

ERNEUERBARE ENERGIEN

The smarter E
Europe
2022

photovoltaik

SOLARTECHNIK FÜR INSTALLATEURE | PLANER | ARCHITEKTEN



Hybridkraftwerke

Booster für die Energiewende

Großspeicher im Solarpark

Erstes Hybridprojekt der
Innovationsausschreibung
geht in Betrieb. | 8

Inselnetz mit Wind und PV

Tipps für die Kombination
verschiedener Technologien
für Remote-Grid-Anlagen. | 12



Jetzt Ihren Kunden Direktvermarktung anbieten und Provision erhalten

Werden Sie jetzt Partner und bieten Sie Ihren Kunden die Direktvermarktung an. Ergänzen Sie so ihr Produktportfolio inklusive kostenloser Tools in Ihrem Design.

Als Vermarkter übernehmen wir die energiewirtschaftliche Komplexität und sorgen für eine reibungslose Abwicklung.

Jetzt Partner
werden:



Website: interconnector.de/partner

Treffen Sie uns auf der
Intersolar in München

 **10. - 13. Mai 2022**

 **Stand A5.280**

ERNEUERBARE ENERGIEN

2022

photovoltaik

SOLARTECHNIK FÜR INSTALLATEURE | PLANER | ARCHITEKTEN



05

Foto: juwi

Impressum

ERNEUERBARE ENERGIEN

Herausgeber und Verlag:

TFV Technischer Fachverlag GmbH
Ein Unternehmen der Gentner Verlagsgruppe
Postfach 10 48 36, 70042 Stuttgart
Forststraße 131, 70193 Stuttgart
Telefon (07 11) 6 36 72-0
Telefax (07 11) 6 36 72-747
www.erneuerbareenergien.de

Verleger:

Robert Reisch

Redaktion:

Redaktion ERNEUERBARE ENERGIEN
Wörther Straße 1
10435 Berlin
Telefon (030) 23 36 75 99

Nicole Weinhold (nw) –
(Chefredaktion, V.i.S.d.P.)
weinhold@erneuerbareenergien.de

Anzeigenleitung:

Patrick Krumbach
Telefon +49 (0) 511/2 70 47 17
krumbach@erneuerbareenergien.de

Auftrags-Management:

Melanie Schweigler (Leitung)
Telefon +49 (0) 7 11/6 36 72-862
schweigler@erneuerbareenergien.de

Carmen Welte
Telefon +49 (0) 7 11/63 67 2-828 | Telefax -760
welte@erneuerbareenergien.de

Layout und Gestaltung:

GreenTomato GmbH, Stuttgart

Druck:

NEEF+STUMME GmbH, Wittingen

- 04 Editorial; Innovationsprojekt in der Uckermark
- 05 Offgrid-Projekte in Australien; Wind, PV und Speicher in den Niederlanden
- 06 Innovationsausschreibungen im EEG 2023
- 08 PV und Speicher: Erfahrungsbericht von Maxsolar und Intilion
- 11 XXL-Solarparks von EnBW
- 12 Bachmann verbindet regenerative Erzeuger, Speicher und Netz
- 14 David Johann, Belectric, über Genehmigungsprozesse
- 15 Netzbooster für die Energiewende
- 16 Interview mit Alexander Koffka von Abo Wind zum Thema Hybridparks
- 18 Naturstrom kombiniert PV und Speicher



Foto: INTILION

08

Kombikraft für die Netze



Es ist gut 15 Jahre her, dass das regenerative Kombikraftwerk Aufmerksamkeit erregte. Den Wissenschaftlern um Kurt Rohrig - damals noch am ISET in Kassel - ging es vor allem darum zu zeigen, dass erneuerbare Energien ihre Volatilität gegenseitig und mithilfe von Speichern ausgleichen können, um 100 Prozent erneuerbare Energien zu ermöglichen. In der Forschungsentwicklung wurde das System mit den Jahren immer größer gedacht: es gab die Modellregion Harz, aber auch Berechnungen zu 100 Prozent Erneuerbaren in Deutschland und sogar in ganz Europa. Das alles hat auch heute noch seine absolute Berechtigung, zumal Deutschland sich in wenigen Jahren vollständig mit erneuerbaren Energien versorgen wird.

Gleichzeitig rückt aber das Kombikraftwerk als kleine Einheit wieder in den Fokus - als Hybridkraftwerk, das Photovoltaikanlage, Windpark und Speicher verbindet, um Lastspitzen bereits

direkt vor Ort abzubauen und Verteilnetze zu entlasten. Innovationsausschreibungen sollen das Thema hierzulande vorantreiben. Anzunehmen ist, dass die Bundesregierung im Sommerpaket für das EEG 2023 die Ausschreibungsmengen noch einmal erhöht. Die nötige Technik ist derweil vorhanden. Davon können Sie sich in diesem Sonderheft überzeugen.

Intelligente Technik

Viel Spaß beim Lesen wünscht Ihnen

Nicole Weinhold,
Chefredakteurin ERNEUERBARE ENERGIEN

INNOVATIONSPROJEKT

Windkraft und Speicher kombinieren

Im Windpark Schmölln II (Uckermark) hat Juwi 2021 zwei Windkraftanlagen vom Typ Vestas V136 mit einer Nennleistung von je 3,6 Megawatt und einen Lithium-Ionen-Speicher mit einer Kapazität von drei Megawattstunden von Smart Power errichtet. Im September 2020 hatte der Projektentwickler bei der ersten bundesweiten Innovationsausschreibung der Bundesnetzagentur einen Zuschlag für dieses Projekt bekommen – es war laut Juwi das bundesweit erste „Wind+Speicher“-Projekt dieser Art und somit ein Vorbild. Vergütet wird der Strom über eine fixe Marktprämie sowie ein Pow-

er-Purchase-Agreement (PPA), das Juwi zusammen mit MVV Trading entwickelt hat. Das Projekt und den PPA-Vertrag erwirbt nun die Hamburger CEE Group. Am Ende der Bauzeit Anfang 2022 erfolgte der Bau der zusätzlichen Speichereinheit, die Inbetriebnahme war im Anschluss an den Start der Windräder erfolgt. Das Zusammenwirken von Energieerzeugung und -speicherung zeige Lösungswege auf. „Wir haben uns früh für den Erwerb des Projektes von Juwi mit einem passenden PPA der MVV Trading entschlossen“, so Frank Grafe, Chief Investment Officer des neuen Betreibers CEE. (KW)

Windkraft lässt sich mit Speichern verbinden. Das ist aber noch die Ausnahme.



Foto: GE



Foto: juwi

Solarstrom versorgt australische Mine

Netzunabhängige Kraftwerke

Juwi: Autarke Energiesysteme durch Solar-Hybrid-Kraftwerke in Australien

Neben der Entwicklung und dem Betrieb von Wind- und Solarparks ist der Bau von Hybridkraftwerken für netzferne Industrien ein wichtiges Wachstumssegment für Juwi. Bei solchen Projekten werden Solar- oder Windkraftanlagen durch Speichereinheiten ergänzt. Bislang hat Juwi für drei australische Kunden Hybridlösungen mit erneuerbaren Energien entwickelt: Für die Gold- und Kupfermine Degruusa, die Mine Agnew und ein Forschungszentrum auf Heron Island. Das vierte beauftragte Hybridprojekt wird

zur Sicherung der Stromversorgung der Stadt Esperance realisiert.

2017 installierte Juwi für die Degruusa-Kupfermine im Westen Australiens die damals weltweit größte Solar-Hybridanlage. Das System reduziert die CO₂-Emissionen der Mine um 12.000 Tonnen pro Jahr und spart einen jährlichen Dieselverbrauch von 5.000.000 Litern ein.

Für eine Forschungsstation der University of Queensland auf den Heron Islands im südlichen Bereich des Great Barrier Reefs baute Juwi ein leistungs-

starkes Solarbatteriesystem. Seit Mitte 2019 deckt das Hybridsystem mehr als 80 Prozent des Strombedarfs der Station ab.

Für die Agnew Goldmine im Westen Australiens hat Juwi ein Vier-Megawatt-Solkraftwerk inklusive eines Cloud-Prognosetools und einer leistungsstarken Microgrid-Steuerung gebaut. Die voll integrierte Hybridlösung verbessert die Zuverlässigkeit der Stromversorgung, die Betriebskosten sinken und die Umweltauswirkungen der Mine verringern sich. (NW) ■

WIND, PV UND SPEICHER

Vattenfall nimmt Kombikraftwerk in Holland in Betrieb

Ein Projekt von Vattenfall kombiniert Photovoltaik, Windkraft und Batteriespeicher auf einer Fläche und an einem Netzanschluss. Solche Vollhybridsysteme bieten einige Vorteile, sagt der Energieversorger.

Er hat auf der Insel Goeree-Overflakkee, etwa 50 Kilometer südlich von Rotterdam, den Energiepark Haringvliet in Betrieb genommen. Das Kraftwerk besteht aus sechs Windkraftanlagen mit einer Leistung von 22 Megawatt und einem Solarpark. Die 115.000 Solarmodule, die zwischen den Windkraftanlagen aufgeständert wurden, leisten zusammen 38 Megawatt. Damit verstetigt Vattenfall die Einspeisung, da sich Photovoltaik und Windkraft bezüglich ihrer Produktionszeiten gut ergänzen.

Um die Integration dieses Kombikraftwerks weiter zu verbessern und um

auch Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung bereitzustellen, hat der schwedische Versorger einen großen Batteriespeicher integriert. Insgesamt 288 Batteriepacks wurden in zwölf Seecontainern untergebracht. Eine eigens entwickelte Software sorgt dafür, dass die verschiedenen Komponenten optimal zusammenarbeiten.

Es ist das erste Mal, dass Vattenfall eine solche Vollhybridanlage errichtet. Die Kombination der drei Technologien hat große Vorteile, denn die Einzelsysteme nutzen einen gemeinsamen Netzanschluss. Das spart Aufwand und Kosten. „Um die Klimaziele im Blick zu behalten, müssen wir die Energiegewende beschleunigen. Das ist eine herausfordernde Aufgabe, für die wir

Hybridkraftwerke werden weltweit immer beliebter, um Netze zu entlasten.

Foto: zhao dongfang - stock.adobe.com



die verfügbaren Ressourcen so effizient wie möglich einsetzen müssen“, begründet Claus Wattendrup, Leiter der Geschäftseinheit Solar & Batteries bei Vattenfall, die Umsetzung dieser Kombination. „In Haringvliet ist es gelungen, Wind, Sonne und Batterien so zu koordinieren, dass wir erneuerbare Energie zu geringeren Kosten und mit möglichst geringen Auswirkungen auf die Umwelt liefern.“(su)

Hybridkraftwerke sollen die Netze entlasten. Deshalb brauchen sie gesetzgeberische Anreize.



Mehr Auktionsvolumen - längere Speicherphasen

Was muss sich im EEG 2023 ändern, damit Hybridkraftwerke in Innovationsausschreibungen erfolgreich durchstarten können?

NICOLE WEINHOLD

Derzeit dreht sich alles um die Nachschärfung des EEG 2023, sodass aus dem ersten Aufschlag im sogenannten Osterpaket nun in einem Sommerpaket ein schlagkräftiges Instrument für die erneuerbaren Energien werden kann.

Osterpaket nachbessern

Im Osterpaket hieß es, die bisherigen Innovationsausschreibungen sollen so bleiben, was die Rahmenbedingungen und das Auktionsvolumen angeht. Sie sollen aber kurzfristig auf die gleitende Marktprämie umgestellt werden, weil sich die fixe Marktprämie nicht bewährt hat.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) kommentiert den entsprechenden Paragraphen 28e im EEG „Ausschreibungsvolumen und -termine, Innovationsausschreibung“ dahingehend, dass er Innovationsausschreibungen aktuell als das Mittel der Wahl sieht, um politisch den Speicherzubaub zu beschleunigen. „Das Volu-

10

CENT pro Kilowattstunde statt 7,5 Ct/kWh fordert der BEE als Höchstwert für Innovationsausschreibungen.

men sollte daher deutlich nach oben korrigiert werden“, so der BNE. Das Ausschreibungsvolumen sollte laut Verband für dieses Jahr 2.500 Megawatt zu installierende Leistung betragen, davon 2.000 Megawatt als Sonderausschreibungen. Im Jahr 2023 sollten es 2.000 MW sein, 2024 dann 3.000 MW, ein Jahr später 4.000 MW, 2026 dann 5.000 MW, ein Jahr darauf 6.000 MW, dann 2028 schon 7.000 MW. Das Bundeswirtschaftsministerium sieht für diesen Zeitraum ein Wachstum von 600 auf 850 MW im Jahr 2028 im Entwurf für das EEG 2023 vor.

Auch die Speicherleistung-/Kapazität sollte laut BNE schrittweise angehoben werden. „Wesentlicher Hebel hierfür ist die Anpassung der Mindesteinspeicherzeit von heute zwei Stunden schrittweise auf vier Stunden“, heißt es in einer Stellungnahme des Verbands. „Beim Speichern sollte der Netzbezug erlaubt werden, um zum Beispiel frequenzgebundene und nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen bereit-

stellen zu können.“ Zudem sei der Höchstwert zu korrigieren - aufgrund der Umstellung auf die gleitende Marktprämie.

Fixe statt gleitende Marktprämie

Im Osterpaket heißt es zu Artikel 12 „Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung“, die Umstellung der Innovationsausschreibung von der fixen Marktprämie auf die gleitende Marktprämie sei vollumfänglich zu unterstützen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) begrüßt wie der BNE die Umstellung auf eine gleitende Marktprämie, „jedoch ist die Beibehaltung des Höchstwerts von 7,5 Ct/kWh äußerst kritisch zu betrachten“, heißt es in einer Stellungnahme des BEE. Der Vorschlag trage weder den gestiegenen Kosten für Lieferung, Anlagenkomponenten, usw. Rechnung, denen sich Betreiber gegenübersehen. Noch setze er ausreichend Anreize für die höheren Investitionen in Speicherkapazitäten. In seiner aktuellen Form biete der Vorschlag Projektierern und Projektierern keine wirtschaftliche Perspektive und somit keine Planungssicherheit. Der BEE schlägt daher eine Anhebung des Höchstwertes für Innovationsausschreibungen auf 10 Ct/kWh vor. „Für die Gesetzgebung ist dies eine No-Regret-Option, da sich unter dem Höchstwert ein wettbewerbliches Preisniveau einpendeln kann, ohne dass anderen Projekten die Wirtschaftlichkeit entzogen wird“, heißt es beim BEE. Des Weiteren empfiehlt dieser, in § 39 gezielte Ausschreibungssegmente zur Förderung aller Technologien zu öffnen. Auf diese Weise könnten alle

7.000

MEGAWATT für Innovationsausschreibung 2028 fordert der BNE.

Kombinationen unterschiedlicher Technologien, einschließlich Speichern und steuerbaren Erzeugern, in verschiedenen Ausschreibungsfeldern begünstigt werden.

Darüber hinaus geht es darum, den Netzstrombezug für Batteriespeicher zu ermöglichen. „Batteriespeicher, die als Teil einer Anlagenkombination im Rahmen der Innovationsausschreibungen umgesetzt werden, dürfen aktuell keinen Netzstrom beziehen“, kritisiert der Bundesverband Neue Energiewirtschaft. Diese Regelung schränke die netz- und systemdienliche Anwendung der Batteriespeicher jedoch stark ein, heißt es im BNE-Entwurf. So bleibe ein mit einer PV-Anlage gekoppelter Batteriespeicher in den Wintermonaten oder in der Nacht nahezu ungenutzt. Auch könne der Batteriespeicher nur eingeschränkt Systemdienstleistungen erbringen (z.B. Frequenzregelleistung), da solche Produkte meist Netzstrombezug technisch voraussetzen. Erst im flexiblen Zusammenwirken mit dem Netz könne das volle Multi-Use-Potenzial der Batteriespeicher ausgespielt werden, wodurch darüber hinaus die Systemkosten sowie der Förderbedarf für die Anlagen deutlich gesenkt würden. BNE-Forderung: Das Verbot des Netzstrombezugs für Batteriespeicher, die als Teil einer Anlagenkombination im Sinne der Innovationsausschreibungen umgesetzt werden, sei zu streichen. Die Speicherung von Netzstrom in den Batteriespeichern setze eine messtechnische Abgrenzung zwischen netzbezogenem Strom und dem in der gekoppelten Erzeugungsanlage erzeugten Grünstrommengen voraus. ■



The Best for the BESS

Wir sorgen für den reibungslosen Betrieb Ihres „Battery Energy Storage Systems“ (BESS). Unsere Serviceangebote für Ihre Batteriespeichersysteme umfassen Wartung, Instandsetzung und Störungsbehebung. Im Einzelnen bieten wir:

- kurze Reaktionszeiten durch 24/7-Erreichbarkeit,
- anlagenspezifisches Ersatzteillager,
- Wartung der Mittelspannungsanlage, Thermographie und Hochstrom-Widerstandsmessung,
- lokale Bauleitung bei größeren Instandsetzungsmaßnahmen,
- Umrichter-Wartung,
- Erstellung ausführlicher Projektdokumentationen.

Unser qualifiziertes Personal zeichnet sich unter anderem aus durch:

- Schaltberechtigung (Mittelspannung)
- Qualifikation für Arbeit unter Spannung (AUS)
- Hydraulikexpertise für die Kühlsysteme

juwi Operations & Maintenance GmbH

Tel. +49 6732 96 57-5090 · info@juwi-om.de · www.juwi-om.de

juwi



Intilion-Speicher für Projekte von Maxsolar in Unterfranken.

„Mit Intilion zuverlässigen Partner gefunden“

Maxsolar und Intilion haben gemeinsam im bayerischen Reckertshausen Solar-Speicher-Projekte gebaut. Ein Interview.

NICOLE WEINHOLD

Der Speicherhersteller Intilion hat in Reckertshausen, einem Ortsteil von Hofheim in Unterfranken, zwei Solarparks von Maxsolar mit jeweils einem Speichersystem ausgestattet. Die beiden Scalecubes des Paderborner Herstellers werden in Zukunft die Stromeinspeisung der beiden Freiflächenanlagen Haßberge und Hühnerellern mit einer Leistung von etwa zehn Megawatt glätten.

„Ein Speicher im Netz erfüllt höheren Nutzen.“

Christian Mayr,
Maxsolar

War die Realisierung eine Herausforderung? Wie ist die Umsetzung gelungen?

» Christian Mayr: Standard ist das nicht. Es gibt verschiedene Anwendungsmöglichkeiten – Insellösungen etwa. Offgrid-Lösungen sind schön und gut, aber wirtschaftlich sind sie nicht, und die Synergien können nicht genutzt werden. Ein Speicher im Netz erfüllt einen höheren Nutzen. Die Bundesnetzagentur hat im Innovationsaus-



Foto: MaxSolar

schreibungskontext entschieden, dass dieser Speicher, der installiert wird, ausschließlich Photovoltaik-Strom puffern und zu einem anderen Zeitpunkt abgeben darf. Mit einem kleinen Öffner: Positive Sekundärregelleistung kann ebenfalls realisiert werden. Nur ist sie momentan nichts wert. Also ist das kein Geschäftsmodell.

Man hätte das Ganze noch netzunterstützender gestalten können, etwa indem man Blindleistungskompensation, Spannungsstützung und Sicherheiten darstellen könnte. Aber der Netzstrom müsste dann zwischengespeichert werden. Hier erscheint eine Tücke im EEG: Es ist nicht eindeutig erkennbar, ob Grünstrom oder Graustrom aus dem Netz kommt. Messtechnisch kann das schon erfasst werden, aber der Speicher hat auch gewisse interne Verluste. Doch wer trägt die? Deshalb wurde das erst mal ausgeschlossen.

Einen Ausgleich zu schaffen für das Zurverfügungstellen von Systemdienstleistungen wie Blindleistung ist ja schon lange im Gespräch.

» **Christian Mayr:** Es gibt zwei Arten, das zu schaffen. Einmal über finanzielle Anreize oder über Vorschriften. In der PV gab es lange cos



Christian Mayr,
Vertriebsleiter
MaxSolar



Matthias Giller,
Vertriebs Manager
Intilion

phi 1 – das Ziel: jede Kilowattstunde zählt. Da wurde mehrmals nachgeschärft. Vor anderthalb Jahren kam die DIN 4110, die besagt, dass PV-Anlagen ihren Anteil leisten müssen an der Netzunterstützung. Dort sind zusätzliche technische Anforderungen an Netz- und Anlagenschutz hingewandert, damit auch im ungünstigsten Fall einer Überfrequenz bei zu viel Strom im Netz die Anlagen sich selbst runterregeln oder abschalten. Das betrifft auch die Batterie-PV-Kombination. Aber das könnte man besser ausgestalten, wenn man das will.

» **Matthias Giller:** Zusätzlich kann der Netzbetreiber durch Redispatch 2.0 durchschießen und Erzeugungs- oder Speicheranlagen für sich nutzen, um das Netz stabil zu halten.

Geben Sie uns doch ein paar Daten zu den im Hybridprojekt verbauten Speichern.

» **Matthias Giller:** Man orientiert sich an der Größe der PV-Anlage. Wenn man auf die Gesamtleistung schaut, ist der Speicher 33 Prozent der PV-Leistung groß und 25 Prozent der Gesamtleistung. Das ist die Vorgabe der Innovationsausschreibung. Zusätzlich gibt es bei der Größe des Speichers noch zwei Unterschiede: Bei der Ausschreibung 2020 hat die Bundesnetzagentur noch keine Zeit definiert, wie lange die Leistung ausgespeichert werden soll. Bei den Innovationsausschreibungen für 2021 hat die BNetzA dies dahingehend verändert, dass die Leistung für mindestens zwei Stunden bereitgestellt werden muss. Das besagt dann schon per se, dass es ein 0,5C-System wird. 1C-Rate heißt, dass der Speicher in einer Stunde entladen oder komplett geladen werden kann. Am Ende haben wir in Haßberge ein 1,45-MWh-System gebaut. In Hühnerellern haben wir 5,76 MWh installiert. Dort muss das System künftig eventuell erweitert werden, wozu wir auch die Möglichkeit haben, denn es lässt sich unkompliziert um 570 kWh aufstocken.

In welche Richtung müsste es denn jetzt gehen, wenn wir die Netze weiter entlasten und Spitzen kappen wollen?

» **Matthias Giller:** Es kommt auch darauf an, was am Markt benötigt wird. Ein 0,5C-System ist nicht verkehrt, langfristig wird es aber schon so sein, dass wir bei niedrigeren C-Raten landen. In der Regel agieren Speicher selbst bei Primärregelleistungsprojekten nur mit C-Raten von 0,2C, da es der Markt aktuell meist nicht anders ▶

Fotos: INTILION | MaxSolar

benötigt. Das kann sich ändern. Aufgrund der Präqualifizierungsvorschriften werden Primärregelleistungsprojekte mit 1C-Systemen gebaut, sodass eine höhere C-Rate jederzeit möglich ist. Das heißt: Zeitlich werden die Entladeraten wahrscheinlich größer als zwei Stunden.

» **Christian Mayr:** Es gibt immer ein Leistungsteil und ein Batterieteil, die gleich groß sind, also 1-MW-Wechselrichter, 1-Megawattstunde-Speicher, das ist 1C. Und dann kann er den ganzen Kasten in einer Stunde vollladen und in einer Stunde entladen, weil die Leistung und Kapazität zusammenpassen. Bei 0,5C – da wird die Kapazitätzahl höher als der Wechselrichter gemacht. Und dadurch ergeben sich zwei Stunden Kapazität, weil der Wechselrichter hier zwei Stunden volle Leistung aus der Batterie ziehen kann. Ich persönlich bin hin und her gerissen. Am Markt ist die Kapazität das Wertvolle. Das ist das, was das Geld bringt und was das Netz auch benötigt: Viel Kapazität hilft viel. Aber in der technischen Lösung ist die Kapazität auch das Teure. Das Installieren eines größeren Wechselrichters würde nicht viel mehr kosten.

In der Innovationsausschreibungsverordnung heißt es aber: Ein Drittel der PV-Leistung von 10 MW soll der Speicher haben. 3,3 MW mit 6,6 MWh. Ich persönlich wäre eher dafür, dass man 6,6 MW Speicherleistung mit 6,6 MWh baut. Die Dimensionierung des Speichers ist sicher nicht falsch. Warum der Leistungsteil so klein gehalten wurde, habe ich nicht verstanden. Denn es würde nochmal etwas bringen – Stichwort Netzentlastung, Mittagsspitze. Wenn die Strompreise negativ sind, kann derzeit nur ein Drittel der PV-Kapazität gespeichert werden. Zwei Drittel müssen aberegelt werden. Da sollte man nachbessern.

Stichwort Scalecubes – wenn man mehr braucht, kann man was dranhängen?

» **Matthias Giller:** Wir können die Container, die wir aufbauen, immer wieder modular erweitern – auch mit kleineren Systemen. Zum anderen können wir auch in den Containern selbst noch weitere Battery Racks nachrüsten. So haben wir es auch bei Maxsolar umgesetzt. Dadurch haben wir eine maximale Modularität erreicht, die 20 Jahre Lebensdauer gewährleisten kann, wie sie in den Innovationsausschreibungen gefordert wird.

Wie unterstützen Sie mit Ihrer Cloudlösung die Kunden?

„Unsere Experten können 95 Prozent der Fehler remote beheben.“

Matthias Giller,
Intilion, über die
Leitwarte von
Partner Hoppecke,
die die Systeme
überwacht.

» **Matthias Giller:** Das ist ein gutes Beispiel, an dem man das Zusammenspiel von Intilion und Hoppecke sehen kann. Hoppecke hat eine eigene Serviceabteilung mit rund 300 Servicemitarbeitern in ganz Europa. Neben denen, die im Feld unterwegs sind, gibt es auch die Mitarbeiter in der Leitwarte, die unsere Systeme überwachen. Die haben praktisch eine Europakarte mit allen Speichersystemen. Wenn alles gut läuft, sind diese grün gefärbt. Wenn etwas nicht stimmt, springen sie auf Gelb oder je nachdem auf Rot. Dann schalten sich die Experten auf das System und können so rund 95 Prozent der Fehler remote beheben, sodass niemand vor Ort sein muss. Wenn es doch zu einem tiefgreifenderen Fehler kommt, können die Servicetechniker schnell vor Ort sein. Durch detaillierte Serviceverträge können wir eine Serviceeinsatzzeit von vier bis sechs Stunden gewährleisten.

Man spart Zeit, Servicekräfte vor Ort und kann die Anlage schneller zum Laufen kriegen.

» **Matthias Giller:** Richtig. Zudem lässt sich auf diese Weise eine langfristige Performanceoptimierung beim Speicher erreichen. Was wir zusätzlich machen: Wir schulen die Betriebsführer der Solarparks. Das ist für die Projektierer interessant, weil sie so auch mit der Betriebsführung Geld verdienen können.

Gibt es Pläne für weitere Hybridparks?

» **Matthias Giller:** Wir bauen gerade verschiedene Projekte in Deutschland, sind aber auch an Ausschreibungen in Benelux beteiligt. Außerdem gehen wir die entstehenden Märkte UK, Spanien und Italien an. Mit Maxsolar arbeiten wir ebenfalls an weiteren (Innovations-)Projekten. Da kann man von einer langfristigen Partnerschaft sprechen. Gemeinsam werden wir dieses Jahr noch zwei Projekte errichten: In Donaueschingen und in Lehe.

» **Christian Mayr:** In Donaueschingen stellen wir gerade einen Bauantrag. Da haben wir den Auftrag, eine Anlage zu errichten und Intilion wird die Speichertechnologie liefern. Das wird eine PV-Anlage mit sieben MW sein und ein Speicher mit sieben MWh. Das wird im September umgesetzt. Mit Intilion haben wir einen zuverlässigen Partner gefunden. ■

» **Weitere Informationen:**
<https://intilion.com/>
<https://maxsolar.de/>



Der EnBW-Solarpark Altirebbin.

Zweimal 150 Megawatt förderfrei

Bei den Projekten Altirebbin und Gottesgabe setzt EnBW erstmals Speicher ein.

Rund ein Jahr ist es her, dass die EnBW die bisher größte Solar-Freiflächenanlage Deutschlands, den Solarpark Weesow-Willmersdorf in Brandenburg, in Betrieb genommen hat. Nun nimmt sie bereits die nächsten beiden förderfreien XXL-Solarparks Altirebbin und Gottesgabe mit jeweils rund 150 Megawatt (MW) schrittweise in Betrieb. Zusammen bilden die drei Projekte ein rund 500 MW starkes Solarcluster östlich von Berlin und sind ein spürbarer Beitrag zur regenerativen Energieversorgung in Deutschland.

Beschleunigter Ausbau

„Mit den beiden Solarparks verwirklichen wir auf einen Schlag einen Zubau von über fünf Prozent der Leistung aller im letzten Jahr realisierten Photovoltaik-Projekte in Deutschland“, erklärt Thorsten Jörß, Leiter Projektentwicklung Photovoltaik bei EnBW. „Freiflächenanlagen wie diese tragen wesentlich zu einem schnelleren Ausbau der Sonnenenergie bei. Und das ist angesichts der ambitionierten Ziele der Bundesregierung umso wichtiger. Denn die angekündigten Maßnahmen zur Beschleunigung des Erneuerbaren-Ausbau, wie etwa schnellere Genehmigungsverfahren, werden nicht von heute auf morgen eine spürbare Wirkung entfalten können.“

Bei den Projekten Altirebbin und Gottesgabe setzt die EnBW erstmals Batteriespeicher ein. Mit jeweils 3,9 Megawattstunden Kapazität sind sie auf tageslichtarme Wintertage ausgelegt, d.h. sie speichern die Sonnenenergie und decken dann in den Nachtstunden den Eigenbedarf der Umspannwerke und Wechselrichter. Somit erzeugen die Solarparks die für ihren Betrieb benötigte Energie vollständig selbst. In sonnenstarken Zeiten kann darüber hinaus durch den Speicher Solarenergie ins Stromnetz eingespeist und der Strom am Markt zur Verfügung gestellt werden. So leistet die Kombi-

nation aus Erneuerbaren-Anlagen und dezentralen Speichersystemen einen wertvollen Beitrag zur Energiewende und trägt dazu bei, Solarstrom stetiger verfügbar zu machen. „Wo immer sinnvoll und wirtschaftlich umsetzbar, planen wir solche Speichersysteme in unsere Solarparks ein“, so Jörß.

Bereits seit Mitte Februar fließen die ersten Kilowattstunden aus dem Solarpark Gottesgabe. In Altirebbin erfolgte die erste Einspeisung gestern. Bis Ende März sollen beide Solarparks vollständig in Betrieb sein und können umgerechnet jährlich etwa 90.000 Haushalte mit regenerativer Energie versorgen. Rund 700.000 sogenannte bifaziale Solarmodule hat die EnBW insgesamt montiert. Das bedeutet, dass die Rückseite der Solarmodule auch indirekte Sonneneinstrahlung in elektrische Energie umwandelt.

Lieferengpass durch Corona

Die Solarparks speisen die erzeugte Energie in das 110.000-Volt-Hochspannungsnetz des Netzbetreibers Edis bei Metzdorf ein. Dazu hat die EnBW rund acht Kilometer Hochspannungskabel bis zum Netzverknüpfungspunkt verlegt.

Im März 2021 starteten die Bauarbeiten für beide Projekte. Geplant war eine Inbetriebnahme bis Ende 2021. Jedoch musste das Projektteam während der Bauzeit das Timing der einzelnen Gewerke auf der Baustelle anpassen. Der Grund: Als Folge der weltweiten Lieferschwierigkeiten, der Auswirkungen der Corona-Pandemie und dem Hochwasser in Europa kam es zu Verzögerungen. „Wir haben uns aber nicht mit der Situation abgefunden. Durch Umplanung einzelner Gewerke ist es uns gelungen, den Bau dennoch zügig voranzutreiben“, erklärt der für Gottesgabe zuständige Projektleiter Jens Darocha. (NW) ■

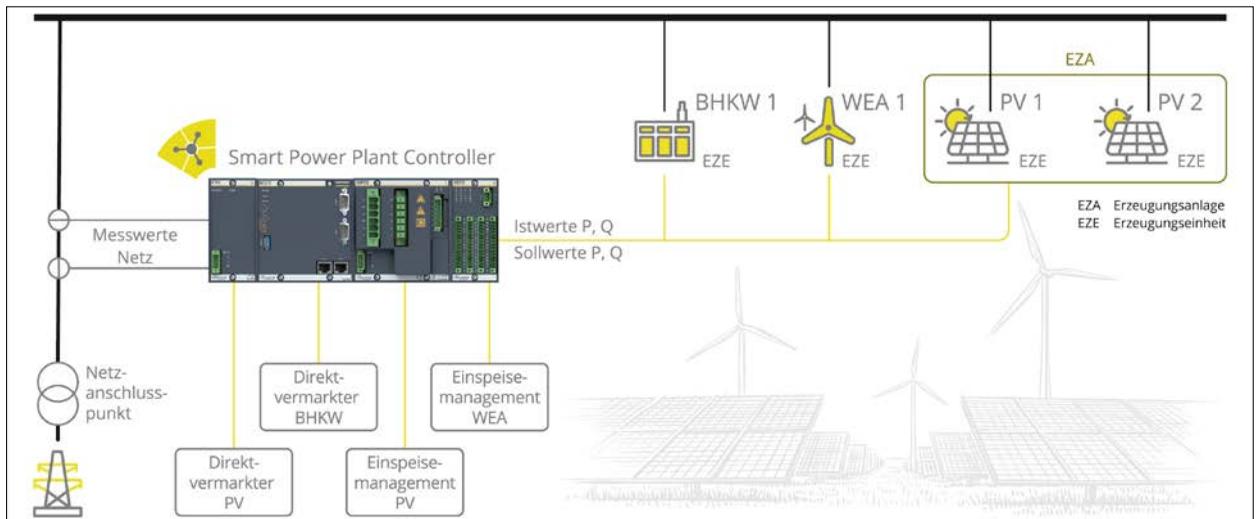


Foto: bachmann

Der EZA-Regler „Smart Power Plant Controller“ von Bachmann verknüpft Wind-, Solaranlagen und BHKW mit dem Netzanschlusspunkt und kommuniziert mit Direktvermarkter und Einspeisemanagement.

Eine Lösung für alle Erzeuger im Hybridpark

Direkte Integration ins Bachmann-System ohne Kommunikation zu externen Geräten / Netzinfos in eigener Applikation verarbeiten

NICOLE WEINHOLD

Janine Buchwald-Nolte und Michael Backhaus von Bachmann Electronic erklären, wie die verschiedenen Akteure im Hybridkraftwerk per EZA-Regler optimal vernetzt werden.

Was macht Bachmann im Bereich der erneuerbaren Energien?

» **Michael Backhaus:** Bachmann ist Automatisierungshersteller und Lösungsanbieter im Bereich erneuerbare Energien seit mehr als 20 Jahren. Dazu zählen die Bereiche Wind, PV, KWK, Speicher und Hydro.

Was für Lösungen bieten Sie an?

» **Michael Backhaus:** Bachmann bietet für OEM's in den Bereichen der erneuerbaren Energien den vollumfänglichen Werkzeugkasten für die Automatisierungs-Hardware, -Software und Kommunikation.

„Bachmann bietet den vollumfänglichen Werkzeugkasten für die Automatisierung und Kommunikation.“

Michael Backhaus,
Manager Renewables, Bachmann

Wo liegen die Stärken von Bachmann?

» **Michael Backhaus:** Durch Kundennähe zu OEM's ist der kontinuierliche Aufbau von Know-How bei Bachmann möglich. Wir kennen daher die gezielten Anforderungen unserer Kunden und können mit produkthafter Umsetzung in Hard- und Software inklusive aller notwendigen Zertifizierungen auf die Marktanforderungen reagieren. Auch die Mitarbeit von Bachmann in zahlreichen Standardisierungsgremien im Bereich der Energiestandards ist dabei sehr von Vorteil, um zeitnah mit entsprechenden Produkten auf die Entwicklungen am Markt reagieren zu können.

Können Sie hier ein Beispiel geben?

» **Michael Backhaus:** Die Entwicklung des zertifizierten EZA-Reglers „Smart Power Plant Controller“ von Bachmann ist so ein Beispiel; wir haben sehr früh die Notwendigkeit eines zertifizierten EZA-Reglers in Deutschland erkannt,

haben kurzfristig die Entwicklung gestartet und waren damit einer der ersten Hersteller am Markt, der einen nach VDE-AR-N 4110/4120 zertifizierten EZA-Regler anbieten konnte.

Reicht es heute noch aus, nur auf die Erzeugungsanlage zu schauen?

» **Janine Buchwald-Nolte:** Auch durch den politischen und wirtschaftlichen Ausbau der erneuerbaren Energien wird zusätzlich zu den Energieerzeugungsanlagen (EZE/EZA) die Peripherie wie etwa Netzausbau, sichere Infrastruktur, Flexibilität von Erzeugern und Verbrauchern immer wichtiger. Der Ersatz von wenigen konventionellen Großkraftwerken vs. vielen dezentralen Energieerzeugern bei gleichzeitiger Forderung nach Netzstabilität und -qualität macht den Einsatz anderer Lösungen erforderlich.

Was sind das für Lösungen?

» **Janine Buchwald-Nolte:** Bachmann hat in unser Automatisierungssystem integrierte, hochgenaue Netzmessmodule entwickelt. Diese Module werden für Netzmessung, -überwachung und Synchronisation verwendet. Durch direkte Integration ins Bachmann-System spart man sich die Kommunikation zu externen Geräten und kann somit auch in Echtzeit die Netzinformationen wie Frequenz, Netzqualität, Spannung, Strom und Leistung in der eigenen Applikation verarbeiten und auf Zustände reagieren.

Diese besondere Integration wird auch bei unserem EZA-Regler verwendet. Der kommuniziert mit den diversen dezentralen Energieerzeugern (Hybridkraftwerke) und regelt auf die Netzsituation am Netzübergabepunkt (NAP).

Was macht der EZA-Regler genau?

» **Janine Buchwald-Nolte:** Der EZA-Regler ist nach VDE-AR-N 4110/4120 zertifiziert; ergänzend zu Wirk- und Blindleistungsregelung bietet der EZA-Regler auch übergeordnete Funktionalitäten wie Primärregelung, Clustering und Priorisierung.

Können Sie noch weiter ausführen, wo für ein EZA-Regler wichtig ist?

» **Janine Buchwald-Nolte:** Um den Zielen der Netzstabilität und weiteren Anforderungen der Netzdienstleister entgegenzukommen, ist eine zentrale Stelle notwendig, die sich mit den vielen unterschiedlichen dezentralen Energieerzeugern unterhält. Damit dies reibungslos funktioniert, ist eine Standardisierung dieser Übergabestelle notwendig; dies wurde mit der VDE-AR-N 4110/4120



Michael Backhaus,
Manager Business
Unit Renewables,
und



**Janine
Buchwald-Nolte,**
Productmanager
Business Unit Wind/
Renewables, Bach-
mann Electronic

Zertifizierung definiert. Zur besseren Übersicht der unterschiedlichsten Topologien enthält der EZA-Regler eine Inbetriebnahme- und Bedienvisualisierung, mit der auch nach Inbetriebnahme alle wichtigen Statuswerte, Events und historischen Daten protokolliert werden. Auch die Einbindung in übergeordnete Leitsysteme (SCADA) ist möglich.

Unterstützt Bachmann Cybersecurity?

» **Michael Backhaus:** Da unbefugter Zugriff zum EZA-Regler und Energiemanagement in dieser Zeit eine große Bedrohung darstellen kann (Cyber-Attacken), unterstützt das Bachmann Automatisierungssystem die Zugriffssicherheit und Benutzerrechteverwaltung nach IEC 62443.

Bachmann unterstützt Batteriespeicher und Hybridkraftwerke mit offenen und standardisierten Schnittstellen/Protokollen. Was heißt das genau?

» **Janine Buchwald-Nolte:** Je nach Hersteller der Energieerzeugungseinheit gibt es unterschiedliche Anforderungen an die Kommunikation und an Betriebsvorgaben. Dies zieht eine Vielfalt an Protokollen nach sich, die von einem EZA-Regler verstanden werden müssen. Das können IEC-Protokolle sein, wie IEC 60870-5-101/103/104 oder aber auch Modbus, Profinet o.ä. Bachmann bietet das Portfolio für alle gängigen IEC und Bus-Protokolle und deren einfache Konfiguration und Inbetriebnahme.

Wie sieht das modulare System in der Hardware und Software aus, das Bachmann für Hybridkraftwerke anbietet? Warum ist Modularität hier sinnvoll?

» **Michael Backhaus:** Die örtliche Verteilung der Energieerzeuger innerhalb einer Anlage, kann dazu führen, dass auch die Hardware modular aufgebaut sein muss. Sind zum Beispiel die PV-Anlage und der Speicher einen Kilometer vom Netzanschlusspunkt entfernt, so kann man mit dem modularen Aufbau der Hardware die Anlagentopologie optimal nachbilden.

Durch das modulare Multitasking-Softwarekonzept der Bachmann-Steuerung ist es möglich, parallel zum zertifizierten EZA-Regler anlagenspezifische Anforderungen auf der gleichen Hardware zu realisieren, ohne die Zertifizierung zu verletzen. ■

Fotos: bachmann



Weitere Informationen:
www.bachmann.info

„Nachfrage steigt“

David Johann, Vertriebsleiter für Europa und neue Märkte bei Belectric, über Hybridkraftwerke.

Belectric hat im März den Energiepark Haringvliet Zuid in Betrieb genommen, der mit Windkraft kombiniert ist. Gibt es dafür eine Nachfrage?

» **David Johann:** Ja, auch die Nachfrage nach Hybridprojekten steigt. Zum einen wird die Nachfrage öffentlich gefördert, zum Beispiel über die Innovationsausschreibung in Deutschland. Zum anderen gibt es Standorte, an denen etwa Windkraftanlagen gebaut wurden und der Zubau einer Photovoltaikanlage den Business Case verbessern kann. Beispielsweise durch effizientere Ausnutzung des Netzanschlusses, was durch den Einsatz einer Batterie zudem gut ausbalanciert werden kann.

Eine weitere Möglichkeit ist die Kombination mit Speichern. Welche Märkte sind da stark?

» **David Johann:** Deutschland und das Vereinigte Königreich als Vorreiter im Bereich erneuerbare Energien und Einsatz von großen Batteriespeichern. In den anderen Märkten werden Hybridprojekte noch eher konzeptionell besprochen.

Wie sinnvoll sind solche Hybridprojekte?



Foto: Belectric

David Johann ist Vertriebsleiter für Europa und neue Märkte bei Belectric.

» **David Johann:** Hybridprojekte werden aufgrund ihrer Netzdienstleistungen einen wichtigen Beitrag zur Energiewende liefern.

Welche Hürden stehen solchen Hybridprojekten im Wege?

» **David Johann:** Die Genehmigungsprozesse sind aufwendiger. Speziell aufgrund der Komplexität ist die Wirtschaftlichkeit der Projekte und damit die Investitionsentscheidung in vielen Fällen schwierig.

Wie können diese Hürden abgebaut werden?

» **David Johann:** Politisch müssten Genehmigungsverfahren vereinfacht werden. Die staatliche Unterstützung und damit die Realisierung von Projekten führt zu technologischem Fortschritt, auf dessen Basis sich Projekte in Zukunft ohne staatliche Unterstützung rechnen und außerdem vermehrt in Hybridprojekte investiert wird. Die Turbulenzen in den Märkten erfordern zudem eine noch engere Zusammenarbeit zwischen Belectric und seinen Lieferanten im Risikomanagement. (SU) ■

ENBW

Virtuelles Kraftwerk

Finanzierer stehen am Anfang der Prozesskette bei der Projektierung größerer Erneuerbare-Energien-Anlagen. Sie stellen die Gelder zur Investition bereit. Sie prüfen, ob die Anlage sich rentiert, welches Risiko die Investition mit sich bringt und welche Vermarktungsform für die Anlage am besten ist. Bisher analysieren Finanzierer das Projekt allerdings spezifisch aus Finanzierersicht, während Anlagenbetreiber, Projektierer und Stromvermarkter jeweils eigene Analysen vornehmen. Vereinfachen lässt sich die Zusammenarbeit, wenn Finanzierer und die künftigen Anlagenbetreiber schon beim Finanzierungsaufbau zusammen arbeiten. Hierfür sei das virtuelle Kraftwerk als Plattform eine gute Umgebung, sagt der baden-württembergische Energieversorger EnBW. Es biete die Sicherheit, dass ein Anlagenbetreiber ein Vermarktungsangebot bekommt. Auch langfristige Stromabnahmeverträge, Power Purchase Agreement (PPA) genannt, ließen sich über das virtuelle Kraftwerk abschließen. Das virtuelle Kraftwerk des Versorgers EnBW könne viele mittelgroße und Einzelanlagen bündeln, um ihre gemeinsame



Foto: Jan Roeder/Baywa r.e.

Solarparkprojekte können einfacher realisiert werden, wenn Finanzierer und künftige Anlagenbetreiber schon frühzeitig zusammenarbeiten.

Erzeugung an Stromabnehmer zu verkaufen. Dabei kauft das virtuelle Kraftwerk den Anlagenbetreibern auch über ein PPA den Strom ab. „Wir als Connector vermitteln den hierdurch eingekauften Strom an Einzelkunden oder vertreiben ihn über die Strombörse“, sagt Jan Bauer. Der Sales Manager arbeitet für das Virtuelle Kraftwerk von EnBW. (TW)

Netzbooster für die Energiewende

Ohne Speicher keine Energiewende – davon ist der Hersteller INTILION überzeugt. Das Unternehmen mit Hauptsitz in Paderborn entwickelt und produziert seit 2019 skalierbare Energiespeicherlösungen auf Lithium-Ionen-Basis für Gewerbe- und Industrieunternehmen, Energieversorger und Landwirte. Mit seinen leistungsstarken Ladeparks aus Batteriespeichern, Energiezentralen und Ladesäulen bringt INTILION außerdem die Mobilitätswende voran.

Einzigartig: Alle Systemgrößen ab 73 Kilowattstunden

Die stationären Gewerbespeicher scalebloc und scalestac und der Großspeicher scalecube „boostern“ die Stichtstränge von Stadtwerken und Kommunen und stellen kurzfristig hohe Leistungen für das Laden von Elektrofahrzeugen bereit. Sie vermeiden Engpässe, kappen Lastspitzen, stabilisieren die Netze und verhindern einen teuren Netzausbau.

Weil man die Energiespeicherlösungen von 73 Kilowattstunden bis zu unendlich vielen Megawattstunden beliebig erweitern kann, gilt das auch bei einem steigenden Bedarf und einem Ausbau der Ladeinfrastruktur.

Doch nicht nur die Kapazitäten, sondern auch die Lade- und Entladeleistungen sind zwischen 0,5 und 2C frei wählbar, was die Flexibilität maximiert. Während für Pendler und Vollzeitmitarbeiter in der Regel ein mehrstündiges Laden mit geringer Leistung und einer kleinen C-Rate ausreicht, kann das schnelle 2C-Laden für Kurzzeitparker wichtig sein.

Experte für Netz- und Systemintegration

Wer mit den Batteriespeichern von INTILION sein Lastprofil glättet, kann seine Netzentgelte um bis zu 80 Prozent reduzieren. INTILION unterstützt sowohl energieintensive Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von mehr als 10 Gigawattstunden dabei, die 7.000-Stunden-Regel zu erfüllen, als auch kleinere Betriebe, das Netz atypisch zu nutzen und ihre Lastspitzen auf die Zeiten zu verschieben, an denen mehr Kapazität bereitsteht. Das Resultat: Die Netzbetreiber sehen INTILIONs Kunden als netzdienlich an, wodurch diese von Preisnachlässen im Millionenbereich profitieren.

Als Teil eines Offgrid-Systems können die Batteriespeicher dagegen vor Stromausfällen

Mit seinem einzigartigen Brandschutzgehäuse und den ganzheitlichen Blitzschutz- und IT-Konzepten setzt INTILION neue Maßstäbe in punkto Sicherheit.



Foto: INTILION

schützen oder netzferne Regionen elektrifizieren. In Kombination mit einer netzgekoppelten Solarstromanlage lässt sich der Anteil des selbst verbrauchten Sonnenstroms erhöhen.

INTILION überzeugt seine Kunden durch seine ganzheitlichen Lösungen, seine Kompetenz bei der Netz- und Systemintegration, seine qualitativ hochwertigen und sicheren Produkte und den kompetenten Service. Die Ingenieure überprüfen die Performance sämtlicher Komponenten in den firmeneigenen Testcentern in Zwickau und Paderborn.

Sicherheit auf höchstem Niveau

Mit seinem einzigartigen Brandschutzgehäuse und den ganzheitlichen Blitzschutz- und IT-Konzepten setzt INTILION neue Maßstäbe in punkto Sicherheit und kann niedrige Brandlasten und einen zuverlässigen Schutz gegen Blitzeinschläge und Cyberangriffe garantieren. Innerhalb kürzester Zeit ist es dem Unternehmen dadurch gelungen, sich als Marktführer bei kritischen, systemrelevanten Infrastrukturen zu etablieren.

Als hundertprozentige Tochterfirma der Accumulatorenwerke HOPPECKE Carl Zoellner & Sohn GmbH greift das Unternehmen auf ein Netzwerk aus rund 300 Servicetechnikern in ganz Europa zurück.

Weltneuheit: Indoorspeicher mit Brandschutzgehäuse

Auf den internationalen Fachmessen The smarter E Europe in München und E-World in Essen präsentiert INTILION erstmals einen Indoor-Gewerbespeicher mit Brandschutzgehäuse. Das Gerät ist nicht nur das sicherste, sondern auch das wirtschaftlichste Indoor-Speichersystem, das derzeit in Europa gefertigt wird. ■

INTILION

Foto: INTILION



Weitere Informationen:
www.intilion.com

Foto: ABO Wind



Alexander Koffka ist Bereichsleiter Kommunikation und Investorenbetreuung sowie Mitglied der Geschäftsleitung der Abo Wind AG.

„Wind und Solar ergänzen sich bestens“

Die volatile Einspeisung von Photovoltaik und Windkraft ist eine Herausforderung. Alexander Koffka von Abo Wind über Chancen.

SVEN ULLRICH

Abo Wind hat sowohl Photovoltaik als auch Wind und Speicher im Portfolio und entwickelt auch Wasserstoffsysteme.

Wie wichtig ist es für Projektentwickler, sich möglichst breit aufzustellen?

» **Alexander Koffka:** Sehr wichtig. Durch das breite Angebot können wir Risiken und Schwankungen in den Märkten besser ausgleichen und werden am Markt als maßgeblicher Akteur wahrgenommen. Dafür braucht es viel hausinterne Kompetenz, die Abo Wind in seiner 25-jährigen Unternehmensgeschichte aufgebaut hat. Wir verstehen uns dabei als ganzheitlicher Projektentwickler für eine erfolgreiche Energiewende.

Da liegt es nahe, auf einer Fläche verschiedene Energiequellen zu installieren.

„Auf dieser einstigen Deponiefläche hätte sich aufgrund der hohen Kosten der Kabeltrasse eine Photovoltaikanlage allein nicht umsetzen lassen.“

Haben Sie schon Hybridprojekte aus Photovoltaik und Windkraft realisiert?

» **Alexander Koffka:** Ja, aktuell errichtet Abo Wind ein erstes Kombinationsprojekt bestehend aus zwei Windenergieanlagen mit jeweils 5,7 Megawatt Leistung und einer Photovoltaik-Freiflächenanlage mit einer Leistung von 746 Kilowatt im rheinland-pfälzischen Gielert. Auf dieser einstigen Deponiefläche hätte sich aufgrund der hohen Kosten der Kabeltrasse eine Photovoltaikanlage allein nicht umsetzen lassen. Erst die beiden Windenergieanlagen mit deutlich geringerem Platzbedarf bezogen auf die Erzeugungsmenge machen das Projekt wirtschaftlich tragfähig. Allerdings bieten sich bislang nicht viele Standorte dafür an, beide Technologien zu vereinen. Denn: Die Planungshorizonte für Wind- und Solarparks sind sehr verschieden, und auch die Flächenansprüche unterscheiden sich.

Wir halten weiter Ausschau nach Gelegenheiten für solche Kombinationsprojekte, es gibt aber noch einige Hürden in diesem Bereich. Auch die Netzbetreiber sind teils noch nicht bereit, beide Technologien am selben Netzverknüpfungspunkt einspeisen zu lassen. Mehr Potenzial sehen wir in der Kombination von erneuerbaren Energien mit Batteriespeichern. Hier arbeiten wir bereits an zahlreichen vielversprechenden Projekten. Aktuell haben wir eine Pipeline von 30 Megawatt Photovoltaik und zehn Megawatt Batteriespeicher mit 20 Megawattstunden.

Wie sinnvoll sind Kombikraftwerke mit Wind und Solar?

» **Alexander Koffka:** Die Kombination von Wind- und Solarkraftwerken ist sehr sinnvoll – zumal der Wind im Winter stärker weht, wenn wenig Sonne scheint, und umgekehrt im Sommer viel Sonne scheint und öfter Windflaute herrscht. Beide Technologien ergänzen sich also bestens. Allerdings gibt es hier noch einige Hürden für eine zeitnahe gemeinsame Implementierung.

Welche Hürden stehen solchen Kombiprojekten im Wege?

» **Alexander Koffka:** Eine große Hürde ist der Netzanschluss und dessen Auslegung. Je mehr Technologien sich einen Netzverknüpfungspunkt teilen, desto besser ist dieser ausgenutzt und desto komplizierter wird es. Das ist sowohl für die Genehmigungsbehörden als auch die Netzbetreiber noch Neuland und es gibt noch keine festen Prozesse. Das verzögert die Planung. Auch das Messen und Abrechnen des eingespeisten Stroms ist komplex und muss in den meisten Fällen den strengen EEG-Anforderungen genügen.

Wie können diese Hürden abgebaut werden?

» **Alexander Koffka:** Die Genehmigungsverfahren von Windenergieprojekten müssen vereinfacht und beschleunigt werden, nicht zuletzt, um Photovoltaik- und Windprojekte besser gemeinsam projektieren zu können.

Sie haben auch Speicher im Portfolio. Die Kombination von PV mit Speichern ist im Einfamilienhaus schon üblich. Wie entwickelt sich diese Kombination bei Solarparks mit Netzspeichern?

» **Alexander Koffka:** Gut. Die Innovationsausschreibungen geben in Deutschland einen klaren Pfad für derartige Projekte vor. Abo Wind

„Wenn die Preise für Batterien mit zunehmender Marktreife sinken, rentieren sich Batteriespeicher in Kombination mit Erneuerbaren volkswirtschaftlich ohnehin.“

prüft inzwischen an jedem Standort, ob sich die Kombination mit einem Batteriespeicher anbietet. Auch wenn Solarprojekte über privatwirtschaftliche PPA finanziert werden, steigt die Nachfrage nach Batteriespeichern. Sie geben den Investoren Flexibilität, wenn sie den Strompreis am Markt handeln, und bieten eine zusätzliche Einnahmequelle. Wir gehen davon aus, dass der Markt für Batteriespeicher in Kombination mit Solaranlagen weltweit wachsen wird.

Was könnte diese Kombination für Investoren noch interessanter machen – mehr Förderung oder weniger Hürden?

» **Alexander Koffka:** Weniger Hürden! Wenn die Preise für Batterien mit zunehmender Marktreife sinken, rentieren sich Batteriespeicher in Kombination mit Erneuerbaren volkswirtschaftlich ohnehin. Es kommt darauf an, den Strommarkt so zu gestalten, dass erneuerbare Energien effizient genutzt werden. Eine staatliche Förderung ist als Absicherung sinnvoll, um die Kapitalkosten niedrig zu halten. Solange der Staat den Ausbau einer erneuerbaren Energiewirtschaft absichert, finanzieren die Banken solche Projekte mit niedrigen Zinsen. Das minimiert die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende.

Welche Hürden stehen solchen Hybridanlagen derzeit im Wege?

» **Alexander Koffka:** Aktuell darf ein Batteriespeicher keinen Strom aus dem Netz aufnehmen, wenn er laut EEG zum Beispiel nach der Innovationsausschreibung vergütet wird. Es wäre denkbar, mit den Nachweisen des geladenen Grünstroms die Vergütung bilanziell zu berechnen. Das wäre möglich, da man in Echtzeit ablesen kann, wie viele Erneuerbare gerade im Stromnetz sind, und wie viel Strom die Batterie aus den Anlagen lädt. Warum soll die Batterie nicht ihr Potenzial als Flexibilität im Netz voll nutzen?

Brauchen wir auch höhere Vergütungen für Speicher?

» **Alexander Koffka:** Ein verstärkter Ausbau von Erneuerbaren ist der Garant für einen sinnvollen Ausbau von Speichern. Weitere Subventionen für Speicher sind nicht notwendig. Aber Ausbaukorridore und der marktwirtschaftliche Ansatz von Netzdienstleistungen auch auf der Verteilnetzebene müssen geschaffen werden. ■



Weitere Informationen:

www.abo-wind.com



Foto: NATURSTROM AG

Freiflächenanlage von Naturstrom zusammen mit Speicher in Henschleben, Thüringen.

Gemeinde profitiert von der Pacht

Im thüringischen Henschleben hat Naturstrom einen Solarpark mit Speicher fertiggestellt.

„Um bis 2030 die Zielmarke von 80 Prozent Erneuerbaren im Stromsektor zu erreichen, müssen wir deutschlandweit den Ausbau erneuerbarer Energien deutlich beschleunigen und zugleich neue Flexibilitätsoptionen schaffen – also für eine gute Übereinstimmung des Lieferangebots mit der Nachfrage sorgen“, erläutert Thomas E. Banning, Vorstandsvorsitzender der Naturstrom AG, das neue Projekt. Dazu gehöre es auch, wie in Henschleben, Solarparks mit Batteriespeichern auszustatten. „Der Speicher ermöglicht es uns, den Solarstrom bedarfsgerechter einzuspeisen.“ Denn da Sonne und Wind nicht gleichmäßig zur Verfügung stünden, würden Speichermöglichkeiten künftig eine große Rolle spielen. „Hierzu sammeln wir in Henschleben erste Erfahrungen“, so Banning.

Die Freiflächenanlage im thüringischen Henschleben, Gemeinde Staßfurt, verfügt über eine Leistung von 7,5 MW und erzeugt rund 7,4 Millionen Kilowattstunden pro Jahr – das entspricht dem Jahresbedarf von mehr als 2.300 Dreipersonenhaushalten. Naturstrom plant, in diesem Jahr einen zweiten Bauabschnitt in ähnlicher Größenordnung zu errichten.

Ertragsspitzen speichern

Dank des integrierten Speichers steht der Solarstrom auch dann bereit, wenn die Sonne nicht scheint. Die sich auf dem Gelände befindliche Batterie kann mehr als 1.000 Kilowattstunden Ökostrom speichern. Dafür nimmt sie Ertragsspitzen

in der Mittagszeit auf und gibt diese an späten Abend- oder frühen Morgenstunden ab. Somit ermöglicht sie eine gleichmäßigere Einspeisung über den Tag und trägt so zur Entlastung der Netze bei.

17.000 PV-Module

Die rund 17.000 Photovoltaik-Module produzieren seit Oktober 2021 sauberen Ökostrom. Mit der Installation des Speichers ist die Anlage nun vollständig. Den Zuschlag für das Projekt hatte Naturstrom im Jahr 2020 im Rahmen einer Innovationsausschreibung erhalten. Da die Anlage teilweise auf Flächen errichtet wird, die der Gemeinde gehören, profitiert die Standortkommune von regelmäßigen Pachteinahmen. Der Solarpark befindet sich auf einer ehemaligen Deponiefläche und steht somit exemplarisch für die sinnvolle Nutzung vorbelasteter Flächen durch Photovoltaik. Im Zuge des Anlagenbaus hat Naturstrom auch angrenzende Deponieflächen rekultiviert.

Finanziert und betrieben wird die Anlage von der Ende 2020 gegründeten Natur Energy GmbH & Co. KGaA, einer Tochter der Naturstrom AG, die sowohl den Bau und Betrieb als auch die Finanzierung neuer und bestehender Öko-Kraftwerke in der Naturstrom-Gruppe organisiert. Mit dem Solarpark Henschleben ist nun die erste Projektinvestition in Eigenregie abgeschlossen worden. (NW) ■

Hybrid Kraftwerke: So geht Energieversorgung in Zukunft!

Unsere Kompetenz. Unsere Verantwortung.

Erfahrung - umfassend

Um einen Energieverbund erfolgreich umzusetzen, bedarf es holistischen Wissens und höchster technologischer Kompetenz.

Macro- und Microgrid - interdisziplinär

Unsere Lösungen sind die Basis für eine funktionierende und geschützte Umsetzung, egal in welcher Dimension.

Der Weg ins Netz - sichtbar

Visualisierungen machen Kraftwerke transparent und den Betrieb sicher.

www.bachmann.info



EXPERTEN WISSEN MASSGESCHNEIDERT

**Profitieren Sie vom Know-how
aus 8 Redaktionen**

- Print
- E-Paper
- Online-Archiv
- EDITIONEN
- Weiterbildungsdatenbank

**Mehr erfahren unter:
<https://gntnershop.de/ere/abos>**

**PREMIUM-
MITGLIEDSCHAFT**

Jetzt kostenlos testen!

**ERNEUERBARE
ENERGIEN**

DAS MAGAZIN FÜR WIND-,
SOLAR- UND BIOENERGIE