



Made in Europe!

10 Konsortien wollen Wafer, Zellen und Module fertigen

Ladeinfrastruktur | Meyer Burgers Zellen und Module | EU Green Deal | Roundtable
Speichermarkt | Solar-Speicher-Hybridkraftwerke | Schlüsselfertige Installation
Gebäudeenergiegesetz | pv magazine highlights



Panorama

- 4 Andersherum gedacht**
pv magazine highlights: So dient in Regionen mit hoher Schneelast das Dach nicht nur der Photovoltaik, sondern die Photovoltaik auch dem Dach.
- 6 Die Intraday-Herausforderung**
pv magazine highlights: Die Preisträger untersuchen, was Batteriespeicher mit der Intraday-Vermarktung erwirtschaften können.
- 8 Recht und Steuern bei Ladesäulen**
Bei der Ladeinfrastruktur gilt es, viele Gesetze und Vorschriften zu beachten. Immerhin verpflichten diese teils auch zu Photovoltaik und Ladepunkten.
- 13 Energiewende braucht mehr Netze**
TransnetBW geht in seiner Studie „Stromnetz 2050“ davon aus, dass ein weiterer Netzausbau notwendig ist, was zu gesellschaftlichen Diskussionen führen dürfte.

Photovoltaik Made in Europe

- 18 Die Wiederbelebung der Solarindustrie**
Fünf Gigawatt Zell- und Modulfertigung bis 2022, 40 Gigawatt bis 2026 planen die Konsortien im „Solar Manufacturing Accelerator“. Kann das funktionieren?
- 29 Vollintegriert auf fünf Gigawatt**
Accelerator: Das Konsortium 5GW+Greenfab will in Europa für 20 Cent pro Watt produzieren.
- 30 Hocheffizienzmodule für Kraftwerke**
Accelerator: Meyer Burger will mit seiner Heterojunction/Smartwire-Technologie ab 2021 durchstarten.
- 31 Heterojunction mit dünnen Wafern**
Accelerator: Der Anfang ist beim Konsortium „Genuine Europe Solar“ bereits gemacht – jetzt soll rasch skaliert werden.
- 32 Ein Tandem mit großer Wirkung**
Accelerator: Mitte 2021 soll die vollintegrierte Produktion für Heterojunction-Perowskit-Tandemsolarzellen bei Oxford PV anlaufen.
- 33 Noch mehr Accelerator-Projekte**
Wir zeigen, was Armor, Sunstyle, Norsun und MCPV in Europa vorhaben.
- 35 Eine Gigawatt-Option**
REC schaut sich nach Produktionsstandorten in Europa um. In Frankreich könnte ein Zwei-Gigawatt-Werk entstehen.
- 36 Es gibt doch schon Produktion**
Einige Hersteller sind schon etwas älter und setzen jetzt auf Wachstum: Solarwatt, Energetica, Heckert Solar, Soluxtec.



38 **Wirklich mal was Neues**

pv magazine highlights: Nexwafe will in Bitterfeld Wafer für Hocheffizienz-Solarzellen produzieren, die günstiger und nachhaltiger sind als alle heutigen.

41 **Technologievorsprung nutzen**

Meyer Burger will nächstes Jahr mit der Produktion von Zellen und Modulen in Deutschland beginnen. CEO Gunter Erfurt erklärt, wie es dazu kam und warum er an den Erfolg glaubt.

44 **Ein grüner Weg des Wiederaufbaus**

Wo die Photovoltaik von den neuen Milliardenhilfen der EU nach der Covid-19-Krise profitieren kann. Der Green Deal spielt auch schon eine Rolle.

Speichermarkt

48 **Wie weiter nach dem Rekordjahr**

Die Marktaussichten sind rosig und die Heimspeicher-Anbieter müssen die ausländische Konkurrenz nicht fürchten, erklären vier Branchenexperten in einer Diskussion.

53 **Meine Zelle – Deine Zelle**

Seit Jahren wird über europäische Batteriezellenproduktion diskutiert. Jetzt kommt sie wirklich und will mit Nachhaltigkeit überzeugen.

56 **Was wir vom US-Boom lernen können**

Eine Analyse der Kosten von Solar-Speicher-Kombikraftwerken und der Gründe, warum sie auf der anderen Seite des Atlantiks so beliebt sind.

59 **Genauere Effizienzmessungen**

Fabian Niedermeyer erklärt die Schwierigkeiten, die Effizienz von Speichersystemen präzise zu ermitteln. Er will diese mit seinen Kollegen beseitigen.

Betrieb und Wartung

63 **Kleine Direktvermarktung**

Sonnen hat mit EnBW, EnviaM und Senec einen Vorschlag für eine Kleine Direktvermarktung entwickelt, die den Weiterbetrieb der privaten Dachanlagen nach Ende der EEG-Förderung ermöglichen soll.

65 **Zweiter Frühling oder vorzeitiges Ende**

Fragen und Antworten aus einem pv magazine Webinar: Post-EEG-Anlagen und Alternativen für den Weiterbetrieb.

Installation

68 **Schlüsselfertig heißt schlüsselfertig**

Recht: Eine schlüsselfertige Photovoltaikanlage muss tatsächlich einspeisen. Das wurde in der Branche in der Vergangenheit nicht immer so gehandhabt.

71 **Mit Photovoltaik muss man rechnen**

Das Gebäudeenergiegesetz enttäuscht, da es zum Klimaschutz wohl rein gar nichts beitragen wird. Doch an einer Stelle hilft es, Photovoltaik zu installieren.

75 **Mut zur Wahrheit**

Kommentar zum Gebäudeenergiegesetz: Der CO₂-Fußabdruck neuer Gebäude darf nicht vergessen werden, argumentiert Norbert Fisch.

76 **Produktneuheiten**

Module, Montage, Wechselrichter, Speicher, Software, Zubehör

79 **Inserentenliste**

80 **Impressum**

Was lässt sich aus dem Boom in den USA lernen?

Solar-Speicher-Kombikraftwerke: In Ausschreibungen wird Strom aus Kraftwerken, die Photovoltaik mit Batterien verbinden, für vier US-Dollar-Cent pro Kilowattstunde geboten. Deutschland kann daraus lernen.

Die Energiewende ist nicht zuletzt deshalb ein komplexes Unterfangen, weil die Produktion von Solar- und Windstrom bekanntermaßen vom Wetter abhängt. Deutlich einfacher wäre es, wenn man die Photovoltaikkraftwerke „einfach“ mit einem Speicher kombinieren würde, so dass sie nicht einen hohen Mittagspeak, sondern einen größeren Teil der Lastkurve abdecken können, zum Beispiel auch in den Abendstunden. Hier gilt das oft als unerfüllbare, viel zu teure Vision. Zumindest wenn man Heimspeicher ausklammert, bei denen der ökonomische Vorteil durch Ersparnis der Netzgebühren und Umlagen zustande kommt.

Dabei zeigt ein Blick in die USA, dass der Ansatz, auch große Solarkraftwerke und Speicher zu kombinieren, funktionieren kann. Dort zählte das Lawrence Berkeley National Laboratory bis Ende 2019 insgesamt 125 solche Vorhaben, die zusammen eine Photovoltaik-Erzeugungsleistung von 862 Megawatt und eine Speicherleistung von 169 Megawatt haben. Die mittlere Speicherdauer beträgt 2,6 Stunden.

Eine der wesentlichen Fragen ist, wie sich das wirtschaftlich umsetzen lässt. Vor allem mit Blick auf die sehr niedrigen Strompreise, mit denen Projektentwickler in den Ausschreibungen bieten.

Rendering: 8minutes



So soll das Solar-Speicher-Hybridkraftwerk einmal aussehen.

Mit einem besonders niedrigen Preis gewann das „Eland PV-plus-storage“-Projekt bei Los Angeles in Kalifornien. Für ganze vier US-Dollar-Cent (circa 3,3 Euro-Cent) pro Kilowattstunde wird der Strom verkauft werden, der aus dem Kraftwerk ins Netz fließen wird. Um zu verstehen, wie realistisch das ist und wie der günstige Preis zustande kommt, haben Florian Mayr und sein Team beim Beratungsunternehmen Apricum von dem Ausschreibungspreis auf die Speicherkosten zurückgerechnet.

Das Projekt soll eine DC-Photovoltaikleistung von 685 Megawatt, eine AC-Photovoltaikleistung von 400 Megawatt und eine Speicherleistung von 300 Megawatt haben. Die Speicherkapazität ist mit 1.200 Megawattstunden vorgesehen, so dass die Batterie die Leistung vier Stunden lang bereitstellen kann.

Rückrechnen auf Speicherstromkosten

In der Region, in der das Kraftwerk stehen soll, sind durch die hohe Sonneneinstrahlung Stromgestehungskosten von umgerechnet zwei Dollar-Cent (circa 1,7 Euro-Cent) pro Kilowattstunde plausibel. Das bedeutet, der Speicher schlägt nur mit weiteren zwei Dollar-Cent pro Kilowattstunde zu Buche. Allerdings werden diese Speicherstrompreise auf die gesamte Erzeugung des Kraftwerks gezahlt.

Da nicht alle Angaben zu dem Kraftwerk veröffentlicht sind, musste Apricum einige Annahmen treffen. Erstens wird der Speicher vermutlich vorwiegend einmal täglich ge- und entladen. Zweitens wird durch den Speicher vermutlich die gesamte erzeugte Energie genutzt werden können, obwohl die DC-Photovoltaikleistung deutlich über der AC-Leistung liegt. Drittens wird die Speichereffizienz mit 85 Prozent angegeben. Viertens wird der spezifische Ertrag für ein Kraftwerk mit bifazialen Modulen und einachsiger Nachführung dort bei rund 2.600 Kilowattstunden pro Kilowattpeak liegen.

Mit diesen Annahmen wird nur gut ein Viertel der erzeugten Solarenergie zwischengespeichert, bevor sie an das Netz abgegeben wird. Exakt liegt der Faktor bei 1 geteilt durch 3,9.

Bezieht man die zwei Dollar-Cent pro Kilowattstunde gelieferter Energie, mit denen das Speichersystem finanziert wird, nur auf den zwischengespeicherten Strom, ergibt sich eine reine Speicherstromvergütung von 7,8 Dollar-Cent (circa 6,5 Euro-Cent) pro Kilowattstunde. Will man aufdröseln, wie viel es kostet, mit dem Kraftwerk abends Strom zu liefern, muss man noch die zwei Dollar-Cent Solarstromkosten addieren. Die „Abendstromkosten“ belaufen sich also auf 9,8 Dollar-Cent (circa 8,2 Euro-Cent) pro Kilowattstunde.

Investitionskosten für den Speicher

Mit den Annahmen kann man auf die Investitionskosten zurückrechnen, die mit dem Ausschreibungspreis finanziert werden können. Dazu nimmt Apricum der Einfachheit halber an, dass die Vergütung pro Megawattstunde aus dem Speicher den Levelized Cost of Stored Energy (LCOS) entspricht. Unter Verwendung eines Diskontsatzes von sechs Prozent und weiteren Annahmen zu Faktoren wie Zyklen innerhalb der kalendrischen Lebensdauer, Entladungstiefe und Betriebskosten kann man die LCOS-Formel nach den Investitionskosten auflösen. Diese entsprächen 217 US-Dollar (circa 180 Euro) pro Kilowattstunde Speicherkapazität, so Florian Mayr.

Zusätzlich ist es in den USA unter bestimmten Voraussetzungen aber möglich, die Steuererleichterungen für Solarkraftwerke auch für die Investitionskosten für den Speicher zu nutzen. Weil der Projektentwickler 8minute Solar Energy bereits 2019 mit dem Bau begonnen hat, gilt der damalige Investment Tax Credit (ITC) von 30 Prozent. Berechnet man diesen Zuschuss ein, stehen ihm rund 310 US-Dollar (circa 260 Euro) pro Kilowattstunde Speicherkapazität inklusive Leistungselektronik zur Verfügung. Dabei muss man auch bedenken, dass der Speicher erst 2023 in Betrieb gehen muss.

„Ein Blick in die USA zeigt, dass der Ansatz, auch große Solarkraftwerke und Speicher zu kombinieren, funktionieren kann.“

„Die Kosten sind für ein Speichersystem dieser Größe in zwei bis drei Jahren realistisch und machbar“, urteilt Florian Mayr. An dem Beispiel sehe man jedoch auch, dass ein Speichersystem deutlich teurer ist als das reine Lithium-Ionen-Batterie-Pack. Und selbst diese Kosten für stationäre Speicher in der Regel mehr als für Elektroautos, für die Batterien in großen Volumina eingekauft werden. Für stationäre Speicher können sie heute oft für circa 200 US-Dollar (ca. 170 Euro) pro Kilowattstunde beschafft werden, so Mayr. „Das Gesamtsystem beinhaltet aber zusätzlich Aufwendungen für Wechselrichter, Projektentwicklung, EPC, Controller sowie Container und Brandschutz, die je nach Systemkonfiguration circa 40 bis 55 Prozent der Gesamtkosten ausmachen können.“

So sicher sich Florian Mayr ist, dass Solar-Speicher-Kraftwerke in den USA zu diesen niedrigen PPA-Preisen umgesetzt werden können und auch in anderen Regionen zunehmend kommen werden, so sehr weist er auch auf die Unterschiede zu Deutschland hin. Hierzulande kostet die Kilowattstunde Solarstrom nicht 1,7 Euro-Cent pro Kilowattstunde sondern circa fünf Euro-Cent, wie die Ausschreibungsergebnisse zeigen.

Damit sind auch die Ladekosten des Speichers höher, da die Effizienzverluste bei teurerem Strom höhere Auswirkungen haben. Im sonnigen Kalifornien kann man zudem von 5.000 Lade-Entlade-Zyklen über die kalendarische Speicherlebensdauer von 13 bis 15 Jahren ausgehen, während in Deutschland

durch die dunklen Wintermonate eher 3.000 Zyklen realistisch sind. Einen Investment Tax Credit wie in den USA gibt es in Deutschland auch nicht, so dass die zuvor angenommenen 260 Euro pro Kilowattstunde Investitionskosten für das Speichersystem voll in die Levelized Cost of Stored Energy einfließen und diese unter ansonsten gleichen Annahmen wie für das Eland-Projekt insgesamt circa 20,8 Euro-Cent pro Kilowattstunde betragen würden, so Florian Mayr. Das wäre also die Untergrenze dessen, was der solare „Abendspeicherstrom“ Erlösen müsste.

Wenn wie beim „Eland“-Projekt rund ein Viertel der erzeugten Solarenergie vor dem Einspeisen zwischengespeichert wird, läge damit theoretisch der entsprechende PPA-Preis für ein deutsches Solar-Speicher-Kraftwerk bei circa neun Euro-Cent pro Kilowattstunde. Auf dem Papier sieht so ein Kraftwerk damit sogar in Deutschland wettbewerbsfähig mit anderen Erzeugungstechnologien wie zum Beispiel einem Gas- und Dampfkraftwerk aus.

Florian Mayr gibt aber zu bedenken, dass sich der deutsche Strommarkt stark vom US-amerikanischen unterscheidet. Die Lastkurven sind unterschiedlich, wodurch eine vierstündige Verschiebung der Photovoltaikerzeugung in die Abendstunden in Deutschland einen anderen Wert hat als in den USA. Außerdem kann zum Beispiel das Gas- und Dampfkraftwerk, anders als ein Solar-Speicher-Kraftwerk, zu dem es in Kalifornien im Wettbewerb steht, auch die in Deutschland gefürchtete Dunkelflaute überbrücken, die in Kalifornien keine Rolle spielt.

Anderer Ansatz in den USA

Anders ist in den USA auch der direkte Einfluss der Politik der US-Bundesstaaten – oder einzelner Metropolen wie Los Angeles im Fall des Eland-Projekts – auf die jeweils eingesetzten Erzeugungstechnologien: Energieversorgungsunternehmen müssen entsprechend dem „Renewable Portfolio Standard“-Programm bestimmte Anteile an erneuerbaren Energien und wie in Kalifornien teilweise auch Speicher in ihrer Erzeugung erreichen und ihren Ausbauplan dem Regulator als Integrated Resource Plan (IRP) zur Genehmigung vorlegen.

„Die Rechenschaftspflicht der Versorger über die IRPs und die FERC Order 841 sind die Hauptgründe dafür, dass bei den Netzbetreibern in den USA vermehrt Speicher zum Zuge kommen“, sagt Urban Windelen, Geschäftsführer des Bundesverbands Energiespeicher Systeme e.V. FERC steht für Federal Energy Regulatory Commission und ist die nationale Regulierungsbehörde. Die Order 841 verlangt von den Netzsystembetreibern (Regional Transmission Organizations, kurz RTOs, und Independent System Operators, kurz ISOs), die Großhandelsmärkte so umzugestalten, dass sie Speicher integrieren können, damit diese Kapazitäten, Energie und Dienstleistungen bereitstellen können. Dass das in Deutschland nicht gegeben ist, klagt der Bundesverband Energiespeicher Systeme immer wieder an.

„Ein wesentlicher Vorteil von Systemen aus Speichern und Erneuerbaren im Vergleich zu konventionellen Must-Run-Kraftwerken ist außerdem, dass sie flexibler und extrem schnell die benötigten Kapazitäten und weitere Dienstleistungen zur Verfügung stellen können“, sagt Windelen. Die Trägheit der konventionellen Kraftwerke beim sogenannten „Ramping“-

Vom ELCC-Ansatz zum perfekten Generator

Beim „Effective Load Carrying Capability“ (ELCC)-Ansatz wird untersucht, wie neu zu installierende Kraftwerkskapazität die Last im Netz versorgen kann. Dazu nimmt man den existierenden Kraftwerkspark und variiert in Simulationen die Last, bis es nur an einem Zehntel Tag im Jahr vorkommt, dass die Erzeugung die Last nicht decken kann. Dieser „Loss of Load Expectation“ (LOLE)-Faktor ist ein Maß für die Zuverlässigkeit des Netzes. Dann addiert man das neue Kraftwerk, für das man den ELCC-Wert berechnen will, und simuliert wieder die Last für einen LOLE-Wert von 0,1. Sie liegt natürlicherweise über der, die ohne zusätzliches Kraftwerk möglich wäre. Das Verhältnis der möglichen Lasterhöhung zur Kapazitätserhöhung ist der ELCC-Wert.

Der bestmögliche ELCC-Wert liegt bei 100 Prozent. Das bedeutet, dass etwa 100 Megawatt zusätzliche Erzeugungsleistung auch 100 Megawatt mehr Last im Netz decken kann. Photovoltaikkraftwerke ohne Speicher kommen nur auf einen Wert von fünf Prozent, da sie den Strom hauptsächlich dann einspeisen, wenn die Nachfrage sowieso schon gut gedeckt ist.

Dass die Möglichkeit, den Solarstrom vier Stunden zwischenspeichern, diesen Wert deutlich auf 98,8 Prozent erhöht, zeigt, wie netzdienlich der Speicher nach dieser Analyse ist. Der ELCC-Wert hängt also von der derzeitigen Lastkurve und vom aktuellen Erzeugungs-

park ab. Daher fordert Kalifornien auch Simulationen für die Jahre 2026 und 2030.

Der US-Speicherverband ESA weist darauf hin, dass dieses Vorgehen auf die Deckung der Last in der kritischsten Stunde fokussiert. Ein modifizierter Wert LOLEflex würde dagegen abbilden, wie gut eine Ressource die Flanken abdecken kann, wenn sich die Erzeugung oder die Lasten sehr schnell ändern. Je höher der Anteil an fluktuierenden Erneuerbaren ist, umso steiler sind die Flanken. Ein Versorger in New Mexico hat für einen Integrated Resource Plan im Jahr 2017 mit dem modifizierten Verfahren gezeigt, dass ein Solarkraftwerk mit einem Sechs-Stunden-Speicher die Netzzuverlässigkeit noch einmal deutlich erhöht gegenüber einem Vier-Stunden-Speicher.

Der ELCC-Wert hängt stark vom Last- und Erzeugungsprofil in einem Netzgebiet ab. Daher ist das Ergebnis nicht direkt auf Deutschland übertragbar. Dadurch, dass hierzulande die höchste Last im Winter auftritt, wenn die Photovoltaikanlagen nur einen kleinen Teil ihrer Jahresleistung liefern, dürfte den ELCC-Wert für kombinierte Solar-speicher-kraftwerke deutlich reduzieren. Wenn man zusätzlich in das Solarspeicherkraftwerk Windkraftanlagen integriert, sollten sich aber auch in Deutschland Generatoren mit gutem ELCC-Wert konstruieren lassen.

Bedarf sei ein entscheidendes Problem in der aktuellen Situation in Kalifornien, bei der es immer wieder zu Netzausfällen kommt. „Wenn zunehmend Momentanreserve in Deutschland herausfällt, kann das auch bei uns ein interessantes Einsatzgebiet für Speicher werden“, sagt Windelen.

Der perfekte Generator

Kürzlich haben Energieversorgungsunternehmen (Investor Owned Utilities, kurz IOUs) in Kalifornien im Zusammenhang mit ihrem Integrated Resource Plans eine Studie zu Solar-Speicher-Hybridkraftwerken veröffentlicht. Sie zeigt, dass kombinierte Photovoltaik- und Speicherkraftwerke, bei denen die Batterien die Leistung vier Stunden lang bereitstellen können, einen nahezu „perfekten Generator“ darstellen (siehe pv magazine international, September 2020, Seite 18).

Für diese Aussage haben die IOUs verschiedene Generator-Alternativen mit der „Effective Load Carrying Capability“ (ELCC)-Methode untersucht (siehe Kasten). Solar-Speicher-Kraftwerke kommen in der Region auf einen Indexwert von 99,8 Prozent. Damit erreichen sie fast den Maximalwert von 100 Prozent. Übersetzt heißt das, dass kombinierte Solar-Speicher-Kraftwerke die Last in dem betrachteten Netzgebiet sehr gut bedienen können. Dass sie auch zusätzliche Netzdienstleistungen wie Regelenergie erbringen können, ist dabei noch nicht einmal berücksichtigt. Es ist auch in den USA wie bei uns aber nicht vorgesehen, dass diese an Photovoltaik gekoppelten Speicher mit Graustrom aus dem Netz geladen werden dürfen, so Windelen. „Wir sehen die Gefahr, dass Speicher auf die Lastverschiebung als Hilfsmittel der Photovoltaik reduziert werden und nicht als eigenes Multifunktionswerkzeug eingesetzt werden dürfen“, sagt er.

Das sieht er auch als Kritikpunkt an den Innovationsausschreibungen. Diese starten nun in Deutschland und stehen auch für Solar-Speicher-Hybridkraftwerke äquivalent zum „Eland PV-plus-storage“-Projekt offen. Bei Redaktionsschluss

standen die Ergebnisse der ersten Runde jedoch noch nicht fest. Am Ende ist es nicht entscheidend, ob die für die Energiewende notwendigen Speicher direkt an den Photovoltaikkraftwerken, bei Verbrauchern oder einzeln gebaut werden. Wichtiger dürfte sein, dass sie nicht nur die Erzeugungskurve verschieben, sondern auch zusätzliche Einnahmen durch Netzdienstleistungen erwirtschaften, etwa am Regelenergiemarkt oder im Intraday-Handel (siehe Seite 6).

„Die Studie zeigt, dass kombinierte Photovoltaik und Speicherkraftwerke einen nahezu perfekten Generator darstellen.“

Immer noch eine interessante Frage ist, ob es wirklich die unterschiedlichen Voraussetzungen bezüglich Netz, Lastkurve und Sonneneinstrahlung in Kalifornien sind, die zu dem massiven Speichereinsatz führen, oder ob es daran liegt, dass dort über die unabhängigen Netzsystembetreiber und die FERC Order 841 und andere Maßnahmen intelligentere Rahmenbedingungen geschaffen wurden als hierzulande. Einige Experten argumentieren, dass zumindest in Deutschland nicht der günstigste Weg für die Energiewende ist, viel Batteriespeicher zuzubauen (siehe Seite 12). Doch nach den Szenarien des Fraunhofer ISE benötigen wir auch hierzulande viel Speicherleistung, für das kostengünstigste Energiewendeszenario des Instituts sind es bis 2050 über 150 Gigawatt Speicherkapazität. Michael Fuhs

Vielen Dank an Florian Mayr und Oliver Schmidt von Apricum für die Unterstützung zu den ökonomischen Abschätzungen in diesem Artikel.