

r.energy



ERNEUERBARE ENERGIEN UND DIGITALISIERUNG

TRANSFORMATION DES ENERGIESEKTORS

Eine Funktion von
Erneuerbaren, Dezentralisierung
und Digitalisierung

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>

r.energy 

eine Marke vom

WIN
VERLAG



Hochkomplexer Programmaufriss

Die Transformation des Energiesektors, mit der Deutschland bekanntlich bis 2045 treibhausgasneutral werden will, steht zwanzig Jahre zuvor bei mehr als 55 % des Bruttostromverbrauchs über erneuerbare Energien. Ein Anteil, der bis 2030 auf mindestens 80 % steigen soll. Damit übernehmen die Erneuerbaren den Hauptanteil an der Treibhausgasminderung, die für 2040 mit 88 % anvisiert ist. Der erforderliche Netzausbau wiederum erfolgt aktuell unter fünf großen Überschriften: einem Szenario zur Stromversorgung und zum Bedarf der nächsten zehn, fünfzehn Jahre, konkreten Maßnahmen eines Netzentwicklungsplan, der Festlegung der Trassenendpunkte im Bundesbedarfsplan, der Bestimmung der Trassenkorridore und der Festlegung des genauen Verlaufs und Genehmigung durch die BNetzA. Flankiert werden diese Schritte von einer hinreichenden Wasserstoffstrategie, der Sektorenkopplung sowie angemessenen Energiekosten.

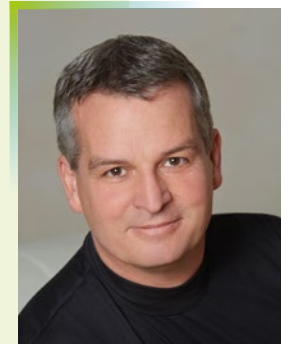
Die vorliegende Ausgabe der r.energy widmet sich diesen Themen in ihrem aktuellen Special. Zum Beispiel in Form der Infrastruktur, die für den Transport des Stroms vom Erzeuger zum Verbraucher massiv auszubauen ist. Zur Sprache kommt dabei die Rolle der Speicher für die Stabilisierung des Netzes – aber auch, mit welchen Arten von Speichern diese Stabilisierung umgesetzt werden kann. Diskutiert wird zudem die Sektorenkopplung,

hier verstanden als nötige Verschränkung der unterschiedlichen Erzeugungs-, Speicher- und Verwertungstechnologien. Schließlich sind die Netz- und Speicherbetreiber wie auch die Vermarkter aufgefordert, die Transformation integrativ zu denken, ein gemeinsames Verständnis der Wirkmechanismen zu entwickeln und auf dieser Basis Instrumente zu vorzulegen, die Netzstabilität ebenso wie Flexibilität gewährleisten. Diskutiert wird im Special nicht zuletzt die Unabdingbarkeit von Digitalisierung für die Transformation des Energiesektors.

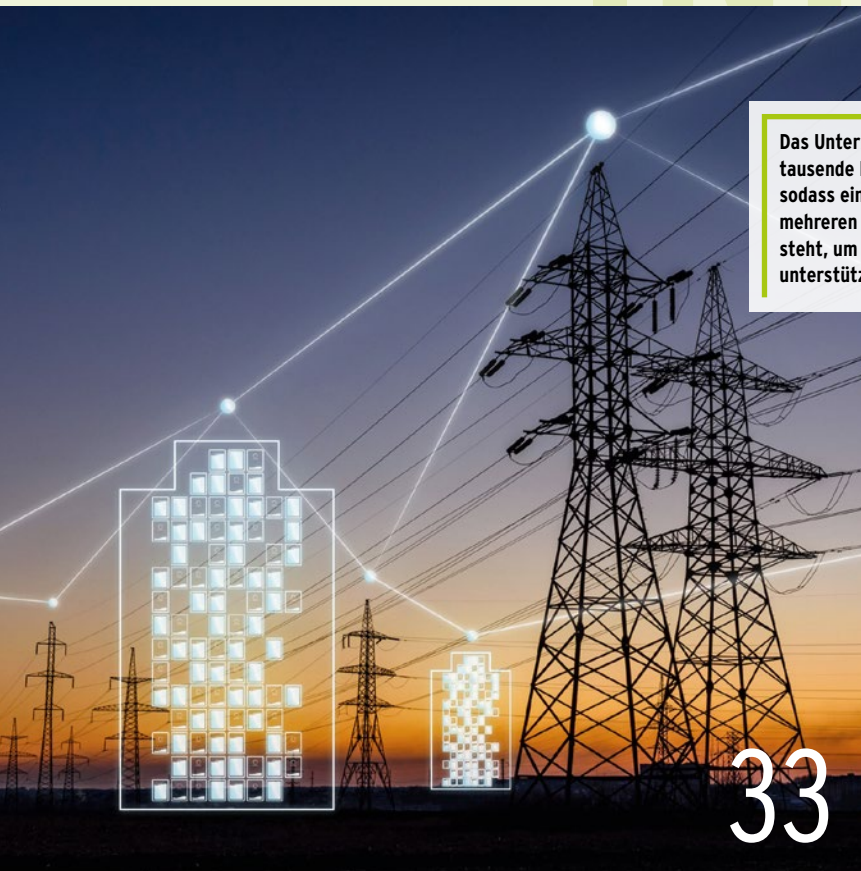
Die Energiewende ist eine sozial-ökologische Transformation, die neben den Zielen zur Ökologie und Versorgungssicherheit auch die Bezahlbarkeit von Energie gewährleisten soll. Bislang sind die Netzentgelte und Investitionen in die Infrastruktur – trotz des massiven Ausbaus der Erneuerbaren – weiterhin die Preistreiber. Gefragt sind daher energie- und klimapolitische Weichenstellungen auf Bundesebene. Handlungsbedarf besteht zuvorderst bei zentralen Gesetzgebungsprozessen wie der Novellierung des EEG und Überarbeitung des GEG. Diese Unsicherheiten gilt es zügig zu beseitigen, um Rahmenbedingungen für attraktive Strompreise zu schaffen oder auch zielgerichtete Förderkulissen für Technologien wie die Wärmepumpe aufzubauen.

MICHAEL HOBHOM

Redakteur r.energy

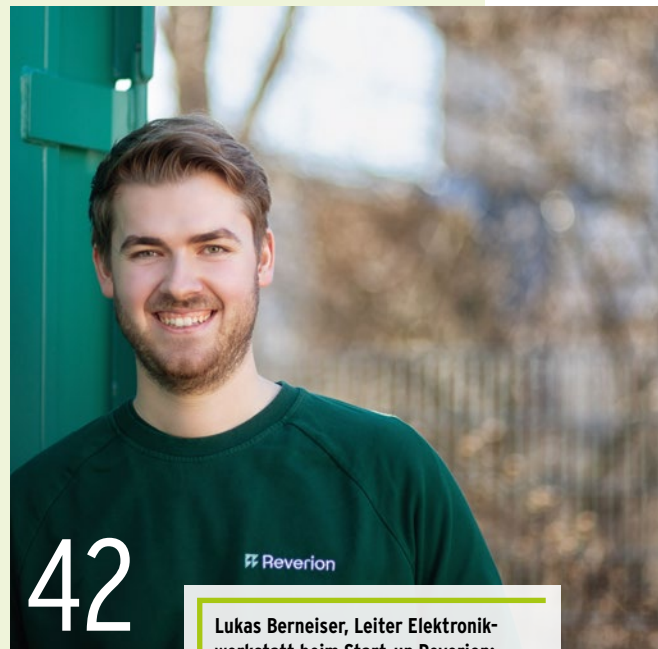


INHALT



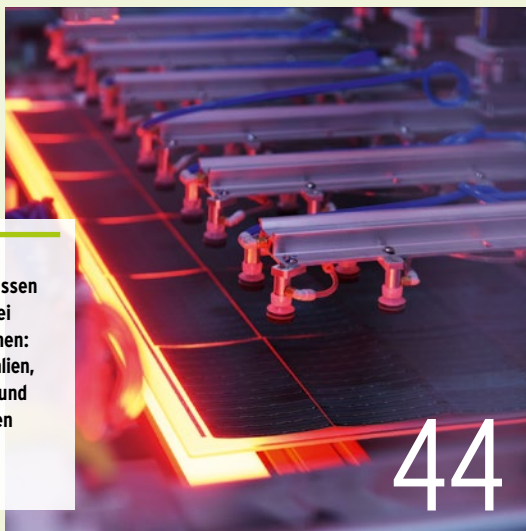
Das Unternehmen sonnen vernetzt tausende Heimspeicher miteinander, sodass eine steuerbare Leistung von mehreren Megawatt zur Verfügung steht, um das Stromnetz gezielt zu unterstützen.

33



Lukas Berneiser, Leiter Elektronikwerkstatt beim Start-up Reverion: „Helukabel hat maßgeblich dazu beigetragen, dass sich unsere Brennstoffzellenkraftwerke mit großen Schritten der Serienreife näherten.“

42



Angesichts der weltweit steigenden Nachfrage müssen Modulhersteller heute drei Herausforderungen angehen: Nachhaltigkeit der Materialien, Robustheit der Prozesse und Stabilität der langfristigen Leistung unter realen Betriebsbedingungen.

44

- 6 Blickfang
- 8 Branche
- 12 Projekte
- 16 Veranstaltungen
- 18 **BATTERIESPEICHER**
Garant für Standortunabhängigkeit
und Versorgungssicherheit
- 20 **BATTERIESPEICHER**
Die Kraftwerke von morgen stecken in Containern

SPECIAL TRANSFORMATION DES ENERGIESEKTORS

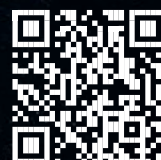
SPECIAL

**TRANSFORMATION
DES ENERGIESEKTORS**

- 24 **ENERGIESYSTEMANALYSE**
Mit koordinierter Netzplanung
560 Milliarden Euro sparen
- 26 **NETZINTEGRATION IM WANDEL**
Netzkonformität und Energiemanagement
als Schlüsselfaktoren in EPC-Projekten
- 28 **STUDIE**
Stand der Digitalisierung in den Verteilnetzen 2025
- 30 **KURZSTUDIE**
Netz, Speicher und Markt integrativ denken
- 32 **GLEICHSTROMVERBINDUNG „A-NORD“**
Messtechnik sichert ressourcenschonenden
Netzausbau
- 34 **VIRTUELLE KRAFTWERKE**
Wie tausende Stromspeicher das Netz stabilisieren
- 36 **KI-BASIERTE SOFTWARE**
Energie im Kern neu denken
- 38 **DIREKTBELIEFERUNG UND EIGENSTROMKONZEPTE**
Lokale Windenergie als Geschäftsmodell der Zukunft
- 39 **KÜHLLÖSUNG**
Gut gekühlt zur Energiewende
- 42 **LEITUNGEN UND ZUBEHÖR**
Aus Gas wird Strom – und umgekehrt
- 44 **PV-MODULE**
Innovationen in der Modulproduktion
- 47 **TECHNOLOGIEVERGLEICH FÜR 2025**
Photovoltaikwärme versus Solarthermie
- 50 **PROZESSWÄRME FÜR DIE INDUSTRIE**
Solarthermie günstiger als Erdgas
- 54 Forschung & Entwicklung
- 58 Produkte
- 62 INDEX
- 62 IMPRESSUM

**Weil
manchmal
alles von
genau
18 Volt
abhängt.**

datatec.eu/future





DIGITALISIERUNG DES EU-ENERGIESYSTEMS

Die Europäische Union hat sich im Rahmen des Europäischen Klimagesetzes verpflichtet, bis 2050 klimaneutral zu werden. Dafür wird der Energiesektor seit Jahren von fossilen hin zu erneuerbaren, dezentralen Energiequellen transformiert. Im gleichen Zuge schreitet die Digitalisierung im Energiesektor voran, ist sie doch langfristig unabdingbar für die Integration derartiger dezentraler Quellen in das Stromnetz. Der Schlüssel zur digitalen Transformation des Energiesystems sind interoperable, offene digitale Lösungen und Datensouveränität. Weil jedoch Fragen der Versorgungssicherheit, Dateninteroperabilität, Cybersicherheit, Privatsphäre oder des Verbraucherschutzes nicht allein dem Markt überlassen werden können, ist die Digital- und Energiepolitik der EU ein koordinierter Leitfaden zur Digitalisierung des europäischen Energiesystems.

Wir heben Innovationen ins Rampenlicht



Heute mehr denn je benötigt die Industrie Innovationen und neue Ansätze, um die Herausforderungen der Gegenwart und Zukunft zu meistern. Aber welche Lösungen stechen wirklich aus der Masse hervor? Und welche Lösungen bieten Unternehmen einen echten Mehrwert?

Bereits seit 2016 beantwortet der Best of Industry Award (www.bestofindustry.de) diese Frage – und kürt jährlich die Besten der Besten. In diesem Jahr wird der WIN-Verlag erstmalig mit der Medienmarke r.energy und dem Themenblock „Best of Renewable Energy Solutions“ die Besten der Besten auszeichnen.

Der Award und die Kategorie Best of Renewable Energy Solutions zeichnet praxisbewährte und zukunftsweisende Lösungen aus, die erneuerbare Energien wirtschaftlich, skalierbar und systemdienlich in industrielle Wertschöpfungsprozesse integrieren – und damit Unternehmen zu Gewinnern der Energiewende machen.

Ihre Chance auf Sichtbarkeit

Der Best of Industry Award steht für Innovation und Fortschritt in der Industrie. Es werden jedes Jahr die besten Innovationen, die die Branche voranbringen gesammelt. Mit der Teilnahme an diesem Wettbewerb erhöhen Unternehmen aber nicht nur ihre Sichtbarkeit, sondern positionieren sich auch als Vorreiter in Ihrer Branche. Nutzen Sie also die Gelegenheit, um Ihre Neuheiten ins Rampenlicht zu stellen und das Interesse von Vertretern aus den verschiedenen Bereichen der Industrie zu wecken.

Wer kann teilnehmen?

Der Wettbewerb richtet sich an Unternehmen aller Größen und aus sämtlichen Bereichen der Industrie. Egal, ob Sie ein Start-up oder ein etabliertes Unternehmen vertreten – wenn Sie etwas Neues entwickelt haben, das einen positiven Einfluss auf die Industrie hat, sind Sie herzlich eingeladen, sich zu bewerben. Es spielt keine Rolle, ob Ihr Tun

lokal, national oder international ist – wir suchen nach sämtlichen Innovationen, die das Potenzial haben, den Markt zu revolutionieren. Die Teilnahme am Award ist im Übrigen kostenlos. Die Bekanntgabe der einzelnen Kategorien und der Bewerbungsstart erfolgen in Kürze.

So funktioniert die Abstimmung

Die Besonderheit beim Best of Industry Award ist, dass die Entscheidung über die Gewinner nicht von einer Jury, sondern von den Lesern unserer Medienmarken getroffen wird. Nach Abschluss der Bewerbungsphase werden die eingereichten Neuheiten in einem öffentlichen Online-Voting präsentiert. Jeder Leser hat dabei die Möglichkeit, für seine Favoriten abzustimmen, um aktiv an der Gestaltung des Wettbewerbs teilzunehmen. Diese Art der Abstimmung erhöht die Akzeptanz und fördert das Interesse an den teilnehmenden Unternehmen und nicht zuletzt an deren Innovationen.

Neuer Geschäftsführer bei Bachmann electronic in den Bundesländern

Bachmann electronic stellt die Weichen für die Zukunft: Mit Wirkung zum 1. Januar 2026 wurde Daniel Pfeifer zum neuen Geschäftsführer berufen. Er folgt auf Bernhard Zangerl, der das Unternehmen verlassen wird. Pfeifer ist seit 2021 bei Bachmann electronic tätig und verantwortet aktuell als Director Technology den technischen Bereich. Zuvor war er viele Jahre in leitenden Funktionen bei international erfolgreichen Industrieunternehmen tätig, unter anderem bei Doppelmayr Seilbahnen sowie Escatec. Der studierte Diplom-Ingenieur für Elektro- und Informationstechnik (Technische Universität München) verfügt über umfassende Erfahrung in Entwicklung, Technologiemanagement und internationaler Führung. In seiner neuen Funktion übernimmt Pfeifer die Geschäftsführung der Bereiche Technik, Sales, Applikation und Marketing. Beat Rünzler, bisher Geschäftsführer für Business Administration, wird zusätzlich den Bereich Operations verantworten. Im Zuge der organisatorischen Weiterentwicklung erhalten Christoph Bacher und Roman Gächter die Gesamtprokura.



Daniel Pfeifer (links) ist der neue Geschäftsführer von Bachmann electronic. Beat Rünzler, bisher Geschäftsführer für Business Administration, verantwortet künftig zusätzlich den Bereich Operations.

Bild: Bachmann electronic

Digitale Unterstützung für die Stromspeicherplanung in Gebäuden

Elektrische Stromspeicher sind ein zentraler Baustein für die Energiewende im Gebäudebereich. Ihre richtige Planung und Dimensionierung entscheiden nicht nur über den Eigenverbrauchsanteil, sondern auch über die Wirtschaftlichkeit der Systeme. Die Richtlinie VDI 4657 Blatt 3 „Planung und Integration von Energiespeichern in Gebäudeenergiesystemen – Elektrische Stromspeicher (ESS)“ bietet eine fundierte Grundlage für Fachleute, die

Batteriespeicher in Gebäuden mit Anschluss an das öffentliche Verteilnetz integrieren wollen. Das dazu entwickelte Webtool macht die Anwendung dieser Richtlinie deutlich einfacher. Für den Anwendungsfall der Lastspitzenkappung können eigene Lastprofile hochgeladen werden. Anschließend wird der Einfluss verschiedener Stromspeichergrößen auf die maximale Lastspitze analysiert und grafisch dargestellt. Darauf aufbauend ermöglicht das Tool eine wirtschaftliche

Auswertung unter Berücksichtigung von Investitions- und Stromkosten.

Ein zweiter Anwendungsfall richtet sich an Gebäudeenergiesysteme mit eigener Stromproduktion. Hier lassen sich die Auswirkungen von Stromspeichern auf den Eigenverbrauchsanteil ermitteln. Nach Eingabe relevanter Daten wie Standort, Gebäudetyp und eingesetzter Technologien simuliert das Tool fünf unterschiedlich große Stromspeicher. Die energetischen Ergebnisse werden übersichtlich dargestellt und lassen sich mit einer Wirtschaftlichkeitsanalyse verknüpfen. Neben voreingestellten Ladeprofilen können auch eigene Profile hochgeladen und simuliert werden. So lassen sich unterschiedliche Szenarien direkt im Browser durchspielen. Ein Highlight ist die prognosebasierte Ladung bei Anlagen mit Einspeisebegrenzung: Hierbei optimiert ein intelligentes Energiemanagement die Batterieladung mit Solarstromprognosen. So wird vermieden, dass der Speicher bereits morgens vollgeladen wird und mittags Solarstrom abgeregelt werden muss. Das in Anhang A der VDI 4657 Blatt 3 beschriebene Webtool ist kostenlos und frei nutzbar.



Ein frei nutzbares Webtool zur Richtlinie VDI 4657 Blatt 3 macht die Planung und Integration von Energiespeichern in Gebäudeenergiesystemen einfacher.

Bild: © VideoFlow/stock.adobe.com

Zollikofer und PEG gründen Joint Venture

Die Zollikofer-Gruppe, ein Unternehmen der Koehler-Gruppe und Hauptlieferant der Koehler-Biomassekraftwerke, gründete zum 1. Januar 2026 gemeinsam mit der Peiner Entsorgungsgesellschaft (PEG) die Pezo Holzverwertung, ein Joint Venture zur Übernahme und Weiterentwicklung des Altholz- und Biomassegeschäfts in Norddeutschland. Mit der strategischen Partnerschaft bündeln beide Unternehmen ihre Kompetenzen, um das Geschäftsfeld nachhaltig auszubauen und die Marktposition insbesondere im Bereich Altholz weiter zu stärken. PEG ist im Landkreis Peine (Niedersachsen) ein etablierter Entsorgungsdienstleister, dessen Stärke in der

regionalen Verarbeitung und Entsorgung anfallender Materialien sowie in deren Vermarktung über verschiedene Verwertungsanlagen liegt. Darüber hinaus bietet PEG einen umfassenden Containerdienst für gewerbliche und private Kunden an und betreibt eine Altholzaufbereitungsanlage am Standort Hohenhameln-Stedum. Nach der Einbringung ihres Altholzgeschäfts in das neue Unternehmen wird sich PEG künftig auf die Entsorgung aller sonstigen Abfälle sowie auf ihren Handel mit Schüttgütern konzentrieren. Die neuen Joint-Venture-Partner beabsichtigen, das bestehende PEG-Altholzgeschäft zu restrukturieren und gemeinsam weiterzuentwickeln. Ziel ist es, durch verstärkte Marktdurchdrin-



Mit der Gründung der Pezo Holzverwertung erweitert Zollikofer die Geschäftstätigkeit im Norden Deutschlands. Bild: Koehler-Gruppe

gung und erhöhte Reichweite Synergien zu schaffen und insbesondere die Belieferung der Biomassekraftwerke in der Region auszubauen und das Biomassekraftwerk der Koehler-Gruppe in Uetze Dollbergen zukunftsorientiert auszurichten.

Sungrow eröffnet erste Produktionsstätte in Europa

Der Anbieter von Energiespeichersystemen (ESS) und Wechselrichtern Sungrow errichtet in Wałbrzych in der polnischen Region Niederschlesien seine erste Produktionsstätte in Europa. Mit dem Werk baut das Unternehmen die Präsenz im europäischen Markt deutlich aus. Die Anlage wird sich über 65.400 m² erstrecken. Sungrow investiert rund 230 Millionen Euro und will damit die industrielle Basis für saubere Energietechnologien in Europa stärken. Das Unternehmen plant, den Betrieb innerhalb der kommenden zwölf Monate aufzunehmen. Perspektivisch sollen rund 400 neue Arbeitsplätze in der Region entstehen, insbesondere für Fachkräfte im Bereich der erneuerbaren Energien.

Sungrow richtet die Produktionsstätte auf Serienfertigung in großer Stückzahl aus. Geplant ist eine jährliche Kapazität von bis zu 20 GW für Wechselrichter sowie 12,5 GWh für Energiespeichersysteme. Das Unternehmen setzt dabei auf moderne Fer-

tigungs- und Qualitätssicherungsprozesse, um ein hohes Maß an Leistung, Zuverlässigkeit und Sicherheit sicherzustellen. Neben der lokalen Produktion will Sungrow mit dem neuen Werk auch die Logistik in Europa verbessern. Das Unternehmen verlagert damit zentrale Fertigungsschritte näher an seine Kunden, verkürzt dadurch Lieferzeiten und gestaltet Vertriebsprozesse effizienter. Insgesamt soll dies die Widerstandsfähigkeit der gesamten Wertschöpfungskette im Bereich sauberer Energie erhöhen.

Sungrow ist seit 2005 in Europa aktiv und agiert hier seit 2011 als eigenständi-

Die Produktionsstätte, die Sungrow im polnischen Wałbrzych errichtet, wird auf die Fertigung großer Stückzahlen von Wechselrichtern und Energiespeichersystemen ausgerichtet sein.

Bild: © AllahFoto/stock.adobe.com



ge juristische Einheit. Heute unterhält das Unternehmen 25 lokale Niederlassungen, betreibt zwei Forschungs- und Entwicklungszentren, 26 Lagerstandorte und bietet Schulungs-, Technologie- und Servicezentren in der Region an. Der europäische Hauptsitz befindet sich in München.

Thüga Energie und Thüganetze werden neuer Regionalversorger



Bei dem neuen vertikal integrierten Regionalversorger fungieren Thüga Energie als Dachgesellschaft und Thüganetze als Netzbetreiber.

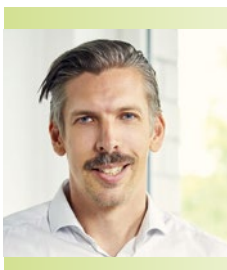
Bild: © sitthiphong/stock.adobe.com

Per 1. Januar 2026 haben sich Thüga Energie und Thüganetze zu einem Regionalversorger zusammengeschlossen. Aus den Schwestergesellschaften wird damit ein vertikal integrierter Versorger mit Thüga Energie als Dachgesellschaft und Thüganetze als Netzbetreiber. Die neue Struktur soll die Zukunftsfähigkeit und Effizienz stärken, Kooperationen mit kommunalen Partnern fördern sowie Kompetenzen für die Energie- und Wärmewende in den Regionen Hegau, Pfalz, Oberschwaben und Allgäu bündeln. „Der Regionalversorger aus Thüga Energie und Thüganetze ist ein weiterer, wichtiger Schritt im Rahmen unseres Zukunftsprogramms „Horizonte+2030“, sagt Dr. Constantin Alsheimer, Vorstandsvorsitzender der Thüga AG. „Unser Ziel ist es, durch die Bündelung beider Unternehmen präsenter im Markt und effizienter für die Kundinnen und Kunden vor Ort zu sein. Damit begegnen wir den Herausforderungen in der Energie- und Wärmewende, bauen regionale Kooperationen aus und ermöglichen nachhaltiges Wachstum.“ Mit der Etablierung des Regionalversorgers kommt es zu Veränderungen in den Geschäftsführungen. Zum 1. Januar 2026 übernimmt Christoph Raquet die Geschäftsführung der Thüga Energie. Christoph Raquet, bislang Geschäftsführer der Thüganetze, folgt auf Dr. Markus Spitz, der ab dem gleichen Zeitpunkt als Leiter der Region West bei der Thüga AG tätig sein wird. Die Geschäftsführung der Thüganetze geht an Martin Bauer über, der zuletzt Leiter Netze im Unternehmen war.

KEA-BW mit neuem Geschäftsführer

Seit 1. Januar 2026 hat die Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA-BW) einen neuen Geschäftsführer. Jan Münster leitet seither gemeinsam mit Prof. Dr. Martina Hofmann die KEA-BW leiten. Der 46-jährige Umweltwissenschaftler setzt sich für eine enge Kooperation mit den regionalen Energieagenturen und eine intensive Arbeit auf kommunaler Ebene ein. Münster hat hier viel Erfahrung: Bis Ende 2025 leitete er zwölf Jahre die Energieagentur Südwest, ein Tochterunternehmen der Landkreise Lörrach und Waldshut. Er folgt auf den ehemaligen Geschäftsführer Volker Kienzen, der sich zum Jahresende 2025 in den Ruhestand verabschiedet hat. Hofmann ist bereits seit Mitte 2023 Teil der Geschäftsführung.

Berufserfahrung sammelte Münster zudem als Nachhaltigkeitsmanager in der Industrie und in der Versorgungswirtschaft. Wichtig ist ihm, die Klimaschutzziele in Baden-Württemberg entschlossen anzugehen. „Viele Städte und Gemeinden in Baden-Württemberg engagieren sich bereits im kommunalen Klimaschutz. Bei einigen ist noch Luft

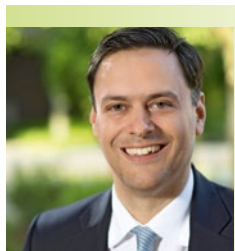


Jan Münster ist seit dem 1. Januar 2026 neuer Geschäftsführer der KEA-BW.
Bild: KEA-BW

nach oben“, so Münster. „Unsere Aufgabe als Landesenergieagentur ist es, Kommunen auf ihrem Weg zur Klimaneutralität zu begleiten, indem wir sie informieren, unterstützen und Ansprechpartner für alle Fragen sind, die bei diesem Prozess aufkommen.“ Münster setzt dabei auf eine intensivere Zusammenarbeit mit den regionalen Energieagenturen vor Ort sowie den zuständigen kommunalen Stellen. „Klimaschutz beginnt vor der Haustür in den Kommunen“, betont der Geschäftsführer. „Ein Schwerpunkt unserer Arbeit ist es daher, die Kompetenzen der Akteurinnen und Akteure so zusammenzubringen und zu vernetzen, dass eine größtmögliche und flächendeckende Wirkung in den Regionen entsteht.“

Florian Schuhbauer wird Mitglied des Aufsichtsrats von PNE

Das Amtsgericht Tostedt hat Florian Schuhbauer, Mitgründer und Co-Chief Investment Officer von Active Ownership Capital, bis zur nächsten ordentlichen Hauptversammlung zum Mitglied des Aufsichtsrats der PNE AG bestellt. Er folgt auf Marc van't Noordende, der sein Mandat mit Wirkung zum 29. Juli 2025 niedergelegt hatte. Schuhbauer gehörte dem Aufsichtsrat von PNE bereits von der Hauptversammlung 2017 bis zur Hauptversammlung 2022 an und ist mit dem Unternehmen bestens vertraut. Er verfügt über langjährige Erfahrung im internationalen Finanzmarkt sowie über umfassende Sektor- und Transformationsexpertise.



Erneut Mitglied des Aufsichtsrats von PNE: Florian Schuhbauer.
Bild: PNE

Dirk Simons, Vorsitzender des Aufsichtsrats von PNE, sagt: „Wir freuen uns sehr über die Rückkehr von Florian Schuhbauer in den Aufsichtsrat der PNE AG. Mit seiner ausgeprägten Kapitalmarkterfahrung und seinem tiefen Verständnis für die Branche ergänzt er den Aufsichtsrat perfekt und wird die PNE AG dabei unterstützen, ihre strategische Positionierung weiter zu stärken. Seine Rückkehr erfolgt in einer Phase, in der wichtige Weichen für die künftige Entwicklung des Unternehmens gestellt werden. Gemeinsam mit unseren Aktionären, dem Vorstand und unseren Mitarbeitenden schaffen wir die Voraussetzungen für die bestmögliche langfristige Ausrichtung des Unternehmens.“ Schuhbauer betont: „Wir begleiten die PNE AG seit vielen Jahren als engagierter Anteilseigner und sehen im Ausbau der erneuerbaren Energien ein unverändert attraktives und zukunftsweisendes Feld, in dem das Unternehmen eine bedeutende Rolle einnimmt. Ich freue mich darauf, das Unternehmen auf diesem Weg erneut aktiv zu begleiten.“

RENEXPO

CONNECT ENERGIES

Fachmesse für
die Energie der
Zukunft.

19. – 20.
März 2026

Messezentrum
Salzburg



**MESSE
ZENTRUM
SALZBURG**

www.renexpo.at

Aggreko liefert an größten Batteriepark Europas



In Coalburn, rund 40 km südlich von Glasgow, wird künftig Europas größter Batteriespeicher mit einer Leistung von 1 GW das Stromnetz durch die Speicherung und Einspeisung überschüssiger erneuerbarer Energie ausgleichen. Die Inbetriebnahme wurde mit Aggregaten und Lastbänken von Aggreko sichergestellt.

Bild: Aggreko

Der Standort in Coalburn in South Lanarkshire, Schottland, ist einer von vielen, die derzeit in ganz Großbritannien gebaut werden, um das Stromnetz durch die Speicherung und Einspeisung überschüssiger erneuerbarer Energie auszugleichen. In Zusammenarbeit mit H&MV Engineering, dem Hauptauftragnehmer des Projektes, ermöglichte das Lastbankpaket die präzise Simulation elektrischer Lasten, sodass das System unter realen Betriebsbedingungen getestet werden konnte. Ein Generatorleistungspaket der Stufe V, das mit dem Biokraftstoff HVO (hydrotreated vegetable oil) betrieben wird, sorgte während der gesamten Inbetriebnahme für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung und Lastverwaltung. Die maßgeschneiderte Lösung umfasste eine 5-MW-Lastbank, ein 5-MW-Generatorpaket mit 33 kV, einen 150-kVA-Niederspannungsgenerator, ein Hoch-/Niederspannungskabel sowie Zusatzausrüstung. Alle Systeme wurden von dem Aggreko-Ingenieurteam vor Ort installiert, in Betrieb genommen und betreut. Die Generatoren der Stufe V werden mit hydriertem Pflanzenöl (HVO) betrieben, was den Nachhaltigkeitszielen des Standorts entspricht und die Emissionen während der gesamten Inbetriebnahmephase reduziert. Der begrenzte Platz auf dem Gelände schränkte den Raum für die Installation und Bewegung der Geräte ein. Da sich die Inbetriebnahme über mehrere Batterieblöcke erstreckte, stellte Aggreko eine umfassende Transportlogistik bereit, um sicherzustellen, dass die Geräte ohne Verzögerungen effektiv umpositioniert werden konnten. Außerdem wurde ein Ingenieur eingesetzt, um den Betrieb zu überwachen, die Leistung der Geräte zu verwalten und in Echtzeit auf technische Probleme zu reagieren. Die von Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) entwickelte 1-GW-Anlage in Coalburn soll 2026 ihre volle Kapazität erreichen. Nach der Inbetriebnahme wird es jährlich den Bedarf von 184.000 Haushalten decken und dabei 103.000 t CO₂-Emissionen einsparen, was einen wichtigen Beitrag zu den Netto-Null-Zielen des Vereinigten Königreichs leistet.

Doosan beauftragt Andritz mit der Lieferung von Pumpturbinen

Doosan Enerbility hat Andritz mit der Lieferung der Pumpturbinen für das neue Pumpspeicherkraftwerk „Yeongdong“ in der Provinz Chungcheong in Südkorea beauftragt. Das Projekt unterstützt die Ziele des Landes hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Netzstabilität. Südkorea plant, bis 2037 zusätzliche 5,7 GW an Pumpspeicherleistung zu schaffen, um die Netzstabilität zu verbessern und gleichzeitig den steigenden Anteil erneuerbarer Energien zu integrieren. Mit einer Leistung von 500 MW wird das Pumpspeicherkraftwerk Yeongdong dabei eine wichtige Rolle spielen. Insgesamt hat Andritz in Südkorea bisher rund 40 Maschinensätze mit einer installierten Gesamtleistung von über 1 GW geliefert oder saniert. Der Auftragsumfang für Yeongdong umfasst die Konstruktion der zwei Pumpturbinen, der Motorgeneratoren und zugehöriger Hilfsaggregate sowie die Lieferung diverser Schlüsselkomponenten der Pumpturbinen und Motorgeneratoren, eines digitalen Steuerungssystems, der Turbinenregler und der Schutzsysteme. Die Serviceleistungen umfassen des Weiteren die Montageüberwachung und Inbetriebsetzung. Der Auftrag ist im Auftragseingang von Andritz für das vierte Quartal 2025 enthalten. Die Fertigstellung der Anlage ist für 2030 geplant. Das Yeongdong-Projekt wird gemeinsam von dem südkoreanischen Unternehmen Doosan Enerbility und Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) durchgeführt, dem größten Stromversorger des Landes, der etwa 30 % des nationalen Stromverbrauchs deckt und nun zunehmend in Pumpspeichertechnologie investiert.



Rendering des neuen Pumpspeicherkraftwerks „Yeongdong“ in der südkoreanischen Provinz Chungcheong.

Bild: Korea Hydro & Nuclear Power

Onshore-Windparks stellen Sekundärregelenergie bereit

Die Partner Engelhart, Gridfuse, Enercon und nttb setzen gemeinsam eine Systemdienstleistung um: Seit Anfang Dezember 2025 vermarktet Engelhart die ersten Onshore-Windparks mit Enercon-Windenergieanlagen am Markt für Sekundärregelleistung (aFRR) in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers Tennet Germany. Dabei handelt es sich um die erste Zulassung eines Onshore-Windparkpools für die aFRR in der größten deutschen Regelzone. Bei aFRR (automatische Frequenzregelreserve oder Sekundärregelung) handelt es sich um eine automatisch aktivierte Reserveleistung zur Netzstabilisierung, die eingesetzt wird, um die Netzfrequenz nach kurzfristigen Schwankungen wieder auf den Sollwert 50 Hz zu bringen. Sie wird von Kraftwerken oder Speichern bereitgestellt und reagiert innerhalb weniger Minuten, nachdem die Primärregelung (Frequency Containment Reserve, FCR) die ersten Sekunden bei einer Frequenzabweichung überbrückt hat. Zur längerfristigen Stabilisierung der Netzfrequenz wird die aFRR wiederum von der mFRR (manuelle Frequenzregelreserve oder Tertiärregelung) abgelöst. FCR, aFRR und mFRR sind elementare Systemdienstleistungen zur Netzregelung und werden von den Übertragungsnetzbetreibern aktiviert.

Bislang stellten diese Systemdienstleistungen vor allem fossile Regelkraftwerke bereit. Durch Prognose- und Regelungstechnologie von Enercon und Gridfuse konnte bewiesen werden, dass Windparks in Gruppen ebenso präzise regelbar sind wie konventionelle Anlagen. Bereits seit Februar 2025 vermarktet Engelhart Flexibilität am Markt für Minutenregelleistung (mFRR) mit rund 100 MW von 20 Windparks. Jetzt konnten die ersten drei Windparks des Betreibers Looft-Schmidt am Standort Huje (Schleswig-Holstein) mit rund 28 MW Flexibilität in die aFRR-Vermarktung überführt werden. Herausforderungen stellten in der Präqualifikation die Ermittlung einer präzisen Live-Vorhersage (sogenannte mögliche Einspeisung) sowie die Entwicklung eines übergeordneten Pool-Reglers durch Gridfuse dar. Zusammen mit einer zusätzlichen Reglerfunktion für die Regelenergie auf dem Enercon-Parkregler ist es den Firmen gelungen, die technologischen Hürden zu überwinden und künftig auch älteren Windparks die Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu ermöglichen.



Der Windpark „Huje“ in Schleswig-Holstein wurde erfolgreich in die aFRR-Vermarktung überführt.

Bild: nttb/Looft-Schmidt

Everllence liefert 14 Großmotoren nach Malaysia

Für drei neue Kraftwerksprojekte auf dem malaysischen Teil der Insel Borneo liefert Everllence insgesamt 14 Großmotoren mit einer Gesamtleistung von über 240 MW. Die Anlagen versorgen künftig eine Solarglasproduktion sowie das nationale Stromnetz – und unterstreichen damit die Rolle des Unternehmens als Technologiepartner für die Energieversorgung in Südostasien. Malaysia verfolgt ambitionierte Dekarbonisierungsziele: Bis 2050 soll die Klimaneutralität erreicht werden, vorwiegend durch den Ausbau von Wasserkraft und Solarenergie. In einem bislang von Gasturbinen geprägten Markt gewinnen Motorenkraftwerke an Bedeutung.

In der Nähe von Kota Kinabalu, der Hauptstadt der Region Sabah, erweitert Kibing Solar New Materials eine Solarglasfabrik. Everllence liefert dafür ein neues Genset mit einem „18V51/60DF“-Motor, das rund 18 MW bereitstellen wird. Es ergänzt die bestehende Kapazität von mehr als 64 MW, mit der Everllence die Anlage bei ihrer Errichtung ausgestattet hatte. Die Energie wird direkt für die Produktionsprozesse genutzt – ein Beispiel für eine dezentrale industrielle Eigenstromversorgung, unabhängig vom öffentlichen Netz. Die Inbetriebnahme der Erweiterung ist für das erste Quartal 2026 geplant.

Mit KAB Energy Holdings hat Everllence einen Vertrag über die Lieferung von sieben „18V51/60DF“-Großmotoren mit einer Gesamtleistung von 120 MW abgeschlossen. Auf Labuan Island, einem bedeutenden Wirtschaftsstandort vor der Küste Borneos, entsteht

ein neues Gaskraftwerk um stillgelegte Anlagen zu ersetzen und das lokale Stromnetz zu versorgen – in einer Region, die seit Jahren ein starkes Wachstum in der verarbeitenden Industrie verzeichnet. KAB Energy Holdings ist für die Planung, Beschaffung und den Bau (EPC) verantwortlich. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2026 geplant. Der Auftrag baut auf dem Erfolg eines vorherigen Projektes auf: In Sipitang entsteht derzeit ein Kraftwerk zur dezentralen Versorgung einer FLNG-Förderplattform. Sieben „20V35/44G“-Gasmotoren von Everllence decken mit einer möglichen Leistung von über 70 MW den Bedarf des 52-MW-Kraftwerks. Für den Endkunden erleichtert die einheitliche Verwendung von Everllence-Motoren in Sipitang und auf Labuan Island die Wartung und Schulung des Personals. In Kimanis, Sabah, liefert Everllence darüber hinaus sechs 18V51/60DF-Motoren für ein Kraftwerk. Dieses bedient mit insgesamt rund 100 MW den steigenden Energiebedarf im Staat.



Der Standort des 52-MW-Kraftwerks in Sipitang, Sabah. Bild: Everllence

GP Joule nimmt dritten Bürgersolarpark in Bosbüll in Betrieb

GP Joule hat den dritten Bürgersolarpark in der nordfriesischen Gemeinde Bosbüll in Betrieb genommen. Der Ende 2025 fertiggestellte Park ergänzt die erneuerbare Energieproduktion der Gemeinde um weitere 49 MW Leistung. Das entspricht rund 50 Millionen kWh Strom pro Jahr. In dem bestehenden Windpark hat GP Joule auf einer Fläche von rund 45 ha einen Solarpark auf technisch aktuellem Stand errichtet. Trotz schwierigen Baugrunds durch Wassergräben auf dem Gelände und der Notwendigkeit, insgesamt sieben verschiedene Teilflächen zu verbinden, wurde das Projekt „Bosbüll III“ in weniger als einem Jahr Bauzeit umgesetzt. Als Komplettanbieter für die Projektentwicklung, Genehmigung und Finanzierung sowie den Bau, Vertrieb und Betrieb von Solarparks war GP Joule für die gesamte Errichtung des Energieprojekts zuständig. Die Entwicklung übernahm der Projektierer für Wind- und Solarprojekte GP Joule Projects. Anschließend wurde das Projekt durch den Bau-Generalunternehmer GP Joule EPC realisiert. Auch künftig bleibt das Unternehmen Ansprechpartner vor Ort: Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme hat GP Joule Service die technische und kaufmännische Betriebsführung für den Solarpark übernommen. Die Vermarktung des Stroms ist für die nächsten fünf Jahre durch einen Direktliefervertrag abgesichert. Darüber hinaus ist der Bau eines Batteriespeichers geplant, der überschüssigen Strom aus dem Solarpark speichern und für andere Sektoren nutzbar machen kann.



Der Bürgersolarpark „Bosbüll III“ ergänzt die erneuerbare Energieproduktion der Gemeinde um 49 MW Leistung.

Bild: Jörn Lehmann

Iqony, Remondis und Stadtwerke Lünen bauen Biomassekraftwerk um

Indem das Biomassekraftwerk Lünen zur Wärmeauskopplung befähigt wird, können jährlich bis zu 90.000 MWh an klimafreundlicher Wärme bereitgestellt werden, was dem Bedarf von etwa 16.500 Haushalten entspricht.

Bild: Iqony



Seit 2006 betreiben Iqony Energies und Remondis das Biomassekraftwerk (BMK) „Lünen“ mit 20 MW elektrischer Leistung. Mit einer millionenschweren Investition wird es nun bis 2028 zur Wärmeauskopplung und zur Errichtung eines zusätzlichen Heizwerks umgebaut. Damit können jährlich bis zu 90.000 MWh an klimafreundlicher Wärme bereitgestellt werden, was dem Bedarf von etwa 16.500 Haushalten entspricht. Abnehmer der Wärme sind die Stadtwerke Lünen. Damit ist das Projekt ein wichtiger Baustein für die Dekarbonisierung des Lünen Wärmenetzes. Schon heute kann das BMK grünen Strom für rechnerisch 60.000 Haushalte bereitstellen. Nun gehen die Partner den nächsten Schritt und befähigen das Kraftwerk zur Wärmeauskopplung. Dabei wird die Wärme über einen neuen Heizkondensator an das Fernwärmenetz der Stadtwerke Lünen übertragen. Als weitere Wärmequelle wird ein neues Heizwerk errichtet. Damit können bis zu 90.000 MWh an klimafreundlicher Wärme pro Jahr bereitgestellt werden, was dem Bedarf von etwa 16.500 Haushalten entspricht. Die Stadtwerke Lünen sorgen für den nötigen Netzanschluss und nehmen die Wärme ab. „Diese Wärmeinvestition mit einem Volumen von 15 Millionen Euro macht deutlich: Die Wärmewende wird vor Ort gemacht. Die Stadtwerke Lünen sind schon heute ein Pionier bei der Fernwärme. Doch bislang kommt ein großer Teil der Wärme aus dem lokalen Steinkohlekraftwerk. Mit dem Rückgriff auf das neue Biomasseheizkraftwerk verbessert sich die Klimabilanz erheblich. Die Fernwärme wird grüner, bleibt sicher und zugleich investieren wir massiv in den Standort Lünen“, so Andreas Böffel, Geschäftsführer der BMK von Iqony Energies. Und Urs Reitis, Co-Geschäftsführer der Stadtwerke Lünen, hält fest: „Durch die Auskopplung von Wärmeenergie aus dem Biomassekraftwerk stellen wir die Fernwärmeversorgung bereits im Laufe des Jahres 2028 auf erneuerbare Wärme um. Damit wird die Fernwärme in Lünen deutlich vor dem bundesweit angestrebten Zieljahr 2045 klimaneutral und entwickelt sich zu einem verlässlichen, zukunftssicheren Baustein der nachhaltigen Energieversorgung unserer Stadt.“

Kyon Energy und Saft installieren Großbatteriespeicher in Dahlem

Der Großspeicher in Dahlem wird nach Fertigstellung mit einer Leistung von 100 MW und einer Speicherkapazität von 203 MWh arbeiten. Bild: Kyon Energy



Kyon Energy, Entwickler und Betreiber von Batteriespeichern, realisiert mit dem Batterietechnologiespezialisten Saft, einer Tochtergesellschaft von Totalenergies, im nordrhein-westfälischen Dahlem einen Großbatteriespeicher mit 100 MW Leistung und 203 MWh Speicherkapazität. Der kommerzielle Betrieb ist für Oktober 2026 geplant. Die Bauarbeiten dafür kommen zügig voran: Die Anlieferung und Installation der 70 Batteriecontainer und 35 MVPS-Container (Medium Voltage Power Station) wurde im Oktober 2025 in einer Zeit von 18 Werktagen abgeschlossen. Im November 2025 haben die mehrmonatigen Elektroinstallationsarbeiten begonnen. Sukzessiv erfolgt der Aufbau der Gebäude für Schaltanlagen und Anlagensteuerung. Für das neue, eigens errichtete 110-kV-Umspannwerk sind die Leerrohre für die 110-kV-Erdkabeltrasse bereits verlegt, und die Fundamente für die beiden Hochspannungs-Transformatoren errichtet. Die Lieferung der Transformatoren erfolgte zum Jahresende 2025, sodass der physische Netzanschluss im ersten Quartal 2026 erfolgen kann und die Bestromung der Anlage im zweiten Quartal 2026. Das Projekt in Dahlem setzt auf die energieeffizienten, langlebigen und sicheren Hochleistungsbatterie-Container des französischen Herstellers Saft, konkret das System „Intensium Shift+“. Diese Systeme basieren auf moderner Lithium-Ionen-Technologie vom Zell-Typ Lithium-Eisenphosphat (LFP) und sind speziell für Energiespeicher als große Versorgungssysteme entwickelt. Kyon Energy hat mittlerweile Speicherprojekte mit einer Leistung von über 155 MW in Betrieb genommen. Weitere Projekte mit insgesamt über 1 GW befinden sich in der Realisierung, viele davon gemeinsam mit Technologiepartnern wie Saft.

ANZEIGE

Vind AI ermöglicht mit „Solar & Battery“ die kollaborative Planung hybrider Windparks

Mit „Solar & Battery“ erweitert Vind AI, die globale Plattform für das Design von Onshore- und Offshore-Windparks, ihr Portfolio ab dem zweiten Quartal 2026 um eine Funktion, mit der sich Wind-, Solar- und Batteriespeicherprojekte als integriertes System in einer zentralen Umgebung planen und optimieren lassen.

Vind AI beschleunigt schon heute die Planung und das Design von Onshore- und Offshore-Windprojekten in einer einzigen cloud-basierten Umgebung, indem sie Daten, fortschrittliche Algorithmen sowie Analyse- und Kollaboration-Tools bündelt. Damit unterstützt sie unter anderem Unternehmen wie TotalEnergies oder EnBW. Mit „Solar & Battery“ kommt nun die integrierte Sicht auf hybride Setups hinzu: Wind, Solar und Batteriespeicher lassen sich künftig in einem gemeinsamen Planungsprozess zusammenführen und frühzeitig aufeinander abstimmen.

Eine Plattform für Wind, PV und Speicher

„Solar & Battery“ bündelt die für die frühe Design- und Bewertungsphase erforderlichen Parameter der verschiedenen Komponenten in einem einzigen System. Diese Basis ermöglicht die Bewertung von Designoptionen, Finanzierung und Performance des Portfolios noch vor der Investitionsentscheidung. Entwickler können Wind-Solar-Speicher-Verhältnisse simulieren, die erforderlichen Kapazitäten der Anlagen bestimmen, Netzrestriktionen prüfen sowie hybride Erträge, Stromgestehungskosten und die interne Verzinsung von Beginn an



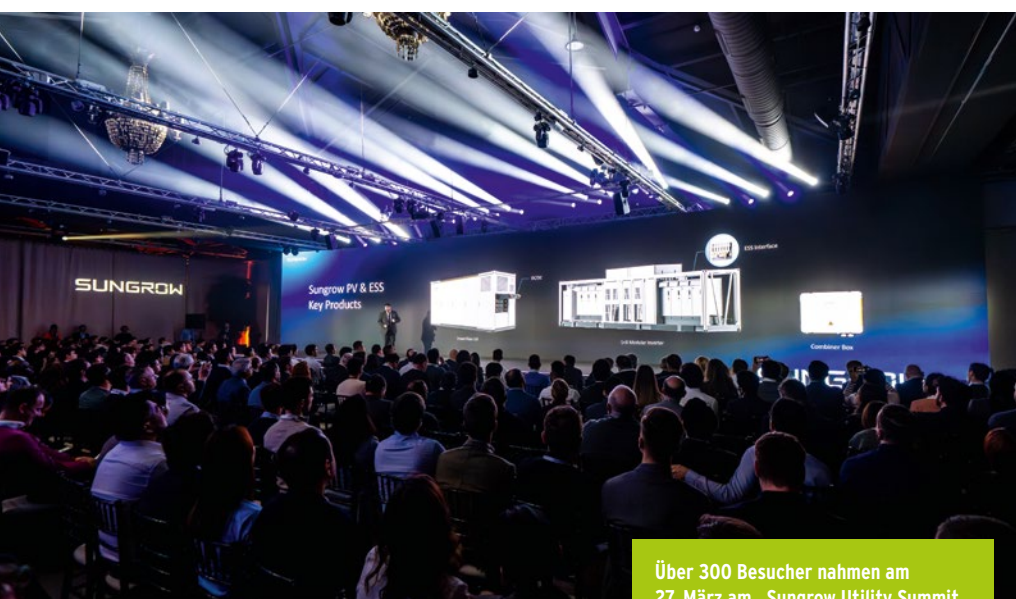
analysieren. Wo Auswertungen sonst oft fragmentiert sind und Daten erst spät zusammenlaufen, unterstützt Vind AI damit frühere Investitionsentscheidungen – und erhöht die Sicherheit in der Entwicklung hybrider Projekte.

Weitere Informationen: www.vind.ai

NETZBILDENDES ESS

Sungrow veranstaltet „Utility Summit 2026“ in Madrid

Zwei Innovationen für den europäischen Markt präsentierte der Anbieter von PV-Wechselrichtern und Energiespeichersystemen (ESS) Sungrow auf seinem PV & ESS Summit am 27. Januar in Madrid: das Batterieenergiespeichersystem (BESS) „Powertitan 3.0“ für den großtechnischen Einsatz sowie ein Single-Platform-Design für DC-gekoppelte PV-ESS-Lösungen.



Über 300 Besucher nahmen am 27. März am „Sungrow Utility Summit 2026“ teil, um sich zu PV- und ESS-Technologien zu informieren.

Bilder: Sungrow

Mehr als 300 Partner und Branchenexperten besuchten die Veranstaltung in der spanischen Hauptstadt, in deren Fokus Sungrow die Rolle integrierter PV- und ESS-Technologien bei der Gestaltung der nächsten Phase der Energiewende gerückt hatte. „Auch 2026 wird Sungrow Europa als einen wichtigen Markt priorisieren und das Engagement durch eine robuste, lokalisierte Serviceinfrastruktur verstärken“, ordnete James Li dazu ein, Vice President von Sungrow Europe und verantwortlich für ESS. „Die europäischen Aktivitäten von Sungrow stützen sich auf ein Servicenetzwerk mit über 280 Ingenieuren, 5 Reparaturwerkstätten, 14 Servicelagern und über 220 Servicepartnern. Mit Blick auf die Zukunft werden wir unsere Präsenz in Europa durch strategische Partnerschaften und Technologien der nächsten Generation kontinuierlich ausbauen, die sich auf die Unterstützung

der grünen Energiewende des Kontinents konzentrieren.“

Relevanz von BESS

Nach Angabe des teilnehmenden Unternehmens Solarpower Europe erreichte die kumulierte PV-Kapazität in der EU im letzten Jahr 406 GW. Zugleich bringt die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz Herausforderungen wie Netzüberlastungen, Einspeisungsbeschränkungen oder negative Preise mit sich. Solarpower Europe geht davon aus, dass der Bedarf an flexibler Stromnachfrage bis 2030 auf 40 % steigen wird. Daher sei der Einsatz groß angelegter BESS von entscheidender Bedeutung. Laut Solarpower Europe wurden 2025 mehr als 26 GWh an BESS eingesetzt, wobei die Versorgungsunternehmen erstmals die privaten Haushalte

überholten. Das Unternehmen geht von einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 30 % bis 2030 auf 412 GWh aus.

ESS für Versorgungsunternehmen

Das netzbildende Energiespeichersystem Powertitan 3.0 wurde mit Blick auf die Herausforderungen moderner Energiesysteme entwickelt. Ein 20-ft-Container integriert hier 1,78 MW PCS mit 7,14 MWh-Batterien und ermöglicht eine 4-h-Konfiguration, bei der ein Block 7,2 MW/ 28,5 MWh erreicht. Er verfügt über 600 Ah+ gestapelte Batteriezellen, die eine Laufzeit von 2 bis 8 h unterstützen. Die gestapelten Batteriezellen bieten eine hohe Sicherheit und Effizienz und tragen zu einer System-Round-Trip-Effizienz (RTE) von 92 % bei. Powertitan 3.0 ist dank des AC-Block-Designs werkseitig vorinstalliert und in Betrieb genommen und unterstützt außerdem die Selbstkonfiguration und Selbstprüfung innerhalb einer Stunde. Dadurch kann ein 1-GWh-Projekt in zwölf Tagen umgesetzt werden. Das System arbeitet ohne Leistungsminde- rung bei Temperaturen von bis zu - 40 °C



Im Mittelpunkt der Veranstaltung stand die Präsentation des netzbildenden Energiespeichersystems „Powertitan 3.0“, das mit Blick auf die Herausforderungen moderner Energiesysteme entwickelt wurde.

VERANSTALTUNGEN

und eignet sich daher für nordische und alpine Regionen sowie für Küstengebiete und Gebiete mit hoher Luftfeuchtigkeit.

Single-Platform-Design für DC-gekoppelte PV-ESS-Lösung

Zusammen mit dem Powertitan 3.0 stellte Sungrow das Single-Platform-Design für DC-gekoppelte PV-ESS-Lösungen vor, das einen 1+X-Modularwechselrichter mit einer speziellen Energiespeicherschnittstelle, den Powertitan 3.0 mit integriertem DC/DC-Modul und ein selbst entwickeltes PV-ESS-Synergy-Managementsystem umfasst. Die integrierte Architektur ermöglicht nicht nur eine lange Entladedauer von bis zu 8 h und bietet ein flexibles ESS-Leistungsverhältnis von bis zu 100 %, sie sorgt auch für eine Kostenoptimierung auf Systemebene. Das Design entspricht den Anforderungen des Marktes und ermöglicht eine effektive Energiearbitrage durch Nutzung der Tarifunterschiede zwischen Spitzen- und Schwachlastzeiten sowie eine verbesserte Netzkompatibilität durch optimierte Verteilung. Bis heute wurde die DC-gekoppelte Lösung von

Sungrow in über 90 Projekten in mehr als zehn Ländern eingesetzt.

Meilenstein für die Energiewende

Die Grid-Forming-Technologie wird zu einem wichtigen Faktor für widerstandsfähige und stabile Stromversorgungssysteme. Auf dem Gipfel hob Dr. Henry Liu, Leiter der Abteilung Grid Solution bei Sungrow, ihre wachsende Bedeutung für die Unterstützung von Netzen mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien und die Erfüllung der sich weiterentwickelnden EU-Standards hervor. Sungrow stellte dazu Kernkompetenzen vor, darunter Spannungs- und Frequenzunterstützung, Schwingungsdämpfung, GW-Black-Start und Systemstärkenunterstützung. Diese Fähigkeiten wurden in verschiedenen Projekten validiert, darunter das 7,8-GWh-Projekt in Saudi-Arabien – die weltweit größte netzbildende Energiespeicheranlage.

Globale Expertise und lokale Präsenz

Sungrow ist seit 2011 in Europa aktiv und hat seine regionale Präsenz auf 25 lokale



Mit Eckdaten von 1,78 MW und 7,14 MWh ist der Powertitan 3.0 dank AC-Block-Design werkseitig vorinstalliert.

Niederlassungen, zwei Forschungs- und Entwicklungszentren, 26 Lagerhäuser und drei Schulungs-, Technologie- sowie Servicezentren ausgeweitet. Der europäische Hauptsitz befindet sich in München. Zu den jüngsten Vorzeigeprojekten gehören eines der größten BESS-Projekte auf dem europäischen Festland in Belgien (800 MWh), das Bramley-ESS-Projekt im Vereinigten Königreich (330 MWh), das nördlichste PV-Projekt in Finnland (70 MW) und ein 70-MW-Hybridprojekt in der Türkei. ■

Veranstaltungen

11.-13.03.2026, Sevilla

European Hydrogen Energy Conference 2026

AeH2
ehec.info

23.-25.03.2026, Heidelberg

Hybridparks: Photovoltaik, Wind und Speicher im Zusammenspiel

VDI
www.vdi-wissensforum.de

17.-18.03.2026, Berlin

Kongress zur Energieforschung für Industrie und Gewerbe

Begleitforschung EE4InG2
ee4ing2.de/kongress-2026

23.-25.06.2026, München

The smarter E Europe

Solar Promotion
www.thesmartere.de/start

17.-19.03.2026, Tokio

H2 & FC Expo 2026

Tokyo Big Sight
www.wsew.jp/hub/en-gb/about/fc.html

07.07.2026, Berlin

BEE-Sommerfest 2026

Bundesverband Erneuerbare Energie
www.bee-ev.de/projekte/sommerfest

19.-20.03.2026, Salzburg

Renexpo – connect energies

Messezentrum Salzburg
www.renexpo.at/de

18.-26.07.2026, bayernweit

3. Bayerische Energietage

Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
www.stmwi.bayern.de

Garant für Standortunabhängigkeit und Versorgungssicherheit

Die Batterie ist längst nicht mehr nur Energiespeicher für Geräte oder Fahrzeuge, sie ist vor allem auch zentraler Baustein der Energiewende. Damit eröffnet sie Chancen für eine standortunabhängige Energieversorgung – von abgelegenen Regionen bis hin zu kritischen Infrastrukturen – und stärkt die Versorgungssicherheit in Zeiten volatiler Märkte. **VON HANNES SCHNEIDER**

Besonders Batteriespeicher (BESS) gewinnen in diesem Zusammenhang an Bedeutung: Sie stabilisieren Netze, ermöglichen die Integration erneuerbarer Energien und eröffnen neue Geschäftsmodelle. Und der deutsche Markt für Batteriespeicher wächst rasant. Modo Energy zufolge lag Ende 2022 die installierte Kapazität von Großspeichern bei knapp 1,1 GWh, 2025 wurde die Marke von 2 GWh Kapazität überschritten, und für 2026 erwarten die Branchenanalysen einen weiteren Sprung auf etwa 10,2 GWh.

Deutschland im Speicherhochlauf

In Deutschland wird der Ausbau von Batteriespeichern massiv vorangetrieben –

sowohl durch neue Speicherparks als auch durch Investitionen in die Produktion von Batteriezellen. Werke wie die Gigafactory in Salzgitter sollen die europäische Wertschöpfungskette stärken, die Abhängigkeit von Importen verringern und so die Versorgungssicherheit erhöhen. Batteriespeicher ermöglichen zudem eine lokale Energieautonomie, indem sie Strom dort verfügbar machen, wo er gebraucht wird – unabhängig von zentralen Kraftwerken oder Netzengpässen. Parallel gehen immer größere Speicherprojekte ans Netz. Diese stärken nicht nur die Energiewende, sondern auch die Resilienz und Standortunabhängigkeit: Sie sichern Regionen gegen Netzschwankungen ab, ermöglichen

eine lokale Energieversorgung und machen kritische Einrichtungen wie Krankenhäuser, Rechenzentren oder Industrieparks weniger abhängig von zentralen Stromquellen.

Gleichzeitig verändern sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen: Mit dem Ausbau von Batteriespeichern teilt sich das bisherige Erlöspotenzial auf mehrere Marktteilnehmer auf. Dadurch sinken die Preisunterschiede zwischen günstigen und teuren Stromstunden (Spreads), was die möglichen Markterlöse aus dem freien Handel reduziert. Ab 2026 verändern zudem neue Regulierungsimpulse die Wirtschaftlichkeit von Speichern – die Bundesnetzagentur plant das Abschmelzen bestimmter Netzentgeltprivilegien bis zum vollständigen Auslauf ab 2029, während sich zusätzliche Erlöspfade über die marktbasierende Beschaffung von Blindleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) öffnen. Damit steigen auch die Anforderungen an Planung und Betrieb: Wer Speicher künftig profitabel betreiben will, muss regulatorische Vorgaben, technische Nachweisbarkeit und Marktoptimierung intelligent zusammenbringen.

Warum Analytik entscheidend ist

Die spannendste Veränderung im BESS-Betrieb ist der Übergang von der traditionellen Datenerfassung, -bereinigung und -analyse hin zu einem KI-basierten Ansatz für die Wartung sowie Zustands- und Anlagenüberwachung von BESS. Das ist besonders relevant, weil Batteriespeicher komplexe Systeme sind. Anders als

Batteriespeicher machen Energie dort verfügbar, wo sie gebraucht wird, unabhängig von zentralen Kraftwerken oder Netzengpässen. Damit diese Autonomie funktioniert, braucht es Datenkompetenz und Analytik.

Bild: © Val Thoermer/stock.adobe.com



Batteriespeichersysteme gehen längst über von der traditionellen Datenerfassung, -bereinigung und -analyse zu KI-basierten Ansätzen für die Wartung sowie Zustands- und Anlagenüberwachung.

Bild: © FutureLogic/stock.adobe.com

Photovoltaikanlagen, die weitgehend passiv arbeiten, reagieren Speicher aktiv auf Netzsignale, steuern Lasten und altern mit jedem Zyklus. Diese Dynamik macht eine Steuerung mit präzisen Daten unverzichtbar. Datenanalyse ist der Schlüssel, um aus Millionen von rohen Datenpunkten, etwa von Zellspannungen über Temperaturen bis hin zu Steuerungsparametern, verwertbare Erkenntnisse zu gewinnen. Sie ermöglicht es, die Lebensdauer gezielt zu optimieren, indem Alterungsprozesse vorhergesagt und Betriebsstrategien angepasst werden. Jede Lade- und Entladeentscheidung beeinflusst die Degradation der Batterie. Wer diese Zusammenhänge kennt, kann die nutzbare Kapazität und damit die Wirtschaftlichkeit über Jahre hin verbessern. Ohne Analytik würde der Speicher zum Blindflug werden und Potenzial in einem eng kalkulierten Markt verschenken.

Wirtschaftliche Perspektive: mehr Ertrag durch Wissen

Der wirtschaftliche Erfolg von Batteriespeichern hängt nicht allein von der Hardware ab, sondern auch von der Fähigkeit, diese optimal zu nutzen. In Deutschland entstehen Erlöse vor allem dort, wo Preisschwankungen und Systemdienstleistungen zusammenkommen. Speicher puffern Überschüsse und verkaufen Strom, wenn die Preise steigen. Sie können am Regel-

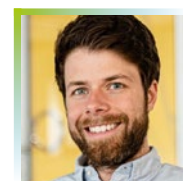
energiemarkt teilnehmen und zusätzliche Einnahmen generieren. Co-Location, die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern, eröffnet weitere Chancen, indem sie Netzanschlusshürden mindert und die Wirtschaftlichkeit von Solarprojekten steigert. Immer wichtiger wird dabei das sogenannte Revenue Stacking: Betreiber kombinieren mehrere Erlösquellen, etwa Arbitrage im Day-ahead- und Intraday-Markt, Teilnahme am Regelenergiemarkt, sowie neue Vergütungen für Blindleistungsbereitstellung, um die Wirtschaftlichkeit zu maximieren.

Diese Strategien funktionieren nur, wenn Betreiber ihre Systeme genau kennen. Batteriegroßspeicher bestehen heute aus Hunderttausenden von Komponenten, die gemeinsam zur Performance des Gesamtsystems beitragen. Entscheidend ist, dass dieses Zusammenspiel reibungslos funktioniert sowie Abweichungen schnell und präzise erkannt werden. Bereits kleinste Ungenauigkeiten in der Leistungs- oder Energiebestimmung können dabei über Gewinn oder Verlust entscheiden. Auch ein Blick auf steigende ESG- und Transparenzanforderungen lohnt sich: Die EU-Batterieverordnung (2023/1542) macht unter anderem CO₂-Fußabdruck-Nachweise und einen digitalen Batteriepass ab 2027 verbindlich. Für Projekte bedeutet das: Daten und Nachweise sind ein Wettbewerbsvorteil bei Finanzierung, Versicherung und Vermarktung. Somit sorgt Analytik dafür, dass Speicher nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich optimal genutzt werden können.

Von Voltas Vision zur digitalen Dimension

Der historische Blick auf die Technologie zeigt, wie weit wir gekommen sind: von Voltas einfacher Zelle zu komplexen Speichersystemen. Mit dem Ausbau von Speicherparks und neuen Technologien wie Natrium-Ionen- oder Feststoffbatterien steigt die Komplexität weiter. Zugleich verändern sich die Rahmenbedingungen: Neue Marktmechanismen und Vergütungsmodelle entstehen, zusätzliche Anforderungen wie Blindleistungsbereitstellung kommen hinzu.

Eines wird deutlich: Batteriespeicher sind nicht nur technischer Fortschritt, sondern ein Garant für Standortunabhängigkeit und Versorgungssicherheit. Gleichzeitig eröffnen sie ein attraktives Investitions- und Geschäftsfeld. Sie machen Energie dort verfügbar, wo sie gebraucht wird, unabhängig von zentralen Kraftwerken oder Netzengpässen. Damit diese Autonomie funktioniert, braucht es Datenkompetenz und Analytik. Sie sind die Grundlage für Betrieb und Investitionssicherheit, verwandeln Daten in Entscheidungen, optimieren Leistung und schaffen Vertrauen. Nur so lassen sich komplexe Großspeichersysteme realisieren und die wachsende Komplexität beherrschen. ■



DER AUTOR

HANNES SCHNEIDER

ist Senior Technical Solutions Engineer bei Twaiace.

Bild: Twaiace

Die Kraftwerke von morgen stecken in Containern

Der Batteriespeicherpark im rheinland-pfälzischen Föhren zeigt, was Containern beherbergen können: einen der ersten netzbildenden Großspeicher im europäischen Verteilnetz. Errichtet von Schoenergie, soll der Batteriespeicherpark belegen, wie er netzbildend, netzstützend und schwarzstartfähig agieren kann.

Die Szene wirkt unspektakulär: Weiße Container stehen aufgereiht auf einer eingezäunten Fläche nahe dem Umspannwerk Föhren bei Trier. Kein Dampf steigt auf, keine Turbinen drehen sich, kein Rauch zieht über das Land. Und doch verändert das, was hier steht, die Energieversorgung grundlegend. Denn der Batteriespeicherpark des Energiedienstleisters Schoenergie kann mehr als nur Strom zwischenspeichern. Er kann künftig Aufgaben übernehmen, die heute noch fossile Großkraftwerke erfüllen. „Moderne Batteriesysteme müssen mehr können als nur Strom speichern“, betont Volker Schöller, Geschäftsführer CTO bei Schoenergie. „Sie müssen netzbildend, netzstützend und schwarzstartfähig sein.“

Die unsichtbare Stütze verschwindet

Seit Jahrzehnten haben rotierende Turbinen in Großkraftwerken eine Aufgabe übernommen, die den meisten Menschen nicht bewusst ist: Sie hielten das Stromnetz stabil. Bis heute wirken ihre trägen Massen ein Schwungrad. Wird plötzlich mehr Strom verbraucht oder fällt ein Kraftwerk aus, geben sie für Sekundenbruchteile Energie ab und verhindern so einen Frequenzeinbruch. Diese sogenannte Momentanreserve ist das unsichtbare Rückgrat der Versorgungssicherheit.

Heute sieht die Welt anders aus. 2024 stammten 59 % des deutschen Stroms aus erneuerbaren Quellen. Bis 2030 sollen es 80 % sein. Wind und Sonne liefern Strom anders als die alten Kraftwerke nicht kontinuierlich, sondern abhängig von Wind und Wetter. Dieser volatile Strom wird nicht ins Höchstspannungsnetz eingespeist, sondern dezentral in die Verteilnetze. „Die Erzeugung ist heute dort, wo früher nur Verbraucher waren“, sagt Schöller. „Aber die stabilisierenden Funktionen sind noch immer bei den alten Kraftwerken in der Höchstspannung geblieben. Wir müssen daher alle Funktionen der alten Kraftwerke in die neuen Strukturen überführen.“ Der

Batteriespeicherpark in Föhren soll zeigen, dass das gelingen kann.

Ein Instrument der Versorgungssicherheit

Mit 21 MW Leistung und 55 MWh Kapazität ist die Anlage einer der ersten netzbildenden Großspeicher im europäischen Verteilnetz. Sie steht direkt neben einem Umspannwerk und teilt sich den Netzanschluss mit einem 20-MW-Solarpark. Tagsüber kann überschüssiger Solarstrom direkt in den Speicher fließen, ohne das Netz zu belasten. Nachts oder bei Bedarfsspitzen liefert der Speicher die Energie zurück.

Die weißen Container bilden einen der ersten netzbildenden Großbatteriespeicher im europäischen Verteilnetz.

Bild: Schoenergie/Jennifer Weyland





Aufgereichte netzbildende Wechselrichter ergänzen die Batteriecontainer und verlagern Kraftwerksfunktionen ins Verteilnetz.

Bild: Schoenergie/Jennifer Weyland

Das Besondere steckt aber in der intelligenten Steuerung: In Millisekunden kann der Speicher seine Leistung auf 42 MW verdoppeln. Das ist die Momentanreserve, die das Netz stabilisiert, wenn plötzlich Kraftwerke ausfallen. Mehr noch: Der Speicher läuft auch dann weiter, wenn das übergeordnete Netz zusammenbricht. Er könnte ein lokales Inselnetz aufbauen und Schritt für Schritt Haushalte und Unternehmen wieder mit Strom versorgen. Anschließend würden die erneuerbaren Erzeugungsanlagen

in der Region wieder anlaufen und den Speicher nachladen. Diese Schwarzstartfähigkeit ist längst keine technische Spielerei mehr. Sie ist zu einer Frage der inneren Sicherheit geworden. Der Anschlag auf die Berliner Stromversorgung und die systematischen Angriffe auf die ukrainische Energieinfrastruktur haben gezeigt, wie verwundbar zentralisierte Netze sind. Wer kritische Infrastruktur wie Krankenhäuser, Rechenzentren oder Wasserwerke schützen will, muss sie energieautark machen können.

Dezentrale, schwarzstartfähige Batteriespeicher schaffen genau diese Resilienz. Anders als Dieselgeneratoren, die auf Treib-

stoffnachschub angewiesen sind, können sie sich aus lokalen erneuerbaren Quellen versorgen. Wären viele Umspannwerke mit solchen Speichern ausgestattet, könnte ein großflächiger Stromausfall deutlich schneller behoben werden. Statt Wochen würde es Stunden dauern. Zudem könnte der notwendige Netzausbau, heute eine der größten Hürden auf dem Weg zu 100 % erneuerbaren Energien, reduziert werden.

Forschung unter realen Bedingungen

Im Oktober 2025 wurde der Batteriespeicherpark offiziell eingeweiht und in Betrieb genommen. Seither läuft er kommerziell am Energiemarkt und erfüllt zugleich eine wichtige Forschungsaufgabe: Im Projekt „Surevive“, das vom Bundeswirtschaftsministerium gefördert wird, testen die Partner die netzbildenden Funktionen, die nach erfolgreichen Labor- und Computersimulationen im realen Netzbetrieb angewendet werden. Bis 2028 sollen die Ergebnisse wissenschaftlich ausgewertet und öffentlich dokumentiert vorliegen. Sie sollen Netzbetreibern, Projektierern und Produktentwicklern als Grundlage für künftige Projekte dienen. Neben Schoenergie sind der Netzbetreiber Westnetz als Konsortialführer, die Universität Stuttgart und das Fraunhofer ISE am Projekt beteiligt. Die netzbildenden Wechselrichter stammen von SMA.

>

Blick auf den Batteriespeicherpark in Föhren während der offiziellen Einweihung Mitte Oktober 2025.

Bild: Schoenergie/Jennifer Weyland



Sicherheit hat Priorität

Für die Anwohner in Föhren war vor allem eine Frage wichtig: Wie sicher ist so ein Batteriespeicher? Berichte über Brände bei kleineren Heimspeichern hatten die Aufmerksamkeit geschärft. Schoenergie nahm die Bedenken ernst. Schon in der Planungsphase wurden Behörden, Feuerwehr und Fachgutachter eingebunden. Das Ergebnis ist ein mehrstufiges Sicherheitskonzept: Jede einzelne Batteriezelle wird kontinuierlich auf Temperatur und Spannung überwacht. Kühlsysteme verhindern Überhitzung. Sensoren erkennen frühzeitig Gasentwicklungen. Eine Aerosol-Löschanlage erstickt Rauchentwicklung, und eine zusätzliche Sprinkleranlage kühlt die benachbarten Container, was eine potenzielle Brandausbreitung verhindert. Im Ernstfall fängt ein speziell ausgelegtes Becken das Löschwasser auf und verhindert, dass es ins Grundwasser gelangt. Auch bei der Auswahl der Technik wurde große Sorgfalt angewendet. Die Produktion der Batteriecontainer wurden vor Ort in China persönlich auditiert, um sich ein genaues Bild von Qualität und Sicherheitsstandards zu machen. Jeder einzelne Container durchlief umfangreiche Prüfungen, darunter Isolations-, Kapazitäts- und Spritzwassertests. Nur Container, die sämtliche Anforderungen erfüllten, wurden schließlich für den Transport freigegeben.

Zahlreiche hochrangige Vertreter aus Politik und Wirtschaft, darunter der rheinland-pfälzische Ministerpräsident Alexander Schweitzer, nahmen an der Einweihung des Batteriespeicherparks teil.

Bild: Schoenergie/Jennifer Weyland



Jonas Wehinger (links) und Volker Schöller beim Besuch des Batterieherstellers Hithium in Xiamen.

Bild: Schoenergie

Die Zukunft ist dezentral

Die Vision von CTO Schöller reicht weit über Föhren hinaus. Er sieht ein Energiesystem, in dem nicht wenige gigantische Speicher an Übertragungsnetzen stehen, sondern viele mittlere Anlagen dort, wo sie gebraucht werden – nahe an Umspannwerken, in der Nähe von Erzeugung und Verbrauch. „Wir haben die Erzeugung in die unteren Netze verschoben, daher müssen wir auch die Regelung dorthin verschieben“, argumentiert er. Erste Schritte in diese Richtung sind gemacht. Ab 2026 wird es in Deutschland einen Markt für Momentanreserve geben. In Großbritannien, wo solche Märkte bereits existieren, sind mit einer 100-MW-Anlage Erlöse von bis zu 2,45 Millionen €/a möglich. „Netzbildende Speicher haben etwa 15 % höhere Geste-

hungskosten“, berichtet Schöller. „Gibt es aber es entsprechende Märkte, lohnt sich das wirtschaftlich.“

Was im großen Maßstab in Föhren entsteht, lässt sich auch auf Unternehmen übertragen. Schoenergie entwickelt schwarzstartfähige Batteriespeicher mittlerweile auch für Industriebetriebe, bei denen Stromausfälle teuer werden können. Bei Kühlhäusern etwa können Unterbrechungen in kurzer Zeit Verluste von über 100.000 € verursachen. Ein schwarzstartfähiger Speicher kann in solchen Fällen die Versorgung kritischer Prozesse sichern, unabhängig vom öffentlichen Netz. Die Anlage fährt eigenständig hoch, stabilisiert die betriebsinternen Netze und ermöglicht den Weiterbetrieb, bis die reguläre Versorgung wiederhergestellt ist.

Was jetzt passieren muss

Die Technik ist da. Die ersten Projekte laufen. Jetzt kommt es auf die richtigen Rahmenbedingungen an. „Erneuerbare Energien sind heute die günstigste Form der Stromerzeugung“, betont der Geschäftsführer. „Die neue Bundesregierung muss Erneuerbare als systemrelevant anerkennen und vollständig ins Netz integrieren.“ Vor allem wünscht er sich Kontinuität: „Bisher gibt es alle paar Jahre eine andere politische Ausrichtung. Das mindert die Verlässlichkeit erheblich.“ Das Zieldreieck der Energiewirtschaft aus Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit sollte wieder als Ganzes betrachtet werden. Ziehen alle Akteure an einem Strang, ist die Energiewende nicht nur machbar, sondern wird zur Stärke des Standorts Deutschland. ■



SPECIAL TRANSFORMATION DES ENERGIESEKTORS

Die Digitalisierung des Energiesektors ist der entscheidende Treiber für die Energiewende, indem sie durch intelligente Netze die Erzeugung, Speicherung, Verteilung und den Verbrauch in Echtzeit verschränkt. Zugleich ermöglicht sie die Integration dezentraler erneuerbarer Energien, optimiert die Netzauslastung und fördert durch smarte Messsysteme ebenso effiziente wie verbraucherorientierte Energiedienstleistungen.

SPECIAL TRANSFORMATION DES ENERGIESEKTORS

Mit koordinierter Netzplanung 560 Milliarden Euro sparen

Die Optimierung von Investitionen in die Energieinfrastrukturen der EU könnte erhebliche Einsparungen bringen und dazu beitragen, bis 2050 ein resilientes Energiesystem sicherzustellen: Das ist das Ergebnis einer Energiesystemanalyse des Fraunhofer IEG in Zusammenarbeit mit Fraunhofer ISI und d-fine im Auftrag der Denkfabrik Agora Energiewende. Durch die Einführung eines integrierten Ansatzes für die Modellierung des Energiesystems können europäische Staaten Kosten senken, den Ausbau erneuerbarer Energien beschleunigen und die Grundlage für Klimaneutralität stärken.

Europäische Länder können die Kosten des Energiesystems zwischen 2030 und 2050 um über 560 Milliarden Euro senken, indem sie Infrastrukturplanungen integrieren und somit Investitionen optimieren. Berücksichtigt man die Einsparungen durch vermiedene Reservekraftwerke, steigt die Zahl auf 750 Milliarden Euro. Diese Einsparungen ergeben sich aus einem integrierten Ansatz für die Energieinfrastrukturplanung, der Effizienzgewinne erschließt, Investitionen dorthin lenkt, wo sie den höchsten Nutzen verursachen, und die Vorteile eines flexiblen Energiesystems maximieren.

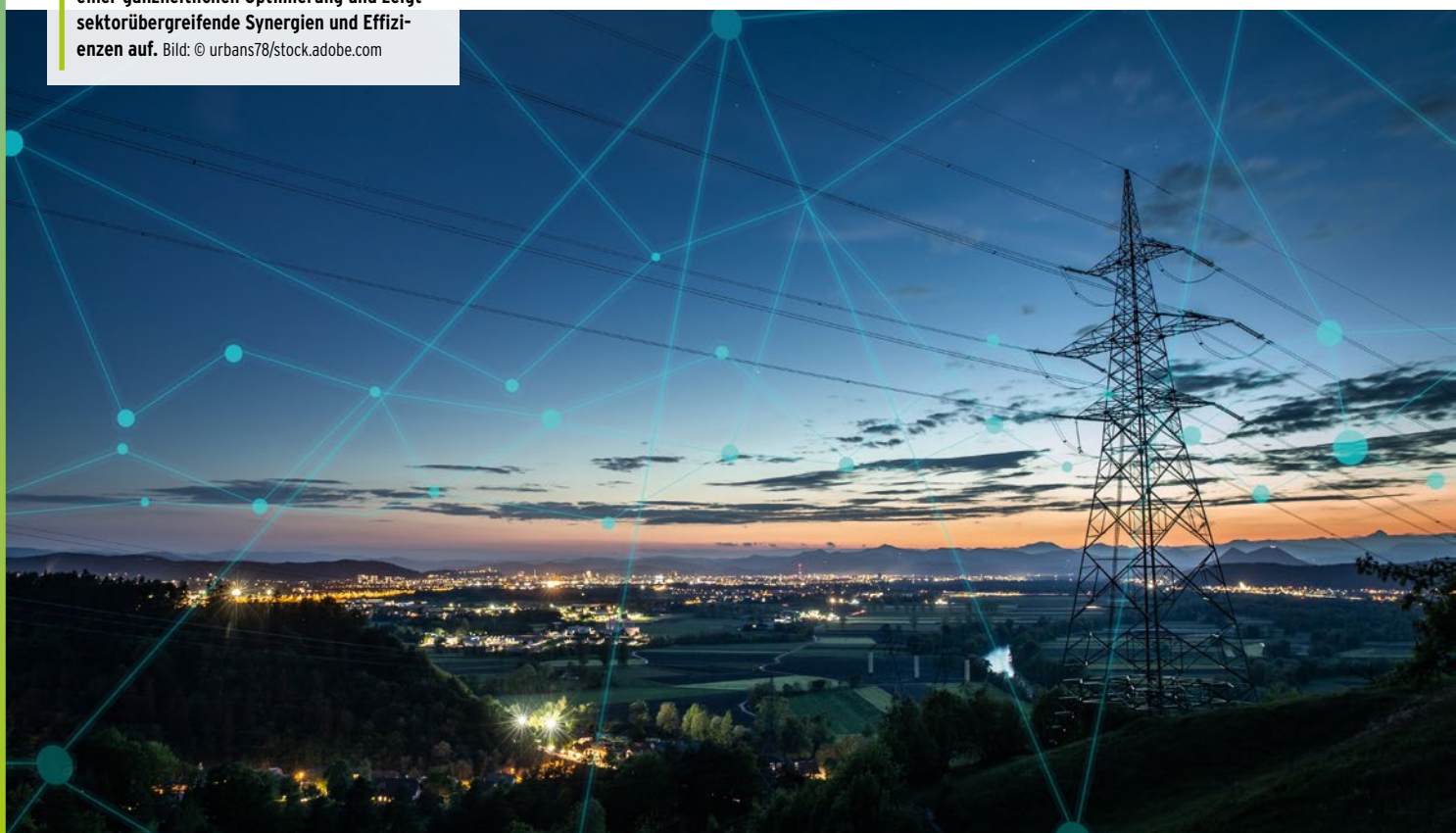
Das Fraunhofer-Modell integriert mehrere Energieträger und geografische Ebenen in einer ganzheitlichen Optimierung und zeigt sektorübergreifende Synergien und Effizienzen auf. Bild: © urbans78/stock.adobe.com

Infrastrukturmodelle mit europaweiter Perspektive

„Wenn wir die Akteure in den Sektoren Gebäudewärme, Industrieprozesswärme und Verkehr erfolgreich mit elektrischer Energie und die Grundstoffindustrie mit stofflichen Energieträgern versorgen, hätten wir die Weichen gestellt, um unsere Wirtschaft und unser Energiesystem resilient, effizient, CO₂-frei und zukunftsfest aufzustellen“, betont Professor Mario Ragwitz, Leiter des Fraunhofer IEG und Mitautor der Studie. „Dazu wollen wir mit Infrastrukturmodellen beitragen, die eine sektorübergreifende und europaweite Perspektive haben. Mit integrierten Modellen lassen sich die wirksamsten Hebel für Investitionen und politische Entscheidungen finden, etwa im europäischen Netzausbau.“

Die aktuelle Analyse basiert auf umfassender Energiesystemmodellierung durch Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISI und d-fine und gibt Empfehlungen für eine robustere Infrastrukturplanung auf dem Weg zur Klimaneutralität – im Vorfeld der Veröffentlichung des „Grids Package“ der Europäischen Kommission. Auftraggeber war die Denkfabrik Agora Energiewende in Zusammenarbeit mit Forum Energii, IDDRI, Ecco und der Energy Policy Group (EPG).

„Infrastruktur ist das Rückgrat des sich wandelnden europäischen Energiesystems, und die Governance-Strukturen müssen mit der rasanten Transformation Schritt halten“, sagte Frauke Thies, Co-Direktorin Europa bei Agora Energiewende. „Gut koordinierte Planung ist entscheidend, um sicherzustellen, dass Investitionen dort



fließen, wo sie den Einsatz sauberer Technologien wie Solar- und Windenergie und Batterien am besten unterstützen – und damit sichere und bezahlbare Energie liefern.“

Ganzheitlicher Modellierungsansatz

Das Fraunhofer-Modell verfolgt einen neuartigen Ansatz. Es integriert mehrere Energieträger und geografische Ebenen in einer ganzheitlichen Optimierung und zeigt sektorübergreifende Synergien und Effizienzen auf, die in den heute üblichen, fragmentierten Planungsmethoden oft übersehen werden. Die Modellierung untersucht vier Szenarien entlang zweier Dimensionen: sektorübergreifend versus sektoral sowie europäische Optimierung versus stärkerer nationaler Ausrichtung. Paula Hartnagel, Mitautorin und Modellierungsexpertin von d-fine, unterstreicht: „Die Kombination dieser Dimensionen ermöglicht eine Bewertung der System- und Kosteneffekte durch Integration der Energieinfrastrukturen. Anders als Modelle, die Geografien oder Sektoren nebeneinander betrachten, optimiert das Modell Energieversorgung, Speicher und Übertragungsnetze über diese Dimensionen hinweg, um Lösungen zu identifizieren, die sonst unentdeckt blieben.“

Die Ergebnisse zeigen, dass die installierten Kapazitäten der Energieversorgung und von Sektorkopplungstechnologien reduziert werden können. Ein integriertes Szenario würde 505 GW weniger Reservekapazität, 15 % weniger Onshore-Windkapazität und 9 % weniger Wasserstoffelektrolysekapazität erfordern als ein stärker national ausgerichteter sektoraler Ansatz. Alle Szenarien zeigen eine Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien, die zunehmend den Einsatz fossiler Brennstoffe ersetzen.

Die Studie geht bei der Höhe der künftigen Energienachfrage von konservativen Annahmen aus, um belastbare Aussagen zum Infrastrukturbedarf zu ermöglichen. Das Modell identifiziert Lösungen für Strom-, Wasserstoff-, Gas- und CO₂-Infrastrukturen auf Übertragungsebene innerhalb der Szenariooptimierungen. Die Ergebnisse zeigen, dass Investitionen in das Stromnetz in allen Szenarien durchgängig Priorität haben. Dies unterstreicht die Rolle der Elektrifizierung bei der Dekarbonisierung der europäischen Wirtschaft und spiegelt die Bedeutung von Effizienz und Elektrifizierung wider, wie sie beispiels-

Die Infrastruktur ist das Rückgrat des europäischen Energiesystems, und die Governance-Strukturen müssen mit der rasanten Transformation Schritt halten.

Bild: © InfiniteFlow2/stock.adobe.com



weise in der EU-Strategie zur Integration des Energiesystems, dem „Fit for 55“-Paket und dem Aktionsplan für bezahlbare Energie zum Ausdruck kommt. Der Bedarf an fossilen Gasleitungen wird schnell sinken, während gezielte neue und optimierte Infrastruktur für Wasserstoff und Kohlendioxid erforderlich ist.

Die rasche Elektrifizierung von Endverbrauchssektoren wie Verkehr, Gebäudewärme und Niedertemperaturprozesswärme in der Industrie ist zentral für eine erfolgreiche Transformation. Eine europaweit und sektoral integrierte Energieinfrastrukturmodellierung kann helfen, vorrangige Investitionen – etwa ins Netz – zu identifizieren und sollte daher eine Schlüsselrolle bei der Gestaltung des europäischen Weges zu einem resilienten, effizienten und klimaneutralen Energiesystem spielen.

Stärkung der europäischen Infrastrukturplanung

„Um die Vorteile eines integrierten Ansatzes für die Infrastrukturplanung zu erschließen, braucht es eine integrierte, transparente Modellierung auf europäischer Ebene über Energieträger und Sektoren hinweg“, so Ragwitz. Und Prof. Wolfgang Eichhammer, Mitautor von Fraunhofer ISI, hebt hervor: „Ein integrierter Ansatz würde den europäischen Ländern eine klare Vision des Energiesystems vermitteln und die Bottom-up-Infrastrukturplanung der Netzentwicklungspläne leiten und informieren. Diese gesamtheitliche Perspektive würde sicherstellen, dass Investitionen mit den Prioritäten der europaweiten Energiewende übereinstimmen.“

Darüber hinaus würde ein Top-down-Ansatz für die Szenarienentwicklung helfen, Bereiche zu identifizieren, in denen

Investitionen erforderlich sind. So wäre eine stärkere europäische Marktintegration möglich und sichergestellt, dass die Mitgliedstaaten und Anrainer wie Norwegen und Großbritannien die kollektiven Vorteile eines integrierten Energiesystems nutzen können. Ein transparenter, offener und iterativer Modellierungsprozess auf EU-Ebene würde den nationalen Regierungen und Regulierungsbehörden detailliertere Informationen über Systemkosten und -nutzen liefern. Diese verbesserte Sichtbarkeit könnte eine stärkere Koordination zwischen Regionen und in der gesamten EU ermöglichen und letztlich die Energiewende effektiver und kostengünstiger voranbringen.

Die 134-seitige Energiesystemanalyse mit dem Titel „Integrated Infrastructure Planning and 2050 Climate Neutrality: Deriving Future-Proof European Energy Infrastructures“ analysiert die Rolle der integrierten Infrastrukturplanung bei der Transformation des europäischen Energiesystems auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2050. Es wurde von Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISI und d-fine im Auftrag der europäischen Energie-Denkfabrik Agora Energiewende erstellt. Der darauf aufbauend 27-seitige Impuls mit dem Titel „Designing energy infrastructure for a climate-neutral Europe: Solutions for cost-effective infrastructure development“ wurde von Agora Energiewende in Zusammenarbeit mit Forum Energii, IDDRI, Ecco und der Energy Policy Group verfasst. Die Texte stehen unter www.agora-energiewende.org/publications/designing-energy-infrastructure-for-a-climate-neutral-europe sowie www.agora-energiewende.org/publications/integrated-infrastructure-planning-and-2050-climate-neutrality kostenlos zum Download bereit. ■

Netzkonformität und Energiemanagement als Schlüsselfaktoren in EPC-Projekten

Mit dem rasanten Ausbau großer Photovoltaik- und Speichereinrichtungen steigen die Anforderungen an Netzkonformität, Schutztechnik und Regelung. EPC-Dienstleister stehen heute vor der Aufgabe, zugleich die technische Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Integrationsfähigkeit ihrer Projekte sicherzustellen. Entscheidend ist dabei, dass sämtliche Komponenten – von der Netzentkopplung über Erzeugungsanlagenregler bis hin zum Energiemanagement – eng aufeinander abgestimmt sind. Nur so lassen sich die Energieflüsse in der Anlage, Netzdienstleistungen und Netzeinspeisung stabil steuern, und die Anforderungen aus den geltenden Vorgaben aus Normen und Richtlinien der Netzbetreiber werden erfüllt. Gefragt sind daher modulare, zertifizierte Systeme, die sich flexibel skalieren, einfach integrieren und langfristig warten lassen. **VON PATRICK SCHULZE**

Der Markt für EPC-Dienstleistungen (Engineering, Procurement, Construction) im Bereich Photovoltaik und Energiespeicherung hat sich in den letzten Jahren grundlegend verändert. Anlagen werden größer, komplexer und stärker vernetzt. Mit der zunehmenden Leistungsdichte wachsen auch die Anforderungen an die Systemintegration und Netzkonformität. Damit steigen die Erwartungen an Anschluss- und Schutzsysteme, die höchste Sicherheitsstandards erfüllen sowie schnelle, fehlerfreie Installationen ermöglichen sollen.

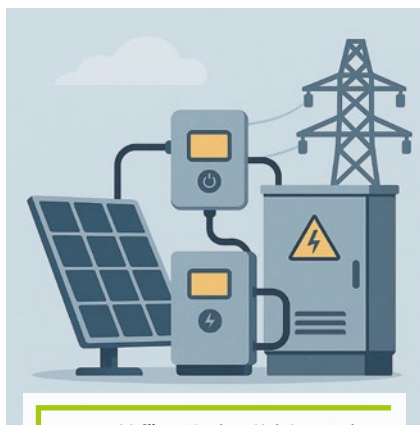
Alexander Veit, Produktmanager von enwitec electronic, ein Unternehmen, das sich auf Anschlusslösungen und Energiemanagementsysteme für erneuerbare Energien spezialisiert hat, bringt es auf den Punkt: „EPCs benötigen heute vorkonfigurierte, anschlussfertige Lösungen, die Planungssicherheit geben und sich nahtlos in unterschiedliche Projektstrukturen einfügen. Systeme müssen daher technische Sicherheit mit normkonformer Funktionalität und einem hohen Integrationsgrad verbinden.“

Diese Entwicklung führt dazu, dass EPCs zunehmend nach Partnern suchen, die nicht nur Komponenten liefern, sondern komplette, abgestimmte Systemlösungen anbieten. Denn der Zeitdruck in Projekten ist hoch – und jeder zusätzliche Planungsschritt kann zu Verzögerungen führen. Modulare Anschluss- und Schutzsysteme reduzieren

die Komplexität erheblich und tragen dazu bei, die Projektlaufzeiten zu verkürzen.

Normkonformität als Grundlage

Die technische Sicherheit großer PV- und Speichereinrichtungen steht und fällt mit der Einhaltung der geltenden Normen und Richtlinien. Maßgeblich sind dabei die VDE-Anwendungsregeln VDE-AR-N 4105 für Niederspannungsanlagen, VDE-AR-N 4110 für Mittelspannungsanlagen sowie ergänzend VDE-AR-N 4120 und 4130 für höhere Spannungsebenen. Diese Regeln konkretisieren die EU-Verordnung (EU) 2016/631, die europaweit die technischen Anforderungen an Erzeugungsanlagen definiert.



Der Markt für EPC-Dienstleistungen im Bereich Photovoltaik und Energiespeicherung hat sich in den letzten Jahren grundlegend verändert. Entscheidend ist, zugleich die Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Integrationsfähigkeit der Projekte zu gewährleisten. Bild: enwitec

Lösungen von enwitec erfüllen diese Anforderungen an Schutztechnik, Kommunikation und Regelung nach VDE und RfG. Dafür integriert enwitec die notwendigen Schutzrelais, USV- und Kommunikationskomponenten in einem System, das zertifiziert und vollständig projektspezifisch abgestimmt ist. „Dadurch werden Planungsprozesse für EPCs deutlich vereinfacht und Netzbetreiber erhalten geprüfte, konforme Systeme“, so Jörn Evers, Key Account Manager bei enwitec.

Darüber hinaus spielt die Einhaltung der jeweiligen Netzbetreiberbedingungen (TABs) eine entscheidende Rolle. Diese Anforderungen unterscheiden sich regional und müssen bereits in der Projektierungsphase berücksichtigt werden. Hier bietet sich die Verwendung von Systemen an, die flexibel konfigurierbar sind und sich an unterschiedliche Spezifikationen anpassen lassen. Dies stellt einen weiteren Grund dar, warum modulare Baukastenlösungen in EPC-Projekten immer häufiger zum Standard werden.

Netzentkopplung als Sicherheitsanker

Ein zentraler Bestandteil jeder netzgekoppelten Erzeugungsanlage ist die Netzentkopplung. Sie schützt das öffentliche Netz ebenso wie die Anlage selbst vor Fehlströmen oder Instabilitäten. Die „Powershield“-Systeme von enwitec übernehmen diese Aufgabe auf unterschiedlichen Spannungs-

Das Energiemanagement wird immer mehr zur Schlüsselfunktion moderner PV- und Speicherprojekte. Bild: © panuwat/stock.adobe.com

ebenen und werden im Baukastenprinzip an projektspezifische Anforderungen angepasst. „Es werden alle Komponenten – vom übergeordneten Entkopplungsschutz über die Schutzrelais bis zur USV – exakt nach den Vorgaben des jeweiligen Projekts definiert“, erläutert Gerhard Koenig, Senior Produkt Spezialist bei enwitec. „Durch kontinuierliche Verifizierung und Validierung wird dabei gewährleistet, dass die Systeme langfristig stabil und zuverlässig arbeiten.“ Netzentkopplungssysteme werden somit zu weit mehr als nur reinen Sicherheitskomponenten. Sie bilden die Grundlage für eine stabile, netzkonforme Einspeisung und ermöglichen den zuverlässigen Inselbetrieb, falls dieser gefordert ist. Ihre Integration in die Gesamtarchitektur von PV- und Speicheranlagen ist daher ein entscheidender Baustein moderner Energielösungen.

Regelung und Kommunikation über EZA-Systeme

Neben der Schutztechnik spielt die netzdienliche Regelung von Erzeugungsanlagen eine zentrale Rolle. Mit „Powercontrol“ bietet enwitec hierfür einen eigenen Erzeugungsanlagenregler, der als Bindeglied zwischen Wechselrichtern, Energiemanagementsystem (EMS) und Netzanschlusspunkt fungiert. Er setzt die vorgegebenen Wirkleistungs-, Blindleistungs- und Netzschutzvorgaben des Netzbetreibers um und sorgt so für die normgerechte Einspeisung.

„Dank offener Schnittstellen wie Modbus TCP, Sunspec oder IEC 60870-5-104 lässt sich Powercontrol nahtlos in bestehende Systeme integrieren – egal, ob Neubau oder Retrofit“, unterstreicht Veit. „Das gibt EPCs und Betreibern maximale Flexibilität bei der Umsetzung ihrer Projekte.“ Diese Offenheit der Systeme ist essenziell, um eine reibungslose Kommunikation zwischen unterschiedlichen Herstellern und Plattformen zu gewährleisten. Sie ermöglicht es EPCs, heterogene Anlagenstrukturen effizient zu vernetzen – ein wichtiger Faktor, um zu-

künftige Anforderungen wie Netzstützung oder dynamische Einspeisung umzusetzen.

Intelligentes Energiemanagement als Steuerzentrale

Zudem wird das Energiemanagement immer mehr zur Schlüsselfunktion moderner PV- und Speicherprojekte. Enwitec hat hierfür ein eigenes EMS integriert, das weit über klassische Steuerungsfunktionen hinausgeht. Es regelt Lastflüsse in Echtzeit, koordiniert PV-Anlagen, Speicher, Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur und optimiert die Energieverwendung nach wirtschaftlichen und netztechnischen Kriterien. Das EMS kombiniert dafür die Flexibilität einer softwarebasierten Plattform mit der Zuverlässigkeit industrieller Hardware. Dadurch lassen sich selbst komplexe Hybrid- oder Microgrid-Systeme intelligent steuern und regeln. „Für EPCs bedeutet das: Sie erhalten eine skalierbare, herstellerunabhängige Lösung, die Projektierung, Inbetriebnahme und Betrieb erheblich vereinfacht“, nennt Evers die Vorteile des Systems. Das EMS trägt somit nicht nur zur Stabilität des Gesamtsystems bei, es ermöglicht auch eine gezielte Optimierung der Energieflüsse. Durch die Integration offener Protokolle wie Modbus, Sunspec, MQTT und IEC 104 ist die Plattform kompatibel mit einer Vielzahl von Herstellern und bietet eine zukunftssichere Erweiterbarkeit.

Retrofit und Zukunftssicherheit

Ein wachsendes Marktsegment stellen Retrofitprojekte dar, besonders PV-Anlagen, die aus der EEG-Förderung herausfallen. Diese müssen technisch auf den neuesten Stand gebracht werden, um sich weiterhin sicher und regelkonform betreiben zu lassen. „Wir haben Retrofitlösungen entwickelt, die bestehende Anlagen schnell und normkonform modernisieren, ohne dafür komplette Neuinstallationen vornehmen zu müssen“, betont Koenig. Die Systeme übernehmen aktuelle VDE-AR-N 4105/4110-Funktionen und bieten Schnitt-

stellen für ein zukunftssicheres Energiemanagement. So bleiben auch ältere Anlagen langfristig wirtschaftlich und netzstabil.

Die Nachrüstung solcher Systeme ist oft der kosteneffizienteste Weg, um bestehende PV-Installationen an die Anforderungen der nächsten Jahrzehnte anzupassen. Neben der technischen Aufwertung tragen Retrofitprojekte auch dazu bei, Ressourcen zu schonen und die Lebensdauer bestehender Anlagen signifikant zu verlängern.

Perspektive: Microgrids und dezentrale Versorgung

Mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien gewinnen auch Microgrids und Offgrid-Systeme an Bedeutung. Sie ermöglichen lokale Energieerzeugung, Speicherung und Nutzung – weitgehend unabhängig von zentralen Netzen. Enwitec sieht darin ein wichtiges Zukunftsfeld: „Microgrids sind das Rückgrat einer dezentralen Energiewelt“, sagt Veit. „Dafür braucht es Komponenten, die eine sichere und flexible Kopplung oder Entkopplung solcher Systeme ermöglichen.“ Allerdings gewinnen dezentrale Versorgungsstrukturen nicht nur in ländlichen Regionen, sondern auch in Industrieparks oder Quartierslösungen zunehmend an Bedeutung. Denn dort sorgt die intelligente Verbindung von PV, Speicher, Ladeinfrastruktur und Steuerung für eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz und für mehr Versorgungssicherheit in Zeiten wachsender Netzauslastung.

Fazit

Die Energiewende stellt EPC-Dienstleister und Netzbetreiber gleichermaßen vor neue Herausforderungen. Netzkonformität, Sicherheit und intelligentes Energiemanagement sind zu Schlüsselfaktoren für den erfolgreichen Betrieb großer PV- und Speicheranlagen geworden. Das Beispiel enwitec zeigt: Technologische Komplexität lässt sich durch modulare, zertifizierte Systeme und offene Kommunikationsarchitekturen beherrschen. Entscheidend ist dafür ein integrierter Ansatz, der Schutz, Regelung und Management zu einer durchgängigen Lösung verbindet – und so den Weg für eine stabile, dezentrale Energiezukunft ebnet. ■



DER AUTOR

PATRICK SCHULZE

ist Journalist für Wordfinder.

Stand der Digitalisierung in den Verteilnetzen 2025

Eine gemeinsame Studie zum Stand der Digitalisierung in den Verteilnetzen veröffentlichen zum zweiten Mal envelio, Anbieter von Smart-Grid-Software, und energate. Die Studie basiert auf einer Befragung von 130 Fach- und Führungskräften bei Verteilnetzbetreibern in Deutschland, Österreich und der Schweiz.

Hintergrund der Studie ist die zunehmende Komplexität der Energieinfrastruktur im Zuge der Energiewende: Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien wird die Stromversorgung dezentraler und volatiler. Hinzu kommen neue Lastspitzen, etwa durch den Anschluss privater Ladepunkte oder Wärmepumpen. Der Wandel stellt Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Um die Stromnetze während der Transformation effizient überwachen, steuern und planen zu können, ist ein hohes Maß an Digitalisierung und Automatisierung erforderlich. Doch inwieweit ist dies den Verteilnetzbetreibern in Deutschland, Österreich und der Schweiz bereits gelungen? Envelio

und energate haben es mit der Studie in Erfahrung gebracht.

Interne Faktoren bremsen weiter die digitale Transformation

Im Vergleich zum letzten Jahr stagniert der Grad der Digitalisierung bei den befragten Netzbetreibern. Zudem ist weniger als ein Zehntel weitgehend automatisiert – einen digitalen Zwilling setzt weniger als die Hälfte der Netzbetreiber ein. Darüber hinaus geben rund 72 % der deutschen Netzbetreiber an, künstliche Intelligenz zu nutzen, allerdings bleibt diese in der Regel auf Pilot- oder Analyseprojekte beschränkt. Eine systemische Einbindung in operative Steuerungsprozesse erfolgte bislang nicht.

Das volle Potenzial digitaler Lösungen und KI wird demnach noch immer nicht ausgeschöpft. Woran hakt es? Wie schon die erste, zeigt auch die zweite Umfrage, dass es vor allem interne und weniger externe Umstände sind, welche die digitale Transformation ausbremsen. Die technische Integration digitaler Systeme bereitet den Befragten Schwierigkeiten. Zudem mangelt es an internem Know-how und – in 2025 deutlich mehr – Expertise zur IT-Sicherheit.

Fehlende Transparenz und Datenintegration

Das Niederspannungsnetz erweist sich erneut als kritischer Punkt. Die Umsetzung von § 14a und § 12 EnWG ist nach wie vor



Es sind weniger externe, sondern vor allem interne Umstände, die die digitale Transformation ausbremsen. Doch die Digitalisierung und Automatisierung nehmen Fahrt auf.

Bild: © SGr/stock.adobe.com

ausbaufähig: Lediglich 4 % beziehungsweise 9 % der befragten Netzbetreiber haben diese Vorgaben vollständig realisiert. Etwas weiter ist die Branche bei der Einspeisung nach § 9 EEG, wo immerhin 11 % eine vollständige Umsetzung melden – doch auch hier bleibt die Mehrheit noch weit vom Ziel entfernt. Dennoch geht ein Großteil der Netzbetreiber davon aus, die Vorgaben zur Steuerung bald umzusetzen.

Potenziale der Digitalisierung nutzen

Die Studie zeigt, dass Netzbetreiber längst begriffen haben, welche essenzielle Rolle Digitalisierung und Automatisierung künftig für Netzbetrieb und -planung

spielen. Die Entwicklung nimmt Fahrt auf: Immer mehr Netzbetreiber arbeiten daran, ihren Betrieb umzustellen, neu zu denken und moderne digitale Technologien – etwa einen digitalen Zwilling oder künstliche Intelligenz – einzusetzen beziehungsweise deren Einsatz vorzubereiten. Gebremst wird dieser Prozess nach wie vor von strukturellen, weniger von technischen Hindernissen.

Dr. Simon Koopmann, CEO von envelio, betont: „Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende hängt entscheidend von der Leistungsfähigkeit unserer Netze ab. Transparenz, Automatisierung und eine Flexibilisierung der Netze sind Schlüsselkomponenten für eine kosteneffiziente Energiewende. Die Ergebnisse unserer

zweiten Studie zeigen, dass nach wie vor Handlungsbedarf besteht. Die Umsetzung eines vollständigen digitalen Zwillings seines Netzes sollte bei jedem Netzbetreiber als No regret move umgesetzt werden, um dann konsequent Nutzen aus der Digitalisierung durch automatisierte Prozesse zu heben.“ Martin Schraa, Mitglied der Geschäftsleitung bei energate, ergänzt: „Die Neuauflage unserer Studie zeigt eindrücklich: Die Digitalisierung der Netzstrukturen ist kein isoliertes Projekt, das auf einen klaren Abschluss zusteuert. Vielmehr handelt es sich um eine Daueraufgabe, die neue Prozesse und ein neues Mindset im Netzbetrieb erfordert. Diese Erkenntnis scheint sich immer weiter durchzusetzen.“ ■



Um die Stromnetze während der Transformation effizient überwachen, steuern und planen zu können, ist ein hohes Maß an Digitalisierung und Automatisierung erforderlich.

Bild: © DC Studio/stock.adobe.com



Wirkleistungsbeschränkungen, reduzierte Wirkleistungsgradienten, Limitierungen vermarktbarer Regelleistung sowie vorzeitige Fahrplanfestlegungen rücken zunehmend in den Fokus des Anspruchs Netzstabilität.

Bild: © ra2 studio/stock.adobe.com

Netz, Speicher und Markt integrativ denken

Der schnelle Ausbau von Großbatteriespeichern ist ein zentraler Baustein und Treiber der Energiewende. Zugleich stellt der „Batterie-Tsunami“ Speicher- und Netzbetreiber sowie Vermarkter vor neue technische, operative und wirtschaftliche Herausforderungen. Besonders vier Betriebsvorgaben – Wirkleistungsbeschränkungen, reduzierte Wirkleistungsgradienten, Limitierungen vermarktbarer Regelleistung und vorzeitige Fahrplanfestlegungen – rücken zunehmend in den Fokus. Sie sollen Netzstabilität sichern, erzeugen jedoch auch systemische Effekte, die weit über den Speicherbetrieb hinausgehen.

Das Ziel einer Kurzstudie ist daher für green flexibility klar: Sichtbarmachen der Perspektiven von Netzbetreibern, Speicherbetreibern und Vermarktern und Schaffen eines gemeinsamen Verständnisses der Wirkmechanismen. Nur so können künftige Instrumente entwickelt werden, die Netzstabilität sichern und gleichzeitig die volkswirtschaftliche Bedeutung von Flexibilität erhalten. „Wir wollen ein Teil der Lösung sein“, unter-

streicht Christina Hepp, Director Strategy von green flexibility. „Dafür braucht es ein gegenseitiges Zuhören und das Verständnis, wie unterschiedliche Werkzeuge die Interessen von Netz, Markt, System und Speicherbetrieb zusammenbringen können. Wenn wir die Wirkung dieser Ansätze gemeinsam bewerten, entstehen Lösungen, von denen alle profitieren. Genau hier möchten wir entscheidende Impulse setzen.“

Vier Eingriffsmöglichkeiten

Die Analysen green flexibility zeigen: Die Einschränkungen adressieren reale Herausforderungen der Netzbetriebsführung. Gleichzeitig bergen sie volkswirtschaftliche Nachteile, die bei flächendeckender Anwendung sowohl die Effizienz des Strommarkts, die Nutzung vorhandener Netzkapazitäten als auch die Flexibilität des Gesamtsystems beeinträchtigen können. Zentrale Erkenntnisse aus den

vier untersuchten Eingriffsmöglichkeiten lauten:

1. Wirkleistungsbeschränkungen

Sie reduzieren lokale Netzrisiken und sichern planbare Netzauslastungen. Doch die Ausgestaltung entscheidet über die volkswirtschaftliche Wirkung:

Statische Leistungsbegrenzungen führen im untersuchten Netzgebiet zu 5840 eingeschränkten Stunden, während dynamische Beschränkungen mit nur 240 Stunden nahezu denselben netzplanerischen Effekt erzielen.

Entsprechend unterscheiden sich die Erlöswirkungen: Statische Hüllkurven -25 %, dynamische Vorgaben -1 %.

Dadurch gehen wertvolle Flexibilität verloren, insbesondere dann, wenn Speicher das System eigentlich entlasten könnten. Das kann Märkte verfestigen, Liquidität senken und die wohlfahrtsökonomische Wirkung von Batteriespeichern deutlich schmälern.

2. Vorzeitige Festlegung von Fahrplänen

Vorzeitige Festlegung von Fahrplänen erhöhen die Steuerbarkeit für Netzbetreiber, entziehen dem Markt aber die flexibelste Technologie genau dann, wenn Intraday-Liquidität und Prognosekorrekturen am dringendsten benötigt werden. Das führt zu mehr Extrempreisen, höherem Regellenergiebedarf und steigenden Systemkosten. Eine weitreichende Einschränkung der Intraday-Flexibilität würde den Kernnutzen von Großspeichern erheblich beeinträchtigen. Hier ist es wichtig, Lösungen zu finden, die Netzsicherheit und kurzfristige Flexibilität gleichermaßen berücksichtigen.

3. Begrenzung der Wirkleistungsgradienten

Flachere Rampen senken Frequenzabweichungen, die durch schnelle Leistungsabänderungen entstehen – verhindern aber, dass Speicher kurzfristig auf Prognosefehler oder volatile Einspeisemuster reagieren. Im Modell sinken die Erlöse bei einer 6-%-Gradientenvorgabe um 13 %. Gleichzeitig verliert das System einen wesentlichen Vorteil von Batteriespeichern: Geschwindigkeit und sofortige Regelfähigkeit.

4. Limitierung vermarktbaren Regelleistung

Aus Netzsicht nachvollziehbar, da Regelleistungseinsätze schwer planbar sind.



Die vier Vorgaben sollen lokale Netzprobleme lösen, verursachen aber gleichzeitig systemweite Effizienzverluste, höhere Kosten für Verbraucher, sinkende Marktflexibilität und langfristig geringere Investitionsanreize.

Bild: © ThomBal/stock.adobe.com

Ökonomisch jedoch problematisch: Eine Limitierung auf 20 % der installierten Leistung reduziert die abgerufene Regelleistung eines 10 MW Speichers um bis zu 50 % – trotz Cross-Market-Optimierung. Das verknappt das Angebot, erhöht Preise und verschiebt Speicher stärker in den Wholesale-Markt, wo wiederum Lastspitzen entstehen können.

Volkswirtschaftliche Problemstellung und Lösungsansätze

Alle vier Vorgaben erzeugen ein wiederkehrendes Muster: Sie sollen lokale Netzprobleme lösen, verursachen aber gleichzeitig systemweite Effizienzverluste, höhere Kosten für Verbraucher, sinkende Marktflexibilität und langfristig geringere Investitionsanreize – also genau jene Effekte, die eine erfolgreiche Energiewende schwächen.

Die Studie zeigt: Starre Vorgaben führen selten zur optimalen Lösung. Stattdessen könnten dynamische, datengestützte und netzzustandsbasierte Modelle Netzsicherheit gewährleisten, ohne den volkswirtschaftlichen Nutzen von Großbatteriespeichern stark einzuschränken. Beispiele sind:

- dynamische Wirkleistungsbeschränkungen statt statischer Hüllkurven,
- standortspezifische statt pauschaler Gradientenvorgaben sowie Entkopplung von physikalischen und bilanziellen Mengen,
- dynamische Freiräume für die Regelleistungsvermarktung,
- mehr Datenaustausch inklusive Übermittlung granularer Plandaten.

Diese Ansätze sollen als Grundlage für weitere Diskussionen bieten und sind mögliche Richtungen – Bausteine für eine Zukunft, in der alle Beteiligten gewinnen können.

Fazit: Die beste Lösung entsteht gemeinsam

Speicherbetreiber, Netzbetreiber und Vermarkter verfolgen jeweils legitime Ziele. Die Herausforderung liegt darin, sie nicht gegeneinander, sondern miteinander zu denken. Green flexibility will Teil der Lösung sein – nicht mit fertigen Forderungen, sondern mit Offenheit, Daten, Analysen und Dialogbereitschaft. Nur in diesem Zusammenspiel lassen sich Netzsicherheit, Marktliquidität und volkswirtschaftliche Effizienz gleichzeitig gewährleisten. ■

Messtechnik sichert ressourcenschonenden Netzausbau

Die Energiewende braucht leistungsstarke Netze: Die Gleichstromverbindung „A-Nord“ bringt Windenergie von der Nordsee in die Verbrauchszentren. Hölscher Wasserbau sorgt mit professionellem Grundwassermanagement für die sichere Kabelverlegung und den Schutz der Umwelt – unterstützt durch Messtechnik von Endress+Hauser.

sind entlang des Projektabschnitts im Einsatz und erfassen kontinuierlich die relevanten Daten zu Entnahme, Aufbereitung und Wiedereinleitung des Grundwassers. Eine zentrale Rolle übernimmt das magnetisch-induktive Durchflussmessgerät „Promag W 800“: Es erfasst nicht nur jeden entnommenen und wieder eingeleiteten Liter, sondern dokumentiert diesen auch. Damit ermöglicht das Gerät den gesetzlich geforderten Nachweis und schafft die Voraussetzung, dass ökologische Standards eingehalten werden.

Einsatz in verschiedenen Bauphasen

Die Einsatzbedingungen auf einer Großbaustelle wie A-Nord sind anspruchsvoll. Viele Einleitstellen liegen nicht in unmittelbarer Nähe zur Infrastruktur, sondern inmitten landwirtschaftlicher Flächen oder abseits befestigter Wege, wo es weder Stromanschlüsse noch eine feste technische Versorgung gibt. Der Promag W 800 ist für solche Situationen ausgelegt: Mit seinem langlebigen Akku kann er über einen Zeitraum von bis zu 15 Jahren unabhängig arbeiten. Auch anhaltende Nässe, schlammiger Untergrund oder wechselnde Temperaturen beeinträchtigen seine Funktionsfähigkeit nicht. Selbst wenn das Gerät im Erdreich eingebaut oder zeitweise unter Wasser eingesetzt wird, bleibt es zuverlässig im Betrieb.

Sein Nutzen zeigt sich in den einzelnen Bauabschnitten der Kabeltrasse: Bei der gezielten Grundwasserabsenkung erfasst er die anfallenden Wassermengen und dokumentiert ihre Rückführung nach der Aufbereitung. Auch in den regelmäßig angelegten Muffengruben, über die die Stromkabel in die Leerrohre eingezogen werden, sorgt er für Transparenz: Rund 400 Kolbenpumpen halten dort die Bau-

Jeden Kilometer gibt es eine Muffengrube, über die Stromkabel in Leerrohre verlegt werden.

Bilder: Endress+Hauser

Die Energiewende ist nicht nur ein politisches Ziel, sondern eine der größten Infrastrukturaufgaben der kommenden Jahrzehnte. Während in der Nordsee immer mehr Windparks entstehen, stellt sich die Frage: Wie gelangt die dort erzeugte Energie zuverlässig in die Verbrauchszentren Deutschlands? Die Antwort: über leistungsstarke Gleichstromverbindungen wie A-Nord, die künftig grünen Strom aus dem Norden in den Westen und Süden des Landes transportieren.

Damit dieses Großprojekt gelingt, müssen jedoch enorme bauliche und technische Herausforderungen gemeistert werden – insbesondere im Umgang mit dem Grundwasser. Hier setzt Hölscher Wasserbau an, Spezialist im Bereich vernetzte Lösungen für Grundwasser: Das Grundwassermanagement des Unternehmens schafft die Voraussetzung dafür, dass die Kabeltrassen sicher im Erdreich verlegt

werden können, ohne das ökologische Gleichgewicht zu gefährden. Denn beim Bau solcher Großprojekte wird Grundwasser in großen Mengen abgesenkt. Durch unkontrolliertes Abpumpen können Böden austrocknen, Vegetation geschädigt oder angrenzende Flüsse und Bäche in ihrer natürlichen Balance beeinträchtigt werden. Zudem schreibt die Oberflächengewässerverordnung (OGewV) klare Grenzwerte für die Wiedereinleitung von Wasser in natürliche Gewässer vor. Deshalb ist das abgepumpte Grundwasser vor der Rückführung sorgfältig aufzubereiten und von Stoffen wie Eisen zu befreien.

Schlüssel für sicheres Grundwassermanagement

Damit Hölscher diese Anforderungen im Baualltag zuverlässig erfüllen kann, setzt das Unternehmen auf präzise Messtechnik von Endress+Hauser. Insgesamt 34 Geräte



Der „Promag W 800“ misst die Menge an Grundwasser.



Mit speziellen Filtern wird Eisen aus dem Wasser entfernt und so das Wasser aufbereitet.

gruben trocken, während die Messtechnik die geförderten Wassermengen lückenlos nachvollziehbar macht.

Ein weiterer Vorteil besteht in der einfachen Handhabung vor Ort. Über die integrierte Bluetooth-Schnittstelle lassen sich die Messwerte direkt auf mobile Endgeräte übertragen und mit der „Smartblue“-App abrufen. So können Fachkräfte die Daten jederzeit kontrollieren und das Gerät bei Bedarf neu konfigurieren. Da die Wasserzähler im Verlauf der Bauarbeiten regelmäßig versetzt werden müssen, erleichtert diese flexible Anpassbarkeit den Umgang erheblich und sorgt dafür, dass die Messungen ohne Unterbrechung fortgeführt werden können.

Das Ökosystem schützen

Enthält das geförderte Wasser eine zu hohe Konzentration an Eisen, wird es in Entei-

senungsanlagen aufbereitet und über spezielle Kiesfilter gereinigt. Ohne diese Reinigung könnte Eisen ins Oberflächenwasser gelangen und dort Ablagerungen verursachen, die Flüsse und Bäche belasten oder Lebensräume für Pflanzen und Kleintiere verändern. Der „Promag W 10“, ein weiteres magnetisch-induktives Durchflussmessgerät für Wasseranwendungen, misst die Durchflussmengen und weist damit nach, wie viel Wasser tatsächlich den Filterprozess durchläuft.

Ergänzt wird das System durch den Drucktransmitter „Cerabar PMC21“, der die Druckverhältnisse in den Anlagen überwacht. Stabile Druckwerte zeigen an, dass die Pumpen und Filter ordnungsgemäß arbeiten. Ein plötzlicher Druckabfall könnte zum Beispiel auf ein Leck hindeuten, während ein zu hoher Druck

Schäden an den Leitungen verursachen könnte. Die robuste Keramikmembran und die Schutzart IP68 stellen sicher, dass der Sensor auch unter schwierigen Bedingungen zuverlässig arbeitet.

Wasserneutralität als Leitlinie für die Zukunft

Die präzise Erfassung und Dokumentation der Wassermengen ist ein zentraler Bestandteil des Projekts A-Nord – und zugleich ein Baustein für weiterreichende Ziele. Hölcher richtet das Handeln darauf aus, bis 2030 wasserneutral zu arbeiten. Damit soll so viel Wasser in den Grundwasserleiter zurückgeführt werden, wie zuvor entnommen wurde, sodass die Eingriffe in den natürlichen Kreislauf langfristig ausgeglichen bleiben. Die eingesetzte Messtechnik schafft dafür die Grundlage, indem sie Transparenz ermöglicht und sicherstellt, dass ökologische und rechtliche Anforderungen dauerhaft eingehalten werden – ein gemeinsames Verständnis von Verantwortung, das Hölcher und Endress+Hauser verbindet. ■



Die Zusammenarbeit von Hölcher Wasserbau und Endress+Hauser ist durch ein gemeinsames Verständnis für die ökologische und rechtliche Verantwortung gekennzeichnet.

Wie tausende Stromspeicher das Netz stabilisieren

Die Energiewende bringt das deutsche Stromnetz zunehmend an seine Grenzen. Am stärksten dort, wo die Energiewende direkt stattfindet: in den Verteilnetzen. Daher kämpfen besonders Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber mit schwankender Einspeisung aus Photovoltaikanlagen, lokalen Überlastungen und einem steigenden Bedarf an Flexibilität. Der Netzausbau gilt zwar als Lösung, ist jedoch teuer und dauert Jahre. Eine praxisnahe, schnell verfügbare Alternative bietet das virtuelle Kraftwerk (VPP) von sonnen.

Anstatt auf wenige große Batteriespeicher zu setzen, vernetzt sonnen zehntausende Heimspeicher zu einem digitalen Gesamtsystem. Aktuell kann das Unternehmen täglich bereits 10.000 Haushalte in Deutschland vernetzen und für das Stromnetz bereitstellen, weltweit sind es über 20.000. Diese virtuellen Kraftwerke können innerhalb von Sekunden auf Schwankungen reagieren – direkt dort, wo Energie entsteht oder gebraucht wird. Diese Dezentralität ist kein Nischenthema mehr: Heimspeicher stellen mit rund 19 GWh inzwischen die bei Weitem größte Speicherkapazität in Deutschland. Zum Vergleich: Alle industriellen Großspeicher zusammen kommen

auf etwa 3 GWh. Damit liegt in den Kellern und Garagen deutscher Haushalte ein enormes, bislang weitgehend ungenutztes Potenzial – theoretisch sofort verfügbar, insbesondere, wenn künftig intelligente Messsysteme (Smart Meter) flächendeckend eingesetzt werden.

Netzstabilisierung auf Straßenebene

Für Stadtwerke und Netzbetreiber eröffnet das VPP völlig neue Möglichkeiten. Wird in einem Straßenzug an sonnigen Tagen zu viel Solarstrom eingespeist, puffert das VPP die überschüssige Energie lokal ab. Bei

Engpässen gibt es gezielt wieder Strom ins Netz zurück. Das funktioniert straßengenau und reduziert Spitzenlasten, ohne dass Transformatoren oder Leitungen verstärkt werden müssen. So lassen sich Investitionen in den Netzausbau gezielt vermeiden oder zumindest verschieben.

Eine typische sonnen-Batterie bietet eine Leistung von einigen Kilowatt. Das allein würde dem Stromnetz nicht viel bringen. Doch sonnen vernetzt tausende Heimspeicher miteinander, sodass eine steuerbare Leistung von mehreren Megawatt zur Verfügung steht, um das Stromnetz gezielt zu unterstützen. Bilder: sonnen



Die Sonnen-Batterie mit ihrem integrierten Energiemanager ist gleichzeitig die Schnittstelle zu anderen Geräten im Haus wie Wärmepumpe oder Charger oder auch zum Energiemarkt. Zentrales Element für das virtuelle Kraftwerk ist der Smart Meter.

Mit dem Solarspitzengesetz und dem § 14a EnWG erhalten Haushalte einen klaren Anreiz, ihre Energieflüsse intelligent zu steuern. Wer Eigenverbrauch, Einspeisung und Speicher digital vernetzt, kann diese Anforderungen bestens abdecken. Haushalte, die ihre Sonnen-Batterie in das VPP einbinden, erfüllen nicht nur die gesetzlichen Anforderungen, sondern können aktiv am Energiemarkt teilnehmen. Das schafft zusätzliche Einnahmemöglichkeiten und macht die Investition in einen Heimspeicher wirtschaftlich noch attraktiver, sodass hier kaum öffentliche Investitionen notwendig sind.

Technologisch erprobt und sicher

Das Sonnen-VPP wurde erstmals 2018 für die Erbringung von FCR vom Übertragungsnetzbetreiber Tennet präqualifiziert. Mittlerweile gilt das auch für die Regelzonen von Amprion und Transnet-BW. Es ist außerdem in den USA und Belgien erfolgreich im Einsatz – jeweils unter unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen und Dienstleistungen. Das System reagiert automatisiert auf Frequenzabweichungen und Preissignale und kann Leistung in Echtzeit bereitstellen.

Ein wichtiger Aspekt in Zeiten globaler Abhängigkeiten: Das Unternehmen Sonnen betreibt seine IT-Infrastruktur vollständig in Deutschland und unterliegt damit den europäischen Datenschutz- und Sicherheitsstandards. Für Netzbetreiber ist das ein Pluspunkt – insbesondere im Kontext der aktuellen Diskussion über die Datensouveränität und Sicherheit bei chinesischen Wechselrichtern und Komponenten.

Fazit

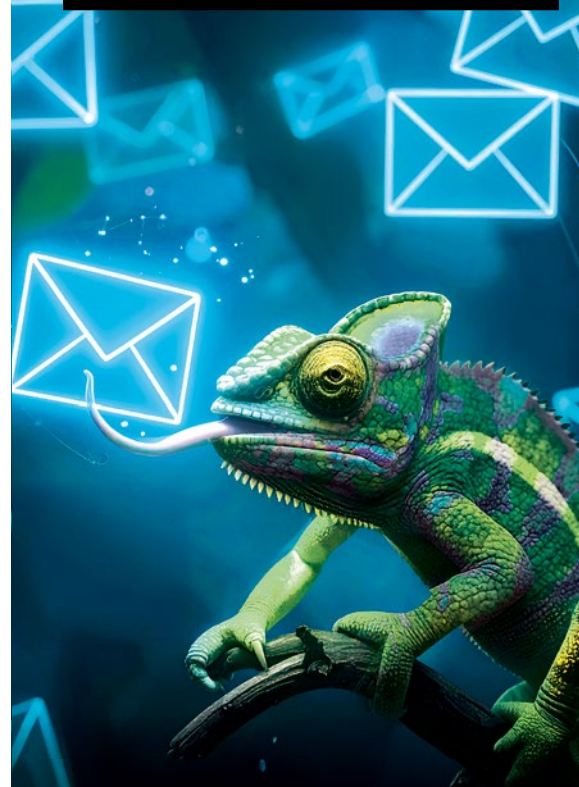
Virtuelle Kraftwerke wie das von Sonnen verbinden tausende kleine Speicher zu einem großen Ganzen – und machen das Stromsystem flexibler, sicherer und effizienter. Während zentrale Großspeicher nur punktuell wirken, kann das VPP überall dort aktiv werden, wo Menschen bereits Solarstrom erzeugen und speichern können. So entsteht eine neue Form der Energieinfrastruktur: dezentral, digital und bürgernah. Für Netzbetreiber bedeutet das, die Energiewende nicht mit mehr Kupfer, sondern mit mehr Intelligenz zu gestalten – ganz nach dem Prinzip: nicht härter arbeiten, sondern smarter. ■

Eine der wichtigsten Aufgaben des virtuellen Kraftwerks von Sonnen ist das Bereitstellen von Regelleistung wie FCR (Frequency Containment Reserve), was dem Aufrechterhalten der Netzfrequenz von 50 Hz dient.



AUS DEM
BRANCHENDICKICHT
GESCHNAPPT!

DER
NEWSLETTER,
DER ZU
IHNEN PASST.



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



[https://r-energy.eu/
newsletter](https://r-energy.eu/newsletter)

r.energy

eine Marke vom

**WIN
VERLAG**

Energie im Kern neu denken

Strompreise schwanken, Netzentgelte steigen. Mit „Greencore AI“ schafft Greenflash ein Energiesystem, das vorausdenkt und diese Unsicherheit mit Planbarkeit kontert. Die KI-basierte Software vernetzt PV-Anlagen, Speicher, Ladeinfrastruktur und Verbraucher, berechnet Bedarf und Börse voraus und steuert das intelligente Energiesystem in Echtzeit. Greencore AI kappt Lastspitzen, schützt vor Verlusten bei negativen Tarifen und kann die Stromkosten auf unter 9 ct drücken – bei einem Autarkiegrad von mehr als 70 %. **VON JAN OSTERKAMP**



Bei mehreren Kunden von Greenflash ist die KI-basierte Software „Greencore AI“ bereits im Einsatz und generiert massive Kosten- und CO₂-Einsparungen. Das Bild zeigt das Energiesystem mit PV und Speicher der Unternehmen Giga Coating und System Trailers in Twist im Emsland mit einer Gesamtleistung von mehr als 2 MWp. Bilder: Greenflash

Die Schicht läuft, die Maschinen brummen. Auf dem Leitstand eines großen Industrieunternehmens wandern Kurven über mehrere Bildschirme, gelb die Eigenstromerzeugung, blau der Speicherstatus und grün der aktuelle Strompreis. Es ist kurz nach Mittag, die Börsenpreise kippen ins Negative. In dem Moment kappt das unternehmenseigene Energiesystem die Verbindung zum Netz und lädt stattdessen den Stromspeicher. Keine Hektik, kein Zuruf. Die Entscheidung fällt automatisch. Grundlage ist Greencore AI, die KI-basierte Software von Greenflash.

Greencore AI verknüpft alle Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher eines Unternehmens zu einem lernfähigen Gesamtsystem, das Erzeugung, Beschaffung, Speicherung und Verbrauch permanent optimiert. Die Software antizipiert Bedarf und Markt, berücksichtigt Hochlastzeitfenster und verhindert Verluste bei negativen Strompreisen. Damit nutzen Unternehmen immer den günstigsten Strom.

Nachhaltig und wirtschaftlich

Greencore AI ist das Herz eines ganzheitlich gedachten, nachhaltigen Energiesystems. Typischerweise bestehen die Projekte von Greenflash aus einer oder mehreren Photovoltaikanlagen, einem Batteriespeicher, Ladeinfrastruktur für E-Mobilität sowie einem intelligenten Lastmanagement. Die Software analysiert fortlaufend die Ist-Daten, bildet Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen mit selbstlernenden Modellen unter Berücksichtigung von historischen Daten. Die Steuerung wird dann mithilfe fester Algorithmen innerhalb definierter Grenzen umgesetzt. Stromerzeugung und Flexibilitätsnutzung werden im Voraus geplant und Besonderheiten wie atypische Netznutzung sowie die Begrenzung von Lastspitzen automatisch miteinbezogen.

Die KI-basierte Software ist kompatibel mit allen gängigen Komponenten eines modernen Energiesystems, der Optimie-

rungsprozess geschieht in Echtzeit. Dabei liefert ein Dashboard den Überblick über Erzeugung, Verbrauch, Einspeisung und Bezug. Anwender sehen auf einen Blick, wie sich ihr System verhält und welche Maßnahmen welchen Effekt haben. „Mit unserem ganzheitlichen Energiesystem und Greencore AI sind Unternehmen in der Lage, ihre Stromkosten um bis zu 70 % zu senken“, sagt Niklas Bärk, CTO bei Greenflash. „Das zahlt nicht nur auf die Nachhaltigkeitsziele, sondern vor allem auf die Wirtschaftlichkeit ein.“

Die wichtigsten Funktionen und ihr Nutzen

Ganzheitliche Optimierung in Echtzeit: Greencore AI orchestriert Erzeugung, Speicher, Verbraucher und Marktpreise kontinuierlich anhand belastbarer Prognosen. Das heißt, es wird stets die kostengünstigste Option gewählt. Der externe Strombezug sinkt, die Unabhängigkeit steigt.

Einspeiseschutz bei negativen Strompreisen: Sobald Einspeisen Geld kosten würde, riegelt die Software ab oder verschiebt den Strom in geeignete Verbraucher beziehungsweise in den Speicher. Direkte Verluste werden so vermieden. Über das Jahr ergeben sich Einsparungen, die laut Greenflash im fünfstelligen Bereich liegen können.

Lastspitzenmanagement und Hochlastzeitfenster: Die Software kappt aktiv die Lastspitze und bildet das komplexe Handling der atypischen Netznutzung ab. Dabei wird der Speicher nicht nur für die atypische Netznutzung eingesetzt, sondern agiert auch im Mischbetrieb. Die Entgelte für Leistungsspitzen fallen dadurch geringer aus. Das Energiesystem wird planbar, selbst bei stark schwankendem Bedarf.

Optimierter Stromeinkauf und automatisierter Börsenhandel: Greencore AI agiert vorausschauend am Markt, kauft

dann zu, wenn es sinnvoll ist, und reagiert auf Preisschwankungen ohne Verzögerung. Dadurch sinkt der Beschaffungspreis, gleichzeitig werden Risiken aus dem volatilen Markt minimiert.

Echtzeit-Dashboard und Datenhistorie: Die Software stellt die Historie aller relevanten Daten transparent dar und bietet Live-Ansichten. So stützen sich Entscheidungen auf Zahlen, nicht auf Annahmen. Der Betrieb wird nachvollziehbar und audittierbar.

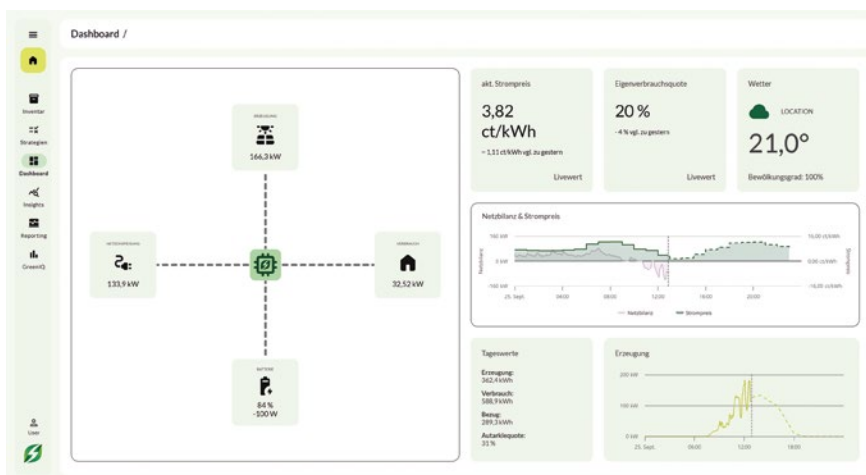
Stromkosten unter 9 ct/kWh möglich

Verknüpft mit den schlüsselfertigen Energiesystemen von Greenflash lassen sich mit Greencore AI die Stromkosten im Optimalfall auf unter 9 ct/kWh senken. Ein Autarkiegrad über 70 % ist möglich. Greenflash plant, baut und betreibt die Systeme aus einer Hand, inklusive detaillierter Zeit- und Kostenplanung. Daraus resultierten in der Regel Amortisationszeiten von drei bis fünf Jahren.

Hinzu kommt der Faktor Versorgungssicherheit: Greencore AI reduziert den externen Bezug dauerhaft und erhöht damit die Unabhängigkeit des Unternehmens. Dabei sind die Systeme auf Erweiterbarkeit ausgelegt, sodass künftige Komponenten und Technologien angebunden werden können. „Mit unseren Systemen bieten wir Unternehmen nicht weniger als die weitgehende Unabhängigkeit vom schwankenden Strommarkt und damit einen deutlichen Wettbewerbsvorteil“, betont Bärk. „Die Investition amortisiert sich schneller als andere Versorgungslösungen, und unsere Kunden profitieren unmittelbar von signifikant niedrigeren Gesamtenergiekosten.“



Das Schaubild illustriert, wie Greencore AI in das intelligente Energiesystem eingebunden ist und sämtliche Prozesse steuert.



Ganzheitliche Optimierung: Greencore AI optimiert anhand von Prognosen in Echtzeit das Energiesystem.



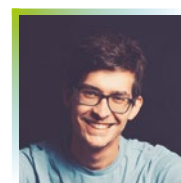
Einspeiseschutz bei negativem Strompreis: Die KI-basierte Software verhindert Verluste bei Überschüssen und negativen Strompreisen.

Bisherige Referenzen mit durchweg positiven Ergebnissen

Derzeit ist Greencore AI bereits bei mehreren Kunden im Einsatz. Dazu zählen eine Eisengießerei, ein Textilunternehmen und ein Duo aus industrieller Oberflächenbeschichtung und Sonderfahrzeugbau. In allen drei Fällen ist die Produktion energieintensiv und setzte bislang stark auf fossile Energieträger. Mit der Umstellung auf ein intelligentes, erneuerbar gestütztes Energiesystem plus Greencore AI ergeben sich an allen Standorten massive Kosten- und CO₂-Einsparungen. Nach Angaben eines der Unternehmen, summieren sich allein die Einsparungen durch Vermeidung negativer Strompreise pro Jahr auf einen fünfstelligen Betrag. In der Praxis bestätigt sich außerdem, dass die Verbrauchsprognosen tragfähig sind und die Visualisierung von Erzeugung, Verbrauch, Lieferung und Bezug den Betrieb deutlich transparenter macht.

Fazit: Strom neu denken, Wettbewerb neu definieren

Die genannten Zielgrößen von Greenflash sind klar: Stromkosten unter 9 ct, ein Autarkiegrad über 70 %, Amortisation im Korridor von drei bis fünf Jahren. Diese Werte sind keine abstrakten Versprechen, sondern das Ergebnis einer Vorgehensweise, die Planung, Umsetzung und Betrieb konsequent zusammenführt. Entscheidend ist die Verbindung aus Hardware und Software. Erst die Orchestrierung durch Greencore AI hebt das volle Potenzial der Anlagen, weil Erzeugung, Beschaffung und Verbrauch optimal aufeinander abgestimmt werden.



DER AUTOR

JAN OSTERKAMP

ist Produktverantwortlicher für „Greencore AI“ bei Greenflash.

Lokale Windenergie als Geschäftsmodell der Zukunft

Die Energiewende verändert nicht nur die Erzeugungslandschaft, sondern auch die Rolle klassischer Energieversorger. Stadtwerke, regionale Versorger und Netzbetreiber stehen zunehmend vor der Aufgabe, neue Geschäftsmodelle zu entwickeln, die Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz verbinden. Lokale Windenergie – insbesondere in Form von Direktbelieferungs- und Eigenstrommodellen – rückt dabei verstärkt in den Fokus. Doch wie ist der aktuelle Stand in Deutschland? Und welche Chancen ergeben sich speziell für Versorger? **VON HEIKO BÖLLI**

Die physische Direktbelieferung von Unternehmen mit lokal erzeugtem Windstrom (On-Site-PPA) ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz verankert. Dabei wird Strom über eine Direktleitung außerhalb des öffentlichen Netzes vom Windpark zum Abnehmer geliefert. Für Versorger eröffnen sich hier neue Rollen: als Projektentwickler und Betreiber lokaler Windparks, als Vertragspartner und Stromlieferant im Rahmen von On-Site-PPA-Modellen sowie als Dienstleister für Planung, Betrieb, Abrechnung und Monitoring. Der große Vorteil dieser Modelle liegt in der Umgehung von Netzentgelten sowie bestimmten Abgaben und Umlagen, was sie für energieintensive Unternehmen wirtschaftlich attraktiv macht. Gleichzeitig ermöglichen sie Versorgern, Kunden langfristig zu binden und regionale Wertschöpfung zu stärken.

Dass das Interesse wächst, bestätigt auch der Bundesverband Windenergie. In der Praxis bremsen komplexe Genehmigungs- und Regulierungsanforderungen entsprechende Projekte. Doch das 2024

realisierte Beispiel zur Direktbelieferung von Thyssenkrupp Hohenlimburg zeigt: Solche Modelle sind durchaus umsetzbar und können als Blaupause für weitere Vorhaben dienen. Die politische Zielsetzung der Bundesregierung, physische Direktversorgungsmodelle auszuweiten, deutet darauf hin, dass Versorger sich frühzeitig strategisch positionieren sollten.

Neue Perspektiven für Stadtwerke und regionale Versorger

Auch die Eigenstromversorgung von Unternehmen durch eigene Windenergieanlagen gewinnt an Bedeutung. Zwar sind Planung, Bau und Betrieb von Windkraftanlagen komplexer als bei der Photovoltaik, doch steigende Strompreise und der Wegfall der EEG-Umlage haben die Wirtschaftlichkeit deutlich verbessert. Für Versorger ergeben sich hier insbesondere zwei Ansatzpunkte: Betrieb von Windanlagen im Kundenauftrag sowie kooperative Modelle, bei denen Versorger, Kommunen und Unternehmen gemeinsam investieren

Die Wirtschaftlichkeit hängt maßgeblich von Standort, Anlagengröße sowie Investitions- und Betriebskosten ab. Besonders attraktiv ist eine hohe Eigenstromnutzung. Überschüssiger Strom kann entweder über die EEG-Förderung eingespeist oder bei größeren Anlagen über Direktvermarkter vermarktet werden. Bis 100 kW installierter Leistung ist eine einfache Netzeinspeisung möglich, darüber hinaus sind Direktvermarktungslösungen erforderlich – ein weiteres Feld, in dem Versorger ihre Kompetenz einbringen können.

Flexible Nutzungskonzepte

Wenn Windstrom nicht vollständig im eigenen Betrieb genutzt wird, entstehen für Versorger zusätzliche wirtschaftliche Gestaltungsspielräume. Batteriespeicher ermöglichen es, Erzeugung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln, Lastspitzen zu glätten und Strom gezielt zu Zeiten hoher Marktpreise einzuspeisen. Darüber hinaus kann überschüssige Energie über Direktleitungen an benachbarte Unternehmen weitergegeben werden, etwa innerhalb von Gewerbe- oder Industriegebieten. In Kombination mit weiteren Sektoren wie Wärmeversorgung oder E-Mobilität lassen sich integrierte, sektorübergreifende Energiekonzepte realisieren. Solche Ansätze stärken lokale Energiekreisläufe, erhöhen die regionale Wertschöpfung und positionieren Versorger als zentrale Gestalter regionaler Energieökosysteme.

Digitalisierung als Schlüssel zum effizienten Betrieb

Windenergieanlagen sind auf eine Betriebsdauer von 20 bis 25 Jahren ausgelegt. Damit sie über diesen gesamten Zeitraum



Softwareplattformen für die Automatisierung und Prozesssteuerung versetzen Versorger in die Lage, Windenergieanlagen über ihren gesamten Lebenszyklus hinweg effizient zu betreiben und kontinuierlich an regulatorische sowie wirtschaftliche Anforderungen anzupassen.

Stadtwerke, regionale Versorger und Netzbetreiber stehen zunehmend vor der Aufgabe, neue Geschäftsmodelle für die Stromvermarktung zu entwickeln, welche Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz verbinden.

Bilder: Copa Data

wirtschaftlich und zuverlässig arbeiten, sind eine kontinuierliche Überwachung, präzise Steuerung und vorausschauende Wartung unerlässlich. Der Digitalisierung kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu. Moderne Automatisierungs- und Leitsysteme ermöglichen ein durchgängiges Monitoring der Anlagenzustände, unterstützen die frühzeitige Erkennung technischer Abweichungen und schaffen die Voraussetzung für flexible Erweiterungen – etwa durch die Integration von Batteriespeichern oder neuen Vermarktungsmodellen. Offene und erweiterbare Softwareplattformen für die Automatisierung und Prozesssteuerung wie „zenon“ von Copa-Data versetzen Versorger in die Lage, Windenergieanlagen über ihren gesamten Lebenszyklus hinweg effizient zu betreiben

und kontinuierlich an regulatorische sowie wirtschaftliche Anforderungen anzupassen. Von der Stromerzeugung über die Verteilung bis hin zur Anbindung externer Marktpartner lassen sich damit unterschiedliche Use Cases konsistent abbilden.

Lokale Windenergie als strategisches Handlungsfeld

Direktbelieferung und Eigenstromkonzepte auf Basis lokaler Windenergie sind längst keine Nischenanwendungen mehr. Für Stadtwerke und Energieversorger bieten sie die Chance, neue Geschäftsmodelle zu entwickeln, Kundenbeziehungen zu vertiefen und aktiv zur regionalen Energiewende beizutragen. Was Versorger jetzt tun sollten:

1. Direktbelieferung strategisch bewerten: On-Site-PPA-Modelle mit lokalem Windstrom als zukünftiges Geschäfts-

feld prüfen – insbesondere für Industrie- und Gewerbekunden mit hohem Strombedarf.

2. Neue Rollen aktiv besetzen: Vom klassischen Lieferanten zum Projektentwickler, Betreiber und Energiedienstleister werden – mit Fokus auf langfristige Kundenbindung.

3. Regionale Potenziale identifizieren: Geeignete Standorte, kommunale Flächen und industrielle Ankerkunden frühzeitig analysieren und zusammenbringen.

4. Überschussstrom wirtschaftlich denken: Direktvermarktung, Speicher und Quartierslösungen als integrierte Erlösbausteine mitplanen, nicht als nachgelagerte Option.

5. Digitalisierungsarchitektur überprüfen: Sicherstellen, dass Steuerungs- und Leitsysteme flexibel, technologieoffen und lebenszyklusfähig sind.

6. Regulatorische Entwicklungen vorbereiten: Interne Prozesse und Know-how so aufstellen, dass neue Vereinfachungen bei Direktversorgung schnell genutzt werden können. ■



DER AUTOR
HEIKO BÖLLI

ist Sales Manager Energy & Infrastructure bei Copa-Data.

KÜHLLösUNG

Gut gekühlt zur Energiewende

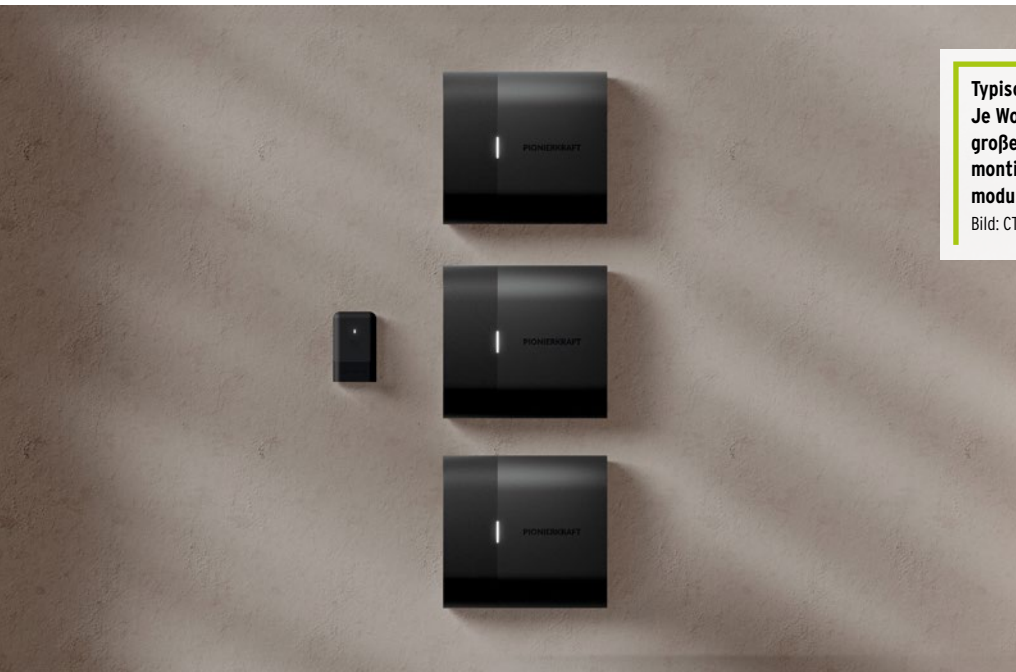
Für den Großserienstart der Mieterstromalternative des Startups Pionierkraft sollte ein Energy-Sharing-Gerät leistungsstärker, kompakter und günstiger werden. Das gelang mit der passenden Kühllösung von CTX Thermal Solutions. Der Hersteller avancierte dabei zum Full-Service-Partner für das briefkastengroße Gerät, das die Energiewende für eine Vielzahl von Mietern möglich machen soll. **VON ULF-GUIDO HELD**

100 m geformte Aluminiumstränge erstrecken sich in der Produktionshalle. Sie wurden gerade unter hohem Druck von mehreren 100 MPa durch eine Matrizie gepresst; ihre über 500 °C hohen Temperaturen werden erst einmal unter hörbarem Zischen heruntergekühlt, damit das Lamellenprofil erhalten bleibt. Noch ein paar Zwischenschritte und von den Strängen werden rund 10.000 Kühl-

körper heruntergeschnitten. Hier erfolgt gerade der Produktionsstart einer neuen Großserie. CTX Thermal Solutions begleitet das Münchener Energie-Startup Pionierkraft dabei als Full-Service-Partner. Der Kühlkörperhersteller hat unter anderem dazu beigetragen, dass das zentrale Energy-Sharing-Gerät trotz höherer Leistung nur noch halb so groß ist wie sein Vorgängermodell.

Strom teilen statt einspeisen

„Die Energiewende funktioniert nur, wenn alle mitmachen“, ist Jonas Huber vom Pionierkraft-Tech-Team überzeugt. Dass auch möglichst alle mitmachen können, ist ein Leitziel des Unternehmens. Das Konzept: ein Mieterstrommodell, das den Vermieter zwar zum Stromerzeuger, aber nicht zum Energieversorger macht. Dadurch entfallen die EEG-Bilanzierung und die >



Typische Installationssituation:
Je Wohneinheit wird ein briefkasten-
großes „Pionierkraftwerk“ übereinander
montiert. Links: das Kommunikations-
modul „Pionierkraftlink“.

Bild: CTX Thermal Solutions, Pionierkraft

damit verbundene steuerliche Komplexität. Während andere Mieterstrommodelle sich erst ab 20 Wohneinheiten rechnen, soll das Pionierkraft-Konzept auf diese Weise ab dem ersten Mieter profitabel sein.

Dreh- und Angelpunkt dieses Konzepts ist das Verteilergerät „Pionierkraftwerk“. Es misst den zur Verfügung stehenden, überschüssigen Strom einer Photovoltaikanlage und verteilt ihn sekundengenau und bedarfsorientiert auf angeschlossene Wohnungen, ehe er ins Netz eingespeist wird. Dadurch lässt sich ein Mieterstrommodell nach den Prinzipien der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung realisieren. Wechselspannung kommt dabei im Pionierkraftwerk an und wird in regelbare Gleichspannung umgewandelt. Diese Regelung stellt sicher, dass nur so viel Energie ausgeliefert wird, wie die dazugehörige Wohneinheit benötigt und beim Eigen-

tümer der Erzeugungsanlage überschüssig vorhanden ist. Zum Weiterleiten wird die Gleich- wieder zur Wechselspannung gewandelt.

90°-Wende für den Luftstrom

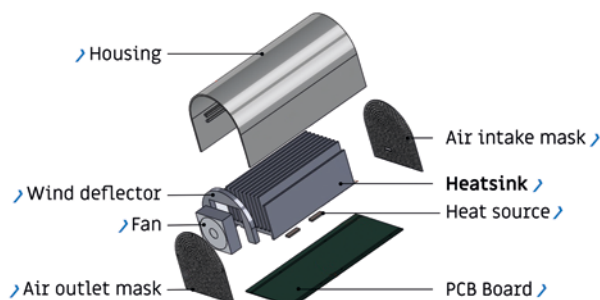
Das Konzept wurde vom Pionierkraft-Gründer Andreas Eberhardt im Rahmen seiner Bachelor-Abschlussarbeit entwickelt. Nachdem zwischen 2019 und 2024 die ersten beiden Gerätegenerationen Funktionalität und Markttauglichkeit bewiesen hatten, wollte das junge Unternehmen im Sommer 2025 mit dem Pionierkraftwerk 3.0 in der Großserie durchstarten. Für diesen Schritt sollte das Energy-Sharing-Gerät weiter optimiert werden. Es sollte an Leistung gewinnen, einfacher zu installieren sein, kostengünstiger und kleiner werden.

Eine entscheidende Rolle spielte dabei die Gestaltung des Kühlkörpers. In der Ge-

räteversion 2.0 war dieser „ein dickes Alublech mit Kühlrippen“, beschreibt es Projektleiter Jonas Huber. Der Kühlkörper war groß, schwer und leitete die Wärme über die Luft ab, die zwischen den Rippen nach oben strömte. Version 3.0 erforderte ein neues Kühlkonzept: Sie verfügt zum einen über eine von 1,6 auf 2 kW gesteigerte permanente Nennleistung, zum anderen über eine geänderte Ausrichtung des Gehäuses: Damit in den verwinkelten Kellerräumen mehrere Pionierkraftwerke übereinander installiert werden können, ohne dass sie sich gegenseitig aufwärmen, erfolgte die Wärmeableitung zur Seite. „Wir waren auf der Suche nach einem Partner, der uns nicht nur einen passenden Kühlkörper liefern konnte, sondern uns auch mit weitergehender Expertise in diesem Bereich unterstützen konnte“, schildert Huber.

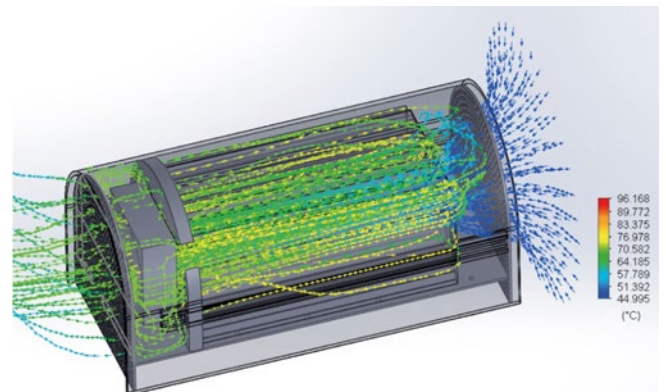
Aktive Unterstützung für passiven Kühlkörper

Auf der „embedded world 2024“ kam das Startup mit CTX ins Gespräch. Der Kühlkörperhersteller aus Nettetal hat Erfahrung mit Anforderungen, die an Kühlkonzepte für die Elektronik der Stromversorgung, Antriebs- und Steuertechnik und andere Anwendungsbereiche gestellt werden. Er verfügt über ein Portfolio, das von passiven Kühllösungen wie Profilkühlkörper bis hin zu aktiven Kühlsystemen wie Flüssigkeits-



Ein Profilkühlkörper (Heatsink) fördert den horizontalen Luftstrom, der bei Bedarf durch einen Lüfter forciert wird.

Bild: CTX Thermal Solutions



Die CTX-Lösung transportiert die Verlustleistung von maximal 200 W der Pionierkraftwerk-Elektronik ab.

Bild: CTX Thermal Solutions



CTX bietet von Standard- und individuellen Kühlkörpern bis hin zu Gehäusen sowie Front- und Rückblenden alles für die Funktionsfähigkeit von Elektronik.

Bild: CTX Thermal Solutions

kühlkörper oder Heatpipes reicht. Neben dem umfangreichen Standardprogramm realisiert CTX auch Kühlkörper nach Zeichnungsvorgabe oder begleitet Kunden bei der Neuentwicklung anwendungsspezifischer Kühllösungen. Für die Fertigung nutzt CTX alle relevanten Herstellungsverfahren von Druckguss bis Skived Fin. Ein Netzwerk mit internationalen Fertigungspartnern stellt eine hohe Verfügbarkeit sicher.

CTX analysierte die Gerätekonstruktion. Es galt, die Abwärme von bis zu 200 W zweier IGBT-Modulen bei einer Umgebungstemperatur von etwa 45 °C abzuleiten. Es entstand ein Kühlkörper mit länglichem Lamellenprofil. Ein 80 x 80 mm großer Lüfter am seitlichen Ende forciert den Luftstrom durch die Lamellenkanäle. Die komplette Kühllösung wird eingefasst mit einem halbrunden Luftkanalgehäuse, einer Lufteinlass- und einer Luftauslassmaske sowie mit der Rückseite der Platine als Boden.

Nach weniger als einem Jahr bereit für die Großserie

Der Kühlkörper wird im Extrusionsverfahren gefertigt. „Dadurch entstehen besonders gleichmäßige, präzise Lamellen, was die Wärmeleitung positiv beeinflusst“, sagt Thomas Windeck, Leiter Vertrieb von CTX. „In dem formgebenden Verfahren erstellen wir einmalig ein Werkzeug für das Kühlkörperdesign, mit dem wir selbst für komplexe Kühlkörper hohe Stückzahlen zu vergleichsweise niedrigen Kosten produzieren können.“

Die thermische Simulation durch CTX ergab für die Kühllösung Werte, die Pionierkraft überzeugten: Mit einer Wärmeleitfähigkeit von 155 W/mK der Gehäuseteile und 209 W/mK des Profilkühlkörpers kann letzterer bis zu knapp 92 °C des Hotspots aufnehmen, dessen Maximaltemperatur 96 °C erreicht. Sobald eine Temperatur von 60 °C überschritten wird, springt der Lüfter an und unterstützt die Kühlung. Kühlkörper und Lüfter gelingt es damit leicht, die maximal 200 W Verlustleistung der Elektronik abzutragen. Nach weniger als einem Jahr – zwischen dem Erstkontakt im April 2024 und Februar 2025 – startete so die Geräteversion 3.0 in die Vorserie. „Wir testeten das Gerät in kleineren Mehrfamilienhäusern und konnten so noch letzte Kinderkrank-

heiten behandeln, ehe wir Mitte des Jahres mit der Großserie starteten“, so Windeck.

Ein Full-Service-Partner statt sechs Lieferanten

„Die Geschwindigkeit, in der wir uns mit CTX austauschen konnten, war sehr wertvoll“, ergänzt Huber. „Hinzu kam eine hohe Fachkompetenz, was unterm Strich die Zusammenarbeit sehr, sehr angenehm machte.“ So machte Pionierkraft CTX zum Full-Service-Partner und nutzte alle weiteren Dienstleistungen, die für das Projekt dienlich waren: Unter anderem fertigt der Hersteller das pulverbeschichtete Gehäuse des Pionierkraftwerks mitsamt Front- und Rückblende, die Kunststoffschienen, an denen der Kühlkörper im Gehäuse befestigt ist, sowie die Wandhalterung des Geräts. „Am Ende sind es rund 15 unterschiedliche Teile, für die sonst sechs verschiedene Lieferanten nötig gewesen wären“, fasst Windeck von CTX zusammen. Auch die Verpackung mit firmeneigener Bedruckung, in der das Pionierkraftwerk ausgeliefert wird, kommt aus Nettetal.

Die Nachfrage nach der Ökostromlösung ist groß. Daher könnte die nächste Serienproduktion bald anstehen. Eine nächste Geräteversion ist mittelfristig für Pionierkraft ebenso denkbar – in Teamwork mit CTX. ■



DER AUTOR

ULF-GUIDO HELD

ist Leiter Vertrieb bei CTX Thermal Solutions

CTX fertigt Profilkühlkörper unter anderem im Extrusions- oder Druckgussverfahren und versieht sie mit Montagevorrichtungen.

Bild: CTX Thermal Solutions



Aus Gas wird Strom - und umgekehrt

Biogas gilt als zentraler Bestandteil im Mix der Erneuerbaren – allerdings gibt es bei der Erzeugung und dem Verbrauch noch viel ungenutztes Potenzial. Dieses möchte das Start-Up-Unternehmen Reverion mit innovativen, containerbasierten Kraftwerken besser ausschöpfen. Für die Verkabelung der elektrischen Komponenten ihrer Brennstoffzellensysteme setzen die bayrischen Visionäre auf hochwertige Leitungen von Helukabel.

Die Erzeugung und Nutzung von Biogas ist ein wichtiger Baustein der Energiewende: Allein deutschlandweit sind aktuell rund 10.000 Biogasanlagen in Betrieb, die durch Vergärung tierischer Exkremente und anderer Biomasse Gas produzieren. Neben Wärme wird dies in elektrische Energie umgewandelt, in den meisten Fällen in Blockheizkraftwerken mit Verbrennungsmotor. Mehr als 30 TWh Strom werden in Deutschland jährlich aus Biogas gewonnen – das sind rund 18 % der gesamten aus erneuerbaren Quellen erzeugten Energie.

Ein großer Vorteil von Biogas ist, dass es unabhängig von Witterung oder Tageszeit genutzt werden kann – auch dann, wenn Wind oder Sonne gerade nicht genügend Energie liefern. Die Technologie hat allerdings auch ihre Schwächen: Der Wirkungsgrad der meisten Anlagen liegt gerade mal bei rund 40 %, das heißt die meiste Energie geht ungenutzt verloren. Außerdem ist der

CO₂-Ausstoß durch die Verbrennung des Gases im Vergleich zur Stromerzeugung mit Kohle oder Erdgas zwar relativ gering, aber dennoch deutlich höher als bei Wind-, Wasser- oder Solarenergie.

Höherer Wirkungsgrad und bessere CO₂-Bilanz

„Das Potenzial von Biogas ist enorm, lässt sich aber noch deutlich besser ausschöpfen“, meint deshalb Lukas Berneiser, Leiter der Elektronikwerkstatt bei Reverion. Das bayrische Start-Up-Unternehmen mit Wurzeln an der Technischen Universität München hat sich genau dies zur Aufgabe gemacht: Es entwickelte ein containerbasiertes, patentiertes Kraftwerk, das Biogas oder Wasserstoff mit einem Wirkungsgrad von 80 % elektrochemisch in Strom umwandeln kann. Das dabei entstehende Kohlendioxid wird abgeschieden und gespeichert – was erstmals kosteneffiziente negative CO₂-Emissionen ermöglicht.

Reverion hat ein containerbasiertes Kraftwerk entwickelt, das in der Lage ist, Biogas oder Wasserstoff mit einem Wirkungsgrad von 80 % in Strom umzuwandeln.

Bilder: Reverion

„Unsere Anlagen sind vor allem für Landwirtschafts- und Industriebetriebe mit eigener Biogasproduktion interessant“, betont Berneiser. „Denn mit unserer Technologie können sie aus derselben Menge Gas etwa doppelt so viel Strom erzeugen.“ Die Anlage bietet aber noch einen weiteren Vorteil: Ihr Betrieb ist reversibel. „Das bedeutet, dass sie in weniger als einer Minute in einen Elektrolysemodus wechseln kann, um zum Beispiel aus der überschüssigen Energie von Solar- oder Windkraftanlagen Wasserstoff und Methan zu erzeugen“, erläutert Berneiser. So lässt sich diese Energie in Form von Gas zwischenspeichern, um bei Bedarf wieder in Strom oder Wärme umgewandelt zu werden.



Die Anlage kann in einen Elektrolysemodus wechseln, um aus elektrischer Energie Wasserstoff oder Methan zu erzeugen.

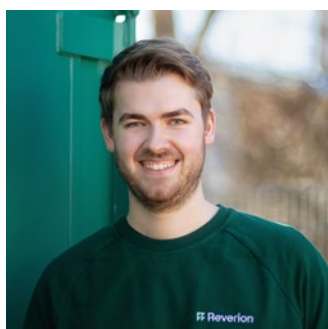


Bei der elektrischen Ausstattung der Anlagen setzt Reverion unter anderem auf Helukabel.





Die Anlagen von Reverion sind vor allem für Landwirtschafts- und Industriebetriebe mit eigener Biogasproduktion interessant.



„Helukabel hat maßgeblich dazu beigetragen, dass sich unsere Brennstoffzellenkraftwerke mit großen Schritten der Serienreife näherten.“

LUKAS BERNEISER, LEITER ELEKTRONIKWERKSTATT BEI REVERION

Energie speichern und bedarfsgerecht nutzen

Herzstück der Reverion-Anlage ist ein Gerüst mit Festoxid-Brennstoffzellen, das sogenannte Skid. Zur Stromerzeugung wird gereinigtes Biogas in die Zellen eingespeist, wo es mit angesaugter Umgebungsluft teilweise oxidiert. Dabei entsteht elektrische Energie, die ins Netz eingespeist wird. Das anfallende reine CO₂ wird ausgeleitet und gespeichert, sodass es für eine Vielzahl technischer oder industrieller Zwecke genutzt werden kann. Der Elektrolysemodus verläuft im Grunde umgekehrt: Hierbei wandelt die Brennstoffzelle elektrische Energie in reinen Wasserstoff um. Dieser kann entweder gespeichert oder mit CO₂ zu Methan weiterverarbeitet werden, das ähnliche Eigenschaften und Anwendungsmöglichkeiten besitzt wie Erdgas. „Wir lösen mit dieser Anlage gleich mehrere Herausforderungen – unter anderem die, wie sich erneuerbare Energie effizient

zwischen speichern und flexibel nutzbar machen lässt“, ist Berneiser überzeugt.

Wichtig sind eine hohe Qualität und die zuverlässige Verfügbarkeit

Bei der elektrischen Ausstattung der Anlagen setzt Reverion unter anderem auf Helukabel: Der Spezialist liefert zum Beispiel die Anschlussleitungen für die Verbindung von Brennstoffzellen, Wechselrichtern, Sensorik und Aktorik sowie die Einzeladern für die interne Schaltschrankverkabelung. Auch Datenkabel für die Kommunikation zwischen den Skids mittels Ethercat-Netzwerk und Hybridleitungen zur Versorgung und Überwachung verschiedener Motoren kommen zum Einsatz. „Die verbauten Kabel müssen Spannungen bis 1.500 V und Temperaturen bis 300 °C aushalten können“, beschreibt Berneiser die Anforderungen. „Eine hohe Qualität war uns deshalb ebenso wichtig wie die zuverlässige Verfügbarkeit aller benötigten Komponenten.“

Kompetente Beratung und großes Portfolio

Über mehrere Empfehlungen war das Reverion-Team bei seiner Suche auf Helukabel gestoßen – und auf Gebietsverkaufsleiter Philipp Walter. „Der Kontakt war vom ersten Moment an sehr angenehm, kundenfreundlich und kompetent“, erinnert sich Berneiser. In den gemeinsamen Gesprächen wurde für jeden Einsatzfall das optimale Kabel ausgesucht. „Wir liefern an Reverion zum Beispiel Solarleitungen der Serie ‚Solarflex‘, die witterungsbeständige Anschlussleitung ‚H07RN-F‘, ‚Topserv‘-Hybridleitungen oder die Einzelader ‚H07V-K‘. Aber auch Zubehör wie die Kabelverschraubungen der Baureihe ‚Helutop‘ gehören zum Lieferumfang“, erzählt Walter. Für den Hochtemperaturbereich in der Nähe der Brennstoffzellen nutzt Reverion die besonders beständige Ausführung „Helutherm 400“ mit Nickelleiter, die Temperaturen bis 400 °C standhält. Mit einem Sortiment von mehr als 33.000 Lagerartikeln konnte Helukabel für jede Herausforderung eine passende Lösung anbieten und so das Münchner Start-Up überzeugen.

Die erste Reverion-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 100 kW befindet sich seit Oktober 2023 im Pilotbetrieb. Der Hochlauf der Serienfertigung fand 2024 und 2025 statt – seither ist eine Lieferung der Container in die gesamte Bundesrepublik und die europäischen Nachbarländer möglich. „Wir erleben Helukabel als verlässlichen Partner, der uns für unsere speziellen Anforderungen die passenden Kabel in sehr guter Qualität bereitstellt“ resümiert Berneiser. „Wir freuen uns daher auf die weitere Zusammenarbeit.“

Innovationen in der Modulproduktion

Die Photovoltaikindustrie ist in eine Phase eingetreten, in der marginale Effizienzsteigerungen allein nicht mehr ausreichen, um langfristiges Wachstum zu sichern. Angesichts der weltweit steigenden Nachfrage müssen Modulhersteller drei gleichermaßen wichtige Herausforderungen angehen: Nachhaltigkeit der Materialien, Robustheit der Prozesse sowie Stabilität der langfristigen Leistung unter realen Betriebsbedingungen. **VON JINGYUAN CHEN**

Dieser Wandel verändert die Art und Weise, wie Solarzellen entwickelt und hergestellt werden. Mehrere aktuelle Innovationen zeigen, wie technische Engpässe, die früher die Skalierbarkeit einschränkten, nun überwunden werden können. Dazu gehören der Übergang der Silber- zur Kupfergalvanisierung, die Einführung fortschrittlicher Trennverfahren für Rückkontaktzellen, die verbesserte Widerstandsfähigkeit gegen Mikrorisse und das Wiederaufleben von Einzelglasmodulen als stabiler Modulaufbau.

Umstellung auf Kupfergalvanisierung

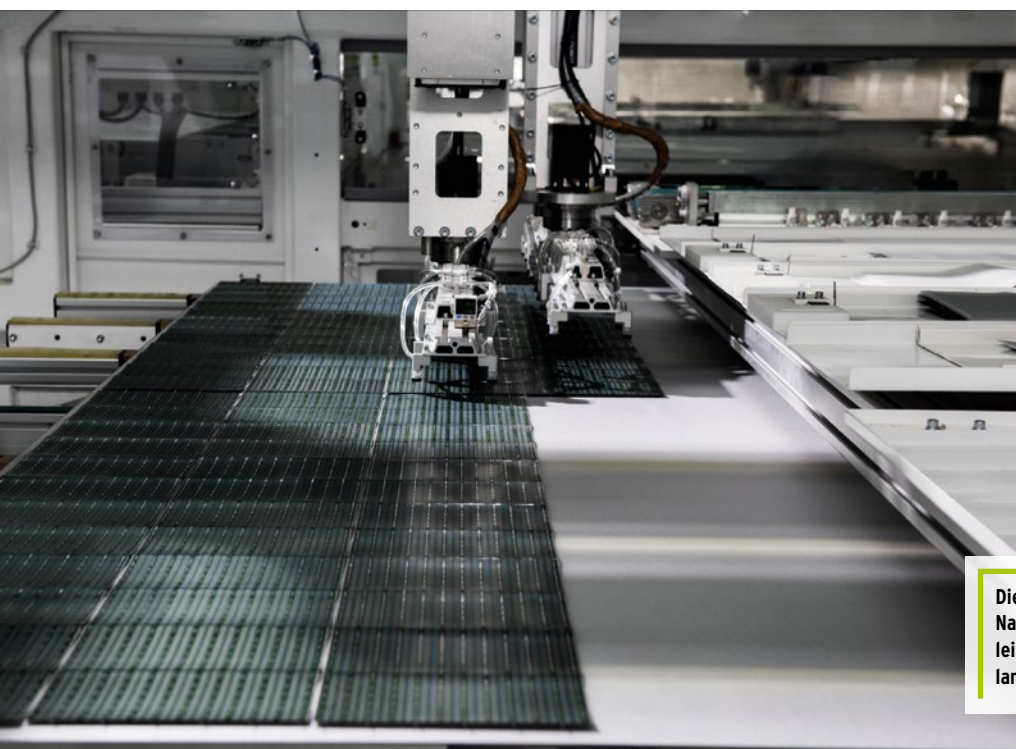
Viele Jahre lang war Silberpaste der Standard für die Metallisierung von PV-Zellen. Ihre Leitfähigkeit und einfache Verarbeitbarkeit sorgten für eine schnelle Verbreitung, aber das Material hat inhärente Einschränkungen. Die Solarindustrie verbraucht bereits fast ein Fünftel der weltweiten Silbervorräte, wodurch sie Preisvolatilitäten und Ressourcenengpässen ausgesetzt ist. Darüber hinaus ist Silberpaste in Bezug auf die Leistung alles andere als ideal: Ihr

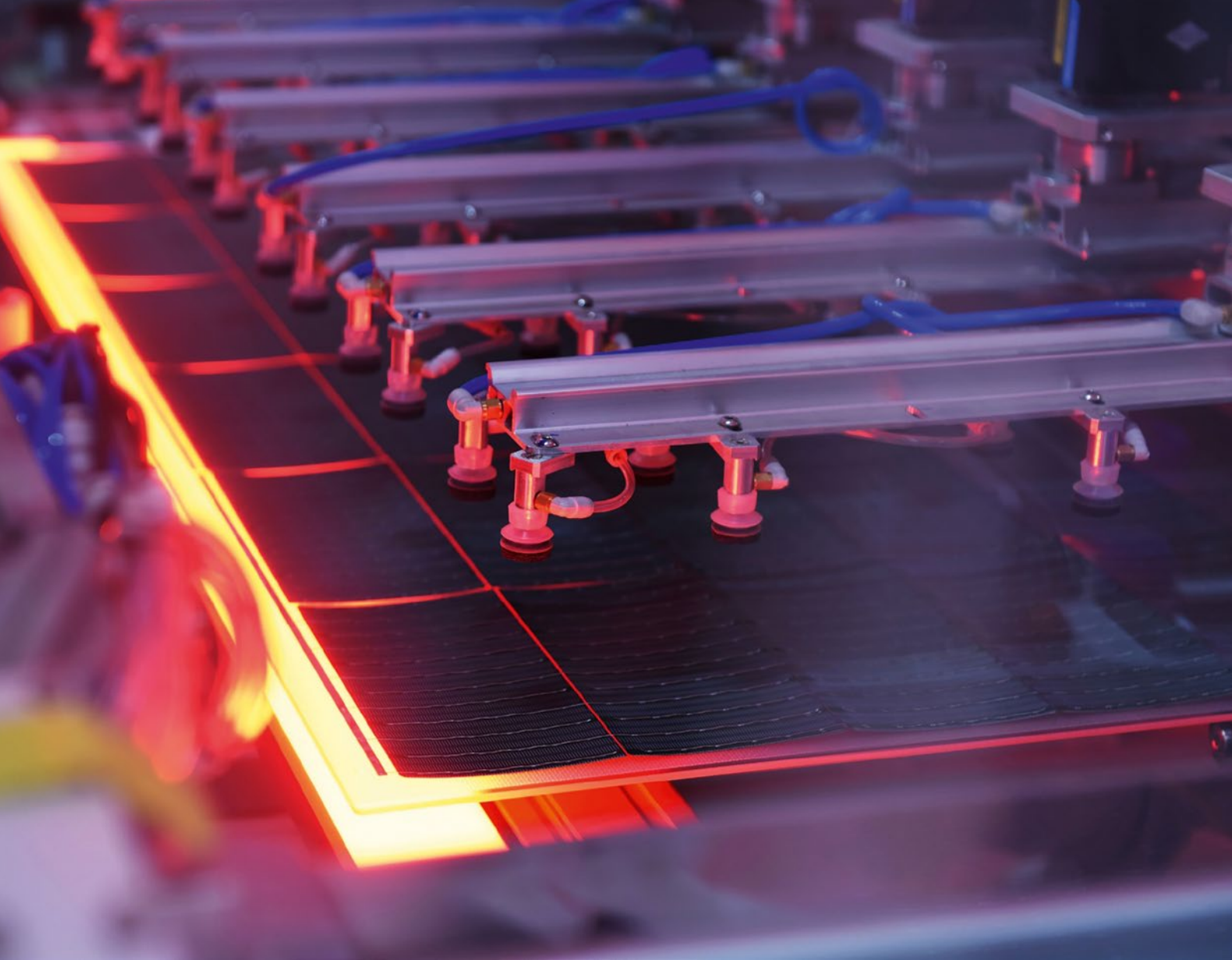
Am Standort Jinan betreibt Aiko eine kohlenstofffreie intelligente Fabrik zur Produktion von PV-Modulen.

Bilder: Aiko

effektiver spezifischer Widerstand, der etwa dreimal so hoch ist wie der von reinem Kupfer, wird durch die Anwesenheit von Bindemitteln und Glasfritte noch weiter erhöht. Die Umstellung auf Kupfergalvanisierung löst sowohl Versorgungs- als auch Leistungsprobleme. Der spezifische Widerstand von Kupfer von $1,7 \mu\Omega\cdot\text{cm}$ ermöglicht eine höhere Stromaufnahme und geringere Serienwiderstandsverluste, was sich direkt in einem höheren Energieertrag niederschlägt, insbesondere unter Bedingungen hoher Sonneneinstrahlung oder erhöhter Temperatur. Ebenso wichtig ist, dass durch die Galvanisierung der für Silberpaste erforderliche Sinterprozess entfällt, wodurch die thermische Belastung der Wafer verringert und die Diffusion von Verunreinigungen in

Die Produktion von PV-Modulen muss heute die Nachhaltigkeit der Materialien ebenso gewährleisten wie die Robustheit der Prozesse und die langfristige Leistung unter Betriebsbedingungen.





das Silizium verhindert wird. Dies führt zu saubereren Kontakten und stärkeren, langlebigeren Zellen, die ihre Effizienz über lange Zeit beibehalten. Mechanisch gesehen bietet die Kupferverbindung auch eine überlegene Robustheit. Finger und Busbars aus dem gleichen Material bilden stärkere Verbindungen mit einer Zugfestigkeit von über 5 N, während das Fehlen von Sinterung Mikroschäden am Wafer reduziert. Vergleichende Schlagversuche haben gezeigt, dass Module mit Kupferverbindung und All-Back-Kontakt unter identischer Belastung deutlich weniger Leistung verlieren als gängige Topcon-Produkte – ein Leistungsunterschied, der für Anlagen, die Schneelasten, Wind oder mechanischen Vibrationen ausgesetzt sind, entscheidend ist.

Einführung von Separatech

Während Materialinnovationen Herausforderungen in Bezug auf Ressourcen und Haltbarkeit angehen, definiert die Prozessinnovation die Skalierbarkeit neu. Back-Contact-Zellen (BC-Zellen), die seit Lan-

gem als vielversprechendster Weg zu einer höheren Effizienz von kristallinem Silizium gelten, standen in der Vergangenheit vor Hindernissen hinsichtlich Komplexität und Kosten. Die traditionelle Produktion basiert auf einem einstufigen Verfahren, bei dem sowohl p-Typ- als auch n-Typ-Tunneloxid- und polykristalline Siliziumschichten gleichzeitig gebildet werden. Dies beeinträchtigt die Passivierungsqualität, da die optimalen Bedingungen für einen Bereich die Leistung des anderen beeinträchtigen.

Die Einführung eines separaten Prozesses, oft als Separatech bezeichnet, löst dieses Problem, indem es die Bildung ladungsselektiver Kontakte auf beiden Seiten der Zelle voneinander entkoppelt. Jede Seite kann nun unabhängig voneinander optimiert werden, was die Passivierungsqualität und den Wirkungsgrad erhöht. Eine weitere Verbesserung ergibt sich aus der Verwendung von Borsilikatglas und Phosphorsilikatglas, die während der Diffusion auf natürliche Weise entstehen,

als selbstausrichtende Masken. Dadurch entfällt die Notwendigkeit einer externen Maskierung und Reinigung, was das Kontaminationsrisiko verringert, und die Produktion vereinfacht. Entscheidend ist, dass Separatech nicht komplizierter, sondern besser kontrollierbar ist: Dank fortschrittlicher thermischer Feldsimulationen konnten die Ofenbedingungen präzise rekonstruiert und die laminare Strömung mit der Passivierungskinetik in Einklang gebracht werden, während eine intelligente Spannungsausgleichung und eine Temperaturregelung mit einer Genauigkeit von $\pm 0,5\text{ °C}$ für gleichmäßige Schichten von außergewöhnlicher Qualität sorgen. Das Ergebnis ist ein stabiler Prozess, mit dem Zellwirkungsgrade von über 27 % erreicht werden können, während die Kostenstrukturen von Mainstream-Technologien wie Topcon annähernd erreicht werden. Zum ersten Mal können BC-Zellen im Gigawatt-Maßstab mit Erträgen hergestellt werden, die mit denen herkömmlicher Zellarchitekturen vergleichbar sind. >



Der Übergang zur Kupfergalvanisierung, die Einführung innovativer Trennverfahren für Rückkontaktzellen, die erhöhte Widerstandsfähigkeit gegen Mikrorisse und die Renaissance von Einzelglasmodulen gehören aktuell zu den Trends in der Modulproduktion.

lastungsgrenzen oder Installationen in Umgebungen mit hohen Temperaturen, in denen eine verbesserte Wärmeableitung die Zuverlässigkeit erhöht.

Mikrorissbildung verringern

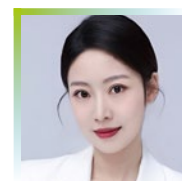
Prozessverbesserungen und Kupfermetallisierung tragen ebenfalls dazu bei, eine der hartnäckigsten Herausforderungen für die Zuverlässigkeit von Modulen zu bewältigen: Mikrorisse. Diese Risse sind bei einer normalen Inspektion nicht sichtbar, lassen sich jedoch mittels Elektrolumineszenz-Bildgebung nachweisen. Sie verringern nach und nach die aktive Fläche und tragen zu einer beschleunigten Degradation bei. Herkömmliche Verbindungen auf Silberbasis sind spröde und anfällig für Spannungskonzentrationen, wodurch sich Risse unter mechanischer Belastung, bei Temperaturwechselbeanspruchung oder sogar während des Transports und der Installation ausbreiten können. Im Gegensatz dazu verteilt die Kupferverbindung die Spannung gleichmäßiger über den Wafer und bildet mechanisch stärkere Verbindungen. Durch den Verzicht auf Brennen minimiert der Prozess auch anfängliche Schäden am Wafer. Tests unter feuchter Hitze und Temperaturwechselbeanspruchung haben gezeigt, dass Module mit Rückkontakten auf Kupferbasis ihre Leistung besser beibehalten, während verbesserte Temperaturkoeffizienten die expansionsbedingten Spannungen in heißen Klimazonen reduzieren. Für Anlagenbesitzer und -betreiber bedeutet dies weniger versteckte Verluste, eine besser vorhersehbare langfristige Energieausbeute und ein geringeres Risiko von Bränden aufgrund von Hotspots oder beschädigten Verbindungsstellen.

Einzelglasmodule werden wieder zur Option

Die gleiche Kombination aus Metallisierungs- und Prozessoptionen öffnet erneut die Tür zu Modularchitekturen, die lange Zeit als veraltet galten. Einfachverglaste Module, die einst dominierten, wurden aufgrund steigender Anforderungen an Effizienz und Zuverlässigkeit weitgehend aufgegeben. Ihre Vorteile – geringeres Gewicht, einfachere Handhabung und bessere Wärmeableitung – wurden durch Korrosionsrisiken aufgewogen, insbesondere bei Silberpasten, die Glasfritte und Aluminiumpartikel enthalten, die mit Feuchtigkeit reagieren. Rückkontaktzellen mit Kupferverbindung verändern dieses Gleichgewicht. Alle Elektroden befinden sich auf der Rückseite, wodurch die anfälligen Silberleitungen auf der Vorderseite entfallen. Dichte Passivierungsschichten umhüllen die Zelloberfläche und bilden eine umfassende Barriere gegen Wasserdampf. Die chemische Stabilität von Kupfer gewährleistet, dass die Kontaktzuverlässigkeit auch bei geringem Eindringen von Feuchtigkeit erhalten bleibt. Beschleunigte Feuchtigkeits- und Wärmeprüfungen bestätigen, dass galvanisierte Kupfer-Rückkontaktzellen ihre Leistung weitaus länger aufrechterhalten als herkömmliche Silberkontaktkonstruktionen. Dadurch werden Einzelglasmodule wieder zu einer praktikablen Option, insbesondere für Anwendungen, bei denen Gewicht und Wärmeleistung entscheidend sind, wie Dachanlagen mit strengen Be-

Fazit

Zusammen markieren diese Innovationen einen deutlichen Wandel in der Modulproduktion. Der Wechsel von Silber zu Kupfer reduziert die Materialabhängigkeit und verbessert gleichzeitig die Leistung. Fortschrittliche Trennverfahren machen die Rückkontakttechnologie wirklich skalierbar und kostengünstig. Eine höhere mechanische Belastbarkeit mindert Mikrorisse und gewährleistet eine langfristige Ertragsstabilität. Und die Wiedereinführung von Einzelglasdesigns zeigt, wie die Neuauflage früherer Architekturen unter neuen technischen Bedingungen neue Möglichkeiten eröffnen kann. Die nächste Generation der Photovoltaik wird also nicht durch einen einzigen Durchbruch definiert, sondern durch die Integration von Materialien, Prozessen und Designstrategien, die gemeinsam die dringendsten Herausforderungen der Branche angehen. Angesichts der weltweit zunehmenden Verbreitung von Solarenergie werden diese Innovationen von zentraler Bedeutung sein, um sowohl das Tempo als auch die Qualität des Wachstums aufrechtzuerhalten. ■



DIE AUTORIN
JINGYUAN CHEN

ist Brand und PR Director bei Aiko Europa.

Photovoltaikwärme versus Solarthermie

Seit über zehn Jahren bietet my-PV dem Markt Produkte für PV-Wärme. In dieser Zeit hat sich der Nutzen von PV-Wärme gegenüber der Solarthermie immer weiter in Richtung Photovoltaik verschoben. Regelmäßig vergleicht das Unternehmen daher beide Technologien hinsichtlich der Kosten und des Flächenbedarfs.

Warum zuerst Strom und dann daraus Wärme erzeugen? Dafür gibt es doch Solarthermie.“ Diese Frage samt Anmerkung hörte Dr. Gerhard Rimpler, Geschäftsführer von my-PV, vor zehn Jahren recht häufig. Mit der Idee, mit Photovoltaikanlagen Warmwasser zu produzieren, wurde dann aber nicht weniger als einen Paradigmenwechsel bei der solaren Wärmeerzeugung eingeleitet. Maßgeblich trug dazu seit 2014 das Produkt „Elwa“ bei. Mit deutlich geringerem Installations- und Wartungsaufwand hat die Photovoltaikwärme inzwischen der Solarthermie technisch und ökonomisch den Rang abgelaufen.

Preisliche Unterschiede zwischen Solarthermie und Photovoltaik

Seit 2015 erstellt my-PV Preisvergleiche für Wärme durch Photovoltaik und Solarthermie. Verglichen wird stets ein aktuelles Photovoltaikmodul mit einem handelsüblichen Solarthermie-Flachkollektor. Bild 1 macht die Preisentwicklung der letzten Jahre deutlich. Demnach blieb der Preis für einen Flachkollektor zwischen 2015 und 2020 praktisch unverändert. Ab 2020 stiegen dann die Preise pro m² Kollektorfläche an. Grund dafür waren Rohstoffe wie Kupfer und Aluminium, die ohne nennenswertes

Reduktionspotenzial bei der Herstellung verwendet werden. Ein wahrer Preissturz hat sich dagegen bis 2020 bei der Photovoltaik ergeben: mit einer Preisreduktion von rund 65 %/Wp der Module. 2021 und 2022 wandelte sich dieser Trend: Aufgrund politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen stiegen die Preise wieder an. Zusätzlich erhöhten sich die Kosten für Handwerker. >

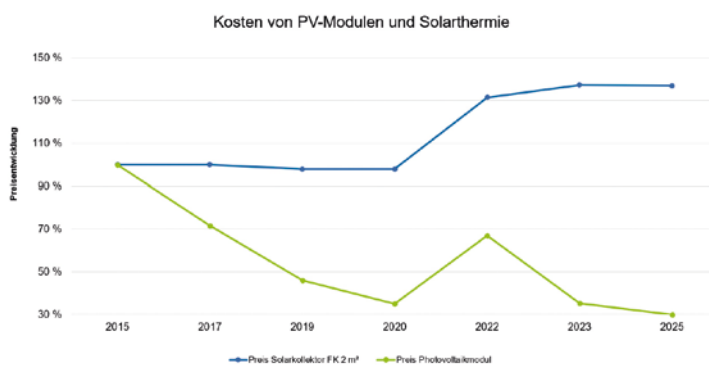


Bild 1: Entwicklung der Kosten von PV-Modulen und Solarthermie.

Bilder: my-PV

Die Installationskosten (abgesehen vom Handwerker) und der Wartungsaufwand bei der Verwendung von Photovoltaik blieben – im Vergleich zur Solarthermie – jedoch niedrig. Immerhin entfallen Rohrleitungen, Pumpen, Ventile, Ausdehnungsgefäße und Frostschutzmittel. Ab 2023 nahmen die Preise für Photovoltaik den ursprünglichen Trend wieder auf – und das schneller als vor 2022. Die Kosten pro Watt Peak Photovoltaik sanken auf ein historisches Tief, auch beeinflusst durch die Abschottung des US-Marktes gegenüber Importen. Ausgehend von 2015 bedeutet das in 2025 eine Kostenreduktion von fast 70 %, wobei neben diesem Preisverfall die Leistungssteigerung (gesteigerter Wirkungsgrad) zu nennen ist. Die Entwicklung des Wirkungsgrades der PV-Module ist beachtlich. Lag er 2015 noch bei 15 bis 17 %, beträgt er 2025 bei den meisten Modulen 20 bis 22 %, Spitzenwirkungsgrade liegen im Bereich von 24 bis 25 %.

Ressourcenschonung bei Solarthermie versus Photovoltaik

Im Vergleich zur Solarthermie bietet die Photovoltaik zur Warmwasserbereitung auch ein enormes Einsparungspotenzial bei den Ressourcen. Allein bei den hydraulischen Kreisläufen, die für die Energieübertragung vom Dach zum Warmwasserspeicher notwendig werden, ermöglicht die Photovoltaikwärme Einsparungen beim Verbrauch von Kupfer, Aluminium und Edelstahl. Ein wesentlicher Punkt ist zudem die Einsparung an Arbeitszeit. Demgegenüber Solarthermie benötigt aufwendigere Systemtechnik mit Rohren, Pumpen oder Ausdehnungsgefäßen. Das Gesamtgewicht der Komponenten ist im Vergleich zur PV-Wärme circa 30 % höher. Auch werden für die Installation einer Solarthermieanlage etwa 50 bis 100 % mehr Arbeitsstunden benötigt. Durchbrüche sind größer, die Anlage muss gefüllt, gespült und auf Dichtheit geprüft werden. Darüber hinaus sind elektrische Anschlüsse für Pumpe, Steuerung und Sensoren erforderlich. Vor allem das SHK-Gewerk ist wesentlich aufwendiger. Bei PV-Wärme beschränkt es sich im einfachsten Fall auf die Montage des Heizelementes im Warmwasser- oder Pufferspeicher.

Unterschiede in der Arbeitsweise

Bei der Photovoltaik wie auch der Solarthermie wird aus Sonneneinstrahlung Energie gewonnen. Bei Photovoltaikanlagen ist es Strom, Solarthermieanlagen produzie-

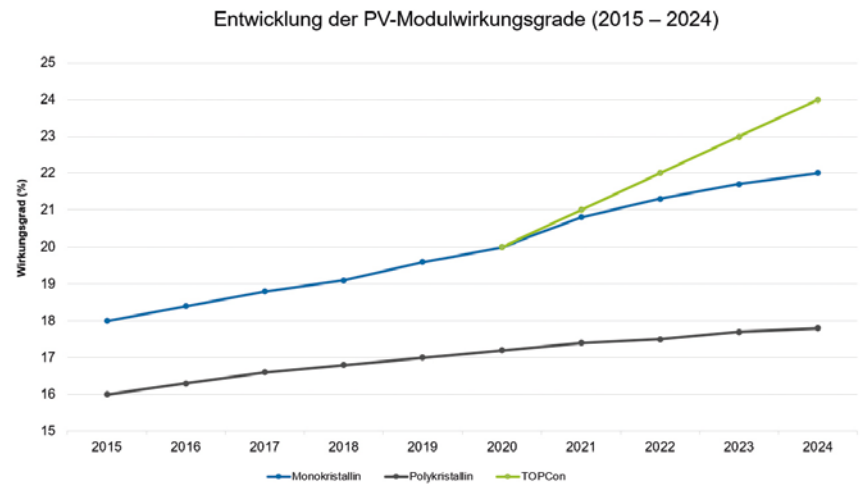


Bild 2: Entwicklung der Wirkungsgrade von PV-Modulen.

ren Wärme. Bei der Photovoltaik werden für die Stromerzeugung Solarzellen genutzt, die in Modulen zusammengefasst sind. Die Solarthermie hingegen setzt zur Wärmeerzeugung Kollektoren ein. Die Frage, die man sich stellen muss, ist: Wird Strom gebraucht oder Wärme – oder beides? Der bei der Photovoltaik entstehende Gleichstrom wird durch einen Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt. Dieser kann auf vielfältige Weise im Haushalt genutzt werden – auch zur Wärmeengewinnung. Photovoltaikstrom wird dabei entweder sofort verbraucht, zu einem Batteriespeicher geleitet, ins Stromnetz eingespeist oder für die Aufbereitung von Wärme verwendet. Diese vielfältige Nutzung ist bei der Solarthermie nicht möglich. Energie aus Sonnenkollektoren kann nur für Wärmee Zwecke genutzt werden.

Der Denkfehler beim Wirkungsgrad

Sonnenkollektoren wandeln theoretisch bis zu 80 % der Sonnenenergie in Wärme um. Ein Teil dieser Energie geht bei der anschließenden Zirkulation des erwärmten Wassers jedoch wieder verloren. Daher geht man bei der Solarthermie von einem effektiven Systemwirkungsgrad ohne Stillstandverluste von etwa 50 % aus. Für den realen Einsatz in einem Einfamilienhaus wird ein Jahreswirkungsgrad von circa 30 bis 35 % kalkuliert (bedingt durch nicht nutzbare Überschüsse im Sommer). Kristalline Photovoltaikmodule wandeln etwa 22 % der Sonnenenergie in Strom um, die Verluste sind minimal. Die 22 % werden daher gern als Gesamtwirkungsgrad von Photovoltaikanlagen herangezogen.

Photovoltaik hat in den vergangenen zehn Jahren deutliche Verbesserungen beim Wirkungsgrad erzielt. Vor allem die Einführung der „Topcon“-Technologie (Tunnel Oxide Passivated Contact) hat den Wert ansteigen lassen. Wirklich relevant ist der reine Zahlenvergleich der Wirkungsgrade allerdings nicht. Zum einen ist die Energiequelle kostenlos, zum anderen steht auf Dächern meist ausreichend Fläche zur Verfügung, um den Unterschied zu kompensieren. Relevant ist eher folgende Überlegung: Eine Photovoltaikanlage am Dach ist heute Standard. Würde man einen (kleinen) Teil der Dachfläche mit Solarthermie belegen, ist der Netto-Nutzen nicht erkennbar: Durch die mechanisch nicht kompatiblen Systeme kommt es zu mehr ungenutzter Fläche zwischen den Systemen als bei einer größer gebauten PV-Anlage.

Wie sieht der direkte Flächenvergleich aus?

Dennoch scheut my-PV auch den direkten Flächenvergleich nicht. Wie sich bei gleichem Warmwasser-Deckungsgrad das Verhältnis der erforderlichen PV-Modulfläche zur Solarthermie-Kollektorfläche über die Jahre entwickelt hat, analysierte das Unternehmen anhand einer dynamischen Vergleichssimulation mit der Software „Polysun“. Die Gleichstromlösung Elwa, ein autarker Heizstab für Wärme aus Photovoltaikstrom, wird dabei einem solarthermischen Flachkollektorsystem mit 6 m² gegenübergestellt. Beide Technologien bringen die Solarenergie in einen 400-l-Warmwasserboiler ein, die Warmwasserentnahme und die Nachheizung sind im

Interesse der objektiven Vergleichbarkeit absolut identisch im Simulationsprogramm abgebildet. Ebenso gut kann für diesen Zweck das autarke Produkt „Sol•Thor eingesetzt werden – und das für beliebige Elektrowarmwasserspeicher.

Um den Trend der immer besser werden den Modul-Wirkungsgrade darzustellen, wurden für die Betrachtungsjahre jeweils zeitgemäße Modultypen in der Simulation eingestellt. Während 2015 der Standard noch bei einer Modulleistung von 250 Wp auf einer Fläche von 1,65 m² lag, sind es 2025 450 Wp auf einer Fläche von 1,99 m². Das entspricht einer Leistung von etwa 225 Wp/m², während es 2015 150 Wp/m² waren. Anstelle von acht Modulen mit insgesamt 13,2 m² Fläche im Jahr 2015, sind 2025 nur noch PV-Module mit 8,6 m² Gesamtfläche nötig, um den gleichen solaren Warmwasser-Deckungsgrad wie ein solarthermisches System mit 6 m² Flachkollektor zu gewährleisten. Der Faktor des Flächenbedarfs ist der einzig verbliebene, aber ständig schwindende technische Vorteil, den die Solarthermie gegenüber der Photovoltaikwärme heute noch aufweist. Schon vor acht Jahren war dieses Argument aber nicht mehr von praktischer Relevanz, denn oft steht mehr als genug Dachfläche zur Verfügung, um auch ein PV-Wärmesystem zu installieren.

Für my-PV steht fest: Photovoltaikwärme ist der Gewinner

Neben der Lernkurve bei den Kosten und dem Flächenfaktor bietet die photovoltaische Wärmeerzeugung weitere technische Vorteile. So werden beispielsweise aufwendige Rohrsysteme durch dünne Kabel ersetzt. Im Vergleich zur Solarther-

Jährliche Neuinstallation von Solarwärmeanlagen

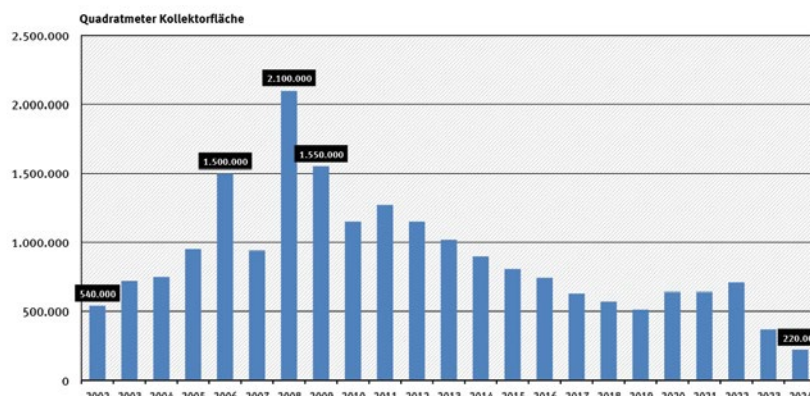


Bild 4: Jährliche Neuinstallation von Solarwärmeanlagen.

Quelle: www.umweltbundesamt.de/umwelttipps-fuer-den-alltag/heizen-bauen/sonnenkollektoren-solarthermie#hintergrund

mie ist auch eine einfachere und nahezu verlustlose Energieübertragung möglich. „Für mich völlig unverständlich, tauchen derzeit wieder vermehrt die völlig falschen 80 % Solarthermie-Wirkungsgrade oder der Flächenfaktor 3 im Vergleich zur Photovoltaik auf“, hebt Geschäftsführer Rimpler hervor. „Die Solarthermie ist am Ende ihres Lebenszyklus angelangt und hat nur noch in Nischenanwendungen Berechtigung. PV-Überschüsse als Argument gegen diese Technologie zu verwenden, ist ebenfalls unzulässig. Es ist seit Langem klar, dass die nennenswerte Installation von Photovoltaik zu Leistungsspitzen führt, die netzdienlich gespeichert, lokal verwendet oder abgeregelt werden müssen.“

Im Jahr 2024 wurden in Deutschland 220.000 m² Sonnenkollektoren verbaut. Energetisch sind das circa 80 bis 90 GWh Ertrag. Demgegenüber wurden 16,2 GWh

Photovoltaik mit einem Energieertrag von rund 16.000 GWh errichtet. Die Solarthermie macht somit energetisch gerade noch 0,5 % der Photovoltaik aus. Gemeldet wurden im Jahr 2024 in Deutschland offiziell 430.000 Balkonkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 400 MWp. Die tatsächliche Zahl liegt vermutlich deutlich höher. Der Ertrag aller 2024 installierten Balkonkraftwerke lag bei circa 240 GWh. Das ist das Dreifache des Solarthermie-Ertrages.

Fakt ist: Es gibt Anwendungen, wo die Solarthermie unschlagbar ist, Beispiele sind Schwimmbad-Kollektoren oder Großanlagen zur Unterstützung der Nah- und Fernwärme. Aus Sicht von my-PV rechtfertigt dies jedoch nicht, für Solarthermie künstlich einen Markt zu schaffen – mit energetisch, technologisch und volkswirtschaftlich nicht zu verargumentierenden Förderungen.

Verhältnis von PV-Modulfläche / ST-Kollektorfläche bei gleichem Warmwasser-Deckungsgrad

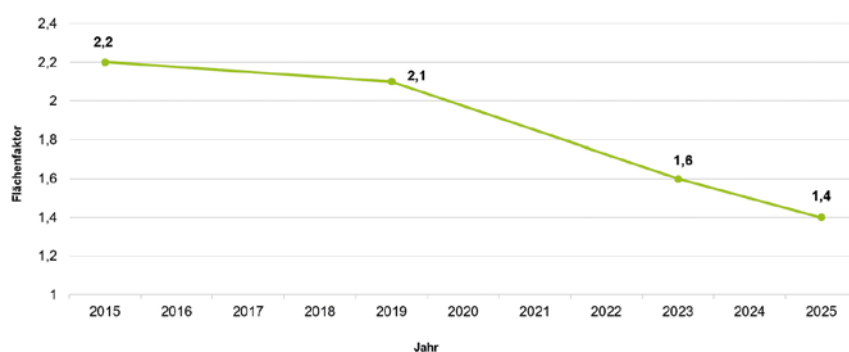


Bild 3: Verhältnis von PV-Modulfläche zu Solarthermie-Kollektorfläche bei gleichem Warmwasser-Deckungsgrad.



Solarthermie günstiger als Erdgas

Industrieunternehmen können Prozesswärme mithilfe solarthermischer Anlagen bereits heute deutlich günstiger erzeugen als mit Erdgas. Das zeigt eine aktuelle Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE. Je nach Standort, Technologie und Förderhöhe amortisieren sich die Investitionen in drei bis zehn Jahren. Die Ergebnisse unterstreichen das Potenzial solarthermischer Anlagen, künftig einen relevanten Anteil des industriellen Prozesswärmebedarfs klimafreundlich und wirtschaftlich zu decken.

VON DR.-ING. GREGOR BERN UND DR. SHAHAB ROHANI

In der Industrie ist Wärme ein zentraler Produktionsfaktor – sei es beim Trocknen von Materialien, beim Schmelzen von Rohstoffen oder bei chemischen Umwandlungsprozessen. Der Energieeinsatz dafür ist enorm: Rund 450 TWh jährlich werden allein für Prozesswärme benötigt. Das entspricht einem Fünftel des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland. Derzeit wird dieser Bedarf überwiegend mit Erdgas gedeckt. Um die CO₂-Emissionen zu senken, ist ein schrittweiser Umstieg auf klimafreundliche Alternativen unerlässlich.

Die Prozesswärmeerzeugung mit solarthermischen Kollektoren bietet eine vielversprechende Möglichkeit, Erdgas in industriellen Anwendungen zu ersetzen. Die Technologie ist für unterschiedliche Temperaturbereiche geeignet und kann unter anderem in der Kunststoffverarbeitung, Papierindustrie oder chemischen Produktion zum Einsatz kommen. Ob sich der Umstieg auch

Großes solarthermisches Kraftwerk mit Parabolrinnenkollektor; in industriellen Anwendungen lassen sich auch kleinere Kollektoren einsetzen. Bild: Fraunhofer ISE

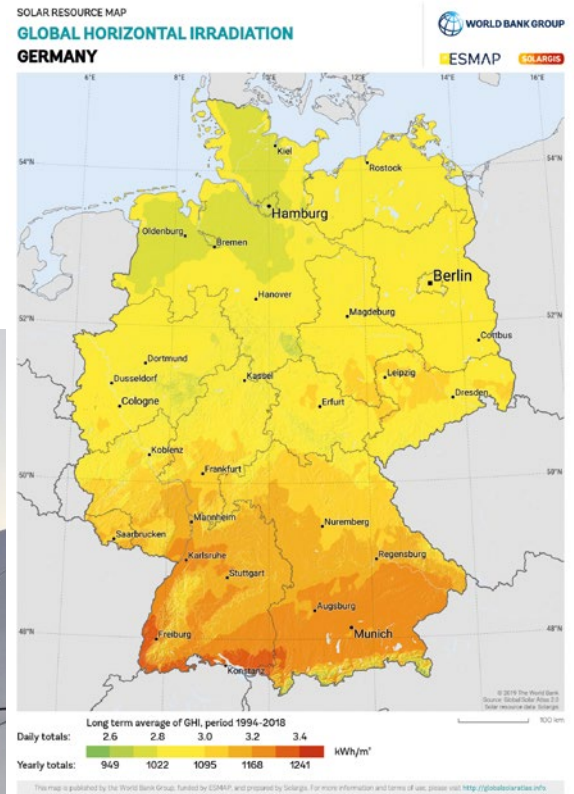
Freifläche des Fraunhofer ISE Test-Lab Solar Thermal Systems mit Flachkollektoren. (Bild: Fraunhofer ISE)



wirtschaftlich lohnt, hat eine neue Studie des Fraunhofer ISE im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft untersucht. In Abstimmung mit der Deutschen Energie-Agentur (dena) wurde die Wirtschaftlichkeit solarthermischer Prozesswärme im Vergleich zur konventionellen Erzeugung mit Erdgas analysiert. Berücksichtigt wurde neben heutigen Marktpreisen auch die CO₂-Bepreisung in den kommenden Jahren.

Solarthermie macht Prozesswärme günstiger

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse kommt zu einem klaren Ergebnis. Solarthermische Anlagen senken die Kosten der industriellen Prozesswärme und können Erdgas spürbar ersetzen. Die Technologie überzeugt nicht nur durch ihre technische Reife, sondern zunehmend auch durch ihre ökonomische Attraktivität – mit niedrigen, stabilen und langfristig kalkulierbaren Wärmegestehungskosten. Damit kann sie aktiv zur Emissionsminderung in der Industrie beitragen.



Die drei Beispielstandorte Bremen, Würzburg und Lindenberg im Allgäu in mittlerer Globalstrahlungskarte von Deutschland.
Bild: Solargis

Zwei zentrale Entwicklungen haben diese positive Bilanz möglich gemacht: Zum einen sind die Investitionskosten für Solar Kollektoren in den vergangenen Jahren deutlich gefallen. Zum anderen stärken klimapolitische Instrumente wie die nationale CO₂-Bepreisung sowie gezielte Förderprogramme die Wirtschaftlichkeit der Technologie zusätzlich. Ab dem Jahr 2027 wird die CO₂-Bepreisung auf europäischer Ebene über das Emissionshandelssystem ETS II abgewickelt. Bereits heute unterstützt das Bundesprogramm zur Förderung der Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) gezielt Investitionen in klimafreundliche Prozesswärme. Das alles verbessert die Rahmenbedingungen

für eine zügige Marktdurchdringung der solarthermisch unterstützten Prozesswärmeerzeugung.

Szenarien an drei Standorten simuliert

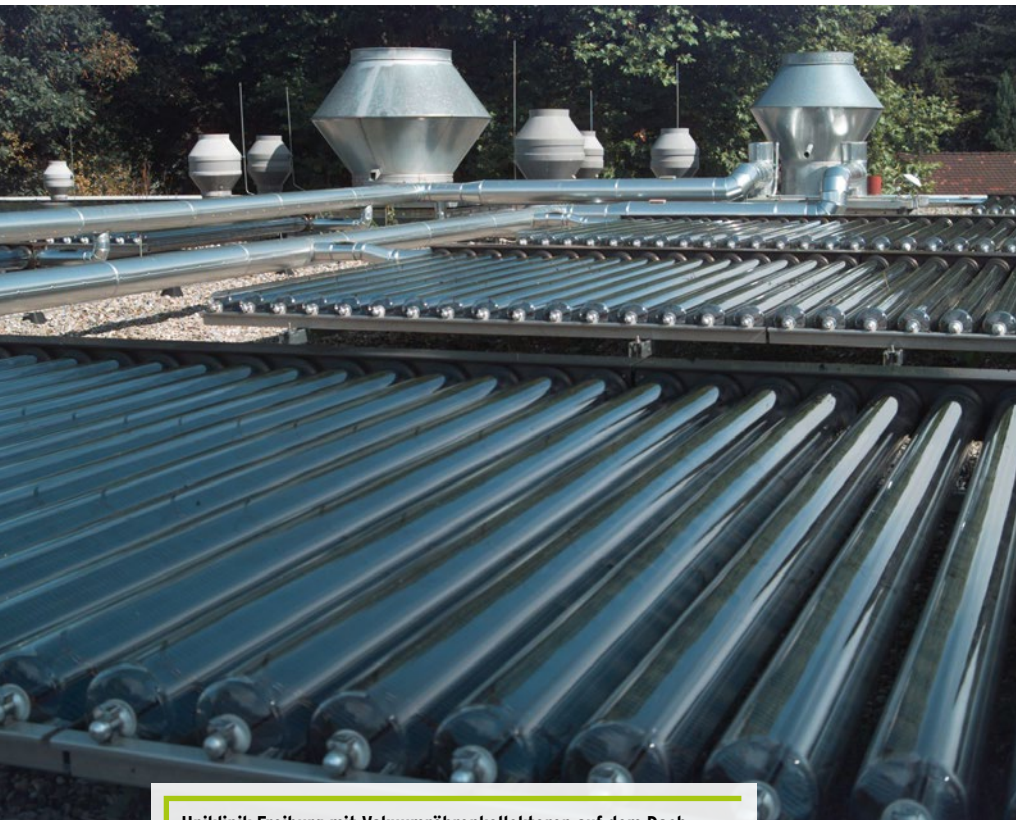
Um die Wirtschaftlichkeit solarthermischer Anlagen realitätsnah zu ermitteln, hat das Fraunhofer ISE eine Vielzahl an Szenarien simuliert. Grundlage waren drei exemplarische Standorte in Deutschland mit unterschiedlichem Strahlungsangebot: Bremen (geringe solare Einstrahlung), Würzburg (mittlere solare Einstrahlung) und Lindenberg im Allgäu (hohe solare Einstrahlung). Die Standorte stellen die gesamte Bandbreite der solaren Einstrahlung in Deutsch-

land dar. Untersucht wurden drei solarthermische Technologien: Flachkollektoren für Niedertemperaturanwendungen zwischen 80 und 120 °C, Vakuumröhrenkollektoren für niedrige bis mittlere Temperaturbereiche (80 bis 150 °C) und Parabolrinnenkollektoren (rund 150 bis 560 °C).

Für jeden Standort und jede Technologie berechneten die Forschenden die Wärmegestehungskosten, differenziert nach unterschiedlichen solaren Deckungsgraden und für mehrere Temperaturstufen (80, 120 und 300 °C); bei einem angenommen konstanten Wärmebedarf von 5 MWh rund um die Uhr und jeden Tag im Jahr. Anschließend verglichen die Forscherinnen und Forscher die Gestehungskosten mit denen von Erdgasanlagen. Durch die Bewertung wurden die solarthermischen Anlagenkonfigurationen mit der besten Wirtschaftlichkeit identifiziert.

Hybridanlagen aus Solarthermie und Gasbrenner simuliert

Die solarthermische Anlage in der Simulation ist eine Hybridanlage für Prozesswärmeanwendungen. Sie besteht aus einem der drei Kollektortypen, entweder Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren – also >



Uniklinik Freiburg mit Vakuumröhrenkollektoren auf dem Dach.
Bild: Fraunhofer ISE

einer der beiden nicht-konzentrierenden Technologien –, oder aber aus Parabolrinnenkollektoren – der konzentrierenden Solarthermietechnologie. Hinzu kommt ein thermischer Speicher, entweder ein Niedertemperaturspeicher (90 auf 50 °C – Vorlauf- auf Rücklaufftemperatur), ein Mitteltemperaturspeicher (130 auf 50 °C) oder ein Hochtemperaturspeicher (310 auf 190 °C). Ein weiteres Element ist ein konventioneller Erdgasbrenner. Der konventionelle Gasbrenner ist für den über die Solarthermie hinausgehenden Wärmebedarf vorgesehen und dient als Referenz nach dem Stand der Technik. So kann rund um die Uhr Prozesswärme erzeugt werden, gleichzeitig sinkt der Erdgasverbrauch.

Mit dem Element Gasbrenner ist die Systemkonfiguration sowohl auf bestehende Anlagen mit bereits installierten Gasbrennern anwendbar, in die ein solarthermisches System integriert wird, als auch auf neu entwickelte Hybridsysteme. Diese Flexibilität macht die Ergebnisse der Studie universell einsetzbar und unterstreicht das Potenzial der Solarthermie für verschiedene Anwendungsfälle. Den reduzierten (Rest-)Verbrauch an Erdgas können später andere erneuerbare Quellen ersetzen, etwa grünes Erdgas oder Wärmepumpen.

Variationen mit Kollektorgroße und Speicherkapazität

Um die ideale Anlagenkonfiguration (Fläche der Sonnenkollektoren und Größe des Speichers) zu finden, haben die Forschenden zahlreiche Varianten simuliert:

- Kollektorgroße: von kleinen Anlagen mit rund 3.000 m² Kollektorfläche bis hin zu sehr großen Anlagen mit bis zu 60.000 m² Kollektorfläche,
- Speicherkapazität: Varianten ohne Speicher bis hin zu großen Tanks für fast 24 h Volllastbetrieb. Saisonale Speicher wurden nicht berücksichtigt,

- Kombinationen: Jede denkbare Mischung aus Kollektorfläche und Speichergroße wurde berechnet. Zusätzlich flossen die drei Standorte (unterschiedliche Klimabedingungen), die drei Kollektortechnologien und die drei Temperaturstufen für die Industrieprozesse ein.

Insgesamt haben die Forschenden über 6.000 verschiedene Anlagenkonfigurationen verglichen. Am Ende blieben die optimalen Konfigurationen übrig – sie decken eine große Bandbreite an Anwendungsfällen ab.

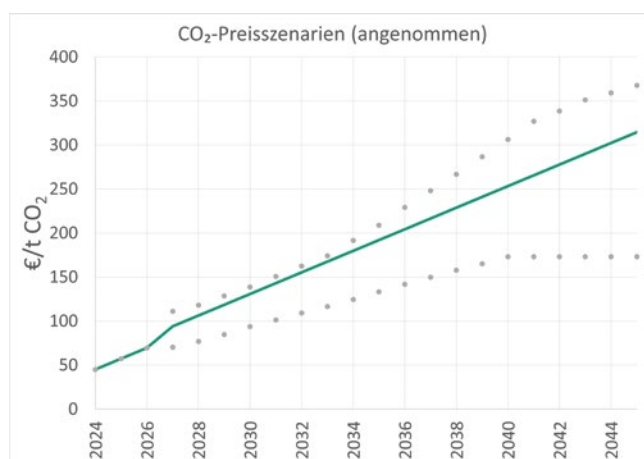
Kostenvergleich Solarthermie versus Erdgas

Die Ergebnisse: Die Integration von Solarthermie verringert die Systemkosten der Anlagen signifikant. Die Wärmegestehungskosten sinken von rund 14 ct/kWh auf rund 8 ct/kWh bei hohen solaren Deckungsgraden. Die EEW-Förderung reduziert die Kosten dabei um bis zu 3 ct/kWh, abhängig von der Temperaturstufe und dem Standort. Die Amortisationszeiten liegen zwischen 3,2 und 10 Jahren, je nach Systemgröße, Standort und Fördermaßnahmen.

Grundsätzlich gilt: Bei niedrigen Temperaturen (Prozesstemperatur 80 auf 60 °C) ist die Amortisationszeit mit unter fünf Jahren am kürzesten, selbst bei hohen solaren Deckungsgraden größer 40 %, insbesondere mit EEW-Förderung. Bei mittleren Temperaturen (120 auf 60 °C) beträgt die Amortisationszeit vier bis sechs Jahre. Bei hohen Temperaturen (300 auf 200 °C) liegen die Amortisationszeiten zwischen vier und zehn Jahren mit Förderung, da die Speicherkosten hier eine größere Rolle spielen.

Beispielanlage in Würzburg

Das solarthermisch erzeugte Prozesswärme wirtschaftlich ist, zeigt ein simuliertes



Prognose der CO₂-Preisentwicklung (grün) mit Unsicherheit (grau) nach den Annahmen aus dem Kopernikus-Projekt Ariadne.

Bild: Fraunhofer ISE / Kopernikus-Projekt Ariadne

Rechenbeispiel aus Würzburg – ein Standort repräsentativ für eine mittlere solare Einstrahlung im Deutschlandvergleich. Wird hier eine solarthermische Anlage mit Parabolrinnenkollektoren betrieben und auf einen Solaranteil von 50 % ausgelegt, lassen sich Prozesswärmeparameter von 120 °C zu durchschnittlichen Wärmegestehungskosten von 9,2 ct/kWh erzielen, basierend auf den Mischkosten aus Gas- und Solaranteil. Sinkt der Solaranteil auf 20 %, steigen die Kosten auf 11,9 ct/kWh. Zum Vergleich: Die Wärmeerzeugung mit einer reinen Erdgasanlage verursacht – unter Berücksichtigung künftiger CO₂-Kosten und über einen Zeitraum von 20 Jahren – durchschnittliche Kosten von 13,8 ct/kWh.

In allen untersuchten Szenarien erweist sich ein Solaranteil von bis zu 50 % als wirtschaftlich. Dabei gilt, dass ein größerer Solaranteil aufgrund der höheren Investitionskosten die Amortisationszeit verlängert. Ein Beispiel: Über die Laufzeit von 20 Jahren führt die Erhöhung des Solaranteils von 20 auf 50 % nahezu zu einer Verdopplung der Gesamtkosteneinsparung gegenüber einer rein fossilen Lösung mit Gas- und CO₂-Kosten.

Die Erdgas- und CO₂-Kosten wurden wie folgt angenommen: Das Forschungsteam hat einen konstanten Erdgaspreis von 7,8 ct/kWh angesetzt – dieser Wert basiert auf typischen Industrietarifen des Jahres 2023 für vergleichbare Verbrauchsmengen. Zusätzlich führten die Autorinnen und Autoren eine Sensitivitätsanalyse mit einer breiteren Gaspreisspanne durch. Die CO₂-Kosten wurden auf Grundlage eines moderaten Preispfads nach Meyer et al. [1] modelliert. Diese Annahmen bilden ein realistisches Marktszenario ab und erlauben eine fundierte Bewertung von Wärmegestehungskosten und Amortisationszeiten.

Fazit: Solarthermie ist praxistaugliche Alternative

Die Studienergebnisse lassen keinen Zweifel: Solarthermische Prozesswärme ist bereits heute wirtschaftlich darstellbar und bietet eine praxistaugliche Alternative zur fossilen Wärmeerzeugung in der Industrie. Trotzdem bleibt ihr Potenzial bislang weitgehend ungenutzt. Dabei kann die Technologie nicht nur zur Dekarbonisierung beitragen, sondern auch die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen stärken.

Solarthermische Systeme erzeugen, einmal installiert, klimafreundliche Wärme zu stabilen, niedrigen und langfristig

kalkulierbaren Kosten – das macht unabhängiger von den volatilen Energiepreisen und steigenden CO₂-Preisen für fossile Energieträger. Die Betriebskosten sind niedrig, der Wartungsaufwand minimal. Für die Industrie bedeutet das: mehr Versorgungssicherheit, geringe Energiekosten und ein reduziertes Risiko bei der Energieversorgung. Besonders attraktiv für Investoren sind moderate solare Deckungsraten zwischen 20 und 30 %. Sie erzielen häufig die höchste Kapitalrendite.

Damit die Technologie ihr volles Potenzial entfalten kann, sind stabile politische Rahmenbedingungen entscheidend. Ein transparenter, langfristig planbarer CO₂-Preispfad erhöht die Investitionssicherheit, wobei insbesondere die ersten Jahre bis zum Erreichen der Amortisation von Relevanz sind. Ebenso wichtig ist die Fortführung des Bundesförderprogramms EEW, um die Anfangsinvestitionen abzufedern. Zusätzliche Impulse könnten durch kürzere steuerliche Abschreibungsfristen entstehen und die Wirtschaftlichkeit solarthermischer Projekte weiter verbessern. Eines aber steht bereits heute fest: Die solare Prozesswärme ist reif für den industriellen Einsatz. Sie kann eine Schlüsselrolle in der Transformation der industriellen Wärmeversorgung übernehmen. ■

Literatur

[1] Meyer, R.; Fuchs, N.; Thomsen J.; Herkel, S.; Kost, C.: Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandsgebäuden – Aktualisierung auf Basis der GEG-Novelle 2024. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam (2024). <https://doi.org/10.48485/pik.2023.028>



DER AUTOR

**DR.-ING.
GREGOR BERN**

ist Gruppenleiter Konzentrierende Systeme und Technologien in der

Abteilung Hochtemperatur-Solarthermie und Industrieprozesse am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Bild: Fraunhofer ISE



DER AUTOR

**DR. SHAHAB
ROHANI**

ist Projektleiter in der Abteilung Hochtemperatur-Solarthermie und

Industrieprozesse am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Bild: Fraunhofer ISE

KUNSTSTOFF IST
LANGLEBIG.

**GUTES
WISSEN
AUCH!**



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

**PLASTX
NOW**

PLASTVERARBEITER

**WIN
VERLAG**

ANODENMATERIALIEN

Neuartige Silizium-Anoden für höhere Energiedichte von Li-Ionen-Batterien

Ein neues Forschungsprojekt mit vier Partnern aus Baden-Württemberg, darunter das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, soll für Fortschritte in der Batterietechnologie sorgen. Zum Ziel hat das Projekt „Facile“, den Energieinhalt von Lithium-Ionen-Akkus durch die Entwicklung neuartiger Silizium-Anoden zu steigern.

Das Konsortium aus Industrie und Wissenschaft setzt hierfür auf bewährte Verfahren aus der Papier- und Vliesstoffproduktion, kombiniert mit industriellen Beschichtungstechniken aus der Halbleitertechnik und Photovoltaik. Ziel ist es, die praktische Energiedichte auf der Anodenseite um bis zu 250 % zu steigern und den ökologischen Fußabdruck der Akkus zu verbessern. Das am 1. Juli 2025 gestartete Vorhaben wird vom Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Baden-Württemberg mit insgesamt 1,28 Millionen Euro gefördert. Es läuft bis zum 30. Juni 2027.

Wettbewerbsfähigkeit in Region stärken

„Facile zeigt, wie Industrie und Wissenschaft in Baden-Württemberg gemeinsam die gesamte Wertschöpfungskette von der Materialentwicklung bis zur Zellproduktion für Lithium-Ionen-Batterien abdecken können“, sagt Prof. Dr. Markus Hölzle, Vorstandsmitglied und Leiter des ZSW in Ulm.

„Das Projekt entwickelt Silizium-Anoden auf flexiblen Vliesstoffträgern, die die starken Volumenänderungen des Materials ausgleichen. So entstehen leistungsstarke, langlebige und nachhaltige Batterien – ein wichtiger Beitrag zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Region.“

Herkömmliche Anoden bestehen aus Graphit, das Lithium mit bis zu 370 mAh/g speichern kann. Zum Vergleich: Silizium bietet eine theoretische Speicherkapazität von bis zu 4.200 mAh/g – also mehr als das Zehnfache. Die Kosten für Silizium selbst sind vergleichbar mit denen von Graphit. Silizium ist zudem nachhaltiger, da es weltweit reichlich verfügbar ist.

Fasern statt Risse: Silizium-Anoden neu gedacht

Die Projektpartner aus Baden-Württemberg setzen sich zum Ziel, die tatsächliche Energiedichte der Anode durch den Einsatz von Silizium um mindestens 250 % zu steigern – auf eine praktische Kapazität von mindestens 1.000 mAh/g. Die Heraus-

forderung dabei: Während des Lade- und Entladevorgangs verändert stark Silizium sein Volumen. Ohne geeignete Gegenmaßnahmen kommt es schnell zu Rissen und Abplatzungen auf der Anode, was letztlich zum Batterieausfall führen kann. Hier setzt Facile an. Zum ersten Mal werden Silizium-Anoden auf faserbasierten, elektrisch leitfähigen vliesstoffartigen Substraten entwickelt. Diese flexible Vliesstoffstruktur soll die Volumenänderungen des Siliziums ausgleichen und als neuartiges Verbundmaterial hohe Leistung, lange Lebensdauer und Nachhaltigkeit kombinieren.

Bau und Validierung von Testzellen

Das ZSW in Ulm prüft zunächst die im Projekt hergestellten faserbasierten Silizium-Anoden in kleinen Testzellen. Anschließend prüfen die Wissenschaftler die Herstellungsprozesse, passen sie an und skalieren sie hoch, um große Batteriezellen herzustellen, wie sie in E-Fahrzeugen zum Einsatz kommen. Hierfür bringt das Institut umfangreiche Erfahrung ein: Es verfügt über mehrere Pilotanlagen zur Zellfertigung, darunter seit 2014 eine Forschungsproduktionslinie für die seriennahe Fertigung großer Lithium-Ionen-Zellen bis zu 100 Ah. Zudem besitzen die Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen jahrzehntelange Erfahrung in der Sicherheits- und Leistungsbewertung von Batterien und Prototypen. Bereits 1998 wurde das europaweit anerkannte Batterie-Sicherheits- und Testzentrum gegründet.

Projekt bildet Wertschöpfungskette ab

Das Projekt deckt alle wichtigen Schritte zur Herstellung innovativer Lithium-Ionen-Batterien ab: von der Entwicklung neuer Anodenmaterialien über Fertigungspro-



Das Projekt „Facile“ entwickelt neuartige Anodenmaterialien auf Siliziumbasis für nachhaltige und leistungsstärkere Lithium-Ionen-Batterien.

Bild: ZSW

zesse und Anlagentechnologien, Materialtests und Methodenentwicklung bis hin zur Produktion der Batteriezellen. Die Partner bringen dabei ihre technologische Kompetenz ein, um die passenden Verfahren auszuwählen, zu entwickeln und zu optimieren.

Das Projekt „Entwicklung & Herstellung innovativer, faser- und siliziumbasierter Anodenmaterialien für leistungsfähige und

nachhaltig produzierte Li-Ionen-Batterien“ (Facile) wird von centrotherm international in Blaubeuren koordiniert. Im Rahmen des Forschungsprojekts arbeitet der Maschinenbauspezialist an der Entwicklung einer Hochdurchsatzanlage zur Siliziumbeschichtung von Faserstoffen. Weitere Partner sind das Unternehmen Phoenix Nonwoven aus Lenningen, das die speziellen Vliesstoffe entwickelt und liefert, das International

Solar Energy Research Center Konstanz, das die Verbindung von Vlies und Kupferfolie untersucht, sowie der Bereich Photovoltaik der Universität Konstanz, der die Materialanalysen durchführt. Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Ulm charakterisiert, fertigt und testet schließlich die neuartige faserbasierte Anode in kompletten Batteriezellen. ■

„DUALVAC“-VAKUUMROHRVERFAHREN

Neuartige Tiefengeothermie-Technologie

Einem ruhigen Forschungsstandort nördlich von Berlin steht etwas Bemerkenswertes bevor. In den Wäldern der Brandenburger Schorfheide, wo Wissenschaftler die Nutzung geothermischer Wärme erforschen, werden Green Therma und das Helmholtz-Zentrum für Geoforschung (GFZ Potsdam) in einem Geothermieprojekt eine neue Technologie testen. Die Art und Weise auf geothermische Wärme aus tiefen Quellen zuzugreifen, eine der mächtigsten – aber noch zu wenig genutzten – erneuerbaren Energien, kann sich grundlegend verändern.

2026 wird an dem Standort die weltweit erste Installation des Dualvac-Vakuumrohrverfahren von Green Therma erfolgen. Diese neuartige Tiefengeothermie-Technologie ist darauf ausgelegt, Wärme aus mehr als 3 km Tiefe mit geringen Wärmeverlusten zu transportieren. Erstmals wird eine kontinuierliche Vakuumisolierung – die in modernen industriellen Anwendungen zum Einsatz kommt – in einem coaxialen Geothermiesystem mit nur einem Bohrloch verwendet. Sollte sich die Technologie wie erwartet bewähren, könnte sie die Effizienz von Tiefengeothermieranlagen deutlich steigern und erneuerbare Wärmequellen an Standorten erschließen, die bisher als zu schwierig oder zu kostspielig galten.

Neues Kapitel in der Geothermie

Für Green Therma ist die Demonstrationsanlage ein Resultat jahrelanger Vorbereitungen. Die patentierte „Heat4ever“-Lösung des Unternehmens, deren Kernstück Dualvac bildet, basiert auf einer einfachen Idee: Tiefe geothermische Wärme ist überall vorhanden – benötigt werden nur bessere Werkzeuge, um sie effizient zu gewinnen. Die Zusammenarbeit mit dem GFZ Potsdam – Deutschlands renommiertem

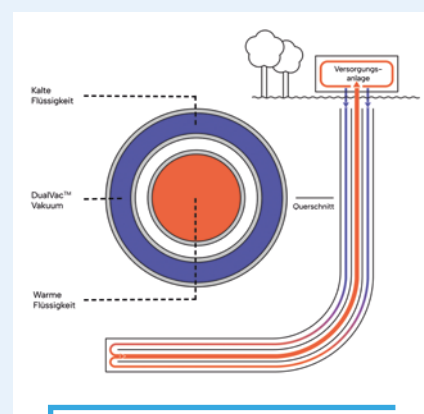
nationalen Forschungszentrum der Geowissenschaften – setzt diese Idee nun unter realen geothermischen Bedingungen in die Praxis um.

Die Anlage wird Tiefen von über 3 km erreichen, wo die Temperaturen bei über 100 °C liegen. Im Laufe eines einjährigen Tests wird das System vermessen, überwacht und auf Herz und Nieren geprüft. Die dabei gewonnenen Daten können den Einsatz von Tiefengeothermie als lokale, zuverlässige und klimaneutrale Wärmequelle beschleunigen.

Hürden für den Einsatz tiefer Geothermie senken

Die Zusammenarbeit ist Teil der europäischen „Transgeo“-Initiative, die Partner aus fünf europäischen Ländern zusammenbringt, um zu erforschen, wie bestehende Bohrungen für die Gewinnung und Speicherung geothermischer Wärme genutzt werden können. Entwickelt werden Strategien, um Bohrlöchern ein zweites Leben zu geben. Die hier gewonnenen Erkenntnisse können dazu beitragen, die Geothermie in Regionen auszubauen, die skalierbare, saubere Wärme benötigen.

Sollte sich das Dualvac-System bewähren, könnte es die Hürden für den Einsatz tiefer



Bei der neuartigen Tiefengeothermie-Technologie wird erstmals eine kontinuierliche Vakuumisolierung in einem coaxialen Geothermiesystem mit nur einem Bohrloch verwendet.

Bild: Green Therma

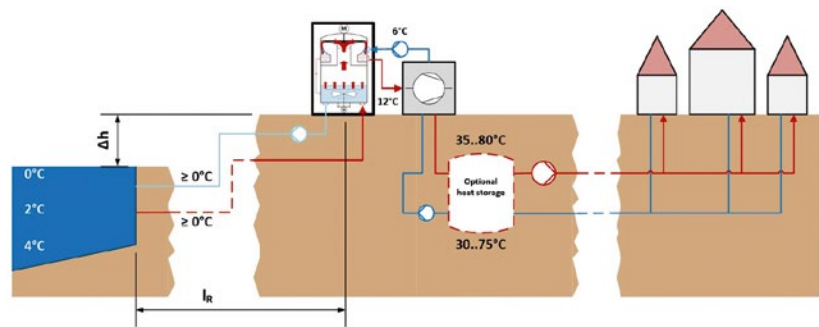
Geothermie in Städten, Industriegebieten und kalten Klimazonen deutlich senken. Es stellt nicht nur einen technologischen Meilenstein dar, sondern auch eine neue strategische Option für Länder, die eine sichere, fossillfreie Wärmeversorgung umsetzen wollen. Mit dieser Demonstration gehen Green Therma und das GFZ Potsdam einen wichtigen Schritt in Richtung einer Zukunft, in der die Wärme unter unseren Füßen eine skalierbare Lösung für den weltweit wachsenden Energiebedarf darstellt. ■

WÄRMEPUMPE

Wärme aus Oberflächengewässern

Das Forschungs- und Demonstrationsprojekt „Aqva-Heat III“ untersucht die ganzjährige Wärmeversorgung durch thermische Nutzung von Oberflächengewässern: Durch den Einsatz von Wasser als Kältemittel könnten auch kleinere Gewässer als zukunftsste Wärmequelle genutzt werden. Das Fraunhofer IEG verantwortet dafür die Integration und Optimierung der Wärmepumpe im Gesamtsystem.

Das Projektteam hat nun einen ersten Meilenstein erreicht: Die Werksabnahme der Wärmepumpe erfolgte im November 2025 in Aarhus. Die anschließende Einbindung in die Gesamtanlage will das Team im ersten Halbjahr 2026 vornehmen. Anschließend soll das Gesamtsystem ein Jahr lang in der saisonalen Erprobung laufen. Dem Fraunhofer IEG obliegt hierbei das Monitoring und die Optimierung der Wärmepumpe sowie die Analyse der Gesamtsystemeffizienz.



Wärmepumpenkaskade mit Vakuum-Flüssigeis-Erzeuger zur Nutzung von Flüssen als Wärmequelle.

Bild: ILK Dresden

Ganzjährige Wärmeversorgung ermöglichen

Aqva-Heat III zielt darauf ab, am Beispiel einer regionalen Versorgungsinfrastruktur der Oberlausitz eine ganzjährige Wärmeversorgung aus Oberflächengewässern zu realisieren. Dazu hat das Projektteam ein integriertes System entwickelt, das Gewässer als Wärmequelle nutzt. Durch die Direktverdampfung in einem Vakuum-Flüssigeis-Erzeuger (VFE) des je nach Jahreszeit bis zu 0 °C kalten Wassers kann die Anlage ganzjährig betrieben werden. Weitere Vorteile sind das natürliche, ungiftige, nicht brennbare und preiswerte Kältemittel Wasser, das durch seine hohe Energiedichte auch kleinere Gewässer erschließen kann als Wärmepumpenanlagen, die derzeit am Markt sind.

Die resultierende Temperatur nach dem VFE liegt konstant bei mindestens 12 °C. Eine klassische zweistufige Wärmepumpe hebt das Temperaturniveau im Anschluss auf bis zu 90 °C, um die Wärme ins Fernwärmenetz der Stadtwerke Zittau einzuspeisen. Diese Form der Wärmequellenerschließung bietet Potenziale für Planbarkeit, Versorgungssicherheit und Netzintegration und lässt sich von rund 100 kW (thermisch)

bis in Megawattbereiche skalieren, wobei die genutzte Flusswassermenge und die eingesetzte Strommenge vergleichsweise gering bleiben.

Wärmepumpe mit besonderen Herausforderungen

Die Wärmepumpe hat das Projektteam speziell für Aqva-Heat II und III konzipiert. Zentrale Merkmale sind eine zweistufige Auslegung mit einem hohen Temperaturhub von 12 °C auf 90 °C sowie der Einsatz eines natürlichen Kältemittels (hier Ammoniak). Auch umfassende Brandschutz- und Sicherheitsanforderungen musste das Projektteam berücksichtigen, da die Wärmepumpe in einer Halle der Stadtwerke Zittau aufgestellt wird.

Im Rahmen der Demonstration untersucht das Gesamtprojektteam auch die gewässerökologischen Folgen der Nutzung von Oberflächengewässern. Dazu überprüfen die Forschenden verschiedene Varianten der Wasserentnahme und -rückführung simulativ und experimentell. Übergeordnet zielt Aqva-Heat III darauf, ein robustes Forschungs- und Entwicklungskonzept für das Thema „Wasser als Kältemittel“ zu etablieren, das die Zusammenarbeit von

Wissenschaft, Kommunen, Versorgern und Industrie stärkt und regionale Kompetenzen in der Oberlausitz nachhaltig verankert.

Robuste, skalierbare Lösung

Das Vorhaben wird als Verbundprojekt unter der Leitung der Hochschule Zittau/Görlitz (IPM) mit dem Fraunhofer IEG und dem ILK Dresden durchgeführt. Kommunale Partner sind die Stadtwerke Zittau, die Stadtwerke Weißwasser und der Landkreis Görlitz. Fördermittelgeber ist die SAB (Sächsische Aufbaubank) im Rahmen der Energie- und Klima-Förderrichtlinie des Landes Sachsen mit insgesamt 3,7 Millionen Euro. Das Projekt läuft seit März 2024 und wird Ende 2027 abgeschlossen.

Dr. Clemens Schneider, Projektleiter am Fraunhofer IEG, betont: „Die Kernleistung von Aqva-Heat III liegt in der nahtlosen Verknüpfung von Auslegung, automatisierter Steuerung und Feldmessung – so wird eine robuste, skalierbare Lösung für die Wärmeversorgung aus Wasser möglich. Durch die enge Verzahnung aller Komponenten schaffen wir belastbare Grundlagen für eine breit nutzbare Nah- und Fernwärmeinfrastruktur – und liefern praxisnahe Erkenntnisse für Planer und Betreiber.“ ■

HYDRAULISCHE VERPRESSUNG

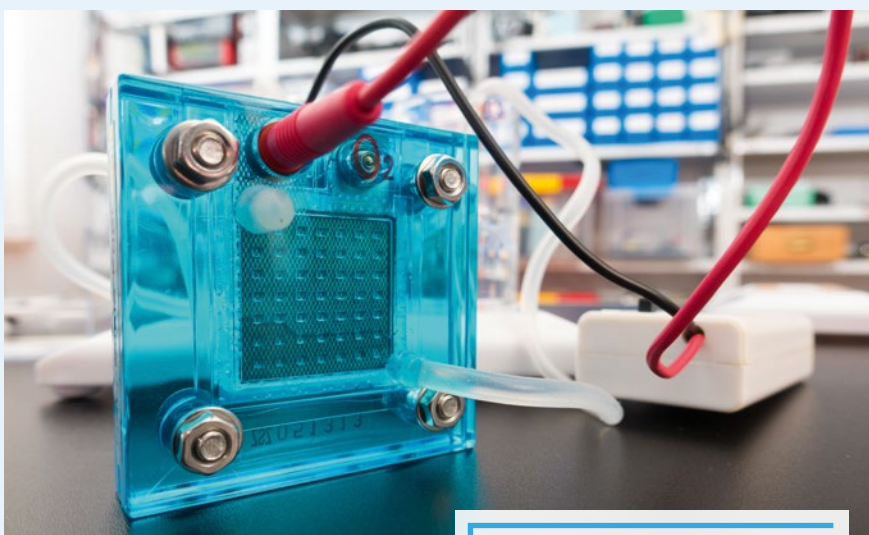
Brennstoffzellenstacks effizienter, langlebiger und günstiger?

Die Speicherung und Nutzbarmachung von volatilem Solar- und Windstrom ist eine Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Eine Möglichkeit der Speicherung ist Power-2-Gas, bei der mit elektrischer Energie erst Wasserstoff erzeugt und dann per Brennstoffzellen wieder zu Strom gemacht wird. Das Forschungsprojekt „H2SME“ der Projektpartner Westfälische Hochschule und Propuls untersucht dafür im Rahmen der Transferinitiative „H2Raum“ die stationäre Anwendung von Brennstoffzellen im industriellen Maßstab.

Die Hochschule greift hierbei auf ihr patentiertes Prinzip der hydraulischen Verpressung einzelner elektrochemischer Zellen zurück. In der Vergangenheit wurde das Prinzip hauptsächlich für den Betrieb von Hochdruck-Elektrolyseuren eingesetzt und weiterentwickelt. Dabei umspült eine Hydraulikflüssigkeit jede einzelne Zelle eines Stapels oder Stacks. Wird die Hydraulikflüssigkeit unter Druck gesetzt, führt dies zu einer homogenen, genau reproduzierbaren Verpressung aller Zellen – unabhängig von deren Größe oder Einflüssen wie der Temperatur. Gleichzeitig sorgt die im Kreislauf gepumpte Hydraulikflüssigkeit dafür, dass die entstehende Wärme gut abgeführt wird.

Patentierten Ansatz auf Brennstoffzellen übertragen

Projektkoordinator Dr. Florian Josef Wirtkert vom Energieinstitut der Westfälischen Hochschule: „Durch die Übertragung dieses innovativen Ansatzes auf die Entwicklung von Brennstoffzellen, erhoffen wir uns eine Steigerung im Gesamtwirkungsgrad und der Langzeitstabilität.“ Zugleich wollen die Forschenden den Einsatz geeigneter, kostengünstiger Katalysatormaterialien testen. Denn Materialien wie seltene Erden oder Platin tragen wesentlich zu den Kosten von elektrochemischen Energiewandlern bei – insbesondere im industriellen Maßstab. Das Ziel ist ein Stack aus 30 Zellen mit einer Aktivfläche von jeweils 500 cm² pro Zelle und einer Leistungsabgabe von bis zu 7,5 kW.



Stabile, langfristige und wirtschaftliche Versorgung

Die Firma Propuls, eine Ausgründung der Westfälischen Hochschule, ist im Forschungsprojekt für die Entwicklung einer geeigneten Testinfrastruktur verantwortlich, wofür sie auf Erfahrungen diverser projektierter Sonderanfertigungen im Prüfstandbau zurückgreifen kann. Philipp Neuhäus, Teamleiter MSR-Technik bei Propuls: „Auf dem geplanten Teststand wollen wir den im Projekt entwickelten industriennahen Stack dann mindestens 1.000 h dynamisch betreiben.“ Die in den nächsten drei Jahren gesammelten Ergebnisse will das Projektteam als Grundlage für weitere Entwicklungsschritte nutzen.

Initiative H2Raum

Die Initiative H2Raum wird gefördert durch das Förderprogramm „T!Raum – Transferräume für die Zukunft von Regionen“ des

Die stationäre Anwendung von Brennstoffzellen im industriellen Maßstab ist Inhalt des Forschungsprojektes „H2SME“ im Rahmen der Transferinitiative „H2Raum“.

Bild: © luchschenF/stock.adobe.com

Bundesministeriums für Forschung, Technologie und Raumfahrt. Ziel des Förderprogramms ist es, in strukturschwachen Regionen langfristig zukunftsweisende Innovationen und den Strukturwandel gleichermaßen voranzutreiben. Im Speziellen will H2Raum dafür sorgen, dass die Wasserstoffakteure im Ruhrgebiet voneinander lernen, gemeinsam diskutieren und miteinander Wasserstoffprojekte entwickeln und durchführen. H2Raum adressiert dabei alle Interessierten vom Start-up über kleine und mittelständische Unternehmen, Hochschulen, Bildungs- und Forschungseinrichtungen über Studierende, Schülerinnen und Schüler bis in die Zivilgesellschaft hinein.

PRODUKTE

Batteriespeicher zur Anbindung an 800-V-Infrastrukturen



Die containerisierte Batteriespeicherlösung „HIS Powerpack 800V AIO“ von HIS Renewables wurde für die direkte Anbindung an bestehende und neue 800-V-Infrastrukturen entwickelt und ermöglicht einen direkten Markteinstieg.

Bild: HIS Renewables

Mit dem „HIS Powerpack 800V AIO“ bietet HIS Renewables einen containerisierten Batteriespeicher, der für die direkte Anbindung an bestehende sowie neue 800-V-Infrastrukturen entwickelt wurde. Das System adressiert die drängendsten Herausforderungen für EPCs und Projektentwickler: die Reduktion technischer Komplexität bei gleichzeitiger Beschleunigung neuer Erlösströme. In modernen Utility-Scale- und Hybrid-PV-Projekten ist die 800-V-Ebene längst Standard für String-Wechselrichter. HIS Powerpack 800V AIO setzt hier an und ermöglicht eine effiziente Systemintegration ohne zusätzliche Transformationsebene. Dass in vielen Projekten separate Transformatoren oder zusätzliche Mittelspannungsinfrastruktur entfällt, reduziert nicht nur die Investitionskosten durch geringere Aufwände im Bereich Balance of Systems, sondern senkt auch die technische Komplexität und die damit verbundenen Verlustleistungen. HIS Powerpack 800V ist als vollständig integriertes All-in-one-System konzipiert: Batteriekapazitäten von bis zu 3.344 kWh, eine Wechselrichterleistung von 1.600 kW sowie das Energiemanagementsystem (EMS) sind in einem standardisierten 20-ft-Container vorkonfiguriert. Über die reine Kosteneffizienz hinaus bietet die 800-V-Direktanbindung einen entscheidenden Vorteil bei der Marktteilnahme. Da keine langwierigen Infrastrukturumbauten an der Mittelspannung nötig sind, verkürzt sich die Time to market für neue Erlösmodelle. Das integrierte EMS von HIS Renewables ist für die hochdynamische Bewirtschaftung ausgelegt. Ob Energie-Arbitrage (Day-ahead & Intraday) oder die Teilnahme am Markt für die automatische Frequenzwiederherstellung (aFRR) – das Powerpack reagiert dynamisch auf Preissignale und Netzanforderungen. Damit verwandelt sich das System unmittelbar nach der Installation vom reinen Speicher zum aktiven Renditebeschleuniger innerhalb bestehender PV-Parks.

Energieversorger und Vertriebspartner direkt verbunden

Mit „Joules.Direkt“ präsentierte die kraftwerk Software Gruppe auf der „E-world 2026“ die erste direkte Vertriebsplattform, die Energieversorger und Vertriebspartner ohne Mittelsmänner verbindet. Vertriebspartner erhalten mit der vom Gruppenunternehmen eins+null entwickelten Lösung über eine App Zugang zu allen Versorgern und profitieren dabei von direkten Provisionsvereinbarungen. Energieversorger können so ihr Vertriebsnetz in Tagen statt Monaten ausbauen – ohne komplexes IT-Projekt und Integrationsaufwand und mit voller Kontrolle über Daten und Konditionen. Als mobile Vertriebsplattform bündelt Joules.Direkt alle Versorgertarife in einer App. Vertriebspartner registrieren sich mit einem attraktiven Preismodell und erhalten damit sofortigen Zugriff auf ein großes Netzwerk an Energieversorgern, denen sie ihre Dienste anbieten können. Über die App schließen sie ihre Provisionsvereinbarungen direkt mit den Versorgern ab und erhalten automatisch ihre Provisionsabrechnungen. Die App funktioniert offline, validiert Eingaben in Echtzeit und eliminiert Datenfehler. Joules.Direkt fungiert als zentraler Marktplatz, auf dem Versorger gezielt nach Vertriebspartnern suchen und Kooperationen sofort starten können. Versorger entscheiden individuell, welche Produkte über welche Partner vertrieben werden und definieren ihre eigenen Workflows für die Auftragserfassung. Neue Partner sind in wenigen Klicks aktiviert, regionale Expansionen werden in Tagen umgesetzt. Versorger behalten dabei volle Datenhoheit: Tarife, Preise und Provisionen werden ausschließlich im eigenen Joules-System verwaltet. Performance-Kennzahlen zeigen auf einen



„Joules.Direkt“ ist eine Vertriebsplattform, die Energieversorger und Vertriebspartner ohne Mittelsmänner verbindet.

Bild: Kraftwerk Software Holding

Blick, welche Partner liefern. Endet eine Kooperation, wird der Zugriff automatisch entzogen. Die Plattform verbindet Versorger und Partner direkt – ohne doppelte Datenhaltung, ohne individuelle Schnittstellen. Jeder Versorger kann so mit beliebig vielen Partnern arbeiten, jeder Partner mit beliebig vielen Versorgern. Zum Start ist die App auf Strom- und Gastarife fokussiert. Joules.Direkt wird systematisch zur umfassenden Vertriebsplattform für die Energiewende ausgebaut. Die App soll künftig um CRM-Funktionen wie Lead- und Kontaktmanagement sowie Routenplanung erweitert und damit zur Komplettlösung für den Vertriebsalltag werden. Parallel wird das Produktportfolio um Photovoltaik, Wallboxen und Speicherlösungen erweitert – alles über eine zentrale Plattform.

Flexibler Energiespeicher

Mit dem „E-Tower HV“ bringt Haier Energy einen flexiblen Hochvolt-Energiespeicher für private Haushalte und kleine Gewerbebetriebe auf den Markt. Die Installation ist wahlweise als All-in-one-Einheit oder in Split-Konfiguration möglich. Der E-Tower HV verbindet einen 3-Phasen-Hybrid-Wechselrichter (4 bis 15 kW) mit einer modularen Batteriekapazität von 4,8 bis 28,8 kWh. Das Ergebnis ist ein intelligentes, effizientes und zuverlässiges Energiemanagement. Der E-Tower HV lässt sich dank modularem Aufbau schnell installieren und skalieren sowie flexibel an unterschiedliche Anwendungsanforderungen anpassen. Er bietet AC-Lastmanagement, intelligente dynamische Tarifverwaltung und unterbrechungsfreie Stromversorgung. Die Umschaltzeit beträgt weniger als 10 ms, so optimiert das System Energienutzung und -kosten automatisch. Zugleich lässt sich der E-Tower HV nahtlos in das Haier-Ökosystem integrieren. Das System unterstützt mit verschiedenen Szenarien unterschiedliche Einstellungen zur Optimierung des Energieverbrauchs. Zudem kann der Wechselrichter mit einem HEMS (Home Energy Management System) verbunden werden. Die technischen Highlights im Überblick:

- All-in-one-/Split-Hybrid-System: 3-Phasen-Wechselrichter (4 bis 15 kW) mit modularer Batterie bis zu 28,8 kWh,
- hohes DC-AC-Verhältnis: 200 % für hohe Energieeffizienz,
- Dynamic Tariff Ready: Kostensenkung durch automatische Energieoptimierung,
- fortschrittliches Lastmanagement: verarbeitet bis zu 150 % unsymmetrische 3-Phasen-Lasten,
- automatischer Notstrom: Umschaltzeit unter 10 ms für kontinuierliche Stromversorgung bei Ausfällen,
- flexible Installation: geeignet für Wand- oder Bodenmontage, innen oder außen (als All-in-one- oder Split-Version, je nach verfügbarem Platz),
- intelligente Überwachung: vollständige Fernsteuerung und -verwaltung über die hOn- und Haier Energy-Apps,
- hohe Sicherheit: Brandschutz und zuverlässige Leistung.

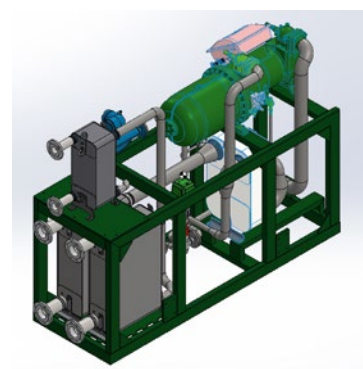


Der Energiespeicher „E-Tower HV“ von Haier Energy lässt sich wahlweise als All-in-one-Einheit oder in Split-Konfiguration installieren.

Bild: Haier Energy

Hochtemperatur-Wärmepumpe große Anwendungsbreite

Mit der „afilia water-series R600a“ lanciert 2G Energy eine Isobutan-Hochtemperatur-Wärmepumpe für industrielle und kommunale Anwendungen. Bei Heizleistungen bis 1.500 kW, einem Temperaturhub bis 85 K und Vorlauftemperaturen bis 100 °C soll das neue Modell Maßstäbe bei der Nutzung von Niedertemperaturabwärme setzen. Durch die Verwendung des Kältemittels Isobutan (R600a, GWP 3) kombiniert die Wärmepumpe hohe Effizienz mit nachhaltiger Technologie. Ein besonderes Merkmal der afilia-Serie ist das mehrstufige Sicherheitskonzept. Es umfasst moderne Sensorik, eine explosionschutzgerechte Ausführung sowie eine kontinuierliche Überwachung von Druck-, Temperatur- und Leckagesituationen. Damit wird der sichere Einsatz von Isobutan auch bei hohen Temperaturen und großen Leistungsbereichen gewährleistet. Die Schraubenverdichtertechnologie, das integrierte Regelungssystem und die kompakte Bauweise ermöglichen eine präzise Leistungsregelung und einen leisen, vibrationsarmen Betrieb – ausgelegt für anspruchsvolle Anwendungen.



Die neue Hochtemperatur-Wärmepumpe „afilia water-series R600a“ von 2G Energy.

Bild: 2G Energy

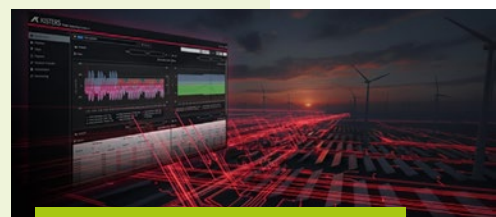
PRODUKTE

Plattform für den europäischen Energiehandel

Mit „Belvis+ PFM“ präsentiert der IT-Anbieter für die Energiewirtschaft Kisters eine neue Portfoliomanagement-Plattform für den europäischen Energiehandel. Das Tool für Handels- und Portfolioentscheidungen richtet sich an Energiehändler, Stadtwerke, Dienstleister sowie Industrieunternehmen und adressiert die wachsenden Anforderungen an Automatisierung, Performance, IT-Sicherheit und Skalierbarkeit im Strom- und Gashandel. Belvis+ PFM folgt einem prozessorientierten Ansatz, der auf hohe Handelsfrequenzen und weitgehende Automatisierung ausgelegt ist. Die Plattform ermöglicht eine konsistente Sicht auf Positionen, Prognosen und Marktbewegungen. Sie unterstützt die Beschaffung und Vermarktung für das eigene Unternehmen wie auch das Portfoliomanagement als Dienstleistung für Dritte und schafft eine einheitliche, transparente Arbeitsgrundlage für alle Beteiligten.

Mandantenfähigkeit, Rollen- und Berechtigungskonzepte sowie transparente Portfoliosichten gestatten es Dienstleistern, mehrere Kunden auf einer Plattform abzubilden. Kunden können ihre Portfolios einsehen, Prognosen bereitstellen und aktiv in Prozesse eingebunden werden. Damit wird Portfoliomanagement zunehmend zu einer Interaktionsplattform, nicht nur zu einem internen Verwaltungs- und Steuerungswerkzeug. Belvis+ PFM ist modular aufgebaut und folgt einem API-first-Ansatz. Aktuell unterstützt die Plattform die Handelsmärkte in Deutschland, Österreich, Schweiz, Belgien, Niederlande, Großbritannien und Frankreich. Weitere Länder können in kurzer Zeit ergänzt werden. Ein zentrales Merkmal von Belvis+ PFM

ist die umfassende Integration aller relevanten Prozessabläufe in die Software. Anpassungen an Marktformate, Handelsprozesse oder Importquellen kann der Anwender in den meisten Fällen selbst vornehmen – ganz ohne kundenindividuelle Entwicklungsprojekte. Schnittstellen zu externen Plattformen sind bereits integriert und lassen sich einfach aktivieren. Die Anbindung individueller Kundensysteme funktioniert über eine flexibel konfigurierbare API. Für Unternehmen, die bereits Kisters-PFM-Lösungen einsetzen, bietet Belvis+ PFM strukturierte und effiziente Migrationsmöglichkeiten. Stammdaten und Geschäfte lassen sich schrittweise übernehmen, ein Parallelbetrieb ermöglicht eine kontrollierte Umstellung. Bestehende Systeme werden dabei synchron gehalten, sodass ein unterbrechungsfreier Übergang möglich ist. Zur Sicherstellung einer hohen IT-Sicherheit wird Belvis+ PFM kontinuierlich gehärtet, unter anderem durch regelmäßige Sicherheitsupdates, CVE-Fixes und Penetrationstests. Dies ist insbesondere für den Betrieb als Dienstleistungsplattform mit mehreren Mandanten von zentraler Bedeutung. Belvis+ PFM basiert auf einer modernen IT-Architektur und ist sowohl cloud-fähig als auch On-Premises einsetzbar. Skalierbarkeit, einfache Wartung und regelmäßige Updates sind integraler Bestandteil des Konzepts.



Auf der „E-world 2026“ in Essen stellte Kisters mit „Belvis+ PFM“ eine neue hochautomatisierte Portfoliomanagement-Plattform für den europäischen Energiehandel vor. Bild: Kisters

Effizient Zielnetze für definierte Zeithorizonte planen



Mit der App „Zielnetzplanung“ von Envelio können Netzbetreiber technisch valide, wirtschaftlich optimierte Zielnetze für definierte Zeithorizonte planen.

Bild: © VideoFlow/stock.adobe.com

Envelio, Anbieter von Smart-Grid-Software, erweitert die „Intelligent Grid Platform“ (IGP) um die App „Zielnetzplanung“. Das neue Tool ermöglicht es Netzbetreibern, technisch valide, wirtschaftlich optimierte Zielnetze für definierte Zeithorizonte zu planen. Damit ergänzt es die IGP, den digitalen Werkzeugkoffer für Smart Grids, in dem Netzbetreiber alle Tools für den Netzbetrieb sowie die Netzsteuerung und -planung finden. Die App Zielnetzplanung entwirft automatisiert Netzausbaupläne, Variantenvergleiche und Kostenbewertungen für verschiedene Zukunftsszenarien im Netz. Dabei orientiert sie sich am sogenannten NO(X)VA-Prinzip: Das bedeutet eine Priorisierung der Netzoptimierung vor der Flexibilisierung vor der Verstärkung vor dem Ausbau. So die Anwendung unterstützt etwa eine umfassende Trennstellenoptimierung von gesamten Versorgungsgebieten, um Netzoptimierungsmaßnahmen auszuschöpfen, bevor

ein Ausbau des Netzes in Erwägung gezogen wird. Herzstück der Zielnetzplanung ist ein selbstlernender Algorithmus, der das NO(X)VA-Prinzip abbildet. Der KI-basierte Algorithmus lernt kontinuierlich aus jedem Planungsszenario: Er analysiert systematisch erfolgreiche Netzausbaustrategien, erkennt Muster und Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Ausbaumaßnahmen und generiert auf Basis dieser Erkenntnisse mit jeder Iteration präzisere Lösungsvorschläge. Dabei kann das System die Qualität potenzieller Netzausbauvarianten vorhersagen, ohne jede einzeln durchrechnen zu müssen – das spart Ressourcen und Zeit. Je nach Nutzerbedürfnis kann der Algorithmus flexibel entweder ganzheitlich oder gezielt für einzelne Teilschritte des NO(X)VA-Prinzips eingesetzt werden. Netzplaner können die von der Software-anwendung algorithmisch generierten Entwürfe auf intuitive Weise manuell überarbeiten.

Überspannungsschutz für PV-Anlagen

Mit der neuen Sicherungsserie „Helioprotection HP20P“ unterstützt Mersen Hersteller von PV-Modulen dabei, die Effizienz ihrer Anlagen zu steigern. Die Sicherungen mit 2.000 VDC Ausgangsleistung ermöglichen eine hohe Systemeffizienz und sichere Hochspannungsarchitekturen. Als erste ihrer Art in dieser Leistungsklasse auf dem Markt, so der Hersteller, sind sie mit Abmessungen von 22 mm x 85 mm die kleinsten Sicherungen für PV-Anlagen mit 2.000 VDC. Die Helioprotection-HP20P-Sicherungsserie ermöglicht es Konstrukteuren, den Platz in Kombinationskästen, Wechselrichtern und anderen Geräten zu optimieren und gleichzeitig einen robusten Schutz für PV-Anlagen zu gewährleisten. Mersen hat die Sicherungen für Solarfelder mit einer großen Anzahl von in Reihe geschalteten PV-Modulen entwickelt. Die Sicherungen sind mit Nennströmen von 20 bis 60 A in derselben Gehäusegröße erhältlich und bieten Ingenieuren Flexibilität bei der Systemkonstruktion und -integration. PV-Sicherungen der Serie HP20P zeichnen sich durch eine niedrige Mindestausschaltleistung von 1,35-mal dem Nennstromwert aus: Dies ermöglicht eine sichere Unterbrechung des Stromkreises unter typischen Bedingungen mit geringem Fehlerstrom. Dadurch ist eine verbesserte Betriebssicherheit in wichtigen Anwendungen wie Generatoranschlusskästen (Kombinationskästen), Wechselrichtern und Batterieladeregeln gewährleistet. Mersen hat für die PV-Sicherungen der Serie HP20P die Zertifizierungen UL248-19 und UKCA erhalten. Die Zulassungen gemäß der europäischen Norm IEC 60269-6 und der kanadischen Norm CSA C22.2 werden in Kürze erwartet. Die Sicherungen können mit Aderendhülsen oder Crimpkappen in die Anwendung integriert werden. Drahtcrimpverbindungen ermöglichen eine lötfreie Verbindung zwischen dem Draht und der Sicherung zum Einkapseln der Sicherung und der Verkabelung.



Die neuen PV-Sicherungen der Serie „HP20P“ von Mersen schützen PV-Module in Solarparks vor Überspannung.
Bild: Mersen

Batteriespeichersystem für Großanlagen



„Elementa Electra“ kombiniert das Batteriesystem mit einer Wechselstrom-einheit, die Stromumwandlung und Anpassung an das Mittelspannungsnetz ermöglicht. Bild: Trinasolar

Mit „Elementa Electra“ hat Trina Storage ein integriertes, netzgebundenes Batteriespeichersystem für Großanlagen in den Markt eingeführt. Als AC-gekoppelte BESS-Lösung kombiniert Elementa Electra das Energiespeichersystem mit einem wechsellspannungsseitigen Leistungswandler inklusive der Anpassungsmöglichkeit an das Mittelspannungsnetz.

Dies ermöglicht eine effiziente Stromumwandlung, eine besser koordinierte Leistung zwischen DC- und AC-Subsystemen und eine optimierte Netzanbindung. Durch die Kombination des auf Langlebigkeit angelegten Batteriespeichers mit der integrierten Wechselstrom-Leistungswandlereinheit bietet Elementa Electra eine hohe Energiedichte, ein optimiertes Design der DC-Komponenten und die Funktion, auf der AC-Seite ein Netz zu erzeugen, in einer durchgängig einsatzbereiten Plattform, die für die operative Wertschöpfung optimiert ist. Das System verfügt über eine robuste Steuerungsarchitektur, die einen stabilen Betrieb und eine langfristige Leistungsfähigkeit gewährleistet. Eine umfassende Selbstdiagnosefunktion und ein dynami-

scher, mehrstufiger Ausfallschutz sorgen für einen sicheren Systembetrieb, während eine intelligente Erkennung von Inselbetriebszuständen bei wechselnden Netzbedingungen einen stabilen Betrieb gewährleistet. Dank nahtloser Übergänge zwischen den Betriebsmodi bietet Elementa Electra hohe Flexibilität und eine konstante, zuverlässige Leistung. Für den Transport ist Elementa Electra als komplette Einheit optimiert, was die Logistikkosten senkt. Mit einem kompakten Design der Anlage sorgt Trina Storage für eine vergleichsweise geringe Fläche. Die werkseitige Vorinbetriebnahme verkürzt zudem die Inbetriebnahme vor Ort um mehr als 50 % und den Lieferzyklus um über 30 %. Das für den weltweiten Einsatz konzipierte System erfüllt die technischen Standards und Netzanbindungsstandards verschiedener Regionen und gewährleistet Zuverlässigkeit, Interoperabilität und langfristige Betriebssicherheit. Derzeit durchläuft Elementa Electra umfassende Zertifizierungsprozesse, um die Anforderungen der führenden Märkte an Cybersicherheit und Netzanbindung zu erfüllen, einschließlich der Einhaltung der führenden europäischen Vorschriften für Netz- und Informationssicherheit.

PRODUKTE

UNTERNEHMEN

2

2G Energy 59

A

Agentur für Erneuerbare Energien..... 8
Aggreko..... 12
Agora Energiewende..... 24
Aiko 44
Andritz 12

B

Bachmann 8

C

Copa Data 38
CTX Thermal Solutions 39

D

d-fine 24
Doosan Enerbility..... 12

E

Endress+Hauser 32
Energate 28
Engelhart..... 13
envelio..... 28, 60
enwitec electronic 26
Everllence..... 13

F

Fraunhofer IEG 56
Fraunhofer ISE 24, 50
Fraunhofer ISI 24

G

GP Joule..... 14
Green flexibility 30
Greenflash..... 36
Green Therma 55
Gridfuse 13

H

Haier 59
GFZ Potsdam 55
Helukabel 42
HIS Renewables 58
Hölscher Wasserbau..... 32

K

KEA-BW 11
Kisters 60
kraftwerk..... 58
Kyon Energy 15

M

Mersen..... 61
my-PV 47

N

nttb 13

P

PEG 9
PNE..... 11

R

Return..... 15
Remondis..... 14
Reverion 42

S

Saft..... 15
Schoenergie 20
sonnen 34
Stadwerke Lünen 14
Sungrow..... 10, 16

T

Thüga Energie..... 10
Thüga Netze..... 10
Trina Storage..... 61
TwaiCe..... 18

V

VDI 9
Vind AI 15

W

Westfälische Hochschule..... 57

Z

Zollikofer 9

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 Pfielgl, konstantin.pfielgl@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:

Gregor Bern, Heiko Bölli, Jingyuan Chen, Ulf-Guido Held, Ralf Höhmann, Nadja Müller, Jan Osterkamp, Shahab Rohani, Hannes Schneider, Patrick Schulze

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

Anzeigendisposition:

Auftragsmanagement@win-verlag.de
Chris Kerler (089/3866617-32, chris.kerler@win-verlag.de)

Abonnentenservice 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 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 © 2025 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 06/2025

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, KGK Rubberpoint

Abonnieren Sie den WIN-verlagsübergreifenden

KI NEWSLETTER!

Bleiben Sie auf dem Laufenden mit den neuesten Entwicklungen und Trends aus der Welt der Künstlichen Intelligenz. Unser kostenfreier Newsletter vom WIN-Verlag wird monatlich versendet und bietet Ihnen spannende Einblicke, exklusive Inhalte und Expertenmeinungen der verschiedenen Branchen.

Melden Sie sich jetzt an und verpassen Sie keine Ausgabe!



HANNOVER MESSE 2026

THINK TECH FORWARD

Der globale Treffpunkt für industrielle Transformation – wo Innovation auf Verantwortung trifft, Menschen und Märkte zusammenkommen und die Produktion von morgen gestalten.

20. – 24. April 2026 ■ Hannover, Germany
hannovermesse.de

