



Trotz Wolken soll auch Photovoltaik helfen, die Azoreninsel Graciosa regenerativ zu versorgen. Dank einer Natrium-Schwefel-Batterie wird es gelingen.

Von Graciosa lernen

Fluktuierende Sonnenenergie: Es gibt keine Speicher, um Wind- und Sonnenkraft in das Stromnetz zu integrieren? Falsch. Experten arbeiten an vielen verschiedenen Technologien, die teilweise schon gut erprobt sind. Auf abgelegenen Inseln lohnen sie sich sogar schon.

Ein wummerndes Stahlungetüm versorgt die beschaulichen Dörfer der Azoreninsel Graciosa mit Strom. Doch nicht mehr lange, denn der Fünf-Megawatt-Dieselmotor soll bald abgeschaltet werden. Die Ökostromverfechter der Berliner Solon-Tochter Younicos wollen das Eiland unabhängig machen von fossilen Energieträgern, mit einem Zehn-zu-eins-Mix aus Windkraft und Photovoltaik, Gesamtleistung zehn Megawatt, ein

bisschen Biobrennstoff – und vor allem mit haushohen Batterien. „Wir wollen zeigen, dass eine fossilfreie Stromversorgung schon mit den heute verfügbaren Speichertechnologien funktioniert“, sagt der Sprecher des Unternehmens Philip Hiersemenzel.

Die geplante Batterieleistung beträgt bis zu drei Megawatt bei einer Speicherkapazität von 18 Megawattstunden. Genug für den Bedarf von rund 4.500

Graciosa-Einwohnern, Inselverwaltung, Landwirtschaftsbetrieben und einer Molkerei. „Die größte Herausforderung ist, das Netz ohne die rotierende Masse des Dieselmotors stabil zu halten und alle Komponenten optimal aufeinander abzustimmen“, sagt Hiersemenzel. „Und die Batterien müssen den ständigen Betrieb gut verkraften, weil hier so gut wie nie zufällig genau so viel Wind- und Solarstrom erzeugt wird, wie im gleichen

Moment verbraucht wird.“ Zwölf Millionen Euro haben die Younicos-Gründer investiert und die geplante grüne Energieversorgung der Azoreninsel vor zwei Jahren in Berlin im Maßstab eins zu drei aufgebaut. Kontinuierlich speisen sie ihren Messstand mit aktuellen Wetter- und Verbrauchsdaten.

Speichertechnologien vorhanden

Es geht dabei um mehr als nur um eine Insellösung. Auch die Stromversorgung in Deutschland und Europa soll komplett grün werden – den politischen Plänen nach bis 2050. Dabei spielt die Solarenergie eine zunehmend wichtige Rolle. So wird die deutschlandweit installierte Photovoltaikleistung Schätzungen der Deutschen Energie-Agentur dena zufolge schon 2020 den installierten Windkraftkapazitäten ebenbürtig sein und zusammen etwa 100 Gigawatt betragen.

Schon heute fehlen Speicherkapazitäten, um etwa Stromüberschüsse bei extremen Wetterlagen zwischenzulagern und so zu verhindern, dass Energieversorger für die Abnahme des Stroms noch Geld drauflegen müssen. Doch an den notwendigen Technologien sollte die



Graciosa im Kleinen. In dieser Halle proben die Experten von Younicos den Ernstfall und simulieren die Stromversorgung mit den Batterien.

Energiewende nicht scheitern. „Mit den heute verfügbaren Speichertechnologien lassen sich Schwankungen vom Sekunden- bis in den saisonalen Bereich sicher ausgleichen“, sagt Peter Beck, der das Energie-Forschungszentrum Nieder-

sachsen (EFZN) in Goslar leitet und dort verschiedene Szenarien aus regenerativen Erzeugern und Speichern testet. Probleme machen wie so oft die hohen Kosten. So rechnen sich die meisten Stromspeicher vorerst nur an Orten weitab »

Anzeige



Bitte besuchen Sie uns den **STAND: A3.150**
Intersolar, Juni 8-10, 2011, München, Deutschland
 Tel: +86 531 8872 9362 Fax: +86 531 8872 9436
 www.linuopower.com E-mail: pv@linuo.com



Foto: Younicos



Ein Natrium-Schwefel-Batteriemodul kann sechs Stunden lang 0,5 Megawatt elektrische Leistung liefern, bevor es leer ist.

vom Stromnetz, dort, wo Alternativen fehlen oder Elektrizität sehr teuer ist. Auf Graciosa zum Beispiel kostet auch mit konventioneller fossiler Stromerzeugung jede Kilowattstunde mehr als 30 Cent, weil der fossile Brennstoff zunächst tausende Kilometer über den Ozean geschifft werden muss.

Der Verband der Elektrotechnik (VDE) hat die Speicherkosten verschiedener Technologien in einer Studie („Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“) bereits letztes Jahr miteinander verglichen. Da manche Speicherarten vor allem in der Anschaffung teuer sind, andere auch im Betrieb hohe Kosten verursachen, hat der Verband Speichervollkosten definiert. Das ist der Betrag, der mit jeder ins Netz eingespeisten Kilowattstunde verdient werden muss, um die Kosten für den Bau, den Betrieb und die Finanzierung des Speichers wieder einzufahren. Wirtschaftlich sind Beck zufolge Speicher mit Vollkosten von fünf bis zehn Cent pro Kilowattstunde. Dann bleibt beim Stromverkauf noch ein rentabler Gewinn übrig.

Darauf kommen zurzeit allenfalls Pumpspeicherkraftwerke. Sie zählen zu den Oldies unter den Stromspeichern und sind schon seit rund 80 Jahren im Einsatz. Punkten können sie vor allem

mit einem hohen Wirkungsgrad von bis zu 85 Prozent. Den Umstieg auf die Erneuerbaren allein mit deutschen Pumpspeichern zu schaffen, ist indes unmöglich. „Um einen Ausfall über Wochen auszugleichen, sind Speicherkapazitäten im Terawattbereich nötig“, erklärt Beck. „Die Kapazität der etwa 30 Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland beträgt aber nur rund 40 Gigawattstunden.“ Deutschlands Gebirge bieten kaum Möglichkeiten für neue Werke, und dort, wo ein Bau möglich wäre, hagelt es Proteste von Anwohnern und Naturschützern. Die EFZN-Forscher wollen deshalb Pumpspeicherkraftwerke in ehemaligen Bergwerken bauen. Damit lassen sich die Kapazitäten noch einmal um die Hälfte auf rund 60 Gigawattstunden erhöhen. Weil das aber noch immer viel zu wenig ist, setzen viele Energieexperten auf Pumpspeicherkraftwerke im Ausland. So bergen norwegische Gebirge, einer aktuellen Studie des Sachverständigenrates für Umweltfragen in Berlin zufolge, noch mehr als 80 Terawattstunden Speicherpotenzial. Hinzu kommen Möglichkeiten für den Pumpspeicherbau in Schweden und begrenzt auch in den Alpenländern. Allerdings müssten die Leitungen, um die riesigen Energiemengen hin- und herzuschleusen, erst noch verlegt werden.

Als zentrale Stromspeicher diskutieren Energieexperten auch sogenannte Druckluftspeicher. Ein mit Ökostrom betriebener Kompressor drückt dabei Luft in unterirdische Salzkavernen. Beim Entladen treibt die Druckluft eine Gasturbine an. Erst zwei solcher Speicher sind zurzeit im Einsatz, im niedersächsischen Huntorf und in den USA. Die Wirkungsgrade liegen allerdings nur zwischen 40 und 50 Prozent. Den Durchbruch sollen jetzt adiabatische Druckluftspeicher schaffen. „Sie speichern die Wärme, die beim Komprimieren frei wird, und nutzen sie zum Aufheizen der Druckluft für den Turbinenbetrieb“, sagt Beck. So lässt sich ein Wirkungsgrad von 70 Prozent erreichen. In zwei Jahren wollen der Energieversorger RWE, das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt und andere Partner eine Demonstrationsanlage bauen, in der die Praxistauglichkeit der adiabatischen Druckluftspeicher geprüft werden soll. Verläuft das Projekt erfolgreich, könnte die Technologie laut VDE-Angaben als Stundenspeicher wirtschaftlich mit Pumpspeichern

konkurrieren. Nach der Analyse des Sachverständigenrats sind die Kapazitäten deutlich höher als mit Pumpspeicherkraftwerken. Sie reichen mit etwa dreieinhalb Terawattstunden Druckluft-Speicherkapazitäten in deutschen Salzkavernen im Prinzip aus, um den Speicherbedarf von 1,4 Terawattstunden abzudecken, den die Experten für ein Szenario für eine 100-prozentige Versorgung mit Erneuerbaren für das Jahr 2050 berechnen.

Wasserstoff im Salzstock

Etwa die hundertfache Energiemenge kann man in den Salzstock-Kavernen unterbringen, wenn man sie statt mit Druckluft mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Speichermedium füllt. Als Langzeitspeicher, der mitunter weniger als einmal pro Woche gefüllt oder angezapft wird, sind die Wasserstoff-Kavernenspeicher laut VDE-Studie die einzige denkbare Ergänzung zu den Pumpspeicherkraftwerken. Sie sind zudem schon heute Stand der Technik, auch wenn das Gas bisher nicht als Energieträger, sondern als Grundchemikalie für Raffinerien zwischengelagert wird. „Druckluft- und Wasserstoff-Speichertechnologien werden wohl in Zukunft um den Platz in den Kavernen konkurrieren“, sagt Roland Hamelmann, der das Potenzial der Wasserstoffspeicherung an der Fachhochschule Lübeck untersucht hat. Für die Wasserstoffspeicherung wird in einem ökostrombetriebenen Elektrolyseur aus Wasser gasförmiger Wasserstoff hergestellt und dann gebunkert.

Der Vorteil ist die Vielseitigkeit des Speichermediums. „Wasserstoff kann in Kavernen, Gastanks oder Metallhydriden gelagert werden, in einer Brennstoffzelle in Strom zurückverwandelt, in Blockheizkraftwerken in Strom und Wärme umgesetzt oder direkt als Treibstoff für Motoren oder Gasturbinen eingesetzt werden“, erklärt Hamelmann.

Und Wasserstoff lässt sich, wenn auch mit Wirkungsgradverlusten, chemisch mit Kohlendioxid in Methan umwandeln – den Hauptbestandteil des heutigen Erdgases. Wie das geht, macht eine Pilotanlage mit 25 Kilowatt elektrischer Leistung vor, die die Unternehmen Juwi und SolarFuel Ende März eingeweiht haben. Das grüne Methan könnte demnach wie das Gas aus fossilen Quellen gelagert, transportiert und verwendet werden und damit die bereits vorhande-

nen Speicherkapazitäten des Erdgasnetzes nutzen (siehe **photovoltaik** 09/2010, Seite 72).

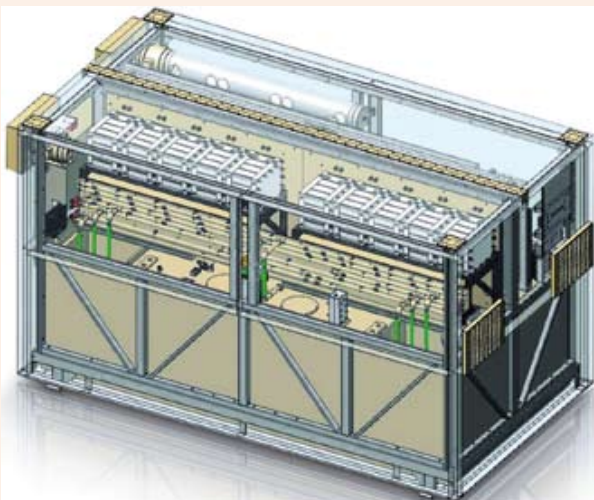
Ein Nachteil der Wasserstoff- und Methanspeicherung ist der mäßige Wirkungsgrad. In Kombination mit einer Gasturbine liegt er unter 40 Prozent. Verstromt man das Gas in einer Brennstoffzelle, fällt er noch kleiner aus. „Zurzeit rechnet sich die Wasserstoffspeicherung nur in Gegenden weitab vom Netz“, sagt auch Hamelmann. Schätzungen des VDE zufolge könnte die Wasserstoffspeicherung in Kavernen aber schon in zehn Jahren an die günstigen Speicherkosten der Pumpspeicherwerke herankommen.

Wer auf Wasserstoff als Vor-Ort-Speicher für die heimische Solaranlage setzt, braucht allerdings viel Platz. „Für eine installierte elektrische Leistung von fünf Kilowatt beispielsweise bräuhete man etwa einen Gastank mit vier Kubikmeter Speichervolumen“, sagt Hamelmann. Das entspricht einem Kubus mit 1,6 Metern Seitenlänge. Dabei sei eine Kompression um etwa ein Drittel des Gasvolumens schon einberechnet. Zwar lässt sich der Wasserstoff Hamelmann zufolge noch dichter zusammenpressen, doch das geht wiederum auf Kosten des ohnehin nur mäßigen Wirkungsgrades.

Dezentrale im Vorteil

Als Speicher für dezentrale Energieerzeuger wie Photovoltaikanlagen sind Batterien die Technologie der Wahl. Ihre Wirkungsgrade sind die besten unter den Stromspeichern und liegen um 90 Prozent. „Im Grunde ist es ein alter Hut, Photovoltaik mit Batterien zu kombinieren. In Entwicklungsländern mit sehr weitmaschigen Stromnetzen gibt es die Kombination schon häufig“, sagt Werner Tillmetz. Er untersucht am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Ulm alte und neue Batterietechnologien. Batterien können in Sekundenschnelle Strom liefern und aufnehmen. Sie eignen sich deshalb auch, um kurzfristige Bedarfs- oder Angebotsspitzen auszugleichen und die Frequenzstabilität im Netz zu sichern. „Theoretisch könnten mit Batterien auch Stromüberschüsse saisonal, aus dem Sommer für den Winter gespeichert werden“, sagt Tillmetz. „Das ist aber unbezahlbar.“ Durch Massenproduktion und wegen des Wettbewerbs »

Illustration: a+f



Die Vanadium-Redox-Flow-Batterie im Cellcube von a+f hat eine Kapazität von 100 Kilowattstunden, und das bei einer Länge von 4,5, einer Breite von 2,5 und einer Höhe von 2,2 Metern.

Anzeige





Welcome to visit us at:

- Solarexpo in Verona, Italy, 4-6 May. 2011, Hall 8, A8.2
- Intersolar in Munich, Germany, 8-10 Jun. 2011, Hall 4, A4.310

- State-of-art fully automatically world-class production line
- Strict internal quality control system
- Full availability of international certificate
- Quick response and flexible service







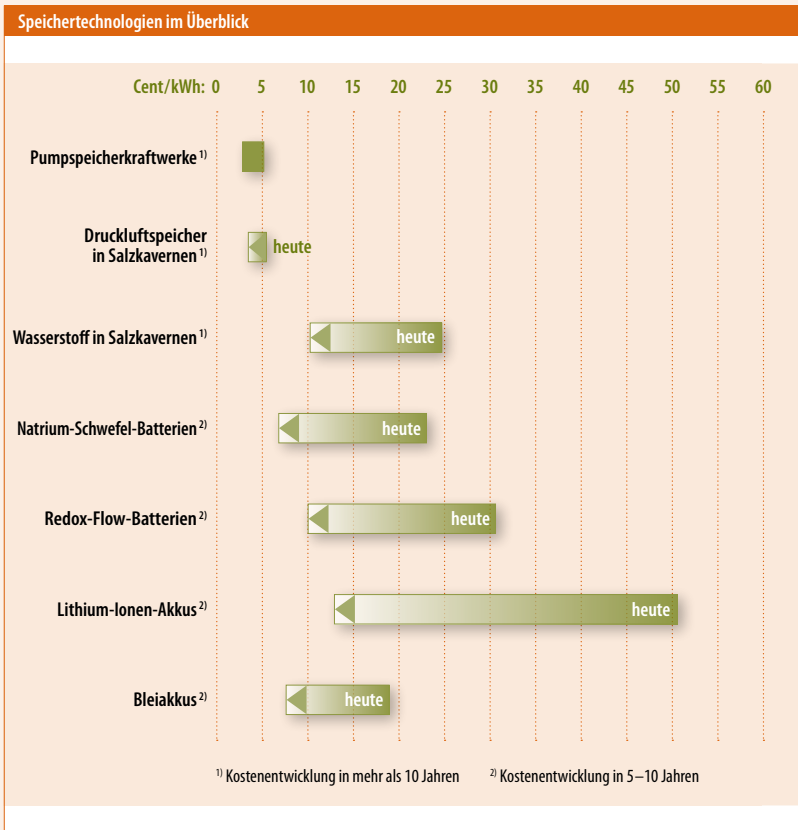




Ningbo Ulica Solar Science & Technology Co., Ltd
 Add: No.1 Shanshan Road ,Wangchun Industry Area,
 Yinzhou District, Ningbo, China P.C.:315177
 Tel: 86-574-28828976
 Fax: 86-574-28828973
 E-mail: sales@ulsolar.com.cn
 Website: www.ulicasolar.com

Ningbo Ulica Solar Niederlassung Deutschland
 Add: Lingnerallee3, 01069, Dresden, Germany
 Tel: 49(0)351 -471 97 87 / 0351 -82125930
 Fax: 49(0)351 490 33 82
 Mobil: 49(0) 173 38 65 723
 Email: alexander.sovrlc@ulsolar.com.cn
 zhu@ulsolar.com.cn

Grafik: Solarpraxis AG/Harald Schütt



Die Abbildungen zeigen die Kosten für Strom aus den entsprechenden Speichern heute und eine mögliche Kostenentwicklung innerhalb der nächsten zehn Jahre (Pfeile). Dabei muss man berücksichtigen, wie oft ein Speicher geladen und entladen wird. Je öfter das der Fall ist, umso niedriger sind die Kosten pro Kilowattstunde. Die Abschätzungen beziehen sich auf die Anwendung als Stundenspeicher (Quelle: VDE, Studie Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger). In dieser Kostenrechnung ist nicht berücksichtigt, dass der Strom zum Laden des Speichers erst erzeugt werden muss und wie groß der Wirkungsgrad der Technologien ist. Speichert man den Strom zum Beispiel mit Wasserstoffspeichern, der nur 40 Prozent Wirkungsgrad hat, muss man mehr als doppelt so viel Strom erzeugen, wie man verbraucht. Erzeugt man ihn mit Photovoltaikanlagen etwa zur derzeitigen Einspeisevergütung für Freiflächen von 21,56 Cent, kommen also noch einmal Kosten von 32 Cent pro Kilowattstunde für den Strom dazu, der bei der Speicherung verloren geht. Bei Batteriespeichern sind die Verluste geringer. Die Szenarien des Sachverständigenrates für Umweltfragen geben einen Eindruck, wie viel Speicherkapazität in Deutschland benötigt wird. Eines der Szenarien, das eine Vollversorgung mit regenerativen Energien aus Deutschland beschreibt, benötigt Speicher mit einer Kapazität von 1,4 Terawattstunden. Über ein gesamtes Jahr speisen sie 34 Terawattstunden ein. Zurzeit gibt es in Deutschland Pumpspeicherkraftwerke mit einer Kapazität von 40 Gigawattstunden.

	Kapazität in Deutschland	Wirkungsgrad
Pumpspeicherkraftwerke (ober- und unterirdisch)	... 60 GWh	... 85 %
Druckluftspeicher in Salzkavernen (adiabatisch)	... 3.500 GWh	... 70 %
Wasserstoff in Salzkavernen	... 350.000 GWh	... < 40 %
Natrium-Schwefel-Batterien	...	70–85 %
Redox-Flow-Batterien 75 %
Lithium-Ionen-Akkus	...	90–95 %
Bleiakkus	...	80–90 %

der verschiedenen Technologien werden Batterien in Zukunft allerdings noch deutlich günstiger und könnten der VDE-Studie zufolge, wenn sie in Nieder- und Mittelspannungsnetzen eingesetzt werden, in zehn Jahren sogar mit Pump-, Wasserstoff- oder Druckluftspeichern konkurrieren.

Klassiker Bleibatterie

Die Bleibatterie ist nach wie vor das Schnäppchen unter den elektrochemischen Speichern und wird es auch voraussichtlich bleiben. In der Anschaffung kostet sie zwischen 200 und 300 Euro je Kilowattstunde Kapazität. Im Batterie-Klassiker reagieren bleihaltige Elektroden beim Be- und Entladen chemisch mit der Batterieflüssigkeit Schwefelsäure oder in der wartungsfreien Ausführung mit einem Gel.

Etwa dreimal so teuer sind Lithium-Ionen-Batterien, die dafür nur etwa ein Drittel des Platzes brauchen, was für Eigenverbrauchssysteme sehr attraktiv ist (siehe **photovoltaik** 07/2010, Seite 84). „Sie sind außerdem zyklenstabiler, entladen sich nicht so schnell von alleine, und sie halten ein paar Jahre länger“, nennt Tillmetz weitere Vorteile. Auch der Kostennachteil wird noch deutlich

schrumpfen. VDE-Schätzungen zufolge werden Lithium-Akkus in zehn Jahren nur noch um die Hälfte teurer sein als der Blei-Klassiker, bei gleichzeitig längerer Haltbarkeit.

In Lithium-Ionen-Batterien bestehen die Elektroden aus dünnen Metallfolien, die mit porösem Grafit bedeckt sind, einer Kohlenstoffart, aus der auch Bleistiftminen sind. Zwischen den Folien bewegen sich Lithiumteilchen, die beim Beladen in die Grafitporen wandern, dort Elektronen aufnehmen und beim Entladen wieder freigeben. Mittlerweile sind schon Varianten der Lithium-Ionen-Batterie auf dem Markt, zum Beispiel Lithium-Titanat-Batterien, die noch zyklenstabiler und besonders kälteunempfindlich sind. „Wir arbeiten außerdem an Lithium-Batterien, in denen eine chemische Umwandlung der gesamten Elektrode stattfindet wie in einer Bleibatterie“, berichtet Tillmetz. Damit wollen die Forscher noch höhere Energiedichten erreichen. Mit einem Durchbruch ist so schnell aber nicht zu rechnen. „In den nächsten fünf Jahren wird nichts grundsätzlich Neues auf den Markt kommen“, sagt der ZSW-Vorsitzende.

Zunehmend im Gespräch ist die sogenannte Redox-Flow-Batterie. Statt dass

wie bei Blei-Akkus Ionen von einer Kammer in eine andere diffundieren, lassen die Ingenieure in Redox-Flow-Batterien die salzhaltigen Flüssigkeiten direkt zum Laden oder Entladen durch die Batterie pumpen. Die Flüssigkeiten müssen daher in externen Tanks gelagert werden. Die Speicherkosten dieser Batterie liegen zwischen denen von Blei- und Lithium-Akkus. Sie nimmt allerdings dreimal so viel Platz ein wie eine Bleibatterie und taugt deshalb nicht für einen Einsatz im heimischen Keller, sondern eher als Speicher für einen Solarpark oder eine Solar-tankstelle, wie bei Yunicos in Berlin. Die Redox-Flow-Batterie ist noch weitgehend unerprobt und wird in Leistungsklassen bis zu 200 Kilowattstunden angeboten.

Lösung für die Azoren

Die Ingenieure des Berliner Unternehmens Yunicos setzen für ihr Graciosa-Projekt noch auf eine andere Batterievariante. Die Natrium-Schwefel-Batterie arbeitet mit flüssigen Elektroden: „Es ist eine ausgereifte Technologie, die bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung über den gesamten Projektzeitraum am besten abgeschnitten hat“, sagt Sprecher Hiersemenzel. Sie überstehe bis zu 4.500 Ladezyklen schadlos und ist prädestiniert

dafür, ständig im Einsatz sein. Bleibatterien würden unter diesen Bedingungen wahrscheinlich schon nach wenigen Jahren erneuert werden müssen.

Doch auch die Natrium-Schwefel-Batterie hat einen Haken: Sie arbeitet bei Temperaturen um 350 Grad Celsius. Im kontinuierlichen Betrieb wie auf Graciosa stellt sich die nötige Hitze automatisch ein. Bleibt die Batterie aber zeitweilig ungenutzt, muss die Temperatur künstlich hochgehalten werden und das kostet wieder Energie. Eine Natrium-Schwefel-Batterie hat einen Pluspol aus flüssigem Natrium, einen Minuspol aus flüssigem Schwefel und enthält statt Batteriesäure Keramik.

Zurzeit werden Natrium-Schwefel-Batterien vor allem in Japan produziert und dort auf Tauglichkeit als Netzspeicher geprüft. Das Energieunternehmen Tokyo Electric Power Company beispielsweise, seit kurzem als Betreiber der Katastrophen-Atomreaktoren in Fukushima bekannt, betreibt ein solches Batteriesystem mit einer Kapazität von 48 Megawattstunden und einer Leistung von sechs Megawatt. Dass es dieser Batterietyp in Deutschland bisher nicht in die

Schlagzeilen geschafft hat, liegt wohl an seinem begrenzten Einsatzspektrum. „Hier fehlt die potenzielle Anwendung im Automobil als Treiber“, meint der Ulmer Batterie-Experte Tillmetz.

Die Frage, welche Batterie für welchen Einsatz am besten geeignet ist, wollen die Experten nicht pauschal beantworten. „Während die Natrium-Schwefel- und die Redox-Flow-Batterien zu groß für den Einsatz im heimischen Keller sind, muss man bei der Lithium-Ionen-Batterie die Ressourcensituation im Auge behalten, wenn man in ganz großen Leistungen denkt“, gibt Younicos-Sprecher Hiersemenzel zu bedenken.

Wie genau der Speichermix der Zukunft aussehen wird, ist noch unklar. Funktioniert aber die grüne Stromversorgung auf Graciosa, sollte es auch auf Deutschland- und Europaebene keine Probleme geben, meint Hiersemenzel: „Je größer das System, desto einfacher das Management und desto geringer im Verhältnis der Speicherbedarf, denn die Fluktuationen können sich über eine große Fläche und Menge besser ausgleichen als in einem kleinen Netz.“ Virtuell ist die grüne Energieversorgung für

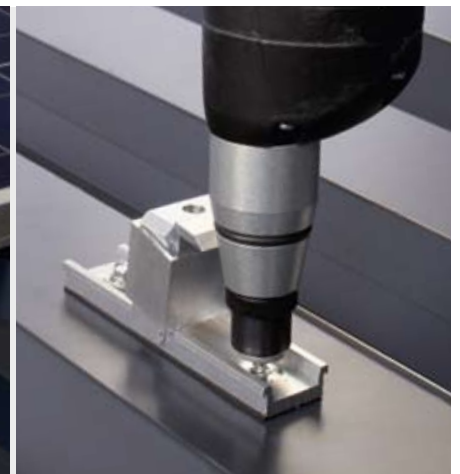


Ein solches Modul aus Lithium-Ionen-Batterien von Saft, das für Eigenverbrauchssysteme gedacht ist, hat eine Kapazität von 2,2 Kilowattstunden und eine Spannung von 48 Volt.

Graciosa schon in trockenen Tüchern. „Die Messungen zeigen, dass sich Stromangebot und -nachfrage mit Batterien und intelligenten Wechselrichtern perfekt aufeinander abstimmen lassen“, so der Younicos-Sprecher. Es gebe auch eine Reihe Interessenten, die eine autarke Stromversorgung für andere Inseln und Regionen prüfen lassen wollen. Die Younicos-Verantwortlichen wissen aber auch: Von einem Durchbruch lässt sich erst sprechen, wenn ihr Plan auch in der Praxis aufgeht und der Dieselgenerator auf Graciosa über mehrere Jahre stumm bleibt. ♦

Andrea Hoferichter

Anzeige



Einfach, schnell und kostengünstig montieren

Komplette Lösung:

MetaSole Aufdach-Montagesystem für PV-Module auf Trapezblechdächern.

Leichte Montage:

Einfach die Klemmfüße mit Bohrschrauben befestigen und die höhenvariablen Modulklemmen aufsetzen.

Mehr Flexibilität:

Zur Montage aller PV-Module mit einer Rahmenhöhe von 34–51 sowie 31 mm.
www.renusol.com

MetaSole

From visions to solutions

Renusol
Solar Mounting Systems