leistungseinbußen zwischen 1 und 2,4 Prozent. Alle hätten den Test somit bestanden, auch die Module mit EVA1-

Fotos: ZSW / Alexander Fischer

Die Wissenschaftler des ZSW vergleichen PID-Tests mit Freilanderfahrungen vom Testgelände in Widderstall. Die Leistung eines PID-anfälligen Moduls würde nach den Ergebnissen in 20 Jahren auf die Hälfte fallen, obwohl es den Standardtest bestanden hat.

Verkapselung und PID-anfälligem Zelltyp, bei denen eine geringe Resistenz erwartet worden war. Selbst nach einer Verlängerung des Tests auf 600 Stunden blieben alle unterhalb der Fünfprozenthürde.

Auch in diesen Tests zeigte sich aber, dass die Module mit der leitfähigeren EVA1-Verkapselung zunächst mit hohen Leckströmen starteten, die dann aber abfielen. Innerhalb von zehn Stunden fielen sie um eine Potenz von 10-4 Ampere auf 10-5 Ampere und stagnierten dann auf einem etwas niedrigeren Niveau als die anderen beiden Modultypen.

Woran das liegt, ist nicht genau klar. Peter Lechners Hypothese ist, dass die Glasoberfläche an Natrium verarmt und in der sterilen Umgebung des Testlabors nicht genügend Natriumionen nachgeliefert werden. In der Glas-Fachwelt sei dies als „blocking electrode“ bekannt. Dadurch könnte sich ein elektrischer Widerstand ausbilden, der den Stromfluss bremst und vor allem keine weiteren Natriumionen zum p-n-Übergang der Zelle durchlässt.

Der Effekt sei reproduzierbar und auch von anderen Laboren bereits beschrieben worden, berichtet Lechner. Werde der Test unterbrochen, beispielsweise, um das Modul zwischendurch zu flashen, normalisiere sich die Ionenverteilung im Glas schnell wieder, die Leckströme beginnen wieder auf hohem Niveau zu fließen und sinken dann erneut schnell ab. Dieser Effekt war jedoch nicht bei den beiden anderen Verkapselungen zu sehen, da die Leckströme dort insgesamt niedriger sind und er sei auch nicht im Freiland zu beobachten. In einem Vergleich wurden baugleiche Module außerhalb des Labors ein Jahr lang unter Freilandbedingungen betrieben. Durch den Tag-Nacht-Rhythmus schwankten die Leckströme zwar, blieben aber gleichmäßig hoch.

Extremes Testen mit Alufolie

Daraus schließen die Wissenschaftler, dass es notwendig ist, das Abfallen der Leckströme zu verhindern, da ansonsten der Einfluss der Leckströme auf die PID-Entwicklung nicht richtig erfasst werden kann. Dies erreichen sie, indem sie die Oberfläche des Moduls mit einer Aluminiumfolie abdecken und kontaktieren. In diesem Fall überbrücken Aluminiumionen die Blockierung im Glas. Lechner beließ die Temperatur bei 85

Grad, erhöhte die Spannung auf minus 2.500 Volt und verlängerte die Testphase auf 1.000 Stunden. Unter diesen harten Bedingungen zeigte sich dann tatsächlich ein deutlicher Unterschied der verschiedenen Module.

„Ich finde es wichtig, dass die Branche diese Zusammenhänge erkennt und diskutiert."

Die Module mit den als schwächer eingestuften EVA1-Verkapselungen und beiden Zellentypen halbierten ihre Leistung nun bereits in wenigen Stunden. Die Module mit besseren EVA2-Materialien verloren je nach Zelltyp innerhalb von 300 Stunden 25 beziehungsweise 15 Prozent an Leistung. Die Module mit POE und PID-anfälligen Zellen büßten bis 300 Stunden etwa fünf Prozent ein und regenerierten danach sogar etwas. POE in Kombination mit resistenten Zellen wies auch nach 1.000 Stunden nur ganz geringe Einbußen um ein bis zwei Prozent auf. Die Leckströme blieben unterdessen konstant niedrig.

Nun ist so ein massiver Labor-Stresstest allein nicht hinreichend, um eine Voraussage über die Degradation im Feld machen zu können. Je nach Einbausituation können die Leckströme schließlich auch variieren. Die Forscher um Peter Lechner haben daher bestimmt, wie groß die elektrische Ladung war, die durch die Leckströme im Test übertragen wurden, unter der Annahme, dass es am Ende diese Ladungsträger sind, die bestimmen, wie hoch die Degradation ausfällt. Gemessen werden elektrische Ladungen in Coulomb. Ein Coulomb ist erreicht, wenn ein Ampere eine Sekunde lang durch einen Leiter fließt.

Module in Klimakammern auf PID-Anfälligkeit zu testen, ist aufwendig und teuer. Untersuchungen am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung zeigen nun, dass die Ergebnisse bei hohen Spannungen für 1.500-Volt-Anlagen irreführend sein können.

50 Prozent Leistungsabfall durch PID

Nach der Übertragung von etwa 90 Coulomb durch Leckströme durch die schwächere EVA1-Verkapselung mit resistenten Zellen (PID+) war die Leistung des Moduls auf 50 Prozent gefallen. Einen nicht ganz so steilen Abfall verzeichnete das Testmodul EVA2 mit PID+-Zellen. Jedoch stoppte bei diesen Modulen aus bisher ungeklärter Ursache der Leistungsabfall nach der Übertragung von etwa 50 Coulomb bei 83 Prozent und sank auch bei Übertragung weiterer Ladungsträger nicht weiter. Im Modul mit POE-Verkapselung konnten im gesamten Test etwa 65 Coulomb übertragen werden, die aber trotzdem kaum Leistungseinbußen verursachten.

Der geringere elektrische Widerstand allein scheint somit als Ursache für die höhere PID-Resistenz der POE-Folien nicht auszureichen. „Eine Möglichkeit, die wir diskutieren, ist, dass POE-Folien für Natrium-Ionen undurchlässiger sind", sagt Peter Lechner. Das würde bedeuten, dass im Leckstrom hauptsächlich Elektronen fließen und in Gegenrichtung keine Natriumionen durchgelassen werden.

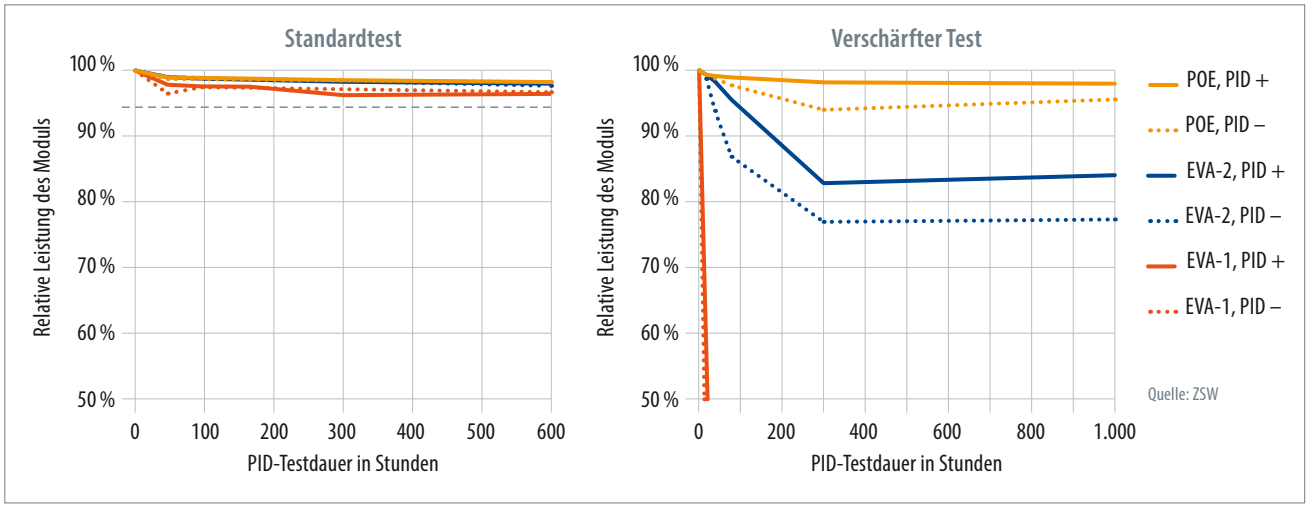
Vergleich mit Werten aus Freilandversuch

Ausgehend vom Leistungsabfall pro übertragenem Coulomb ist nun ein Vergleich des Effekts im Labor und im Freiland möglich. Dafür setzten die Forscher und Forscherinnen Testmodule ins Freilandlabor in Widderstall und ermittelten erneut die Leckströme, die bei höchstens -1.000 Volt auftraten. Diese waren etwa Faktor 1.000 niedriger als im Labor. Das bedeutet eine Stunde im Labor entspräche etwa 1.000 Stunden Betriebszeit im Freiland bei Tageslicht. Nach einem ganzen Jahr waren beim EVA1-Modul mit PID+-Zellen erst 4,7 Coulomb übertragen worden. Umgerechnet auf die Betriebsdauer wäre das Modul nach 20 Jahren bei der Hälfte der Leistung angekommen. „Im schlechtesten Fall", wie Lechner einschränkt, da mildere Verläufe und temperaturabhängige Regenerationsprozesse nicht berücksichtigt sind, allerdings kalkuliert mit -750 Volt, wie sie am Ende eines typischen 1.500-Volt-Strangs auftreten würden.

Die EVA2-Module würden diesem Test zufolge noch mehr als 90 Prozent Leistung nach 30 Jahren aufweisen und die POE-Module seien so gut wie nicht betroffen, da 0,34 Coulomb pro Jahr sich selbst nach 40 Jahren nicht zu schädlichen Mengen summieren. Doch was sind die Konsequenzen dieses Befunds?

„Ich finde es wichtig, dass die Branche diese Zusammenhänge erkennt und diskutiert", sagt Peter Lechner. Wenn sich die PID-Resistenz durch die Auswahl der Verkapselung und der Zelltypen beeinflussen lässt, sei das die einfachste und preisgünstigste Variante. Viel teurer und mit zusätzlichen Investitionen und Serviceaufwand verbunden sei dagegen die Alternative, nämlich der Kauf von Anti-PID-Geräten. Auch natriumfreies Glas sei unrealistisch, weil nicht bezahlbar. Selbst wenn noch nicht alle Effekte in dem Forschungsbericht abschließend erklärt werden konnten, wie das Auftreten des blockierenden Widerstands im Labortest mit dem EVA1-Modul oder die Regeneration des EVA2-Moduls, so zeige der Test doch deutlich, dass die Problematik der potenzialinduzierten Degradation mit dem Standardtest nicht ausreichend adressiert werde. Ein Modul kann den Test bestehen und trotzdem stark PID-anfällig sein.

Grafik: pv magazine/Harald Schütt



Im Standardtest bei 85 Grad Celsius in der Klimakammer mit 85 Prozent Luftfeuchtigkeit und minus 1.500 Volt unterscheiden sich die Module kaum. Keines degradiert unter den Minus-fünf-Prozent-Grenzwert (gestrichelte Linie). Unter verschärften Testbedingungen bei minus 2.500 Volt und eingewickelt in eine Alufolie halbiert sich die Leistung des einen Moduls dagegen in wenigen Stunden. Peter Lechner rät, den Standard zu überdenken.

Über PID-Standardtest hinausgehen

„Wir hatten uns während der Diskussionen um die IEC-Norm immer für einen Test mit Aluminiumfolie eingesetzt", sagt auch Jörg Althaus, Koordinator für PV-Kraftwerks-Dienstleistungen des TÜV Rheinland. Schon aus Kostengründen sei dieser einem Test in der Klimakammer vorzuziehen, erklärt er.

„Einige Forschungseinrichtungen befürchteten, dass mit der zweiten Methode die potenziellen Schäden durch PID überschätzt würden."

Bengt Jäckel, Teamleiter Zuverlässigkeit von Solarmodulen und -systemen am Fraunhofer CSP, kritisiert den Klimakammertests ebenfalls. „Die Ergebnisse sind oft nicht gut reproduzierbar von Labor zu Labor." Das liege zum Beispiel an der ungleichmäßigen Verteilung der Feuchtigkeit auf der Glasoberfläche. Außerdem würden nicht alle Zellen im Modul gleichermaßen gestresst. Stattdessen unterliegen Zellen am Rand einem höheren PID-Stress. „Dass die PID-Entwicklung unterbunden wird, haben wir bisher noch nicht gesehen", sagt er. Seiner Erfahrung nach führe eine längere Testdauer in der Regel auch zu einer stärkeren Ausprägung der Degradation, wenn auch häufig zu einem nicht-linearen Verlauf.

„Ich denke, dass 96 Stunden für den Test generell zu wenig sind", sagt Jäckel. Investoren empfiehlt er, je nach Fragestellung, den PID-Test anzupassen. Soll das Verhalten des Moduls im Feld nachgebildet werden, dann könne das der einfache IEC-Klimakammertest nicht, da unter anderem Regeneration und Feuchteeintrag aufgrund der kurzen Prüfzeit nicht berücksichtigt sind. Für die Frage, welche Qualität und Resistenz die eingesetzten Zellen gegenüber PID haben, sei eher der Alufolientest unter Berücksichtigung der Feuchte deutlich besser geeignet.

Auch TÜV Rheinland bietet seinen Kunden Tests mit Alufolie an. „Ist das Modul für den Einsatz bei 1.500-Volt gedacht, muss man auch bei 1.500-Volt testen", so Althaus. Dabei zeigten sich dann deutlichere Unterschiede, die dem Kunden bei der Entscheidung für ein bestimmtes Modul helfen. Die Entscheidung für die Klimakammer und gegen den Alufolientest sei damals gefallen, weil einige Forschungseinrichtungen befürchteten, dass mit der zweiten Methode die potenziellen Schäden durch PID überschätzt würden. Denn im Test zeige sich keine thermische Regeneration und die Gefahr bestünde, dass der Test den Stress so sehr erhöht, dass er mit einer normalen Einbausituation nicht vergleichbar ist, erinnert sich Jörg Althaus' Kollege Christos Monokroussos.

Da der ZSW-Test die Belastung nicht nur durch die Alufolie, sondern auch durch die höhere Spannung von 2.500 Volt verstärkt, treffe er somit sehr konservative Annahmen für die potenzielle Degradation im Feld, so Monokroussos. In Anbetracht der neuen ZSW-Ergebnisse sei es ihm aber wichtig, die beobachteten Effekte in eigenen Experimenten zunächst zu reproduzieren. „Wenn sich das bestätigt, müssen wir das Testverfahren für 1.500-Volt-Module noch einmal diskutieren."

Es könnte sich also wieder etwas tun bezüglich der PID-Test-Diskussion; Modulhersteller könnten versuchen, sich dadurch zu differenzieren und Projektentwickler müssen sich überlegen, ob sie auf härtere Tests bestehen. Jäckel erwartet bereits in diesem Jahr eine Revision des bisherigen Teststandards, um Ergänzungen für das Testen von bifazialen Modulen anzufügen. Bei den Gesprächen dazu könnten auch die Nachteile des Standardtests erneut diskutiert werden. Cornelia Lichner

Wissenschaftliche Originalveröffentlichung: Peter Lechner, Jonathan Schnepf, Simon Hummel, Dieter Geyer, Jan Wittfoth, Román Merino Martínez, Paula Sánchez-Friera; „Extreme Testing of PID Resistive c-Si PV Modules with 1500 V System Voltage", erschienen in den Proceedings der 37sten EU PVESEC (2020), Seite 792.

Module/Sharp

370-Watt-Module für Eigenheim- und Gewerbeanlagen

Sharp hat zwei neue Solarmodule mit 120 monokristallinen Perc-Halbzellen und Leistungen von bis zu 370 Watt im Angebot. Das Modul NU-JC370 hat einen eloxierten silbernen Rahmen, eine weiße Rückseitenfolie und einen Wirkungsgrad von 20 Prozent. Das ganz in Schwarz gehaltene NU-JC360B mit schwarzem Rahmen und schwarzer Rückseitenfolie hat einen Wirkungsgrad von 19,46 Prozent. Mit Abmessungen von 1.765 mal 1.048 Millimetern und 21 Kilogramm Gewicht sind die Module laut Hersteller gut für Eigenheim- und Gewerbeanlagen ausgelegt.

Foto: Sharp

Beide Module zeichneten sich durch einen niedrigen Temperaturkoeffizient von minus 0,347 Prozent pro Grad Celsius aus, was für höhere Leistungen bei hohen Umgebungstemperaturen sorge, so der Hersteller. Die Module haben zudem drei kleine Anschlussdosen mit jeweils einer Bypass-Diode, die Sharp zufolge weniger Wärme übertragen als andere Anschlussdosenkonzepte. Dadurch würden die Module länger leben. Darüber hinaus sind beide Module mit originalen MC4-Steckverbindern und 1,250-Millimeter-Kabeln ausgestattet.

www.sharp.de

Module/Energetica Industries

Mehr Ertrag ohne Zellzwischenräume in den Strings

Energetica hat die Herstellung eines neuen hocheffizienten Solarmoduls angekündigt. Der österreichische Produzent setzt dafür nach eigenen Angaben auf die Gapless-Technologie. Damit werden Zellzwischenräume in den Strings eliminiert und so höhere Moduleffizienzen erzielt. Das Modul e.Gapless M HC erreicht daher mit 132 Halbzellen eine Nennleistung von 400 bis 425 Wattpeak. Das Format des neuen Moduls unterscheide sich trotz höherer Leistung kaum von einem Standardmodul mit 60-Vollzellen. Zudem setze Energetica bei der Produktion seiner neuen Module auf die 12-Busbar-Technologie sowie eine patentierte Verschattungstechnologie, heißt es weiter. Das e.Gapless M HC soll ab dem vierten Quartal 2021 im Handel erhältlich sein.

www.energetica-pv.com

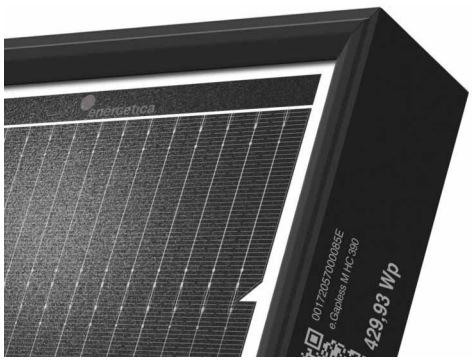


Foto: Energetica Industries

Wechselrichter/Fronius

Neue Online-Tools für Installateure und Endkunden

Drei neue Apps stellt Fronius für die eigenen Produkte vor. Eine App mit der Bezeichnung Solar.start soll Fronius zufolge die Inbetriebnahme der eigenen Wechselrichter erleichtern. Installateure können darüber Geräte mit dem Internet verbinden, konfigurieren und in das Fronius Online-Monitoring-Portal Solar.web integrieren, sodass Kunden innerhalb kürzester Zeit die Erzeugungsdaten ihrer Photovoltaikanlagen auf dem eigenen Smartphone sehen können. Die Solar.web-App ist eine Verbindung zum Online-Monitoring-Portal, die Energieflüsse, Ertrag, Verbrauch, Eigenverbrauch, Autarkiegrad sowie Geld- und CO_2-Ersparnis visualisiert. Die Solar.SOS-App soll Installateuren das Troubleshooting vor Ort erleichtern. Die App gibt je nach angezeigtem Fehlercode am Wechselrichter unterschiedliche Handlungsanweisungen zur Problemlösung und stellt bei Bedarf technische Videos sowie Installations- und Bedienungsanleitungen für alle Fronius-Geräte zur Verfügung. Auch eine Reparatur oder der Austausch von Geräten kann direkt über die App beauftragt werden.

Foto: Fronius

www.fronius.com/de

Wechselrichter/Fimer

String-Wechselrichter mit sicherungsfreiem Design

Fimer stellt neue dreiphasige String-Wechselrichter für gewerbliche und industrielle Anwendungen vor. Die Geräte der PVS-10/33-TL-Serie sind in Leistungsgrößen von 10 bis 33 Kilowatt verfügbar. Sie zeichnen sich Fimer zufolge durch hohe Leistungsdichte und Wirkungsgrade aus. Die Wechselrichter verfügen über eine Stromüberwachung an jedem String und eine Eingangsspannung von bis zu 1.100 Volt DC für längere Modulstrings. Ein sicherungsfreies Design soll den Anlagenbetrieb Fimer zufolge vereinfachen, weil keine Wartungs- oder Serviceeinsätze wegen Sicherungsfehlern erforderlich werden.

www.fimer.com/de

Foto: Fimer

Speicher/Bluesky Energy

Wetterfester Lithiumspeicher kombiniert mit Salzwasserbatterien

Der Hersteller der Greenrock-Salzwasserbatterien Bluesky Energy bringt einen neuen Lithiumspeicher mit Elektroden aus Lithium-Titanat-Oxid (LTO) auf den Markt. Das System Vigos, das mit den eigenen Salzwasserbatterien kombinierbar ist, sei speziell für die Installation im Außenbereich entwickelt, notstrom-, insel- und schwarzstartfähig. Es halte Temperaturen von minus 30 Grad bis plus 50 Grad Celsius sowie Regen, Schnee und Frost stand. Weil das Titanat nicht mit den Oxiden der negativen Elektrode reagieren kann, sei auch bei dieser Technologie ein thermisches Durchgehen der Batterie nicht möglich. Die Speicher sind standardisiert mit 18 bis 96 Kilowattstunden Kapazität erhältlich und haben Bluesky zufolge eine Zyklenfestigkeit von bis zu 20.000 Zyklen. Durch hohe Lade- und Entladeleistung mit C-Raten von bis zu 2,0 seien sie gut zur Lastspitzenkappung oder zum Laden von Elektroautos geeignet. Die Herstellergarantie beträgt zehn Jahre.

Foto: Bluesky Energy

www.bluesky-energy.eu

Software/Valentin Software

Photovoltaik mit Heizungs- und Warmwassersystem simulieren

Foto: Valentin Software

Mit der neuen Version der Planungssoftware PV*SOL premium können Installateure auch Heizungs- und Warmwassersysteme in ihre Anlagenplanung einbeziehen. Dafür muss das entsprechende Warmwassersystem zunächst mit der Software für thermische Anwendungen T*SOL von Valentin simuliert werden. Anschließend können die Daten dem Entwickler zufolge mit PV*SOL verknüpft werden, um Solarstromerzeugung und Wärmebedarf optimal aufeinander abzustimmen. Weitere Neuerungen in PV*SOL 2021 seien verbesserte Prozesse zur Erstellung von Schaltplänen.

https://valentin-software.com

Inserentenliste

ads-tec Energy GmbH	31	KATEK Memmingen GmbH	51
Energiekonzepte Mitteldeutschland GmbH	39	Next2Sun GmbH	7
Energiequelle GmbH	43	pv magazine Roundtables	insert page back side
FIMER S.p.A.	insert page front side	SCHLETTER SOLAR GMBH	41
Fronius Deutschland GmbH	U2	Solare Datensysteme GmbH	27
Growatt New Energy GmbH	5	Soluxtec GmbH	17
Hager Energy GmbH	Banderole	Tesvolt GmbH	3
Huawei Technologies Co., Ltd.	U3	UmweltBank AG	11
Intersolar Europe	53	xelectrix Power GmbH	25
K2 Systems GmbH	29	Zhejiang Jinko Solar Co., Ltd.	U4

Lesen Sie auch die letzten Ausgaben

November 2020

Themenschwerpunkt Elektromobilität: Förderung | Normungsfragen **Themenschwerpunkt Installationsfragen:** Wärmepumpen | Das Messkonzept X **Themenschwerpunkt Großanlagen:** Kombikraftwerke | PPA-Markt | Floating

September 2020

Themenschwerpunkt Made in Europe: Zell- und Modulproduktion | EU Green Deal **Themenschwerpunkt Speichermarkt:** Solar-Speicher-Hybridkraftwerke **Installation:** Gebäudeenergiegesetz | Ladeinfrastruktur

Juni 2020

Themenschwerpunkt Neuheiten 2020: Module | Marktübersicht Heimspeicher **Themenschwerpunkt Post-Corona-Markt:** Online Verkaufen | Verträge **Themenschwerpunkt Virtuelle Roundtable:** PPA | Asset Management

Hier können Sie die Ausgaben im Abo oder als Einzelheft bestellen: **https://shop.pv-magazine.com/de**

Impressum

Herausgeber
pv magazine group GmbH & Co. KG
Kurfürstendamm 64
10707 Berlin / Germany

Redaktion pv magazine group
Dr. Michael Fuhs,
(Chefredakteur pv magazine Deutschland)
Tel.: +49 (0)30 / 213 00 50-33
fuhs@pv-magazine.com
Sandra Enkhardt, enkhardt@pv-magazine.com
Cornelia Lichner, lichner@pv-magazine.com
Petra Hannen, hannen@pv-magazine.com
Marian Willuhn,
marian.willuhn@pv-magazine.com
Jonathan Gifford, Managing Editor (global)
jonathan.gifford@pv-magazine.com
Becky Beetz, Head of Content (global)
beetz@pv-magazine.com
Emiliano Bellini, bellini@pv-magazine.com
Mark Hutchins,
mark.hutchins@pv-magazine.com

Schlussredaktion
Lektorat Happel

Bildbearbeitung
Tom Baerwald

Autoren dieser Ausgabe
Jan Figgener, Valeska Gottke, Stefan Hirzinger, Nico Orth, Ina Röpcke, Volker Quaschning, Thomas Seltmann, Mirco Sieg, Johannes Weniger

Sales & Marketing Director
Andrea Jeremias, Tel.: +49 (0)30 / 213 00 50-23
jeremias@pv-magazine.com

Sales
Julia Wolters; Tel.: +49 (0)30 /213 00 50 28
julia.wolters@pv-magazine.com
Rachel Sorenson, Tel.: +49 (0)30-213 00 50 39
rachel.sorenson@pv-magazine.com
Greater China & Korea, Hong Kong Office:
Calvin Chong, Tel.: +852-9732 8266
calvin@pv-magazine.com
Nordamerika:
Matt Gallinger, Tel.: +1 518 560 01 79
matt@pv-magazine.com
Italien:
Francesco Tedesco, Tel.: +39-328-939 24 50
fr.tedesco@pv-magazine.com
Japan:
Noriko Ishii, Tel.: +49 -(0)30-213 00 50 24
japan@pv-magazine.com

Marketing
Marina Ramain,Tel.: +49 (0)30 / 213 00 50-29
marina.ramain@pv-magazine.com
Adélaïde Cadioux
adelaide.cadioux@pv-magazine.com

Event Management
Frederike Egerer
Tel:+49 (0)30 / 213 00 50-32
frederike.egerer@pv-magazine.com
Beatriz Santos
beatriz.santos@pv-magazine.com
Lucie Demeillier
lucie.demeillier@pv-magazine.com

Advertising Administration
Noriko Ishii, Tel.: +49 (0)30 / 213 00 50-24
media@pv-magazine.com

Leserservice
Kontaktieren Sie support@pv-magazine.com oder besuchen Sie unseren Webshop:
https://shop.pv-magazine.com

Bezugspreise
Jahresabonnement print: 59 € inkl. Versandkosten und MwSt., Jahresabonnement digital: 45 € inkl. MwSt., Einzelheft print: 19 € inkl. Versandkosten und MwSt., Einzelheft digital: 14 € inkl. MwSt. Bei Neubestellungen gelten die zum Zeitpunkt des Bestelleingangs gültigen Bezugspreise.

Erscheinungsweise
4 Ausgaben pro Jahr

Bezugsbedingungen
Bestellungen sind jederzeit in unserem Onlineshop (https://shop.pv-magazine.com/de), beim Leserservice oder bei Buchhandlungen im In- und Ausland möglich. Sollte die Zeitschrift aus Gründen nicht geliefert werden können, die nicht vom Verlag zu vertreten sind, besteht kein Anspruch auf Nachlieferung, Ersatz oder Erstattung von im Voraus bezahlten Bezugsgeldern. Bitte teilen Sie Änderungen von Adressen oder Empfängern sechs Wochen vor Gültigkeit dem Leserservice mit. Gerichtsstand für Vollkaufleute ist Berlin, für alle Übrigen gilt dieser Gerichtsstand, sofern Ansprüche im Wege des Mahnverfahrens geltend gemacht werden. Die kompletten AGB können online eingesehen werden: www.pv-magazine.de/service/agb/

Herstellung und Satz
Martin Markstein

Layout und Gestaltung
Solarpraxis AG, Berlin / SL-Design
Stefan Lochmann

Titelseite
Stefan Lochmann; Bühne: istockphotos/alphaspirit, Speicher: Tesvolt

Druck
Humburg Media Group
Am Hilgeskamp 51–57, D-28325 Bremen

Urheberrechte
Die systematische Ordnung der Zeitschrift sowie alle in ihr enthaltenen einzelnen Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Mit der Annahme eines Beitrages zur Veröffentlichung erwirbt der Verlag vom Autor umfassende Nutzungsrechte in inhaltlich unbeschränkter und ausschließlicher Form, insbesondere Rechte zur weiteren Vervielfältigung und Verbreitung zu gewerblichen Zwecken mithilfe mechanischer, digitaler oder anderer Verfahren. Kein Teil dieser Zeitschrift darf außerhalb der engen Grenzen urheberrechtlicher Ausnahmebestimmungen ohne schriftliche Einwilligung des Verlages in irgendeiner Form – durch Fotokopie, Mikrofilm oder andere Verfahren – reproduziert oder in eine von Maschinen, insbesondere von Datenverarbeitungsanlagen verwendbare Sprache übertragen werden.
Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen und dgl. in dieser Zeitschrift berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Namen ohne Weiteres von jedermann benutzt werden dürfen. Oft handelt es sich um gesetzlich geschützte eingetragene Warenzeichen, auch wenn sie nicht als solche gekennzeichnet sind.

ISSN 2196-6702

pv magazine wurde von der Solarpraxis AG unter Karl-Heinz Remmers gegründet und steht für akkurate Information zur Solarwirtschaft seit 1996.

HUAWEI

Building a Fully Connected, Intelligent World

AI BOOST

Höhere Erträge & Aktive Sicherheit

Bis zu 30% mehr Energie durch Optimierer

Mehr nutzbare Energie durch ESS Energieoptimierer

KI-gestützte Lichtbogenerkennung - AFCI

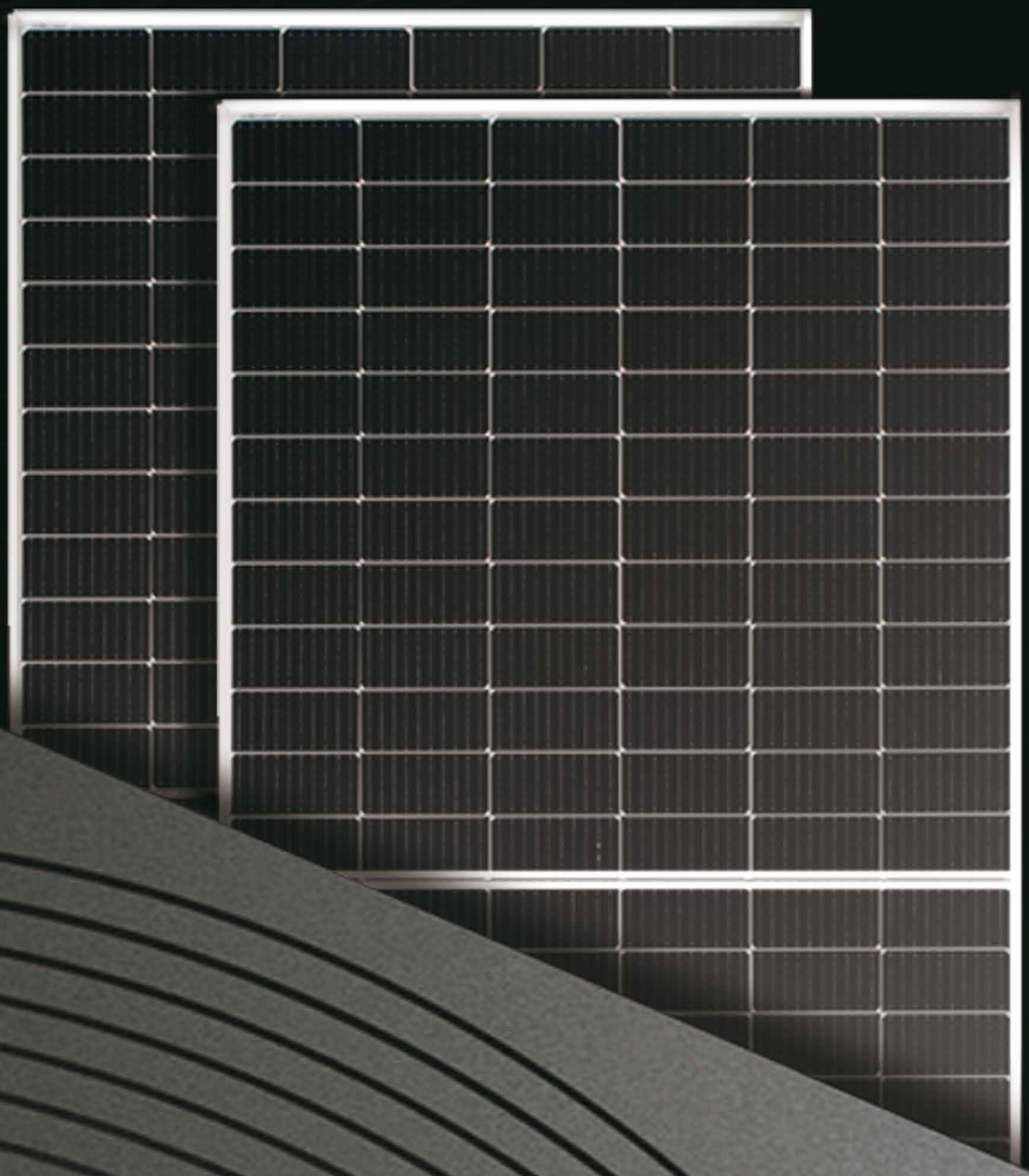
„One Fits All“: Eine Lösung - aus einer Hand

FusionSolar App | SUN2000-450W-P | SUN2000-2-6KTL-L1 | SUN2000-3-10KTL-M1 | LUNA2000-5/10/15-S0

@ Huawei FusionSolar

solar.huawei.com/de

Solar
JinKO



Tiger Pro · 72HC 545W

Rethink Power

www.jinkosolar.eu