

r.energy



ERNEUERBARE ENERGIEN UND DIGITALISIERUNG

WERTSCHÖPFUNGSKETTE AUSWEITEN

Vom Anlagenbetrieb
zum Vermarktungsmodell



WIN

VERLAG

MEDIEN.

MÄRKTE.

MENSCHEN.

EIN PARTNER.
VIELE KANÄLE.
SICHTBARKEIT
AUF ALLEN EBENEN.

AUTOCAD
MAGAZIN

BAUEN
AKTUELL

DIGITAL BUSINESS

DIGITAL ENGINEERING
MAGAZIN

DIGITAL MANUFACTURING

e-commerce magazin
DER DIGITALE WEG ZUM KUNDEN

KGK RUBBERPOINT
Kautschuk | Gummi | Kunststoffe

r.energy
ERNEUERBARE ENERGIEN UND DIGITALISIERUNG

PLAST VERARBEITER

PLAST
NOW



win-verlag.de

Bild: © APChanel/stock.adobe.com



Eine gemeinsame Mission

Um es gleich am Anfang zu sagen: Gemeint ist die Digitalisierung in der Windenergie. Denn hier ist ein dickes Brett zu bohren, umfasst Digitalisierung doch weit mehr als vernetzte Sensoren und Cloud-Apps. Es geht um die Einführung von digitalen Zwillingen, präzisen Vorhersagemodellen, KI-gestützten Wartungsplänen, integrierten Betrieb- und Überwachungszentren sowie eine datenbasierte Optimierung von Standortwahl, Bau, Betrieb und Rückbau. Und es geht um die bruchlose Verknüpfung von Erzeugung, Netzintegration und Verbrauch, um Transparenz entlang der Lieferkette und um Sicherheitsstandards, die mit der Komplexität der Technik Schritt halten. Die resultierenden Vorteile sind massiv, wie etwa offene Datenplattformen zeigen. Mit ihnen lassen sich Kooperationen zwischen Herstellern bis hin zu Netzbetreibern stärken, aber auch Innovation beschleunigen und Standards setzen.

Die Digitalisierung bringt also gewichtige Herausforderungen mit sich. Nicht nur, dass die Komplexität der Systeme mit tausenden Sensoren, verteilten Anlagen, unterschiedlichen Protokolle und diversen Datenanbindungen rasant steigt, weshalb Dateninseln, unklare Verantwortlichkeiten und mangelnde Interoperabilität drohen. Es braucht vor allem auch klare Standards, robuste Schnittstellen und gemeinsame Datenformate. Zugleich entscheiden wirtschaftliche Rahmenbedingungen über das Fortschreiten der Digitalisierung. Attraktive Förderprogramme, Steueranreize, klare Investitionszyklen und eine verlässliche Netzinfrastruktur sind Voraussetzungen einer stetigen Entwicklung. Nötig sind Regularien, die Innovationen mit Augenmaß steuern. Da-

bei darf das Mehr an Digitalisierung die Kosten nicht unverhältnismäßig in die Höhe treiben und dazu führen, dass Großakteure mit riesiger Kapitaldecke die Digitalisierung dominieren.

Windenergie ist kein isoliertes Phänomen, sondern Teil eines komplexen Energiemarktes, in dem es um Kopplungen mit Gasnetzen, Strommärkten, Speichern und Sektoren geht. Die Netzseite der Digitalisierung ist demnach die Systemintegration. Digitale Technologien müssen darauf ausgerichtet sein, Erzeugung flexibel mit Nachfrage und Netzlast zu harmonisieren. Echtzeitdatenübermittlung, Speicher-Dispatching, flexible Lastmanagementlösungen und koordinierte Offshore-Grid-Planung sind folglich zentrale Bausteine der Netzstabilität. Im gleichen Zuge müssen Investitionen in die Digitalisierung langfristig kalkulierbar sein. Betreiber benötigen belastbare Betriebskostenmodelle, die Vorhersagbarkeit von Wartung und Ausfallzeiten gestatten. Hierbei profitieren Unternehmen von offenen Standards, die Entwicklungen beschleunigen und neue Geschäftsmodelle ermöglichen – zum Beispiel Services rund um digitale Wartungsverträge, Fernsteuerungslösungen oder datenbasierte Conditioning-Services für Turbinenparks. Schlussendlich ist Digitalisierung der Windenergie inklusiv zu denken: Gelingt es der Branche, digitale Werkzeuge so einzusetzen, dass sie die Erzeugung effizienter, sicherer und stabiler machen, stärkt das nicht nur den Wirtschaftsstandort, sondern auch die europäischen und globalen Klimaziele.



MICHAEL HOBOHM

Redakteur r.energy

INHALT



Europa will kritische Rohstoffe im Kreislauf führen und die Rückgewinnung aus Lithium-Ionen-Akkus systematisch ausbauen. Entscheidend dafür, dass sich dies auch lohnt, ist die hydrometallurgische Aufarbeitung der Schwarzmasse und ihre präzise Überwachung.

32



54

Nach Angaben des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt starteten 2024 mehr als 36 Millionen Flüge. Um die Klimaauswirkungen der Luftfahrt zu verringern und den Luftverkehr deutlich umweltfreundlicher zu gestalten, braucht es neue Technologien. Ein Ansatz ist das wasserstoffbetriebene Fliegen.



57

Solarturmkraftwerke können eine wichtige Rolle in der Energiewende spielen. Bisher fehlten jedoch Daten, um neue Verfahren für effizientere, zuverlässigere Anlagen zu testen. Nun sind erstmals Betriebsdaten der Solarturmanlage in Jülich frei zugänglich, womit eine Basis für neue KI-Methoden und digitale Zwillinge geschaffen wird.

6	Blickfang
8	Branche
12	Projekte
17	Veranstaltungen
18	VIDEOCAST WINE O'CLOCK – DIE BUSINESS AFTER HOUR PV, Speicher und KI machen Unternehmen unabhängiger
20	EXPERTENTALK Expertentalk zum Thema „Großbatteriespeichersysteme“
26	BATTERIESPEICHER „Der Netzanschluss beinhaltet ein Riesenpotenzial“
30	HYBRIDE ENERGIEPARKS Warum Batteriespeicher eine PV-Anlage nicht nur ergänzen
32	HYDROMETALLURGIE Messtechnik als Schlüsselfaktor für das Batterierecycling

SPECIAL WINDENERGIE

SPECIAL

WINDENERGIE

36

DIREKTVERMARKTUNG

Wie Windparkbetreiber neue Wert-schöpfungsstufen erklimmen

39

SOFTWAREPLATTFORM

Geografisch verteilte Kraftwerke zentral überwachen

42

VON GIS BIS ZUM FINANZMODELL

Cube Green Energy vernetzt die Projektentwicklung

45

VERBINDUNGSMITTEL

Zukunftssichere Schraub-verbindungen schaffen

48

BLATTLASTMESSUNG UND SCHADENSERKENNUNG

Sicherheit liegt in der Luft

50

ENERGIEPARK BAD LAUCHSTÄDT

Modellprojekt für grünen Wasserstoff

52

ENERGIETRÄGER DER ZUKUNFT

Fünf Erfordernisse für den Markt-hochlauf von grünem Wasserstoff

54

REZIRKULATIONSGEBLÄSE

Das erste Wasserstoffflugzeug der Schweiz

56

Forschung & Entwicklung

61

Produkte

61

MARKT

62

INDEX

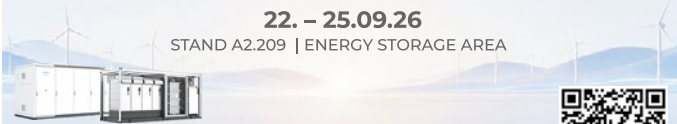
62

IMPRESSUM




**MEHR ERLÖSE.
MEHR NETZSTABILITÄT.
MEHR AUS WIND MACHEN.**

22. – 25.09.26
STAND A2.209 | ENERGY STORAGE AREA



TRIFF UNSER TEAM IN HAMBURG



EFFIZIENZGEWINNE DURCH KONTINUIERLICHE ROTORBLATTÜBERWACHUNG

Während der Quartalsprüfung eines Windenergieparks wird ein Riss im Rotorblatt erkannt. Die Reparaturkosten liegen im fünfstelligen Bereich, und die Anlage muss abgeschaltet werden. Für dieses allzu bekannte Szenario gibt es eine Abhilfe: kontinuierliche Zustandsüberwachung. Sie ermöglicht es, auch kleine Schäden rechtzeitig zu erkennen, bevor sie zu kostenintensiven Wartungen oder zur Abschaltung führen.

BLADEcontrol® NXT von Weidmüller überwacht kontinuierlich den Zustand des Rotorblattes. Durch modernste MEMS-Sensoren bildet BLADEcontrol NXT® sowohl Vibrationen wie auch auditive Signale und Schwingungsverhalten ab. Anhand der Ergebnisse lassen sich selbst kleinste Veränderungen am Rotorblatt ablesen. Dadurch gelingt es, wartungsbedürftige Stellen frühzeitig zu erkennen, Reparaturen zu planen und Stillstandzeiten zu reduzieren. Das steigert die Effizienz und fördert den optimalen Betrieb.

Besuchen Sie Weidmüller
auf der WindEnergy 2026 in Hamburg:
Halle B6 Stand 137.





Aggreko baut Präsenz in Deutschland aus

Mit einem offiziellen Spatenstich hat Aggreko die Bauarbeiten an einem neuen Standort in Pfungstadt-Eschollbrücken begonnen. Von hier aus will der Anbieter mobiler Energie- und Temperaturmanagementlösungen Kunden in der Metropolregion Rhein-Main-Neckar künftig schneller und gezielter unterstützen. Die Fertigstellung und Inbetriebnahme des neuen Standorts sind für das erste Quartal 2027 geplant. Angesiedelt in der Darmstädter Straße 119 soll er das bestehende deutsche Niederlassungsnetz des Unternehmens ergänzen und zusätzliche Voraussetzungen für weiteres Wachstum schaffen. Aggreko betreibt derzeit sechs Niederlassungen in Deutschland und beschäftigt hier mehr als 150 Mitarbeitende. Über das europäische und inter-

nationale Netzwerk kann das Unternehmen bei umfangreichen Projekten weitere Technik und Fachwissen einbinden. Im Mittelpunkt der Standortentscheidung steht die Nähe zu energieintensiven Branchen. Dazu zählen Rechenzentren, Industrieunternehmen, Infrastrukturbetreiber und Bauprojekte. Sie benötigen bei Wartungen, Inbetriebnahmen, Kapazitätsengpässen oder ungeplanten Ausfällen oft kurzfristig verfügbare Lösungen. Aggreko stellt dafür unter anderem mobile Stromerzeuger, Batterieenergiespeichersysteme, unterbrechungsfreie Stromversorgungen sowie Anlagen zur Kühlung, Klimatisierung und Wärmeerzeugung bereit. ■



Der neue Standort von Aggreko soll die Betreuung von Industrie, Rechenzentren und Infrastrukturprojekten in der Metropolregion Rhein-Main-Neckar stärken.

Bild: Aggreko

Denios forciert den Ausbau von Gewerbe- und Großspeichern

Mit Denios energy etabliert die Denius Gruppe aus Bad Oeynhausen eine eigenständige Marke für Batteriespeicherlösungen und erweitert ihr Portfolio um Batteriespeichermodule für Großprojekte. Unterstützt wird das neue Geschäftsmodell durch eine Allianz aus Partnern für Vertrieb, Technik und Service. Damit setzt das ostwestfälische Familienunternehmen ein klares Zeichen für die Energiewende und treibt die Transformation zu einer nachhaltigen Energieversorgung aktiv voran. Bereits seit 2018 gestaltet Denios die Entwicklung am Batteriespeichermarkt aktiv mit und bietet anschlussfertige, klimatisierte Batteriespeicherlösungen für eine intelligente Stromspeicherung in gewerblichen und industriellen Anwendungen an. Mit der Gründung des eigenständigen Geschäftsbereichs Denios energy wird das Geschäftsmodell nun unter Leitung von Dirk Willing und dessen Team weiterentwickelt. Willing bringt mehr als 23 Jahre Erfahrung in Vertrieb und Geschäftsentwicklung für erneuerbare Energien, Photovoltaik und Energiespeicher mit. In führen-

den Positionen bei Schoenergie, Intilion, Siemens, Mercedes-Benz Energy sowie RWE/Innogy hat er den Ausbau zukunftsweisender Energielösungen erfolgreich vorangetrieben.

Mit „Power Base“ erweitert Denios energy das Portfolio um flexible, skalierbare Batteriespeichermodule für Großspeicheranwendungen wie auch für die Gewerbespeicher „Power Safe“ und „Power Store“ des Unternehmens. Als lokaler Inverkehrbringer und Ansprechpartner am Standort Deutschland übernimmt Denios energy für die Speichermodule Garantie- und Gewährleistungen nach europäischen Vorgaben. Zudem profitieren Kunden von der Internationalität der Denios Gruppe mit 24 Landesgesellschaften, die eine effiziente Beschaffung und Qualitätssicherung im Herstellland sicherstellen, insbesondere in China, Amerika und Europa. Denios energy setzt konsequent auf Partnerschaften: Mit den „BESS-ermachern“ entsteht ein von Denios energy geführtes

Netzwerk, das Vertrieb, Technik und Service im Markt für Batteriespeicher bündelt. Der breite Marktzugang der Denios Gruppe schafft dabei die Grundlage für signifikante Skalierungs- und Wachstumseffekte. Im Herbst lädt das Unternehmen zu einer Auftaktveranstaltung am Standort Bad Oeynhausen ein und bringt potenzielle Partner erstmals zusammen. Damit legt Denios energy den Grundstein für ein skalierbares Geschäftsmodell in einem Zukunftsmarkt mit erheblichem Wachstumspotenzial. ■



Großspeicheranlage von Denios mit den Batteriespeichermodulen „Power Base“.

Bild: Denios

Starke Marktunterstützung für grenzüberschreitende Wasserstoffpipeline

Kapazitätsbedarfe und Marktnachfrage bestätigen den Nordic-Baltic Hydrogen Corridor (NBHC) als tragfähige und notwendige europäische Energieachse mit kommerzieller Nutzung ab Beginn seiner Inbetriebnahme im Zeithorizont ab 2033. Das hat eine unverbindliche Marktabfrage der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Finnlands, des Baltikums, Polens und Deutschlands ergeben, die von Januar bis April 2026 durchgeführt wurde.

Die Marktumfrage erfasste 93 Rückmeldungen von 81 Unternehmen, die insgesamt 108 Projekte aus der gesamten Wertschöpfungskette repräsentieren – Produktion und Verbrauch, Speicherung und regionale Verteilnetze sowie grenzüberschreitender Transport. Die Ergebnisse zeigen, dass die prognostizierte korridorweite Marktnachfrage bis 2040 auf 79,2 TWh pro Jahr ansteigen könnte. Davon entfallen 64,4 TWh auf industrielle Projekte entlang des Korridors und 14,8 TWh auf deutsche Verteilnetze. Dies entspricht rund 87 % der theoretischen Kapazität des Korridors von 91 TWh, welche in der Vor-Machbarkeitsstudie ermittelt wurde.

Regionale Angebots- und Nachfragedynamik zu NBHC

Deutschland ist im Zusammenhang mit dem NBHC der wichtigste Zielmarkt und größter Abnehmer. Entsprechend soll sich korridornahe Verbrauch von 15,3 TWh im Jahr 2033 auf 44,4 TWh im Jahr 2050 nahezu verdreifachen. Polen weist ein dynamisches Marktprofil auf, bei dem der industrielle Bedarf die inländische Produktion dauerhaft übersteigt. Die Wasserstoffproduktion soll von 2,8 TWh im Jahr 2033 auf 13,2 TWh im Jahr 2050 steigen, während die Nachfrage im selben Zeitraum von 11,8 TWh auf 32,4 TWh anwachsen wird. Die baltischen Staaten werden sowohl Produzenten als auch Verbraucher in einer wachsenden regionalen Wasserstoffwirtschaft sein. Die Produktion soll von 3,4 TWh im Jahr 2033 auf 11,1 TWh im Jahr 2050 wachsen. Parallel dazu wird der Verbrauch im gleichen Zeitraum von 0,2 auf 4,5 TWh ansteigen. Finnland stellt



Eine Marktabfrage bestätigt strukturelle Bedarfe entlang der geplanten Route und unterstreicht damit die hohe Relevanz des Nordic-Baltic Hydrogen Corridor. Bild: Ontras

eine zentrale Rolle bei der Wasserstoffproduktion dar. Die Wasserstoffherzeugung soll von 15,4 TWh im Jahr 2033 auf 38,6 TWh im Jahr 2050 steigen, während der heimische Verbrauch mit rund 2,1 TWh pro Jahr weitgehend konstant bleibt.

Impulse für den breiteren Markt

Ergänzt wird die Perspektive auf den deutschen Markt um die indikativen Mengen der Verteilnetzbetreiber (VNB). Auf Basis der Angaben von sieben VNB mit Fokus auf Ostdeutschland soll der Bedarf von 3,0 TWh im Jahr 2033 auf 24,9 TWh im Jahr 2050 ansteigen. Aktuelle Erkenntnisse aus der deutschlandweiten Wasserstoffmarktabfrage für den neuen Netzentwicklungsplan deuten darauf hin, dass die langfristigen Bedarfsmeldungen in Deutschland die in der Marktabfrage ausgewiesene deutsche Nachfrage übersteigen könnten. Dies unterstreicht die Rolle des NBHC als wichtige Versorgungsachse. Auch die Daten zu grenzüberschreitenden Transporten verdeutlichen den Bedarf an einer internationalen Wasserstoffpipeline. Transportkunden und Händler haben in der Marktabfrage angegeben, ihre Transportmengen von 25,4 TWh im Jahr 2035 auf 38,2 TWh im Jahr 2050 zu erhöhen. Ein erheblicher Anteil dieser Mengen bleibt hinsichtlich des Zielmarktes flexibel. Dies deutet auf die Entstehung eines liquiden europäischen Wasserstoffmarktes hin, in dem frühe Marktteilnehmer sich Transportkapazitäten sichern, um Wasserstoff in die jeweils attraktivsten Absatzmärkte liefern zu können. Das NBHC-Projekt befindet sich derzeit in der Machbarkeitsphase. ■

Software- plattform zenon

*So vielseitig wie
erneuerbare
Energien selbst.*



Effizientes Engineering und einfache Integration – von der Erzeugung bis zur Verteilung:

- ▶ Systeme global überwachen
- ▶ Regenerative Energien managen
- ▶ Schaltanlagen automatisieren
- ▶ Daten ganzheitlich analysieren



www.copadata.com/energy-renewables



22.–25. September 2026 | Hamburg

HALLE A3 | STAND 350



zenon
by COPA-DATA

HIK und HIS Renewables fusionieren zu HIS Technology

Die bisherigen Schwesterunternehmen HIK und HIS Renewables fusionieren und treten künftig gemeinsam unter dem Namen HIS Technology am Markt auf. Die Umfirmierungen beider Unternehmen sind voraussichtlich Ende August abgeschlossen. Die Fusion verbindet die langjährige Erfahrung von HIS Renewables im Bereich integrierter Energieinfrastrukturlösungen mit der Expertise von HIK in elektrischen und mechatronischen Plug-&-Play-Lösungen für die industrielle Automatisierung. Für Kunden, Partner und Lieferanten bleibt die Zusammenarbeit unverändert: Ansprechpartner, bestehende Verträge sowie laufende Projekte bleiben bestehen und werden wie gehabt fortgeführt. Auch hinsichtlich der Standorte wird sich nichts ändern.

HIS Technology agiert als international ausgerichtetes Technologieunternehmen für integrierte Energieinfrastrukturlösungen und intelligentes Energiemanagement sowie maßgeschneiderte elektrische und mechatronische Plug-&-play-Lösungen für die industrielle Automatisierung. Das Unternehmen entwickelt und fertigt im Unternehmensbereich HIS Industries unter anderem steckfertige elektromechanische Baugruppen, Schaltschränke und anschlussfertige

Berthold Brentrup (zweiter von rechts) und Dominik Schulz (zweiter von links) teilen sich die Geschäftsführung von HIS Technology. Marius Münch (links) hat die kaufmännische Leitung inne, Oliver Glenz (rechts) ist Leiter Vertrieb sowie Produkt- und Geschäftsbereichsentwicklung.

Bild: HIS Technology



Verkabelungslösungen. Der Unternehmensbereich HIS Renewables bietet ganzheitliche Konzepte zur Integration erneuerbarer Energien – von passgenauen Photovoltaikkomponenten, robusten Solarkabeln und Generatoranschlusskästen bis hin zu Energiespeichern, -managementsystemen und Ladelösungen. Neben dem Hauptsitz in Oberzent (Hessen) und einem Entwicklungszentrum in Heidelberg unterhält das Unternehmen weitere Standorte in Konak (Türkei), Madrid (Spanien), Montpellier (Frankreich) und Sanski Most (Bosnien-Herzegowina). HIS Technology betreut über 2.000 Kunden in mehr als 60 Ländern. Das Unternehmen ist Teil der Walter Gebhardt Gruppe. ■

Verbraucher setzen bei Wärmepumpen auf digitale Sicherheit

8 4 % der Menschen in Deutschland wünschen sich bei Wärmepumpen digitale Überwachungs- und Wartungssysteme, bei denen Sensoren die Heizung rund um die Uhr überwachen. Zudem sprechen sich 80 % der Befragten dafür aus, mögliche falsche Einstellungen oder Betriebsfehler per Fernwartung online beheben lassen zu können. Das hat der Trendindex „Wärmepumpe 2026“ ergeben. Repräsentativ wurden dafür 1.000

Verbraucherinnen und Verbraucher von einem Marktforschungsinstitut im Auftrag von tecalor befragt. Hinweise auf turnusmäßige Inspektionstermine und Warnmeldungen, wenn außer der Reihe etwas nicht in Ordnung ist, sind im Automobilbereich längst gängige Praxis. Ganz ähnlich läuft es auch bei digital vernetzten Wärmepumpen: Zahlreiche Sensoren überprüfen kontinuierlich den Betrieb und sammeln hunderte Daten, die auf einem sicheren Server dem Fachhandwerk zugänglich sind. So können die Wärmepumpen überwacht, der optimale Betrieb sichergestellt und bei Bedarf eine Fernwartung online vorgenommen werden. Auch helfen die Daten den Handwerkern dabei, einen eventuell notwendigen Serviceeinsatz am Gerät effektiv vorzubereiten. Die Verbraucherinnen und Verbraucher in Deutschland sind mit ihrer Prognose für den Markterfolg des Fachhandwerks im Bereich Wärmepumpe eindeutig: 80 % gehen davon aus, dass Anbieter ohne digitale Werkzeuge künftig Kundenvertrauen verlieren werden. Um als Fachhändler zügig und kompetent zum digitalen Profi zu werden, bietet sich für mittelständische SHK-Betriebe eine Digitalisierungspartnerschaft an. ■

Digitale Dienste zur Wartung von Wärmepumpen sind von Bedeutung

● sehr wichtig / wichtig ● weniger wichtig / unwichtig

Sensoren sollen vorausschauend Alarm schlagen (Drohender Ausfall von Bauteilen)



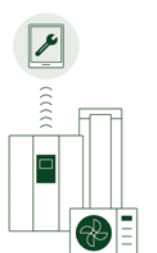
Betriebsfehler sollen sich möglichst online beheben lassen (Fernwartung)



Fachhandwerker ohne digitale Werkzeuge werden Kundenvertrauen verlieren



Quelle: tecalor-Trendindex 2026, bevölkerungsrepräsentative Umfrage in Deutschland, n = 1.000



tecalor

80 % der Verbraucher sind es, die bei Wärmepumpen für digitale Sicherheit voten.

Bild: tecalor

Ormazabal baut neue Deutschlandzentrale in Krefeld

Den offiziellen Spatenstich für eine neue Deutschlandzentrale in Krefeld hat Ormazabal gesetzt. Mit dem Neubau will das Unternehmen einen neuen Knotenpunkt für Deutschland sowie Zentral- und Osteuropa schaffen. Der Firmensitz vereint künftig Engineering, technische Projektumsetzung, Service, Vertrieb sowie Bereiche zur individuellen Anpassung von Anlagen. Ziel ist es, Kunden in Deutschland bei den Anforderungen an moderne Energieverteilung und Mittelspannungstechnik passgenau zu unterstützen. Ormazabal entwickelt und produziert seine Anlagen in Spanien. Der neue Standort in Krefeld soll eine zentrale Rolle beim kundenspezifischen Ausbau von Schaltanlagen und der technischen Anpassung von Lösungen für den deutschen Markt übernehmen. Dazu zählen technische Anschlussbedingungen, Vorgaben des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik sowie spezifische Anforderungen von Netzbetreibern. Deutschland zählt für Ormazabal zu den wichtigsten Märkten für Lösungen zur Energieverteilung und die Anbindung erneuerbarer Energien.

Ormazabal gehört zur familiengeführten Velatia-Gruppe mit Hauptsitz im spanischen Derio. Seit 2004 ist das Unternehmen in Krefeld vertreten. Mit dem Neubau verlagert Ormazabal die Aktivitäten zum Businesspark Fichtenhainer Allee. Das neue Hauptquartier entsteht auf einem Grundstück von mehr als 12.000 m² und soll 2027 fertig sein. Dann ziehen die rund 70 Mitarbeitenden vom aktuellen Standort in Krefeld etwa 3 km nördlich um. Insgesamt beschäftigt Ormazabal rund 90 Mitarbeitende in Deutschland. Die Büro- und technischen Flächen lassen sich künftig erweitern, um den Standort flexibel an Marktanforderungen anzupassen. Insgesamt investiert Ormazabal rund zehn Millionen Euro in den neuen Firmensitz.



Offizieller Spatenstich für die neue Ormazabal-Zentrale in Krefeld. Bild: Ormazabal

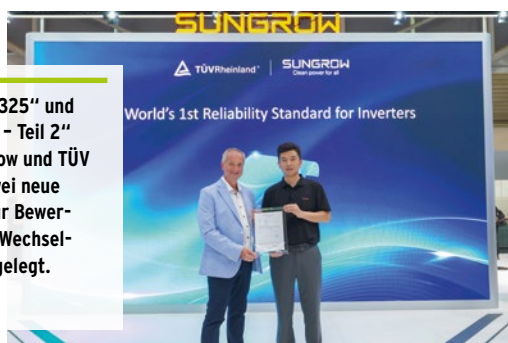
Sungrow und TÜV Rheinland etablieren Standards für PV-Wechselrichter

Gemeinsam mit TÜV Rheinland hat Sungrow die ersten quantitativen Zuverlässigkeitsstandards für PV-Wechselrichter entwickelt und vorgestellt. Diese ermöglichen es, die Lebensdauerleistung von Wechselrichtern fundiert, quantitativ und nachvollziehbar zu bewerten. In der Zusammenarbeit entstehen damit zwei verbindliche Industriestandards, welche die Qualitäts- und Sicherheitsanforderungen in Europa erhöhen. Das betrifft zum einen den IGBT-Zuverlässigkeitsprüfstandard „2 PfG 3325“ sowie den Standard zur Zuverlässigkeitsprüfung auf Systemebene „2 PfG 3328 – Teil 2“. Gerade für den deutschen und den europäischen Markt, in denen Zuverlässigkeit und Netzsicherheit maßgeblich für die Bankfähigkeit von Projekten sind, setzt die Zusammenarbeit einen neuen Referenzpunkt.

Weil PV-Anlagen zunehmend in anspruchsvollen Umgebungen wie Wüsten, Offshore-Standorten und Höhenlagen errichtet werden, muss die Zuverlässigkeit der Wechselrichter über eine Betriebsdauer von 25 Jahren weiter steigen. Die bestehenden Methoden zur Zuverlässigkeitsqualifikation waren bisher nicht dafür entwickelt, die immer vielfältigeren Betriebsbedingungen moderner PV-Anlagen vollständig abzubilden. An der entstehenden Lücke zwischen der Qualifikation im Labor und der langfristigen Leistungsfähigkeit im Feld setzt der neue Bewertungsrahmen von Sungrow und TÜV Rheinland an.

Der zweistufige Rahmen setzt auf eine robuste, quantifizierbare Methodik zur Messung von Zuverlässigkeit, die die gesamte Validierungskette von der System- bis zur Komponentenebene abdeckt:

- 2 PfG 3325 (IGBT-Zuverlässigkeitsprüfstandard) ist ein Standard auf Komponentenebene und adressiert Ausfallmechanismen sowie Lebensdauermodelle von Leistungshalbleitern unter Belastungen wie Temperatur- und Lastwechseln.
- 2 PfG 3328 – Teil 2 ist ein Standard zur Zuverlässigkeitsprüfung auf Systemebene. Er bewertet Leistungsdegradation und Lebensdauer vollständig integrierter PV-Wechselrichter unter komplexen Umweltbelastungen und verifiziert die Umweltanpassungsfähigkeit des Produkts über die vorgesehene Nutzungsdauer.



Mit „2 PfG 3325“ und „2 PfG 3328 – Teil 2“ haben Sungrow und TÜV Rheinland zwei neue Standards zur Bewertung von PV-Wechselrichtern vorgelegt.

Bild: Sungrow

Trinasolar und Goldbeck Solar realisieren 270 MW PV-Kapazität



Spatenstich zum Baubeginn des Solarparks „Schafhöfen“ in Bayern.

Bild: Trinasolar

Trinasolar und Goldbeck Solar haben eine Vereinbarung geschlossen, wonach Trinasolar den Solarpark „Schafhöfen“ in Bayern mit rund 370.000 Solarmodulen ausstatten wird, Goldbeck Solar ist für den Bau des Parks verantwortlich. Mit einer Spitzenleistung von fast 270 MW wird das Projekt nach seiner Fertigstellung der zweitgrößte Solarpark Deutschlands sein. Das Solarprojekt erstreckt sich über mehrere Phasen und Standorte. Die vollständige Inbetriebnahme des Energieparks ist für 2027 geplant, wobei die Hauptbauarbeiten 2026 stattfinden sollen. Ein Solarpark dieser Größe kann genügend Strom erzeugen, um rund 75.000 durchschnittliche Haushalte ein ganzes Jahr lang zu versorgen. Projektinitiator und Eigentümer ist Blue Elephant Energy. Bayernwerk wurde mit dem Bau des Umspannwerks und des Netzanschlusses beauftragt.

Trinasolar wird bifaziale „Vertex N“-PV-Module mit einer Gesamtleistung von 269 MW liefern. Die i-Topcon-Technologie der Module soll für hohe Leistung sorgen – auch bei geringer Sonneneinstrahlung. „Vertex N NEG21C.20“ ist ein großformatiges Solarmodul, das attraktive Investitions- und Stromgestehungskosten sowie hohe Energieerträge und Zuverlässigkeit bietet. Der Solarpark soll die Versorgungssicherheit und Flexibilität im Stromnetz erhöhen sowie Gemeinden und Großabnehmern – etwa der Deutschen Bahn – grüne Energie bereitstellen. Dies wird über einen Stromabnahmevertrag mit dem unabhängigen Stromerzeuger Blue Elephant Energy realisiert. Das Vorhaben veranschaulicht, wie Nachhaltigkeit die regionale Energieversorgung stärken und einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von CO₂-Emissionen leisten kann.

Andritz modernisiert Wasserkraftwerk „Strandfossen“

Im Auftrag von Hafslund, einem der größten Stromerzeuger Norwegens, saniert und modernisiert Andritz das Wasserkraftwerk Strandfossen am Fluss Glomma. Durch die Modernisierung wird die Lebensdauer des Kraftwerks verlängert und seine installierte Gesamtleistung um mehr als 25 % gesteigert, was die Versorgung mit flexiblem, zuverlässigem Strom aus erneuerbaren Energien stärkt und die Netzstabilität in Norwegen unterstützt. Der From-water-to-wire-Auftrag umfasst eine neue Kaplanmaschine, einen Generator sowie den vollständigen Austausch der Automatisierungssysteme und der elektrischen Anlage. Durch das Projekt wird die installierte Leistung des Kraftwerks dank erhöhter Durchflusskapazität um 6 MW gesteigert, wodurch sich die Gesamtleistung auf 28,5 MW erhöht. Der Modellversuch des neuen Laufrads wird im Hydrauliklabor von Andritz in Tampere, Finnland, durchgeführt. Der Generator wird in Weiz, Österreich, konstruiert und gefertigt. Die Inbetriebnahme ist für 2028 geplant. Der Auftrag hat einen Wert im mittleren zweistelligen Millionen-Euro-Bereich

und ist im Auftragseingang von Andritz für das zweite Quartal 2026 enthalten.

Da Norwegen den Ausbau der variablen erneuerbaren Energieerzeugung weiter vorantreibt, gewinnt die Flexibilität von Wasserkraftwerken für die Netzstabilität zunehmend an Bedeutung. Damit sind Modernisierungsprojekte wie Strandfossen ein wichtiger Bestandteil der Energiewende des Landes. Das Kraftwerk wurde 1979 mit der Ausrüstung von KMW in Betrieb genommen, dessen Wasserkraftgeschäft heute Teil von Andritz ist. Derzeit erzeugt Strandfossen jährlich 154 GWh Strom, was dem Bedarf von rund 10.000 norwegischen Haushalten entspricht. Nach der Modernisierung wird die jährliche Stromerzeugung voraussichtlich auf 168,5 GWh steigen, genug, um rund 1.000 zusätzliche Haushalte zu versorgen. Das Projekt baut auf der bestehenden guten Partnerschaft zwischen Hafslund und Andritz auf. Andritz saniert derzeit auch das Kraftwerk „Vamma“ von Hafslund, das größte Laufwasserkraftwerk Norwegens.

Das Wasserkraftwerk „Strandfossen“ in Norwegen.

Bild: Hafslund



Windenergie **speichern** statt abregeln.

Windkraftanlagen abschalten, obwohl der Wind weht — für Windparkbetreiber gehört das zum Alltag. Steht an windreichen Tagen sehr viel Windenergie zur Verfügung, übersteigt das Angebot kurzfristig die Nachfrage, und die Strompreise fallen unter null. Für neuere Windkraftanlagen entfällt in diesen Stunden die garantierte EEG-Vergütung, der Direktvermarkter regelt daraufhin ab. Erzeugter Strom bleibt ungenutzt, den wirtschaftlichen Schaden trägt der Windparkbetreiber.

Wirtschaftlichkeit durch mehrere Erlösquellen

Batteriespeicher lösen dieses Problem im Grundsatz. Sie nehmen Strom auf, der wirtschaftlich nicht absetzbar ist und verschieben von unwirtschaftlichen zu profitablen Absatzzeiten, oder stabilisieren es durch Regeldienstleistungen, wenn Energie fehlt. Doch auch ein Speicher muss sich rechnen. Je nach Standort und Auslegung liegt die Amortisation heute bei rund sieben Jahren, allein durch die Vermeidung von Abregelung. Das ist solide, aber es geht besser.

Wer seinen Speicher nicht nur als lokalen Puffer für Negativpreisstunden, sondern als Marktteilnehmer denkt, erzielt eine deutlich schnellere Amortisation. Preisarbitrage im Stromhandel und zusätzliche Erlöse über Regelenenergievermarktung: Ein Batteriespeichersystem kann diese Wertschöpfungsebenen über das sogenannte Value Stacking intelligent miteinander kombinieren und damit die Rentabilität maximieren. Zudem verfügen Windparks bereits über einen Netzanschluss. Bei Co-Location wird diese freie, oft ungenutzte Kapazität mitgenutzt, statt einen eigenen Anschluss für den Speicher beantragen zu müssen.

Damit das funktioniert, braucht es mehr als die reinen Komponenten. Es braucht einen Partner, der über die Lieferung hinaus mitdenkt.

- Dazu gehört Begleitung über den gesamten Lebenszyklus, von der ersten Wirtschaftlichkeitsberechnung über die Planung bis zur Umsetzung und zum laufenden Betrieb, aus einer Hand.
- Dazu gehört eine zuverlässige Service-Gesellschaft mit Verfügbarkeitsgarantien, am besten vom Hersteller selbst.
- Dazu gehört eine Cybersecurity-Architektur, die unbefugte Zugriffe erschwert, Betriebsdaten schützt und die sichere Fernsteuerung des Speichers gewährleistet.
- Und dazu gehört ein deutsches Unternehmen als Partner vor Ort, jederzeit greifbar, auch Jahre nach der Inbetriebnahme und auch dann, wenn sich Geschäftsmodell oder Marktregeln weiterentwickeln.

Ein Partner für langfristige Sicherheit und Verfügbarkeit

Genau diese Anforderungen erfüllt ADS-TEC Energy zusammen mit seiner Service-Tochter: Über 15 Jahre Erfahrung fließen in die Beratung unserer Kunden ein. Als deutsches Unternehmen mit eigener Batteriespeicher- und Energietechnik-Kompetenz, sicheren Controllern und einer eigenen Softwareplattform aus dem Unternehmensverbund ist ADS-TEC Energy langfristig vor Ort und ansprechbar. Diese Tiefe in der eigenen Technologie macht uns handlungsfähig, auf technische und regulatorische Änderungen zu reagieren und unseren Kunden dadurch langfristigen, profitablen Betrieb zu garantieren. Ein Batteriespeichersystem an einer Windkraftanlage ist nicht einfach eine weitere Anlage. Es ist die Voraussetzung dafür, dass Windenergie nachhaltig und profitabel genutzt wird.



Weitere Informationen finden Sie auf unserer Website sowie auf unseren Social-Media-Kanälen.

ads-tec-energy.com/BESS

Getec sichert Energieversorgung für Standort von Albemarle

Gemeinsam mit der Albemarle Corporation realisiert Getec ein Projekt zur erneuerbaren Energieversorgung am Produktionsstandort Langelshem des global agierenden US-Unternehmens. Die maßgeschneiderte Lösung stärkt die emissionsarme Energieversorgung des Werks und reduziert dessen Abhängigkeit von Erdgas. Durch die Anbindung an ein nahegelegenes Biomassekraftwerk sollen künftig bis zu 90 % des Dampfbedarfs und bis zu 80 % des Strombedarfs des Standorts über Energie aus Biomasse gedeckt werden. Mit dem Schritt erwartet Albemarle Corporation die Abhängigkeit von Preisschwankungen und Verfügbarkeitsrisiken bei Erdgas zu verringern und einen kontinuierlichen, wirtschaftlich stabilen Betrieb sicherzustellen. Darüber hinaus soll der Übergang zu einer erneuerbaren Energieversorgung die Erfüllung künftiger regulatorischer Anforderungen an den Energieverbrauch des Werks sowie Albemarles übergeordnete Nachhaltigkeitsziele unterstützen.

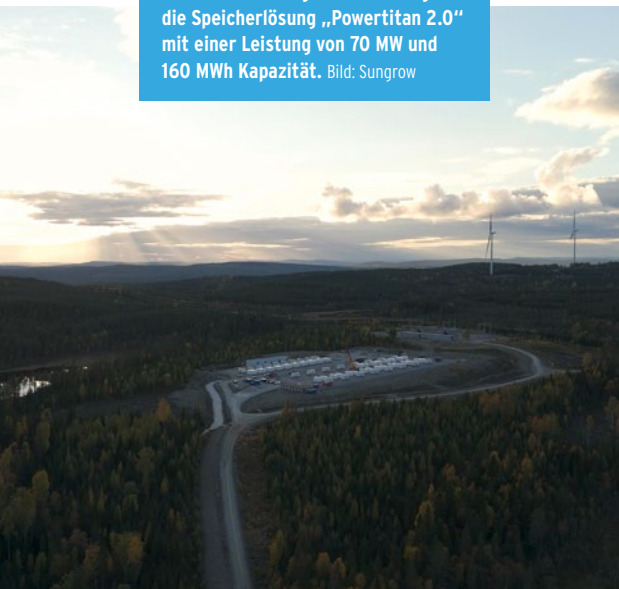
Getec wird die Biomasseanlage betreiben, die langfristige Brennstoffversorgung sicherstellen und die zuverlässige Lieferung von Dampf und Strom an den Standort Langelshem verantworten. Die Biomasseanlage nutzt zertifizierte Holzhackschnitzel sowie Landschaftspflegematerialien als Brennstoffe. Das Versorgungskonzept basiert auf verantwortungsvoll beschafften regionalen Materialströmen. Die langfristigen Liefervereinbarungen zwischen Albemarle und Getec verbinden Versorgungssicherheit mit Klimaschutz: Während sie die Betriebsstabilität des Standorts gewährleisten, ermöglichen sie zugleich eine schrittweise Reduzierung des CO₂-Ausstoßes. Insgesamt werden die Treibhausgasemissionen um rund 20.000 t/a verringert. Nach Erhalt der behördlichen Genehmigungen im Mai 2026 soll der Bau der Verbindungsleitung zwischen den beiden Anlagen im Oktober 2026 starten. Die Inbetriebnahme ist bereits für Ende 2027 vorgesehen.



Die Produktionsstätte von Albemarle in Langelshem.
Bild: Albemarle Corporation

Sungrow beliefert das größte Batteriespeicherprojekt Skandinaviens

Für das Batteriespeicherprojekt im schwedischen Ånge lieferte Sungrow die Speicherlösung „Powertitan 2.0“ mit einer Leistung von 70 MW und 160 MWh Kapazität. Bild: Sungrow



Für das Batteriespeicherprojekt in Ånge, Schweden, hat Sungrow die Speicherlösung „Powertitan 2.0“ mit einer Leistung von 70 MW und einer Kapazität von 160 MWh geliefert. Das von Delta Capacity entwickelte Projekt ist nun in Betrieb. Es soll dazu beitragen, das lokale Stromsystem zu stabilisieren und dem volatilen nordischen Strommarkt Flexibilität verleihen – unter anderem durch schnelle Reaktionszeiten, Frequenzregelung und Arbitrage-Möglichkeiten. Laut Solarpower Europe können Batteriespeicher aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen problemlos an Regelenergiemärkten teilnehmen. Das macht sie zu einer attraktiven Anlageklasse. Schweden und Finnland haben im Jahr 2025 zusammen mehr als 1 GWh an neuer Batteriekapazität installiert. Auch unter extremen klimatischen Bedingungen, wie sie in der Region gerade im Winter auftreten können, arbeitet der Powertitan 2.0 effizient und zuverlässig. Aktuell wächst der schwedische Batteriespeichermarkt mit der Energiewende des Landes stark. Eigentümer des Ånge-Projekts ist ein Joint Venture zwischen dem Wood & Company Renewables Sub-Fund und Delta Capacity. Letztere verantwortete das Projekt federführend von der Planung bis zur Fertigstellung. Vom Start der Beschaffung bis zum kommerziellen Betrieb vergingen 15 Monate. RES übernahm das Projekt im Februar 2025. Für die Vermarktung der Anlage ist Centrica Energy verantwortlich und übernimmt rund um die Uhr den Kauf und Verkauf von Strom für die Anlage. Sungrow Europe ist derzeit mit über 25 lokalen Niederlassungen, zwei Forschungs- und Entwicklungszentren sowie 26 Lagerstandorte in Europa vertreten. In Schweden agiert das Team mit lokalen Experten für Service und Energielösungen von Stockholm aus. Weitere skandinavische Niederlassungen befinden sich in Malmö, Kopenhagen und Helsinki. Zu den jüngsten Projekten in der Region zählen unter anderem die größte PV-Dachanlage Skandinaviens in Schweden (14 MW) sowie das nördlichste Solarprojekt Europas in Finnland (70 MW).

Windpark „Gomadingen“ ist am Netz

Das Erneuerbare-Energien-Unternehmen RES hat die fünf Windenergieanlagen des Windparks Gomadingen im Landkreis Reutlingen fertiggestellt und ans Netz gebracht. Hierfür errichtete das Unternehmen ein eigenes Umspannwerk. Mit einer installierten Leistung von rund 31 MW erzeugt der Windpark künftig mehr als 65 Millionen kWh Strom pro Jahr. Das entspricht rechnerisch dem Bedarf von rund 21.500 Haushalten.

Der Park wurde kürzlich von Octopus Energy Generation erworben, einem Investor für erneuerbare Energien. Das Fondsmanagementteam von Octopus Energy Generation investiert in Deutschland in Onshore- und Offshore-Windparks, Solaranlagen sowie in Projektentwickler für erneuerbare Energien. RES bleibt weiterhin in das Projekt eingebunden und übernimmt Aufgaben in der technischen und kaufmännischen Betriebsführung. RES plant für den Windpark Gomadingen ein Bürgerbeteiligungsmodell in Form eines Nachrangdarlehens mit fester Verzinsung und Laufzeit. Bürgerinnen und Bürger können sich finanziell beteiligen und direkt am Projekt teilhaben. Zudem stärkt der Park die regionale Wertschöpfung. Die Gemeinde Gomadingen erhält Einnahmen aus der Gewerbesteuer. Für drei der fünf Anlagen, die auf dem Gemeindegebiet liegen, kommen Pachterlöse hinzu. Auch die Gemeinden Engstingen und Hohenstein profitieren. Darüber hinaus beteiligt RES die Kommunen gemäß den Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) an den Stromerträgen der Anlagen. Die Kommunen können die Mittel vor Ort etwa für Infrastruktur, Bildung oder Vereine nutzen.

Der Windpark „Gomadingen“ ist in Betrieb. Seine fünf Anlagen liefern Strom für rund 21.500 Haushalte.
Bild: RES



Ads-Tec Energy baut Großbatteriespeicher für Stadtwerke

Mit einem feierlichen Spatenstich begann Anfang August am Umspannwerk Mühlacker der Bau eines Großbatteriespeichers mit 10 MW Leistung und 20 MWh Kapazität. Ads-Tec Energy hatte das Projekt bereits im Januar 2026 angekündigt, nun folgt der erste sichtbare Schritt vor Ort. Das Unternehmen übernimmt für den Großbatteriespeicher die Gesamtplanung und Realisierung. Kernstück der Anlage werden vier Containersysteme „BESS 5000“ sein. Sie werden noch in diesem Sommer angeliefert und am selben Tag mit einem Kran aufgestellt. Die Übergabe an die Stadtwerke ist im Oktober 2026 vorgesehen. Der Großbatteriespeicher am Umspannwerk Mühlacker soll künftig Lastspitzen abfedern und Energie zeitlich verschieben – ein Beitrag zur Netzstabilität angesichts steigender Strombedarfe durch E-Mobilität, Wärmepumpen und digitale Infrastruktur. Entwicklung und Systemintegration kommen von Ads-Tec Energy und somit vollständig aus Deutschland.



Spatenstich in Mühlacker.
Bild: Ads-Tec Energy

bachmann.

the power to control



Structural Health Monitoring – SHM

Dauerhaft fit – Anlagenüberwachung von Kopf bis Fuß.

Wo Wind und Natur herrschen
SHM liefert Betriebssicherheit für die gesamte Windenergieanlage und kündigt Schwachstellen rechtzeitig an.

Mehr als nur ein System
Off- und Onshore-SHM von Bachmann ist individuell auf jeden Anlagentyp anpassbar und liefert neben Datenhoheit die Basis für intelligente Instandhaltung.

Besuchen Sie uns:
WindEnergy Hamburg, DEU
Stand: A4.219

www.bachmann.info



 energy.industry.maritime

Vorn Bioenergy erwirbt Biogasanlage Hallertau



Besiegelten den Kauf der Biogasanlage Hallertau: Tim Hünermann, Asset Manager Vorn Bioenergy, Franz Högl, Geschäftsführer Högl Kompost- und Recycling, Jörg Lennertz, CEO Vorn Bioenergy, Dr. Erich Lehmayr, Vorstandsvorsitzender HVG Hopfenverwertungsgenossenschaft, und Gerald Marunde, Senior Manager Mergers & Acquisitions Vorn Bioenergy (von links). Bild: Vorn Bioenergy

Vorn Bioenergy hat die Biogasanlage Hallertau übernommen. Damit setzt das Unternehmen seinen ambitionierten Wachstumspfad durch den Erwerb von Bestandsanlagen und die Entwicklung neuer Anlagen in Europa konsequent fort. Über den Kaufpreis haben beide Seiten Stillschweigen vereinbart. Unterstützt wurde die Transaktion durch den Finanzdienstleister Longspur Capital. Die Biogasanlage Hallertau hat eine Kapazität von 95 GWh. Dies entspricht dem thermischen Energiebedarf von circa 6.700 Haushalten. Das Gas wird vor Ort in das öffentliche Gasnetz eingespeist. Betrieben wird die Anlage in erster Linie durch gehäckselte Hopfenreben und landwirtschaftliche Nebenprodukte aus der Region, in Kooperation mit der in Wolnzach ansässigen Hopfenverwertungsgenossenschaft (HVG).

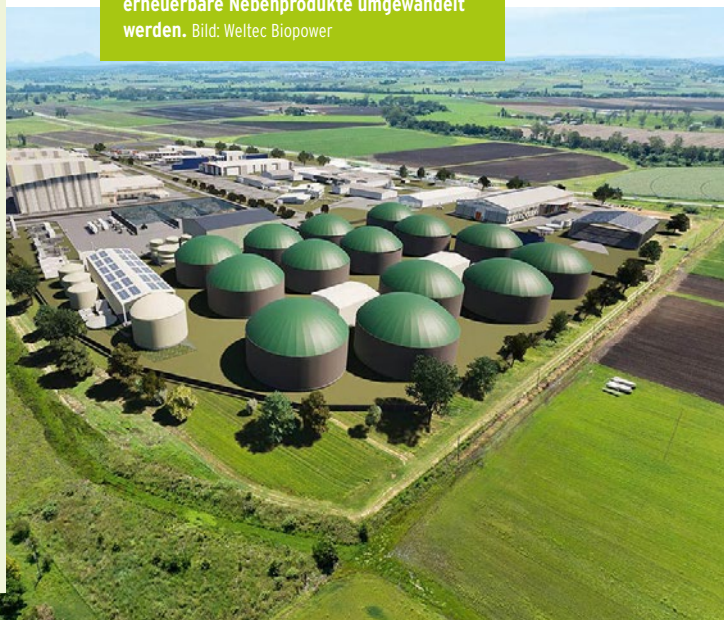
Für den Betrieb der Biogasanlage, aber auch die Logistik der Hopfenrebenhäcksel arbeitet Vorn Bioenergy weiter mit Unternehmen der lokalen Högl Gruppe zusammen. Die bei der Produktion von Biogas anfallenden Gärreste dienen der regionalen Landwirtschaft als wertvoller biologischer Dünger. Dadurch entsteht eine nachhaltige Kreislaufwirtschaft. „Mit dem Erwerb der Biogasanlage in Hallertau setzen wir nicht nur unseren ambitionierten Wachstumskurs fort, die Anlage passt zudem hervorragend in unser auf strategische Partnerschaften ausgerichtetes Portfolio“, sagt CEO Jörg Lennertz. „Hier wird in Zusammenarbeit mit der HVG und der Högl Gruppe im Wesentlichen aus Hopfenreben Biogas erzeugt, in Spanien entwickeln wir derzeit Anlagen, in denen wir in erster Linie Trester aus der Olivenölproduktion verarbeiten. In beiden Fällen leisten wir einen wesentlichen Beitrag zum Umweltschutz, zur regionalen Kreislaufwirtschaft und der lokalen Energieproduktion.“

Kalfresh und Weltec Biopower arbeiten an Vorzeigeprojekt in Queensland

Kalfresh hat mit Weltec Biopower einen internationalen Technologiepartner für die Umsetzung einer Bioenergieanlage in Kalbar im Südosten von Queensland gewonnen und arbeitet damit mit einem erfahrenen, bewährten Anbieter von Technologien zur anaeroben Vergärung zusammen. Die Partnerschaft erschließt das Potenzial von Kalfreshs vertikal integriertem Geschäftsmodell von der landwirtschaftlichen Produktion bis zur Energiegewinnung. Das in australischen Queensland ansässige Gemüseunternehmen hat mit dem deutschen Unternehmen einen Vertrag über die Planung und den Bau der ersten Ausbaustufe der Bioenergieanlage unterzeichnet. Die Anlage wird das Herzstück des neuen „Scenic Rim Agricultural Industrial Precinct“ bilden. Die Weltec-Anlagentechnik soll Ende August auf der Baustelle eintreffen. Anschließend beginnt der Bau des ersten Fermenters für die anaerobe Vergärung.

Die Partnerschaft soll das Potenzial von Kalfreshs vertikal integriertem Geschäftsmodell erschließen. Ernterückstände, Verarbeitungsreste und landwirtschaftliche Abfälle werden dabei in verschiedene erneuerbare Nebenprodukte umgewandelt. Ein Nebenprodukt der Vergärung ist ein nährstoffreicher Gärrest, der als Biodünger auf die landwirtschaftlichen Flächen zurückgeführt wird und damit Kalfreshs langfristige Vision einer Kreislaufwirtschaft in der Landwirtschaft unterstützt. Das Projekt wird in drei Bauabschnitten umgesetzt. Die erste Ausbaustufe umfasst den Bau eines großen Fermenters mit einem Durchmesser von 31,48 m und einer Höhe von 8,8 m sowie eines Gärrestlagers. Unterstützt wird die Anlage durch das neu implementierte „Weltec Control System“.

In Queensland sollen künftig Ernterückstände, Verarbeitungsreste und landwirtschaftliche Abfälle in verschiedene erneuerbare Nebenprodukte umgewandelt werden. Bild: Weltec Biopower



VERANSTALTUNGEN

Veranstaltungen

22.-25.09.2026 Hamburg Windenergy Hamburg Messe und Congress www.windenergyhamburg.de	20.-22.10.2026, Hamburg hydrogen technology world expo Trans Global Events www.hydrogen-worldexpo.com
29.-30.09.2026, Würzburg 26. Fachkongress Holzenergie Fachverband Holzenergie www.bee-ev.de/service/veranstaltungen/event/26-fachkongress-holzenergie	20.-23.10.2026, Düsseldorf Glasstec Messe Düsseldorf www.glasstec.de
06.-07.10.2026, Berlin FVEE-Jahrestagung 2026 Forschungsverbund Erneuerbare Energien www.fona.de/de/fvee-jahrestagung	10.-12.11.2026, Linstow 34. Windenergietage Spreewind windenergietage.de/2026
15.-16.10.2026, Berlin 6. Jahreskonferenz der Marktoffensive Erneuerbare Energie Deutsche Energie-Agentur www.dena.de/marktoffensive-ee/leistungen/veranstaltungen/6-jahreskonferenz/	11.-13.11.2026, Hannover Energydecentral DLG Markets www.energy-decentral.com/de

WIR PERFEKTIONIEREN IHRE WASSERSTOFF-ANWENDUNGEN

Aus einer Hand; vom Sensor bis zur Cloud

Von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen bis hin zu Wasserstofftankstellen und H₂-Speichern: JUMO-Technologien sorgen für maximale Prozesseffizienz und schaffen Freiraum und Sicherheit fürs Kerngeschäft. Optional sind auch umfassende Engineering- und Serviceleistungen erhältlich. Jetzt mehr erfahren!



MORE THAN SENSORS
AND AUTOMATION



20.-22.10.2026, Hamburg
Halle 5, Stand 5C54

BE PART
OF IT



mehr Infos →



PV, Speicher und KI machen Unternehmen unabhängiger

Photovoltaik, Batteriespeicher und intelligentes Energiemanagement entwickeln sich zum entscheidenden Wettbewerbsfaktor für Unternehmen. Patrick Janak von Solar Edge erklärt, wie Betriebe ihre Energiekosten senken und gleichzeitig ihre Nachhaltigkeitsziele erreichen können.

Steigende Energiepreise, volatile Strommärkte und strengere ESG-Anforderungen verändern die Energieversorgung von Industrie und Gewerbe grundlegend. Immer mehr Unternehmen investieren deshalb nicht nur in Photovoltaikanlagen, sondern kombinieren diese mit Batteriespeichern und intelligentem Energiemanagement. Ziel ist es, möglichst viel selbst erzeugten Solarstrom im eigenen Betrieb zu nutzen, Lastspitzen zu reduzieren und unabhängiger vom Strommarkt zu werden.

Welche Technologien heute bereits wirtschaftlich sind und welche Entwicklungen die nächsten Jahre prägen werden, erläutert Patrick Janak, Head of Commercial & Industrial (C&I) DACH bei Solar Edge, im Gespräch mit Stefan Lenz, Chefredakteur von r.energy.

Herr Janak, bevor wir über Energie sprechen: Sie haben für unser Format „WINE O'Clock – Die Business After Hour“ einen Wein aus Ihrer Heimat Österreich mitgebracht. Warum fiel die Wahl auf einen Grünen Veltliner aus der Wachau? Die Wachau zählt zu den bekanntesten Weinregionen Österreichs und gehört zum UNESCO-Weltkulturerbe. Die Kombination aus Donau, steilen Hängen und besonderen Bodenverhältnissen schafft hervorragende Bedingungen für den Grünen Veltliner. Herkunft, Qualität und Nachhaltigkeit spielen dort eine ebenso wichtige Rolle wie heute in der Energieversorgung.

Nachhaltigkeit muss wirtschaftlich sein

Bleiben wir beim Thema Nachhaltigkeit. Diese ist längst kein reines Image-Thema mehr. Unternehmen müssen CO₂ reduzieren und gleichzeitig wirtschaftlich arbeiten. Welche Rolle spielen Photovoltaik und Batteriespeicher dabei? Unternehmen verfolgen heute im Wesentlichen zwei Ziele: Investitionen müssen

wirtschaftlich sein und gleichzeitig zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele beitragen. Genau hier ergänzen sich Photovoltaik und Batteriespeicher.

Eine PV-Anlage deckt bei vielen Unternehmen bereits einen erheblichen Teil des Strombedarfs. In Kombination mit einem intelligent gesteuerten Batteriespeicher

„Eigenverbrauch ist heute der entscheidende Hebel für die Wirtschaftlichkeit“

lässt sich der Eigenverbrauch deutlich steigern. Dadurch sinken sowohl der Netzzug als auch die Energiekosten. Gleichzeitig reduziert sich der CO₂-Ausstoß erheblich.

Ein Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 1.000 MWh kann beispielsweise durch die Kombination aus PV-Anlage und Speicher einen Eigenversorgungsgrad von rund 80 Prozent erreichen. Das verbessert nicht nur die Wirtschaftlichkeit, sondern

leistet gleichzeitig einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz.

Ganzheitliche Energiekonzepte statt Einzelmaßnahmen

Welche Anforderungen kommen derzeit besonders häufig aus Industrie und Gewerbe?

Heute geht es kaum noch um einzelne Komponenten. Unternehmen betrachten ihre Energieversorgung zunehmend ganzheitlich. Typische Anforderungen entstehen durch die Elektrifizierung von Fahrzeugflotten, steigende Stromkosten oder den Wunsch nach mehr Energieunabhängigkeit. Gleichzeitig spielen Peak Shaving, Eigenverbrauchsoptimierung und CO₂-Reduktion eine immer größere Rolle.

Letztlich wird jedes Projekt anhand des individuellen Lastprofils entwickelt. Entscheidend ist, wie schnell sich Investitionen in Photovoltaik, Speicher und Energiemanagement amortisieren.

PV-Anlagen werden vielseitiger

Welche Trends beobachten Sie derzeit bei gewerblichen Photovoltaikanlagen?



WAS BEDEUTET PEAK SHAVING?

Weltweites Vorzeigeprojekt zur Sektorkopplung in Schleswig-Holstein
Beim Peak Shaving werden kurzfristige Leistungsspitzen mithilfe eines Batteriespeichers reduziert.

Dadurch

- sinken Leistungspreise,
- werden Netzentgelte reduziert,
- erhöht sich die Netzstabilität,
- verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der gesamten Energieversorgung.

Der Markt entwickelt sich deutlich weiter. Während früher häufig ausschließlich Dachanlagen installiert wurden, werden heute sämtliche verfügbaren Flächen berücksichtigt.

Neben klassischen Hallendächern gewinnen Fassadenanlagen, Carports oder auch schwimmende PV-Anlagen zunehmend an Bedeutung. Hinzu kommen Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, die bereits bei der Planung berücksichtigt werden. Dadurch entstehen integrierte Energiekonzepte, bei denen Photovoltaik, Speicher und Verbraucher optimal miteinander zusammenarbeiten.

Eigenverbrauch entscheidet über die Wirtschaftlichkeit

Warum ist die Eigenverbrauchsquote heute eine der wichtigsten Kennzahlen?

Je höher der Eigenverbrauch, desto wirtschaftlicher arbeitet die gesamte Anlage. Selbst erzeugter Solarstrom ist heute in vielen Fällen die günstigste Form der Stromversorgung. Batteriespeicher sorgen dafür,

dass tagsüber erzeugter Strom auch in den Abendstunden oder nachts genutzt werden kann. Gleichzeitig eröffnen intelligente Energiemanagementsysteme zusätzliche Möglichkeiten. So können beispielsweise dynamische Stromtarife genutzt werden, indem Speicher automatisch dann geladen werden, wenn Börsenstrom besonders günstig verfügbar ist. Dadurch steigen sowohl der Eigenverbrauch als auch der Autarkiegrad eines Unternehmens.

Peak Shaving senkt Energiekosten deutlich

Immer häufiger fällt der Begriff Peak Shaving. Warum gewinnt dieses Thema an Bedeutung?

Viele Unternehmen unterschätzen die Kosten, die durch kurzfristige Lastspitzen entstehen. Neben dem eigentlichen Stromverbrauch müssen Unternehmen häufig auch für die bereitgestellte Netzleistung bezahlen. Ein intelligentes Energiemanagement erkennt Lastspitzen frühzeitig und nutzt Batteriespeicher gezielt, um diese abzufangen. Dadurch lassen sich sowohl Netzentgelte als auch Leistungspreise reduzieren.

Darüber hinaus profitieren Unternehmen zunehmend von sogenannten Hochlastzeitfenstern, in denen reduzierte Lastspitzen zusätzlich wirtschaftliche Vorteile bringen können. Je nach Lastprofil amortisieren sich kombinierte Lösungen aus Photovoltaik, Speicher und intelligentem Lastmanagement häufig bereits innerhalb von drei bis fünf Jahren.

Intelligente Steuerung für die Elektromobilität

Immer mehr Unternehmen elektrifizieren ihre Fahrzeugflotten. Welche Rolle spielt dabei das Energiemanagement?

Mit zunehmender Elektromobilität steigt der Energiebedarf erheblich. Deshalb reicht es nicht aus, lediglich Ladepunkte zu installieren. Entscheidend ist die intelligente Steuerung. Moderne Energiemanagementsysteme berücksichtigen gleichzeitig den aktuellen Stromverbrauch, die PV-Erzeugung, den Ladezustand des Batteriespeichers sowie den Ladebedarf der Fahrzeuge. Auf dieser Grundlage wird die verfügbare Energie optimal verteilt. Dadurch lassen sich Lastspitzen vermeiden und der Eigenverbrauch des selbst erzeugten Solarstroms maximieren.

Mehr Unabhängigkeit von Energiepreisen

Wie autark können Unternehmen heute tatsächlich werden?

Das hängt von mehreren Faktoren ab – insbesondere vom Lastprofil und den verfügbaren Flächen für Photovoltaik.

Mit einer intelligenten Kombination aus PV-Anlage, Batteriespeicher und Energiemanagement sind heute Eigenversorgungsgrade zwischen 80 und 100 Prozent durchaus realistisch. Entscheidend bleibt jedoch immer die Wirtschaftlichkeit.

Photovoltaikanlagen erreichen heute Lebensdauern von mehr als 25 Jahren, Batteriespeicher je nach Nutzung etwa 15 bis 20 Jahre. Wird das Gesamtsystem passend zum Lastprofil ausgelegt, entsteht daraus ein langfristig wirtschaftliches und nachhaltiges Energiekonzept.

Blick nach vorn

Wie wird die Energieversorgung eines Industrieunternehmens in fünf Jahren aussehen?

Photovoltaik wird künftig eine noch zentralere Rolle spielen. Ergänzt wird sie durch Batteriespeicher und intelligente Energiemanagementsysteme, die unterschiedliche Anwendungen automatisch miteinander verknüpfen. Unternehmen werden dadurch deutlich unabhängiger von Energiepreisen, erhöhen ihre Wettbewerbsfähigkeit und erreichen gleichzeitig ihre Nachhaltigkeitsziele.

Zum Abschluss: Was haben ein guter Wein und intelligentes Energiemanagement gemeinsam?

Beides steht für Qualität, Verlässlichkeit und Beständigkeit. Beim Wein erwartet man, dass jede Flasche dieselbe Qualität liefert. Genauso wünschen sich Unternehmen eine Energieversorgung, die zuverlässig funktioniert und langfristig planbare wirtschaftliche Ergebnisse erzielt. ■





Expertentalk zum Thema „Großbatterie- speichersysteme“

Indem sie Angebot und Nachfrage von Strom zeitlich entkoppeln, gelten Großbatteriespeicher als zentrales Element der Energiewende. Im Zusammenspiel mit einem intelligenten Energiemanagement und einer flexiblen Versorgungsstruktur lässt sich mit ihnen ein ganz neues Verständnis bei Energienutzung aufbauen. Wo sehen Sie aktuell die Haupttendenzen bei der Entwicklung und dem Betrieb von Großbatteriespeichersystemen, und wie spiegeln sich diese Trends in den Produkten Ihres Unternehmens wider?“



THOMAS SPEIDEL

ist CEO
von Ads-Tec Energy.

Bild: Ads-Tec Energy

Großbatteriespeicher sind heute Multi-use-Systeme. Sie reduzieren teure Lastspitzen, integrieren erneuerbare Energien und erschließen Erlöse aus Arbitrage. Netzbetreiber nutzen sie für Redispatch oder Momentanreserve. Während früher häufig ein einzelner Anwendungsfall im Mittelpunkt stand, entscheidet heute die intelligente Kombination verschiedener Anwendungen über die Wirtschaftlichkeit. Damit verändern sich auch die Anforderungen unserer Kunden. Früher war vor allem relevant, wie viel Leistung oder Kapazität ein Speicher bietet. Heute beginnen die Gespräche anders: Wie lässt sich ein bestehender Standort sinnvoll weiterentwickeln? Welche Lastprofile treffen aufeinander? Wie flexibel reagiert das System auf neue Geschäftsmodelle oder regulatorische Änderungen? Und: Welche Vermarktungsstrategie schafft langfristig wirtschaftlichen Erfolg?

„Großbatteriespeicher sind heute Multi-use-Systeme.“

Speicherprojekte sind zunehmend komplex. Meist müssen bestehende Infrastruktur, Netzanschlüsse und historisch gewachsene Lastprofile in ein wirtschaftlich tragfähiges Gesamtkonzept integriert werden. Seit 15 Jahren entwickeln und betreiben wir bei Ads-Tec Energy Batteriespeichersysteme. Diese Erfahrung fließt in die Beratung ein – von der Standortanalyse über die Systemauslegung bis zum langfristigen Betrieb. Wirtschaftlich

erfolgreiche Speicherprojekte entstehen nicht durch die Auswahl der billigsten Hardware, sondern durch das richtige Gesamtkonzept und den richtigen Partner. Entscheidend ist, welcher Anbieter auch nach vielen Jahren noch handlungsfähig ist. Großbatteriespeicher sind Teil kritischer Energieinfrastruktur – und für alle Produkte mit Software und Datenverbindung gilt seit 2025 der Europäische Cyber Resilience Act, den unsere Systeme bereits erfüllen. Genau hier sehen wir unsere Stärke: mit eigener Software (BMS, Steuerung, Fernwartungslösung), mit eigener Leistungselektronik und Ladekontroller bei unseren Charging-Produkten und der Fähigkeit, unsere Systeme unabhängig und sicher über Jahrzehnte weiterzuentwickeln.



DR. MAGNUS PIELKE

ist Geschäftsführer
von be.storaged.

Bild: be.storagedy

Wir sehen aktuell vier zentrale Entwicklungslinien bei Großbatteriespeichern: Erstens skaliert der Markt von Einzelprojekten hin zu standardisierten, modularen und bankfähigen Anlagenkonzepten. Damit werden Netzan-schluss, Flächensicherung und eine belastbare Projektentwicklung zunehmend zu Engpassfaktoren. Zweitens verschiebt sich der Fokus vom reinen Hardwareprojekt zum optimierten Multi-Use-Case-Betrieb. Wirtschaftlich erfolgreiche Speicher kombinieren Stromhandel, Regenergie und weitere Systemdienstleistungen. Ent-

EXPERTENTALK

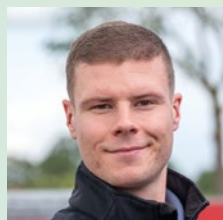
scheidend ist eine Betriebsstrategie, die Marktpreise, Netzanforderungen, technische Restriktionen und Batteriealterung laufend berücksichtigt. Genau hier setzt be.stored mit dem Energiemanagementsystem „okean“ an. Die offene, modulare Plattform überwacht und steuert Energieflüsse in Echtzeit, integriert unterschiedliche Assets und ermöglicht die standortübergreifende Optimierung von Speichern, Erzeugern, Verbrauchern und Ladeinfrastruktur.

Drittens gewinnen Verfügbarkeit, Sicherheit und Lebenszyklusmanagement an Bedeutung. Denn nur ein Batteriespeicher mit maximaler technischer Verfügbarkeit erwirtschaftet zuverlässig Erlöse. Entscheidend ist dabei das Zusammenspiel aller Systemkomponenten über die Batteriespeicher hinaus. Auch die gesamte periphere Anlagentechnik muss dauerhaft zuverlässig funktionieren. Als herstellerunabhängiger Full-EPC-Partner begleitet be.stored Projekte daher von Entwicklung und Netz-

„Wir sehen aktuell vier Entwicklungslinien bei Großbatteriespeichern.“

anschlussplanung über Engineering, Beschaffung und Bau bis zu Inbetriebnahme, Wartung und Betrieb. Viertens wächst die Bedeutung hybrider und regional integrierter Systeme, insbesondere in Verbindung

mit Wind- und Solarparks. Unser Ziel ist deshalb nicht die Installation einzelner Batteriesysteme, sondern die Entwicklung skalierbarer, digital gesteuerter Energiesysteme mit dauerhaftem technischem und wirtschaftlichem Mehrwert.



LUKAS KRÜGER

ist Produktspezialist Batteriespeichersysteme bei Bredenoord.

Bild: Bredenoord

Mit der wachsenden Bedeutung nachhaltiger Energiekonzepte steigt branchenübergreifend die Nachfrage nach mobilen Batteriespeichern und Hybridlösungen – insbesondere in Anwendungen, wo das Stromnetz begrenzt oder nicht verfügbar ist. So benötigen unter anderem viele Infrastrukturmaßnahmen im Bahn-, Straßen- oder Netzausbau kurzfristig hohe elektrische Leistungen, bevor ein dauerhafter Netzanschluss verfügbar ist. Durch den Einsatz und die Kombination von mobilen Batteriespeichern lassen sich CO₂- und Lärmemissionen in diesen Projekten deutlich reduzieren. IoT-basiertes Monitoring macht überdies Ladezustände, Verbrauch und Lastprofile standortunabhängig sichtbar. Eine intelligente Steuerung optimiert Lade- und Entladezyklen und berücksichtigt sogar gesetzliche Ruhezeiten. Die Analyse von Betriebsdaten und Lastprofilen liefert zudem wichtige Erkenntnisse über tatsächliche Energieverbräuche, wo-

durch Systeme bei Bedarf nachjustiert und noch besser auf den jeweiligen Einsatz abgestimmt werden können.

Vor allem Hybridsysteme, bestehend aus Batterie und Aggregat, optional ergänzt durch Wind- und Sonnenenergie, werden aus unserer Sicht in den kommenden Jahren deutlich an Bedeutung gewinnen. Da der Netzausbau vielerorts stockt, dienen sie als flexible, wirtschaftlich attraktive und zugleich emissionsärmere Brückenlösung. Im Hybrid-Setup übernimmt die Batterie niedrige Lasten und Lastspitzen, während Aggregate die Grundversorgung und Ladezyklen absichern. Dies erhöht die Versorgungssicherheit und reduziert gleichzeitig Kraftstoffverbrauch sowie Emissionen. Mit Blick nach vorne, werden künftige Batteriesysteme noch leistungsfähiger, langlebiger und wirtschaftlicher sein. Effizientere Ladezyklen und geringere Generatorlaufzeiten in Hybridanstellung steigern dann die Effizienz und Flexibilität im Einsatz der Batterielösung. Doch neben technologischen Fortschritten werden auch die regulatorischen Rahmenbedingungen eine wichtige Rolle für die weitere Entwicklung des Marktes spielen. Vereinfachte Netzanschluss- und Genehmigungsprozesse können dabei ein wichtiger Beschleuniger für die (mobile) Energiewende sein.

„Hybridsysteme werden deutlich an Bedeutung gewinnen.“



FABIO DENNER

ist Chief Technology Officer bei Cellcube Energy Storage.

Bild: Cellcube Energy Storage

Bei Großbatteriespeichern sehen wir drei zentrale Entwicklungen. Erstens werden sie zunehmend als intelligent gesteuerte Multi-Use-Systeme geplant. Sie sollen erneuerbare Energie zeitlich verschieben, Lastspitzen reduzieren, Netzdienstleistungen unterstützen und zugleich die Versorgungssicherheit erhöhen. Unsere Vanadium-Flow-Batteriesysteme sind modular aufgebaut und lassen sich flexibel an unterschiedliche Anwendungen und Projektanforderungen anpassen. Dafür werden die jeweils passenden Kernkomponenten – etwa Energiemanagementsysteme, Microgrid-Controller oder Wechselrichter mit oder ohne Grid-Forming-Funktion – integriert. So können mehrere Anwendungen intelligent innerhalb einer gemeinsamen Betriebsstrategie miteinander verbunden werden.

Zweitens rückt der gesamte Lebenszyklus stärker in den Mittelpunkt. Für die Wirtschaftlichkeit zählen nicht nur Investitionskosten, Leistung und Kapazität, sondern vor allem die langfristig nutzbare Energiemenge. Speicherdauer, Zyklusprofil, Degradation, Verfügbar-



keit, Sicherheit und Projektlaufzeit müssen bereits bei der Technologieauswahl berücksichtigt werden. Unsere Systeme basieren auf einem nicht entflammaren Vanadium-Elektrolyten, sind für intensive Zyklisierung ausgelegt und ermöglichen einen planbaren Betrieb über viele Jahre. Leistung und Speicherkapazität lassen sich passend zum Einsatzprofil dimensionieren.

Drittens steigen die Anforderungen an Robustheit und Verfügbarkeit. Große Solar- und Windparks entstehen oft fernab von Verbrauchszentren. Speicher müssen daher auch an dezentralen Standorten sowie bei Hitze oder extremer Kälte zuverlässig arbeiten. Robuste Systemarchitekturen, Temperaturmanagement und Fernüberwachung gewinnen damit an Bedeutung. Ein

Beispiel ist ein zentral gesteuertes Microgrid bei einem Schaltanlagenhersteller in den USA. Es kombiniert Photovoltaik, Vanadium-Flow-Batteriespeicher und intelligentes Energiemanagement. Das System erhöht

die Versorgungssicherheit und optimiert die Nutzung der vor Ort erzeugten Energie. Unsere Erfahrungen aus mehr als 170 installierten Projekten weltweit zeigen: Technologie, Systemgröße und Betriebsstrategie müssen auf den jeweiligen Business Case abgestimmt werden.

„Der gesamte Lebenszyklus rückt stärker in den Mittelpunkt.“



DIRK WILLING

ist Leiter des Geschäftsreichs Denios energy bei Denios.

Bild: Denios

Der Markt für Gewerbe- und Industriespeicher wächst rasant. Immer mehr Unternehmen erzeugen ihren eigenen Strom und optimieren ihre Energieversorgung mit Batteriespeichern. Mit dem geplanten Refinanzierungsbeitrag im EEG 2027 könnte der finanzielle Vorteil einer staatlich garantierten Vermarktung des nicht selbst verbrauchten Stroms sinken. Gleichzeitig gewinnen neue Geschäftsmodelle wie lokale

Energienetzwerke, sogenannte Microgrids, an Bedeutung. Sie vernetzen dezentrale Erzeugungsanlagen, Batteriespeicher und Verbraucher intelligent miteinander und können auch ohne klassische EEG-Förderung wirtschaftlich attraktiv sein. Der Batteriespeicher dient dabei nicht mehr nur einem einzelnen Unternehmen, sondern einer Nutzer- und Betreibergemeinschaft. Unterschiedliche Lastprofile aus Produktion, Logistik, Ladeinfrastruktur oder Gebäudetechnik erhöhen seine Auslastung. Überschüssiger Strom wird lokal gespeichert und dann genutzt, wenn Bedarf oder wirtschaftlicher Nutzen am höchsten sind. So wird der

„Neue Geschäftsmodelle gewinnen an Bedeutung.“

Batteriespeicher zum Energie-Hub eines gesamten Industrie- oder Gewerbegebiets. Das steigert die regionale Wertschöpfung, entlastet die Stromnetze und schafft Vorteile für alle Beteiligten. Mit der Integration größerer Batteriespeicher in Industrieumgebungen steigt jedoch auch die Komplexität der Anforderungen an Sicherheit und Betriebsführung. Entscheidend sind bereits in der Planungsphase ein ganzheitliches Brand- und Umweltschutzkonzept, die sichere Einbindung in bestehende Infrastrukturen, ein professionelles Monitoring- und Wartungskonzept sowie ein nachhaltiges Geschäftsmodell.

Auf Basis jahrzehntelanger Erfahrung in der industriellen Gefahrstofflagerung verbindet Denios energy Kompetenz im Brand- und Umweltschutz mit innovativen Speicherlösungen für Industrie und Gewerbe. Im Fokus steht nicht allein die kurzfristige Rendite, sondern die ganzheitliche und langfristige Betrachtung von Sicherheit, Integration und Geschäftsmodell. Denn der Batteriespeicher der Zukunft ist weit mehr als ein Instrument zur Energiekostenoptimierung: Er stärkt die Versorgungssicherheit, erhöht die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen und wird zu einem entscheidenden Baustein für die Zukunftsfähigkeit industrieller Standorte in Europa.



DIETER NIEWIERRA

ist Head of Corporate Communications bei Eco Stor.

Bild: Eco Stor

Großbatteriespeicher haben inzwischen einen technologischen Reifegrad erreicht, bei dem praktische Erfahrung zum entscheidenden Erfolgsfaktor wird. Im Mittelpunkt steht heute die intelligente Integration der Anlagen in das Energiesystem. Dafür müssen Projektentwicklung, Finanzierung, Netzintegration, Vermarktung und Betrieb als Gesamtsystem gedacht und auch die Situation des jeweiligen Netzbetreibers berücksichtigt werden. Erfolgreiche Speicherprojekte verbinden daher technisches Know-how mit einem tiefen Verständnis für die Anforderungen von Strommarkt und Stromnetz sowie wirtschaftlich tragfähigen Projekt- und Vermarktungsmodellen. Gleichzeitig halten die regulatorischen Rahmenbedingungen mit dieser Entwicklung bislang nicht Schritt. Während Großbatteriespeicher ihre Leistungsfähigkeit bereits unter Beweis stellen, werden ihre Systemleistungen in aktuellen energiepolitischen Vorhaben – etwa im Zusammenhang mit dem StromVKG – aus unserer Sicht noch nicht ausreichend berücksichtigt. Dabei können sie bereits heute einen wesentlichen Beitrag zu Versorgungssicherheit, Netzstabilität und der Integration erneuerbarer Energien leisten.

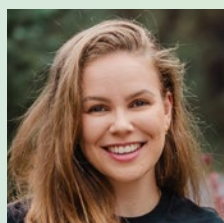
EXPERTENTALK

Der Speicherhochlauf und die langfristige Transformation unseres Strom- und Energiesystems werden sich aber auch trotz der derzeit unzureichenden Regulatorik fortsetzen. Mit jedem weiteren Projekt wächst das Wissen darüber, wie sich Batteriespeicher optimal in Markt und Netz integrieren lassen. Instrumente wie digitale Zwillinge oder unser öffentliches Speicherbetriebs-Dashboard in Bollingstedt schaffen Transparenz und liefern wertvolle Erkenntnisse für die Weiterentwicklung von Technik und Regulierung.

„Im Mittelpunkt steht heute die intelligente Integration der Anlagen.“

Mit der Inbetriebnahme der ersten von Eco Stor entwickelten Batteriespeicher im Jahr 2022 haben wir begonnen, systematisch Erfahrungen aus dem Anlagenbetrieb zu sammeln. Heute reicht unser Portfolio von Speichern mit 10 bis 25 MW über 100-MW-Anlagen bis hin zu Projekten mit mehr als 300 MW. Die erfolgreiche Finanzierung und Vermarktung des 300-MW-Projekts Förderstedt zeigen, dass technische, systemische und marktliche Kompetenz erfolgreich zusammenwirken.

Mit Blick auf die Zukunft kommt es aus unserer Sicht darauf an, knappe Netzanschlusskapazitäten intelligenter zu nutzen. Batteriespeicher können dazu beitragen, vorhandene Netzkapazitäten effizienter auszuschöpfen und den Netzausbau gezielt zu entlasten. Dafür braucht es innovative Anschluss- und Betriebskonzepte und Unternehmen mit praktischer Erfahrung in der Zusammenarbeit mit Netzbetreibern. Entscheidend wird sein, dass technische Innovation, praktische Erfahrungen und regulatorische Weiterentwicklung künftig Hand in Hand gehen. Nur so kann der Speicherhochlauf sein volles Potenzial für ein sicheres, wirtschaftliches und klimaneutrales Energiesystem entfalten.



LENA SOPHIA VOSS

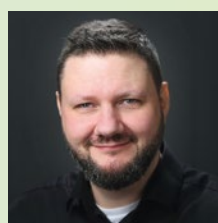
ist Co-Founder
von Furo.

Bild: Furo

Wir sehen aktuell vor allem eines: Gewerbe- und Industriestpeicher (C&I) werden zum entscheidenden Wachstumssegment im Markt für Großbatteriespeicher. Große Freiflächenprojekte scheitern zunehmend an fehlenden Netzanschlusskapazitäten, während der Residential-Bereich zu kleinteilig und preislich hart umkämpft ist. Auf unserer Plattform, die von mehreren hundert Installateuren, Projektentwicklern, Speicherherstellern und Energieversorgern genutzt wird, beobachten wir dieses Bild sehr deutlich: Wir haben bereits mehrere tausend Industriestandorte für Speicherprojekte gesehen.

Ein zweiter Treiber ist der Kostendruck: Hohe Strompreise gefährden zunehmend die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrie. Batteriespeicher werden hier zum strategischen Hebel aber nur, wenn sie wirklich mehrere Erlösquellen gleichzeitig bedienen: Eigenverbrauch, Lastspitzenkapung, Netzentgeltvermeidung und Handel an Day-ahead- und Intraday-Märkten. Erst dieses Multi-Use-Modell senkt die Stromkosten spürbar. Ein Speicher, der nur eine Anwendung bedient, rechnet sich selten. Damit verschiebt sich auch die Wertschöpfung: von der Hardware in die Software. Zillen und Container werden zur austauschbaren Massware, entscheidend ist die Intelligenz, die den Speicher steuert und Preis-, Wetter- und Verbrauchsprognosen in Echtzeit verarbeitet, statt starrer, regelbasierter Logik zu folgen. Und genau in dieser Flexibilität liegt die eigentliche Chance für die Industrie: Bündelt man viele kleinere C&I-Speicher digital, erbringen sie netzdienliche Leistung und öffnen für Betreiber neue Erlösquellen. Für ein Industrieland wie Deutschland ist das ein enormes, bislang kaum gehobenes Potenzial. Genau daran arbeiten wir bei Furo: an einer hardware-agnostischen Softwareplattform, die gewerbliche und industrielle Batteriespeicher über den gesamten Lebenszyklus – Planung, Betrieb und Vermarktung – abbildet.

„Die Wertschöpfung verschiebt sich von der Hardware in die Software.“



THOMAS LUDWIG

ist Produkt Manager
Prosumer DACH
bei Schneider Electric.

Bild: Schneider Electric

Großbatteriespeicher wie der „Schneider Boost Pro“ stellen die betriebliche Energiewirtschaft auf eine neue Grundlage. Sie entkoppeln zeitlich Erzeugung und Verbrauch und machen den passiven Abnehmer zum aktiv steuernden Prosumer. Dass der Gesetzgeber Batteriespeicher seit November 2025 als Anlagen im übertragenden öffentlichen Interesse einstuft (§ 11c EnWG), unterstreicht ihre systemische Bedeutung. Weil die Anschlussbegehren das verfügbare Netz deutlich übersteigen, priorisieren die Übertragungsnetzbetreiber Projekte seit April 2026 über ein Reifegradverfahren. Begrenzend ist also nicht die Zelltechnik, sondern die Netzkapazität. Im Betrieb wird die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG zur Grundvoraussetzung, hinzu kommen netzbildende Eigenschaften nach VDE-FNN.

„Der Effizienzhebel der nächsten Jahre ist die direkte DC-Kopplung.“

Schneider Electric kommt aus der Ladeinfrastruktur. Dort wirkt ein Speicher als virtuelle Netzanschlusserweiterung und ermöglicht DC-Schnellladen an schwachen



Netzanschlüssen. Aus diesen Anforderungen ist unser neuer „Schneider Boost Pro Gen1+“ entstanden: 215 kWh nutzbare Kapazität bei 100 % Entladetiefe, skalierbar auf bis zu zehn Einheiten mit 2,15 MWh. Das Energiemanagement übernimmt der „Ecostruxure Energy Asset Controller“. Dieser führt Erzeugung, Speicher und Ladepunkte zusammen, optimiert den PV-Eigenverbrauch und klappt Lastspitzen am Netzanschlusspunkt.

Der Effizienzhebel der nächsten Jahre ist die direkte DC-Kopplung. Wenn Großspeicher, Erzeugung und Verbrauch ohne Umweg über den Wechselstrom zusammenarbeiten, entfallen Wandlungsstufen. Mit Lösungen wie dem „Ecostruxure Microgrid“ wird daraus eine flexible, verlustarme Versorgungsstruktur, die je nach Preis und Netzlage zwischen Bezug, Eigenversorgung und Einspeisung wechselt, im Störfall bis zum Inselbetrieb. Aus Vorreiterprojekten wird die Normalausstattung im Unternehmen. Diese Zukunft beginnt heute: Das Elektrohandwerk kann Speicher installieren, die mit den Anforderungen des Kunden mitwachsen, ohne auf den Netzausbau zu warten.



ANIK ECKHART
ist Founders Associate
bei Sphere Energy.
Bild: Sphere Energy

Mit sinkenden Systemkosten verlagert sich der wirtschaftliche Hebel bei Großbatteriespeichern zunehmend von der Beschaffung in den Betrieb. Entscheidend ist nicht allein die installierte Kapazität, sondern wie viel davon über die Lebensdauer zuverlässig verfügbar und vermarktet bleibt. Wenn Arbitrage, Regelleistung und weitere Erlösmodelle parallel zusammenspielen, setzt jede Gebotsentscheidung eine belastbare Einschätzung des Anlagenzustands voraus. In der Praxis stützen sich Betreiber dabei häufig auf einzelne Kennwerte, insbesondere auf einen geschätzten State of charge, der mit

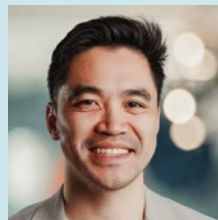
„Wir werten Echtzeit- und historische Daten mit einem Modell aus.“

systematischen Unsicherheiten behaftet ist. Wer das Zustandsbild nicht genau kennt, bietet konservativ und lässt wirtschaftliches Potenzial ungenutzt. Über ein Portfolio und die gesamte Lebensdauer eines Assets

können daraus erhebliche Einbußen entstehen. Die relevanten Daten sind dabei bereits vorhanden, in EMS, BMS und Wechselrichtern. Die Herausforderung liegt darin, sie zu einem konsistenten Zustandsbild über Zellen, Racks, Stränge und Standorte hinweg zusammenzuführen und daraus belastbare Betriebsentscheidungen abzuleiten.

Genau dafür haben wir bei Sphere unsere BESS Monitoring Solution entwickelt. Sie liefert eine herstellereun-

abhängige Datengrundlage für die Betriebsführung, sie beinhaltet die genaue Bestimmung von SoC und SoH mit Abweichungsanalyse gegenüber dem BMS-Wert, Prognosen zur weiteren Degradation, die Erkennung von Anomalien im laufenden Betrieb sowie eine nachvollziehbare Dokumentation für Wartungsplanung und Garantiefälle. Möglich wird das durch einen hybriden Modellierungsansatz. Wir werten Echtzeit- und historische Betriebsdaten mit einem Modell aus, das Machine Learning mit physikalischen Batteriemodellen verbindet und auf Zelltests im Labor vortrainiert ist. Sphere zeigt in Echtzeit, wie viel Energie im Speicher verfügbar ist, und schafft damit die Grundlage für einen optimierten und sicheren Betrieb.



DR. NAM TRUONG
ist CEO und Co-Founder
von Stabl Energy.
Bild: Stabl Energy

Aktuell sehen wir die wichtigsten Trends bei Großbatteriespeichersystemen in drei Bereichen: Erstens in der zunehmenden Systemflexibilität und Modularität, zweitens in der intelligenten Betriebsführung über digitale Steuerung und drittens in der stärkeren Fokussierung auf Nachhaltigkeit und Kreislaufwirtschaft. Speicher werden heute nicht mehr nur als reine Assets betrachtet, sondern als hochintegrierte Energiesysteme, die sich sicher, effizient und wirtschaftlich in bestehende Anlagen und Netze einfügen müssen. Hinzu kommt, dass Betreiber immer stärker nach Lösungen suchen, die wirtschaftlich sofort Wirkung entfalten und gleichzeitig regulatorisch sowie technisch zukunftssicher sind. Deshalb denken wir Speicher nicht isoliert, sondern als skalierbare Infrastruktur für Industrie und Gewerbe, die die Energiebeschaffung optimiert, Kosten senkt und zusätzlich Rendite über Co-Location und Arbitrage-Trading erzielt.

„Unsere Lösungen setzen auf Second-Chance-Batterien.“

Genau darauf ist Stabl Energy ausgerichtet. Unsere Lösungen setzen auf Second-Chance-Batterien, die für das Recycling viel zu schade sind, sowie auf modulare Multilevel-Wechselrichtertechnologie, um einen zuverlässigen Betrieb zu ermöglichen. Unsere modulare Multilevel-Wechselrichtertechnologie maximiert die Energienutzung durch höchste Roundtrip-Effizienz. Wir bieten ressourceneffiziente Energiespeicher, die mit Fokus auf Cybersicherheit, Datenhoheit und unabhängige Lieferketten entwickelt wurden. Damit verbinden wir Ressourceneffizienz mit hoher Systemflexibilität und schaffen Speicherlösungen, die sowohl ökologisch als

EXPERTENTALK

auch ökonomisch überzeugen. Der Markt entwickelt sich klar in Richtung smarter, nachhaltiger und besser integrierbarer Systeme „Made in Europe“. Nur so erreichen wir in Europa weniger fossile Abhängigkeit, mehr Energieresilienz und Souveränität.

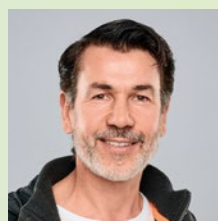


TIMO MAIER

ist Head of ESS DACH
bei Sungrow Europe.

Bild: Sungrow Europe

Zusammengefasst: Großbatteriespeicher entwickeln sich zu zentralen Elementen eines stabilen, flexiblen und erneuerbaren Energiesystems. Es braucht daher skalierbare, sichere und schnell zu installierende Lösungen, die steigende Anforderungen von Netzbetreibern, Investoren und Projektentwicklern gleichermaßen erfüllen.



**MATTHIAS
WILLENBACHER**

ist Geschäftsführer
von wi renewables.

Bild: wi renewables

„Speicher werden
zu aktiven
Bausteinen der
Netzstabilität.“

Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Quellen im Netz müssen Speicher künftig mehr leisten als reine Energieverschiebung: Sie werden zu aktiven Bausteinen der Netzstabilität, etwa durch Spannungshaltung, schnelle Regelbarkeit oder netzbildende Funktionen – also Aufgaben, die bisher zum Teil von fossilen Anlagen übernommen wurden. Gleichzeitig erhöht der wachsende Strombedarf der Industrie, beispielsweise

durch KI-Rechenzentren, den Bedarf an hochverfügbaren, skalierbaren und flexibel einsetzbaren Speicherlösungen. Für Investoren und Betreiber bleiben bei allem Lebensdauer, Sicherheit und Bankability zentral, was höhere Anforderungen an Brandschutz, Temperaturmanagement und Wartung mit sich bringt. Der Markt bewegt sich dabei klar in Richtung Standardisierung: Modulare, vorkonfigurierte Systeme sollen Planungs-, Bau- und Inbetriebnahmearbeiten reduzieren. Weitere Trends sind eine höhere Energiedichte bei geringerem Flächenbedarf, professionelle Wartungskonzepte sowie die Fähigkeit, unterschiedliche Erlösströme flexibel zu bedienen.

Wir bei Sungrow adressieren mit unserem Newcomer in der Großspeicherserie – dem „Powertitan 3.0“ – netzunterstützende und netzbildende Anwendungen gleichermaßen. Wir achten hierbei auf einfache Skalierbarkeit für unterschiedliche Einsatzfelder – vom Spitzenlastmanagement über Backup-Funktionen bis hin zur optimierten Nutzung vorhandener Netzanschlüsse. Ausgeliefert in 20ftContainern erreicht ein Block dank gestapelter Batteriezellen bis zu 7,2 MW beziehungsweise 28,5 MWh und unterstützt eine Entladedauer von 2 bis 8 h. Lange und ständige Verfügbarkeit stellen wir vor allem durch eine jeweils lokale Serviceorganisation sicher; Brandschutz wird durch ein mehrstufiges Konzept aus Zellüberwachung, thermischem Management und Containerdesign gewährleistet. Zugleich setzen wir auf kurze Inbetriebnahmezeiten, um Projekte effizienter und günstiger umzusetzen: So kann ein 1GWh-Projekt innerhalb von zwölf Tagen ausgerollt werden.

Großbatteriespeicher sind kein Nischenthema mehr. Sie werden zum Standardbaustein der Energiewende – und das schneller, als viele erwartet haben. Vier Trends prägen die Entwicklung gerade. Erstens Co-Location: BESS und erneuerbare Erzeugung gehören zusammen. Überschüsse aufnehmen, Einspeisespitzen glätten, Netze entlasten – das ist die Kernaufgabe eines modernen Speichers. Zweitens Skalierung und Standardisierung: Systeme werden größer und schneller realisierbar. Gleichzeitig steigen die Anforderungen. Verfügbarkeitsgarantien und geringer Wartungsaufwand sind keine Kür mehr, sondern Pflicht – und bankfähig müssen die Garantien sein. Natriumionen-Technologie beobachten wir genau. Sobald sie industriell skaliert, robust und kostengünstig verfügbar ist, wird sie den Markt verändern. Drittens Betrieb und Vermarktung: Ein Speicher verdient nicht von allein. Entscheidend ist Multi-Markt-Optimierung. Je flexibler ein BESS fahren darf, desto wirtschaftlicher wird das Projekt. Dafür braucht es ein verlässliches Energiemanagement, saubere Daten und einen Optimierer mit echtem Track Record. Und viertens Netzintegration: Nach wie vor der größte Engpass. Netzanschluss, Schutzkonzept, Fernwirktechnik, Genehmigung und Sicherheitsanforderungen bestimmen Zeitplan und Kosten. Wer das unterschätzt, verliert nicht Wochen, sondern Monate. Diese vier Trends spiegeln sich direkt in unseren Lösungen wider. Wir setzen auf skalierbare, standardisierte Systeme mit hoher Verfügbarkeit und bankfähigen Garantien. Unser Energiemanagement ist von Anfang an auf Co-Location und Multi-Markt-Optimierung ausgelegt. Und wir entwickeln Hybridstandorte, die Netzverknüpfungspunkte effizient mit Wind, PV und Batteriespeichern kombinieren. Denn die Energiewende braucht keine Einzellösungen. Sie braucht integrierte Systeme, die dauerhaft funktionieren.

„Großbatteriespeicher werden zum
Standardbaustein
der Energiewende.“

„Der Netzanschluss beinhaltet ein Riesenpotenzial“

Batteriespeicher sind heute zentrale Flexibilitätswerkzeuge, mit denen das volatile Angebot an erneuerbaren Energien in immer größerem Maße ausgeglichen sowie Netze stabilisiert und die Versorgungssicherheit garantiert werden. Über Speicher als langfristige Infrastrukturprojekte, über zugehörige Finanzierungsmodelle, Arbitrage sowie Batterien als Anlageklasse sprach r.energy mit Sascha Koberstaedt, Founder und CEO von encosa energy.

Herr Koberstaedt, wo sehen Sie aktuell die Haupttendenzen bei der Entwicklung und dem Betrieb von Großbatteriespeichern?

SASCHA KOBERSTAEDT: Ich möchte vorausschicken, dass es für Großbatteriespeicher keine klare Definition gibt. Meist aber geht man von Größenordnungen über 10 MW aus, die stand-alone auf Freiflächen verbaut sind. Ein wichtiger Trend bei Batteriespeichern ist aus meiner Sicht, dass sie sich zu einem neuen Asset beziehungsweise einer neuen Investitionsmöglichkeit entwickeln, wobei es streng genommen nicht der Speicher ist, sondern der Netzanschluss. Der Netzanschluss ist oft ein limitierender Faktor, gerade bei Großbatteriespeichern. Denn große Zugänge zu bekommen, ist häufig schwierig. Anders sieht

es bei mittelständischen Unternehmen aus. Deren Netzanschlüsse sind deutlich kleiner, aber auch viel zahlreicher. Nach unserer Einschätzung sind sie das zentrale Element für Batteriespeicher. Doch egal, ob Großbatteriespeicher oder kleinere Anschlüsse: Vielen ist gar nicht bewusst, dass sie damit auf einer ungenutzten Assetquelle sitzen.

Können Sie auf den letzten Punkt noch etwas differenzierter eingehen?

SASCHA KOBERSTAEDT: Nehmen wir ein mittelständisches Unternehmen. Solche Unternehmen besitzen fast immer einen Netzanschluss, mit dem man traden kann. Technische Voraussetzung ist hier ein Mittelspannungsanschluss – anders als die Niederspannung bei Haushalten oder die Hochspannung großer Stand-alone-Speicher, für die zusätzlich ein Umspannwerk benötigt wird. Das ist das eine. Zum anderen gibt es rund um Lastspitzen oder Optimierungen des Eigenverbrauchs eine Reihe von Möglichkeiten, Kosten einzusparen. Während sich also mit Batteriespeichern Front of the Meter Geld generieren lässt, kommt Behind the Meter die Kostenminderung dazu. Das ist das Neue, was bisher noch zu wenig betrachtet wird – beziehungsweise dessen Potenzial bisher kaum genutzt wird.

SASCHA KOBERSTAEDT:

„Das Wichtigste ist, genau zu erkennen, was der Kunde will. In unserem Fall ist das nicht der Speicher, sondern die Einsparung und der Gewinn.“ Bilder: encosa energy



Sind damit mittelständische Unternehmen schlechthin das Kundenklientel von encosa?

SASCHA KOBERSTAEDT: Zu einem großen Teil ja. Behind the Meter sind die meisten unserer Kunden tatsächlich mittelständische Unternehmen. Prinzipiell richten sich unsere Leistungen aber an jedes produzierende Unternehmen, das Energie benötigt. Front of the Meter kommen zudem private Grundstückseigentümer, Landwirte sowie Immobilien- und Bestandshalter als Zielgruppen hinzu. Anders als bei Großspeichern, wo es meist um Greenfield-Projekte geht, ist bei uns ein vorhandener Netzan-



INTERVIEW



Vier Batteriespeicher von encosa am Werk eines mittelständischen Unternehmens.

schluss die Voraussetzung. In solche Projekte gehen wir dann unabhängig von der Unternehmensgröße hinein.

Zurück zu den Trends bei Batteriespeichern: Wie spiegeln sich diese im Leistungsspektrum Ihres Unternehmens wider?

SASCHA KOBERSTAEDT: Das Spektrum klang bereits an. Um es auf den Punkt zu bringen: Wir ermöglichen es Anlegern – auch kleineren – aufgrund des Assets, das sie besitzen, wertschöpfend Front of the Meter zu agieren. Das ist das eine. Zum anderen schaffen wir die Möglichkeit, Batteriespeicher quasi

KUNSTSTOFF IST
LANGELEBIG.

**GUTES
WISSEN
AUCH!**



**QR-Code scannen und
Newsletter abonnieren –**
für News, die Bestand haben!
www.plastXnow.de

**PLASTX
NOW**

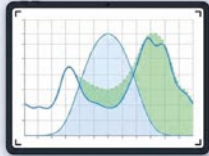
PLASTVERARBEITER

**WIN
VERLAG**

BEHIND THE METER: Geld einsparen.

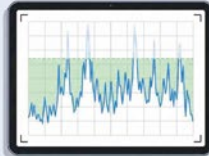
Eigenverbrauchs-optimierung

Solarüberschüsse speichern und später nutzen.



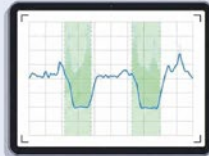
Lastspitzen-kappung

Lastspitzen reduzieren, Netzentgelte senken.



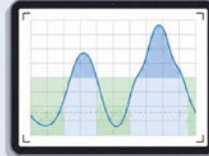
Hochlast-zeitfenster

Lastmanagement in Hochlastzeitfenstern nach der 7000-Stunden-Regel.



Dynamische Stromtarife

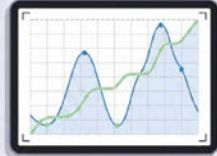
Verbrauch am Strompreis ausrichten.



Vermarktung

Teilnahme an Spot- und Regulenergiemarkt.

Günstig einkaufen, teuer verkaufen.



Multi-Use

Eine Batterie, fünf kombinierbare Hebel: vom Eigenverbrauch Behind the Meter bis zur Vermarktung am Spotmarkt.

wie ein Schweizer Taschenmesser einzusetzen: in Kombination mit einer PV-Anlage, zur Glättung von Netzentgelten, für Peaks, Hochlastzeitfenster, dynamische Stromtarife – alle Möglichkeiten, wenn man so will, die es Behind the Meter gibt. Mit Blick auf die eingesetzten Batteriespeicher agieren wir dabei technologie- und herstellereffen.

Batteriespeicher sind Infrastrukturprojekte, die je nach zugrunde liegender Technologie eine Lebensdauer von 15 bis 20 Jahren aufweisen. Die einzelnen Phasen erstrecken sich von der Planung bis zum laufenden Betrieb. Wo in diesem Zyklus verorten sich die Leistungen von encosa?

SASCHA KOBERSTAEDT: Zur Einordnung sei erwähnt, dass wir eine Kundengruppe mit Projekten bis 10 MW adressieren. Als wir encosa gegründet haben, war die zentrale Überlegung: Was wollen unsere Kunden? Unsere Antwort lautet: Der Kunde will nicht den Batteriespeicher an sich. Er will Geld einsparen oder Geld verdienen. Deshalb sagen wir: Wir verkaufen nicht den Speicher, wir verkaufen Einsparung. Dafür nutzt der Kunde seinen Netzanschluss. Und wir ermöglichen es ihm, seine Kostenstruktur zu verbessern und/oder Geld zu verdienen. Man muss allerdings klar sagen: Ein Batteriespeicher ist ein sehr komplexes Gebilde. Auf Wunsch übernehmen wir deshalb in Speicherprojekten die komplette Kette von der Auslegung und Planung, über die Installation und den Betrieb bis zum After Sales. Hat ein Speicher sein Lebensende erreicht, lässt sich der Netzanschluss problemlos weiter nutzen.

Das Leistungsportfolio von encosa ist schon heute sehr weitreichend. Soll es künftig noch ausgebaut werden?

SASCHA KOBERSTAEDT: Ja. Und zwar in der Kombination von FTM und BTM. Aktuell ist es bei Front of the Meter und Behind the Meter noch ein Entweder-oder, weil eine Verbindung technologisch nicht möglich ist. Die beiden Welten zu verbinden, birgt jedoch ein Riesenspotenzial. Deshalb beschäftigen wir uns derzeit sehr intensiv mit diesem Thema und bauen softwaretechnisch an dieser Verbindung. Am Ende kann ein Speicher mehr als doppelt so performant werden, wie er es heute ist.

Der Netzanschluss gilt für die Erneuerbaren aktuell als Nadelöhr und Reifegradverfahren. Stichwort „first ready“ statt „first come“. Wie agiert encosa in dieser Situation strategisch?

SASCHA KOBERSTAEDT: Projekte zu Großbatteriespeichern machen mit dem Netzanschluss mechanisch das Gleiche wie wir. Inhaltlich sind sie aber komplett anders gelagert. Abweichend zu Greenfield-Projekten haben wir keinen zentralen Approach an einem bestimmten Ort, sondern viele dezentrale. Es gibt zigtausend Firmen in Deutschland, die solch einen Netzanschluss besitzen, ihn aber nicht nutzen. Mit unseren Projekten sind wir quasi immer im Gewerbe, Industrie- oder Mischgebiet. Eine Baugenehmigung ist daher für uns selten ein Hindernis. Dadurch gehen unsere Projekte viel schneller und haben eine höhere Wahrscheinlichkeit der Umsetzung. Wir docken auch immer an bestehende Ressourcen an. Zum Beispiel an

Umspannwerke, meistens haben Kunden einen Trafo. Bei einer Brauerei, in der ich kürzlich war, war der Ausgangspunkt eine vorhandene PV-Anlage. Das ist typisch: Viele Kunden kommen über ihre PV-Anlage zum Thema Batteriespeicher – in Analogie zu Solar und Heimspeicher im Privaten. Der Nutzen für das Unternehmen ist am Ende aber fast immer deutlich größer, als den meisten anfangs bewusst ist.

Können Sie auf dieses Beispiel näher eingehen?

SASCHA KOBERSTAEDT: Gern. In diesem Fall kam der Kunde auf uns zu, weil seine PV-Anlage im Sommer aufgrund von Überkapazitäten abgeschaltet wird. Er hat einen Peak von 800 kW Netzanschluss, aber 2 MW – also 2.000 kW – zur Verfügung. Das heißt 1,2 MW liegen brach. Er hatte also investiert, ohne davon in Gänze profitieren zu können. Um dies zu ändern, will er nun mit einem Speicher arbeiten. Wie immer in solchen Projekten steht von unserer Seite dann erst einmal eine individuelle Analyse an. Wie sieht der Lastgang aus? Wie groß ist der Netzanschluss? Welchen Trafo gibt es? Zahlen, Daten, Fakten also. Im Fall der Brauerei ist es so, dass manche Betriebsteile im Drei- und manche im Einschichtbetrieb arbeiten. Hinzu kommt als Verbraucher ein Restaurant, sodass regelmäßig Peaks auftreten. An die Analysephase schließt sich dann eine Planungsphase an, etwa zur Art und Größe der Speicher, gefolgt von der Inbetriebnahme. Im Augenblick ist die Brauerei noch in der Entscheidungsphase. Sollte sie kaufen, hätte sie einen ROI von circa zwei Jahren zu erwarten, was meiner

INTERVIEW

Meinung nach sehr gut ist. Dafür kann sie zum einen über Peak Shaving die Kosten senken und zum anderen den Netzanschluss für die Vermarktung nutzen.

Die Brauerei denkt also über einen Kauf nach. Kann ein Unternehmen, das seine Energieversorgung neu regeln oder optimieren möchte, auch andere Formen der Teilhabe nutzen?

SASCHA KOBERSTAEDT: Natürlich. Neben dem Kauf sind das zum Beispiel Miete, Pacht oder Co-Investition. Dabei sind stets mehrere Faktoren genau abzuwägen. Geht der Kunde zum Beispiel mit dem Kauf ins Investitionsrisiko, kann er auch die vollen Upsides mitnehmen. Zahlt er bei einem Unternehmen dagegen Miete, was wir über Partnerbetriebe realisieren, profitiert er fast immer ab Tag eins von einem positiven ROI. Darüber hinaus entwickeln wir Projekte, wo wir Unternehmen im Rahmen einer Co-Beteiligung für den Netzananschluss zahlen. Für den Kunden hat das den zusätzlichen Vorteil, dass er sofort mit jemandem kooperiert, der sich bei diesem Thema auskennt.

Angenommen, ein Unternehmen wechselt vom Modell der Investitions- zu dem der Betriebsausgaben. Was bedeutet diese Verschiebung Capex zu Opex für die Unternehmensbilanz?

SASCHA KOBERSTAEDT: Zu unseren Kunden gehören auch Family Holdings, die umfangreiche Mittel haben, in verschiedene Assets zu investieren. Dazu auch immer mehr Speicher. Bei 90 % unserer Kunden ist jedoch die Eigenkapitalquote begrenzt. Weil sie zukunftsicher aufgestellt sein wollen, setzen sie ihre Mittel meist im Kerngeschäft ein. Investitionen abseits davon finden noch immer recht wenig statt. Hier steigen wir ein, bieten Technologie sowie Einsparung und Erlöse, ohne dass das Unternehmen ein Investment tätigen muss.

Was macht einen Speicher für Investoren so interessant?

SASCHA KOBERSTAEDT: Nehmen wir ein Beispiel: Wir haben einen Kunden, das Family Office einer Milliardärsfamilie, mit dem wir gerade mehrere Projekte umsetzen. Das Potenzial liegt bei über 100 solcher Projekte. Dieser Kunde will jetzt erst einmal sehen, wie die ersten Projekte laufen, um

dann gegebenenfalls die anderen zu erschließen. Man kann aber schon sagen: Für institutionelle Kapitalgeber ist die Sicherheit des Batteriespeichers als Kapitalanlage gegeben. Batteriespeicher haben sich zu einer eigenen Anlageklasse entwickelt – Marktanalysen zufolge mit einer IRR von acht bis 14 %. Zum Vergleich: Die zehnjährige Bundesanleihe bringt gut drei Prozent, der DAX über die letzten fünf Jahre rund zwölf Prozent pro Jahr, allerdings mit den bekannten Schwankungen. Hinzu kommt die Skalierbarkeit. Durchgehend bankable ist die neue Assetklasse für einzelne Kunden allerdings noch nicht.

Gibt es tendenziell eine Veränderung bei den angewendeten Modellen?

SASCHA KOBERSTAEDT: Wenn man von dem Großspeicherbereich ausgeht, haben die Unternehmen Projekte ursprünglich erst über Eigenkapital finanziert, dann kam über Banken der Fremdkapitalhebel hinzu. Bis heute ist damit ein Investitionsrahmen verbunden, ab dem Unternehmen in solche Projekte reingehen. Wir haben es geschafft, den gleichen Ansatz für Projekte mit geringerem Finanzierungsvolumen umzusetzen – aber nicht zentral, sondern dezentral. Wenn der Endkunde heute zu seiner Sparkasse oder Volksbank geht, um einen Batteriespeicher zu finanzieren, wird das nicht funktionieren. Noch nicht. Meiner Ansicht nach wird sich das aber in den nächsten Jahren ändern. Bis dahin und auch darüber hinaus können wir den Finanzierungspart übernehmen.

Wir hatten schon über BTM/FTM gesprochen, die Senkung der Kosten hinter dem Zähler – Behind the Meter – und das Erzielen von Erlösen vor dem Zähler – Front of the Meter. Wie würden Sie das Umfeld aktuell beschreiben?

SASCHA KOBERSTAEDT: Während das Vorgehen Front of the Meter hochgradig regulatorisch abhängig ist, stellt sich die Regulatorik Behind the Meter quasi als unkritisch mit klaren operativen Vorgaben dar. Wir sehen den Behind-the-Meter-Markt als den langfristig größeren an: Jede Firma hat einen Netzananschluss und zahlt Stromkosten, die sich mit einem Speicher reduzieren lassen. Ähnlich wie heute bei den PV-Anlagen werden in zehn Jahren

viele Unternehmen einen Batteriespeicher betreiben, ganz einfach, weil es technologisch sinnvoll ist. Gleichzeitig gilt es, diese Welten zu verbinden, was allerdings eine technologische Herausforderung ist. Hinzu kommen die besagten regulatorischen Randbedingungen. Im Augenblick läuft bei uns das erste Projekt, mit dem wir bis Ende des Jahres diese Verbindung herstellen wollen. Dafür sind viele technische, regulatorische und partnerschaftliche Herausforderungen zu lösen.

Welche Rolle spielt in diesem komplexen Gefüge regulatorische Klarheit? Macht die aktuelle Regulatorik zum Beispiel das Investment riskanter?

SASCHA KOBERSTAEDT: Mit „MiSpel“ und „AgNes“ wurden beziehungsweise werden ganz neue Möglichkeiten für Batteriespeicher geschaffen. Während MiSpel die Marktintegration von Speichern und Ladepunkten adressiert, soll AgNes ab 2029 die Netzentgeltsystematik komplett neu strukturieren. Die zum 31.12.2028 auslaufende Stromnetzentgeltverordnung wird dafür von AgNes ersetzt. Es gibt damit regulatorischen Rückenwind, und deswegen steht das Investitionsfenster offen. Das ist natürlich sehr vorteilhaft für die Investmentbereitschaft.

Herr Koberstaedt, encosa ist ein noch sehr junges Unternehmen. Umso mehr erstaunt die Präsenz am Markt. Wo sehen Sie den Schlüssel für den Erfolg?

SASCHA KOBERSTAEDT: Das Wichtigste ist, genau zu erkennen, was der Kunde will. In unserem Fall ist das nicht der Speicher, sondern die Einsparung und der Gewinn. Darauf richten wir unsere Leistungen konsequent aus. Dafür vereinfachen wir für den Kunden das Thema Batteriespeicher, das sehr komplex ist, und bieten ihm eine Komplettlösung. Das Gesamtheitliche ist das Entscheidende. Um hierbei das riesige Potenzial abzurufen, setzen wir eine Technologie ein, die funktioniert, die kein technologisches Risiko darstellt, sondern vielmehr nachhaltig und hochgradig skalierbar ist. Verbindet man das mit dem Gesamtbild der Energiewende und der Netzflexibilität, wird der Batteriespeicher zu einer essenziellen Komponente: Die Energiewende ist ohne Solar und Wind nicht denkbar – aber eben auch nicht ohne Speicher.

Herr Koberstaedt, vielen Dank für das Gespräch. ■

Warum Batteriespeicher eine PV-Anlage nicht nur ergänzen

Allein 2025 kamen weltweit knapp 110 GW an neuer Batteriespeicherkapazität ans Netz. Das sind 40 % mehr als im Vorjahr [1]. Immer häufiger entstehen diese Anlagen als Teil hybrider Energieparks, die Photovoltaik und Batterie hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt vereinen. Die Logik dahinter ist bestechend: PV liefert günstigen Strom, der Speicher bewahrt ihn für die Zeit, in der er am meisten wert ist. Auf dem Papier eine ideale Kombination. Im Betriebsalltag jedoch ein Zusammenspiel, das deutlich mehr operatives Können verlangt, als viele Betreiber zu Beginn einkalkulieren – beim Design, im täglichen Betrieb und auf der Steuerungsebene. **VON JONAS SOELLNER**

Ein Batteriespeicher lässt sich nicht wie eine Solaranlage betreiben, denn diese ist ein Erzeuger: Solange die Sonne scheint, produziert sie. Was ihren Ertrag bestimmt – Einstrahlung, Temperatur, Verschattung – liegt außerhalb der Anlage und ist ohne Gedächtnis: Der Betrieb von gestern spielt für die Leistung von heute keine Rolle. Ein Batteriespeicher ist dagegen kein Erzeuger, sondern ein zustandsabhängiges Asset. Was der Speicher leisten kann, hängt von seiner Vorgeschichte ab: von Lade- und Entladezyklen, von Zell- oder Systeminhomogenitäten, die die nutzbare Kapazität bereits reduzierten, und von vertraglichen Grenzen wie Garantievereinbarungen zum Ladezustand.

Wer eine PV-Anlage betreibt, bewirtschaftet also die Ressource Sonne. Wer einen Batteriespeicher betreibt, arbeitet dagegen fortlaufend an elektrochemischen, thermischen, regulatorischen und vertraglichen Grenzen. Ein Speicher mit 100 MW Nennleistung kann daher keineswegs zu jedem Zeitpunkt 100 MW liefern. In hybriden Energieparks verschärft sich das: PV und Speicher teilen sich denselben Netzanschlusspunkt. Ist der Speicher thermisch eingeschränkt oder durch den Ladezustand begrenzt, während die Solaranlage mittags die volle Einspeisekapazität nutzen will, muss Strom abgeregelt werden, obwohl genug Erzeugung vorhanden wäre. Abregelung ist ohnehin ein wachsendes

Problem: Allein in Kalifornien summierte sich die 2024 abgeregelte Menge an Solar- und Windstrom auf rund 3,4 Millionen MWh – ein Plus von 29 % gegenüber dem Vorjahr [2].

Das Layout für morgen mitdenken

Ein Hybridpark wird für zehn bis zwanzig Jahre Betrieb geplant. Welche Anwendungsfälle in dieser Zeit wirtschaftlich relevant werden, steht beim Spatenstich noch nicht fest. Zukunftsfähige Planung bedeutet, das physische und elektrische Layout so auszulegen, dass spätere Anwendungen nicht am Design von heute scheitern: Reserve am Netzanschlusspunkt für einen späteren Kapazitätsausbau, Verkabelung und Flächenaufteilung, die eine Erweiterung um zusätzliche Komponenten zulassen. Wer diese Fragen erst stellt, wenn sich eine neue Erlösquelle zeigt, merkt, dass Trafokapazität, Flächenzuschnitt oder Netzanschlussvertrag das eigentliche Nadelöhr sind – nicht die Technologie.

Der aktive Balanceakt: Ertrag versus Alterung

Jeder Zyklus, den ein Speicher fährt, bringt Einnahmen – aus Arbitrage, Regelernergie oder Kapazitätsmärkten. Jeder Zyklus lässt ihn aber auch altern, und zwar zusätzlich



Das Zusammenspiel von PV und BESS verlangt tiefgehendes operatives Know-how beim Design und täglichen Betrieb wie auch auf der Steuerungsebene.

Bild: © Ewout Pahud/stock.adobe.com

zur kalendarischen Alterung, die ohnehin fortschreitet. Beide reduzieren nutzbare Kapazität und Leistungsfähigkeit dauerhaft. Genau darin liegt der aktive Balanceakt im täglichen Betrieb: Übersteigt der Erlös eines zusätzlichen Zyklus die damit verbundenen Alterungskosten? Oder ist die Alterung so hoch, dass es wirtschaftlicher ist, auf Zyklus und Erlös zu verzichten, um Gesundheitszustand und Lebensdauer des Speichers zu erhalten und Garantieansprüche zu wahren? Diese Abwägung ist keine einmalige Designentscheidung, sondern eine Frage, die sich mit jedem Marktsignal neu stellt und ohne belastbare Einschätzung des Gesundheitszustands nicht seriös zu beantworten ist.

Vier typische Ursachen bremsen Speicher immer wieder aus, meist unbemerkt vom Standardmonitoring:

- **Fehlerhafte Ladezustandsschätzungen (SOC):** Der SOC ist nicht direkt messbar. Er muss aus Spannungs- und Strommessungen ermittelt werden. Gerade bei LFP-Zellen verändert sich die Spannung über weite Bereiche kaum. Das führt zu falschen SOC-Einschätzungen, was die Speicherleistung reduziert.

- **SOC-Spreizung zwischen Zellen:** In einem String aus vielen in Reihe geschalteten Zellen gibt die Zelle den Takt vor, die als erste ihre Spannungsgrenze erreicht. Schon Unterschiede von 10-%-Punkten können die nutzbare Energie des gesamten Strings deutlich verringern.

- **Schwache Zellen:** Wenn eine Zelle dauerhaft weniger Kapazität hat, zieht sie die Leistungsfähigkeit des gesamten Strings nach unten. Entscheidend ist, ob nur ein Ungleichgewicht vorliegt, das sich durch Balancing beheben lässt, oder ob die Zelle tatsächlich geschwächt ist und ersetzt werden muss. Mit den Standardfunktionen des Batteriemanagementsystems (BMS) lässt sich das oft nicht sicher erkennen.

Abgeschaltete Komponenten: Erkennen BMS oder Wechselrichter einen unsicheren Zustand, trennen sie einzelne Strings oder Racks elektrisch ab. Dann steht diese Kapazität bis zur nächsten Wartung nicht mehr zur Verfügung. Im SCADA gibt es für diese fehlende Kapazität oft keinen sichtbaren Alarm.

EMS als kritische Schicht – aber kein Ersatz für Analytik

Das Energiemanagementsystem (EMS) ist die Steuerungsebene: Es koordiniert PV-Erzeugung, Ladeverhalten und Vermark-



Hybride Energieparks erfordern eine tägliche Abwägung zwischen Ertrag und Alterung des Speichers, eine Analytik, die Daten in Diagnosen umwandelt, und idealerweise ein Layout, das künftige Anwendungen zulässt.

Bild: © Snidel12/stock.adobe.com

tung in Echtzeit und setzt Dispatch-Entscheidungen um. Damit ist es die kritische Schicht, über die der aktive Balanceakt zwischen Ertrag und Alterung im Tagesgeschäft umgesetzt wird. Was das EMS aber nicht liefert, ist die Diagnose selbst: Ein Spannungsausreißer kann ein Frühwarnsignal für eine schwache Zelle sein, eine beginnende SOC-Spreizung – oder schlicht Messrauschen. Das zu unterscheiden, übersteigt, was BMS und EMS standardmäßig leisten. Dafür braucht es BESS-Analytik als eigenständiges Werkzeug: Sie wertet Zell-, Modul- und Stringdaten aus, kombiniert sie mit physikalischen Batteriemodellen und Domänenwissen und übersetzt sie in eine belastbare Einschätzung des Gesundheitszustands.

Ein Beispiel aus dem laufenden Betrieb: Ein 20-MWh-LFP-Speicher in New South Wales lieferte 2025 nur rund 43 % seiner Nennenergie. Dem Betreiber fehlte eine belastbare Datenbasis für Verhandlungen mit dem Hersteller. Erst der Einsatz von Analytik machte sichtbar, dass 29 fehlerhafte Module die Ursache waren. Nach dem Garantieaustausch stieg die abrufbare Energie binnen eines Monats um 6,5 MWh – ein Erlöspotenzial von bis zu 403.000 USD pro Jahr. Bei einem 400-MWh-System in den USA stieg nach gezielten Eingriffen gegen SOC-Spreizungen der Anteil voll funktionsfähiger Speichermodule innerhalb von sechs

Monaten von 51 auf 93 %, mit einem Erlöspotenzial von 600.000 USD pro Jahr. Beide Fälle teilen dieselbe Struktur: Der Betreiber wusste, dass etwas nicht stimmte. Was fehlte, waren Diagnose und belastbare Daten.

Kein Spielraum: Wer Speicher betreibt, muss sie verstehen

Die Märkte, in denen Batteriespeicher operieren, werden nicht einfacher. Abregelungen nehmen zu, und die Erlöse aus Primärregelleistung – lange das Rückgrat vieler BESS-Geschäftsmodelle – stehen europaweit unter Druck. Operative Exzellenz ist kein Alleinstellungsmerkmal mehr, sondern Voraussetzung. Für hybride Energieparks bedeutet das: ein Layout, das künftige Anwendungen zulässt, eine tägliche Abwägung zwischen Ertrag und Alterung des Speichers, und Analytik, die Daten in Diagnosen umwandelt – eine Betriebslogik, die für Wind-BESS-Hybride gleichermaßen gilt. ■

Literatur

[1] IEA, *Global Energy Review 2026*, April 2026, <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026>

[2] U.S. Energy Information Administration (EIA), *Solar and wind power curtailments are increasing in California*, Mai 2025, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65364>



DER AUTOR

JONAS SOELLNER

ist Senior Technical Solutions Engineer bei Twice.

Bild: Twice



Messtechnik als Schlüsselfaktor für das Batterierecycling

Europa will kritische Rohstoffe im Kreislauf führen und die Rückgewinnung aus Lithium-Ionen-Akkus systematisch ausbauen. Doch hohe Recyclingquoten entstehen nicht allein durch Regulierung, sie entstehen, wenn es sich lohnt. Entscheidend dafür ist die hydrometallurgische Aufarbeitung der Schwarzmasse und ihre präzise Überwachung.

VON DR. DUSTIN KUBAS

Europa verfolgt das Ziel, kritische Rohstoffe wie Lithium, Nickel oder Kobalt stärker im eigenen Wirtschaftskreislauf zu halten. Diese Metalle sind zentrale Bestandteile von Lithium-Ionen-Akkus und können durch das Recycling von Altbatterien zurückgewonnen werden. Batterierecycling schließt damit den Wandel von der kleinen Sammelkiste hin zur gesamteuropäischen, industriepolitischen Schlüsselaufgabe ab.

Ob die angestrebten Rückgewinnungsraten erreicht werden, entscheidet sich jedoch nicht auf politischer Ebene, sondern im chemischen Prozess. Metalle müssen selektiv gelöst, in hoher Reinheit getrennt und reproduzierbar zurückgewonnen werden. In Europa etabliert sich dafür zunehmend die hydrometallurgische Route. Sie erlaubt die gezielte Aufarbeitung der Schwarzmasse aus der mechanischen Vorbehandlung von Alt-

batterien, die die relevanten Elektrodenmaterialien mit Lithium, Nickel, Kobalt und Mangan enthält. Im Zentrum steht der Laugungsschritt. Hier müssen Temperatur, pH-Wert, Konzentration und Dosierung präzise aufeinander abgestimmt werden. Eine stabile und reproduzierbare Prozessführung ist ohne leistungsfähige Messtechnik nicht möglich. Genau hier setzt Endress+Hauser als kompetenter, verlässlicher Partner an.

Hydrometallurgie im Fokus

Im Vergleich zum pyrometallurgischen Verfahren, bei dem Materialien bei sehr hohen Temperaturen verbrannt und eingeschmolzen werden, arbeitet die Hydrometallurgie in wässriger Phase. Ziel ist es, die in der Schwarzmasse enthaltenen Metalle gezielt aus der festen Matrix herauszulösen und anschließend sortenrein oder als definiertes Gemisch in hoher Ausbeute wieder auszufällen. Dies ist zugleich die Grundlage für die sogenannte pcam-Produktion (precursor cathode active material), bei der ein exakt definiertes Metallhydroxidgemisch als Vorstufe für neue Kathodenmaterialien hergestellt wird – ein Trend, der für Recycler höhere Margen verspricht, prozessseitig jedoch deutlich anspruchsvoller ist, da die Metallverhältnisse präzise eingestellt werden müssen. Die führenden Prozessgrößen bleiben dabei pH-Wert und Temperatur – die eingesetzte Messtechnik bleibt somit unverändert entscheidend. Gerade dieses Spannungsfeld aus Wunschprodukt und Ausbeute macht das Verfahren besonders anspruchsvoll. Der Laugungsschritt erfolgt typischerweise in gerührten Reaktoren, in denen aggressive Säuren oder Laugen auf die Schwarzmasse treffen. Schon geringe Abweichungen im pH-Wert und Temperatur können die Ausbeute reduzieren oder die Produktqualität beeinträchtigen. Hinzu kommen mechanische Belastungen durch abrasive Feststoffanteile sowie chemische Beanspruchungen durch stark korrosive Medien. Hydrometallurgische Prozesse sind daher nicht nur chemisch komplex, sondern stellen auch hohe Anforderungen an die eingesetzte Anlagentechnik.

Lithium, Nickel oder Kobalt sind zentrale Bestandteile von Lithium-Ionen-Akkus, die durch das Recycling von Altbatterien stärker zurückgewonnen werden sollen.

Bilder: Endress+Hauser

„HEARTBEAT TECHNOLOGY“

Zusätzlich steigert die optionale „Heartbeat Diagnostics“ die Prozesssicherheit, da sie eine kontinuierliche Geräteüberwachung sowie eine geführte, dokumentierte Verifizierung ohne Prozessunterbrechung erlaubt – ein wesentlicher Vorteil für stabile und nachhaltige Recyclingprozesse. Während der FMRxOB die häufigen Standardmessstellen im Recyclingprozess abdeckt, bieten die „FMR6xB“-Sensoren dieselbe Heartbeat-Philosophie – jedoch erweitert um tiefere Monitoringfunktionen für besonders kritische und hochdynamische Prozessschritte.

SENSORREIHE „FMRXOB“

Die Radarsensoren „Micropilot FMR10B“, „FMR20B“ und „FMR30B“ eignet sich besonders für das Batterierecycling innerhalb der Circular Economy, da sie dank ihrer universellen Einsetzbarkeit für Flüssigkeiten und Feststoffe in nahezu allen Prozessschritten eingesetzt werden kann – von Lager- und Prozessbehältern im hydrometallurgischen Bereich bis hin zu Feststoff- und Abwasseranwendungen. Durch die berührungslose 80-GHz-Radartechnologie misst sie zuverlässig ohne direkten Kontakt zum Medium, selbst durch die Wände von IBC-Containern, was den Bedienaufwand reduziert und Kontaminationsrisiken mindert. Die Standardisierbarkeit – ein Sensor für viele Anwendungen – senkt die Gerätevielfalt und verringert den Wartungsaufwand. Zudem kann die Micropilot-Reihe den gesamten Scale up von der Pilot- bis zur Produktionsanlage begleiten, da sie von einfachen Labor-IBCs bis hin zu großen Prozessbehältern konsistent dieselbe Messperformance liefert.

Effizienter Ressourceneinsatz für optimale Ergebnisse

Prozesssicherheit bildet die Grundlage für einen stabilen Anlagenbetrieb, garantiert jedoch noch keine hohe Recyclingquote. Temperatur und pH-Wert sind die führenden Prozessgrößen für Ausbeute und Qualität, aber diese Steuerung funktioniert nur mit einer präzisen und reproduzierbaren Dosierung der eingesetzten Chemikalien. Eine exakte Mengenerfassung ist daher unverzichtbar. Magnetisch-induktive Durchflussmessgeräte bieten hier entscheidende Vorteile, da sie auch bei aggressiven und feststoffbehafteten leitfähigen Medien zuverlässig arbeiten. Sie messen verschleißarm und nahezu druckverlustfrei und das – dank einer 0 × DN Full-Bore-Ausführung – teilweise ohne Einlaufstrecke, was insbesondere bei engen Einbauverhältnissen von Bedeutung ist. Voraussetzung für eine stabile Messung ist ein korrekt ausgeführter Potenzialausgleich, der Störeinflüsse verringert und die Signalqualität sichert. Besonders vorteilhaft ist die Funktion des echten erdfreien Messens. So entsteht die verlässliche Basis für eine präzise Regelung der Chemikalienzugabe und damit für eine konstante Prozessqualität bei geringem Ressourcenverbrauch.

Messtechnik als Garant für Prozesssicherheit

Zur Überwachung der Anlagensicherheit kommen Temperatur-, Druck- und Füllstandsmessungen zum Einsatz. Bei der Temperaturmessung bieten sich Lösungen an, die ohne direkten Mediumkontakt auskommen und damit Leckagen ausschließen und die Lebensdauer der Sensorik erhöhen. Druckmessgeräte mit keramischen Messmembranen halten chemischer und mechanischer Belastung stand und ermöglichen eine zuverlässige Überwachung von Leitungen und Pumpen. Die Kombination aus kontinuierlicher Füllstandsmessung mit Schaumerkennung und Grenzschaaltern sichert gegen Überlauf- oder Trockenlaufsituationen ab.



Schwarze Masse: Das feinkörnige Pulver, das beim Recycling von Lithium-Ionen-Akkus als Zwischenprodukt entsteht, enthält hochkonzentrierte Rohstoffe wie Lithium, Kobalt, Nickel, Mangan und Graphit.

„ITHERM SURFACELINE TM611“

Gerade im Batterierecycling, wo durch aggressive Medien hohe Sicherheitsansprüche zum Tragen kommen, ist eine sichere, zuverlässige Temperaturüberwachung entscheidend. Das Itherm Surfaceline TM611 ermöglicht als nicht-invasives RTD- oder Thermoelementthermometer eine präzise Messung ohne Eingriff in den Prozess und ohne zusätzliche Leckagerisiken. Dank einer Messperformance vergleichbar mit einer invasiven Messung auch unter anspruchsvollen Bedingungen liefert es schnell stabile, genaue Werte. Ein speziell entwickeltes thermisches Kopplungselement sorgt für optimale Wärmeübertragung zum Sensor für eine hervorragende Messperformance.

Hilfskreisläufe und Energieeffizienz im Blick

Hydrometallurgische Prozesse sind temperaturgeführt und daher auf externe Heiz- oder Kühlkreisläufe angewiesen. Messtechnik übernimmt dabei eine doppelte Funktion. Sie sorgt zum einen für stabile Reaktionsbedingungen und ermöglicht ein gezieltes Energiemanagement. Durch die kontinuierliche Erfassung der übertragenen Wärmemengen werden Energieflüsse transparent und Optimierungspotenziale sichtbar. Vergleichende Messungen vor und nach dem Reaktor gestatten es, Effizienzverluste oder Leckagen frühzeitig zu erkennen. Ergänzend sichern Leitfähigkeits- und pH-Messungen die Qualität der eingesetzten Wärmeübertragungsmedien. Sie helfen Korrosion oder Ablagerungen vorzubeugen. Präzise Instrumentierung leistet damit nicht nur einen Beitrag zur Prozessstabilität, sondern auch zur langfristigen Wirtschaftlichkeit der Anlage.

Der geschlossene Kreislauf beginnt im Detail

Batterierecycling wird so zu einem tragenden Element der europäischen Kreislaufwirtschaft. Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind gesetzt, die technologischen Konzepte etabliert.

Gleichzeitig entwickelt sich die Batterietechnologie kontinuierlich weiter. Hersteller arbeiten daran, den Einsatz kritischer Rohstoffe wie Kobalt zu reduzieren und alternative Kathodenmaterialien einzusetzen. Für das Recycling bedeutet diese Entwicklung jedoch keinen Umbruch. Unabhängig von der konkreten Zellchemie müssen die enthaltenen Wertstoffe aus der Batteriemasse gelöst, getrennt und in definierter Qualität zurückgewonnen werden. Die hydrometallurgische Prozesskette bleibt damit technologisch konstant.

Entscheidend ist also nicht die genaue Zusammensetzung der Batterie, sondern die Fähigkeit, unterschiedliche Eingangsmaterialien stabil und reproduzierbar zu verarbeiten. Genau hier zeigt sich der Wert präziser Messtechnik: Das Rad der Kreislaufwirtschaft dreht sich weiter und die Messtechnik hält es in der Spur. ■



DER AUTOR DR. DUSTIN KUBAS

ist Product Manager Sales Marketing bei Endress+Hauser Deutschland.

r.energy

SPECIAL WINDENERGIE

SPECIAL WINDENERGIE

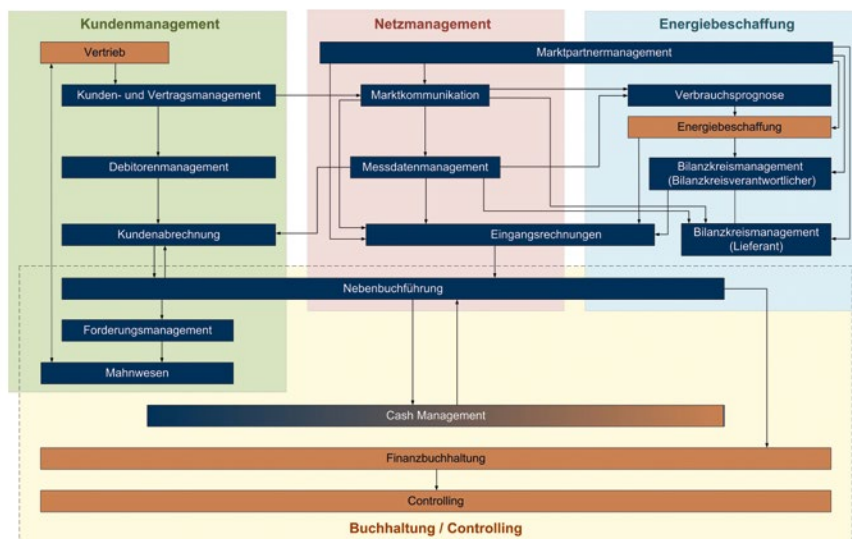
Die Windenergiebranche befindet sich – wie viele andere Branchen auch – inmitten der digitalen Revolution. Wo früher die Optimierung der Hardware im Vordergrund stand, entscheiden heute Daten über die Effizienz von Windparks. Die Digitalisierung erweist sich damit als Hebel, um sauberen Strom noch günstiger und verlässlicher zu bereitzustellen. Besonders durch die Vernetzung von Sensoren, den Einsatz künstlicher Intelligenz und den Gebrauch digitaler Zwillinge lassen sich die Erträge erhöhen und die Wartung vorausschauend verbessern.

Wie Windparkbetreiber neue Wertschöpfungsstufen erklimmen

Wer Windparks plant und baut, kennt das wirtschaftliche Potenzial der Anlagen meist besser als jeder andere. Der nächste logische Schritt ist deshalb mittlerweile für viele Projektierer, nicht nur die Betriebsführung in Eigenregie abzuwickeln, sondern auch den erzeugten Strom selbst zu vermarkten und daraus ein dauerhaftes Geschäftsmodell aufzubauen. Der Weg zum Energieversorger führt allerdings mitten durch den Dschungel der energiewirtschaftlichen Prozesse, mit unzähligen spezifischen Regeln, Fristen und Markttrollen. Wer die Hürden kennt und auf passende Unterstützung baut, kann den Einstieg dennoch erfolgreich gestalten und in einem zunehmend anspruchsvolleren Marktumfeld neue Erlösoptionen nutzen. **VON MARIO WEBER**

Die aktuellen Rahmenbedingungen auf dem deutschen Energiemarkt sprechen eine klare Sprache. Der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix wächst kontinuierlich, während die klassische EEG-Förderung an Bedeutung verliert. Die ersten Anlagen-generationen sind bereits aus der festen Einspeisevergütung gefallen, Jahr für Jahr folgen weitere. Zugleich entstehen neue Windkraftprojekte immer häufiger ganz ohne staatliche Förderung. Die wirtschaftliche Tragfähigkeit und Skalierbarkeit untermauern nicht zuletzt die mittlerweile fast 30.000 Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland, aus denen sich eine installierte Gesamtleistung von mehr als 68 GW ergibt. Auf der Erzeugerseite tritt im Zuge dessen eine Frage in den Vordergrund: Wie lässt sich der Grünstrom aus Windparks dauerhaft profitabel vermarkten? Ein Wandel, der auf der Abnehmerseite wiederum auf eine wachsende Nachfrage trifft. Immer mehr Unternehmen sowie Kommunen & Co. wollen Preis- und Versorgungsrisiken senken sowie ihre CO₂-Bilanz mit nachweislich grünem Strom verbessern und suchen dafür verlässliche Partner.

Für Projektierer eröffnet das gleich zwei Wege: Sie können entweder den Strom aus eigenen Anlagen direkt vermarkten und so selbst zum Energieversorger werden oder ihr Angebot erweitern, indem sie ihren Kunden über den Anlagenbau hinaus passende Folgekonzepte offerieren. Neben der Eigenversorgung mit dem erzeugten Strom kann so etwa direkt die gewinnbringende Vermarktung des über-



Hinter dem Geschäftsmodell der Vermarktung des erzeugten Stroms steht ein komplexes Prozessgefüge. Bild: Aktiv

schüssigen Reststroms umgesetzt werden. Und wer schon vor Jahren die erste Anlagengeneration errichtet hat, kann heute das Repowering des Standorts und die anschließende Vermarktung des Stroms aus einer Hand anbieten. Gerade hier schlummert noch großes Potenzial für die Zukunft des Marktes. Denn wie aus Zahlen der Fachagentur Wind und Solar hervorgeht, fiel bereits 2025 circa ein Drittel der ans Netz gegangenen Windkraftanlagen auf Repowering-Projekte. In den kommenden Jahren dürfte dieser Anteil weiter steigen. Aus dem Projektierer wird so ein Partner über den gesamten Lebenszyklus einer Anlage hinweg.

Vom Anlagenbetrieb zum Vermarktungsmodell

Für den Einstieg in die Vermarktung des erzeugten Stroms gibt es nicht die eine richtige Strategie, sondern mehrere verschiedene Ansätze. Welcher davon passt, hängt von der konkreten Ausgangslage ab, beispielsweise von der Größe und Prognostizierbarkeit der Anlagen sowie der Risikobereitschaft im Vermarktungsportfolio. Das einfachste Modell ist hier sicher die geförderte Direktvermarktung im Marktprämienmodell, also der Verkauf des Stroms an der Börse oder über einen anderen Direktvermarkter. In den letzten Jahren haben in der sonstigen Direktvermarktung



Welche Strategie zur Stromvermarktung die richtige ist, hängt von der jeweiligen Ausgangssituation ab, etwa der Größe und Prognostizierbarkeit der Anlagen sowie der Risikobereitschaft im Vermarktungsportfolio.

Bild: Gonz DDL/Unsplash

die Power Purchase Agreements (PPA) an Bedeutung gewonnen, bei denen Betriebe langfristig mit Grünstrom samt Herkunftsnachweisen beliefert werden, was direkt auf deren CO₂-Bilanz einzahlt. Einen wahren Boom erlebt aktuell die Kombination von Erzeugungsanlagen mit Speichern. Auf diese Weise lassen sich auch profitable Arbitragemodelle umsetzen, bei denen Strom in Phasen niedriger oder negativer

Preise bezogen, zwischengespeichert und bei hohen Preisen wieder eingespeist wird.

Dieser Speicherboom kommt nicht von ungefähr. Deutlich gesunkene Batteriepreise und ein rasant wachsender Markt für Großspeicher führen dazu, dass neue

Erzeugungsprojekte zunehmend von vornherein mit Speicherkapazität geplant und Bestandsanlagen nachgerüstet werden. Der Hintergrund liegt in der Marktentwicklung selbst: Je mehr Wind- und Solarstrom zeitgleich eingespeist wird, desto stärker geraten die Börsenpreise in genau diesen Stunden unter Druck. Parallel kann es zu Redispatch-Abregelungen kommen, da die Netze überlastet sind. Die Folge sind sinkende Marktwerte und immer häufigere Phasen negativer Preise, in denen die Einspeisung wirtschaftlich wertlos oder sogar defizitär ist. Eine reine Erzeugungsanlage ohne Flexibilität lässt sich unter diesen Bedingungen nur schwer optimal vermarkten – der Speicher wandelt sich damit vom optionalen Zusatz zum nahezu obligatorischen Bestandteil eines tragfähigen Geschäftsmodells. Neben den beschriebenen Arbitragegeschäften reduziert er zudem Verluste durch Abregelung und erschließt weitere Erlösquellen, etwa am Regelenergiemarkt. Zugleich steigt allerdings die Komplexität der Vermarktung. Ladung, Entladung und der Einsatz über mehrere Märkte hinweg müssen kontinuierlich optimiert und sauber in Fahrplan- und Bilanzkreisprozesse eingebettet werden. Wer Speicher in sein Geschäftsmodell integriert, sollte diesen Mehraufwand von Beginn an mitdenken.

So unterschiedlich die Modelle im Einzelfall sind, folgen sie dennoch demselben Grundgedanken: die erzeugte Energie aktiv und intelligent zu vermarkten, statt sie passiv ins Netz einzuspeisen oder abregeln zu lassen. Was im ersten Moment nach einem unkomplizierten Vorgang klingt, erfordert im Hintergrund eine durchgängige, komplexe Prozesskette. Zentral ist hierbei vor allem die Marktkommunikation, also der standardisierte, elektronische Datenaustausch mit Netz- und Messstellenbetreibern sowie Messdienstleistern, etwa für die

Die reibungslose Abwicklung der energiewirtschaftlichen Prozesse erfordert eine saubere Datenbasis – von der Darstellung der Einspeiseleistung und Ausfallarbeit mit entsprechender Vergütung bis hin zum Abgleich mit Börsenpreisen. Bild: Aktif





Aktif stellt passende Lösungen und operative Unterstützung bereit, mit denen sich die gesamte Prozesskette abbilden lässt.

Bild: Peechie247/Pexels

An- und Abmeldung von Lieferstellen oder die Ummeldung von Einspeiseanlagen bei Vermarktungswechsel. Sie folgt festen Formaten und Fristen und ist manuell längst nicht mehr zu bewältigen. Parallel müssen Erzeugung und Verbrauch prognostiziert, die benötigten Mengen an der Börse gehandelt und über das Bilanzkreismanagement bewirtschaftet werden. Gerade bei der stark wetterabhängigen Windkraft ist dies oft in sehr kurzen Taktungen erforderlich. Am Ende der Kette stehen die Abrechnung gegenüber Kunden und Netzbetreibern – inklusive der Ausfallarbeit für abgeregelte Mengen unter dem Redispatch 2.0-Regime – sowie die Überführung sämtlicher Energiedaten in die Finanzbuchhaltung. Erst wenn all diese Teilprozesse zuverlässig ineinandergreifen, wird aus dem erzeugten Strom tatsächlich wirtschaftlicher Erfolg.

Wo die Hürden liegen

So attraktiv die Geschäftsmodelle sein können, so anspruchsvoll ist der Einstieg. Deutschland gilt nicht umsonst als einer der komplexesten Energiemärkte Europas, etwa aufgrund der außergewöhnlich hohen Zahl an Marktpartnern, mit denen kommuniziert werden muss, sowie regulatorischer Besonderheiten wie dem Redispatch 2.0. Wer diese Prozesse in Eigenregie aufbauen will, stößt hinsichtlich Personalaufwand, Know-how und passender Software schnell an seine Grenzen. Dazu kommen wirtschaftliche Risiken wie wegfallende Netznutzungsbefreiungen und steigende Prozesskosten, die

auf die Margen drücken. Besonders im Blick behalten sollte man zudem die Liquidität. Entschädigungen für abgeregelte Anlagen aus dem Redispatch zahlen die Netzbetreiber häufig erst mit deutlicher Verzögerung, sodass erhebliche Außenstände entstehen können, die vorfinanziert werden müssen. Und schließlich gilt: Eine Erfolgsgarantie gibt es nicht. Auch die beste Prozess- und Softwareunterstützung schützt nicht vor einer Schiefelage, wenn der Business Case nicht trägt oder sich weitere Rahmenbedingungen (zum Beispiel Gesetzgebung) ungünstig entwickeln. Der Einstieg will deshalb sorgfältig geplant und gut kalkuliert sein.

Fokus aufs Kerngeschäft

Angesichts dieser Anforderungen lohnt für jeden Einsteiger eine ehrliche Bestandsaufnahme. Welche Prozesse kann und will das Unternehmen selbst abbilden und wo ist externe Unterstützung sinnvoller? Für Projektierer liegt die Kernkompetenz im Anlagenbau, im Anlagenbetrieb und gegebenenfalls in der Kundenbeziehung, nicht zwangsläufig in der Abwicklung der energiewirtschaftlichen Marktprozesse im Hintergrund. Genau hier setzt die Rolle des Energielogistikers an. Ein spezialisierter Dienstleister wie Aktiv stellt passende Lösungen und operative Unterstützung bereit, mit denen sich die gesamte Prozesskette abbilden lässt – vom Kunden- und Vertragsmanagement über Marktkommunikation und Prognose sowie das Bilanzkreis- und Redispatch-Management

bis hin zur Abrechnung mit der Anbindung an die Finanzbuchhaltung. Anforderungen und Spezifikationen werden hierfür individuell abgestimmt, Bestandsdaten migriert und in passende Lösungen eingebunden, bevor der laufende Betrieb übernommen wird. Weil die einzelnen Bausteine modular aufgebaut sind, lässt sich gezielt der Teil auslagern, den Unternehmen nicht selbst betreiben möchten.

Wichtig ist dabei eine klare Abgrenzung. Der Lösungsanbieter liefert Prozess- und Energiemarkt-Know-how und nimmt dem Einsteiger die operative Komplexität ab, damit dieser sich auf Vertrieb und Anlagenbetrieb konzentrieren kann. Die betriebswirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells und die Kalkulation des Business Case bleiben hingegen Aufgabe des Unternehmens selbst oder spezialisierter Kanzleien. Für den technischen und operativen Teil steht mit einer Prozessplattform wie „Aktif smart&easy“ eine praxisbewährte Grundlage bereit. Für viele Akteure ist das der entscheidende Faktor, um aus einem Windpark tatsächlich das eigene Energieversorgungsgeschäft aufzubauen: Schritt für Schritt und mit überschaubarem Risiko. ■



DER AUTOR

MARIO WEBER

ist Leiter Vertrieb bei Aktiv.

Bild: Aktiv

Geografisch verteilte Kraftwerke zentral überwachen

Daemyoung Energy wurde im Jahr 2000 mit dem Ziel gegründet, den Management- und Investitionsbedarf rund um erneuerbare Energien in Südkorea zu decken. Seitdem ist das Unternehmen schnell gewachsen und wurde 2022 im koreanischen Technologieindex Kosdaq notiert. Die Mitarbeiter betreiben und verwalten landesweit Wind- und Solarkraftwerke sowie Energiespeichersysteme, der Unternehmenssitz befindet sich in der Hauptstadt Seoul.



Das südkoreanische Unternehmen Daemyoung Energy betreibt landesweit Wind- und Solarkraftwerke sowie Energiespeichersysteme.

Bilder: Copa-Data

Daemyoung Energy betreibt mehrere dezentrale Wind- und Solarkraftwerke in den südkoreanischen Regionen Taebaek, Cheongsong, Pohang, Yangsan, Geochang, Hwasun und Yeongam. Das Führungsteam des Unternehmens wollte die zentrale Überwachung und Verwaltung dieser Standorte verbessern. Aufgrund des schnellen Wachstums in den letzten 20 Jahren blieb nur wenig Zeit für Standardisierung. Jede Anlage verfügte über eigene Konfigurationen und Datenformate, was den Austausch von Erkenntnissen und Wissen zwischen den Standorten und innerhalb des Unternehmens deutlich erschwerte. Das bestehende Energieüberwachungssystem war träge, und es fehlte an Kontrollfunktionen. Die angezeigten

Daten waren rudimentär, und die Berichte für das Personal vor Ort schlecht strukturiert. Berichte mussten von den jeweiligen Standortleitern manuell erstellt und weitergeleitet werden, was zu mehrtägigen Verzögerungen bei der Untersuchung von Problemen oder Anforderung detaillierter Leistungsdaten durch die Zentrale führte.

Benutzerfreundlich, einfach zu verwalten, konnektiv

Im Mai 2022 begann das Team von Daemyoung Energy mit der Suche nach einem geeigneten Überwachungssystem. Unter der Leitung von Kwang-Chul No, Managing Director von Daemyoung Energy, suchte es nach einer benutzerfreundlichen und einfach zu verwaltenden Lösung mit der

notwendigen Konnektivität zur Anbindung der verschiedenen Hardware- und Softwaresysteme des Unternehmens. Die Softwareplattform „zenon“ des österreichischen Spezialisten für Industrie- und Energieautomatisierung Copa-Data wurde vom koreanischen Systemintegrator Lait System empfohlen, der über umfassende Erfahrung im Energiesektor verfügt.

„Wir stellten fest, dass die Stärken von zenon hervorragend zu unseren Anforderungen passten. Zenon ist benutzerfreundlich sowie unabhängig von bestehender Hardware und Software. Die Softwareplattform vereinfacht die Integration in unsere anderen Systeme und bietet individuell anpassbare Berichte mit einer Vielzahl von Optionen. Ein weiterer Grund, weshalb wir uns für zenon entschieden haben, war die



Überblick über die Leistung der neun dezentralen Wind- und Solarkraftwerke.

Empfehlung durch Unternehmen mit umfangreicher Erfahrung im Energiesektor, insbesondere mit erneuerbaren Energien“, erläutert Kwang-Chul No. Und Choe Hyeon Hui, CEO von Lait System, schätzt ein: „Mit zenon bietet Copa-Data die umfangreichste Lösung für den Energiesektor.“

Gateway für neun Kraftwerke und ein Umspannwerk

Einer der Hauptgründe für die Wahl von zenon war die hervorragende Konnektivität der Lösung. Das System unterstützt nativ mehr als 300 Protokolle und Treiber, darunter IEC 61850, Modbus Energy, OPC UA/DA und Remote RT, die bei diesem Projekt eine entscheidende Rolle spielten. Zenon wurde als Gateway für neun Kraftwerke und ein Umspannwerk von Daemyoung Energy implementiert, um die Daten der einzelnen Anlagen in einem Standardformat darstellen zu können. Das Projekt wurde an allen Standorten innerhalb von zwölf Monaten abgeschlossen, wobei die Überwachungs- und Prozessleitsysteme für zwei neue Kraftwerke von Grund auf mit zenon umgesetzt wurden. Lait System war in der Lage, die verschiedenen Funktionen und Anforderungen für jedes Kraftwerk individuell anzupassen und gleichzeitig die umfassende zentrale

Überwachungsmöglichkeit zu realisieren, die der Kunde benötigt.

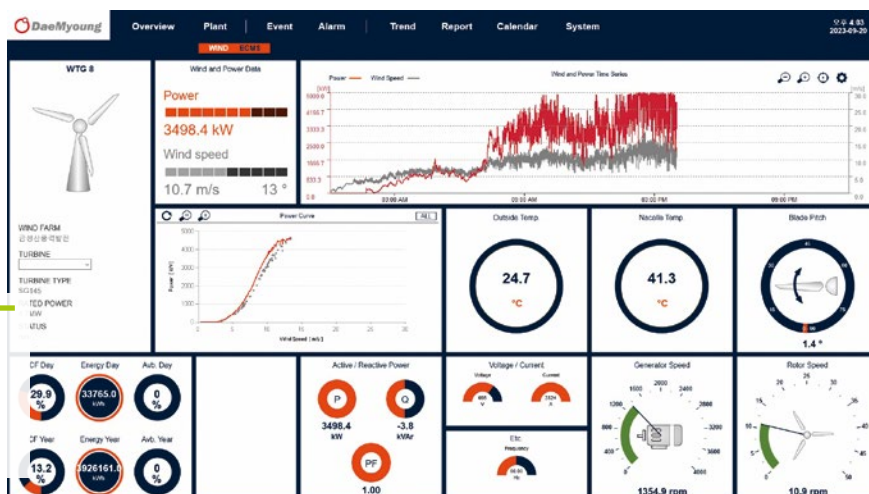
Umfangreiche Konnektivität und vereinfachte Konfiguration

Die Ingenieure können zenon anhand einfacher Parameter und ohne aufwendige Programmierung konfigurieren. Dies spart Zeit und senkt das Fehlerpotenzial. „Zenon Process Gateway“ ermöglicht die Integration in andere Systeme. Über das OPC-Protokoll wurden Daten von einer Vielzahl von Windenergieanlagen integriert, darunter Hardware von SGRE, GE, HTE, Mita-Teknik und Siemens. „Die Benutzerfreundlichkeit – nicht nur für Betreiber, sondern auch für Systementwickler – war ein wesentlicher Grund für unsere Entscheidung zur Standardisierung mit zenon“, betont Kwang-Chul No. „Die integrierte IEC-61131-3-Programmierungsumgebung und die Soft-SPS-Funktionalität haben uns die Arbeit sehr erleichtert.“

„Zenon Logic“ unterstützt fünf Programmiersprachen

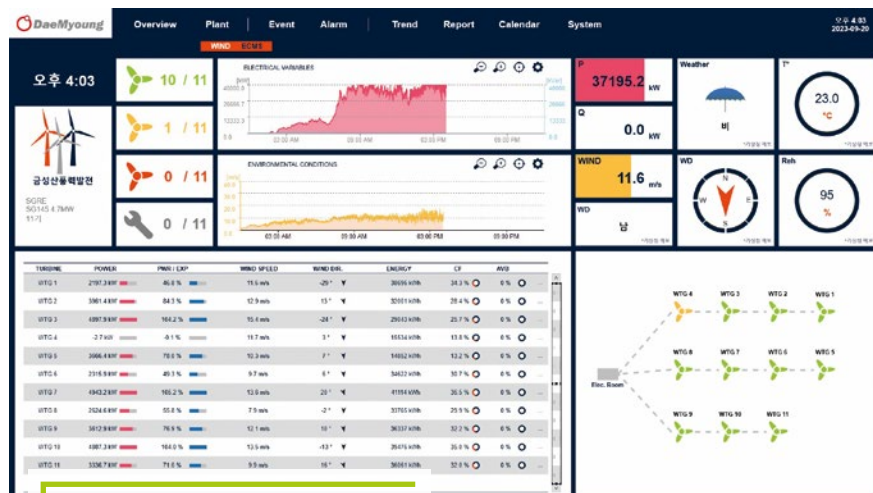
Zenon Logic ist eine IEC-61131-3-Programmierungsumgebung und als Soft-SPS für PC- und CE-Plattformen ausgelegt. Sie unterstützt alle fünf von IEC 61131-3 definierten Programmiersprachen, einem wichtigen Standard der Energiewirtschaft, und ermöglicht die einfache Umsetzung komplexer logarithmischer Berechnungen. Die in „zenon Logic Studio“ implementierte Programmierung der Leistungsberechnung ermöglicht es, den individuellen Stromverbrauch und Stromerzeugungstarif pro Stunde und Anlage zu bestimmen. Auf diese Weise ließen sich zum Beispiel Fehler in den kumulierten Erzeugungsstatistiken ausgleichen, die von den Messeinrichtungen ausgegeben wurden. Mit der Implementierung von zenon wurden die von den einzelnen Kraftwerken gemeldeten Schwierigkeiten im Netzbetrieb beseitigt.

Veranschaulicht werden verschiedene Temperatur- und Leistungskennwerte ebenso wie Generator- und Rotorgeschwindigkeiten.



AUS DEM
BRANCHENDICKICHT
GESCHNAPPT!

DER
NEWSLETTER,
DER ZU
IHNEN PASST.



Echtzeitkennzahlen einer der Windenergieanlagen von Daemyoung Energy.

Einfachere und schnellere Arbeitsabläufe für Bediener

Die Implementierung hat nicht nur den Ingenieuren die Arbeit erleichtert, sondern auch ein besseres Arbeitsumfeld für das Personal vor Ort geschaffen. Die benutzerfreundlichen grafischen Anzeigen von zenon machen die Navigation erheblich einfacher. Weil die lokalen Bildschirme nun auch in der Zentrale angezeigt werden können, sehen die Mitarbeiter an den Standorten und in der Zentrale die gleichen Statusinformationen für die Steuerung und Leistungsmessung. Außerdem wurde ein auf SMS-Nachrichten basierendes Alarmsystem eingeführt, das eine Gruppierung nach Standort und Anlage ermöglicht, sodass jeder Standortleiter Informationen über die jeweilige Anlage erhält. In der Zentrale wiederum erhält die alle Standorte verantwortliche Person Informationen zu jeder Anlage. Dadurch konnte die Reaktionszeit für die Wiederherstellung im Problemfall erheblich verkürzt werden.

Kosteneinsparungen durch verbessertes Reporting

Nach der Standardisierung der Daten der einzelnen Kraftwerke für die Echtzeitanzeige in zenon bestand der nächste Schritt darin, die zugehörigen Berichtsfunktionen zu vereinheitlichen und zu verbessern. Über „zenon Historian“ können nun für jeden Standort in der Zentrale stündliche Stromerzeugungsberichte erstellt werden. „Da wir alle den gleichen Bericht verwenden, gibt es keine Verzögerungen mehr bei der Erstellung separater Berichte an jedem Standort“, so Kwang-Chul No. „Außerdem

kann das Team in der Zentrale Fehler, Alar-me oder unerwartete Messwerte sofort untersuchen beziehungsweise entsprechende Maßnahmen einleiten, ohne auf Einzelheiten der Standortleiter warten zu müssen.“ Dadurch hat das Personal in der Zentrale mehr Zeit für proaktive Aufgaben und muss im Durchschnitt nur noch vier Tage im Monat an den Standorten verbringen.

„Das nahtlose Teilen von Betriebsbildschirmen und -daten zwischen der Zentrale und den einzelnen Kraftwerken hat die Arbeitseffizienz deutlich verbessert, da unnötige E-Mails, Berichtsaufgaben und Geschäftsreisen reduziert wurden“, berichtet Kwang-Chul No. „Der manuelle Dokumentationsaufwand in jedem Kraftwerk hat sich um durchschnittlich zwei Tage pro Monat verringert. Darüber hinaus ist die Reisezeit für die Führungskräfte und das Betriebspersonal der Zentrale um etwa zwei Tage pro Monat zurückgegangen.“

Ein Modell für die Zukunft

Choe Hyeon Hui bestätigt: „Mit zenon Logic und zenon Process Gateway, dem zuverlässigen Archiv und dem einfach einzubindenden Report Builder, konnten wir alle Anforderungen des Kunden erfüllen.“ Daemyoung Energy ist mit den Ergebnissen der Standardisierung mit zenon als Steuerungs-, Überwachungs- und Berichtslösung für die regenerativen Kraftwerke hochzufrieden. Die Effizienz- und Leistungssteigerungen durch die Implementierung der Plattform helfen dem Unternehmen, neue Investitionen in seine ehrgeizigen Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien voranzutreiben.

Wissen, das kleben bleibt – jetzt den
NEWSLETTER kostenfrei sichern.



<https://r-energy.eu/newsletter>

r.energy

eine Marke vom

**WIN
VERLAG**

Cube Green Energy vernetzt die Projektentwicklung

Cube Green Energy ist ein unabhängiger Entwickler und Erzeuger erneuerbarer Energien mit Hauptsitz in Berlin. Das Unternehmen entwickelt und betreibt Onshore-Windparks, Agri-PV-Projekte und Batteriespeicher in Deutschland, Frankreich und Polen. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf dem Repowering bestehender Windenergiestandorte sowie auf Lösungen, die eine doppelte Nutzung von Flächen ermöglichen.

Mit dem Wachstum des Projektportfolios stiegen jedoch auch die Anforderungen an die internen Entwicklungsprozesse. Obwohl Cube Green Energy bereits über ein gut aufgestelltes digitales Ökosystem verfügte, arbeiteten die beteiligten Teams mit unterschiedlichen Tools und einem Projektentwicklungsprozess, der laufende Übergaben zwischen verschiedenen Teams erforderte. Das erschwerte den Überblick über einzelne Projekte und das gesamte Portfolio.

Gemeinsam mit Vind AI untersuchte Cube Green Energy deshalb, wie sich die bisher fragmentierten Abläufe in einer zentralen Entwicklungsplattform zusammenführen lassen. Das 2022 gegründete norwegische Technologieunternehmen Vind AI ist auf digitale Lösungen für die Planung und Bewertung von Projekten im Bereich erneuerbare Energien spezialisiert. Seine Plattform unterstützt die Entwicklung von Onshore- und Offshore-Windparks sowie Solar- und Batteriespeicherprojekten. Dafür

bringt sie räumliche Planung, technische Analysen und wirtschaftliche Bewertungen in einer gemeinsamen Arbeitsumgebung zusammen.

Viele Tools, viele Übergaben, wenig Gesamttransparenz

Vor dem Einsatz von „Vind AI“ folgte die Projektentwicklung einer klassischen, aber reibungsintensiven Prozesslogik: Das GIS-Team stellte Flächen- und Standortdaten bereit. Anschließend wurden mögliche

Cube Green Energy will die Energieerzeugung von Windparks durch Modernisierung und Repowering steigern. Seit Juni 2026 unterstützt die Plattform von Vind AI dabei, Entwicklungsprozesse transparenter und effizienter zu gestalten.

Bild: Cube Green Energy



Bild: Cube Green Energy

„Nach dem Start mit ‚Vind AI‘ haben wir ziemlich schnell gesehen, dass 90 % unseres Workflows innerhalb des Tools abgebildet werden können.“

HENRI AVILA

Anlagenlayouts in „Windpro“ übertragen und für Energieertragsanalysen weiterverarbeitet. Die Ergebnisse gingen danach an die Projektverantwortlichen und das Finanzteam, das auf dieser Grundlage die Wirtschaftlichkeit bewertete.

Jeder Arbeitsschritt fand in einem anderen Tool statt und lag häufig bei einer anderen Person. Wollte ein Projektteam beispielsweise mehrere Layoutvarianten vergleichen, mussten neue Annahmen mehrfach exportiert, übertragen und in nachgelagerten Berechnungen aktualisiert werden. Änderungen an Anlagenpositionen, Ertragserwartungen oder Kosten wirkten sich dadurch nicht automatisch auf alle weiteren Bewertungen aus.

Insbesondere die Weitergabe von Ergebnissen über Tabellen führte zu zusätzlichem Aufwand. Unterschiedliche Dateiversionen, manuell übertragene Werte und veraltete Annahmen erschwerten die Nachvollziehbarkeit. Durch das Weiterreichen von Zahlen in Tabellen entstanden Fehler, deren Suche und Korrektur zusätzliche Zeit kostete. Henri Avila, Vice President Technical von Cube Green Energy, beschreibt die Ausgangslage so: „Wir haben sehr viel Zeit damit verbracht, Daten zwischen Tools hin- und herzuschieben. Ein Layout aus dem GIS zu übernehmen, es durch Windpro laufen zu lassen und die Zahlen anschließend an den Projektmanager für das Finanzmodell weiterzugeben – all das war sehr fragmentiert. Es gab keinen zentralen Ort, an dem alle mit demselben Bild arbeiten konnten.“

Lässt sich der Workflow in einer Plattform bündeln?

Im ersten Schritt prüfte Cube Green Energy, ob Vind AI mit der Softwarelösung die

bestehenden Lösungen sinnvoll ergänzen und zentrale Teile des Entwicklungsprozesses zusammenführen kann. Die Vind AI-Plattform verbindet räumliche Planung, technische Projektbewertung und wirtschaftliche Betrachtung in einer gemeinsamen Arbeitsumgebung. Teams können dort beispielsweise unterschiedliche Anlagenlayouts und Projektszenarien anlegen, Annahmen variieren und deren Auswirkungen auf Ertrag, Kosten und Wirtschaftlichkeit vergleichen. Die Ergebnisse bleiben mit der jeweiligen Variante verknüpft und stehen den beteiligten Fachbereichen auf einer gemeinsamen Datengrundlage zur Verfügung. Damit verändert sich auch die Zusammenarbeit: Werden beispielsweise Anlagenpositionen angepasst oder Kostenannahmen aktualisiert, können technische, kaufmännische und projektverantwortliche Teams die Auswirkungen unmittelbar im jeweiligen Szenario nachvollziehen. Der Austausch erfolgt nicht mehr ausschließlich über Exporte, Tabellen und einzelne Übergaben.

Überzeugende Ergebnisse, verbesserte Arbeitsabläufe

Die Ergebnisse des Tests überzeugten Cube Green Energy: „Nach dem Start mit Vind AI haben wir ziemlich schnell gesehen, dass 90 % unseres Workflows innerhalb des Tools abgebildet werden können. Wir erhielten ein detaillierteres Budget, reduzierten Schwankungen in den Ergebnissen und verbesserten die teamübergreifende Zusammenarbeit. Das verändert unseren Blick auf das Tool: Es ist nicht nur schneller, sondern geht auch mit einer Verbesserung der Arbeitsabläufe einher“, schätzt Avila ein.





Die über die Vind AI Plattform erstellten Karten, Visualisierungen und Projektdarstellungen fließen in Präsentationen, Entscheidungsgrundlagen und Dokumentationen ein. Das Finanzteam kann wichtige Kennzahlen direkt auf Basis der in der Plattform hinterlegten Projektdaten berechnen.

Bild: Vind AI

Heute arbeiten bei Cube Green Energy zwölf Personen aus den Bereichen Technologie, Finanzen und Projektentwicklung mit Vind AI. Statt Ergebnisse nacheinander von Team zu Team weiterzugeben, greifen die Beteiligten auf dieselben Projektstände, Varianten und Annahmen zu. Das Finanzteam kann wichtige Kennzahlen direkt auf Basis der in der Plattform hinterlegten Projektdaten berechnen. Damit sinkt die Abhängigkeit von Tabellen, die separat gepflegt oder aus anderen Bereichen weitergereicht werden. Technische Anpassungen und ihre wirtschaftlichen Auswirkungen lassen sich schneller miteinander in Beziehung setzen.

Besonders relevant ist dies bei der Bewertung unterschiedlicher Entwicklungsoptionen. So kann das Team etwa vergleichen, wie sich alternative Anlagenlayouts, veränderte Ertragsannahmen oder verschiedene Kostenansätze auf das Gesamtprojekt auswirken. Die Szenarien bleiben klar voneinander getrennt, sind versioniert und können zu einem späteren Zeitpunkt erneut aufgerufen werden. Das Varianten- und Versionierungssystem hat sich dabei zu einem zentralen Werkzeug für die nachvollziehbare Darstellung verschiedener Projektstände entwickelt.

Auch für interne Abstimmungen und die Erstellung externer Unterlagen nutzt Cube

Green Energy Vind AI. Die über die Plattform erstellten Karten, Visualisierungen und Projektdarstellungen fließen beispielsweise in Präsentationen, Entscheidungsgrundlagen und Dokumentationen ein. Aus einem Prozess, bei dem bei jeder Übergabe Informationen verlorengehen konnten, ist so ein konsistenterer und transparenterer Workflow entstanden.

Schnellere Entscheidungen, verlässliche Ergebnisse

Vind AI wird inzwischen über das gesamte Projektspektrum von Cube Green Energy hinweg eingesetzt. Ziel ist es, Entwicklungszyklen zu verkürzen, ohne Abstriche bei der Qualität der technischen und wirtschaftlichen Bewertung zu machen. Der Nutzen zeigt sich besonders dann, wenn Projektteams unter hohem Zeitdruck belastbare Entscheidungsgrundlagen erstellen müssen. In einem aktuellen Fall führte Cube Green Energy die fristgerechte Abgabe eines Projektangebots unmittelbar auf die Arbeit mit der Plattform zurück. „Ohne Vind AI hätten wir das Angebot nicht rechtzeitig erstellen können. Das sagt viel darüber aus, welchen Stellenwert das Tool inzwischen in unserem Workflow hat“, betont Avila. Dass Layoutentwicklung, Projektannahmen, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Visualisierung eng

miteinander verknüpft sind, beschleunigt nicht nur einzelne Berechnungen. Vor allem reduziert die gemeinsame Plattform die Abstimmungs- und Korrekturschleifen zwischen den beteiligten Teams.

Besonders relevant für komplexe Repowering-Projekte

Für einen Entwickler, der anspruchsvolle Repowering-Projekte in mehreren europäischen Märkten steuert, ist diese Integration besonders wertvoll. Bei bestehenden Windenergiestandorten müssen technische, räumliche, wirtschaftliche und genehmigungsbezogene Rahmenbedingungen immer wieder neu gegeneinander abgewogen werden. Unterschiedliche Varianten können etwa erforderlich werden, wenn sich verfügbare Flächen, Anlagentypen, Abstände oder wirtschaftliche Annahmen verändern. Arbeiten alle Fachbereiche auf einer gemeinsamen Datengrundlage, lassen sich solche Szenarien schneller bewerten und Entscheidungen fundierter treffen. Cube Green Energy gewinnt dadurch nicht nur Zeit, das Unternehmen schafft zugleich mehr Transparenz über die Entstehung von Ergebnissen und reduziert Reibungsverluste entlang des gesamten Entwicklungsprozesses. Cube Green Energy nutzt Vind AI seit Juni 2026.

Die Kompostierungsanlage von Kompotec in Nieheim wird derzeit zum Energiewerk umgerüstet.

Bilder: Hytorc

Zukunftssichere Schraubverbindungen schaffen

Die Windenergie ist ein Wachstumsmarkt und eine Säule der Energieversorgung. Umso wichtiger ist es, dass sich die Branche zukunftssicher aufstellt. Das gilt auch für die genutzten Verschraubungen: Ohne sichere Verbindung der Turmelemente untereinander oder des Maschinenhauses und der Rotoren geht es schlichtweg nicht. Immer mehr Anbieter und Hersteller setzen daher auf belastbare Daten: zur Qualitätskontrolle und zur Überprüfung der Prozesssicherheit.

Verschraubungen in Windkraftanlagen müssen enorme Kräfte aushalten und ableiten. Allein ein Rotorflügel wiegt zwischen 15 und 65 t. Dazu kommen standortbedingte Faktoren wie Niederschläge, Böen, Temperaturschwankungen oder – im Offshore-Bereich – Tidenhub und Wellengang. Sogar Erdbeben treten in deutschen Mittelgebirgen immer wieder mal auf. Beim Ausfall einer Verschraubung droht also nicht nur das Risiko eines Stillstands oder einer Beschädigung der Anlage, sondern – je nach Standort – Gefahr für Leib und Leben.

Qualität, Prozesssicherheit, Transparenz, Nachweisbarkeit

Ausgewählte Hersteller und Betreiber haben daher begonnen, erste Schraubverbindungen innerhalb einer Windenergieanlage (WEA) zu definieren – inklusive Kontrollgrößen. Es geht ihnen um Qualität, Prozesssicherheit, Transparenz und Nachweisbarkeit. „Es ist der erste Schritt, dem sicher weitere folgen werden“, ist Joachim Santen von Hytorc überzeugt, Experte für Verschraubungstechnik in der Windkraft. Er denkt, dass weitere Hersteller und Betreiber Vorgaben machen werden und die

Zahl der zu dokumentierenden Verbindungen in einer WEA steigt. „Die Risiken, die mit dem Betreiben eines Windrades oder Windparks verbunden sind, müssen abgedeckt sein. Die Dokumentation wird früher oder später eine relevante Rolle spielen, sei es, um Verantwortlichkeiten im Stör- oder Schadensfall zu klären, oder um immer leistungsfähigere Anlagen nachhaltig und sicher betreiben zu können. Bevor es ums Dokumentieren gehen kann, müssen die jeweiligen Schraubfälle jedoch klassifiziert werden, macht Santens Kollege Ulrich Oehms deutlich und verweist auf die



Trolleys – fahrbare Schraubvorrichtungen – werden im Turm der Windkraftanlagen an den Ringflanschen montiert, um die Turmsegmente automatisiert und ergonomisch zu verschrauben.

VDI-Richtlinie 2862. Sie teilt Verbindungen auf Basis einer Risikobewertung in die Kategorien A, B und C. Je sicherheitskritischer eine Verbindung ist, desto sorgfältiger sollte diese montiert werden.

Felderprobte Werkzeuge für morgen sind vorhanden

Um beurteilen zu können, ob eine Schraubverbindung richtig vorgespannt wurde, benötigt der Mensch Messsysteme, die ihm Daten liefern und eine Entscheidung ermöglichen. „Noch besser ist es, wenn die Systeme so gut sind, dass sie dem Werker eindeutig signalisieren, ob die Verschraubung in Ordnung oder nicht in Ordnung ist“, beschreibt es der Maschinenbauingenieur: „Solche Systeme sind in der Serienproduktion bereits seit Jahrzehnten erfolgreich im Einsatz.“ Allerdings mangle es an vielen Stellen an der technischen Infrastruktur, um die gewonnenen Daten auch zu verarbeiten, weiß Oehms aus eigener Erfahrung.

Drehmoment allein ist kein Wert

Um einen Schraubfall zu bewerten, hat sich beim drehenden Verfahren die Messung von Drehmoment und Drehwinkel durchgesetzt. Beides kann im laufenden Schraubprozess problemlos ermittelt und visualisiert werden. Das ermöglicht Stabilitätsbetrachtungen insbesondere für risikobehaftete Schraubverbindungen. „Bei allen anderen Verfahren sind zwingend Längenmessungen erforderlich, die jeden Schraubvorgang deutlich verzögern“, so Oehms. Durch die Verlagerung des Entscheidungsprozesses hin zu Anzeigen am Werkzeug kann sich der Werker komplett auf dessen Handhabung konzentrieren. Natürlich müssen die Hersteller der Anlagen den Kontraktoren im Vorfeld alle benötigten Schraubparameter zur Verfügung stellen, damit diese die benötigten Werkzeuge beschaffen können. Die Messung von Drehmoment und Drehwinkel ist bei modernen, hydraulischen Schraubsystemen sowie kabelgebundenen und akkubeb-

Für die Stromversorgung bestehender und neuer Verfahrenstechnik wird eine vorhandene Photovoltaikanlage eingesetzt und eine Windkraftanlage direkt am Standort hinzugebaut.





Mit einem hydraulischen Drehmoment-schrauber werden M64-Schrauben fixiert.

triebenen Werkzeugen bereits implementiert oder lässt sich mit überschaubarem Aufwand nachrüsten.

Keine durchgängigen Standards

Mit der Richtlinie VDI/VDE 2862 Blatt 2 werden seit 2015 für den Maschinenbau konkrete Vorgaben gemacht. „Das ist eine der schärfsten Richtlinien der Welt“, lobt Oehms. Das Problem: Turm und Maschinenhaus gehören aus regulatorischer Sicht zwei unterschiedlichen Bereichen an. „Während das Maschinenhaus dem Maschinenbau zugerechnet wird, unterliegt der Turm einer Windkraftanlage den Vorgaben für den Stahlbau.“ Die hohen Anforderungen ans Maschinenhaus gelten nicht für den Turm.

Vorreiter sein

Jede neue Regulierung oder Vorgabe zieht eine Investition nach sich: zeitlicher Natur, um neue Prozesse aufzusetzen und einzuspielen, sowie finanzieller Natur, weil das passende Schraubsystem anzuschaffen ist. Jede Neuerung hält aber auch Chancen bereit, weiß Santen. In diesem Fall sogar mehrere. Kontraktoren oder Dienstleister, die heute schon mit digitaler Unterstützung verschrauben und dokumentieren, können der Verschärfung von Vorgaben gelassen entgegensehen: Für sie ist die Anwendung von smarter Technik Alltag, was sie für kommende Auftraggeber interessant macht. Darüber hinaus können diejenigen, die smarte Technik bereits nutzen, ein größeres Leistungsspektrum anbieten. Selbst wenn die Umstellung vom analogen Notieren auf digitalen Austausch nicht von heute auf morgen umzusetzen wäre, sei es empfehlenswert, heute damit anzufangen, macht Santen deutlich. „Wer sich früh und konkret mit diesen Techni-

Die Messung von Drehmoment und Drehwinkel, sich im laufenden Schraubprozess problemlos durchführen lässt, ermöglicht Stabilitätsbetrachtungen insbesondere für risikobehaftete Schraubverbindungen.



ken und Möglichkeiten auseinandersetzt, wird anderen einen Schritt voraus sein.“

Besser anziehen

Ein weiterer Pluspunkt für ein digital überwacht Anziehen liegt in der Möglichkeit, die Qualität der Verschraubung zu erhöhen. Durch die Messung von Drehmoment und Drehwinkel kann die Streuung der Vorspannkraft gegenüber dem rein drehmomentgesteuerten Anziehen deutlich reduziert und die Vorspannkraft erhöht werden. Dies schafft Vorspannkraftreserven und stellt sicher, dass die Mindestklemmkraft über die gesamte Betriebsdauer aufrechterhalten bleibt. Oehms: „Nur wenn ich sicher weiß, dass ich alle Schrauben richtig vorgespannt habe, kann ich auf eine Überprüfung beziehungsweise Wartung verzichten.“ Das hohe Vorspannen und die Dokumentation aller wichtigen Schraubverbindungen bilden die Basis für eine wartungsfreie Schraubverbindung in Windkraftanlagen.

Ein weiterer Wirtschaftlichkeitsfaktor: Moderne Tools wie spezielle Montagewagen bieten nicht nur ein deutliches Plus an Arbeitssicherheit bei reduzierter körperlicher Belastung des Montageteams, sie verkürzen auch die Arbeitszeit bei der

Verschraubung in den Turmsegmenten bei On- und Offshore-Anlagen. Das angestrebte Optimum von 60 s für die Verschraubung einer M64-Garnitur inklusive Umsetzen des Werkzeugs kann so erreicht werden und wirkt sich positiv auf die Gesamtkosten aus.

In die Zukunft investieren

Noch sind leider viele Fragen ungeklärt, moniert Santen: Die Richtung ist seitens der Hersteller, der Versicherungen und der Betreiber allerdings längst vorgegeben, und mit der Richtlinie VDI/VDE 2862 gibt es zudem einen konkreten Ansatz. Noch hapert es jedoch an der stringenten Umsetzung, da oft keine Einigkeit darüber herrscht, mit welcher Priorität diese angegangen werden soll. Dennoch sind die Hytorc-Experten überzeugt: „Es wird kein Zurück mehr geben. Das handschriftliche Dokumentieren wird über kurz oder lang in den Schlüsselindustrien, wie es die Windkraft ist, weichen müssen. Dafür steht bei allen Akteuren zu viel auf dem Spiel.“ Qualität und Transparenz, Sicherheit und Nachweisbarkeit werden die Faktoren sein, nach denen sich diejenigen ausrichten müssen, die industrielle Verschraubungen projektieren, planen, umsetzen und warten. ■

Sicherheit liegt in der Luft

Rotorblätter moderner Windenergieanlagen können über 70 m lang und mehr als 15 t schwer sein. Damit sind sie extremen dynamischen Belastungen ausgesetzt, die im schlimmsten Fall zu einer Beschädigung des Blattes führen. Um diese möglichst frühzeitig zu erkennen, setzt das chinesische Unternehmen CRRC Shandong Wind Power auf ein System zur Blattlastmessung von Bachmann.



Um Schäden an Rotorblättern möglichst früh zu erkennen, setzt CRRC Shandong Wind Power auf ein System zur Blattlastmessung von Bachmann, das Cantilever-Sensoren umfasst.

Bilder: Bachmann electronic

Schäden an Rotorblättern einer Windenergieanlage sind kritisch. Im fortgeschrittenen Zustand können sie zur Zerstörung des Blattes oder gar der Windenergieanlage als Ganzes führen. Damit ist nicht nur eine große Gefährdung verbunden, auch die Reparatur wird aufwendig und kostenintensiv, die Anlage steht eine geraume Zeit und ihre Erträge fallen aus.

Das Bewahren der strukturellen Integrität der Rotorblätter ist von entscheidender Bedeutung nicht nur zum Erhalt der Anlagensicherheit, es dient auch der Maximierung des Energieertrags: Schäden an Rotorblättern können deren aerodynamische Effizienz beeinträchtigen und somit die Stromproduktion verringern. „Mit einer permanenten Strukturüberwachung erkennt man zum frühestmöglichen Zeitpunkt bereits kleinere Schäden, kann diese reparieren und so teure Instandsetzungen oder den Austausch ganzer Rotorblätter vermeiden“, erläutert Yanhao Xu, Geschäftsführer von Bachmann electronic Technical Services, Shanghai.

Präzise Lasterfassung mit Cantilever-Sensoren

CRRC Shandong Wind Power, Hersteller großer Windenergieanlagen mit Sitz in China, hat sich deshalb dazu entschieden, die an den Rotorblättern wirkenden Kräfte mit einem Bachmann-System in Echtzeit zu erfassen und gegebenenfalls zu reduzieren. Ausschlaggebend für die Entscheidung zugunsten Bachmanns waren die Cantilever-Sensoren „CLS300“. Deren Langzeitstabilität, die einfache Installation sowie die unproblematische Inbetriebnahme im Vergleich zu den üblicherweise verwendeten faseroptischen Sensoren überzeugten die Ingenieure des chinesischen Windenergiespezialisten.

Komplettsystem von Bachmann

„Wir liefern CRRC Shandong Wind Power eine Komplettlösung zur Messung der Blattbelastung. Diese beinhaltet die Installation und Verkabelung der CLS300-Sensoren einschließlich des Schaltschranks sowie die Filterung und Kalibrierung der Signale und die Berechnung der Blattlasten“, beschreibt Yanhao Xu das Bachmann-Paket. Je zwei CLS300-Sensoren werden in Nabennähe der drei Rotorblätter installiert und über Kabel mit dem Steuerschrank in der Nabe verbunden. Der Cantilever-Sensor misst die Belastungen an Rotorblättern und liefert so Daten für das Structural Health Monitoring (SHM). Für SHM-Projekte ermöglicht der CLS eine optimierte Lebenszeitverlängerung (LTE), indem er die Lasterfassung übernimmt. Optional ist er mit automatischer Sensorsignalkalibrierung erhältlich.

Langzeitstables Messsystem

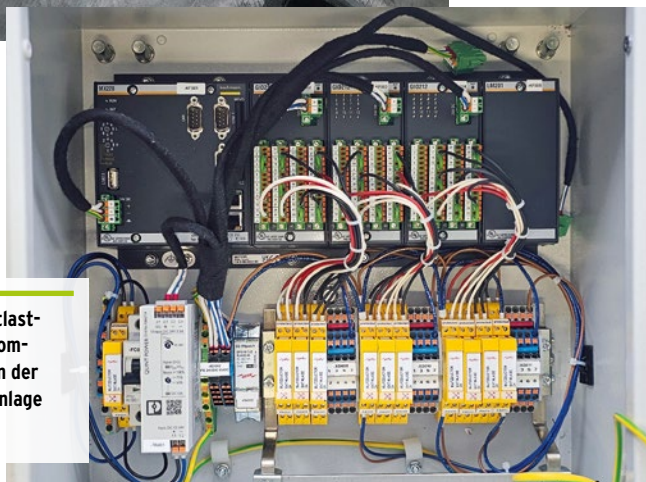
Cantilever-Sensoren messen die Dehnung von Bauteilen und erzeugen ein Ausgangssignal, das mit dem elektrischer Dehnungsmessstreifen vergleichbar ist. Die Sensoreinheit, bestehend aus einem einseitig eingespannten Kragarm (Cantilever) und einem gegenüberliegenden Näherungssensor, ermöglicht die Überführung einer Dehnungsmessung in eine einfache Abstandsmessung.

Die Sensoreinheit des „CLS300“ ermöglicht die Überführung einer Dehnungsmessung in eine einfache Abstandsmessung.





Serientaugliche rasche Installation: Die Cantilever-Sensoren CLS300 werden als vorausgerichtete Sensoreinheiten auf einer Montage-schiene geliefert und einfach im Rotorblatt nahe der Nabe aufgeklebt.



Die Steuerung zur Blattlastmessung ist in einem kompakten Schaltschrank in der Nabe der Windenergieanlage untergebracht.

Aufgrund des Prinzips der induktiven Wegmessung unterliegt der CLS selbst keiner mechanischen Verformung. Das bedeutet, er ist im Gegensatz zu den klassischen Dehnungsmessstreifen außerordentlich langzeitstabil. Außerdem misst der CLS über eine deutlich größere Messstrecke als ein Dehnungsmessstreifen. Lokale Materialinhomogenitäten am Messort beeinflussen die Messung somit weniger.

Im Schaltschrank in der Nähe der Nabe der Windanlage werden die Signale an

einem „GIO212“-Modul der Bachmann „M200“-Steuerung mit „MX207“-Prozessor aufgelegt. Die Blattlastwerte werden über einen CANopen-Feldbus von den Sensoren an das Hauptsteuersystem der Windenergieanlage übertragen und dort in Echtzeit mit den Entwurfsdaten des Herstellers verglichen. Überschreiten die berechneten Werte einen Grenzwert, wird über die Stellung der Rotorblätter zum Wind (Pitch) die Blattlast reduziert.

Ein wichtiges Argument für die Auswahl der CLS300-Sensoren waren die erkennbar geringeren Folgekosten, denn im Gegensatz zu optischen Sensoren können sie im Wartungsfall zerstörungsfrei ausgewechselt werden. Es ist jedoch sehr unwahrscheinlich, dass die Sensoren jemals ausgetauscht werden müssen: „Der Sensor ist gekapselt, liegt nicht im Kraftfluss und unterliegt damit keiner Alterung“, betont Yanhao Xu.

Wirtschaftlichkeit im Fokus

Für CRRC Shandong Wind Power ist entscheidend, dass das System zu einer längeren Lebensdauer bei geringeren Wartungskosten der Anlagen und damit zur Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit der Windenergie beiträgt. Außerdem gelingt es auf diese Art, die mit zunehmender Anlagengröße immer strengeren regulatorischen Anforderungen in Bezug auf die Anlagensicherheit einzuhalten.



Mit einer permanenten Strukturüberwachung erkennt man zum frühestmöglichen Zeitpunkt bereits kleinere Schäden.

UNTERSTREICHT YANHAO XU, GESCHÄFTSFÜHRER DER BACHMANN ELECTRONIC TECHNICAL SERVICES

WER ENERGIE GESTALTET, BRAUCHT ÜBERBLICK.

**R.ENERGY –
JETZT IM ABO**



Jetzt Magazin abonnieren
und Projekte mit relevantem
Wissen voranbringen:



**[https://www.r-energy.eu/
abonnement](https://www.r-energy.eu/abonnement)**

r.energy

eine Marke vom

**WIN
VERLAG**

Modellprojekt für grünen Wasserstoff

Bad Lauchstädt liegt nicht gerade im Zentrum der Weltwirtschaft – doch genau hier, im Saalekreis südwestlich von Halle, wird derzeit an der Energiewelt von morgen gebaut. Auf einer Fläche von rund 12 ha entsteht mit dem Energiepark Bad Lauchstädt – umgesetzt durch ein Konsortium aus der Terrawatt Planungsgesellschaft, Uniper, VNG Handel & Vertrieb, VNG Gasspeicher, Ontras, DBI – Gastechnologisches Institut und VNG – eines der ersten Projekte, das die industrielle Wasserstoffwertschöpfungskette integriert erprobt.



Als Reallabor der Energiewende zeigt der Energiepark, wie eine grüne Wasserstoffwirtschaft auf industriellem Niveau Realität wird. Zugleich soll er Antworten auf zentrale Fragen liefern rund um effiziente Produktion, Speicherung, Transport und Integration in industrielle Prozesse. Im Gegensatz zu vielen Pilotprojekten, die für einen kleinen Maßstab ausgelegt sind, geht der Energiepark Bad Lauchstädt einen entscheidenden Schritt weiter: Hier wird die komplette Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff erstmals auf industriellem Niveau erprobt – von der Windstromerzeugung über Elektrolyse, Transport über umgewidmete Erdgasleitungen bis hin zur Nutzung in der Industrie.

Großelektrolyse als Herzstück

Kern des Energieparks Bad Lauchstädt ist eine 30-MW-Elektrolyseanlage des Dresdner Unternehmens Sunfire, für deren Realisierung Uniper und VNG Handel & Vertrieb verantwortlich sind. Uniper bringt dabei

die Erfahrung aus der Entwicklung und dem Betrieb von Wasserstoff- und Power-to-Gas-Anlagen ein und verantwortet wesentliche Teile der technischen Umsetzung. Die Elektrolyse bildet die zentrale Schnittstelle zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und industrieller Wasserstoffnutzung. Erst durch die Umwandlung von Windstrom in Wasserstoff wird es möglich, erneuerbare Energie für industrielle Anwendungen verfügbar zu machen und über bestehende Infrastruktur zum Abnehmer zu transportieren.

Die Anlage in Bad Lauchstädt ist direkt mit dem benachbarten Windpark verbunden, der bereits im Juni 2024 in Betrieb genommen wurde. Die acht Windenergieanlagen liefern jährlich rund 145 Millionen kWh. Über ein neu errichtetes Umspannwerk in unmittelbarer Nähe ist der Windpark direkt mit dem Elektrolyseur verbunden. Der dort erzeugte Strom dient nach Fertigstellung des Elektrolyseurs zur Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff – vollständig emissionsfrei, klimaneu-

tral und nach Abschluss des Initialaudits auf dem Weg zur RFNBO-Zertifizierung.

Die Elektrolyseanlage wurde auf einer Fläche von 80 x 130 m errichtet. Sie wird jährlich rund 2.400 bis 3.000 t beziehungsweise etwa 26,9 Millionen Nm³ Wasserstoff produzieren. Zum Jahreswechsel 2025/2026 wurden die Elektrolysestacks für das dritte und letzte Modul geliefert und montiert; derzeit läuft die Inbetriebnahme.

Geeichte Erfassung der Wasserstoffmengen

Im Ansatz des Energieparks, alle Wertschöpfungsstufen abzubilden, spielt auch die Speicherung von Wasserstoff eine wichtige Rolle. VNG Gasspeicher erprobt im Konsortium den Umgang mit Wasserstoff und errichtet eine Messschiene zur geeichten Mengenmessung des produzierten Wasserstoffs. Sie erfasst präzise, welche Mengen bei der Elektrolyse tatsächlich produziert und in die weiteren Wertschöpfungsstufen eingespeist werden. Damit schafft sie die Basis für eine rechtssichere, abrechnungsfähige Messung des erzeugten Wasserstoffs. Gleichzeitig erbringen die Arbeiten Grundlagen für eine mögliche spätere Projektphase. Nach erfolgreichen Tests und unter wirtschaftlich tragfähigen Rahmenbedingungen könnte Wasserstoff



Im Gesamtsystem des Energieparks bildet die Gasaufbereitungsanlage das Bindeglied zwischen Erzeugung, Transport, Speicherung und Nutzung. Sie wird die Qualität am Übergabepunkt absichern.

Bild: Energiepark Bad Lauchstädt



Prozesskette des grünen Wasserstoffs im Energiepark Bad Lauchstädt – von der Erzeugung mit Windstrom über den Transport und die Vermarktung bis zur Nutzung in der Industrie.

Bild: Tim Schulze

stoff künftig wirtschaftlich in den Markt gebracht werden kann. Denn technische Machbarkeit und Infrastruktur allein reichen nicht aus, damit grüner Wasserstoff langfristig bestehen kann. Entscheidend sind belastbare regulatorische Rahmenbedingungen und marktfähige Handelsprodukte. Bislang ist die Vermarktung von grünem Wasserstoff jedoch kaum erprobt. Die VNG Handel & Vertrieb GmbH arbeitet daher im Projektkontext gezielt an der Entwicklung eines Geschäftsmodells, das

künftig in einer dafür vorgesehenen Salzkaverne saisonal gespeichert und bei Bedarf flexibel wieder ausgespeist werden.

Transport und Nutzung: Vom Windpark zur Raffinerie

Ein zentraler technologischer Baustein des Energieparks ist die Anbindung an das deutschlandweite Wasserstoffkernnetz. Dafür hat der Fernleitungsnetzbetreiber Ontras Gastransport eine rund 25 km lange Bestandsleitung aus den 1970er-Jahren umfassend für die Umstellung vom Erdgas auf den Wasserstoffbetrieb geprüft und im April 2025 bereits in Betrieb genommen.

Über die Pipeline kann der im Energiepark erzeugte Wasserstoff direkt zur Totalenergies Raffinerie in Leuna transportiert werden, einem der größten Chemie- und Raffineriestandorte Mitteldeutschlands. Damit wird im Energiepark exemplarisch sichtbar, welches Potenzial in der Umnutzung vorhandener Infrastruktur liegt – und welche technischen, regulatorischen und betrieblichen Voraussetzungen erfüllt sein müssen, um dieses Potenzial tatsächlich zu erschließen. Gleichzeitig gehört der Abschnitt auch zum Wasserstoffkernnetz und ist damit wichtiger Bestandteil der deutschlandweiten H₂-Infrastruktur.

Sehr hohe Wasserstoffqualität durch Gasreinigung

Als Reallabor der Energiewende wird er zudem wissenschaftlich vom Forschungsinstitut DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg begleitet und soll den Wissenstransfer schaffen, der den Hochlauf



Einblick in die Elektrolysehalle bei der Anlieferung der Elektrolysestacks.

Bild: VNG

des Wasserstoffmarktes unterstützt. Das DBI betreibt im Energiepark Bad Lauchstädt eine Forschungsanlage zur H₂-Gasaufbereitung. Untersucht wird, inwieweit Verunreinigungen, die aus Speicher- und Transportumgebungen in den Wasserstoff übergehen, zuverlässig entfernt und bis in den Spurenbereich analytisch nachgewiesen und quantifiziert werden können. Damit wird die Grundlage für die dauerhaft hohe Wasserstoffqualität und die sichere industrielle Nutzung von grünem Wasserstoff geschaffen.

Vermarktung, Finanzierung und politische Realität

Der Energiepark wird im Rahmen des Programms „Reallabore der Energiewende“ gefördert, das vom damaligen Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ins Leben gerufen wurde. Bei einer Gesamtinvestitionssumme von 210 Millionen € erhält das Konsortium in diesem Rahmen 44 Millionen € Fördermittel. Damit will der Staat gezielt Technologien und Geschäftsmodelle fördern, die den Weg in eine klimaneutrale Zukunft ebnen sollen.

Neben der Umsetzung rückt auch die Frage in den Fokus, wie grüner Wasser-

Preisbildung, Herkunftsnachweise, Lieferprofile und regulatorische Anforderungen zusammenführt. Produktionskosten, Speicheraufwand und Transport müssen sich in einem wettbewerbsfähigen Gesamtpreis abbilden lassen. Zugleich müssen Vertragsmodelle regulatorische Vorgaben berücksichtigen und Risiken zwischen Erzeugern, Infrastrukturbetreibern und industriellen Abnehmern tragfähig verteilen.

Skalierbarkeit und europäische Relevanz

Der Energiepark Bad Lauchstädt zeigt als Vorreiter, worauf es beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ankommt: auf das Zusammenspiel von technischer Umsetzung, wirtschaftlicher Tragfähigkeit und verlässlichen Rahmenbedingungen. Das Projekt ist damit mehr als ein einzelnes Reallabor. Es kann zur Blaupause dafür werden, wie grüne Wasserstoffwirtschaft im industriellen Maßstab aufgebaut und perspektivisch skaliert werden kann – in Deutschland ebenso wie in Europa. ■

Fünf Erfordernisse für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff

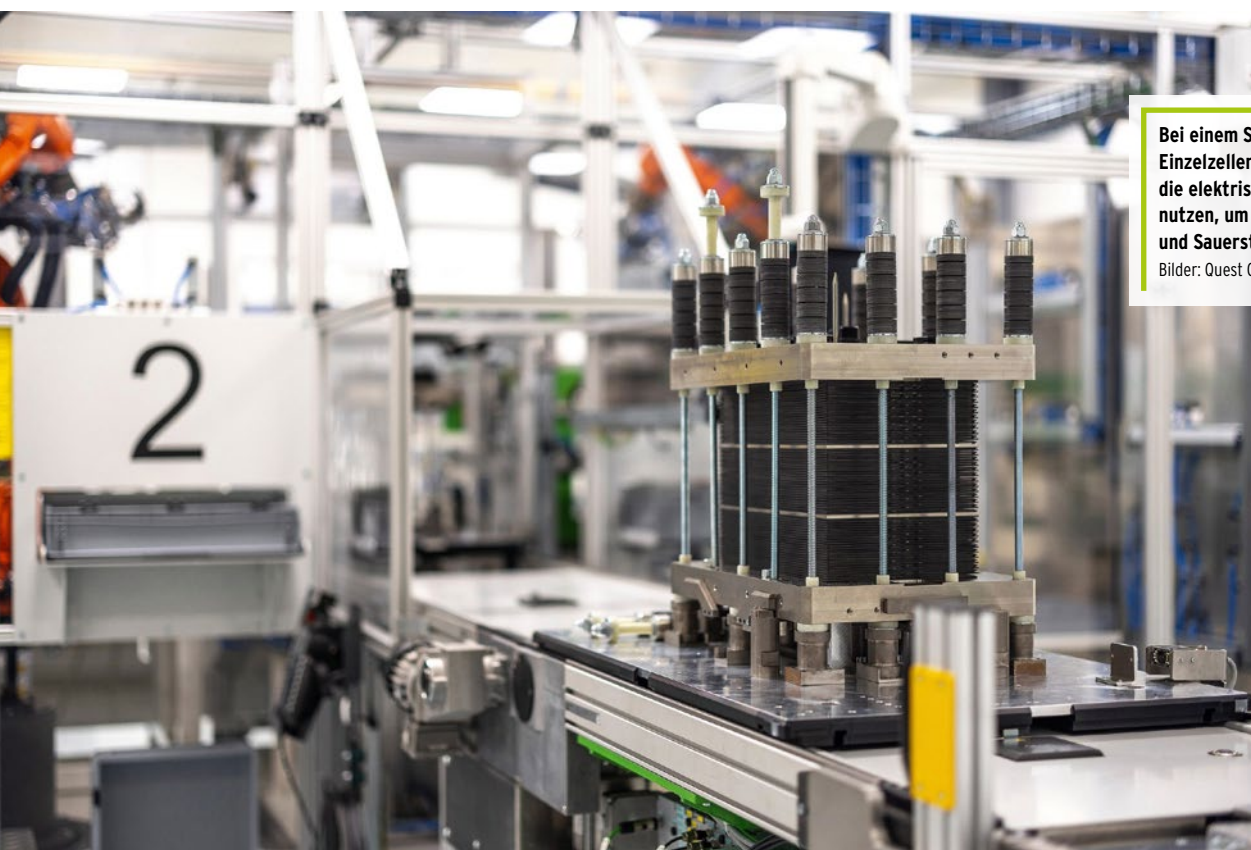
Der Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa ist nicht nur ein zentraler Baustein der Dekarbonisierung, sondern auch ein entscheidender Schritt hin zu geopolitischer Resilienz und wirtschaftlicher Stabilität. Elektrolyseure spielen hierbei eine Schlüsselrolle: Sie koppeln Strom, Industrie und Wärme, speichern ungenutzte Energie und schaffen neue Flexibilitätsoptionen – sowohl für Betreiber als auch für das Gesamtsystem. Wasserstoffexperte Quest One zeigt, welche Rahmenbedingungen eine bessere Planbarkeit, Investitionssicherheit und damit den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft unterstützen können.

Geopolitische Unsicherheiten verdeutlichen die strukturelle Abhängigkeit von fossilen Energieimporten in Europa und Deutschland: Knapp 60 % des europäischen Energiebedarfs werden durch Importe gedeckt – überwiegend in Form von Öl und Erdgas und zu großen Teilen aus geopolitisch sensiblen Regionen. Diese Abhängigkeit reduziert die Resilienz der europäischen Energiesysteme erheblich und macht sie anfällig für politische Konflikte, Marktverwerfungen und Preisschocks. Infolge der russischen Invasion in der Ukraine entstanden allein zwischen 2021 und 2024 zusätzliche Kosten von rund 930 Milliarden Euro für fossile Brennstoffimporte in Europa.

„Die vergangenen Jahre haben deutlich gemacht, wie verwundbar Europas Energiesystem durch externe Abhängigkeiten ist. Energiepolitik ist längst auch Sicherheitspolitik“, betont Michael Meister, CEO von Quest One. „Eine nachhaltige Lösung kann nur darin bestehen, Energie stärker in Europa selbst zu erzeugen und Wertschöpfung hier zu halten.“ Gleichzeitig verschärfen sich die Herausforderungen innerhalb des Energiesystems selbst. Der wachsende Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien trifft auf ein Stromnetz, das durch steigende Redispatch-Kosten, regionale Engpässe und eine unklare Rolle konventioneller Kraftwerke zunehmend unter Druck gerät.

Für mehr Wettbewerbsfähigkeit, Souveränität und Stabilität

Grüner Wasserstoff bietet gleich mehrere Hebel, um die Energieabhängigkeit zu reduzieren und die Versorgungssicherheit zu stärken. Auf nationaler Ebene kann jedes Land grünen Wasserstoff selbst produzieren und damit die Integration erneuerbarer Energien vorantreiben. Beispielsweise lassen sich durch die Nutzung von Überschussstrom für Elektrolyse sowie die damit einhergehende Reduktion von Redispatch-Aufwänden Systemkosten senken. Für die Jahre 2023 bis 2025 lagen diese bei 400 bis 600 Millionen Euro. Regionen mit günstigen erneuerbaren Ressourcen können auf dem innereuropäischen Markt



Bei einem Stack werden zahlreiche Einzelzellen in Reihe geschaltet, die elektrische Gleichspannung nutzen, um Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten.

Bilder: Quest One

Wasserstoff für industrielle Zentren in anderen EU-Ländern bereitstellen und so einen stabilen Binnenmarkt aufbauen. Neue Exportländer wie Kanada, Indien, Marokko oder Chile treten in den globalen Energiemarkt ein und tragen so zur Diversifizierung und zur Verringerung einseitiger Abhängigkeiten bei.

„Grüner Wasserstoff ist mehr als nur ein Energieträger – er ist ein strategisches Instrument für mehr Souveränität, Wettbewerbsfähigkeit und Stabilität“, unterstreicht Meister. „Wer heute die richtigen Rahmenbedingungen schafft, sichert Europa langfristig eine unabhängige und resiliente Energieversorgung.“ Die Verabschiedung der THG-Quote im Rahmen der EU-Richtlinie RED III (Renewable Energy Directive III) war ein wichtiger erster Schritt, nach dem es jetzt aber weitere Signale braucht. Denn ein ambitionierter, koordinierter Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist eine zentrale energie- und industriepolitische Aufgabe.

Fünf nötige Maßnahmen

Quest One leitet daraus konkrete Handlungsbedarfe für Politik und Regulierung ab. Im Einzelnen sind das:

Klarer Kurs für Netzentgelte

Auch nach 2029 sollten Elektrolyseure nicht nur netzentgeltseitig entlastet bleiben, sondern zudem vergütet werden, wenn sie netzdienlich fahren, da sie so die Systemkosten substantiell senken.

Erhalt der monatlichen statt stundengenauer Korrelation

Die stundengenaue Korrelation zwischen EE-Erzeugung und Elektrolyse (Hourly Matching), die ab 2030 auf europäischer Ebene gelten soll, ist ein zu enges Korsett und sorgt dafür, dass Elektrolyseure mit einem deutlich niedrigeren Kapazitätsfaktor betrieben werden. So sinkt die Produktionsmenge an Wasserstoff, wodurch in den meisten Fällen keine Wirtschaftlichkeit mehr gegeben ist. Eine Weiterführung der monatlichen Korrelation auch über 2030 hinaus würde den richtigen Anreiz für Investitionen und die damit verbundenen positiven Effekte auf Resilienz und Klima darstellen.

Lockerung des Zusätzlichkeitskriteriums

Dieses Kriterium sieht vor, dass ab 2028 ausschließlich Grünstrom aus zusätzlich gebauten EE-Anlagen für Elektrolyse ge-

nutzt werden darf und soll so die Nutzung von bereits vorhandenem Ökostrom im Netz verhindern. Diese Maßnahme bremst den notwendigen Ausbau dieser Anlagen jedoch massiv aus. Sie treibt die Kosten und Planungszeiträume für Neuprojekte stark nach oben und verhindert die situative Flexibilität im Elektrolysebetrieb während Stromspitzen. Das Kriterium sollte in der aktuellen Phase des Wasserstoffhochlaufs auch weiterhin aufgehoben bleiben und bestehende EE-Quellen für den Elektrolysebetrieb nutzbar gemacht werden. Insbesondere für ältere Bestandsanlagen, die nach 20 Jahren zunehmend aus der Förderung fallen, kann die Versorgung von Elektrolyseuren einen lukrativen neuen Absatzmarkt bieten.

Made in EU

Die unter dem Net Zero Industry Act angestrebte Sicherung lokaler Wertschöpfung klimafreundlicher Technologien, sollte für grünen Wasserstoff weiter ausgebaut und zudem in anderen regulatorischen Rahmenwerken wie dem geplanten Industrial Accelerator Act (IAA) verankert werden. Auch auf nationaler Ebene, etwa im Wasserstoffbeschleunigungsgesetz oder bei Förderinstrumenten, sollte „Made in EU“ systematisch berücksichtigt werden. Technologische Souveränität reduziert Abhängigkeiten von geopolitisch unsicheren Lieferketten und schützt vor möglichen Fremdeingriffen in kritische Infrastruktur in Form von Schlüsseltechnologien wie Elektrolyseuren. So stärkt „Made in EU“ die Resilienz der europäischen Energie- und Industrielandschaft nachhaltig.

Investitionssicherheit durch Standards und Innovation

Vertrauen und Investitionssicherheit ergeben sich nicht allein aus wirtschaftlichen Faktoren, sondern ebenso aus technologischer Verlässlichkeit. Themen wie Stack-Durchlässigkeit, Gasreinheit oder die sichere Auslegung von O₂-Abscheidern müssen transparent adressiert und technisch weiterentwickelt werden. Das proaktive Ad-



Moderne Stacks sind hochgradig skalierbar, sodass heute viele Kilogramm Wasserstoff pro Stunde produziert werden können.

ressieren technologischer Hürden trägt dazu bei, den Stand der Technik neu zu definieren. Klare Standards schaffen Orientierung, stärken das Vertrauen und dienen als Grundlage für belastbare Investitions- und Betriebsentscheidungen.

Das große Ganze denken

Europa hat alle Voraussetzungen, um bei grünem Wasserstoff eine führende Rolle einzunehmen – technologisch, industriell und strategisch. Moderne Elektrolyseplattformen sind effizient und skalierbar. Der europäische Markt steht jedoch unter wachsendem internationalem Wettbewerbs- und Preisdruck. Was jetzt fehlt, ist ein regulatorischer Rahmen, der Innovation, Qualitätsstandards und faire Marktbedingungen stärkt, um die technologische Führungsrolle Europas zu erhalten. So sichern die europäischen Mitgliedsstaaten ihre Energieunabhängigkeit sowie die Resilienz ihrer Energieinfrastruktur in einem von Instabilität geprägten globalen Klima. ■

Die „H2-Sling“, das erste wasserstoffbetriebene Flugzeug der Schweiz, entwickelt von Cellsius an der ETH Zürich.

Bild: Cellsius

Das erste Wasserstoffflugzeug der Schweiz

Nach Angaben des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt starteten 2024 mehr als 36 Millionen Flüge, wodurch der Luftverkehr für circa 2,1 % der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich war. Dies entspricht etwa den gesamten jährlichen Emissionen eines Landes wie Deutschland. Um die Klimaauswirkungen der Luftfahrt zu verringern und den Luftverkehr in Zukunft deutlich umweltfreundlicher zu gestalten, braucht es neue Technologien. In der Erforschung genau dieser Technologien kommen Vakuumlösungen von Busch zum Einsatz.

Einem Bericht des Büros für Technikenfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) zufolge zählen sich kurzfristige Innovationen in der Luftfahrt besonders bei nachhaltigen Kraftstoffen aus, da hier der Kraftstoffverbrauch der wichtigste Treiber für Klimaauswirkungen ist. Vor allem Wasserstoff bietet großes Potenzial als sauberer Flugkraftstoff. In seinem Bericht weist das TAB jedoch auch darauf hin, dass die Wasserstoffspeicherung in Flugzeugen eine technische Herausforderung darstellt, weil hierfür große, isolierte Tanks mit einer Temperatur von -253 °C benötigt werden. Diese Tanks bringen ein hohes Gewicht mit sich. Um diese und andere Herausforderungen zu meistern, bedarf es der Weiterentwicklung der heutigen Flugzeuge und Infrastrukturen.

Ausgehend auf dieser Notwendigkeit hat eine Gruppe Schweizer Studenten, organisiert im Verein Cellsius, ein kleines Flugzeug entwickelt, das ausschließlich mit Wasserstoff angetrieben wird. Cellsius ist eine 2022 gegründete gemeinnützige Organisation, die sich der Erforschung nachhaltiger Luftfahrt widmet. Hier können Studenten der ETH Zürich im letzten Jahr des Bachelor-Studiums ihr theoretisch erworbenes technisches Know-how auf reale Flugzeuge anwenden. Entwickelt wurde zum Beispiel die „H2-Sling“, ein Flugzeug, das mit gasförmigem Wasserstoff angetrieben wird. Für eine effiziente Rezirkulation des Wasserstoffs sorgt das Rezirkulationsgebläse „Mink MH“, mit dem Busch Vacuum Solutions das Forschungsprojekt zu unterstützen und den technologischen Fortschritt voranzutreiben.

Das erste Wasserstoffflugzeug der Schweiz

Angetrieben wird das Flugzeug von einem Brennstoffzellensystem mit 100 kW. In einer Brennstoffzelle kommt es infolge der elektrochemischen Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff zur Freisetzung von Elektrizität und Wärme. Dafür besteht die Zelle aus einer durch eine Elektrolytmembran getrennten Anode und einer Kathode. Nachdem Wasserstoff auf der Anodenseite eingetreten ist, werden die Moleküle in Protonen und Elektronen aufgespalten. Die Wasserstoffprotonen diffundieren durch die Membran zur Kathode, wo sie mit dem Sauerstoff aus der Umgebungsluft zu Wasser reagieren und dabei Energie freisetzen. Diese Energie wird vom Elektromotor genutzt, um den Propeller des Flugzeugs

Weil Wasser das einzige Nebenprodukt der Reaktion ist, werden während des Flugs keine klimaschädlichen Treibhausgase in die Atmosphäre ausgestoßen. Der Wasserstoff selbst wird in zwei Tanks unterhalb der Tragflächen des Flugzeugs gespeichert, die jeweils 2,6 kg fassen. Aufgrund der hohen Energiedichte von Wasserstoff reicht diese Menge für eine Reichweite von 200 km, was etwa zwei Stunden Flugzeit entspricht.

Gebläse sorgt für effiziente Rezirkulation

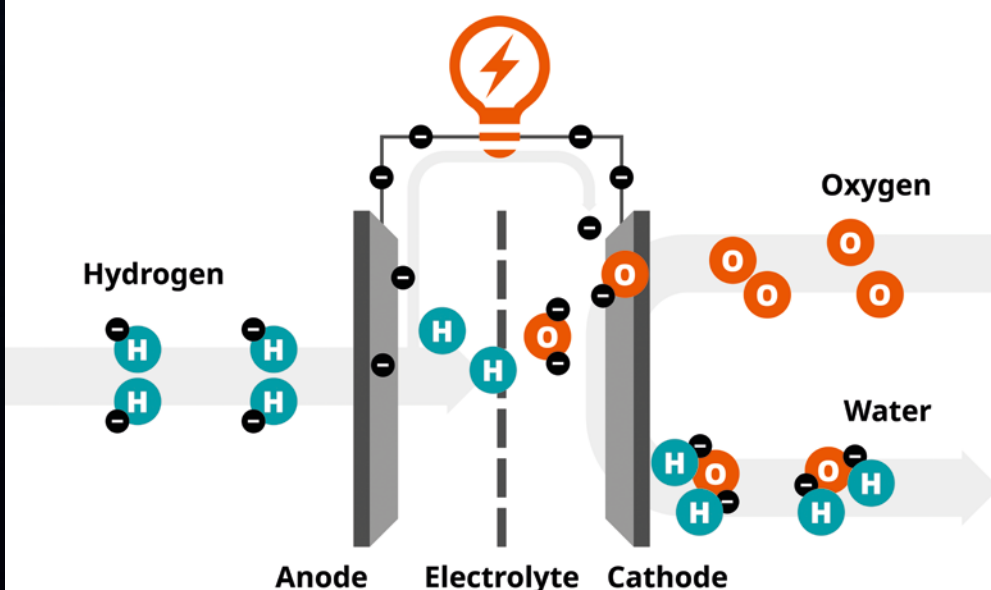
Damit die Brennstoffzelle zuverlässig funktioniert, muss die chemische Reaktion durch eine sorgfältig geregelte Zufuhr von Wasserstoff und Luft aufrechterhalten werden. Das Rezirkulationsgebläse Mink MH von Busch sorgt dafür, dass nicht reagierter Wasserstoff nicht verloren geht, sondern effizient wiederverwendet wird. Denn aus den Hochdrucktanks unter den Tragflächen wird mehr Wasserstoff zugeführt, als tatsächlich nötig ist, um eine stabile chemische Reaktion in der Brennstoffzelle sicherzustellen. Auf diese Weise wird eine lokale Verarmung verhindert, mit der der Reaktionszyklus zum Erliegen kommen würde. Aufgrund der Überversorgung bleibt nach Ende der Reaktion Wasserstoff übrig. Würde dieser Überschuss nicht genutzt, wären noch größere Tanks erforderlich, um den für die Aufrechterhaltung der Reaktion erforderlichen Wasserstoff zu transportieren. Dies würde das Gewicht des Flugzeugs erhöhen und seine Leistung

senken. Für eine maximale Flugzeit und Reichweite muss der nicht verwendete Wasserstoff daher zurückgeführt werden.

Speziell für Brennstoffzellen entwickelt

Das Reaktionsmittel muss dazu vom Anodenauslass der Brennstoffzelle zurück zu ihrem Einlass geleitet werden. Hier kommt das Mink MH ins Spiel: Zwei klauenförmige Rotoren drehen sich gegenläufig im Kompressorgehäuse. Durch die Drehung dieser Klauenrotoren wird der Wasserstoff eingesaugt, verdichtet und anschließend zur Anode der Brennstoffzelle zurückgeführt, wo er sich mit frischem Wasserstoff aus dem Tank vermischt. So kann der Reaktionszyklus ohne Unterbrechung weiterlaufen. Durch die Wiederverwendung von nicht reagiertem Wasserstoff wird der Kraftstoffverbrauch gesenkt.

Mink MH ist ein TÜV-zertifiziertes Rezirkulationsgebläse, das speziell für den Einsatz in Brennstoffzellen entwickelt wurde. „Busch ist einer der wenigen Anbieter von Lösungen für Wasserstoffbrennstoffzellen. Wir haben bereits sehr gute Erfahrungen mit der kleineren Version des Mink MH gemacht, die wir in einem Testzyklus installiert haben“, berichtet Andres Neff, technischer Leiter des H2-Sling-Projekts. „In diesem Testsystem hat alles perfekt funktioniert, und das Gebläse ist sehr benutzerfreundlich. Daher waren wir sehr froh, dass wir die größere Gebläseversion für unser Projekt verwenden konnten.“ ■



Eine Brennstoffzelle besteht aus zwei durch eine Elektrolytmembran getrennten Elektroden: einer Anode und einer Kathode. Die Membran ist für den Ionentransport zuständig.

Bild: Busch Vacuum Solutions

E-MOBILITÄT

Neue Generation von Fahrzeugladegeräten

Elektrofahrzeuge sollen klimafreundlich, leistungsstark und bezahlbar sein. Ein elementarer Baustein dafür ist das im Fahrzeug verbaute Ladegerät. Aktuelle Modelle stoßen bei Effizienz, Baugröße und Zuverlässigkeit zunehmend an ihre Grenzen. Hier setzt das EU-geförderte Projekt „Hipower 5.0“ an, in dem das Fraunhofer IZM eine zentrale Rolle übernimmt.

Um die Klimaziele der Europäischen Union zu erreichen, ist die Mobilität eine wichtige Stellschraube: Der Verkehrssektor verursacht 28 % der Treibhausgasemissionen in der EU, davon entfallen 80 % auf den Straßenverkehr. Elektrofahrzeuge können hier einen großen Beitrag leisten. Das in ihnen verbaute Ladegerät, der sogenannte Onboard-Charger (OBC), wandelt Strom aus dem Netz in batterietaugliche Energie um. Mit steigenden Ladeleistungen steigen jedoch auch die Anforderungen an Effizienz, Kühlung und Platz. Klassische Siliziumlösungen lassen sich nur noch begrenzt optimieren. Energieverluste führen zu Wärmeentwicklung und somit zu höherem Kühlaufwand. Das wiederum hat Auswirkungen auf die Baugröße, weshalb leistungsstarke OBC aktuell nicht für alle Fahrzeugklassen infrage kommen. Ein einfacher Aufbau mit weniger Bauteilen bietet somit Vorteile in Bezug auf Effizienz, Kosten und Verbreitung. Deshalb arbeitet das Hipower-5.0-Konsortium im Use Case Automotive, den das Fraunhofer-Institut für Zuverlässigkeit

und Mikrointegration IZM verantwortet, an der Entwicklung eines leistungsstarken 22-kW-OBCs, der mit einem Volumen von 4 l deutlich kleiner ist als die aktuell üblichen 12 l.

Neue Halbleiter ermöglichen kompakte Bauweise

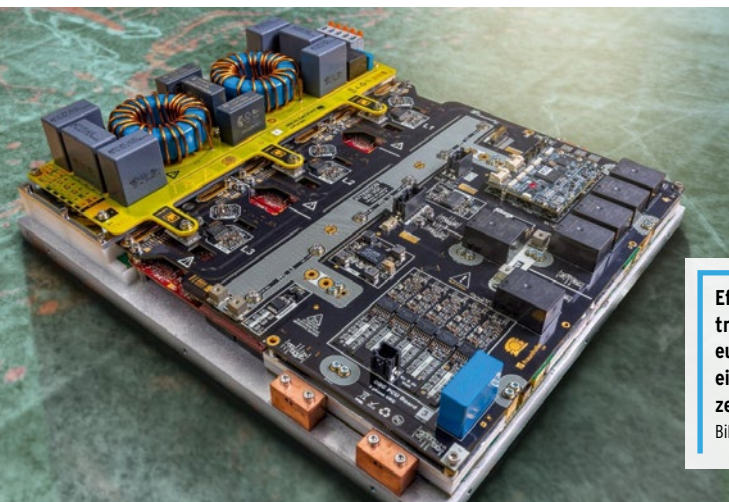
Zentral für diese Weiterentwicklung sind neuartige Gallium-Nitrid-(GaN)-Halbleiter, die der Projektpartner Infineon zur Verfügung stellt. Die monolithisch integrierten bidirektionalen GaN-Schalter ermöglichen eine effizientere Stromumwandlung und kompaktere Bauweisen, denn sie sind so aufgebaut, dass sie den Stromfluss in beide Richtungen sperren können. Somit übernimmt ein Bauteil die Funktion von ursprünglich zwei verschalteten Halbleitern. Das eröffnet neue technische Möglichkeiten, und es werden Schaltungsentwürfe möglich, die mit konventionellen Bauelementen nur unter Kompromissen realisierbar wären.

Doch nicht nur das Material selbst ist entscheidend, sondern auch die Art und

Weise, wie alle Komponenten im Fahrzeug zusammenarbeiten. Hier kommt die langjährige Erfahrung des Fraunhofer IZM im Packaging und der Systementwicklung zum Tragen. Die Bauteile werden nicht einzeln optimiert, sondern von Anfang an als Gesamtsystem gedacht. Elektronische Komponenten werden teilweise direkt in Leiterplatten integriert (embedding), was Wege verkürzt, Verluste reduziert und Platz spart. Ein erster Demonstrator, der das Potenzial innovativer technischer Ansätze zeigte, war ein kompaktes, leistungsstarkes 22-kW-Ladesystem für Elektrofahrzeuge, den das Fraunhofer IZM 2024 auf der PCIM Europe präsentierte, das jedoch noch ohne bidirektionale GaN-Elemente auskam.

Europäische Wertschöpfungskette von Halbleiter bis Fahrzeug

Ziel des Hipower-5.0-Konsortiums ist es, die Vorteile moderner GaN- und anderer Wide-Bandgap-Halbleiter in einer durchgängig europäischen Wertschöpfungskette in marktfähigen Produkten nutzbar zu machen. Neben dem Automobilsektor werden auch Anwendungsfälle in der Schifffahrt adressiert. Insgesamt arbeiten im Projekt Hipower 5.0 Partner aus zehn europäischen Ländern, darunter zwei OEM, 21 Tier-1/2-Hersteller, sechs Leistungselektronikfirmen, zehn Hochschulen und sieben Forschungseinrichtungen, an sechs Use Cases. Das Projekt, das von August 2025 bis Juni 2028 läuft, wird mit 33,7 Millionen Euro von der EU und ihren Mitgliedsstaaten gefördert. Das Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt beteiligt sich mit 5,74 Millionen Euro und der Freistaat Sachsen mit 0,12 Millionen Euro. ■



Effizientere Elektronik für Elektrofahrzeuge: Im Rahmen eines europäischen Projektes wird eine neue Generation von Fahrzeugladegeräten entwickelt.

Bild: Fraunhofer IZM

BETRIEBSDATEN FÜR KI UND DIGITALE ZWILLINGE

Erste Datenbank für Solarturmkraftwerke

Solarturmkraftwerke können eine wichtige Rolle in der Energiewende spielen. Sie erzeugen aus Sonnenlicht Wärme, die sich speichern oder zur Stromerzeugung nutzen lässt. Bisher fehlten jedoch Daten, um neue Verfahren für effizientere, zuverlässigere Anlagen zu testen. Forschende des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) veröffentlichen nun erstmals frei zugängliche Betriebsdaten der Solarturmanlage in Jülich. Damit schaffen sie eine Basis für neue KI-Methoden und digitale Zwillinge.

Solarturmkraftwerke wandeln Sonnenlicht nicht direkt in Strom um, sondern erzeugen Wärme als Zwischenschritt. Ein Feld aus beweglichen Spiegeln, Heliostaten genannt, lenkt das Licht präzise auf einen Empfänger an der Spitze eines zentralen Turms. Die dort entstehende Wärme lässt sich speichern, direkt zur Stromerzeugung einsetzen oder für industrielle Prozesse verwenden. Wird sie erst später zur Stromproduktion genutzt, können die Anlagen auch nachts oder bei bewölktem Himmel Energie liefern und so zur Stabilisierung der Stromnetze beitragen. Obwohl es bereits kommerzielle Solarturmkraftwerke gibt, sind sie im Vergleich zur Photovoltaik bisher wenig verbreitet. „Solarturmanlagen sicher und effizient zu betreiben, ist aufwendig und teuer“, sagt Dr. Kaleb Phipps vom Scientific Computing Center am KIT. „Um neue Verfahren zu entwickeln und verlässlich zu prüfen, braucht die Forschung reale Betriebsdaten. Solche stellt unsere Datenbank ‚Paint‘ offen und strukturiert bereit.“

Informationen für KI-Modelle und digitale Zwillinge

Paint berücksichtigt die Fair-Prinzipien: Die Daten sollen auffindbar, zugänglich, interoperabel und wiederverwendbar sein. Dafür nutzt das Forschungsteam den Standard „Spatiotemporal asset catalog“, kurz Stac. Dieser beschreibt raum- und zeitbezogene Daten so, dass Menschen und Maschinen sie lesen können. Zusätzlich stellt das Team „Python“-Software bereit, mit der Forschende Daten für einzelne Heliostate oder bestimmte Zeiträume herunterladen und direkt in Modelle des Maschinellen Lernens einbinden können. Mit den Daten

Solartürme im Versuchsbetrieb:
In Jülich betreibt der DLR eine in Europa einzigartige Großforschungsanlage für solare Bestrahlungstests. Bild: DLR



lassen sich auch digitale Zwillinge von Solarturmkraftwerken entwickeln, die reale Anlagen virtuell abbilden.

„Solche digitalen Zwillinge ermöglichen es, den Kraftwerksbetrieb zunächst am Simulationsmodell zu testen“, erläutert Dr. Daniel Maldonado Quinto vom DLR. „Verbinden wir sie mit maschinellem Lernen, lässt sich künftig in Echtzeit erkennen, ob die Spiegel korrekt ausgerichtet sind und wie die Stellgrößen des Kraftwerks für einen sicheren und effizienten Betrieb nachgeregelt werden müssen.“

Grundlage für weitere Forschung

Paint umfasst 849 GB Betriebsdaten des Solarturms Jülich aus den Jahren 2021 bis 2024. Dazu gehören Angaben, wo die 2014 Spiegel stehen, wie groß sie sind und wie sie sich drehen und neigen lassen. Hinzu kommen mehr als 218.000 Bilder, mit denen sich prüfen lässt, ob die Spiegel das Licht genau auf den vorgesehenen Punkt lenken. Weitere Messdaten zeigen, ob Spiegeloberflächen leicht verformt sind. Auch Wetterdaten über den gesamten

Zeitraum sind enthalten. Gerade die Ausrichtung der Heliostate zählt zu den zentralen Herausforderungen. Schon kleine Abweichungen, etwa durch Wind, Verschleiß oder ungenaue Steuerung, können die Leistung mindern oder Bauteile belasten. Paint soll deshalb helfen, solche Effekte künftig besser zu untersuchen und Verfahren zur Steuerung vergleichbar zu testen. „Wir möchten Paint gemeinsam mit anderen Forschungseinrichtungen und Kraftwerksbetreibern weiterentwickeln“, so Phipps. „Wenn künftig Daten aus verschiedenen Anlagen hinzukommen, kann daraus ein gemeinsamer Standard für offene Betriebsdaten in der Solarturmforschung entstehen. Das würde die Entwicklung beschleunigen und eine breite Nutzung dieser Technologie unterstützen.“

Paint ist aus den Arbeiten an „Artist“ entstanden, einem KI-gestützten, differenzierbaren Raytracing-Modell für digitale Solarturm-Zwillinge. Beteiligt waren Forschende, Ingenieurinnen und Ingenieure sowie Technikerinnen und Techniker vom KIT, DLR und von der KI-Plattform Helmholtz AI.

FALT- UND SCHWENKBARE SOLARANLAGE

Mehr Stromausbeute und Schutz vor Unwetter

Ein an der TU Graz entwickeltes PV-System steigert durch zweiachsiges Tracking des Sonnenstandes die Energieausbeute – insbesondere morgens und abends. Bei Sturm, Hagel oder Schnee faltet es sich zudem zusammen.



Armin Buchroithner vom Institut für Elektrische Messtechnik und Sensorik der TU Graz hat mit seinem Team das falt- und schwenkbare PV-Modul „Flaptrack“ entwickelt.

Bild: Lunghammer, TU Graz

Dieser Effekt ist im Winterhalbjahr und an Standorten in höheren Breitengraden durch den niedrigeren Sonnenstand besonders groß. Hinzu kommt, dass der Faltmechanismus die PV-Module frei von Schnee hält, der den Wirkungsgrad gewöhnlicher PV-Anlagen im Winter oft drastisch verringert.

Schutz vor Sturmböen und Hagelschäden

Der Faltmechanismus reduziert die Angriffsfläche für Sturmböen und schützt vor Hagel – beides ernsthafte Gefahren für PV-Anlagen, die infolge des Klimawandels tendenziell zunehmen werden. „Kompressionen der Silizium-Wafer durch Hageleinschlag können Hotspots verursachen, die durch ihren erhöhten Innenwiderstand den Wirkungsgrad des gesamten Moduls reduzieren“, sagt Buchroithner. Diese Gefahr besteht bei Flaptrack nicht: Das System, das mit einer lokalen Wetterstation und regionalen Wettervorhersagemodellen gekoppelt ist, klappt die PV-Module bei Sturm- oder Hagelgefahr face-to-face zusammen und legt sie flach am Boden ab. Die Modulrückseiten lassen sich mit einem günstigen Hagelnetz vor Einschlägen schützen.

Für einen Langzeittest haben die Forschenden die PV-Anlage mit zahlreichen Sensoren ausgestattet, die Daten zu Wetter, Ertrag, Verschleiß und den auftretenden Kräften bei Wind erheben. Die Daten bilden die Grundlage für die weitere Optimierung des autonomen Betriebs und der Gewichtsreduktion durch Leichtbauweise. ■

Forschende um Armin Buchroithner vom Institut für Elektrische Messtechnik und Sensorik der TU Graz haben ein neuartiges Photovoltaiksystem entwickelt, das deutlich höhere Erträge mit dem Schutz vor Sturm, Hagel und Schnee kombiniert. Die „Flaptrack“ genannte Anlage richtet die PV-Module sowohl horizontal als auch vertikal kontinuierlich zum Stand der Sonne aus. In der Nacht und bei drohendem Unwetter falten sich die Module automatisch zusammen und sind so vor Schäden sowie möglicher Abschattung durch Schnee und Staub geschützt. Eine Demonstrationsanlage mit einer Leistung von 1,8 kWp ist derzeit auf einem Bürogebäude am Campus Inffeldgasse der TU Graz im Einsatz.

Patentierter Faltmechanismus

„Kerninnovation des Systems ist ein patentierter linearer Aktuator, der die Anla-

ge sowohl zur Sonne ausrichtet als auch zusammenfaltet“, erläutert Buchroithner. „Durch diese Doppelfunktion sparen wir Installations- und Betriebskosten, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit verbessert.“ Aufgrund der optimalen Ausrichtung zur Sonne – die Drehung in der Horizontalen erfolgt per Riemenantrieb in einer bodennahen Kreisführung – liefert Flaptrack einen durchschnittlichen Mehrertrag von knapp 40 % im Vergleich zu fest installierten PV-Modulen. An einzelnen Tagen lag das Plus sogar bei 56 %. „Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit des Systems ist aber die zusätzliche Stromausbeute in den Tagesrandzeiten: Morgens und abends, wenn der allgemeine Stromverbrauch besonders hoch ist, liefert Flaptrack durch das optimale Sonnenstand-Tracking mehr als doppelt so viel Strom wie traditionelle PV-Anlagen, was auch zur Netzentlastung beiträgt“, berichtet Buchroithner.

WÄRMESPEICHER

Wie der Sommer den Winter heizt

Der aktuelle Sommer macht deutlich, vor welcher Herausforderung Städte künftig stehen: Die sinnvolle Nutzung überschüssiger Wärme, statt diese ungenutzt verpuffen zu lassen. Mit den drei Vorhaben „Hanse“, „Leeze“ und „Bisam“ erforscht der Lehrstuhl Energietechnik der Universität Duisburg-Essen, wie sich Wärme aus erneuerbaren Energien über Monate speichern sowie in Fern- und Nahwärmenetze einspeisen lässt.

Im Sommer steht Wärme aus nachhaltigen Energiequellen oft im Überfluss zur Verfügung, im Winter wird sie dringend benötigt. Saisonale Wärmespeicher sollen diese Lücke schließen, indem sie überschüssige Energie über Monate hinweg speichern und bei Bedarf bereitstellen. Drei vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Projekte der Universität Duisburg-Essen (UDE) setzen hier an. „Saisonale Wärmespeicher können eine Schlüsselrolle für die Wärmewende in urbanen Räumen spielen. Mit unseren Projekten schaffen wir die wissenschaftliche Grundlage, damit Kommunen, Stadtwerke und Energieversorger diese Potenziale künftig sicher und wirtschaftlich nutzen können“, sagt Projektleiter Christian Thommessen vom Lehrstuhl Energietechnik. „Wir wollen gemeinsam mit unseren Projektpartnern zeigen, wie saisonale Wärmespeicher Wärmenetze klimafreundlich und wirtschaftlich fit für die Zukunft machen können. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen der gesamten Wärmebranche als Orientierung für eigene Projekte dienen.“

Erdbeckenwärmespeicher für Lübeck

Im Projekt Hanse [1] prüfen Forschende der UDE gemeinsam mit den Stadtwerken Lübeck und dem Ingenieurbüro Ramboll, ob ein saisonaler Erdbeckenwärmespeicher im Lübecker Stadtgebiet realisierbar ist. Dieser soll überschüssige Wärme aus Solarthermie sowie aus Abwasser- und Flusswasserwärmepumpen aus dem Sommer in den Winter verschieben. Dafür analysiert das Konsortium potenzielle Standorte aus geotechnischer, hydrologischer und planungsrechtlicher Sicht und simuliert den wirtschaftlichen Betrieb des Speichers im

Zusammenspiel mit den verschiedenen Wärmeerzeugern über mehrere Jahre.

Münster als Labor für urbane Erdbeckenspeicher

Was bisher als Ausschlusskriterium galt, könnte künftig zu überwinden sein: Im Projekt Leeze [2] erforscht die UDE gemeinsam mit den Stadtwerken Münster und dem Ingenieurbüro Ramboll, wie sich saisonale Wärmespeicher auch in Städten mit hohem Grundwasserspiegel realisieren lassen. Durch Standortanalysen und umfangreiche Wärmenetzsimulationen entwickelt das Konsortium unter anderem einen Kriterienkatalog für die Planung saisonaler Erdbeckenspeicher in dicht besiedelten Ballungsräumen.

Von der Kohlenwäsche zur Wärmespeicheranlage

Vom Industriedenkmal zum Wärmespeicher: Im Projekt Bisam [3] untersucht ein Konsortium aus UDE, WEP Wärme-, Energie- und Prozesstechnik sowie dem Bauingenieurbüro W+G, ob eine ehemalige Kohlenwäscheanlage in Ratheim zu einem großen saisonalen Wärmespeicher umge-

baut werden kann. Das Bauwerk mit rund 100 m Durchmesser liegt nah am Fernwärmenetz und könnte deutschlandweit als eines der ersten Bestandsbauwerke dieser Art für die Speicherung von Wärme aus nachhaltigen Energiequellen genutzt werden. Die Forschenden analysieren im Rahmen des Projektes, ob das Bauwerk bautechnisch als Wärmespeicher umzusetzen ist, wie dieser ins Wärmenetz integriert werden kann und sich die wirtschaftlichen und ökologischen Effekte des Vorhabens darstellen. Gelingt die Umsetzung, könnte Bisam ein wegweisendes Modell für die Wärmewende in ehemaligen Bergbau- und Industrieregionen werden. ■

[1] Hanse: Hydraulische und techno-ökonomische Analysen für Netzverbundsysteme mit saisonalen Erdbeckenwärmespeichern am Beispiel der Fernwärme in Lübeck.

[2] Leeze: Langfristige Energiesystemanalyse für Erdbeckenspeicher urbaner Fernwärmenetze am Beispiel der Stadtwerke Münster.

[3] Bisam: Untersuchung und Bewertung einer grundsätzlichen Umnutzung ehemaliger Zechen-Gebäudekomplexe zur saisonalen Wärmespeicherung am Beispiel einer ehemaligen Kohlenwäscheanlage in Hückelhoven.

Im Rahmen von drei Projekten untersucht die Universität Duisburg-Essen, welche Rolle saisonale Wärmespeicher künftig für die Wärmewende in urbanen Räumen spielen können.

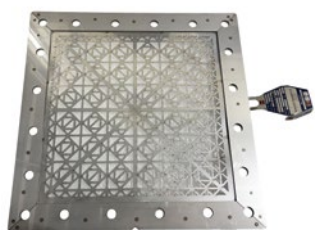
Bild: © horst jürgen schunk/stock.adobe.com



Explosionsschutz für stationäre Batteriespeicher

Für sensible BESS-Anwendungen erweitert Bormann & Neupert by BS&B das Portfolio um die Produktfamilie „BESS-Saf“. Die Produktreihe umfasst Gasüberwachungssysteme, aktive Belüftungssysteme sowie Explosionsdruckentlastungslösungen. Sämtliche Komponenten sind auf die besonderen Anforderungen von BESS-Gehäusen ausgelegt und erfüllen unter anderem die relevanten Normen und Standards NFPA 855, NFPA 70, NFPA 68 sowie UL 9540A. Kernstück des Portfolios ist die Explosionsdruckentlastung „VSP-A“.

Im Fall einer plötzlichen Explosion öffnet sich die flache Edelstahlplatte zuverlässig bereits bei niedrigen Ansprechdrücken ab 22 mbar und leitet den kritischen Überdruck gezielt in einen sicheren Entlastungsbereich ab. Gleichzeitig sorgt die VSP-A über eine gasdurchlässige PTFE-Membran für einen permanenten Druckausgleich innerhalb des Gehäuses und vereint damit zwei wesentliche Funktionen in einer Komponente. Alle Explosionsentlastungen sind optional mit Wärmedämmung, Burst-Alert-Sensoren sowie in flammendurchschlagsicheren Ausführungen erhältlich. Ergänzt wird das Portfolio durch das aktive Belüftungssystem „VSP-AVS“ (Actuated Ventilation System), das kontinuierlich die Gaskonzentration innerhalb des Gehäuses überwacht. Wird ein definierter Grenzwert überschritten, initiiert das VSP-AVS automatisch eine kontrollierte Entlüftung, noch bevor sich eine zündfähige Atmosphäre bilden kann. Als integrierte Einheit aus Sensorik, Steuerung, Aktuatorik und Sicherheitseinrichtung erfüllt VSP-AVS alle relevanten Anforderungen und Standards für Explosionsschutzsysteme.



Die Explosionsschutzlösung „BESS-Saf“ umfasst Gasüberwachungssysteme, aktive Belüftungssysteme sowie Explosionsdruckentlastungslösungen.

Bild: Bormann&Neupert by BS&B

Wird ein definierter Grenzwert überschritten, initiiert das VSP-AVS automatisch eine kontrollierte Entlüftung, noch bevor sich eine zündfähige Atmosphäre bilden kann. Als integrierte Einheit aus Sensorik, Steuerung, Aktuatorik und Sicherheitseinrichtung erfüllt VSP-AVS alle relevanten Anforderungen und Standards für Explosionsschutzsysteme.

EZA-Regler für Greenfield- und Retrofit-Projekte

Der europäische Solar- und Speicherspezialist greentech stellt mit dem „greencore PPC“ seinen ersten eigenentwickelten EZA-Regler vor. Der Regler fungiert als Herzstück des hauseigenen SCADA-Systems und übernimmt zentrale Steuerungs- und Überwachungsaufgaben für Solaranlagen, Batteriegroßspeicher (BESS) sowie hybride Kraftwerkskonfigurationen, inklusive Wind. Zertifiziert ist der EZA-Regler nach VDE-AR-N 4110/4120/4130, für kleinere Anlagen greift zusätzlich die VDE-AR-N 4105. Er ermöglicht eine präzise Wirk- und Blindleistungssteuerung in Übereinstimmung mit den Vorgaben des jeweiligen Netzbetreibers. Standardisierte Schnittstellen nach IEC 60870-5-101/104 gewährleisten die zuverlässige Kommunikation mit Leitstellen; smarte Schnittstellen erlauben autorisierten Partnern den Lese- und Schreibzugriff auf Daten und sichern die nahtlose Anbindung an unterschiedliche Vermarkter und PPA-Abnehmer. Eine optionale Redundanz schützt vor Abregelungs- und Vermarktungsausfällen.

Für den Betrieb des greencore PPC wird lediglich eine Internetverbindung benötigt. Der sichere Fernzugriff auf das Kraftwerksnetzwerk erfolgt, wenn gewünscht, über greentechs Lösung „greenaccess“. Somit liefert das Unternehmen ein durchgängiges, aus einer Hand verantwortetes Gesamtsystem inklusive höchster IT-Sicherheit und optionaler Redundanz zur Absicherung der Erträge gegen Störungen oder Ausfälle. Der langfristige IT-Service kann über „greencare“ sichergestellt werden. Hybride Kraftwerkskonfigurationen aus PV, Wind und BESS werden vollständig unterstützt - bis hinauf ins Umspannwerk. Der greencore PPC ist sowohl für Greenfield-Projekte als auch für Retrofits von Anlagen im Kontext von Repowering, Speichernachrüstung oder aktualisierten Netzanschlussbedingungen ausgelegt.



Der EZA-Regler „greencore PPC“ beinhaltet alle relevanten Steuerungs- und Überwachungsaufgaben für eine sichere Kraftwerkskommunikation.

Bild: greentech

Analyseplattform für Batteriespeicher

Mit dem „Storage Dashboard“ bietet Twice Anwendern eine neue Berichtsebene der Twice-Analyseplattform für Batteriespeicher. Sie zeigt Betriebsteams, Asset Managern, Führungskräften und externen Partnern rollenspezifische Leistungsdaten in passender Detailtiefe und Echtzeit. Die meisten BESS-Teams kombinieren allgemeine Business-Intelligence-Tools wie „Grafana“ oder „Power BI“, führen Daten aus SCADA, EMS und Tabellen zusammen oder entwickeln Analysen intern. Dabei stoßen sie immer wieder auf dieselbe Herausforderung: Jedes Team berechnet KPIs anders. Dadurch lassen sich Standorte, Vertragspartner oder Berichtszeiträume kaum zuverlässig vergleichen. Die Folgen zeigen sich im Betrieb: Reporting ist manuell und zeitaufwendig.

Mit dem Storage Dashboard können Nutzer Ansichten für verschiedene Rollen erstellen und alle wichtigen Informationen an einem Ort bündeln: BESS-spezifische KPIs wie nutzbare Energie, Verfügbarkeit und Ungleichgewichte sowie Visualisierungen von Leistungsflüssen, Standortpläne und Hierarchiediagramme. Jeder Stakeholder sieht genau die Daten, die für ihn relevant sind. Das Dashboard aktualisiert diese kontinuierlich mit Live-Daten - ohne manuelle Aufbereitung oder Abstimmung. Zudem erweitert das Dashboard die Datenaustauschfunktionen von Twice. Es ergänzt die automatisierten Berichte für regelmäßige, strukturierte Reporting-Anforderungen und die Reporting-API, die Twice-Daten direkt an externe BI-Tools und interne Systeme überträgt. Jeder Beteiligte kann so mit derselben verlässlichen Datenquelle arbeiten, unabhängig von Rolle oder bevorzugten Tools. Das Storage Dashboard steht Twice-Kunden ab sofort als Teil der Analyseplattform für Batteriespeicher zur Verfügung.



Condition Monitoring System für Windanlagen

Nach erfolgreichen Pilotprojekten hat Bachmann electronic mit der Serienfertigung von „Cmscore“ begonnen. Das Condition Monitoring System wurde für die zustandsorientierte Instandhaltung des Antriebsstrangs von Windenergieanlagen entwickelt und eignet sich für Neuinstallationen ebenso wie für die Nachrüstung von Bestandsanlagen und den Ersatz ausgefallener Altsysteme. Zur Datenerfassung nutzt Cmscore piezoelektrische IEPE-Sensoren mit Abtastraten von bis zu 25,6 kHz und erfasst damit auch Messwerte langsam drehender Triebstrangkomponenten. Die kompakte Hardware verfügt über acht IEPE-Kanäle, zwei Drehzahleingänge und zwei Analogeingänge. Sie wird mit 24 VDC betrieben, wiegt rund 2,6 kg und misst 30 x 20 x 8 cm. Die erfassten Daten übermittelt das System an die serverbasierte „Weblog Suite“, wo sie analysiert und automatisch in Alarme und Reports überführt werden. Über diese Anbindung lassen sich auch gemischte Anlagenflotten mit unterschiedlichen Überwachungssystemen zentral analysieren und einheitlich überwachen.

Für Betreiber liegt der Nutzen vor allem in der Kombination aus geringem Aufwand und früher Schadenserkennung. Beim Systemtausch kann vorhandene IEPE-Sensorik weiterhin genutzt werden, was Beschaffungs- und Installationskosten senkt und Retrofitprojekte vereinfacht. Der kompakte Aufbau und die unkomplizierte Installation verkürzen Stillstandzeiten während der Montage. Die präzise Datenerfassung bildet die Grundlage für eine vorausschauende Instandhaltung, bei der sich Schäden an Triebstrangkomponenten frühzeitig erkennen und ungeplante Stillstände reduzieren lassen. Die Amortisationszeit gibt Bachmann mit ein bis drei Jahren an. Ergänzend bietet Bachmann einen Remote Monitoring Service an, der die Zustandsüberwachung nach DNV-zertifizierten Prozessen übernimmt und sich auf Messdaten aus mehr als 10.000 Anlagen stützt. Damit wird Betreibern eine skalierbare Lösung geboten, um Verfügbarkeit und Betriebssicherheit ihrer Anlagen zu unterstützen.



Bachmann electronic präsentiert mit „Cmscore“ eine neue, preisgünstige Einstiegslösung in das Thema Condition Monitoring für die Windindustrie.

Bild: Bachmann electronic



Die neue Datenaustauschfunktion bündelt relevante Leistungsdaten an einem Ort.

Bild: Twice

PRODUKTE

MARKTPLATZ

DENIOS

DENIOS SE
Dehmer Straße 54-66
32549 Bad Oeynhausen
+49-5731 753-0
info@denios.de
www.denios.de/batteriespeicher

Mit einem stationären Batteriespeicher von DENIOS wird Energiespeicherung für Gewerbetreibende wirtschaftlich und sicher. Leistungsfähige Lithium-Ionen-Technik und intelligente Steuerung sind in einem brandgeschützten Container mit individuell abgestimmter Sicherheitsausstattung integriert. So entstehen Vorteile bei Genehmigung, Versicherbarkeit, Aufstellung und Betrieb. Zudem profitieren Unternehmen von kostenloser Speicherauslegung, Beratung und langfristigem Service.

nuventura

Nuventura GmbH
Wollenberger Str. 4F
13053 Berlin
+49 30 120 875 290
info@nuventura.com
www.nuventura.com

Nuventura entwickelt SF₆ freie, gasisolierte Mittelspannungsschaltanlagen, die trockene Luft als Isoliermedium nutzen. Die Lösungen unterstützen Netzbetreiber und Industrie dabei, F Gas Vorgaben zu erfüllen und zugleich hohe Betriebssicherheit und Performance sicherzustellen. Kunden profitieren von einer zukunftssicheren Technologie, die sich nahtlos in bestehende Netzstrukturen integrieren lässt. Zudem ermöglicht das modulare Design flexible Anwendungen in Umspannwerken, Industrieanlagen und städtischen Netzen.

UNTERNEHMEN

A

Ads-Tec Energy	15, 20
Aggreko.....	8
Aktif	36
Andritz	12

B

Bachmann electronic.....	48, 61
be.storaged.....	20
Bormann & Neupert by BS&B.....	60
Bredenoord.....	21
Busch.....	54

C

Cellcube Energy Storage	21
Copa-Data.....	39

D

Denios.....	8, 22
-------------	-------

E

Eco Stor.....	22
encosa energy	26
Endress+Hauser	32
Energiepark Bad Lauchstädt	50

F

Fraunhofer IZM	56
Furo	23

G

Getec.....	14
Goldbeck Solar.....	12
greentech.....	60

H

HIS Technology	10
Hytorc.....	45

K

Karlsruher Institut für Technologie..	57
---------------------------------------	----

O

Ormazabal.....	11
----------------	----

Q

Quest One.....	52
----------------	----

R

RES	15
-----------	----

S

Schneider Electric	23
Solar Edge	18
Sphere Energy	24
Stabl Energy	24
Sungrow Europe	11, 14, 25

T

tecalor	10
Trinsolar.....	12
TU Graz.....	58
TÜV Rheinland.....	11
Twai.....	30, 60

U

Universität Duisburg-Essen	59
----------------------------------	----

V

Vind AI	42
---------------	----

W

Weidmüller	6
wi renewables	25

IMPRESSUM

Herausgeber und Geschäftsführer:
Matthias Bauer (Vorsitz), Dennis Hirthammer

r.energy im Internet:
www.r-energy.eu

So erreichen Sie die Redaktion:
Chefredaktion: Stefan Lenz (v.i.S.d.P.),
Tel.: +49 (89) 3866617-19, stefan.lenz@win-verlag.de

Redaktion:
Konstantin Pfliegl, konstantin.pfliegl@win-verlag.de,
Tel.: +49 (89) 3866617-18
Dr.-Ing. Michael Hobohm, michael.hobohm@win-verlag.de,
Tel.: +49 (89) 3866617-29

Mitarbeiter dieser Ausgabe:
Dustin Kubas, Jonas Soellner, Mario Weber

So erreichen Sie die Anzeigenabteilung:
Anzeigenverkaufsleitung: Martina Summer
Tel.: +49 (89) 3866617-31, martina.summer@win-verlag.de
Anzeigen verantwortlich
Mediaberatung:
Matthias Hofmann
Tel.: +49 (89) 3866617-21, matthias.hofmann@win-verlag.de
Anzeigenendisposition:
Auftragsmanagement@win-verlag.de
Chris Kerler (089/3866617-32, chris.kerler@win-verlag.de)

Abonentenservice und Vertrieb
Tel.: +49 (89) 3866617 46
www.r-energy.eu/hilfe
oder eMail an
abovetrieb@win-verlag.de mit Betreff „r.energy“
Gerne mit Angabe Ihrer Kundennummer vom Adressetikett

Layout und Titelgestaltung:
Saskia Kölliker Grafik, München

Druck:
Vogel Druck und Medienservice GmbH
Leibnizstraße 5, 97204 Höchberg

Bildnachweis/Fotos: falls nicht gekennzeichnet: Werkfotos,
shutterstock.com, Adobe Stock
Titelbild: Krittapat/stock.adobe.com

Produktion/Herstellung:
Jens Einloft
Tel.: +49 (89) 3866617-36; jens.einloft@vogel.de

Anschrift Anzeigen, Vertrieb und alle Verantwortlichen:
WIN VERLAG WIN-Verlag GmbH & Co. KG,
Chiemgaustraße 148,
81549 München, Tel.: +49 (89) 3866617-0

Verlagsleitung:
Martina Summer

Objektleitung:
Martina Summer

Zentrale Anlaufstelle für Fragen zur Produktsicherheit:
Martina Summer

Bezugspreise:
Einzelverkaufspreis: 9,50 Euro in D, A, CH und 11,70 Euro in den
weiteren EU-Ländern inkl. Porto und MwSt.

Erscheinungsweise:
sechsmal jährlich
Haftung für die Richtigkeit der Veröffentlichungen kann trotz Prüfung durch die Redaktion vom Herausgeber nicht übernommen werden. Honorierte Artikel gehen in das Verfügungsrecht des Verlags über. Mit Übergabe der Manuskripte und Abbildungen an den Verlag erteilt der Verfasser dem Verlag das Exklusivrecht zur Veröffentlichung. Für unverlangt eingeschickte Manuskripte, Fotos und Abbildungen keine Gewähr.

Copyright © 2026 für alle Beiträge bei der WIN-Verlag GmbH & Co. KG.
Kein Teil dieser Zeitschrift darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlages vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fallen der Nachdruck, die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM und allen anderen elektronischen Datenträgern. Dieses Magazin ist umweltfreundlich auf chlorfrei gebleichtem Papier gedruckt.
ISSN 2942-8734, Ausgabe 04/2026
Unsere Papiere sind PEFC zertifiziert.
Wir drucken mit mineralölfreien Druckfarben

Außerdem erscheinen bei der WIN-Verlag GmbH & Co. KG:
Magazine: AUTOCAD Magazin, Bauen Aktuell, Digital Business, DIGITAL ENGINEERING Magazin, e-commerce Magazin, DIGITAL MANUFACTURING, PLASTVERARBEITER, PlasXnow, KGK Rubberpoint



ADDITIVE FERTIGUNG FÜR SUPPLY CHAIN, PRODUKTION & SERVICE

**Jetzt
entdecken!**



Entdecken Sie die Zukunft der Ersatzteilproduktion: 3D-Druck als Schlüsseltechnologie für Ihre Branche!

Erfahren Sie, wie Kunststoff- und Metall-3D-Druck zum strategischen Werkzeug für Ersatzteile wird – branchenunabhängig und praxisnah. Im Fokus stehen Materialien, Prozesse, Wirtschaftlichkeit sowie die Integration in bestehende Produktions- und Instandhaltungsstrukturen.

Datum: 22. September 2026

Ort: SKZ – Das Kunststoff-Zentrum Würzburg

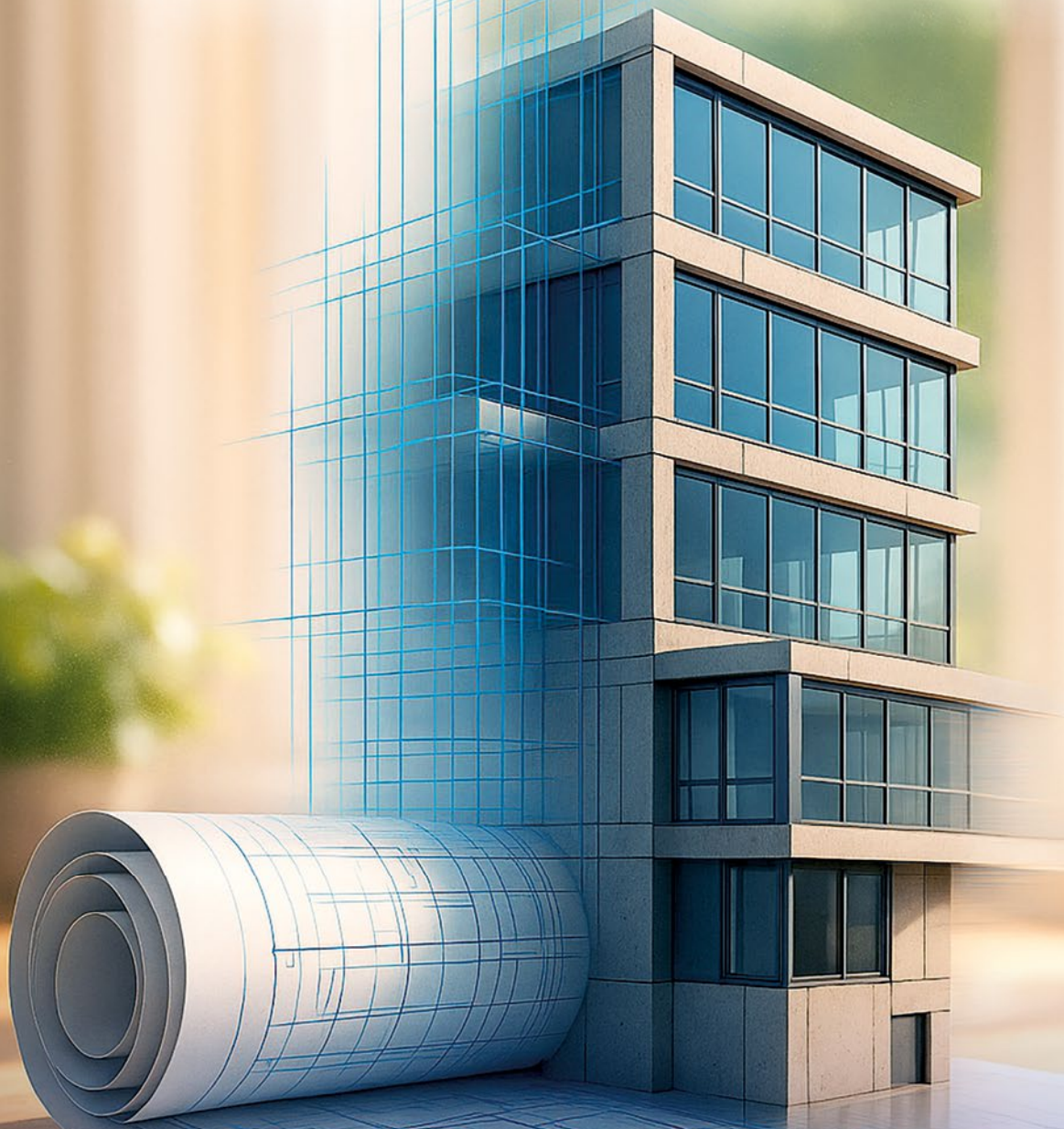
Mehr Infos & Tickets: www.additivx.de

Ein Event von:



AUS PLAN WIRD VORSPRUNG

PRAXISWISSEN OHNE UMWEGE.



Jetzt Magazin abonnieren und Projekte mit
relevantem Wissen voranbringen:

www.bauen-aktuell.eu/abonnement



BA BAUEN
AKTUELL

eine Marke vom

WIN
VERLAG